



Technische Universität München  
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik  
Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme

# **Modellentwicklung zur Bewertung von Sektorkopplung und Flexibilität im deutschen Strom- und Wärmesystem**

**Dipl.-Ing. Univ. Rita Dornmair**

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

**Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)**

genehmigten Dissertation.

**Vorsitzende:**

Prof. Dr. Myriam Koch

**Prüfer der Dissertation:**

1. Prof. Dr. Thomas Hamacher
2. Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner

Die Dissertation wurde am 21.01.2021 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik am 31.08.2021 angenommen.



## **Zusammenfassung**

Die vorliegende Arbeit untersucht die Rückwirkung von Sektorkopplung und Flexibilität auf das Energiesystem Deutschlands. Dafür wurde das Optimierungsmodell IMAKUS weiterentwickelt, sodass eine Kopplung mit dem Wärmesektor bei gleichzeitig abgestimmtem, intertemporalem Kraftwerksausbau und Lastflexibilisierung durch Einsatz von Demand-Side-Management möglich sind. Für flexible und stark gekoppelte Systeme zeigt die Szenariovariation eine wesentlich erhöhte Nutzbarkeit und damit Aufwertung des regenerativen Stroms. Ebenso sinken dadurch der fossile Primärenergieeinsatz und folglich die Emissionen deutlich.

## **Abstract**

This study investigates the impact of sector coupling and flexibility on the German energy system. For this purpose, the optimization model IMAKUS was further developed, so that a coupling with the heat sector with simultaneously coordinated, intertemporal power plant expansion and demand flexibilization through the use of demand-side management is possible. For flexible and strongly coupled systems, the scenario variation shows a significantly increased usability and thus valorization of renewable electricity. Likewise, the fossil primary energy input and consequently the emissions decrease significantly.

## **Danksagung**

Diese Arbeit wäre ohne die Unterstützung einer Reihe an Personen nicht möglich gewesen. Diesen möchte ich an dieser Stelle meinen Dank aussprechen.

Mein Dank geht an Herrn Prof. Thomas Hamacher für die Betreuung meiner Arbeit, die immer offenen Diskussionen, die inspirierenden Ideen und die andauernde Unterstützung. Ich bin dankbar für die Möglichkeit zur Promotion und die Erfahrungen, die ich in der Zeit an der Universität sammeln durfte. Ebenso danken möchte ich Herrn Prof. Ulrich Wagner für die Zweitbetreuung meiner Arbeit, das konstruktive Hinterfragen und die immer freundliche Begleitung. Frau Prof. Myriam Koch danke ich für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes.

Ich danke meinem Partner, Mentor und ehemaligen Kollegen Dr. Philipp Kuhn für die inhaltliche Inspiration und Diskussion ebenso wie den Rückhalt, die Motivation und die Geduld über all die Jahre. Herzlichen Dank für die ununterbrochene Unterstützung auf allen Ebenen!

Ich möchte all meinen ehemaligen Kolleginnen und Kollegen am Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme sowie am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik für die Diskussionen, Hilfe und gute Zeit danken.

Besonders bedanken möchte ich mich bei Dr. Kay Bareiß für die Zeit im gemeinsamen Büro - angefangen bei den intensiven inhaltlichen bis zu den persönlichen, freudigen aber auch ernsten Diskussionen. Vielen Dank dafür!

Ebenso besonders danken möchte ich Marianne Winkelmayr für die ununterbrochene Unterstützung, die Entlastung in der Lehre und die immer offenen Gespräche und Dr. Peter Tzscheutschler für die Unterstützung und Anleitung insbesondere in den ersten Jahren am Lehrstuhl.

Ich danke allen Studentinnen und Studenten, die ich im Laufe meiner Zeit an der Universität betreuen durfte und durch die ich mich sowohl inhaltlich als auch persönlich weiterentwickelt habe, genauso wie allen Kolleginnen und Kollegen in unterschiedlichen Gremien der Fakultät bzw. Universität.

Zu guter Letzt danke ich all meinen Freundinnen und Freunden, meiner Schwester und meinen Eltern für ihre Unterstützung, die Geduld und die immer offenen Ohren.

München, 12.12.2021

Rita Dornmair

# Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b>	<b>3</b>
<b>Danksagung</b>	<b>4</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b>	<b>5</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>7</b>
1.1 Klimaschutzziele in Deutschland . . . . .	7
1.2 Potenziale durch Sektorkopplung . . . . .	9
1.3 Ziel der Arbeit . . . . .	11
1.4 Struktur der Arbeit . . . . .	11
<b>2 Überblick bestehender Untersuchungen und Modelle</b>	<b>13</b>
2.1 Studien zu Sektorkopplung und Lastflexibilisierung . . . . .	13
2.2 Energiesystemmodelle zu Sektorkopplung und Lastflexibilisierung . . . . .	16
2.3 Zusammenfassung untersuchter Studien . . . . .	18
<b>3 Untersuchungen von Flexibilitätsoptionen mit bestehendem Stromsystemmodell</b>	<b>19</b>
3.1 Grundlagen IMAKUS . . . . .	19
3.2 Untersuchungen zu großtechnischen Stromspeicheranlagen . . . . .	20
3.3 Lastflexibilisierung in Haushalten und Elektromobilität . . . . .	22
3.4 Demand-Side-Management in der Industrie . . . . .	23
3.5 Power-to-Heat in der Warmwasser- und Raumwärmebereitstellung . . . . .	24
3.6 Betrachtung im Rahmen dieser Arbeit . . . . .	25
<b>4 Erweiterung des bestehenden Modells um nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen</b>	<b>29</b>
4.1 Formulierung des bestehenden Modells IMAKUS . . . . .	29
4.1.1 Grundlagen der Linearen Programmierung . . . . .	29
4.1.2 Iteratives Modellkonzept IMAKUS . . . . .	30
4.1.3 Bestehender Modellierungsansatz Teilmodell MOWIKA . . . . .	31
4.1.4 Bestehender Modellierungsansatz Teilmodell MESTAS . . . . .	35
4.2 Erweiterung um das Wärmesystem . . . . .	43
4.2.1 Einteilung in zentrale und dezentrale Wärme . . . . .	43
4.2.2 Erweiterung um Wärmesystem im Teilmodell MESTAS . . . . .	45
4.2.3 Sonderfall - zentrale KWK in MESTAS . . . . .	53
4.2.4 Ausbau der zentralen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Teilmodell MOWIKA . . . . .	58
4.2.5 Untersuchung und Bewertung der Konvergenz . . . . .	64

4.3	Erweiterung um DSM-Optionen . . . . .	69
4.3.1	Methodik der Abbildung der DSM im Modell . . . . .	70
4.3.2	Erschließung von Flexibilitätspotenzial . . . . .	76
4.3.3	Erhöhung von Flexibilitätsleistung . . . . .	82
<b>5</b>	<b>Definition des Szenariorahmens und der Datengrundlage</b>	<b>87</b>
5.1	Referenzszenario REF . . . . .	88
5.1.1	Allgemeine Annahmen und Rahmenbedingungen . . . . .	89
5.1.2	Prognose der Nachfrageentwicklung . . . . .	89
5.1.3	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien . . . . .	94
5.1.4	Optionen zur konventionellen Stromerzeugung . . . . .	97
5.1.5	Wärmesystemgruppen und Wärmeerzeugungsanlagen . . . . .	99
5.1.6	Bestandsspeicher für elektrische Energie . . . . .	103
5.1.7	Brennstoffpreise und CO <sub>2</sub> -Preise . . . . .	104
5.2	Flexibilitätoption 1: Ausbau von Stromspeichern . . . . .	104
5.3	Flexibilitätoption 2: Verstärkter Ausbau von Power-to-Heat . . . . .	106
5.4	Flexibilitätoption 3: Zusätzliche Verfügbarkeit von Wärmespeichern . . . . .	107
5.5	Flexibilitätoption 4: Lastflexibilisierung in der Industrie und Elektromobilität	108
5.5.1	DSM in der Industrie . . . . .	108
5.5.2	Elektromobilität . . . . .	110
<b>6</b>	<b>Szenarienvariation und Ergebnisse</b>	<b>113</b>
6.1	Allgemeine Modellergebnisse aus dem Szenario REF . . . . .	114
6.2	Einfluss von Stromspeichern . . . . .	121
6.3	Einfluss der erweiterten Power-to-Heat-Optionen . . . . .	130
6.4	Einfluss der Erweiterung um Wärmespeicher . . . . .	139
6.5	Einfluss der Lastflexibilisierung in Industrie und Elektromobilität . . . . .	145
6.6	Szenarienübergreifende Auswertung . . . . .	152
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>169</b>
	<b>Akronyme</b>	<b>173</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>175</b>
	<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>179</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>183</b>

# Kapitel 1

## Einleitung

*Greta Thunberg* und *Fridays for Future* – das sind die wohl bekanntesten Namen, die seit etwa Mitte des Jahres 2018 immer wieder genannt werden, wenn es um das Thema des weltweiten Klimaschutzes geht. Die damals 15-jährige Schwedin und die von ihr ins Leben gerufene Bewegung, wöchentliche Schulstreiks für die Rettung des Klimas durchzuführen, sind allerdings jung im Vergleich zu den internationalen Bemühungen zu diesem Thema. Bekannt ist das Phänomen des Treibhausgaseffektes seit dem 19. Jahrhundert. Vor dessen Einfluss auf das weltweite Klima wurde bereits in den 60er und 70er Jahren des 20. Jahrhunderts von einigen Wissenschaftlern gewarnt. Im Jahr 1997 – sechs Jahre bevor Greta Thunberg überhaupt geboren wurde – wurde mit dem Kyoto-Protokoll [63] ein Meilenstein zum Schutze des Klimas erreicht, in dem sich erstmals weltweit 38 Staaten zur Reduktion der Emissionen von klimaschädlichen Treibhausgasen um einen festen Prozentsatz gegenüber dem Jahr 1990 verpflichteten. Auf der Klimakonferenz im Jahr 2015 in Paris gelang es, eine Übereinkunft mit fast allen Staaten weltweit zu erzielen, die Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen und Bemühungen zu unternehmen, sie sogar auf unter 1,5 °C zu halten [64]. Vier Jahre nach dem Pariser Klimaabkommen hat die Europäische Kommission im Dezember 2019 den europäischen „Green Deal“ [35] mit einem Fahrplan an Maßnahmen zur Erreichung der EU-weiten Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 beschlossen [35, Annex]. Zur Erreichung der im europäischen „Green Deal“ angestrebten Ziele wird ebenso der Entwurf eines europäischen Klimaschutzgesetzes vorgestellt, das eine Verpflichtung zur Umsetzung in nationales Recht für die Mitgliedsstaaten der Europäischen Union vorsehen würde.

### 1.1 Klimaschutzziele in Deutschland

Die Bundesrepublik Deutschland hat bereits im September 2010 ein *Energiekonzept für umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung* [23] veröffentlicht, das Wege aufzeigt, sowohl den Energieverbrauch bis zum Jahr 2050 auf die Hälfte zu reduzieren als auch die Energieversorgung größtenteils erneuerbar zu gestalten, sodass die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis dahin um 80 bis 95 % gegenüber denen im Jahr 1990 zurückgehen. Der Fokus dieses Konzepts liegt auf Maßnahmen, welche in erster Linie die Emissionen in der Stromerzeugung tatsächlich reduzieren soll, indem von konventionellen auf erneuerbare Energieträger umgestellt werden soll. Eine Reduktion der Emissionen in Industrie und Gebäuden wird laut diesem Konzept im Wesentlichen durch Effizienzmaßnahmen erreicht

werden. Bereits in diesem Konzept wird die Mobilität als Herausforderung gesehen, dennoch oder gerade deshalb aber das ambitionierte Ziel von einer Million Elektrofahrzeugen bis zum Jahr 2020 ausgegeben.

Bei Betrachtung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen der Jahre 1990 und 2018 in Abbildung 1.1 ist erkennbar, dass in den Bereichen Energiewirtschaft, sowie Industrie, GHD, Militär als auch Gebäude eine Reduktion zwischen 32 und 36 % erreicht werden konnte. In der Energiewirtschaft ist das im Wesentlichen auf die zunehmende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die Abkehr von konventionellen Energieträgern zurückzuführen. Die gesunkenen Emissionen in der Industrie kommen zum einen durch erfolgreich umgesetzte Effizienzmaßnahmen zu Stande, sind zum anderen aber auch eine Folge der Verlagerung von energieintensiven Prozessen ins Ausland, womit die Emissionen nicht mehr direkt in Deutschland anfallen und damit nicht mehr in die Bilanz eingerechnet werden. Die Reduktion der Emissionen im Gebäudebereich kann auf die Vorgaben der *Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung - EnEV)* [3], die 2009 in Kraft getreten ist und seitdem mehrfach weiterentwickelt wurde, zurückgeführt werden. Sowohl die Dämmung der Gebäudehülle als auch ein Technologiewechsel in der Wärmeerzeugung sind für die Reduktion der Emissionen verantwortlich. Im Verkehrssektor kann dagegen keine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen verzeichnet werden.

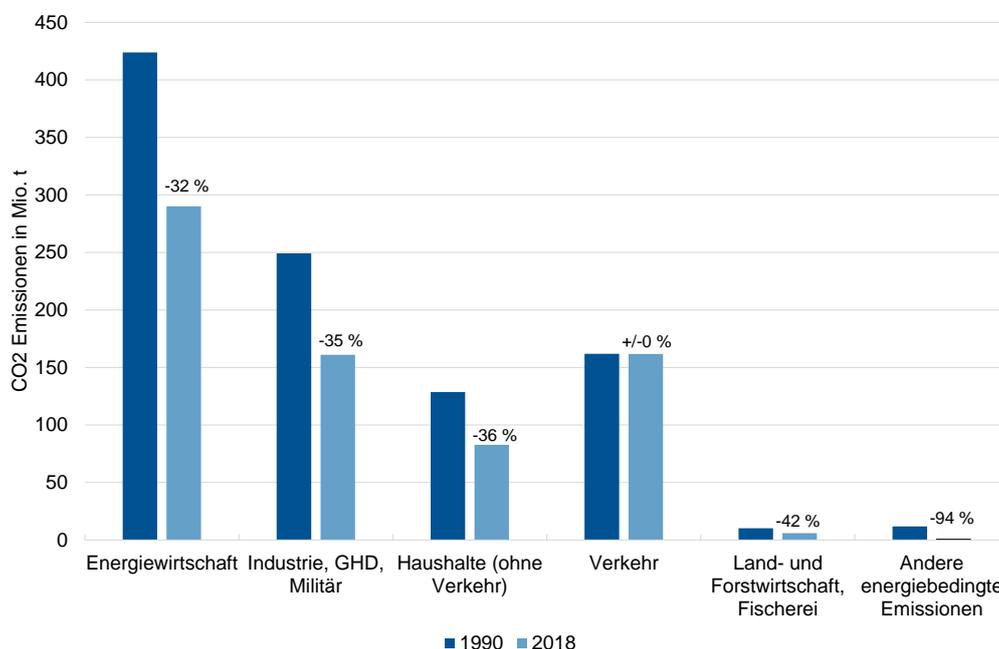


Abbildung 1.1: CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Sektoren in den Jahren 1990 und 2018 [22]

Die Energiewirtschaft durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger emissionsfrei zu gestalten, ist aufgrund der starken Fokussierung innerhalb des letzten Jahrzehnts auf den Ausbau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen vergleichsweise weit fortgeschritten

und kosteneffizient. Allerdings wird selbst eine vollständig emissionsfreie Stromerzeugung nicht zur Erreichung der im Energiekonzept gesteckten, sektorenübergreifenden Ziele ausreichen. Eine weitere Reduktion der Emissionen auch in der Industrie, den Haushalten und dem Verkehr ist damit unumgänglich. Durch die Kopplung dieser Sektoren mit der Energiewirtschaft kann dies nicht nur schnell und effizient erreicht werden, sondern bietet auch die Chance, jeweils bestehende Herausforderungen ganzheitlich zu betrachten und nach Lösungen zu suchen.

## 1.2 Potenziale durch Sektorkopplung

Die Elektrifizierung anderer Verbrauchssektoren kann bei einer oberflächlichen Betrachtung von deren aktuellem Endenergiebedarf von 718,6 TWh an Mineralölprodukten im Verkehrssektor und 374,2 TWh an Mineralölprodukten und Gasen in Haushalten [9] als unrealistische Zielsetzung anmuten. Bei einer detaillierteren Betrachtung der gesamten Effizienzketten von Nutzenergie zu Primärenergie, wie in Abbildung 1.2 für Privatkraftfahrzeuge und in Abbildung 1.3 für Heiztechnologien dargestellt, zeichnet sich ein positiveres Bild.

In Abbildung 1.2 sind von links nach rechts beispielhaft Effizienzketten für ein Elektroauto mit erneuerbarer Stromerzeugung, ein Elektroauto mit konventioneller Stromerzeugung und ein Auto mit Verbrennungsmotor gegenübergestellt. Selbst bei Vergleich der beiden mit konventionellen Energieträgern angetriebenen Technologien wird bereits deutlich, dass die Effizienzketten des elektrischen Antriebs zu einem deutlich geringeren Brennstoffeinsatz für die Stromerzeugung und damit auch einem geringeren Primärenergiebedarf führt als die Effizienzketten eines Verbrennungsmotors. Wird bei konventionellem Antrieb für 100 % mechanische Antriebsenergie 350 % Endenergie in Form von Treibstoff benötigt, sinkt allein durch die Elektrifizierung des Antriebs der Endenergiebedarf in Form von Strom auf 143 %. Bezogen auf den vorab genannten Endenergiebedarf von 718,6 TWh würde sich dieser auf etwa 293,6 TWh reduzieren.

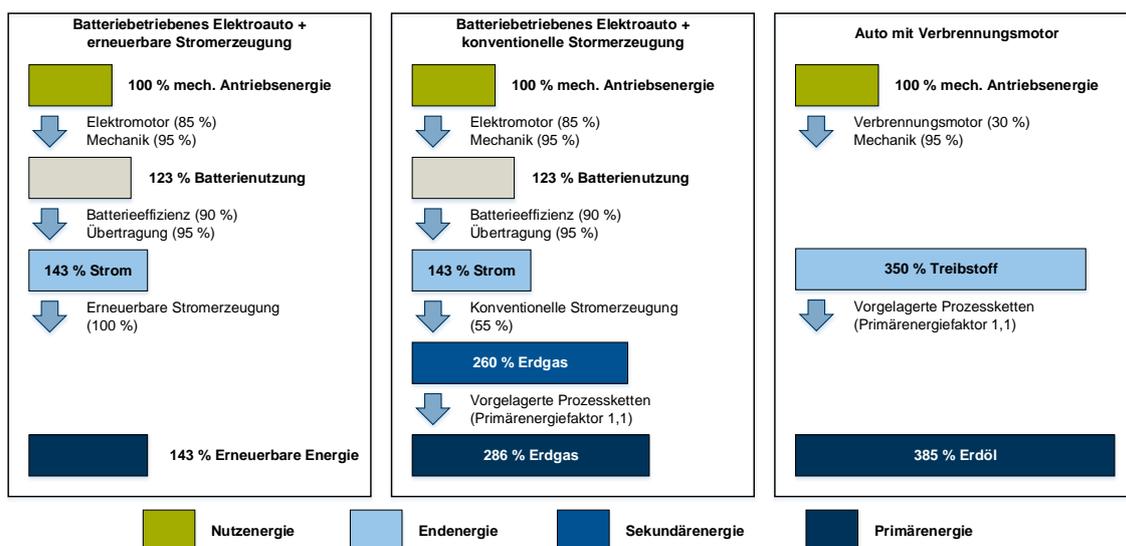


Abbildung 1.2: Energieeinsatz anhand von Effizienzketten für Elektroauto und Verbrenner; Effizienzen nach [10],[12]

Bei Vergleich der Effizienzketten eines vergleichsweise effizienten Gasbrennwertkessels mit einer elektrischen Wärmepumpe in Kombination mit unterschiedlichen Arten der Stromerzeugung in Abbildung 1.3 gewinnt die elektrische Heizung mittels Wärmepumpe im Hinblick auf den Primärenergieeinsatz nicht zwangsläufig. Wird die für die Wärmeerzeugung aufgewandte Umweltenergie nach [49] und [60] mit einem Primärenergiefaktor von 1,0 – analog der erneuerbaren Stromerzeugung – berücksichtigt, verliert die elektrische Heizung mittels Wärmepumpe bei konventionellem Strom den Vergleich mit dem Gasbrennwertkessel. Bei Nutzung der elektrischen Energie aus erneuerbaren Energiequellen dagegen würden im Grunde genau 100 % Primärenergie in 100 % Wärme umgewandelt. Den eigentlichen Gewinn bringt die Wärmepumpe aber bei Bewertung des Endenergieeinsatzes, da sie den Bedarf an elektrischer Energie auf 33 % der Nutzenergie (Jahresarbeitszahl 3) reduziert. Die Reduktion des Bedarfs eines hochwertigen Energieträgers wie Strom ist der wesentliche Vorteil bei Einsatz der Wärmepumpe.

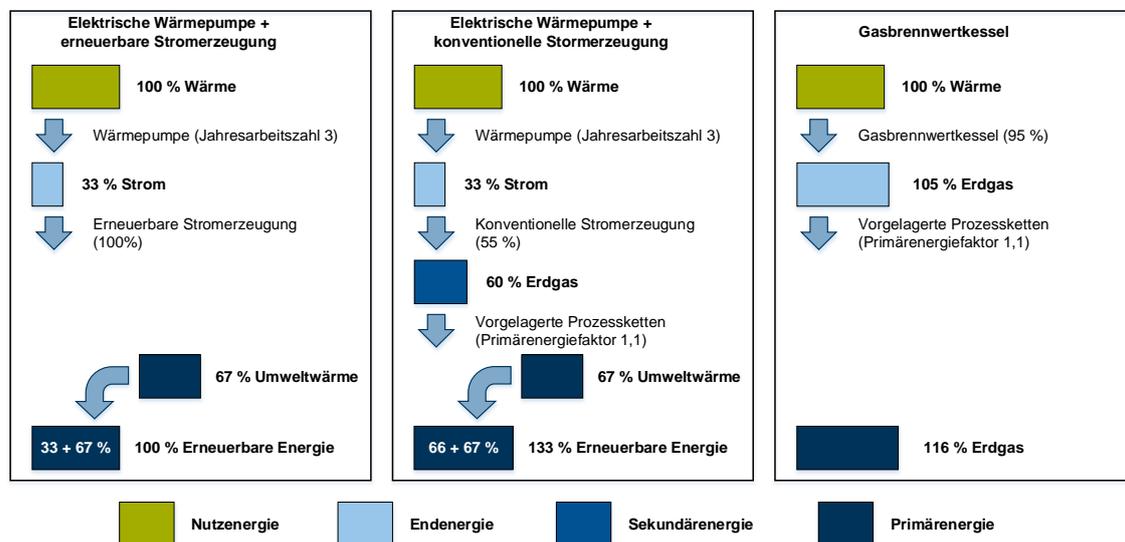


Abbildung 1.3: Energieeinsatz anhand von Effizienzketten für Wärmepumpe und Gasbrennwertkessel; Effizienzen nach [10],[12],[36]

Mit der Elektrifizierung anderer Sektoren geht nicht nur ein Anstieg der Stromnachfrage in Summe einher, auch der Charakter des Stromsektors ändert sich aufgrund der sich verschiebenden Nachfragezeiträume. Mit dem aktuell in Deutschland existierenden Strommix bedingt die Kopplung der Sektoren allerdings noch nicht eine CO<sub>2</sub>-arme Versorgung dieser. Erst durch eine CO<sub>2</sub>-neutrale Stromerzeugung kann dies erreicht werden, was eine Abkehr der Stromerzeugung mittels der Energieträger Kohle, Öl und Gas bedeutet. Als Alternativen stehen Energieträger und Technologien zur Umwandlung zur Verfügung, allerdings kommen auch von diesen viele nicht in Frage: Kernenergie wurde aus politischen Gründen für Deutschland ausgeschlossen, für Biomasse und Laufwasser ist das Potenzial gering und schon stark ausgeschöpft, Geothermie bietet in Deutschland insbesondere zur Stromerzeugung quasi kein Potenzial und der Import von elektrischer Energie aus emissionsarmer Erzeugung aus dem Ausland funktioniert nur begrenzt. Die damit „übrig“ bleibenden erneuerbaren und CO<sub>2</sub>-neutralen Energieträger in ausreichender Größenordnung sind Sonnenenergie und Windenergie. Eine Herausforderung in der Nutzung dieser Energieträger ist die zeitlich fluktuierende Verfügbarkeit, sodass die Zeiträume des

Angebots oft nicht zu denen der aktuellen Stromnachfrage passt. Konnten in der bisherigen konventionellen Versorgung zu jeder Zeit Kraftwerke nach Bedarf in ihrer Erzeugung angepasst und somit eine verhältnismäßig starre Nachfrage gedeckt werden, muss die Flexibilität nun auf der Seite der Nachfrage in das System gebracht werden, um eine wenig beeinflussbare Erzeugung bestmöglich zu nutzen. Dafür stehen im Wesentlichen drei Möglichkeiten zur Verfügung:

- Speicherung des Stroms für eine spätere Nutzung,
- Erzeugung einer zusätzlichen Nachfrage durch Kopplung mit anderen Sektoren und
- zeitliche Verschiebung der Stromnachfrage.

## 1.3 Ziel der Arbeit

Das Ziel der Arbeit ist die Untersuchung der Rückwirkung der Sektorkopplung und Lastflexibilisierung auf den Stromsektor im Sinne der Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen und des Primärenergiebedarfs. Für diese Untersuchung wird ein bestehendes Stromsystemmodell mit dem Wärmesektor gekoppelt. Ebenso wird das Modell um die Option der Lastflexibilisierung in Form von Demand Side Management (DSM) in der Industrie und flexiblem Laden von Elektrofahrzeugen erweitert und verfeinert. Die Kopplung zwischen Wärmesystem und Stromsystem werden durch unterschiedliche Wärmeerzeugungstechnologien umgesetzt – Power-to-Heat (P2H) ebenso wie Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Für die großtechnischen KWK-Kraftwerke wird ein intertemporaler Ausbau analog der konventionellen Stromerzeugungsanlagen ermöglicht.

Mittels unterschiedlicher Szenarien werden neben anderen Untersuchungen folgende Forschungsfragen adressiert:

- Wie groß ist das wirtschaftliche Potenzial für nachfrageseitige Flexibilität (Stromspeicher, Power-to-Heat mit und ohne Wärmespeicherung, Power-to-Mobility, Demand-Side-Management und deren Kombination) in einem sektorengekoppelten Energiesystem mit hohem Anteil volatiler erneuerbarer Stromerzeugung?
- Welche Verdrängungseffekte entstehen zwischen diesen unterschiedlichen Arten der Flexibilität?
- Wie entwickelt sich die durch den Einsatz konventioneller Kraftwerke zu deckende Residuallast in Abhängigkeit der verfügbaren Flexibilitätsoptionen?
- Was bedeuten die Veränderungen für Größen wie Emissionen, Primärenergiebedarf und Kosten?

## 1.4 Struktur der Arbeit

In Kapitel 2 wird ein Überblick über bestehende Studien und Modelle zu Sektorkopplung und Lastflexibilisierung gegeben. Kapitel 3 beschreibt das bestehende Stromsystemmodell *Iteratives Modell zur Ausbauplanung von Kraftwerken und Speichern (IMAKUS)* und die wesentlichen damit vorgenommenen Untersuchungen zu den Themen Sektorkopplung und Lastflexibilisierung. Die methodische Erweiterung des Modells für die Durchführung der Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit wird im darauffolgenden Kapitel 4 sowohl im energiewirtschaftlichen Kontext als auch mathematisch aufgestellt. Kapitel 5 definiert

die untersuchten Szenarien und die dafür benötigten Eingangsdaten. Die Ergebnisse der berechneten Szenarien werden in Kapitel 6 grafisch dargestellt und interpretiert. Kapitel 7 fasst die Arbeit zusammen und gibt einen Ausblick auf weitere Untersuchungen, die an diese Arbeit anschließen können.

# Kapitel 2

## Überblick bestehender Untersuchungen und Modelle

Flexibilitätsoptionen im Energiesystem wurden bereits in verschiedensten Studien mit unterschiedlichen Schwerpunkten untersucht. Diese reichen von Szenarientwicklungen für das Energiesystem bis hin zu rein methodischen Beschreibungen der Modellierung der Flexibilitätsoptionen in Energiesystemmodellen. Im Folgenden wird ein knapper Überblick über die wichtigsten Studien, in denen diese Aspekte betrachtet werden, gegeben.

### 2.1 Studien zu Sektorkopplung und Lastflexibilisierung

Zuerst werden unterschiedliche Studien zur Szenarientwicklung mit Fokus auf dem Energiesystem in Deutschland betrachtet.

Ziel der Studie „dena – Leitstudie Integrierte Energiewende“ [17] ist es, Transformationspfade des Energiesystems bis zum Jahr 2050 zu entwickeln, also die Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude, Industrie und Verkehr mittels Modell abzubilden und Untersuchungen anhand von Szenarien und Sensitivitätsanalysen durchzuführen. Aufgeteilt werden die Szenarien in „business as usual“, „Elektrifizierung“ und „Technologiemix“, welche eine unterschiedlich starke Elektrifizierung des Energiesystems unterstellen. Die Modellierung wurde mit dem Modell DIMENSION+ vorgenommen, mittels welchem die kurz- und langfristigen Bereitstellungskosten aller Energieträger im europäischen Energiesystem minimiert werden unter der Vorgabe der Endenergienachfragen der o.g. Sektoren. Bestehende politische, regulatorische und technologische Rahmenbedingungen und Abhängigkeiten werden dabei berücksichtigt. Stromleitungen innerhalb Deutschlands und anderer europäischer Länder sind nicht Teil der Modellierung. Abgebildet werden sowohl die Investitionen in als auch der Einsatz von Kraftwerkskapazitäten in den europäischen Ländern. Ebenso ein Ergebnis ist der Stromaustausch zwischen den Staaten. Das Modell ermöglicht eine Betrachtung der gesicherten Leistung an Erzeugungskapazität und eine CO<sub>2</sub>-Grenze und Emissionszertifikatehandel. Die Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind über ganz Europa auf spezifische Standorte verteilt. Eine Betrachtung von Optionen zur Lastflexibilisierung im Rahmen der Stromsystemmodellierung wird nicht genannt. Eine Zusammenfassung bzw. Interpretation der Hauptaussagen der Studie geben sowohl [18] bzw. [13]. Die Autoren geben an, dass die Reduktion der Treibhausgasemissionen auf so-

wohl 80 % als auch 95 % unter erhöhten Anstrengungen bis zum Jahr 2050 erreicht werden kann, im Technologiemixszenario ebenso wie im Elektrifizierungsszenario. Der Ausbau von erneuerbaren Energien muss deutlich vorangetrieben und die Gebäudesanierungsrate gesteigert werden. Die konventionelle Stromerzeugung muss auf Gaskraftwerke übergehen und die Industrie muss ihren Endenergiebedarf deutlich reduzieren. Eine Weiterführung der aktuellen Maßnahmen wird als nicht ausreichend erkannt. Die Transformationspfade, die verstärkt auf Technologie- und Energieträgermix setzen, sind dabei bis zum Jahr 2050 deutlich günstiger als die Elektrifizierungsszenarien.

Die vom Öko-Institut in Kooperation mit dem Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) durchgeführte Studie [56] hat zum Ziel, Entwicklungsszenarien mit unterschiedlich hohen Ambitionsniveaus in der Emissionsreduktion bis zum Jahr 2050 zu rechnen. Dabei werden drei zentrale Fragestellungen bearbeitet. Zum einen wird untersucht, welche Minderung der Emissionen erreicht werden kann, wenn die aktuelle Energie- und Klimapolitik beibehalten wird. Zum anderen werden Maßnahmen und Strategien entwickelt, um die Klimaziele noch zu erreichen. Und in einer letzten Betrachtung wird eine Kosten/Nutzen-Relation sowohl für Verbraucher als auch die Volkswirtschaft aufgestellt. Es werden anhand der drei Szenarien Aktuelle-Maßnahmen-Szenario, Klimaschutzszenario 80 und Klimaschutzszenario 95 der Beitrag der jeweiligen Maßnahmen zur Zielerreichung untersucht. Die Modellierung ist zweigeteilt, sodass die optimale Investitionsentscheidung im Modell ELIAS berechnet wird und die Einsatzplanung von Kraftwerken, Sektorkopplung und Verbrauch im Modell PowerFlex. Es findet eine Iteration der einzelnen Jahre zwischen den beiden Modellen statt, *„bis die Ergebnisse in Bezug auf Stilllegung und Investition und somit der Kraftwerkspark stabil sind“*. Genaue Kriterien für Stabilität sind im Rahmen der Studie nicht gegeben. Um den Stromaustausch mit dem Ausland der EU27+2 abzubilden, werden die Stromflüsse nach und von Deutschland mittels dem übergeordneten Modell PowerACE errechnet. Die Abbildung der Sektoren wird durch weitere Modelle realisiert. Über das Bottom-up Modell ERNSTL/EE-Lab/INVERT wird die Entwicklung des Gebäudebestands inklusive Berücksichtigung von Abriss, Neubau und (energetischer) Sanierung und der eingesetzten Technologien zur Heizung, Kühlung und Warmwasserbereitung bestimmt. Das Tool FORECAST dient zur Berechnung der Entwicklung der Nachfragen von Industrie, GHD und Haushalten. Ebenso wird die Stromnachfrage für Elektromobilität für Pkw, Last- und Nutzfahrzeuge, Busse und kleine Lkw stundenscharf abgebildet. Die Hauptaussagen der Studie lassen sich folgendermaßen zusammenfassen. So sind die ambitionierten Ziele des Energiekonzepts erreichbar, allerdings nicht mit den im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario umgesetzten Maßnahmen. Die Minderung der Emissionen und damit auch die erforderliche Anpassung des Energiesystems muss zur Zielerreichung im Jahr 2050 bereits in den kommenden beiden Jahrzehnten erfolgen, damit das noch große Potenzial zur Treibhausgasreduktion genutzt und Richtungen für Pfade eingeschlagen werden können. Größere Emissionseinsparungen gingen einher mit einer stärkeren Kopplung der Sektoren. Die unterschiedlichen Einsparungspotenziale der Sektoren muss aktiv als Chance genutzt werden.

Die vom Umweltbundesamt beauftragte Studie [51] hat die Potenziale von Sektorkopplungsoptionen und deren Beitrag zum Erreichen der in der Energie- und Klimapolitik gesteckten Ziele in Deutschland bis zum Jahr 2050 untersucht. Die grundsätzliche Entwicklung von

Rahmendaten wie bspw. Nachfrage und Preise von Energieträgern basieren in dieser Untersuchung auf der im Absatz zuvor beschriebenen Öko-Institut-Studie [56]. Mittels den Modellen eLOAD und FORECAST wird die Entwicklung der Stromlastkurve aufgrund sich verändernder oder neu hinzukommender Stromlastkurven bestimmter Technologien in die Zukunft prognostiziert und anschließend die Optimierung von flexiblen Verbrauchern – insbesondere der Elektromobilität – vorgenommen. Die sich ergebende, geglättete Residuallast entsteht dabei unter Vorgabe unterschiedlicher zeitvariabler Stromtarife. Eine Modellierung der Erzeugerseite scheint in der Studie nicht vorgenommen worden zu sein. Der Fokus lag auf der wirtschaftlichen Bewertung der sich aufgrund der Optimierung der Nachfrage gegen unterschiedliche Tarife ergebenden angepassten Residuallast und Gesamtkosten. Wie die unterschiedlichen zum Teil sehr zeitvariablen Tarife ohne eine Abbildung der Erzeugerstruktur generiert werden konnten, ist nicht beschrieben. Aussagen zu Punkten wie Energieträgermix oder Primärenergieaufwand wurden im Grunde aus der Studie des Öko-Instituts [56] übernommen. Auf Basis der Modellrechnungen in der Studie können recht detaillierte Aussagen zur Wirtschaftlichkeit der Entwicklungspfade mit Sektorkopplungsoptionen und zeitvariabler Tarife getroffen werden. So ist die wesentliche Schlussfolgerung, dass Sektorkopplungsoptionen nur dann zur Reduktion von Treibhausgasemissionen beitragen können, wenn sie im Wesentlichen oder vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden, sie zur Integration von Erneuerbaren beitragen und sie den Einsatz anderer Flexibilisierungsoptionen wie Speicher reduzieren können.

In der Schriftenreihe *Energiesysteme der Zukunft* erschien im Jahr 2017 eine Analyse zur Entwicklung des Energiesystems [12] mit Fokus auf möglichen Technologien und deren sektorenübergreifendem Zusammenspiel. Das Ziel der Autorinnen und Autoren ist es, „möglichst viele Aspekte, die zum Erfolg der Energiewende erforderlich sind, zu beleuchten und zu analysieren“ [12, S. 14]. Damit das Thema der Studie nicht den Fokus verliert, verzichteten die Autorinnen und Autoren auf eine tiefer gehende Betrachtung von einigen Themen, unter anderem auch der Nachfrageänderung. Zur Analyse wird das Energiesystemmodell REMod-D herangezogen, welches die kostenoptimale Entwicklung des Energiesystems bis zum Jahr 2050 mit jährlich exogen vorgegebenen Emissionsobergrenzen berechnet. In den Berechnungen wird keine räumliche Unterteilung vorgenommen, anfallende Kosten für Infrastruktur werden allerdings auf alle angewendeten Technologien verteilt einberechnet. Neben der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugung werden Stromspeicher (stationäre und mobile Batterien, Pumpspeicherwerke), Wasserstoffspeicher und Warmwasserspeicher berücksichtigt. Die Verbrauchsseite wird in Verkehr, Strom, Brennstoffnachfrage in der Industrie sowie Raumwärme und Trinkwarmwasser unterteilt, deren Nachfragen jeweils teilweise mittels unterschiedlichen Energieträgern (u.a. Wärme, Wasserstoff, Gas und Strom) gedeckt werden können. Die Studie kommt unter anderem zu dem Schluss, dass es eine Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr geben muss und diese gemeinsam optimiert werden müssen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien – Wind und Photovoltaik – muss stark erhöht oder die Nachfrage mittels Effizienzmaßnahmen verringert werden. Die Betrachtung, wie letztere Maßnahmen konkret aussehen können, war nicht Teil der detaillierten Untersuchung und ist daher qualitativ zu verstehen. Ebenso wird in der Studie angegeben, dass Erzeugungskapazitäten von konventionellen thermischen Gaskraftwerken in etwa in der heute vorhandenen Größenordnung weiterhin verfügbar sein müssen, um die Versorgungssicherheit zu ge-

währleisten. Als Energiespeicher werden Stromspeicher in Form von Batterien, thermische Speicher und Wasserstoffspeicher ebenso wie Synthesanlagen für Power-to-Gas als nötiger Ausbau genannt, um die Emissionsreduktionen zu erreichen.

Ebenso in der Schriftenreihe *Energiesysteme der Zukunft* erschienen ist im Jahr 2015 eine Studie [32], die *“Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“* untersucht. Als Ziel wird dabei genannt, das Technologieportfolio in Bezug auf technische Potenziale und Kosten zu analysieren und deren Rollen in Stromsystemen unterschiedlicher Ausprägung im Jahr 2050 zu untersuchen. Die in diesem Zusammenhang untersuchte Flexibilität schließt sowohl nachfrageseitige als auch erzeugerseitige Flexibilität ein. Die Untersuchung fußt auf einem volkswirtschaftlich optimierenden Stromsystemmodell, das für das Jahr 2050 „auf die Grüne Wiese“ flexible Stromerzeugungstechnologien und Demand-Side-Management Technologien ausbaut und einsetzt. In der Untersuchung werden nach eingehender Literaturrecherche 8 Szenarien ausgewählt, die unterschiedliche Entwicklungen des Energiesystems inklusive Ausbau von Erneuerbaren und Emissionsbegrenzungen bis zum Jahr 2050 unterstellen. Durch die Auswahl dieser Szenarien spannen die Autorinnen und Autoren der Studie einen Entwicklungskorridor auf, der unterschiedliche Anforderungen an die Flexibilitätsoptionen des Energiesystems stellen und sehr stark von der Emissionsbegrenzung geprägt ist. In der Optimierung ist nur der Stromsektor modelliert, wodurch der Einfluss der Sektorkopplung nur indirekt über das Stromlastprofil abgebildet ist. Die Berechnungen werden zwar nur für das Jahr 2050 durchgeführt, die Autorinnen und Autoren schließen aber dennoch auf die frühzeitig notwendigen Anpassungen im Energiesystem. Die Kopplung des Stromsektors mit dem Wärmesektor wird als zeitlich erster Schritt genannt, da hier das Emissionseinsparpotenzial hoch ist und die Technologien bereits verfügbar sind. Unter der Voraussetzung der sehr starken Nutzung von hohen DSM-Potenzialen kann auf ein Ausbau von zusätzlichen Stromspeichern zur Kurzfristspeicherung verzichtet werden. Ist das DSM-Potenzial nicht ausreichend, um eng gesetzte CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzen einzuhalten, kommen Technologien wie Batterien, Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicherkraftwerke zum Einsatz. Als Langzeitspeicher kommt zum aktuellen Stand nur die Technologie der Wasserstoffspeicherung in Frage. Die Nutzung der unterschiedlichen Technologien hängt laut den Autorinnen und Autoren sehr stark mit den gesetzten Emissionsbegrenzungen zusammen.

## 2.2 Energiesystemmodelle zu Sektorkopplung und Lastflexibilisierung

Neben Studien zur methodischen Umsetzung von spezifischen Aspekten der Modellierung oder des Umgangs mit verfügbaren Daten in einzelnen Modellen werden auch immer wieder Vergleichsstudien über bestehende Modelle und / oder Modellgeneratoren zur Erstellung von Modellen veröffentlicht. Dabei wird der Fokus des Vergleichs entweder auf einen spezifischen Aspekt der Modellierungsoptionen gelegt oder das „Modellgesamtpaket“ als solches mit allen Eigenschaften und Optionen verglichen.

Die folgenden beiden Studien befassen sich stark mit der methodischen Umsetzung der Demand Side Management (DSM)-Modellierung bzw. der Aufteilung von Gesamtnachfragen in Teilnachfragen für eine schnellere Rechenbarkeit. Anschließend werden zwei

Vergleichsstudien über bestehende Modelle vorgestellt.

Zerrahn et al. [65] befasst sich rein mit der mathematischen Abbildung von DSM in Energiesystemen. Wie die Autoren zu Beginn ihres Textes bereits diskutieren, weisen andere Vorgehen zur Abbildung von Demand-Side-Management Prozessen in Energiesystemmodellen entweder methodische Fehler auf, die zu einem weit von DSM abweichenden Verhalten führen (z. B. keine zeitliche Beschränkung in der Verschiebung von Prozessen). Oder die mathematische Abbildung ist konkret für eine spezifische technische Anwendung aufgesetzt. Die Autoren streben dagegen eine generische Formulierung für unterschiedliche DSM-Prozesse an. Ihre vorgeschlagene Formulierung basiert auf der von Göransson et al. [38] verwendeten Abbildung und wird um zwei Bedingungen erweitert. Neben einer Begrenzung der nutzbaren gesamten Leistung der jeweiligen DSM Anwendung ist es damit nun auch möglich, den Energiebezug „vorzuholen“ gegenüber der unveränderten Last und nicht nur nachzuholen. Damit wird eine Eigenschaft implementiert, welche die Funktionalität von DSM im Hinblick auf die Auswirkung auf die Stromnachfrage maßgeblich von der eines Speichers unterscheidet. In der kritischen Diskussion der Methodik weisen die Autoren unter anderem darauf hin, dass saisonal unterschiedliche Flexibilität nach wie vor nicht abgebildet werden kann. Ebenso kann es zu einer Erhöhung der Rechenzeit des Modells kommen.

Richter [57] entwickelte in seiner Dissertation mit dem Titel „Beschreibung und Optimierung urbaner Energiesysteme – Methodenentwicklung und erste Anwendung am Beispiel Augsburg“ im Jahr 2004 den Modellgenerator **Urban Research Toolbox: Energy Systems (URBS)**. Damit lassen sich örtlich sowie zeitlich begrenzte Modelle von Energiesystemen optimieren. Die Aufteilung in vier Module (Stadtentwicklung, Energienachfrage, Energietechnik und Umwelt) ermöglicht jedoch eine örtlich und zeitlich hochauflösende Betrachtung, da die Berechnung der Module anstatt innerhalb einer größeren Gesamtrechnung seriell realisiert ist. In seiner Arbeit präsentiert Richter u.a. eine Methode zur Aufteilung der Nachfrage in Teilnachfragen, was sowohl Heilek [41] aufgreift als auch in der vorliegenden Arbeit (vgl. Kapitel 4) Anwendung finden wird. Das von Richter entwickelte Modell wurde nicht für die Abbildung von überregionalen oder sogar nationalen Energiesystemen entwickelt, weshalb sich der beispielhafte Einsatz auf die Stadt Augsburg fokussiert.

Bloess et al. [15] machen sich zum Ziel, bestehende internationale Veröffentlichungen zur Modellierung der Kopplung des Strom- mit dem Wärmesektors zu vergleichen. Sie ziehen letztlich 46 Studien für Vergleiche sowohl bezüglich der inhaltlichen Abgrenzung und der angewandten Methodik als auch der möglichen Ergebnisse heran. Geografisch sind die meisten Studien in Nord- und Westeuropa und hier wiederum am häufigsten in den nordischen Ländern, sowie Belgien, Deutschland, Großbritannien und Irland angesiedelt. Ebenso sind viele Studien über einen Zeitraum von Jahrzehnten angesetzt, allerdings bleibt unklar, ob es sich um die Betrachtung von Stützjahren handelt. Die Studien weisen eine große Spannbreite bezüglich der betrachteten Wärmeerzeugungstechnologien auf. Methodisch ordnen die Autoren die meisten Studien als techno-ökonomische partielle Gleichgewichtsmodelle des Energiesektors ein, die in vielen Fällen eine Kostenminimierung als Ziel haben. Einige Studien arbeiten mit Simulationen anstatt deterministischen

Berechnungen. Im Falle von Optimierungen handelt es sich meist um mixed integer linear programming (MILP) oder Lineare Programmierung (LP). Aus den von den Autoren gegebenen Tabellen zu den betrachteten Modellen bzw. Studien erscheint es, als hätte keine Studie eine stündliche Auflösung mit einer Betrachtung über einige Jahrzehnte gekoppelt.

Ringkjøb et al. [58] stellen in ihrer Veröffentlichung einen breiten Vergleich existierender Energiesystemmodelle und Modellgeneratoren zur Energiesystemmodellierung an. Ihr Ziel ist es, möglichst alle zur Zeit der Veröffentlichung bestehenden und bekannten Modellierungstools zu erfassen und zu vergleichen, um (zukünftigen) Modelliererinnen und Modellierern einen Überblick und eine Auswahlhilfe zu geben. Sie beziehen 75 Modelle bzw. Modellgeneratoren in die Untersuchung mit ein, wobei sie von 71 neben den verfügbaren Informationen zusätzlich auf Daten aus einem Fragebogen an die verantwortlichen Personen zurückgreifen können. Die Datengrundlage für den Vergleich der Modelle kann also als sehr umfangreich und aus erster Hand angesehen werden. Die von den Autorinnen und Autoren angelegten Kriterien sind dabei in erster Linie folgende: Allgemeine Logik (Forschungsfrage, Top-down versus Bottom-up und Methodik), örtliche und zeitliche Auflösung sowie technologische und wirtschaftliche Eigenschaften. Die Arbeit gibt anhand dreier sehr ausführlicher Tabellen einen guten Überblick über die Modelllandschaft. Zusätzlich wird eine Einschätzung gegeben, welche Modelle den Autorinnen und Autoren für unterschiedliche Betrachtungen besonders geeignet erscheinen. In ihrem zusammenfassenden Fazit weisen Ringkjøb et al. allerdings unter anderem auch darauf hin, dass besonders die Nachfrageseite in zukünftigen Modellen stärkere Berücksichtigung finden sollte.

## 2.3 Zusammenfassung untersuchter Studien

Zusammenfassend kann also festgestellt werden, dass durchaus einige Arbeiten existieren, die sich mit dem Thema der Sektorkopplung, der Lastflexibilisierung oder deren methodischer Umsetzung in Energiesystemmodellen beschäftigen. Die meisten analysierten Studien zur Szenarienentwicklung integrieren die Option der Sektorkopplung in ihre Betrachtung, allerdings nicht oder nicht explizit die Option der Lastflexibilisierung. Dies wird nur in der dena Leitstudie „Integrierte Energiewende“ untersucht. Die Betrachtung wurde hier jedoch nur anhand von Stützjahren vorgenommen. Die Analyse bestehender Modelle und deren Methoden lässt den Schluss zu, dass zwar einige Modelle existieren, die den Anwendenden Optionen zu Sektorkopplung und / oder Lastflexibilisierung anbieten. Die Abbildung von Sektorkopplung und Lastflexibilisierung inkl. Erschließung bestehender Potenziale in Verbindung mit Speicherausbau und intertemporalem Kraftwerksausbau über einige Jahrzehnte und einem stündlich aufgelösten Einsatz scheint dagegen bisher nicht vorgenommen worden zu sein.

# Kapitel 3

## Untersuchungen von Flexibilitätsoptionen mit bestehendem Stromsystemmodell

Das Stromsystemmodell *Iteratives Modell zur Ausbauplanung von Kraftwerken und Speichern (IMAKUS)* wurde bereits in unterschiedlichen Analysen von nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen eingesetzt. In diesem Kapitel wird zunächst das bestehende Modell nach P. Kuhn [45] auf dem Stand nach einigen Anpassungen nach M. Kühne [48] inklusive seiner Teilmodelle und deren jeweiligen Funktion vorgestellt. Nach der Vorstellung des Modells in Kapitel 3.1 werden die diversen Untersuchungen und deren wesentliche Ergebnisse zusammengefasst. Das letzte Teilkapitel 3.6 beschreibt die Grenzen der bisherigen Analysen und welche Analysen die für diese Arbeit umgesetzten Anpassungen und Erweiterungen ermöglichen.

### 3.1 Grundlagen IMAKUS

Das vorrangige Ziel des Stromsystemmodells IMAKUS, wie es nach den Anpassungen durch M. Kühne in dessen Dissertation [48] vorlag, ist die Deckung der Stromnachfrage in allen Zeitpunkten des betrachteten Zeitraums zu volkswirtschaftlich minimalen Kosten. Zur Erreichung dieses Ziels bestimmt das Modell auf Basis des Kraftwerksbestands den Ausbau und Einsatz von weiteren Kraftwerken und Speicheranlagen hinsichtlich Technologie, Leistung, Kapazität und Bauzeitpunkt. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird vorgegeben und als vorrangig angesehen, weshalb sie von der Stromnachfrage abgezogen wird. Durch den Einsatz von Kraftwerken und Speichern muss damit nur noch die verbleibende Residuallast gedeckt werden. Für das Modell wird eine ideal ausgebaute und flexible Netzinfrastruktur angenommen. Außerdem wird weder für Kraftwerke noch Speicher eine Teilnahme an Reservemärkten abgebildet. IMAKUS teilt sich in die drei iterativ gekoppelten Teilmodelle MOWIKA, MESTAS und MOGLIE auf, wie in Abbildung 3.1 dargestellt. Im *Modell zur wirtschaftlichen Optimierung des Kraftwerksausbaus (MOWIKA)* wird anhand der diskretisierten, geordneten Jahresdauerlinie der optimale Kraftwerksausbau für den gesamten Betrachtungshorizont von beispielsweise mehreren Jahrzehnten intertemporal und damit voneinander abhängig berechnet. Der Kraftwerkspark jeden Jahres wird an MESTAS übergeben. Das *Modell zur Einsatz-*

und Ausbauplanung von Speichern (MESTAS) optimiert den Ausbau von Stromspeichern ebenso wie deren Einsatz und den der Kraftwerke anhand der chronologisch richtigen Residuallast für jedes Jahr einzeln. Der Speicherausbau findet auf der „Grünen Wiese“ statt. Wie bereits P. Kuhn [45] argumentiert, kann bei der Betrachtung eines zunehmend erneuerbaren Stromsystems trotz der unabhängigen Berechnung der Einzeljahre von einer kontinuierlichen Entwicklung des Speicherausbaus ausgegangen werden, da der Bedarf an Flexibilität mit zunehmender gesetzter Erzeugung zunehmen wird. Ebenso im Teilmodell MESTAS implementiert ist die Integration von Elektromobilität, sowie die Demand Side Management (DSM) Optionen, die durch Kühlschränke und Nachtspeicheröfen in Haushalten bestehen. Für diese Optionen müssen fixe Potenziale eingangsseitig vorgegeben werden; sie werden nicht durch das Modell bestimmt. Das *Modell zur Bestimmung der gesicherten Leistung im Erzeugungssystem (MOGLIE)* berechnet die gesicherte Leistung des Stromsystems beim Ausbau der Kraftwerkskapazitäten, sodass die Jahreshöchstlast mit einer vorgegebenen Zuverlässigkeit sicher gedeckt werden kann. Die Konvergenz dieses iterativen Vorgehens zu einer stabilen und optimalen Lösung des Gesamtmodells IMAKUS wurde in [46] und [45] gezeigt.

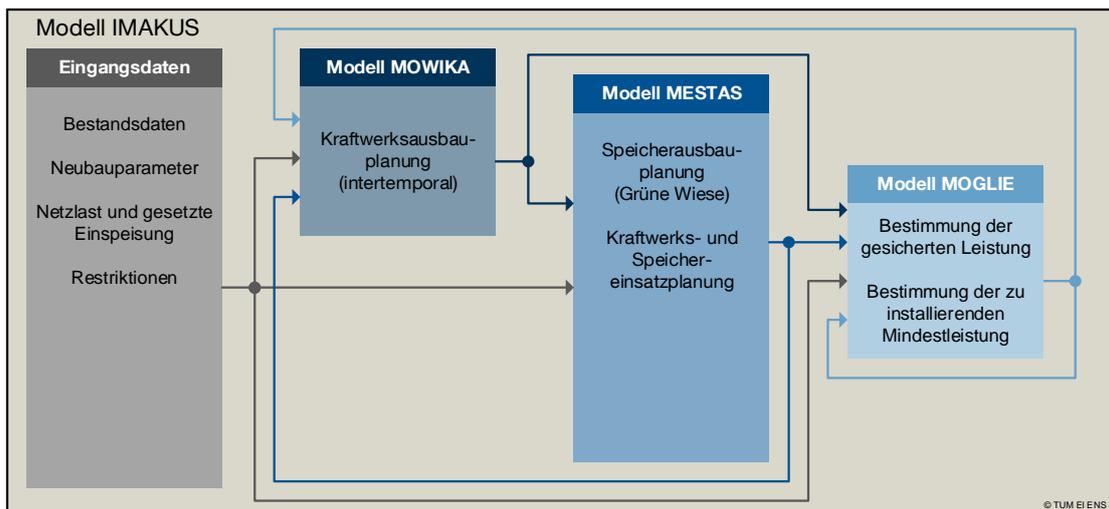


Abbildung 3.1: Ablaufschema des iterativen Modellaufbaus von IMAKUS, nach [45], [48]

Im Folgenden werden die wichtigsten Untersuchungen mit dem Stromsystemmodell IMAKUS in Bezug auf Flexibilität im Energiesystem und deren wesentliche Ergebnisse dargestellt.

## 3.2 Untersuchungen zu großtechnischen Stromspeicheranlagen

Sowohl P. Kuhn [45] als auch M. Kühne [48] untersuchen in ihren Dissertationen mittels Sensitivitätsanalyse unterschiedliche Einflüsse auf das Speicherpotenzial des Energiesystems. P. Kuhn legt den Fokus dabei auf die Variation der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Speicher sowie der konventionellen Stromerzeugungsstruktur. M. Kühne

fokussiert sich in seiner Arbeit stärker auf die Variation der erneuerbaren Stromerzeugung. Im Folgenden wird zunächst auf die Arbeit von P. Kuhn und anschließend die von M. Kühne eingegangen.

Ziel der Arbeit von P. Kuhn [45] ist es, den Einfluss von Veränderungen in der Stromerzeugung auf den Ausbau von Stromspeichern zu untersuchen. Dazu werden ausgehend von einem Referenzszenario mittels gezielter Parametervariation folgende Aspekte untersucht:

- wirtschaftliche Bedingungen für Speicherausbau,
- Vorgaben für den Ausbau konventioneller Kraftwerke,
- Mindesterzeugung mittels thermischer Kraftwerke,
- Exportoptionen und damit Konkurrenz zu Speicheroption,
- Begrenzung des Ausbaus unterschiedlicher Speichertechnologien.

Zusammenfassend zeigt sich bei der Untersuchung, dass der Speicherausbau aller Technologien für alle Variationen der Rahmenbedingungen wirtschaftlich ist. Die Technologien Pumpspeicherwerk (PSW) und adiabates Druckluftspeicherkraftwerk (AA-CAES) ersetzen im Rahmen der Untersuchungen vorrangig Spitzenlastkraftwerke. Die Speicher der Sorte Wasserstoffspeicher mit GuD-Rückverstromung ( $H_2$ -GuD) werden für den saisonalen Ausgleich der unterschiedlichen erneuerbaren Stromerzeugung eingesetzt. Der Einfluss der oben genannten Variationen stellt sich als vergleichsweise gering heraus. Wasserstoffspeicher werden aufgrund der kostengünstigen Speicherkapazität bevorzugt für die Integration von momentan nicht nutzbaren erneuerbaren Energien eingesetzt, allerdings wirkt sich die geringe Effizienz wiederum negativ auf die Wirtschaftlichkeit aus. Die Option Export führt zu einer geringeren Wirtschaftlichkeit im Speicherausbau, eine angenommene konventionelle Mindesterzeugung dagegen zu einer höheren. Eine erzwungene vollständige Integration der Überschüsse an erneuerbarer Stromerzeugung durch Speicherausbau und -einsatz erweist sich als nicht wirtschaftlich.

In der von M. Kühne [48] durchgeführten Sensitivitätsanalyse werden zu einem großen Teil die unterschiedliche Einflüsse der Variation der erneuerbaren Stromerzeugung auf die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern im Stromsystem untersucht. Für die Schaffung der Datengrundlage des Referenzszenarios werden die Erzeugungszeitreihen von Stromnachfrage, Photovoltaik sowie Wind onshore und offshore von zehn Jahren gegenübergestellt. Das Jahr, das dabei das „durchschnittlichste“ Verhalten an den Tag legt, ist das Jahr 2012. Die Zeitreihen und Charakteristiken der gesetzten Erzeugung und Stromnachfrage dieses Jahres werden daher als Grundlage des Referenzszenarios verwendet. Trotz allem ist die Variation der zugrunde liegenden Jahre für diese Daten Teil der durchgeführten Sensitivitätsanalyse, um den Einfluss unterschiedlicher meteorologischer Bedingungen ebenso untersuchen zu können. Die weiteren Modellrechnungen legen dann das Jahr 2012 mit Variation folgender Daten zugrunde:

- Anteil der Summe der erneuerbaren Erzeugung an der gesamten Stromerzeugung,
- Anteile der erneuerbare Energien (EE) Struktur, also der jeweiligen Erzeugung aus Photovoltaik, Onshore-Wind und Offshore-Wind,
- Brennstoffkosten,
- Investitionskosten für Stromspeicher,

- Bonuszahlungen für den Verkauf des Speicherstroms an nicht endogen modellierten Märkten, z.B. Regelenergiemarkt.

In Summe wurden im Rahmen der Dissertation 42 Szenarien untersucht und verglichen. M. Kühne kommt in seiner Arbeit zu der Erkenntnis, dass kein Parameter hinsichtlich Einfluss auf den Speicherbedarf ausgeschlossen werden kann, extreme Abweichungen vom Referenzszenario aber zumindest teilweise auch auf eingangsseitige Extremszenarien zurückzuführen sind. Insgesamt zeigen die Untersuchungen, dass der Speicherbedarf mit dem Anteil an erneuerbaren Energien ansteigt und erst wieder in den Szenarien mit 90 % oder mehr EE sinkt. In allen untersuchten Szenarien mit einem Anteil von 60 % oder mehr EE wird der Ausbau der Speicherkapazität von der Technologie H<sub>2</sub>-GuD dominiert. Für alle Technologien zeigt sich, dass in der Regel mehr Lade- als Entladeleistung installiert wird. Steigt der Anteil an erneuerbaren Energien auf über 90 %, ist eine höhere Entladeleistung optimal. Es zeigt sich eine hohe Empfindlichkeit der Ergebnisse gegenüber den zugrunde liegenden Zeitreihen, sodass selbst für das „Durchschnittsjahr“ 2012 nicht von einem repräsentativen Speicherausbau ausgegangen werden kann. Die Schlussfolgerung ist daher, dass der Ausbaubedarf an Speichern anhand einer großen Anzahl unterschiedlicher Zeitreihen errechnet werden sollte. Der Einfluss der Brennstoffpreise ist bei Variation um bis zu 10 % eher gering, allerdings steigt die Wirtschaftlichkeit von Speichern deutlich bei steigendem Preisunterschied zwischen den Brennstoffen Gas und Kohle. Den größten Einfluss allerdings hat die Erzeugungsstruktur der EE. Die Technologien PSW und AA-CAES zeigen eine deutliche Abhängigkeit vom Anteil der Erzeugung aus Photovoltaik. Ein hoher Anteil an Offshore-Wind scheint dagegen die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern zu reduzieren. Durch die Arbeit von M. Kühne konnte ein guter Überblick über die Einflussgrößen auf die Investitions- und Einsatzentscheidung von Stromspeichern im Modell IMAKUS gewonnen werden.

### 3.3 Lastflexibilisierung in Haushalten und Elektromobilität

Eine erste Untersuchung zur Rolle von großtechnischen Speichern im Stromsystem sowie funktionalen Speichern und Sektorkopplung und deren Rückwirkungen auf die Stromspeicher wurde im Bericht „Integration und Bewertung erzeuger- und verbraucherseitiger Energiespeicher“ [47] im Rahmen des Projekts „KW21 - Kraftwerke des 21. Jahrhunderts“ durchgeführt. Ziel der Studie war zum einen die Untersuchung der Rolle von großtechnischen Stromspeichern im zukünftigen Stromsystem mit zunehmender gesetzter Erzeugung aus erneuerbaren Energien und KWK. Zum anderen wurde in dieser Studie aber bereits eine mögliche Integration dieses erneuerbaren Stroms durch funktionale Speicher und Sektorkopplungsoptionen berücksichtigt und deren Einfluss auf den Ausbau von Stromspeichern untersucht. Abgebildet wurde das Stromsystem vom Jahr 2010 bis zum Jahr 2050 mit einer vorgegebenen Entwicklung der Stromnachfrage und einer gesetzten erneuerbaren Stromerzeugung. Angenommen wurde im Standardszenario für das letzte Jahr des Betrachtungszeitraums 2050 eine Zunahme der erneuerbaren Stromerzeugung auf 80 % und eine Reduktion der Stromnachfrage um 15 % gegenüber den Werten des Startjahres 2010. Die weiteren Basisszenarios variieren in diesen beiden Werten. Zur Lastflexibilisierung werden nun die Optionen Elektromobilität, flexibler Einsatz von Haus-

haltsanwendungen sowie Stromexport eingebunden. Vergleichsszenario ist dabei immer das genannte Standardszenario.

Grundsätzlich bescheinigt die Studie dem Ausbau und der Nutzung der großtechnischen Speicherung zunehmendes Potenzial insbesondere in der zweiten Hälfte des Betrachtungszeitraums – nicht zuletzt Annahme bedingt aufgrund der insbesondere dann zunehmenden Stromerzeugung aus EE. Die Technologien PSW und AA-CAES finden dabei vorrangig für kurzfristige Speicherung Einsatz, die H<sub>2</sub>-GuD dagegen eher für saisonale. Die unterschiedlichen Annahmen in den Basisszenarien zu Lastveränderung und EE-Entwicklung führen zu ebenso unterschiedlichen Potenzialen zwischen den Szenarien. Gemein ist ihnen nur, dass in keinem eine vollständige Integration der EE Stromerzeugung wirtschaftlich ist. Wird das flexible Laden der Elektromobilität mit betrachtet, verringert sich das wirtschaftliche Potenzial von großtechnischen Stromspeichern deutlich. Die Option Vehicle-to-Grid (V2G) wirkt sich laut Autoren gering aus. Am deutlichsten ist der Einsatz in den Jahren, in denen AA-CAES und H<sub>2</sub>-GuD noch nicht stark ausgebaut sind. Für die DSM-Stellvertreter Speicherheizungen und Kühlschränke stellen die Autoren ein unterschiedliches Potenzial fest. Die Kühlschränke spielen im Hinblick auf die Reduktion des Speicherpotenzials kaum eine Rolle, da sie verhältnismäßig wenig Leistung und Kapazität verfügbar machen. Der Einsatz von Speicherheizungen reduziert das Speicherpotenzial dagegen deutlich. Die weitere Konkurrenzoption Stromexport ist deutlich abhängiger von unterstellten Erlösmöglichkeiten als von Übertragungskapazitäten und reduziert im Wesentlichen das Potenzial von saisonalen Stromspeichern.

### 3.4 Demand-Side-Management in der Industrie

Der Einfluss von Lastverschiebung in der Industrie wurde in [28] untersucht. Das bis dahin bestehende Modell IMAKUS musste dafür in seinem Teilmodell MESTAS um die Option des Ausbaus von DSM-Prozessen erweitert werden. Die neu implementierte Methode ermöglicht es, die Erschließung von DSM-Maßnahmen sowie die Installation von Überkapazität an Produktionsleistung von bereits erschlossenen Potenzialen zu untersuchen. Die Stromnachfrage, die der Industrie zugeschrieben wird, kann damit flexibilisiert werden. Im Rahmen der Veröffentlichung wurden drei Prozesse unterschiedlicher Flexibilität untersucht. Der erste Prozess kann den Strombezug um wenige Stunden verschieben, der zweite Prozess um einen Zeitraum, der etwa einer Verschiebung zwischen Tag und Nacht entspricht. Der dritte Prozess bildet eine saisonale Verschiebungsoption im Strombezug der Industrie ab. Kosten fallen für die Erschließung und die Investition in Überkapazität an. Ziel ist sowohl eine Aussage zu erschlossenen Potenzialen als auch über eine mögliche Bevorzugung einer der beiden Maßnahmen.

Eine Erkenntnis dieser Untersuchung zeigt, dass beide Optionen – sowohl Erschließung als auch Installation von Überkapazität – von der Optimierung genutzt werden und damit als volkswirtschaftlich rentabel angesehen werden können. Mit steigender Flexibilität des Prozesses steigt auch das erschlossene Potenzial ebenso wie die Installation von Überkapazität in der Produktionsleistung. In gewissem Umfang konkurrieren diese Maßnahmen mit großtechnischen Stromspeichern und leisten damit einen Beitrag zur kosteneffizienten Stromerzeugung. Ihr Einfluss auf die Integration von Stromüberproduktion in einem System mit starker erneuerbarer Stromerzeugung ist dagegen kaum merklich.

### 3.5 Power-to-Heat in der Warmwasser- und Raumwärmebereitstellung

Eine Kopplung von IMAKUS mit dem Wärmesystem wurde zum einen im Forschungsprojekt *Lastmanagement-Potenziale von Gebäuden im Kontext der zukünftigen Energieversorgungsstruktur in Deutschland* untersucht und im Abschlussbericht *Gebäude als intelligenter Baustein im Energiesystem* [11] festgehalten. Ziel des Projekts war es, das Wärmespeicherpotenzial von Gebäuden zu modellieren und die Rückwirkung der Nutzung dieser Speichermöglichkeit der elektrisch erzeugten Wärme auf das Stromsystem zu untersuchen. Um sowohl die Abbildung der Gebäude im Modell als auch die des Stromsystems auf einem detaillierten Niveau zu erreichen, wurden für diese Untersuchung verschiedene Modelle aneinander gereiht und mit den Ergebnissen des jeweils zuvor stehenden Modells ausgeführt. Beginn der „Modellreihe“ sind Modelle von Gebäuden unterschiedlicher Baualtersklassen sowie Lüftung-, Heizungs- und Kühlungsarten. Für diese Gebäudemodelle wurden zunächst Wärmelastgänge simuliert. Anhand von Bestandszahlen und Abschätzungen zu (energetischen) Sanierungsraten wurden der zur Zeit der Untersuchung aktuelle Bestand an Gebäuden sowie deren Entwicklung abgeschätzt. Mittels eines weiteren Moduls wurden aus den Wärmelastgängen dieser Gebäude Stromlastgänge des Einsatzes von elektrischen Wärmeerzeugungstechnologien errechnet, welchen wiederum eine gewisse Flexibilität je Tag unterstellt wurde. Durch Optimierung gegen ein angenommenes Strompreissignal wurden damit neue Stromlastkurven für die flexibilisierte Wärmeerzeugung errechnet. Diese fanden als zusätzliche elektrische Last Eingang in das Stromsystemmodell IMAKUS.

Die durch elektrische Wärmeerzeugung verfügbare Flexibilität konnte dem Stromsystem im Rahmen dieser Untersuchung durch Modellkopplung indirekt zugänglich gemacht werden. Dies führt zu einer deutlich steigenden Stromnachfrage bis zum Jahr 2050, welche großteils aus der gesetzten erneuerbaren Stromerzeugung gedeckt werden kann. Die Emissionen der Wärmeerzeugung liegen in der Rechnung mit Power-to-Heat Technologien deutlich unter den errechneten Emissionen, die jeweils angefallen wären, wenn die selbe Wärme mit Gaskesseln erzeugt worden wäre. Die Ausnutzungsdauern der effizienten Technologie Gas-und-Dampf-Kraftwerk (GuD) steigen und die Investitionen in großtechnische Stromspeicher sinken. Die Kopplung des Wärmesystems mit dem Stromsystem zeigen in erster Linie positive Wirkungen auf das gesamte Energiesystem. Der Einfluss einer zusätzlichen Flexibilisierung der Stromnachfrage zur Wärmeerzeugung ist im Rahmen der Untersuchung nicht eindeutig einzuschätzen.

Zum anderen hat sich C. Heilek in seiner Dissertation [41] mit einer direkten Abbildung des Wärmesystems im Modell IMAKUS beschäftigt. Im Gegensatz zur vorangegangenen Untersuchung wird eine Erweiterung des Modells IMAKUS – genauer des Teilmodells MESTAS – vorgenommen. Die Modellrechnungen werden allein mit dem erweiterten MESTAS durchgeführt. Der Kraftwerksausbau wird nicht mehr im Teilmodell MOWIKA optimiert und anschließend an das Teilmodell MESTAS weitergegeben. Stattdessen wird der Kraftwerksausbau in MESTAS implementiert. Ebenso wird darin die Kopplung zur Wärmeseite umgesetzt. C. Heilek berücksichtigt die verteilte und lokal begrenzte Natur der Wärmeversorgung durch die Einführung sogenannter Wärmesystemgruppen, womit den unterschiedlichen Kombinationen von Wärmeerzeugungstechnologien in diesen verteilten

Wärmeerzeugersystemen Rechnung getragen wird. Dabei kann eine Wärmesystemgruppe nur eine Technologie oder auch mehrere repräsentieren. Dem Modell wird ein einziger thermischer Lastgang vorgegeben und je nach Anteil der installierten Leistung der Einzelgruppen an der Gesamtleistung auf die Wärmesystemgruppen aufgeteilt. Damit wird die verteilte Wärmeerzeugungsstruktur modell-technisch umgesetzt. Um diese detaillierte Abbildung des Wärmesystems mit einer noch akzeptablen Rechendauer des Modells realisieren zu können, beschränkt sich die Betrachtung auf die Analyse einzelner Stützjahre. Zusammenfassend zeigt die Arbeit unter anderem, dass elektrische Wärmeerzeuger und insbesondere Elektro-Wärmepumpen in allen untersuchten Szenarien gewählt werden, um eine möglichst kostengünstige Deckung der Wärmenachfrage unter Einhaltung der gesetzten Emissionsobergrenzen gewährleisten zu können. KWK-Anlagen werden in der wärmenetzgebundenen Erzeugung eingesetzt, nicht jedoch in der objektgebundenen. Sie ergänzen sich aufgrund der Stromauskopplung gut mit Wärmepumpen. Thermische Speicher finden insbesondere zusammen mit KWK-Anlagen und elektrischen Wärmeerzeugern Einsatz, um deren Ausnutzungsdauern zu erhöhen. Elektro-Heizeinsätze werden aufgrund der niedrigen Investitionskosten zur Erreichung der geforderten installierten Überkapazität gebaut und insbesondere durch Umwandlung von Erzeugungsspitzen aus erneuerbarer Stromerzeugung eingesetzt, sodass diese Wärme in thermischen Speichern gespeichert werden kann. Die Speicher werden ebenso genutzt, um die Ausnutzungsdauern von KWK-Anlagen zu erhöhen. Elektrische Speicher finden nur in Form von Pumpspeicherkraftwerken und vereinzelt Druckluftspeichern Anwendung. Längerfristige Wasserstoffspeicher werden kaum berücksichtigt. Durch die Kopplung des Stromsystems mit dem Wärmesystem kann der Ausbau von elektrischen Speichern im Rahmen dieser Untersuchungen also erheblich verringert werden.

### 3.6 Betrachtung im Rahmen dieser Arbeit

Im Gegensatz zu vorab genannten Untersuchungen wird im Rahmen dieser Arbeit eine Möglichkeit entwickelt, sowohl einen intertemporalen Kraftwerksausbau im Teilmodell MOWIKA als auch die Abbildung des Wärmesystems sowie DSM Optionen im Teilmodell MESTAS innerhalb eines Modells zu optimieren. Um einen Überblick über die Erweiterungen gegenüber bisherigen Dissertationen zu geben, sind in Abbildung 3.2 die wesentlichen Unterschiede bzw. Abgrenzungen grafisch veranschaulicht. Es sind alle wesentlichen Eingangsdaten, Aspekte der Teilmodelle sowie Ergebnisse aufgezeigt, die in den bisherigen Arbeiten mit dem Modell Verwendung fanden oder im Rahmen dieser Arbeit ergänzt wurden und / oder Verwendung finden. Das Modell IMAKUS, wie es für die Arbeiten von P. Kuhn [45] und M. Kühne [48] entwickelt wurde, ist in der Abbildung jeweils grün hinterlegt. Die von C. Heilek [41] eingesetzten bzw. ergänzten Teile sind elfenbeinfarben hinterlegt. Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten und eingesetzten oder nur eingesetzten Aspekte sind in orange hinterlegt.

Ausgangspunkt für diese Arbeit ist das Modell IMAKUS nach [45] und [48]. Dieses wird nun zum einen um die Wärmeseite erweitert, sodass der Ausbau von KWK-Kraftwerken im Teilmodell MOWIKA und der Einsatz dieser sowie weiterer Wärmeerzeuger zur Deckung der Wärmenachfrage im Teilmodell MESTAS optimiert werden. Die Unterteilung des Wärmesystems in eine wärmenetzgebundene und eine objektgebundene Wärmeerzeugung bzw. -versorgung und diese wiederum in Wärmesystemgruppen (WSG) orientiert sich

an der Methodik aus den Dissertationen von S. Richter [57] und C. Heilek [41]. C. Heilek hat in seiner Arbeit den Fokus auf eine detailliertere Abbildung des Wärmesystems im Teilmodell MESTAS gelegt, wodurch er gezwungen war, anstatt auf eine intertemporale Kraftwerksausbauoptimierung auf eine jährliche Berechnung zurückzugreifen und den Kraftwerksausbau entsprechend nur im Teilmodell MESTAS zu berechnen.

Für eine erhöhte Flexibilität auch seitens des Wärmesystems werden im Rahmen der vorliegenden Arbeit Wärmespeicheroptionen ebenso im Modell vorgesehen. Die Lastverschiebung mittels DSM wird auf solch eine Art im Modell implementiert, dass der optimale Anteil an DSM im System erschlossen werden kann. Damit und zusätzlich mit der bereits implementierten Abbildung von Elektromobilität werden im Rahmen dieser Arbeit die Konkurrenz- und Ergänzungsmöglichkeiten dieser unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen untersucht. Damit werden ganz- oder teilweise Optionen aus bereits getrennt vorgenommenen Untersuchungen zusammengeführt und um weitere ergänzt, um so die Kopplung des Stromsystems mit den Sektoren Wärme und Mobilität abzubilden ebenso wie die Einflüsse dieser auf stromseitige Flexibilitätsoptionen wie DSM und Speicherung und vice versa. Zusätzlich ist eine Untersuchung der Wirtschaftlichkeit des Ausbaus von großtechnischen KWK-Kraftwerken in Konkurrenz zu konventionellen Stromerzeugungskraftwerken aus einer intertemporalen Perspektive möglich.

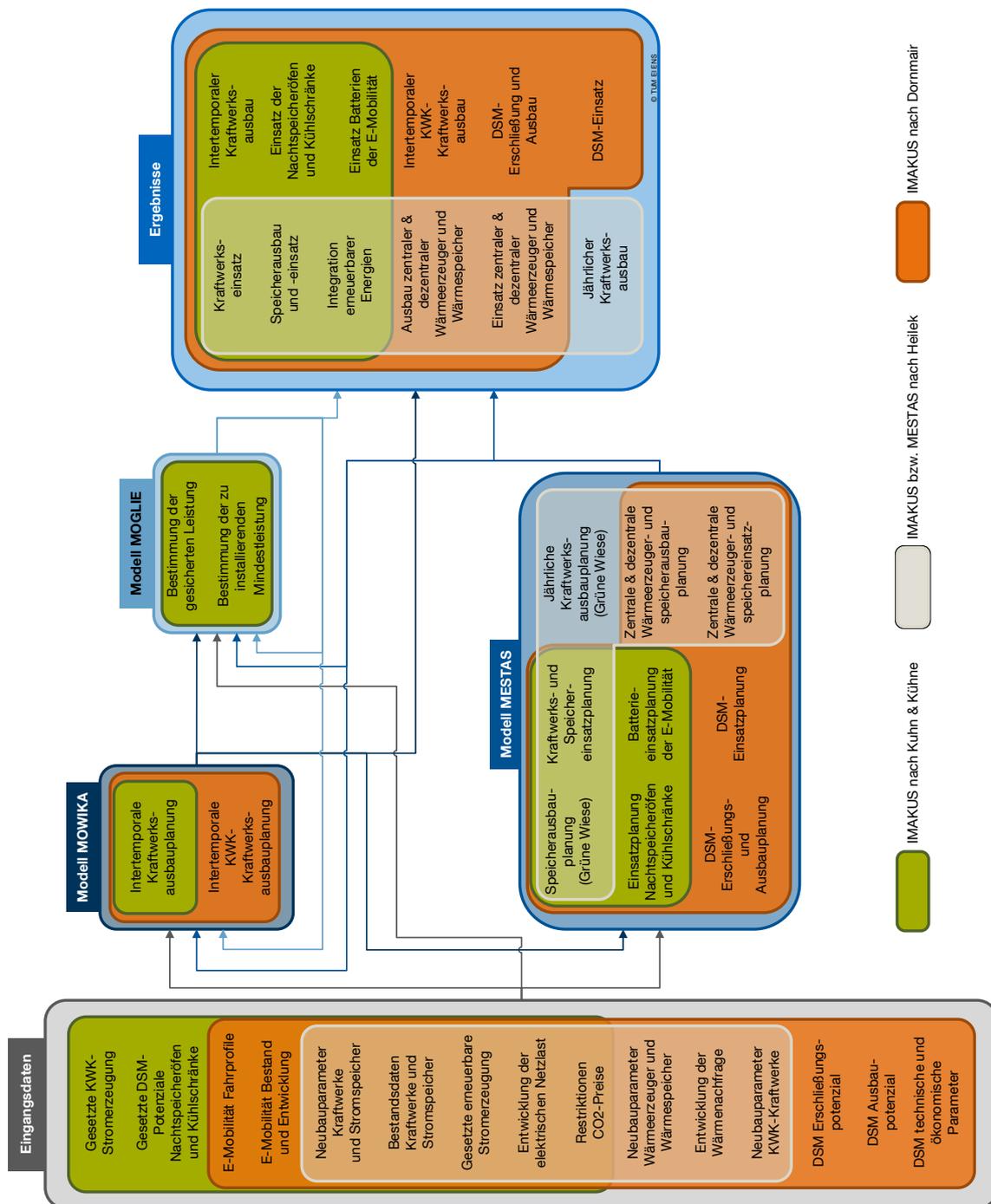


Abbildung 3.2: Gesamtüberblick über jeweils eingesetzte Teile des Modells IMAKUS in vorangegangenen Dissertationen sowie in dieser Arbeit



# Kapitel 4

## Erweiterung des bestehenden Modells um nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen

Um die in Abschnitt 3.6 angesprochenen und für die Beantwortung der Forschungsfragen aus Abschnitt 1.3 nötigen Untersuchungen durchführen zu können, wird das bestehende Modell IMAKUS um nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen erweitert. Im folgenden Teil 4.1 wird daher zuerst die Formulierung des Modells mit dem Stand nach [45] und [48] beschrieben, um in die verwendete Nomenklatur einzuführen. Das Modell ist bereits in den Dissertationen von P. Kuhn [45] und M. Kühne [48] beschrieben, daher sollen hier nur die wesentlich relevanten Gleichungen und Zusammenhänge wiedergegeben werden. Im Teilkapitel 4.2 wird zunächst die Erweiterung um die vereinfachte Abbildung der Wärmeseite formuliert. Anschließend (Teilkapitel 4.3) wird die Formulierung der Neubauoption von DSM-Prozessen, die bereits in [28] Anwendung gefunden hat, dargestellt und dokumentiert.

### 4.1 Formulierung des bestehenden Modells IMAKUS

Im Folgenden wird die Lineare Programmierung (LP) in ihren Grundzügen wiederholt. Anschließend werden die Zielfunktion und Randbedingungen von jeweils den Teilmodellen MOWIKA zum Kraftwerksausbau und MESTAS zum Kraftwerkseinsatz bzw. Speicherausbau und -einsatz aufgestellt und beschrieben. Abschließend wird erläutert, wie die Iteration zwischen den Teilmodellen inklusive Einbezug des Teilmodells MOGLIE zur Bestimmung der gesicherten Leistung realisiert ist.

#### 4.1.1 Grundlagen der Linearen Programmierung

Wie in [45] bereits dargestellt, stellt die LP den besten Kompromiss zwischen unterschiedlichen Modellierungsoptionen von technischen Zusammenhängen in einem Energiesystem dar. Die Standardform eines LP ist gegeben als [26], [50], [16]:

$$\min_{\mathbf{x}} \mathbf{c}^T \mathbf{x} \quad (4.1)$$

$$\text{s.t. } \mathbf{A}\mathbf{x} \leq \mathbf{b} \quad (4.2)$$

$$\mathbf{x} \geq \mathbf{0}$$

$\mathbf{x} \in \mathbb{R}^v$  Entscheidungsvariablen

$\mathbf{c} \in \mathbb{R}^v$  Koeffizienten zur Gewichtung der Entscheidungsvariablen

$\mathbf{A} \in \mathbb{R}^{u \times v}$ ,  $\mathbf{b} \in \mathbb{R}^u$  Nebenbedingungen

Es handelt sich im Falle von IMAKUS und dessen Teilmodellen um eine volkswirtschaftliche Optimierung, weshalb der Vektor  $\mathbf{c}$  der Zielfunktion ein Kostenvektor ist. Damit wird unter den gegebenen Randbedingungen in der Ungleichungen (4.2) das ganzheitlich günstigste Energiesystem berechnet. Durch entsprechende Formulierung als Minimierungs- und gleichzeitig Maximierungsproblem können Gleichungen auch in Standardform dargestellt werden. Im Rahmen von IMAKUS wird mit Gleichheitsformulierungen gearbeitet und dem Solver die Umformung von Gleichungen in Optimierungsprobleme in Ungleichungsform überlassen.

#### 4.1.2 Iteratives Modellkonzept IMAKUS [45]

Die drei Teilmodelle MOWIKA, MESTAS und MOGLIE werden in IMAKUS iterativ hintereinander gesetzt. Das Konzept wurde das erste mal in [46] vorgestellt und in [45] und [48] ausführlich beschrieben.

MOWIKA errechnet anhand einer diskretisierten geordneten Jahresdauerlinie der Residuallast den volkswirtschaftlich optimalen Kraftwerkspark für das Stromsystem. Dieser Erzeugerpark wird anschließend an das Teilmodell MESTAS übergeben, wo der optimale Speicherausbau sowie Kraftwerks- und Speichereinsatz berechnet wird. Es entsteht eine neue Residuallast. Bevor diese für den nächsten Iterationsschritt an MOWIKA zurückgegeben wird, kann in MOGLIE errechnet und bewertet werden, wie viel Kraftwerksleistung relativ zu einem gegebenen Sollwert existiert. Anhand dieser Information und der neuen Residuallast wird im nächsten Schritt in MOWIKA erneut ein optimaler Kraftwerkspark errechnet. Dieser neue Kraftwerkspark wird zusammen mit der ursprünglichen Residuallast erneut an MESTAS übergeben, wo wiederum der optimale Speicherausbau und Einsatz aller Komponenten des Stromsystems berechnet werden. Nach der erneuten Bewertung der gesicherten Leistung fängt die Iteration wieder von vorne an. Dieser Ablauf endet nach einer vorgegebenen Anzahl an Iterationsschritten

In [46] und [45] wird genauer auf die Mindestanzahl der Iterationsschritte eingegangen, ebenso wie auf mögliche Ungenauigkeiten durch die angenommenen Vereinfachungen in den Teilmodellen. Es wird gezeigt, dass sich die Kraftwerks- und Speicherparke der unterschiedlichen Iterationen nach etwa fünf Iterationsschritten nicht mehr merklich verändern. Damit wird angenommen, dass sich das System stabil verhält. In [48] wird untersucht, ob zusätzlich zu einem stabilen Verhalten des Systems auch von Konvergenz des Systems ausgegangen werden kann. Als Kriterien hierfür werden neben der Stabilität auch die Anpassung des Gesamtsystems zu geringeren Gesamtkosten, die sich letztlich nahe dem globalen Minimum bewegen sollen, genannt. Die Stabilität ist, wie bereits bei [46]

und [45] untersucht, gegeben. Auch die beiden anderen Kriterien werden als gegeben analysiert. Insbesondere der Vergleich mit den Ergebnissen eines integrierten Ausbau- und Einsatzszenarios von Kraftwerks- und Speicherkapazität im von C. Heilek in [41] erweiterten Teilmodell MESTAS lässt auf nur eine geringe Abweichung vom absoluten Optimum schließen. Damit wird auf Konvergenz des Gesamtsystems nach Stand nach [48] geschlossen.

### 4.1.3 Bestehender Modellierungsansatz Teilmodell MOWIKA [45][48]

Das Teilmodell MOWIKA ist in IMAKUS für die intertemporale Kraftwerksausbauplanung über den Betrachtungszeitraum verantwortlich. Im bestehenden Modell IMAKUS nach [45] und [48] werden sowohl die Erzeugung aus erneuerbaren Energien sowie die Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen als gesetzte Erzeugung in stündlicher Auflösung exogen vorgegeben. Da ein variabler Einsatz dieser Erzeuger durch die Optimierung nicht möglich ist, wird der Kraftwerkseinsatz anhand der Residuallast berechnet. Da im Teilmodell MOWIKA weder Anfahrvorgänge von Kraftwerken noch der Einsatz von Stromspeichern modelliert sind, hängt die Kraftwerksausbauentscheidung neben den spezifischen Investitionskosten inkl. jährlicher Fixkosten nur von den spezifischen variablen Kosten des entsprechenden Kraftwerkstyps ab. Die variablen Kosten sind verantwortlich für die Einordnung des Kraftwerks in die Merit-Order, wodurch im Wesentlichen die jährlichen Ausnutzungsdauern bestimmt werden. Aufgrund dieser vereinfachten Betrachtung kann die Ausbauentcheidung anhand der geordneten Jahresdauerlinie der Residuallast getroffen werden.

Um eine weitere Vereinfachung und damit Reduktion der Rechenzeit zu erreichen, wird die Residuallastkurve in eine gegebene Anzahl an Diskretisierungsschritten eingeteilt. Das Verfahren zur Diskretisierung ist in [45] beschrieben. Das wesentliche Vorgehen ist hierbei, nach und nach die Anzahl der diskreten Stufen zu erhöhen bis die vorgegebene Anzahl an Diskretisierungsschritten erreicht ist. Es werden genau dort bestehende Stufen unterteilt, wo die Flächen - und damit die Abweichung der zur Deckung benötigten Energie - zwischen gemitteltem Stufenwert und tatsächlicher geordneter Residuallastkurve am größten ist. Das hat eine feinere Gliederung der ursprünglichen Kurve an den Stellen zur Folge, an denen die Veränderungen am größten sind. Dadurch kann der Fehler durch die Diskretisierung verringert werden.

#### Zielfunktion

Nach den genannten Vereinfachungen besteht die Zielfunktion des Teilmodells MOWIKA aus drei Teilen - den Investitionskosten für Neubaukraftwerke, den Einsatzkosten der Bestandskraftwerke und den Einsatzkosten für Neubaukraftwerke. Dafür werden jeweils die spezifischen Kosten mit den entsprechenden Variablen multipliziert.

$$\min_{\kappa, \rho} \zeta_{MOW}(\kappa, \rho) = \min_{\kappa, \rho} \sum_{y \in Y} \left( \sum_{p_n \in P_n} \kappa_{p_n, y} k_{inv, p_n, y} + \sum_{z \in Z} \left( \sum_{p_e \in P_e} \rho_{p_e, y, z} k_{var, p_e, y} d_{y, z} + \sum_{p_n \in P_n} \rho_{p_n, y, z} k_{var, p_n, y} d_{y, z} \right) \right) \quad (4.3)$$

Es gilt:

$\zeta_{MOW}$  Systemkosten des Teilmodells MOWIKA

$\kappa_{p_n,y}$  installierte Leistung des Neubaukraftwerkstyps  $p_n$  im Jahr  $y$

$k_{inv,p_n,y}$  resultierende Investitionskosten des Neubaukraftwerks  $p_n$  im Jahr  $y$

$\rho_{p_e,y,z}$  mittlere Leistung des Bestandskraftwerks  $p_e$  im Jahr  $y$  in Diskretisierungsschritt  $z$

$\rho_{p_n,y,z}$  mittlere Leistung des Neubaukraftwerks  $p_n$  im Jahr  $y$  in Diskretisierungsschritt  $z$

$k_{var,p_e,y}$  variable Kosten des Kraftwerks  $p_e$  im Jahr  $y$

$k_{var,p_n,y}$  variable Kosten des Kraftwerks  $p_n$  im Jahr  $y$

$d_{y,z}$  Dauer des Diskretisierungsschrittes  $z$  im Jahr  $y$

$P_n$  Menge der Kraftwerksneubauoptionen

$P_e$  Menge der Bestandskraftwerke

$Y$  Menge der Jahre im Betrachtungshorizont

$Z$  Menge der Diskretisierungsschritte

Die Minimierung wird hier über alle Jahre des Betrachtungszeitraums vorgenommen. Um die Kosten aller Jahre einheitlich zu bewerten, wird mit deren Barwerten gerechnet. Das Bezugsjahr im Rahmen der Arbeit ist das Startjahr der Betrachtung, es kann aber beliebig angepasst werden, falls gewünscht.

Die resultierenden Investitionskosten der Neubaukraftwerke vereinen hier alle anfallenden nicht-variablen Kosten, nämlich Investitionskosten, jährliche Fixkosten und Abrisskosten, abzüglich des jährlichen Anteils des Restwerts des Kraftwerks. Für die Berücksichtigung des Restwertes von Neubaukraftwerken sind zwei Varianten im bestehenden Modell implementiert - lineare und annuitätische Abschreibung. Die lineare Abschreibung des Restwertes wurde von P. Kuhn im Rahmen der Modellentwicklung implementiert [45]; M. Kühne hat die Erweiterung um eine annuitätische Bewertung des Restwerts eingearbeitet [48]. Im Rahmen dieser Arbeit wird die annuitätische Bewertung des Restwerts verwendet. Sowohl in [45] als auch in [48] wird ausführlich auf die unterschiedliche Behandlung des Restwertes eingegangen und die beiden Ansätze für die beiden Teilmodelle MOWIKA wie auch MESTAS diskutiert.

Analog der resultierenden Investitionskosten sind auch in den variablen Kosten einige Kostenbestandteile zusammengeführt. Im Bestandsmodell sind das Brennstoffkosten, emissionsgebundene Kosten sowie Kosten für Betrieb und davon abhängige Wartung [48].

Im Folgenden werden die Nebenbedingungen für die Optimierung des Gesamtsystems formuliert.

### Lastdeckung

Die Last muss zu jedem Zeitpunkt innerhalb des Betrachtungszeitraums durch die Summe der Erzeugung der zur Verfügung stehenden Kraftwerke gedeckt werden. Zeitpunkte sind im Fall von MOWIKA alle Diskretisierungsschritte  $z$  in allen Jahren  $y$  des Betrachtungshorizonts. Die Last ist hier die Residuallast, die beitragenden Kraftwerke können sowohl die in dem jeweiligen Jahr noch bestehenden Kraftwerke  $p_e$ , als auch die bis dahin installierten und noch verfügbaren Kraftwerke  $p_n$  sein.

$$\forall y \in Y, z \in Z : \quad \sum_{p_e \in P_e} \rho_{p_e,y,z} + \sum_{p_n \in P_n} \rho_{p_n,y,z} = l_{y,z} \quad (4.4)$$

Es gilt:

$\rho_{p_e,y,z}$  mittlere Leistung des Bestandskraftwerks  $p$  im Jahr  $y$  in Diskretisierungsschritt  $z$

$\rho_{p_n,y,z}$  mittlere Leistung des Neubaukraftwerks  $p_n$  im Jahr  $y$  in Diskretisierungsschritt  $z$

$l_{y,z}$  (Residual-)Last im Jahr  $y$  in Diskretisierungsschritt  $z$

### Kapazitätsgrenze Kraftwerke

Der Einsatz der Bestandskraftwerke kann maximal der installierten Kraftwerkskapazität entsprechen. Die Kapazität der Bestandskraftwerke werden dem Modell exogen vorgegeben.

$$\forall y \in Y, z \in Z, p_e \in P_e : \quad 0 \leq \rho_{p_e,y,z} \leq C_{y,p_e} r_{p_e} \quad (4.5)$$

Es gilt:

$\rho_{p_e,y,z}$  mittlere Leistung des Bestandskraftwerks  $p_e$  im Jahr  $y$  in Diskretisierungsschritt  $z$

$C_{y,p_e}$  maximal zur Verfügung stehende Leistung des Bestandskraftwerks  $p_e$  im Jahr  $y$

$r_{p_e}$  Reduktionsfaktor des Kraftwerks  $p_e$

Der Reduktionsfaktor  $r_{p_e}$  wird als exogener Parameter vorgegeben und berücksichtigt hierbei die Nicht-Verfügbarkeit der Kraftwerke aufgrund von geplanten und ungeplanten Erzeugungsausfällen. Die Leistungsauskopplung des Kraftwerks ist dadurch auf einen Wert kleiner der Nennleistung begrenzt. Damit soll korrigiert werden, dass die produzierten Strommengen der Grundlastkraftwerke überschätzt und die der Spitzenlastkraftwerke unterschätzt werden. In [45] wird der Reduktionsfaktor auch Verfügbarkeitsfaktor genannt, da er den prozentualen Anteil des Jahres beschreibt, in dem die Anlage „verfügbar“ ist. Eine genaue Diskussion der relevanten Bestandteile zur Berechnung des Reduktionsfaktors gibt sowohl [45] als auch [48].

Der Einsatz der Neubaukraftwerke ist gleichermaßen über deren jeweilige maximal verfügbare Kapazität begrenzt. Da die installierte Kapazität endogen im Modell bestimmt wird, sind sowohl die mittlere Leistung  $\rho$  als auch die installierte Kapazität  $\kappa$  Variablen. Die Begrenzung muss über zwei Ungleichungen realisiert werden. Auch hier wird die jeweilige Verfügbarkeit über den Reduktionsfaktor berücksichtigt. Die maximal installierbare Kapazität  $C_{max,p_n,y}$  in Glg. (4.7) im jeweiligen Jahr wird exogen vorgegeben.

$$\forall y \in Y, z \in Z, p_n \in P_n : \quad \rho_{p_n,y,z} - \kappa_{p_n,y} r_{p_n} \leq 0 \quad (4.6)$$

$$\forall y \in Y, p_n \in P_n : \quad 0 \leq \kappa_{p_n,y} \leq C_{max,p_n,y} \quad (4.7)$$

Es gilt:

$\rho_{p_n,y,z}$  mittlere Leistung des Neubaukraftwerks  $p_n$  im Jahr  $y$  in Diskretisierungsschritt  $z$

$\kappa_{p_n,y}$  installierte Leistung des Neubaukraftwerks  $p_n$  im Jahr  $y$

$C_{max,p_n,y}$  maximal installierbare Leistung des Neubaukraftwerks  $p_n$  im Jahr  $y$

$r_{p_n}$  Reduktionsfaktor des Neubaukraftwerks  $p_n$

Um die gesicherte Leistung in MOWIKA zu berücksichtigen, wird in Gleichung (4.8) für jedes Jahr die Summe der installierten Leistung der Bestands- und Neubaukraftwerke der geforderten Mindestleistung gegenübergestellt. Dabei muss die Summe immer wenigstens der Mindestleistung entsprechen.

$$\forall y \in Y : \quad \sum_{p_e \in P_e} C_{y,p_e} + \sum_{p_n \in P_n} \kappa_{p_n,y} \geq C_{totmin,y} \quad (4.8)$$

Es gilt:

$C_{y,p_e}$  maximal zur Verfügung stehende Leistung des Bestandskraftwerks  $p_e$  im Jahr  $y$

$\kappa_{p_n,y}$  installierte Leistung des Neubaukraftwerks  $p_n$  im Jahr  $y$

$C_{totmin,y}$  gesamte mindestens installierte Kraftwerkskapazität im Jahr  $y$

### Emissionsbegrenzung

Optional können in MOWIKA anstatt der Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionen Emissionsobergrenzen gesetzt werden. Dies ist sowohl über die einzelnen Jahre als auch den gesamten Betrachtungshorizont möglich. Entsprechend werden die Summen der Emissionen entweder für alle Jahre einzeln (vgl. Glg. (4.9)) oder für den gesamten Betrachtungshorizont (vgl. Glg. (4.10)) gebildet.

Jährlich:

$$\forall y \in Y : \quad \sum_{z \in Z} \left( \sum_{p_e \in P} g_{p_e} \rho_{p_e,y,z} d_{y,z} + \sum_{p_n \in P_n} g_{p_n} \rho_{p_n,y,z} d_{y,z} \right) \leq G_{max,y} \quad (4.9)$$

Über gesamten Betrachtungszeitraum:

$$\sum_{y \in Y} \left( \sum_{z \in Z} \left( \sum_{p_e \in P} g_{p_e} \rho_{p_e,y,z} d_{y,z} + \sum_{p_n \in P_n} g_{p_n} \rho_{p_n,y,z} d_{y,z} \right) \right) \leq G_{max} \quad (4.10)$$

Es gilt:

$\rho_{p_e,y,z}$  mittlere Leistung des Bestandskraftwerks  $p$  im Jahr  $y$  in Diskretisierungsschritt  $z$

$d_{y,z}$  Dauer des Diskretisierungsschrittes  $z$  im Jahr  $y$  in Stunden  $h$

$g_{p_e}$  spezifische Emissionen des Kraftwerks  $p_e$

$g_{p_n}$  spezifische Emissionen des Kraftwerks  $p_n$

$\rho_{p_n,y,z}$  mittlere Leistung des Neubaukraftwerks  $p_n$  im Jahr  $y$  in Diskretisierungsschritt  $z$

$G_{max,y}$  bzw.  $G_{max}$  gesamte Emissionen im Jahr  $y$  bzw. des betrachteten Zeitraums

### Brennstoffverbrauch

Eine weitere Option im Teilmodell ist die Begrenzung des jährlichen Brennstoffverbrauchs. Dafür werden für alle Kraftwerke und Diskretisierungsschritte die jeweilige mittlere Erzeugungsleistung mit der Dauer des Diskretisierungsschrittes multipliziert und über den Wirkungsgrad in den benötigten Brennstoff umgerechnet. Diese Summe muss kleiner als die endogen vorgegebene maximal verfügbare Menge des jeweiligen Brennstofftyps  $b$  sein.

$$\forall y \in Y, b \in \mathcal{B} : \quad \sum_{z \in Z} \left( \sum_{p_e \in P_{e,b}} \frac{1}{\eta_{p_e}} \rho_{p_e,b,y,z} d_{y,z} + \sum_{p_n \in P_{n,b}} \frac{1}{\eta_{p_n}} \rho_{p_n,b,y,z} d_{y,z} \right) \leq B_{max,b,y} \quad (4.11)$$

Es gilt:

$b$  Brennstofftyp

$B$  Menge der Brennstofftypen

$\eta_p$  Wirkungsgrad des Kraftwerks  $p$

$\rho_{p_e,b,y,z}$  mittlere Leistung des mit Brennstoff  $b$  betriebenen Bestandskraftwerks  $p_e$  im Jahr  $y$  in Diskretisierungsschritt  $z$

$\rho_{p_n,b,y,z}$  mittlere Leistung des mit Brennstoff  $b$  betriebenen Neubaukraftwerks  $p_n$  im Jahr  $y$  in Diskretisierungsschritt  $z$

$d_{y,z}$  Dauer des Diskretisierungsschrittes  $z$  im Jahr  $y$  in Stunden  $h$

$B_{max,b,y}$  maximal verfügbare Menge an Brennstoff des Typs  $b$  im Jahr  $y$

#### 4.1.4 Bestehender Modellierungsansatz Teilmodell MESTAS

[45][48]

Das Teilmodell MOWIKA optimiert den Kraftwerksausbau, im Teilmodell MESTAS kommen nun Flexibilitätsoptionen wie z. B. Speicher zur Betrachtung hinzu. Die in MOWIKA installierten Kraftwerke werden wie die Kraftwerke des über die Eingangsdaten vorgegebenen Kraftwerkspark als Bestandskraftwerke behandelt. Speicher können in diesem Teilmodell entweder bereits bestehen oder als Neubauoption ausgebaut werden. Um den kostenoptimalen Einsatz der Speicher berechnen zu können, müssen der Optimierung die detaillierten zeitlich aufgelösten Informationen des Stromsystems zur Verfügung stehen. Daher findet in diesem Teilmodell die Berechnung anhand der chronologisch richtig sortierten, stündlich aufgelösten Werte der Last statt. Um die Berechnungsdauer des Modells im Griff zu behalten, wird eine Vereinfachung bei der Betrachtung zwischen den Jahren gemacht. Jedes Jahr des Betrachtungszeitraums wird in diesem Teilmodell unabhängig vom Speicherausbau der anderen Jahre des Betrachtungszeitraums optimiert – nach dem Prinzip des „Grüne-Wiese-Ansatzes“. Das ermöglicht die parallele Berechnung der Einzeljahre. Im Folgenden werden die mathematischen Formulierungen jeweils pro Jahr aufgestellt. Auf ein wiederholtes Vorausstellen von  $\forall y \in Y$  bei jeder Formel wird zugunsten der Übersichtlichkeit verzichtet.

#### Zielfunktion

Die Zielfunktion des Teilmodells MESTAS in Gleichung 4.12 ist die Summe über die Investitionskosten für Nebauspeicher sowie die variablen Kosten für den Einsatz von Kraftwerken und das Laden und Entladen von Bestands- und Nebauspeichern. Die Investitionskosten fallen dabei einmalig im Jahr an, die variablen Kosten werden über alle 8760 Stunden des jeweiligen Jahres aufsummiert.

Da in diesem Teilmodell der „Grüne-Wiese-Ansatz“ für den Speicherausbau gewählt wurde, findet für die Berücksichtigung der Investitionskosten die Annuitätenmethode Anwendung.

Für die Diskussion zur Entscheidungsfindung sei auf [45, S.89ff] verwiesen.

$$\begin{aligned}
 & \min_{\kappa, \rho} \zeta_{MES}(\kappa, \rho) = \\
 & \min_{\kappa, \rho} \sum_{s_n \in S_n} \left( k_{inv, cha, s_n} \kappa_{cha, s_n} + k_{inv, dis, s_n} \kappa_{dis, s_n} + k_{inv, cap, s_n} \kappa_{cap, s_n} \right) + \\
 & \sum_{t \in T} \left( \sum_{p \in P} k_{var, p} \rho_{p, t} d_t + \right. \\
 & \sum_{s_n \in S_n} \left( k_{var, cha, s_n} \rho_{cha, s_n, t} d_t + k_{var, dis, s_n} \rho_{dis, s_n, t} d_t \right) + \\
 & \left. \sum_{s_e \in S_e} \left( k_{var, cha, s_e} \rho_{cha, s_e, t} d_t + k_{var, dis, s_e} \rho_{dis, s_e, t} d_t \right) - k_{cur} \rho_{cur, t} d_t \right)
 \end{aligned} \tag{4.12}$$

Es gilt:

$\zeta_{MES}$  Systemkosten des Teilmodells MESTAS (für jedes Jahr parallel)

$k_{inv, cha, s_n}$  Investitionskosten für Ladekapazität (*cha*) des Neubauspeichers  $s_n$

$\kappa_{cha, s_n}$  installierte Ladeleistung des Neubauspeichers  $s_n$

$k_{inv, dis, s_n}$  Investitionskosten für Entladekapazität (*dis*) des Neubauspeichers  $s_n$

$\kappa_{dis, s_n}$  installierte Entladeleistung des Neubauspeichers  $s_n$

$k_{inv, cap, s_n}$  Investitionskosten für Speicherkapazität (*cap*) des Neubauspeichers  $s_n$

$\kappa_{cap, s_n}$  installierte Speicherkapazität des Neubauspeichers  $s_n$

$k_{var, p}$  variable Kosten des Kraftwerks  $p$

$\rho_{p, t}$  mittlere Leistung des Kraftwerks  $p$  in Zeitschritt  $t$

$k_{var, cha, s_n}$  variable Kosten für das Laden des Neubauspeichers  $s_n$

$\rho_{cha, s_n, t}$  mittlere Ladeleistung des Neubauspeichers  $s_n$  in Zeitschritt  $t$

$k_{var, dis, s_n}$  variable Kosten für das Entladen des Neubauspeichers  $s_n$

$\rho_{dis, s_n, t}$  mittlere Entladeleistung des Neubauspeichers  $s_n$  in Zeitschritt  $t$

$k_{var, cha, s_e}$  variable Kosten für das Laden des bestehenden Speichers  $s_e$

$\rho_{cha, s_e, t}$  mittlere Ladeleistung des bestehenden Speichers  $s_e$  in Zeitschritt  $t$

$k_{var, dis, s_e}$  variable Kosten für das Entladen des bestehenden Speichers  $s_e$

$\rho_{dis, s_e, t}$  mittlere Entladeleistung des bestehenden Speichers  $s_e$  in Zeitschritt  $t$

$k_{cur}$  Erlös für Abschaltenergie

$\rho_{cur, t}$  abgeregelte mittlere Leistung (*cur*) in Zeitschritt  $t$

$d_t$  Dauer des Zeitschrittes  $t$

$n$  Index für Neubauspeicher

$e$  Index für existierender Speicher

$S$  Menge aller Speicher

$s$  Speicher  $s$  aus Menge aller Speicher  $S$

### Stromlastgleichung

Die Residuallast muss zu allen Zeitpunkten im entsprechenden Jahr durch den Einsatz der zur Verfügung stehenden Kraftwerke unter Berücksichtigung von Lade- und Entladevorgängen der Bestands- und Neubauspeicher gedeckt werden. Um eine Überdeckung im

Prinzip zuzulassen, ist der Term der Abschaltenergie  $\rho_{cur,t}$  implementiert.

$$\forall t \in T : \quad \sum_{p \in P} \rho_{p,t} + \sum_{s_n \in S_n} \left( \rho_{dis,s_n,t} - \rho_{cha,s_n,t} \right) + \sum_{s_e \in S_e} \left( \rho_{dis,s_e,t} - \rho_{cha,s_e,t} \right) - \rho_{cur,t} = I_t \quad (4.13)$$

Es gilt:

$\rho_{p,t}$  mittlere Leistung des Kraftwerks  $p$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{dis,s_n,t}$  mittlere Entladeleistung des Neubauspeichers  $s_n$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{cha,s_n,t}$  mittlere Ladeleistung des Neubauspeichers  $s_n$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{dis,s_e,t}$  mittlere Entladeleistung des bestehenden Speichers  $s_e$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{cha,s_e,t}$  mittlere Ladeleistung des bestehenden Speichers  $s_e$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{cur,t}$  abgeregelte mittlere Leistung ( $cur$ ) in Zeitschritt  $t$

$I_t$  (Residual-)Last in Zeitschritt  $t$

### Kapazitätsüberwachung Kraftwerke

Der Einsatz der Kraftwerke darf zu keinem Zeitpunkt die installierte maximale Leistung des Kraftwerks überschreiten. Ebenso wenig darf die Erzeugungsleistung kleiner als Null werden, was dem System in Gleichung (4.14) vorgegeben ist. Auch hier ist wieder der Reduktionsfaktor berücksichtigt (vgl. Abschnitt 4.1.3).

$$\forall t \in T, p \in P : \quad 0 \leq \rho_{p,t} \leq C_p r_p \quad (4.14)$$

Es gilt:

$\rho_{p,t}$  mittlere Leistung des Kraftwerks  $p$  Zeitschritt  $t$

$C_p$  maximal zur Verfügung stehende Leistung des Kraftwerks  $p$

$r_p$  Reduktionsfaktor des Kraftwerks  $p$

### Kapazitätskontrolle Stromspeicher - Bestand und Neubau

Analog der Kraftwerke werden auch die maximal einsetzbaren Leistungen zum Laden und Entladen der Speicher begrenzt und die Nennleistungen mit einem Reduktionsfaktor  $r_{s_e}$  begrenzt. Die genutzte Speicherkapazität darf die installierte Speicherkapazität ebenso wenig überschreiten. Weder die eingesetzten Leistungen noch die genutzte Speicherkapazität dürfen kleiner Null werden, was mit den folgenden drei Bedingungen erfüllt ist.

$$\forall s_e \in S_e, t \in T : \quad 0 \leq \rho_{cha,s_e,t} \leq C_{cha,s_e} r_{s_e} \quad (4.15)$$

$$0 \leq \rho_{dis,s_e,t} \leq C_{dis,s_e} r_{s_e} \quad (4.16)$$

$$0 \leq \Phi_{s_e,t} \leq C_{cap,s_e} \quad (4.17)$$

Es gilt:

$\rho_{cha,s_e,t}$  mittlere Ladeleistung des bestehenden Speichers  $s_e$  in Zeitschritt  $t$

$r_{s_e}$  Reduktionsfaktor des bestehenden Speichers  $s_e$

$C_{cha,s_e}$  verfügbare Ladeleistung des Bestandsspeichers  $s_e$

$\rho_{dis,s_e,t}$  mittlere Entladeleistung des bestehenden Speichers  $s_e$  in Zeitschritt  $t$

$C_{dis,s_e}$  verfügbare Entladeleistung des Bestandsspeichers  $s_e$

$\Phi_{s_e,t}$  Ladestand des Speichers  $s_e$  im Zeitschritt  $t$

$C_{cap,s_e}$  verfügbare Speicherkapazität des Bestandsspeichers  $s_e$

Die eingesetzten Lade- und Entladeleistungen sowie genutzten Kapazitäten der Neubauspeicher sind analog der Neubaukraftwerke (vgl. Glg.(4.6) und (4.7) in Kapitel 4.1.3) abhängig von den im Modell endogen bestimmten installierten Werten. Daher muss auch hier der zweistufige Ansatz für die Begrenzung gewählt werden, in dem zuerst die eingesetzten Größen ins Verhältnis zu den installierten Größen gesetzt und letztere anschließend in einer weiteren Ungleichung begrenzt werden.

$$\forall s_e \in S_e, t \in T : \quad \rho_{cha,s_n,t} - r_{s_n} \kappa_{cha,s_n} \leq 0 \quad (4.18)$$

$$0 \leq \kappa_{cha,s_n} \leq C_{max,cha,s_n}$$

$$\rho_{dis,s_n,t} - r_{s_n} \kappa_{dis,s_n} \leq 0 \quad (4.19)$$

$$0 \leq \kappa_{dis,s_n} \leq C_{max,dis,s_n}$$

$$\Phi_{s_n,t} - \kappa_{cap,s_n} \leq 0 \quad (4.20)$$

$$0 \leq \kappa_{cap,s_n} \leq C_{max,cap,s_n}$$

Es gilt:

$\rho_{cha,s_n,t}$  mittlere Ladeleistung des Neubauspeichers  $s_n$  in Zeitschritt  $t$

$r_{s_n}$  Reduktionsfaktor des Neubauspeichers  $s_n$

$\kappa_{cha,s_n}$  installierte Ladeleistung des Neubauspeichers  $s_n$

$C_{max,cha,s_n}$  maximal installierbare Ladeleistung des Neubauspeichers  $s_n$

$\rho_{dis,s_n,t}$  mittlere Entladeleistung des Neubauspeichers  $s_n$  in Zeitschritt  $t$

$\kappa_{dis,s_n}$  installierte Entladeleistung des Neubauspeichers  $s_n$

$C_{max,dis,s_n}$  maximal installierbare Entladeleistung des Neubauspeichers  $s_n$

$\Phi_{s_n,t}$  Ladestand des Speichers  $s_n$  im Zeitschritt  $t$

$\kappa_{cap,s_n}$  installierte Speicherkapazität des Neubauspeichers  $s_n$

$C_{max,cap,s_n}$  maximal installierbare Speicherkapazität des Bestandsspeichers  $s_n$

### Optimierung des Speicherfüllstands

Der Einsatz der Speicher in den einzelnen Stunden des Jahres ist abhängig vom jeweils aktuellen Speicherfüllstand und damit vom Ein- und Ausspeicherverhalten im jeweils vorangehenden Zeitschritt und letztlich vom initialen Speicherfüllstand. Im Modell MESTAS wird der Optimierung die Entscheidung überlassen, welches der optimale Speicherfüllstand im ersten Zeitschritt ist, unter der Bedingung, dass im letzten Zeitschritt dieser Ladezustand des Speichers wieder erreicht wird. Die erste der folgenden beiden Gleichungen (4.21) definiert die Abhängigkeiten der unterjährigen Zeitschritte vom vorangegangenen Speicherfüllstand. Gleichung (4.22) legt fest, dass der Speicherfüllstand im ersten Zeitschritt dem des letzten Zeitschritts entsprechen muss.

$\forall s \in S :$

$$t \in T \setminus t = 1 : \quad \Phi_{s,t} = (1 - se_s)\Phi_{s,t-1} + \eta_{cha,s}\rho_{cha,s,t}d_t - \frac{1}{\eta_{dis,s}}\rho_{dis,s,t}d_t \quad (4.21)$$

$$t = 1 : \quad \Phi_{s,1} = (1 - se_s)\Phi_{s,8760} + \eta_{cha,s}\rho_{cha,s,1}d_1 - \frac{1}{\eta_{dis,s}}\rho_{dis,s,1}d_1 \quad (4.22)$$

Es gilt:

$\Phi_{s,t}$  Ladestand des Speichers  $s$  im Zeitschritt  $t$

$\eta_{cha,s}$  Ladewirkungsgrad des Speichers  $s$

$\eta_{dis,s}$  Entladewirkungsgrad des Speichers  $s$

$\rho_{dis,s,t}$  mittlere Entladeleistung des Speichers  $s$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{cha,s,t}$  mittlere Ladeleistung des Speichers  $s$  in Zeitschritt  $t$

$S = \{S_n, S_e\}$  Menge aller Bestands- und Neubausppeicher

$se_s$  stündliche Selbstentladungsrate

$d_t$  Dauer des Zeitschrittes  $t$

Diese Bedingungen gelten sowohl für Bestandsspeicher als auch Neubausppeicher, allerdings nur innerhalb eines Jahres. Neben der Speicherfüllstandoptimierung kann dem Teilmodell genauso auch ein fixer Füllstand für den ersten und letzten Zeitschritt vorgegeben werden. Für eine Analyse der beiden Herangehensweisen sei auf [48, S.130] verwiesen.

### Flexibilitätsoption batterieelektrische Fahrzeuge [47]

Im bestehenden Teilmodell MESTAS sind neben der Betrachtung von großtechnischen Speichern weitere Flexibilitätsoptionen vorgesehen, wovon eine die Abbildung von Elektrofahrzeugen und deren Ladevorgänge sind. Da in vorangegangenen Veröffentlichungen rund um das Modell IMAKUS diese Option zwar angewandt wurde, die Methodik aber nicht mathematisch formuliert wurde, soll das im Folgenden ergänzt werden. Die Implementierung dieser Option hat im Rahmen der Untersuchung der Studie [47] durch deren Autoren C. Heilek, M. Kühne und P. Kuhn stattgefunden.

Vereinfachend werden bei dieser Abbildung der Elektromobilität im Modell IMAKUS batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) durch unterschiedliche Typen von Elektrofahrzeugen und Fahrprofilen definiert. Insgesamt können bis zu zwölf Typen von BEV ohne die Option V2G und nochmals zwölf Typen mit dieser Option definiert werden. Innerhalb dieser jeweils zwölf Typen werden sechs Nutzerklassen mit charakteristischen Fahrzeiten und Fahrstrecken festgelegt und jeweils zwei Fahrzeugklassen unterstellt. Für diese Typen werden nun Bestandswerte angenommen, wodurch sich der Energieverbrauch für die gesamte Flotte der BEV in Deutschland ergibt. Für eine detailliertere Beschreibung der grundlegenden Methode sei auf [47] verwiesen, für die Beschreibung der in dieser Arbeit verwendeten Datengrundlage auf Kapitel 5.

#### Erweiterung der Zielfunktion

Die bestehende Zielfunktion des Teilmodells MESTAS aus Gleichung (4.12) wird bei Abbildung der Elektrofahrzeuge im Stromsystem nur im Falle der Option „Vehicle-to-Grid“ um die

Einrechnung der Kosten für das Entladen der Fahrzeugbatterie erweitert. Bei „einfacher“ Abbildung der BEV fallen die Kosten für die Deckung der zusätzlichen Nachfrage aus Fahrzeugen indirekt aufgrund der erhöhten Produktion aus konventionellen Kraftwerken an und werden so im System berücksichtigt. Falls die Stromnachfrage der BEV nicht aus dem Stromsystem vollständig gedeckt werden kann, stehen optional jeweils Range Extender zur Verfügung, die direkt die Batterie der Fahrzeuge laden können. Die Kosten für deren Einsatz fallen ebenso in der Zielfunktion an.

$$\min_{\kappa, \rho} \zeta_{MSEV}(\kappa, \rho) = \min_{\kappa, \rho} \zeta_{MES}(\kappa, \rho) + \sum_{t \in T} \sum_{bev \in BEV} \left( k_{var, dis, bev} \rho_{dis, bev, t} d_t + k_{RE, bev, t} \rho_{RE, bev, t} d_t \right) \quad (4.23)$$

Es gilt:

$\zeta_{MES}$  Systemkosten des Teilmodells MESTAS (für jedes Jahr parallel)

$\zeta_{MSEV}$  Systemkosten des Teilmodells MESTAS mit der Option Batterie-elektrische Fahrzeuge

$nv_{bev, t}$  Verfügbarkeit des Fahrzeugs  $bev$  am Stromnetz im Zeitschritt  $t$

$k_{var, dis, bev}$  variable Kosten für das Entladen des BEV  $bev$

$\rho_{dis, bev, t}$  mittlere Entladeleistung des BEV  $bev$  in Zeitschritt  $t$

$d_t$  Dauer des Zeitschrittes  $t$

$k_{RE, bev, t}$  Kosten für den Einsatz des Range Extenders des BEV  $bev$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{RE, bev, t}$  mittlere Leistung des Range Extenders des BEV  $bev$  in Zeitschritt  $t$

$BEV$  Menge aller Elektrofahrzeuge

$bev$  Elektrofahrzeug  $bev$  aus Menge aller Elektrofahrzeuge  $BEV$

#### Erweiterung der Stromlastgleichung

In die bestehende Stromlastgleichung (4.13) des Teilmodells müssen die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge als zusätzliche Last und im Falle der Nutzung der Vehicle-to-Grid Option der Ausspeichervorgang als zusätzliche Erzeugung in den entsprechenden Zeitpunkten integriert werden. Die Abbildung ist in diesem Fall analog der Stromspeicher. In der nachfolgenden Gleichung wird die bereits aufgestellte Gleichung (4.13) erweitert und der Teil der Elektrofahrzeuge in Blau eingefärbt. Ist die Option der Rückspeisung aus der Fahrzeugbatterie nicht ausgewählt, entfällt auch hier der Faktor  $\rho_{dis, bev, t}$  aus der Stromlastgleichung.

$$\forall t \in T : \sum_{p \in P} \rho_{p, t} + \sum_{s_n \in S_n} \left( \rho_{dis, s_n, t} - \rho_{cha, s_n, t} \right) + \sum_{s_e \in S_e} \left( \rho_{dis, s_e, t} - \rho_{cha, s_e, t} \right) - \rho_{cur, t} + \sum_{bev \in BEV} nv_{bev, t} \left( \rho_{dis, bev, t} - \rho_{cha, bev, t} \right) = I_t \quad (4.24)$$

Es gilt:

$\rho_{p, t}$  mittlere Leistung des Kraftwerks  $p$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{dis, s_n, t}$  mittlere Entladeleistung des Neubauspalters  $s_n$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{cha, s_n, t}$  mittlere Ladeleistung des Neubauspalters  $s_n$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{dis, s_e, t}$  mittlere Entladeleistung des bestehenden Speichers  $s_e$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{cha, s_e, t}$  mittlere Ladeleistung des bestehenden Speichers  $s_e$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{cur,t}$  abgeregelte mittlere Leistung (*cur*) in Zeitschritt  $t$   
 $nv_{bev,t}$  Netzverfügbarkeit (0 oder 1) des BEV  $bev$  in Zeitschritt  $t$   
 $\rho_{dis,bev,t}$  mittlere Entladeleistung des BEV  $bev$  in Zeitschritt  $t$   
 $\rho_{cha,bev,t}$  mittlere Ladeleistung des BEV  $bev$  in Zeitschritt  $t$   
 $I_t$  (Residual-)Last in Zeitschritt  $t$

Über den exogen vorgegebenen Vorfaktor  $nv_{bev,t}$  kann das Netzprofil und damit die Verfügbarkeit des Fahrzeugs am Stromnetz in der Stromlastgleichung abgebildet werden.

#### Begrenzung von Leistung und Kapazität

Analog der Stromspeicher muss auch bei den Fahrzeugbatterien die Lade- und Entladeleistungen sowie die Batteriekapazität auf das vorgegebene Maximum begrenzt werden. Über ein geschicktes Definieren dieser Ober- und Untergrenzen für die eingesetzten Leistungen kann die Verfügbarkeit der BEV an einer Lademöglichkeit bzw. deren Fahrverhalten dem System vorgegeben werden. Die Kombinationen dieser Begrenzungen sind in folgender Tabelle veranschaulicht.

Grundsätzlich wird zunächst zwischen den beiden Zuständen „Fahren“ und „Am Netz“ und anschließend jeweils nach „Laden“ und „Entladen“ unterschieden. Nach unten werden jeweils die Untergrenze und Obergrenze für die mittlere Lade- und Entladeleistung aufgelistet.

Tabelle 4.1: Kombination der Grenzen für die unterschiedlichen Zustände der BEV

	Am Netz	Fahren
Untergrenze $\rho_{cha,bev,t}$	0	0
Obergrenze $\rho_{cha,bev,t}$	$C_{cha,bev}$	0
Untergrenze $\rho_{dis,bev,t}$	0	$C_{fahr,bev,t}$
Obergrenze $\rho_{dis,bev,t}$	$(C_{dis,bev})$	$C_{fahr,bev,t}$

Ist das Fahrzeug im betrachteten Zeitschritt an einer Ladesäule angeschlossen, also „am Netz“, kann es mit höchstens der maximalen Ladeleistung  $C_{cha,bev}$  geladen werden. Im Falle von V2G besteht die Option des Entladens ins Netz, was allerdings auf die maximale Entladeleistung des Fahrzeugs  $C_{dis,bev}$  begrenzt ist. Wann die Batterie des Fahrzeugs geladen bzw. entladen wird, ist der Optimierung überlassen. Um das Fahrprofil im Stromsystem abzubilden, werden im Fall „Fahren“ die Unter- und Obergrenzen der Entladeleistung gleich gesetzt. Damit wird das System gezwungen, genau in diesen Zeitschritten die Fahrzeugbatterie zu entladen. Da das Fahrzeug unterwegs ist, kann es in diesen Zeitschritten nicht geladen werden, die Grenzen sind also gleich Null. Diese Kombination von Begrenzungen wird nun für alle Zeitschritte angewandt. Dazu wird mit je zwei stündlich aufgelösten und Fahrzeugtyp spezifischen Profilen pro abgebildetem Typ Elektrofahrzeug gearbeitet. Zu jedem Fahr(zeug)typ wird je ein Netzprofil und ein Fahrprofil zugeordnet. Das Netzprofil gibt an, zu welchen Zeitpunkten das Fahrzeug am Stromnetz angeschlossen ist und somit geladen oder im Falle der Option V2G auch ins Stromsystem entladen werden kann. Über das Fahrprofil wird vorgegeben, in welchen Stunden das Fahrzeug fährt und folglich mit welcher Leistung entladen wird. Werden diese

Fahrprofile nun mit der Anzahl der Fahrzeuge je Typ gewichtet, können je BEV-Typ die Grenzen vorgegeben werden.

Im Folgenden sind die Bedingungen in mathematischer Schreibweise jeweils für „am Netz“ und „Fahren“ definiert. Hinzu kommt hier die Begrenzung der Speicherkapazität der Batterien der Fahrzeuge.

Am Netz:

$$\forall bev \in BEV, t \in T : \quad 0 \leq \rho_{cha,bev,t} \leq C_{cha,bev} \quad (4.25)$$

$$0 \leq \rho_{dis,bev,t} \leq C_{dis,bev} \quad (4.26)$$

$$0 \leq \Phi_{bev,t} \leq C_{cap,bev} \quad (4.27)$$

Fahren:

$$\forall bev \in BEV, t \in T : \quad 0 \leq \rho_{cha,bev,t} \leq 0 \quad (4.28)$$

$$C_{fahr,bev,t} \leq \rho_{dis,bev,t} \leq C_{fahr,bev,t} \quad (4.29)$$

$$0 \leq \Phi_{bev,t} \leq C_{cap,bev} \quad (4.30)$$

Es gilt:

$\rho_{cha,bev,t}$  mittlere Ladeleistung der BEV  $bev$  in Zeitschritt  $t$

$C_{cha,bev}$  verfügbare Ladeleistung des der BEV  $bev$

$\rho_{dis,bev,t}$  mittlere Entladeleistung der BEV  $bev$  in Zeitschritt  $t$

$C_{dis,bev}$  verfügbare Entladeleistung der BEV  $bev$

$\Phi_{bev,t}$  Ladestand der BEV  $bev$  im Zeitschritt  $t$

$C_{cap,bev}$  verfügbare Speicherkapazität der BEV  $bev$

$C_{fahr,bev,t}$  mittlere Entladeleistung der BEV-Flotte  $bev$  beim Fahren in Zeitschritte  $t$

Anschließend muss nun noch die Verknüpfung der einzelnen Ladezustände der Fahrzeugbatterien zwischen den Zeitschritten geschaffen werden.

$$\forall bev \in BEV, t \in T : \quad \Phi_{bev,t} = (1 - se_{bev})\Phi_{bev,t-1} + \eta_{cha,bev}\rho_{cha,bev,t}d_t - \frac{1}{\eta_{dis,bev}}\rho_{dis,bev,t}d_t \quad (4.31)$$

Es gilt:

$\eta_{cha,bev}$  Ladewirkungsgrad der BEV  $bev$

$\eta_{dis,bev}$  Entladewirkungsgrad der BEV  $bev$

$se_{bev}$  stündliche Selbstentladungsrate

$d_t$  Dauer des Zeitschrittes  $t$

Letztlich wird die eingesetzte Leistung des Range Extenders begrenzt.

$$\forall bev \in BEV, t \in T : \quad 0 \leq \rho_{RE,bev,t} \leq C_{RE,bev} \quad (4.32)$$

Es gilt:

$\rho_{RE,bev,t}$  mittlere Leistung des Range Extenders  $RE$  der BEV  $bev$  in Zeitschritt  $t$

$C_{RE,bev}$  verfügbare Leistung des Range Extenders  $RE$  der BEV  $bev$

## 4.2 Erweiterung um das Wärmesystem

Wie in Kapitel 3.6 bereits motiviert, wurde das Modell IMAKUS seit [45] und [48] unter anderem um die Abbildung einer Wärmenachfrage und deren Erzeugung erweitert. In diesem Abschnitt werden das Konzept und die mathematische Formulierung erläutert. Ebenso werden die Grenzen und Vereinfachungen erklärt.

Die Abbildung des Wärmesektors beschränkt sich im Rahmen der hier umgesetzten Weiterentwicklung des Modells auf die Deckung der Wärmenachfrage, die sich aus dem Raumwärmebedarf und Warmwasserbedarf zusammensetzt. Damit wird der gleiche Umfang des Wärmesektors abgebildet wie in der Dissertation von C. Heilek [41].

In Abbildung 4.1 ist das Ablaufschema von IMAKUS mit der Erweiterung um den Wärmesektor abgebildet. Neben der Ergänzung der Eingangsdaten sind Erweiterungen in den beiden Teilmodellen MOWIKA und MESTAS nötig. Die Eingangsdaten müssen um Daten der Wärmeerzeuger- und -speichertechnologien und der Wärmenachfrage erweitert werden. Im Teilmodell MOWIKA wird die Möglichkeit gegeben, KWK-Kraftwerke durch die Optimierung ausbauen zu lassen. Der Ausbau und Einsatz der Wärmeerzeuger und -speicher werden im Teilmodell MESTAS realisiert, da hier die zeitlich detaillierte Auflösung gegeben ist.

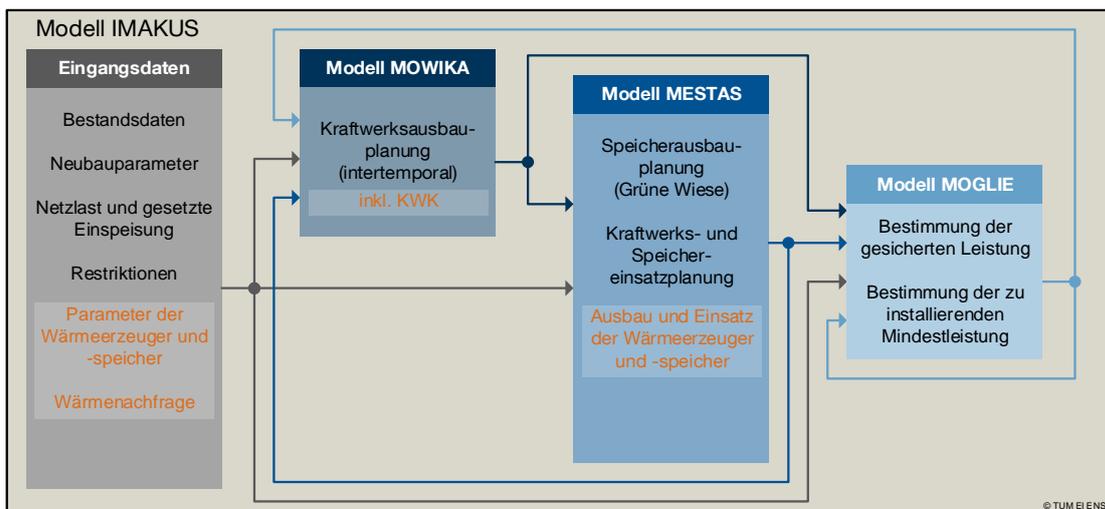


Abbildung 4.1: Ablaufschema des iterativen Modellaufbaus von IMAKUS mit Erweiterung um das Wärmesystem

Im Folgenden werden die Anpassungen im Rahmen der Erweiterung um unter anderem das Wärmesystem beschrieben. Da sich diese Anpassungen auf die Konvergenz des Gesamtsystems auswirken kann, wird eine erneute Untersuchung des Konvergenzverhaltens des Gesamtsystems mit Wärmesystem in Kapitel 4.2.5 durchgeführt.

### 4.2.1 Einteilung in zentrale und dezentrale Wärme

Die Wärmeversorgung in den Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistung lässt sich im Wesentlichen in eine zentrale und eine dezentrale Versorgung unterteilen

[41] [15]. Die zentrale Wärmeerzeugung wird dabei in zentralen Anlagen realisiert, die in einiger Entfernung der Nachfrage stehen und über das Fernwärmenetz an die Nachfrage angebunden sind. Fernwärmeleitungen werden im Rahmen dieses Modells nicht abgebildet. Allerdings wird eine Zweiteilung des Wärmesektors in einen zentralen und einen dezentralen Systemteil statt. Der zentrale Teil wird mittels Fernwärme versorgt, wogegen im dezentralen Teil die Wärmeerzeugung im Objekt stattfindet.

Die gesamte Wärmenachfrage wird durch entsprechende Anpassung der Eingangsdaten in eine zentrale und eine dezentrale Wärmenachfrage aufgeteilt, die jeweils gedeckt werden müssen oder überdeckt werden können.

Die beiden thermischen Systemteile werden nun wiederum in bestimmte Kombinationen von Wärmeerzeugern unterteilt. Diese grundsätzliche Unterteilung findet unter dem Namen der WSG bereits in [41] Anwendung. Der Begriff der Wärmesystemgruppen wird daher übernommen. Damit soll der Realität der Wärmeversorgung, die eine lokal bis regional begrenzte Struktur aufweist, Rechnung getragen werden. Selbst über eine Fernwärmeversorgung findet kein Transport von Wärme auf nationaler Ebene statt. Diese regional begrenzte Struktur und damit Kombination aus Wärmeerzeugungstechnologien wird durch die Einführung der Wärmesystemgruppen abgebildet. Die Wärmeerzeugung aller zentralen bzw. dezentralen WSG muss gleich der zentralen bzw. dezentralen Wärmenachfrage sein. Das Referenzenergiesystem (RES) in Abbildung 4.2 zeigt wie die Unterteilung sowohl in den zentralen/dezentralen Teil des Wärmesystems als auch in die Wärmesystemgruppen und deren Wärmeerzeuger und -speicher prinzipiell vorgenommen wurde.

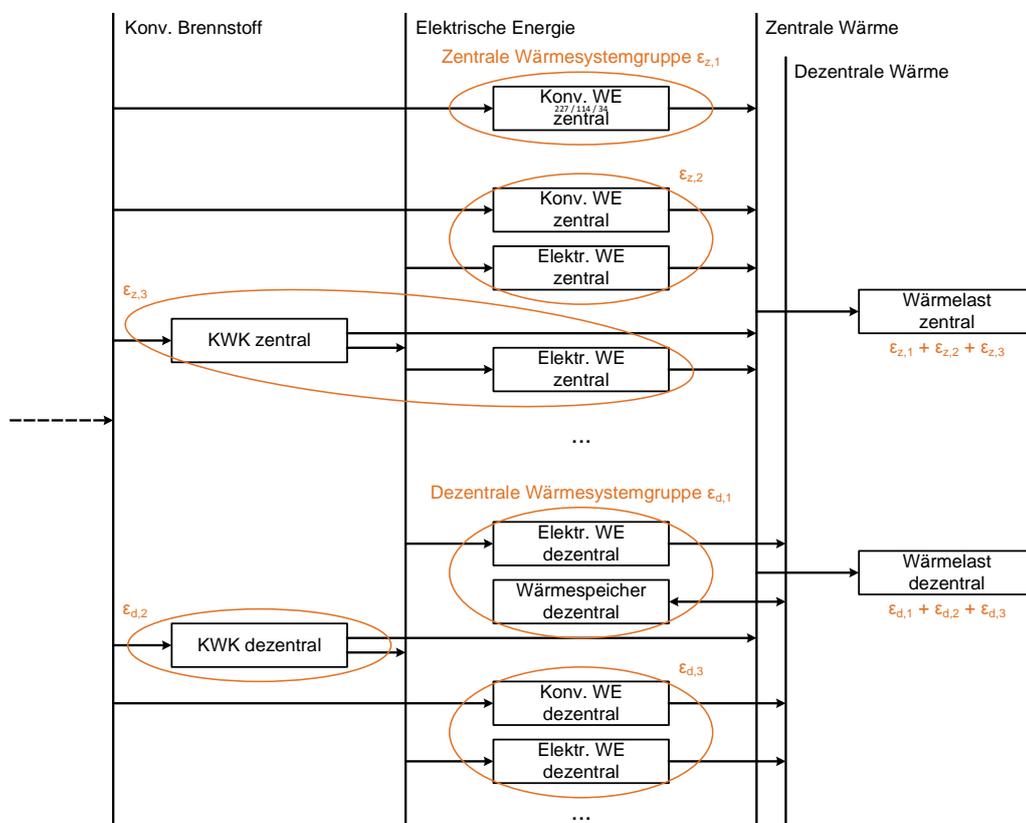


Abbildung 4.2: Prinzipielles Referenzenergiesystem zur Aufteilung des Wärmesystems und Unterteilung in Wärmesystemgruppen

Innerhalb der WSG kann die Wärme jeweils mittels unterschiedlichen Technologien erzeugen und ggf. in einem Speicher gespeichert werden. Die Technologien können mit einem Faktor begrenzt werden, bis zu welchem Anteil sie die Deckung der gesamten Nachfrage der entsprechenden WSG übernehmen können. Damit soll die in Realität existierende Unterteilung in Grundlast- und Spitzenlastanlagen abgebildet werden, welche u.a. aufgrund unterschiedlich hoher Fixkosten und variabler Kosten zustande kommt. Die Summe der Anteile aller Technologien innerhalb einer WSG müssen jeweils mindestens 100 % entsprechen. Nur so ist gewährleistet, dass die Wärmelast der WSG gedeckt werden kann.

### **Technologien zur Wärmeerzeugung und -speicherung**

Sowohl in der zentralen als auch dezentralen Wärmeversorgung werden drei grundsätzliche Optionen zur Wärmeerzeugung unterschieden:

1. konventionelle Wärmeerzeuger (Wärmeerzeugung aus Brennstoff): Die Wärme wird durch Verbrennung von konventionellen (oder synthetischen) Brennstoffen erzeugt. Der Wärmeerzeugungsprozess (bspw. Gaskessel oder Heizölbrenner) erhält einen Eingangsenergeträger und erzeugt daraus Wärme.
2. Power-to-Heat (P2H) Anlagen (Wärmeerzeugung aus Strom): Die Wärme wird aus Strom erzeugt. Diese Kopplung (bspw. über Heizschwert oder Wärmepumpe) zur Stromseite führt zur Erhöhung der Stromnachfrage in den Zeitpunkten der Wärmeerzeugung.
3. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (Wärme- und Stromerzeugung aus Brennstoff): Die Wärme wird durch Verbrennung von Gas (Erdgas, Biogas oder auch Heizöl oder Kohle) erzeugt. Ebenso wird die mechanische Energie zur Stromerzeugung verwendet. Es kann dabei unterschieden werden in Strom oder Wärme geführte Erzeugung. Die Erzeugung folgt dabei jeweils dem Wärme- oder Stromlastgang, Strom bzw. Wärme ist dabei entsprechend das Nebenprodukt. Durch den gekoppelten Einsatz werden sowohl die Wärme- als auch die Stromnachfrage reduziert.

Um weitere Flexibilität in das Energiesystem zu integrieren, wird die Möglichkeit der Wärmespeicherung implementiert. Für jede WSG kann ein Wärmespeicher festgelegt werden, der analog zu Stromspeichern Wärme speichern und nach Bedarf wieder abgeben kann.

#### **4.2.2 Erweiterung um Wärmesystem im Teilmodell MESTAS**

Das Teilmodell MESTAS optimiert auf Basis von zeitrichtigen, stündlichen Lastgängen den Einsatz von Kraftwerken und Flexibilitätmaßnahmen im Stromsystem. Die durch das Wärmesystem verfügbare Flexibilität in der Integration von EE benötigt diese Zeitrichtigkeit und Auflösung, um das Potenzial abbilden zu können. Daher ist in erster Linie für dieses Teilmodell die Erweiterung um das Wärmesystem mit dessen Flexibilität von Bedeutung. Im Folgenden wird die Erweiterung des Teilmodells MESTAS um das Wärmesystem beschrieben. Analog zu den Speichern findet der Ausbau der Wärmeerzeuger – abgesehen von großtechnischen KWK-Anlagen – in diesem Teilmodell nach dem „Grüne-Wiese-Ansatz“ statt. Dabei werden in erster Linie die Leistungen der WSG ausgebaut. Über die Einteilung der einzelnen Heiztechnologien innerhalb jeder WSG werden die Leistungen der

Technologien selbst und die Wärmespeicher definiert. Im Detail wird das anhand der mathematischen Formulierung erklärt. Die KWK-Kraftwerke werden als großtechnische Stromerzeuger angesehen, weshalb deren Ausbau im Teilmodell MOWIKA (siehe Kap. 4.2.4) realisiert und deren Kapazität wie bei den konventionellen Kraftwerken an MESTAS übergeben wird. Über den Austausch bestimmter Größen zwischen den Teilmodellen wird die entsprechende Kopplung realisiert.

Da die Formulierungen des dezentralen Wärmesystems genau analog derer des zentralen Wärmesystems ist, werden nur die Formulierungen des zentralen Wärmesystems aufgestellt. Es werden nun sowohl elektrische als auch thermische Größen benötigt, weshalb in der Erweiterung die thermischen Größen mit dem Index  $th$  definiert werden. Die elektrischen Größen entsprechen den Formulierungen aus Kapitel 4.1.4.

### Zielfunktion

Die Zielfunktion des Teilmodells wird um die Investition in Wärmesystemgruppen sowie die Betriebskosten für Einsatz der Wärmeerzeuger und -speicher und die Vergütung von abgeregelter Wärmeerzeugung erweitert (orange).

$$\begin{aligned}
 & \min_{\kappa, \rho} \zeta_{MES_{warm}}(\kappa, \rho) = \\
 & \min_{\kappa, \rho} \sum_{s_n \in S_n} \left( k_{inv, cha, s_n} \kappa_{cha, s_n} + k_{inv, dis, s_n} \kappa_{dis, s_n} + k_{inv, cap, s_n} \kappa_{cap, s_n} \right) + \\
 & \sum_{w_z \in W_{zen}} \left( k_{th, inv, w_z} \epsilon_{th, w_z} \right) + \\
 & \sum_{t \in T} \left( \sum_{p_{siso} \in P_{siso}} k_{var, p_{siso}} \rho_{p_{siso}, t} d_t + \sum_{s_n \in S_n} \left( k_{var, cha, s_n} \rho_{cha, s_n, t} d_t + k_{var, dis, s_n} \rho_{dis, s_n, t} d_t \right) + \right. \\
 & \left. \sum_{s_e \in S_e} \left( k_{var, cha, s_e} \rho_{cha, s_e, t} d_t + k_{var, dis, s_e} \rho_{dis, s_e, t} d_t \right) - k_{cur} \rho_{cur, t} d_t + \right. \\
 & \left. \sum_{w_z \in W_{zen}} \left( \sum_{p_{wz} \in P_{W_{zen}}} \left[ k_{th, var, p_{wz}} \rho_{th, p_{wz}, t} d_t \right] + \right. \right. \\
 & \left. \left. \sum_{s_{wz} \in S_{W_{zen}}} \left[ k_{th, var, cha, s_{wz}} \rho_{th, cha, s_{wz}, t} d_t + k_{th, var, dis, s_{wz}} \rho_{th, dis, s_{wz}, t} d_t \right] - k_{th, cur, zen} \rho_{th, cur, w_z, t} d_t \right) \right)
 \end{aligned} \tag{4.33}$$

Es gilt:

$\zeta_{MES_{warm}}$  Systemkosten des Teilmodells MESTAS mit der Option Wärmesystem

$k_{inv, cha, s_n}$  Investitionskosten für Ladekapazität ( $cha$ ) des Neubauspicher  $s_n$

$\kappa_{cha, s_n}$  installierte Ladeleistung des Neubauspichers  $s_n$

$k_{inv, dis, s_n}$  Investitionskosten für Entladekapazität ( $dis$ ) des Neubauspicher  $s_n$

$\kappa_{dis, s_n}$  installierte Entladeleistung des Neubauspichers  $s_n$

$k_{inv, cap, s_n}$  Investitionskosten für Speicherkapazität ( $cap$ ) des Neubauspicher  $s_n$

$\kappa_{cap, s_n}$  installierte Speicherkapazität des Neubauspichers  $s_n$

$k_{th, inv, w_z}$  Investitionskosten für WSG  $w_z$

$\epsilon_{th, w_z}$  installierte Leistung der WSG  $w_z$

$k_{var, p_{siso}}$  variable Kosten des Kraftwerks  $p_{siso}$

$\rho_{p_{siso}, t}$  mittlere Leistung des Kraftwerks  $p_{siso}$  in Zeitschritt  $t$

$d_t$  Dauer des Zeitschrittes  $t$

$k_{var,cha,s_n}$  variable Kosten für das Laden des Neubauspeichers  $s_n$

$\rho_{cha,s_n,t}$  mittlere Ladeleistung des Neubauspeichers  $s_n$  in Zeitschritt  $t$

$k_{var,dis,s_n}$  variable Kosten für das Entladen des Neubauspeichers  $s_n$

$\rho_{dis,s_n,t}$  mittlere Entladeleistung des Neubauspeichers  $s_n$  in Zeitschritt  $t$

$k_{var,cha,s_e}$  variable Kosten für das Laden des bestehenden Speichers  $s_e$

$\rho_{cha,s_e,t}$  mittlere Ladeleistung des bestehenden Speichers  $s_e$  in Zeitschritt  $t$

$k_{var,dis,s_e}$  variable Kosten für das Entladen des bestehenden Speichers  $s_e$

$\rho_{dis,s_e,t}$  mittlere Entladeleistung des bestehenden Speichers  $s_e$  in Zeitschritt  $t$

$k_{cur}$  Erlös für Abschaltenergie

$\rho_{cur,t}$  Abschaltenergie ( $cur$ ) in Zeitschritt  $t$

$k_{th,var,p_{wz}}$  variable Kosten des Wärmeerzeugers  $p$  der zentralen WSG  $w_z$

$\rho_{th,p_{wz},t}$  mittlere Leistung des Wärmeerzeugers  $p$  der zentralen WSG  $w_z$  in Zeitschritt  $t$

$k_{th,var,cha,s_{wz}}$  variable Kosten für das Laden des Wärmespeichers  $s$  der zentralen WSG  $w_z$

$\rho_{th,cha,s_{wz},t}$  mittlere Ladeleistung des Wärmespeichers  $s$  der zentralen WSG  $w_z$  in Zeitschritt  $t$

$k_{th,var,dis,s_{wz}}$  variable Kosten für das Entladen des Wärmespeichers  $s$  der zentralen WSG  $w_z$

$\rho_{th,dis,s_{wz},t}$  mittlere Entladeleistung des Wärmespeichers  $s$  der zentr. WSG  $w_z$  in Zeitschritt  $t$

$k_{th,cur,zen}$  Erlös für thermische Abschaltenergie in zentraler WSG

$\rho_{th,cur,w_z,t}$  thermische Abschaltenergie ( $cur$ ) in Zeitschritt  $t$

$n$  Index für Neubauspeicher

$e$  Index für existierender Speicher

$S$  Menge aller Speicher

$s$  Speicher  $s$  aus Menge aller Speicher  $S$

$P_{siso}$  Menge aller Kraftwerke nur zur Stromerzeugung (single input, single output)

$p_{siso}$  Kraftwerk  $p_{siso}$  aus Menge aller Kraftwerke nur zur Stromerzeugung  $P_{siso}$

$W_{zen}$  Menge aller zentralen WSG

$w_z$  WSG  $w_z$  aus Menge aller zentralen WSG  $W_{zen}$

Die Wärmesystemgruppen beinhalten in unterschiedlichen Kombinationen die verfügbaren Wärmetechnologien inklusive der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Die Investitionskosten je WSG werden eingangsseitig berechnet, ausgehend von den Anteilen  $a$  der Wärmeerzeugertechnologien in der jeweiligen WSG. Beispielhaft soll die Berechnungsvorschrift der Investitionskosten für eine WSG mit den Technologien Gaskessel (GK) für die Grundlastdeckung und Heizschwert (HS) für die Spitzenlastdeckung sowie einem Warmwasserspeicher (WWS) gezeigt werden. Die Daten sind in Tabelle 4.2 aufgeschlüsselt.

Tabelle 4.2: Beispielwerte zur Berechnung der Investitionskosten der WSG

		GK	HS	WWS
Anteil in WSG	$a_{p_{wz}}$	0,8	0,3	1,0
Investitionskosten in €/kW	$k_{th,inv,p_{wz}}$	250	100	100

Damit ergeben sich die Investitionskosten der WSG zu:

$$k_{th,inv,WSG1} = a_{GK} \cdot k_{th,inv,GK} + a_{HS} \cdot k_{th,inv,HS} + a_{WWS} \cdot k_{th,inv,WWS} = 330 \text{ €/kW} \quad (4.34)$$

Es gilt:

$k_{th,inv,wz}$  Investitionskosten für WSG  $w_z$

$a_{p_{wz}}$  Anteil der Bereitstellung des Erzeugers  $p_{wz}$  an der Gesamtleistung der WSG

Nach diesem Vorgehen werden für alle zentralen und dezentralen WSG die Investitionskosten berechnet. Die variablen Kosten der Wärmeerzeuger inkl. KWK werden jeweils einzeln für die Technologien angerechnet und müssen daher nicht zusammengefasst werden. Alle Kosten werden auch für das Wärmesystem in Barwerte umgerechnet und annuitätisch sowohl im Teilmodell MESTAS als auch ggf. im Teilmodell MOWIKA berechnet. Damit werden sie einheitlich zum bereits bestehenden Systemteil behandelt, wie in den Abschnitten 4.1.3 und 4.1.4 beschrieben.

Analog zum Stromsystem gibt es auch im Wärmesystem die Option, die Überproduktion an Wärme aus bspw. stromgeführt betriebenen KWK-Anlagen abzuregeln. Dafür gibt es im Modell eine sehr kleine Vergütung, damit die Überschusswärme bevorzugt abgeregelt wird anstatt in gleichzeitigem Laden/Entladen der Wärmespeicher „verbrannt“ zu werden. Da die Vergütung für das stromseitige Abregeln gleich hoch wie die der Wärmeseite ist, ist auszuschließen, dass Überschussstrom zuerst über eine mit einem Wirkungsgrad belegten P2H-Anlage in Wärme umgewandelt wird, um anschließend abgeregelt zu werden. Im dezentralen Teil des Wärmesystems dagegen findet der Ausbau der KWK-Anlagen zusammen mit allen anderen Wärmeerzeugern im Teilmodell MESTAS statt. Wie auch im zentralen Teil gehen die Investitionskosten für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, wie z. B. ein Blockheizkraftwerk (BHKW), regulär in die Investitionskosten der WSG mit ein.

### Stromlastdeckung

Die Stromlastgleichung wird um die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen und die zusätzliche Nachfrage durch den Einsatz von P2H-Anlagen erweitert.

$$\forall t \in T : \quad \sum_{p_{siso} \in P_{siso}} \rho_{p_{siso},t} + \sum_{s_n \in S_n} \left( \rho_{dis,s_n,t} - \rho_{cha,s_n,t} \right) + \sum_{s_e \in S_e} \left( \rho_{dis,s_e,t} - \rho_{cha,s_e,t} \right) - \rho_{cur,t} + \sum_{w_z \in W_{zen}} \sum_{p_{wz} \in P_{W_{zen}}} sken_{p_{wz}} \rho_{th,p_{wz},t} = I_t \quad (4.35)$$

Es gilt:

$\rho_{p_{siso},t}$  mittlere Leistung des Kraftwerks  $p_{siso}$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{cha,s_n,t}$  mittlere Ladeleistung des Neubauspalters  $s_n$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{dis,s_n,t}$  mittlere Entladeleistung des Neubauspalters  $s_n$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{cha,s_e,t}$  mittlere Ladeleistung des bestehenden Speichers  $s_e$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{dis,s_e,t}$  mittlere Entladeleistung des bestehenden Speichers  $s_e$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{cur,t}$  abgeregelte mittlere Leistung ( $cur$ ) in Zeitschritt  $t$

$sken_{p_{wz}}$  Stromkennzahl bzw. Stromkopplungszahl für den Wärmeerzeuger  $p$  in der zentralen WSG  $w_z$

$\rho_{th,p_{wz},t}$  mittlere Leistung des Wärmeerzeugers  $p$  der zentralen WSG  $w_z$  in Zeitschritt  $t$   
 $I_t$  (Residual-)Last in Zeitschritt  $t$

Da die Variablen der Wärmeerzeugung in der Zielfunktion der thermische Einsatz sind, ist in Gleichung (4.35) eine Umrechnung für die Stromlastgleichung nötig. Für die KWK-Anlagen wird hierfür die Stromkennzahl [40] herangezogen. Um das Verhältnis zwischen dem Einsatz von elektrischer Energie und daraus erzeugter thermischer Energie für P2H-Anlagen ebenso im Modell abbilden zu können, wird für diese Technologien die „Stromkopplungszahl“ eingeführt. Sie berechnet sich im Grunde analog der Stromkennzahl von KWK-Anlagen als das Verhältnis der elektrischen und thermischen Wirkungsgrade der Wärmeerzeuger, nun aber mit einer Erweiterung um das entsprechende Vorzeichen, sodass der Einfluss auf die elektrische Last im Modell richtig abgebildet wird. Für die P2H-Anlagen wird der elektrische Wirkungsgrad daher als negativ angenommen. Damit geht der Term negativ in die Stromlastgleichung ein, was einer zusätzlichen elektrischen Last entspricht.

$$\forall p_{wz} \in P_{W_{zen}} : \quad sken_{p_{wz}} = \frac{\eta_{el,p_{wz}}}{\eta_{th,p_{wz}}} \quad (4.36)$$

Es gilt:

$sken_{p_{wz}}$  Stromkopplungszahl für den Wärmeerzeuger  $p$  in der zentralen WSG  $w_z$

$\eta_{el,p_{wz}}$  elektrischer Wirkungsgrad des Wärmeerzeugers  $p$  in der zentralen WSG  $w_z$

$\eta_{th,p_{wz}}$  thermischer Wirkungsgrad des Wärmeerzeugers  $p$  in der zentralen WSG  $w_z$

Für die unterschiedlichen Typen von Wärmeerzeugern ergeben sich drei wesentliche Unterscheidungen in der Stromkopplungszahl.

$sken_{konv} = 0$  für reine Wärmeerzeuger wie Gaskessel

$sken_{P2H} < 0$  für Power-to-Heat wie Heizstab, Wärmepumpe, etc.

$sken_{KWK} > 0$  für KWK-Anlagen

## Wärmelastdeckung

Bei der Umsetzung der Implementierung des Wärmesystems soll durch die Optimierung bestimmt werden, welche WSG mit welcher Leistung wirtschaftlich ist und welchen Anteil der Wärmenachfrage deckt. Aus diesem Grund muss eine zweistufige Art gewählt werden, über welche die Wärmelast im System abgebildet werden kann. Das Konzept sieht in den folgenden Gleichungen vor, dem Modell die zeitlich aufgelöste Wärmenachfrage über die Gleichung zur Wärmelastdeckung (4.37) vorzugeben. Die auf den Maximalwert normierten Werte der Charakteristik  $I_{th,zen,norm,t}$  gewichtet mit der optimalen installierten Leistung jeder WSG  $\epsilon_{th,wz}$  führt zu Wärmenachfragen für alle WSG. Die Erzeugung aus allen Technologien innerhalb jeder Wärmesystemgruppe unter Berücksichtigung der Speicherbilanz und möglicherweise aus KWK abgeregelte Wärme muss gleich der

Nachfragecharakteristik der Wärme gewichtet mit der installierten Leistung der WSG sein.

$\forall t \in \mathcal{T}$  :

$$\forall w_z \in W_{zen} \setminus w_{z,slack} : \quad \sum_{p_{w_z} \in P_{W_{zen}}} \rho_{th,p_{w_z},t} + \quad (4.37)$$

$$\sum_{s_{w_z} \in S_{W_{zen}}} \left( \rho_{th,dis,s_{w_z},t} - \rho_{th,cha,s_{w_z},t} \right) -$$

$$l_{th,zen,norm,t} \epsilon_{th,w_z} - \rho_{th,cur,w_z,t} = 0$$

$$\forall w_{z,slack} \in W_{zen} : \quad \sum_{p_{w_z} \in P_{W_{zen}}} \rho_{th,p_{w_z},t} - \rho_{th,cur,w_z,t} = 0 \quad (4.38)$$

Es gilt:

$\rho_{th,p_{w_z},t}$  mittlere Leistung des Wärmeerzeugers  $p$  der zentralen WSG  $w_z$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{th,cha,s_{w_z},t}$  mittlere Ladeleistung des Wärmespeichers  $s$  der zentralen WSG  $w_z$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{th,dis,s_{w_z},t}$  mittlere Entladeleistung des Wärmespeichers  $s$  der zentralen WSG  $w_z$  in Zeitschritt  $t$

$l_{th,zen,norm,t}$  normierter Anteil der zentralen Wärmenachfrage in Zeitschritt  $t$

$\epsilon_{th,w_z}$  installierte Leistung der WSG  $w_z$

$\rho_{th,cur,w_z,t}$  thermische Abschaltenergie ( $cur$ ) in Zeitschritt  $t$

Die zentrale KWK muss bei der Deckung der Wärmenachfrage eine besondere Berücksichtigung finden. Der Ausbau der KWK-Kraftwerke wird im Teilmodell MOWIKA anhand der Stromnachfrage berechnet. Da im Teilmodell MESTAS der Ausbau der KWK-Anlagen nur anhand der maximalen Wärmelast berechnet wird, müssen sogenannte „Slack-KWK-Wärmesystemgruppen“ eingeführt werden. Die Slack-KWK-WSG bilden gegebenenfalls den Teil der in MOWIKA zugebauten KWK-Anlagen ab, der im Teilmodell MESTAS ungekoppelt (nur Stromerzeugung) betrieben wird. Ihre Erzeugung geht nicht in die Deckung der Wärmelast ein und damit auch nicht in Gleichung (4.37). Die gesamte erzeugte Wärme wird von der Wärmenachfrage entkoppelt und abgeregelt, Gleichung (4.38), wodurch aber der zeitgleich erzeugte Strom variabel eingesetzt werden kann. Im Grunde entspricht das der Aufteilung der KWK-Anlagen in wärmegeführte und stromgeführte Erzeugung. Für eine detaillierte Beschreibung der Behandlung der KWK im Hinblick auf die Kopplung der beiden Teilmodelle MOWIKA und MESTAS sei auf den nächsten Abschnitt 4.2.3 verwiesen.

### Festlegung maximale Wärmelast

Die Summe aller installierten Leistungen der verschiedenen WSG in Gleichung (4.39) muss gleich der maximalen gesamten Wärmenachfrage sein, um auch im Zeitschritt der höchsten Wärmenachfrage diese decken zu können.

Gleichung (4.37) zwingt dem Wärmesystem den Wärmelastgang auf. Zu diesem Zeitpunkt ist allerdings die Wärmenachfrage noch nicht vollständig definiert, da die wirtschaftlichste Option für die Optimierung wäre, die Wärmeerzeuger gar nicht auszubauen. Damit wären alle  $\epsilon$  gleich Null und es müsste keine Wärme erzeugt werden. Um dem System nun eine Wärmenachfrage ungleich Null vorzugeben, muss die Summe der Leistungen aller installierten WSGs gleich der maximalen Wärmenachfrage je Jahr sein.

$$\sum_{w_z \in W_{zen} \setminus w_{z,slack}} \epsilon_{th,w_z} = I_{th,zen,max} \quad (4.39)$$

Es gilt:

$\epsilon_{th,w_z}$  installierte Leistung der WSG  $w_z$

$I_{th,zen,max}$  maximale Wärmelast im zentralen Teil des Wärmesystems

Auch hier werden die Slack-Wärmesystemgruppen mit den KWK-Kraftwerken, die vom System nur zur Stromerzeugung benötigt werden, natürlich nicht mit eingerechnet. Es sei auch hier für die weitere Erklärung auf den nächsten Abschnitt 4.2.3 verwiesen.

### Kapazitätskontrolle Wärmeerzeuger

Mit Gleichung (4.40) wird die maximal genutzte Erzeugung der Wärmetechnologien begrenzt.

$$\forall w_z \in W_{zen}, p_{w_z} \in P_{W_{zen}} t \in T : \quad \rho_{th,p_{w_z},t} - a_{p_{w_z}} \epsilon_{th,w_z} \leq 0 \quad (4.40)$$

Es gilt:

$\rho_{th,p_{w_z},t}$  mittlere Leistung des Wärmeerzeugers  $p$  der zentralen WSG  $w_z$  in Zeitschritt  $t$

$a_{p_{w_z}}$  Anteil der Bereitstellung der Gesamtleistung der WSG  $w_z$

$\epsilon_{th,w_z}$  installierte Leistung der WSG  $w_z$

Für alle WSG für alle Wärmetechnologien muss die Erzeugung in jedem Zeitschritt kleiner oder gleich der anteilig an der Wärmesystemgruppe installierten Leistung mal der Dauer des Zeitschritts sein. In MESTAS entspricht die Länge des Zeitschritts eine Stunde. Der maximal mögliche Ausbau der Technologien bzw. der Wärmesystemgruppen muss eingangsseitig vorgegeben werden und wird in den Obergrenzen der Optimierung berücksichtigt.

### Kapazitätsgleichung KWK

Aufgrund des intertemporalen Ausbaus der zentralen KWK-Kraftwerke im Teilmodell MO-WIKA muss die Kapazitätsgrenze dieser Kraftwerke je Typ über alle WSGs summiert eingehalten werden. Um das zu gewährleisten, wird die Gleichung (4.41) eingeführt.

$$\forall p_{KWK,w_z} \in P_{KWK,zen} : \quad \sum_{w_z \in W_{zen}} a_{p_{KWK,w_z}} \epsilon_{th,w_z} = C_{inst,p_{KWK,zen},y} \quad (4.41)$$

Es gilt:

$a_{p_{KWK,w_z}}$  Anteil der Bereitstellung der Gesamtleistung der WSG

$\epsilon_{th,w_z}$  installierte Leistung der WSG  $w_z$

$C_{inst,p_{KWK,zen},y}$  installierte Leistung je KWK-Typ in entsprechendem Jahr  $y$ , Ergebnis aus MOWIKA

Für jeden KWK-Typ wird über alle WSGs summiert die installierte Leistung berechnet. Die Slack-KWK-Wärmesystemgruppen, die nur für die Stromerzeugung benötigt werden, sind in dieser Summe eingeschlossen.

**Wärmespeicherfüllstandüberwachung bzw. -optimierung**

Analog zu den elektrischen Speichern können optional Wärmespeicher in den WSG verwendet werden. Die Speicherfüllstandüberwachung bzw. -optimierung wird wie in den Gleichungen (4.21) und (4.22) beschrieben realisiert.

$\forall w_z \in W_{zen}, s_{w_z} \in S_{W_{zen}} :$

$$t \in T \setminus t = 1 : \quad \Phi_{th,s_{w_z},t} = (1 - se_{s_{w_z}}) \Phi_{th,s_{w_z},t-1} + \eta_{th,cha,s_{w_z}} \rho_{th,cha,s_{w_z},t} d_t - \frac{1}{\eta_{th,dis,s_{w_z}}} \rho_{th,dis,s_{w_z},t} d_t \quad (4.42)$$

$$t = 1 : \quad \Phi_{th,s_{w_z},1} = (1 - se_{s_{w_z}}) \Phi_{th,s_{w_z},8760} + \eta_{th,cha,s_{w_z}} \rho_{th,cha,s_{w_z},1} d_1 - \frac{1}{\eta_{th,dis,s_{w_z}}} \rho_{th,dis,s_{w_z},1} d_1 \quad (4.43)$$

Es gilt:

$\Phi_{th,s_{w_z},t}$  Speicherfüllstand des Wärmespeichers  $s_{w_z}$  in Zeitschritt  $t$

$se_{s_{w_z}}$  stündliche Selbstentladungsrate des Wärmespeichers  $s$  der Wärmesystemgruppe  $w_z$

$\eta_{th,cha,s_{w_z}}$  Ladewirkungsgrad des Wärmespeichers  $s$  der zentralen WSG  $w_z$

$\rho_{th,cha,s_{w_z},t}$  mittlere Ladeleistung des Wärmespeichers  $s$  der zentralen WSG  $w_z$  in Zeitschritt  $t$

$\eta_{th,dis,s_{w_z}}$  Entladewirkungsgrad des Wärmespeichers  $s$  in der zentralen WSG  $w_z$

$\rho_{th,dis,s_{w_z},t}$  mittlere Entladeleistung des Wärmespeichers  $s$  der zentr. WSG  $w_z$  in Zeitschritt  $t$

$d_t$  Dauer des Zeitschritts  $t$

Dargestellt sind die Gleichungen für die Speicherfüllstandoptimierung. Über die Gleichung (4.42) ist gewährleistet, dass in allen Zeitschritten nach dem ersten die Veränderungen der Füllstände durch Laden und Entnahme sowie Selbstentladung definiert sind. Für die Optimierung des Anfangsfüllstandes wird über die Gleichung (4.43) festgelegt, dass der Anfangsfüllstand gleich dem Endfüllstand im Jahr sein muss.

**Kapazitätskontrolle Wärmespeicher**

Ebenso analog zu den Kapazitätskontrollgleichungen der elektrischen Neubauspeicher für die Ladeleistung (4.18), die Entladeleistung (4.19) und die Kapazität (4.20) werden diese Bedingungen für die thermischen Speicher der WSG aufgestellt.

$$\forall w_z \in W_{zen}, s_{w_z} \in S_{W_{zen}} t \in T : \quad \rho_{th,cha,s_{w_z},t} - a_{th,cha,s_{w_z}} \epsilon_{th,w_z} \leq 0 \quad (4.44)$$

$$\rho_{th,dis,s_{w_z},t} - a_{th,dis,s_{w_z}} \epsilon_{th,w_z} \leq 0 \quad (4.45)$$

$$\Phi_{th,s_{w_z},t} - a_{th,cap,s_{w_z}} \epsilon_{th,w_z} \leq 0 \quad (4.46)$$

Es gilt:

$\rho_{th,cha,s_{w_z},t}$  mittlere Ladeleistung des Wärmespeichers  $s$  der zentralen WSG  $w_z$  in Zeitschritt  $t$

$a_{th,cha,s_{w_z}}$  Anteil/Vielfaches der Leistung des WSG  $w_z$ , die als Ladeleistung des Wärmespeichers installiert wird

$\eta_{th,cha,s_{w_z}}$  Ladewirkungsgrad des Wärmespeichers  $s$  der zentralen WSG  $w_z$

$\rho_{th,dis,s_{w_z},t}$  mittlere Entladeleistung des Wärmespeichers  $s$  der zentr. WSG  $w_z$  in Zeitschritt  $t$

$a_{th,dis,s_{wz}}$  Anteil/Vielfaches der WSG-Leistung, die als Entladeleistung des Wärmespeichers installiert wird

$\Phi_{th,s_{wz},t}$  Speicherfüllstand des Wärmespeichers  $s_{wz}$  in Zeitschritt  $t$

$a_{th,cap,s_{wz}}$  Anzahl der Zeitschritte (Stunden), über welche die Leistung der WSG im Wärmespeicher gespeichert wird

Der Wärmespeicher wird mit der Kapazität der WSG ausgebaut. Eingangsseitig kann das Verhältnis der Ladeleistung, Entladeleistung und Speicherkapazität jeweils zur installierten Leistung bzw. Kapazität der Wärmesystemgruppe angegeben werden.

Wird für die Entladeleistung der Faktor 1 vorgegeben, bedeutet das, dass die Wärmenachfrage der WSG im Zeitschritt der maximalen Nachfrage komplett aus dem Wärmespeicher gedeckt werden kann. Die Vorgabe eines größeren Faktors für die Entladeleistung wäre nicht sinnvoll. Anschaulich würde das bei einem Warmwasserspeicher wohl einer Pumpe entsprechen, die für größere Rohrdurchmesser geeignet wäre und damit überdimensioniert ist.

Im Falle der Ladeleistung kann die Wahl eines Faktors größer 1 dagegen durchaus sinnvoll sein. Dies ist dann der Fall, wenn die Anteile der einzelnen Wärmeerzeugertechnologien in dieser WSG gemeinsam auch größer 1 sind und damit selbst in der Stunde der maximalen Wärmenachfrage die Nachfrage überdecken können. Den Ladefaktor größer vorzugeben, als die Summe der Anteile der Wärmeerzeuger an der Leistung der WSG ist, wäre allerdings nicht mehr sinnvoll.

Der Faktor für die Kapazität des Wärmespeichers entspricht letztlich der Dauer der Zeitschritte, über welche die maximale Leistung der WSG eingespeichert werden kann. Diese Zahl muss größer oder gleich Null sein. Ansonsten gibt es – abgesehen von unrealistisch großen Zahlen – keine Einschränkung bei der Festlegung dieser Größe.

### 4.2.3 Sonderfall - zentrale KWK in MESTAS

Eine Art Sonderfall nehmen die KWK-Kraftwerke im zentralen Wärmesystem ein. Aus der Realität kommend soll auch in der Abbildung im Modell die Motivation für die Investition in ein großtechnisches Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerk in erster Linie die Wirtschaftlichkeit in der Stromversorgung sein. Um die eingesetzten Brennstoffe möglichst effizient zu nutzen, wird zusätzlich die Abwärme genutzt, um das Fernwärmenetz zu heizen. Soll diese Betrachtung in das Modell IMAKUS übernommen werden, müssen die KWK-Kraftwerke im Teilmodell MOWIKA ausgebaut und dann im Teilmodell MESTAS eingesetzt werden. Eine modellseitige Abbildung der Wärmenachfrage und -deckung im Teilmodell MOWIKA würde wie bei den großtechnischen Speichern die wesentliche Rückwirkung dieser Energiesystemkomponenten auf das Stromsystem – die nachfrageseitige Flexibilität – genau nicht betrachten. Durch die Optimierung in MOWIKA anhand der diskretisierten geordneten Jahresdauerlinie der Residuallast ist die Zeitrichtigkeit sowohl in Nachfrage als auch Erzeugung nicht mehr gegeben und Flexibilitätsoptionen wie P2H oder Speicher können nicht mehr in ihrer vollen Funktionalität abgebildet und genutzt werden. Daher wurde der Ansatz gewählt, KWK-Kraftwerke im Teilmodell MOWIKA auszubauen anhand der stromsystemseitigen Kriterien und sie im Teilmodell MESTAS zur Strom- und Wärmeproduktion einzusetzen. Aufgrund dieser Trennung unterscheiden sich diese Erzeugungstechnologien von allen anderen Kraftwerken bzw. Heiztechnologien. Wie die Ausbauentscheidung im

Teilmodell MOWIKA getroffen wird, wird im Kapitel 4.2.4 beschrieben. Für die folgende Beschreibung des Einsatzes der KWK-Anlagen ist es allerdings wichtig zu wissen, dass die in MOWIKA installierten Leistungen der KWK-Kraftwerke analog der sonstigen Kraftwerke anhand der elektrischen Residuallast bestimmt werden. Die KWK-Kraftwerke bilden damit einen systemrelevanten Teil der installierten Kraftwerksleistung zur Deckung der elektrischen Residuallast auch in MESTAS. Ihre Leistung ist damit Teil der mindestens benötigten Kraftwerksleistung.

Im Teilmodell MESTAS muss die KWK-Erzeugungskapazität nun allerdings aus zwei Gesichtspunkten betrachtet werden. Zum einen sind diese Anlagen Teil der WSG, zum anderen müssen sie aber zur Stromlastdeckung zur Verfügung stehen. Im Grunde steht dieser Tatsache erst einmal nichts im Wege. Allerdings ergibt sich durch die flexible Abbildung der installierten Leistungen der WSG eine besondere Herausforderung, die in Abbildung 4.3 dargestellt ist.

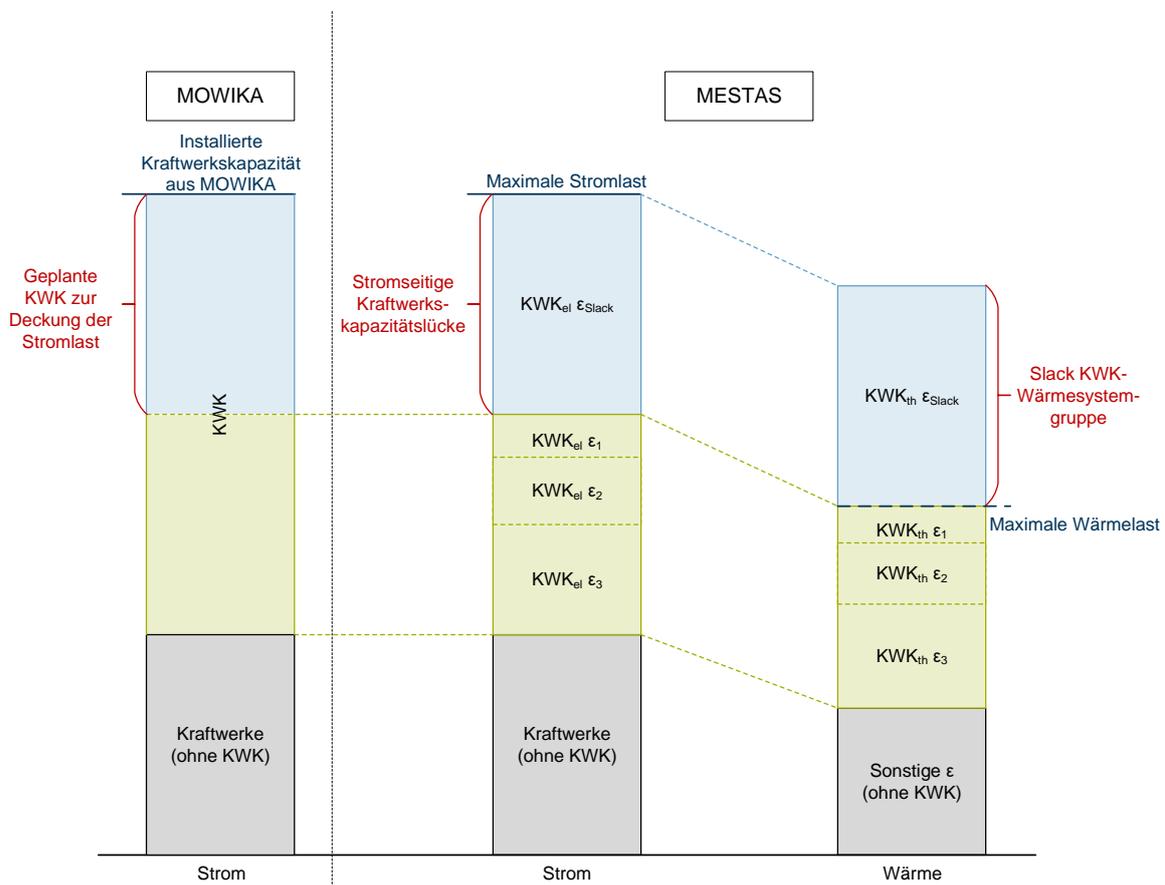


Abbildung 4.3: Konzept der Slack-KWK-Wärmesystemgruppe zur Ermöglichung der Deckung der Stromnachfrage in MESTAS

Diese Abbildung zeigt drei Säulen unterschiedlicher Leistung. Die linke Säule stellt die im Teilmodell MOWIKA installierte Kraftwerksleistung dar, aufgeteilt in KWK (oberer Teil in Blau und Grün) und nicht KWK (unterer Teil in Grau). Die gesamte Leistung der Säule wurde in MOWIKA als nötig zur Deckung der Residuallast bestimmt. Die mittlere Säule zeigt qualitativ die Höhe der maximalen Residuallast im Teilmodell MESTAS. Diese kann durch den Einsatz der „nicht KWK“-Kraftwerke (unten, grau) und den KWK-Anlagen,

die für die Deckung der Wärmenachfrage in den WSG ausgebaut werden (mittlere, grün), gedeckt werden. Die rechte Säule zeigt die verfügbare Kapazität zur Deckung der Wärmelast. Ebenso ist in dunkelblauer Farbe die maximale Wärmelast eingezeichnet, die – wie in Gleichung (4.39) beschrieben – die maximal installierbare Leistung der Summe aller WSG vorgibt. In Abbildung 4.3 beinhaltet das drei WSG mit KWK-Anlagen (mittlere, grün) und sonstige Wärmesystemgruppen ohne KWK-Anlagen (untere, grau). Der Ausbau weiterer KWK-Kraftwerke wäre wärmeseitig damit nicht wirtschaftlich, womit sich eine Kapazitätslücke zur Deckung der maximalen Stromlast, wie die grün gestrichelte Linie zur mittleren Säule andeutet, ergäbe. Damit wäre das Teilmodell MESTAS nicht lösbar, da die Stromnachfrage aufgrund fehlender Kraftwerke nicht gedeckt werden kann. Aus diesem Grund werden je KWK-Typ sog. Slack-KWK-WSGs eingeführt (blau). Diese Wärmesystemgruppen können im Modell MESTAS genauso installiert werden, wie die regulären WSG, werden allerdings nicht in die Berechnung der maximalen Wärmelast mit einbezogen. Sie können damit zur Deckung der Stromlast herangezogen werden, wenn es nötig ist. Allerdings wird die erzeugte Wärme nicht zur Deckung der Wärmelast benötigt, da diese durch die regulären WSG bereits gedeckt werden kann. Über die Gleichung (4.41) wird die Summe der Kapazität der KWK-Kraftwerke begrenzt, sodass nicht mehr Erzeugungsleistung Verwendung findet, als zuvor im Teilmodell MOWIKA installiert wurde.

Tritt der Fall ein, dass ein wesentlicher Anteil der Stromlast aus den Slack-KWK-Wärmesystemgruppen gedeckt wird, werden im Teilmodell MOWIKA offenbar finanzielle Anreize für die Installation von Kraftwerksleistung geschaffen, die im Einsatzmodell MESTAS nicht in ihrer kompletten Vielfalt zur Wärme- und Stromerzeugung genutzt werden kann. Die installierten KWK-Kraftwerke können nur zu einem gewissen Teil als gekoppelte Strom- und Wärmeerzeuger eingesetzt werden. Ein nicht zu vernachlässigender Teil der Leistung wird nur als Stromerzeuger eingesetzt, was ineffizient ist. Wünschenswert wäre also, dass das Ausbaumodell MOWIKA entsprechend weniger KWK-Kraftwerke und stattdessen mehr reine Stromerzeuger für das Stromsystem installiert, sodass deren Einsatz im Teilmodell MESTAS auch entsprechend realisiert wird. Um das zu erreichen, ist also eine Anpassung der Kostenstruktur in MOWIKA wünschenswert, sodass auf diese wirtschaftliche Ineffizienz im Zusammenwirken der Teilmodelle MOWIKA und MESTAS reagiert werden kann. Die Methode soll gleichzeitig genauso die Möglichkeit bieten, Anreize in MOWIKA zu verstärken, KWK auszubauen, falls die Potenziale in MESTAS noch weiter ausschöpfbar sind. Es muss also die Rückkopplung zwischen den Teilmodellen angepasst werden. Im Teilmodell MOWIKA wird die KWK ausgebaut, im Teilmodell MESTAS eingesetzt. Der Ausbau findet nur anhand des Bedarfs und der Kostenstruktur des Stromsystems statt. Es wird also nach aktuellem Stand nicht der Nutzen berücksichtigt, der durch die Kraft-Wärme-Kopplung entsteht. Da die KWK-Anlagen stromseitig teurer in der Investition und nicht effizienter sind, werden diese in der Ausbauentcheidung benachteiligt. Um diesen Nachteil auszugleichen, ist der Ansatz entwickelt worden, aus MESTAS eine Art Wärmegutschrift nach MOWIKA zu übergeben, welche die variablen Kosten der KWK in MOWIKA reduziert. Damit soll der Tatsache Rechnung getragen werden, dass die KWK-Anlagen im Grunde über zwei von ihnen erzeugte Endenergien Einkommen generieren, die Endenergie Wärme im Teilmodell MOWIKA aber nicht abgebildet wird. Der Ausbau der KWK-Kraftwerke wird in Kapitel 4.2.4 detailliert beschrieben.

Im bisher bestehenden Modell IMAKUS wird vom Teilmodell MESTAS nur die veränderte Residuallast wieder an das Teilmodell MOWIKA zurückgegeben (vgl. Kapitel 4.1.2). Für die Rückkopplung bei Nutzung des Modells inklusive der Abbildung des Wärmesystems muss die Residuallast entsprechend angepasst werden und insbesondere im Falle des zentralen Wärmesystems mit KWK weitere Größen in die Rückkopplung einbezogen werden. Abbildung 4.4 stellt die Anpassung der Datenübergabe zwischen den Teilmodellen dar.

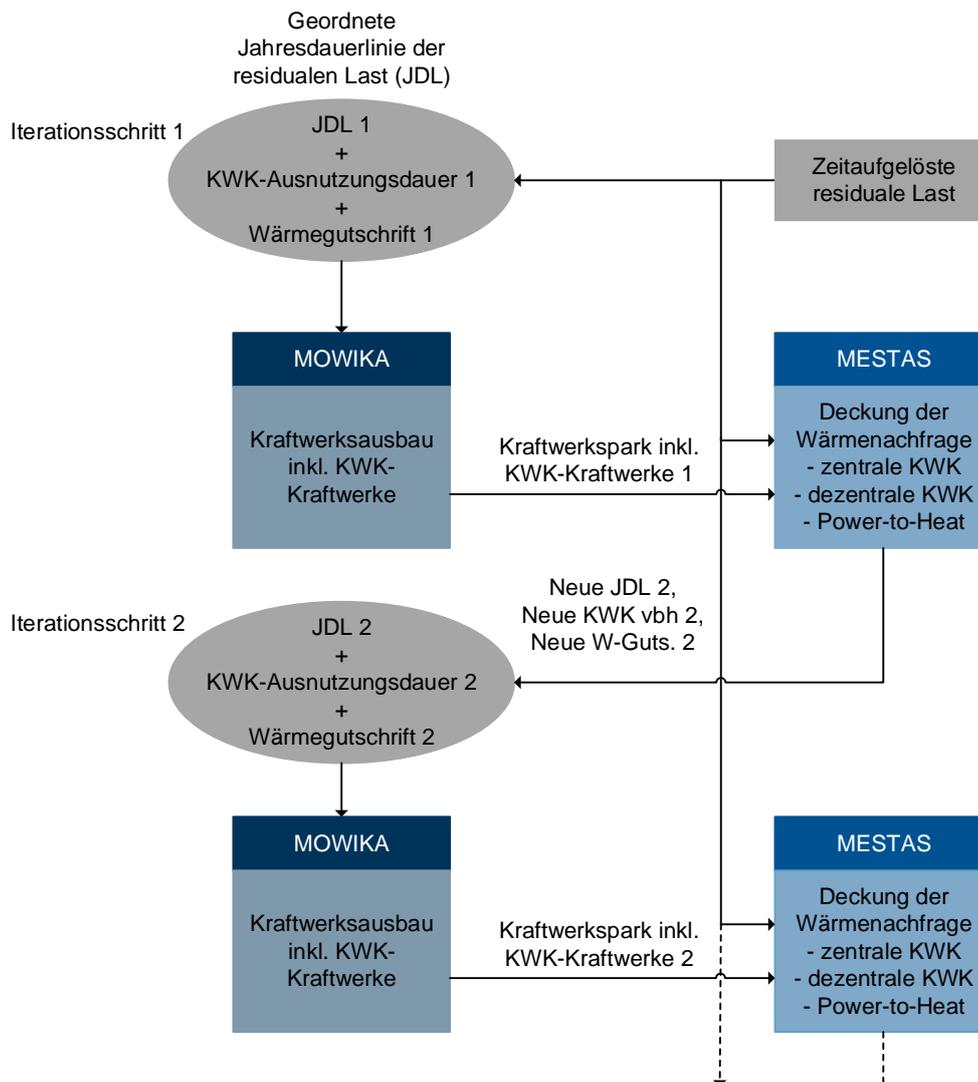


Abbildung 4.4: Datenaustausch zwischen den Teilmodellen MOWIKA und MESTAS über die Iterationen hinweg

Der Ausbau der KWK-Kraftwerke wird im Teilmodell MOWIKA berechnet und im nächsten Abschnitt 4.2.4 beschrieben. Die dort optimierten Kraftwerkskapazitäten werden wie die der konventionellen Kraftwerke an MESTAS übergeben. Nach der Einsatzoptimierung in diesem Teilmodell wird zum einen die neue Residuallast errechnet. Bisher wurde dazu nur der Speichereinsatz berücksichtigt. Bei Einbezug des zentralen Wärmesystems wird nun die zusätzliche Nachfrage der P2H-Anlagen sowie ggf. die zusätzliche Stromerzeugung aus den dezentralen KWK-Anlagen mit eingerechnet. Erst dann wird die Residuallast

an das Teilmodell MOWIKA zurückgegeben. Zum anderen werden bei Betrachtung der zentralen Wärme die Wärmegutschrift für MOWIKA des nächsten Iterationsschritts, sowie die Vollbenutzungsstunden (vbh) der zentralen KWK-Kraftwerke in MESTAS berechnet und übergeben.

Die Wärmegutschrift errechnet sich aus den Wärmegrenzkosten des zentralen Wärmesystems. Nach U. Remme [55] kann die duale Variable der Energiebereitstellungsgleichung eines Energiesystems als die zusätzlichen anfallenden Systemkosten interpretiert werden, wenn die Erzeugung um eine Einheit erhöht wird. Im Fall von MESTAS muss zur Ermittlung der Wärmegrenzkosten die Wärmebereitstellungsgleichung – also die Gleichungen (4.37) und (4.38) – betrachtet werden.

Die Grenzkosten können in stündlicher Auflösung und WSG-scharf in MESTAS bestimmt werden. Damit lässt sich nach Gleichung (4.47) für jedes Jahr des Betrachtungszeitraums ein mit der stündlichen Erzeugung der jeweiligen Technologie und installierten WSG-Leistung gewichteter Mittelwert für das im aktuellen Iterationsschritt existierende Energiesystem im Teilmodell MESTAS berechnen.

$$W_{Gut,MES} = \frac{\sum_{w_z \in W_{zen}} \left( \frac{\sum_{t \in T} \left( mc_{w_z,t} \sum_{p_{w_z} \in P_{W_{zen}}} \rho_{th,p_{w_z},t} d_t \right)}{\sum_{t \in T} \sum_{p_{w_z} \in P_{W_{zen}}} \rho_{th,p_{w_z},t} d_t} \cdot \epsilon_{th,w_z} \right)}{\sum_{w_z \in W_{zen}} \epsilon_{th,w_z}} \quad (4.47)$$

Es gilt:

$W_{Gut,MES}$  Wärmegutschrift  $W_{Gut}$  nach Optimierung im Teilmodell MESTAS

$mc_{w_z,t}$  Grenzkosten (marginal costs) der Wärmesystemgruppe  $w_z$  im Zeitschritt  $t$

$\rho_{th,p_{w_z},t}$  mittlere Leistung des Wärmeerzeugers  $p$  der zentralen WSG  $w_z$  in Zeitschritt  $t$

$d_t$  Dauer des Zeitschritts  $t$

$\epsilon_{th,w_z}$  installierte Leistung der WSG  $w_z$

Die resultierende Wärmegutschrift wird folgerichtig der sonstigen Kosten in ihren Barwert – bezogen auf das Bezugsjahr – und auf elektrische Bezugsgrößen umgerechnet und erst dann an das Teilmodell MOWIKA übergeben. Sie wird negativ zusammen mit den Brennstoffkosten, emissionsgebundenen Kosten sowie den Kosten für Betrieb und Wartung in die resultierenden variablen Kosten der KWK-Kraftwerke eingerechnet. Somit kann der Erlös für die Wärmeerzeugung auch in MOWIKA abgebildet und bei der Berechnung des Kraftwerksparks im nächsten Iterationsschritt berücksichtigt werden.

Im Folgenden soll das Prinzip anhand einer hohen initialen Wärmegutschrift für einige Iterationsschritte beschrieben werden.

Der initiale Kraftwerksausbau in MOWIKA wird mit einer hohen Wärmegutschrift für die KWK-Kraftwerke gestartet, welche damit geringe variable Kosten haben. Damit ordnen sie sich in der Merit Order weiter vorne ein als ohne Wärmegutschrift. Es kann eine hohe Ausnutzungsdauer erreicht werden, weshalb dieser Typ in MOWIKA bevorzugt ausgebaut wird. Der entstehende Kraftwerkspark wird an das Einsatzmodell MESTAS übergeben, wo zeitrichtig die Strom- und Wärmenachfrage gedeckt werden müssen. Es steht nun sehr

viel Erzeugungskapazität für Wärme in Form der KWK-Anlagen zur Verfügung. Der Wert der Grenzkosten der Wärme hängt vom Einsatz der unterschiedlichen Wärmeerzeugungstechnologien ab. Steht eine Technologie für mehr Erzeugung zur Verfügung, als sie genutzt wird, ergeben sich für diese Technologien geringe Grenzkosten und vice versa. Ist also in MESTAS viel Wärmeerzeugungskapazität in Form von KWK-Anlagen vorhanden, sinken die Grenzkosten des zentralen Wärmesystems. Damit sinkt die Wärmegutschrift, die an das Ausbaumodell MOWIKA übergeben wird. Die variablen Kosten der KWK-Anlagen steigen damit im Vergleich zum vorherigen Iterationsschritt und damit ggf. auch der Platz der Technologie in der Merit Order. Es wird weniger Stromerzeugungleistung in Form von KWK-Kraftwerken gebaut, wodurch im Teilmodell MESTAS vermehrt andere Technologien zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden müssen, die eine Erhöhung der Grenzkosten der Wärme zur Folge haben. Damit steigt die Wärmegutschrift wiederum an und die variablen Kosten sinken wieder, was wieder einen vermehrten Ausbau von KWK-Kraftwerken zur Folge hat. Dieser Ablauf wird nun fortgesetzt, bis die vorgegebene Anzahl an Iterationsschritten erreicht ist.

Da im Laufe der Iterationsschritte eine Konvergenz des Systems erreicht werden soll (vgl. Abschnitt 4.2.5), werden für die betrachteten Jahre Mittelwerte der Wärmegutschriften aus dem aktuellen Iterationsschritt und einer bestimmten Anzahl der vorangegangenen Iterationsschritte bestimmt. Die Anzahl der vorangegangenen Iterationsschritte kann bei Start des Optimierungsmodells ausgewählt werden.

Zusätzlich zu den Größen Residuallast und Wärmegutschrift wird die Ausnutzungsdauer der KWK-Erzeugung an das Teilmodell MOWIKA übergeben. Dort wird die Option geschaffen, diese Ausnutzungsdauern als maximale Grenze bei der Ausbaumentcheidung der KWK-Anlagen zu berücksichtigen. Die Berechnung der Ausnutzungsdauer sowie das Vorgehen zur Einbindung der Ausnutzungsdauern in der Kraftwerksausbaumentcheidung ist im nachfolgenden Kapitel 4.2.4 beschrieben.

#### **4.2.4 Ausbau der zentralen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Teilmodell MOWIKA**

Im letzten Stand von IMAKUS nach M. Kühne [48] wurde die Erzeugung aus KWK in IMAKUS als gesetzte Erzeugung exogen über die Eingangsdaten vorgegeben. Mit der Erweiterung um das Wärmesystem kann die Option der Strom- und Wärmeerzeugung aus KWK-Kraftwerken nun endogen im Modell bestimmt werden. Die KWK-Kraftwerke werden bei Betrachtung des Wärmesystems nun als großtechnische Strom- und Wärmeerzeuger angesehen. Daher findet der Ausbau dieser Anlagen im Teilmodell MOWIKA statt, analog zum Ausbau der Kraftwerke, die nur zur Stromlastdeckung genutzt werden.

Die Optimierung des Kraftwerksausbaus wurde in Kapitel 4.1.3 bereits beschrieben. Diese Methode wird im Wesentlichen auch für den Ausbau der KWK-Kraftwerke angewendet. KWK-Kraftwerke zeichnen sich durch sehr gute kombinierte Wirkungsgrade aus, haben allerdings im Vergleich zu ihren entsprechenden Pendanten, die nur Strom erzeugen, höhere Kosten bei Investition, Betrieb und auch Rückbau. Da das Teilmodell MOWIKA bei der Investitionsentscheidung nur die für das Stromsystem relevanten spezifischen Daten berücksichtigt, können die kombinierten Strom- und Wärmeerzeuger ihre Vorteile nicht ausspielen. Die genannten Eigenschaften führen dazu, dass sich die KWK-Kraftwerke in

der Merit-Order über ihren nur Strom erzeugenden Pendant einordnen und somit erst in das System kommen würden, falls die Ausbaugrenzen der Strom erzeugenden Pendant erreicht werden würde.

Um den Ausbau der KWK-Anlagen anhand beider erzeugter Endenergien bewerten zu können, wäre die Abbildung der Wärmenachfrage zusätzlich zur Stromnachfrage im Teilmodell MOWIKA nötig. Diese Integration der beiden Lastgänge wäre nur möglich, wenn entweder einer der beiden Lastgänge auf Basis der diskretisierten Jahresdauerlinie des anderen Lastgangs umgestellt und vereinfacht werden würde oder beide Lastgänge getrennt voneinander geordnet und diskretisiert werden würden. Im ersteren Fall wäre nicht mehr gewährleistet, dass die wesentlichen Eigenschaften des „abhängigen“ Lastgangs nach der Anpassung noch in der vereinfachten Version vorhanden wären. Das hätte unnötige Ungenauigkeiten zwischen beiden Teilmodellen zur Folge. Im zweiten Fall – bei getrennter Nachfragevereinfachung – könnte der gekoppelte Einsatz der KWK aufgrund der fehlenden Verbindung zwischen den einzelnen Zeitschritten der beiden Nachfragen gar nicht abgebildet werden.

Bei der Integration des Wärmesystems in IMAKUS sollen aber genau diese Effizienzen, die durch den gekoppelten Einsatz der KWK-Kraftwerke entstehen, abgebildet werden. Der zeitrichtige Einsatz der KWK-Anlagen wird daher nur im Teilmodell MESTAS realisiert. Der wirtschaftliche Vorteil dieser Strom- und Wärmeerzeuger gegenüber reinen Stromerzeugern wird über ein Preissignal an das Teilmodell MOWIKA zurückgegeben. Im Teilmodell MOWIKA wird eine Wärmegutschrift eingeführt, um welche die variablen Kosten in der Ausbauentscheidung verringert werden. Durch die Reduzierung der variablen Kosten ordnet sich das entsprechende KWK-Kraftwerk weiter vorne (oder unten in Abbildung 4.5) in der Merit-Order ein, wodurch es eine höhere Ausnutzungsdauer erreichen kann und somit bevorzugt ausgebaut wird.

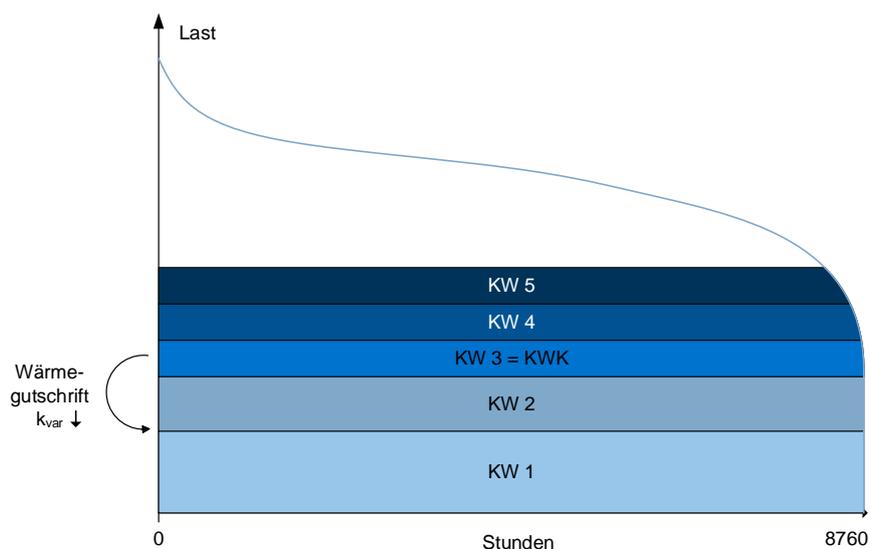


Abbildung 4.5: Prinzip des Einflusses der Wärmegutschrift auf die Einordnung des KWK-Kraftwerks in der Merit-Order

Die Wärmegutschrift ist im ersten Iterationsschritt exogen vorgegeben. In allen weiteren

Iterationsschritten wird sie endogen im Teilmodell MESTAS berechnet und für die Ausbauentscheidung im nächsten Iterationsschritt in MOWIKA berücksichtigt. Die Kopplung der beiden Teilmodelle wird in Abschnitt 4.2.3 ausführlich beschrieben. Da die Ausnutzungsdauer im Teilmodell MOWIKA deutlich höher ausfallen kann als im Teilmodell MESTAS, muss eine Begrenzung gewährleistet werden. Analog zur Wärmegutschrift wird auch die Ausnutzungsdauer im ersten Iterationsschritt exogen vorgegeben und ab den folgenden Schritten aus MESTAS übernommen. Dadurch soll die Konvergenz des Gesamtsystems gewährleistet werden. Die Ausnutzungsdauer der KWK-Kraftwerke in MOWIKA soll also die in MESTAS im vorherigen Iterationsschritt resultierende nicht überschreiten. In den Abschnitten 4.2.3 bzw. 4.2.5 werden der Datenaustausch der Teilmodelle bzw. die Kriterien zur Bewertung der Konvergenz nach der Erweiterung diskutiert.

Im Folgenden werden zwei mögliche Varianten vorgestellt, um die Ausnutzungsdauer der KWK-Kraftwerke in MOWIKA zu begrenzen. Die Variante 1 – „pauschale Begrenzung“ gibt im Grunde die gesamte Ausnutzungsdauer je Jahr sowie für jeden Diskretisierungsschritt die selbe Wärmegutschrift vor. Die Variante 2 – „zeitlich aufgelöste Begrenzung“ dagegen berücksichtigt, wann die Kraftwerke in MESTAS Energie erzeugt haben und berücksichtigt daher zeitlich aufgelöst sowohl die Ausnutzungsdauern als auch die Höhe der Wärmegutschriften.

### Variante 1 - pauschale Begrenzung und Wärmegutschrift

Die maximal zulässigen Ausnutzungsdauern der Kraftwerke je Jahr stammen aus den Eingangsdaten (meist 8760 h) oder dem Ergebnis von MESTAS aus dem vorherigen Iterationsschritt (für Berechnung siehe Kapitel 4.2.3). Für die pauschale Betrachtung der Vollbenutzungsstunden werden die jährlichen Werte jeweils wie folgt berechnet:

$$\forall y \in Y, p \in P_{KWK,zen} : \quad vbh_{pau,p,y} = \frac{\sum_{t \in T} \sum_{w_z \in W_{zen}} \rho_{th,y,p,w_z,t} d_t}{\sum_{w_z \in W_{zen}} \epsilon_{th,y,w_z}} \quad (4.48)$$

Es gilt:

$\rho_{th,p,w_z,t}$  mittlere thermische Leistung des KWK-Kraftwerks  $p$  in WSG  $w_z$

$d_t$  Dauer des Zeitschrittes  $t$

$\epsilon_{th,w_z}$  installierte Leistung der WSG  $w_z$

Die Nebenbedingungen des Teilmodells MOWIKA müssen dafür um folgende Gleichung (4.49) ergänzt werden.

$$\forall y \in Y, p_n \in P_{n,KWK} : \quad \sum_{z \in Z} \rho_{p_n,y,z} d_{y,z} - \kappa_{p_n,y} vbh_{pau,p_n,y} \leq 0 \quad (4.49)$$

Es gilt:

$\rho_{p_n,y,z}$  mittlere Leistung des Neubaukraftwerks  $p_n$  im Jahr  $y$  in Diskretisierungsschritt  $z$

$d_{y,z}$  Länge des Diskretisierungsschrittes  $z$  im Jahr  $y$

$\kappa_{p_n,y}$  installierte Leistung des Neubaukraftwerks  $p_n$  im Jahr  $y$

$vbh_{pau,p_n,y}$  Ausnutzungsdauer des Neubaukraftwerks  $p_n$  im Jahr  $y$

Für jedes Jahr des Betrachtungszeitraums und für jedes Kraftwerk wird die mittlere genutzte Leistung je Diskretisierungsschritt mit der Länge des selbigen gewichtet, wodurch

sich die Erzeugung je Diskretisierungsschritt ergibt. Von der Summe über alle Diskretisierungsschritte wird nun das Produkt aus installierter Leistung und gesamter jährlicher Ausnutzungsdauer subtrahiert. Die Ungleichungsbedingung sorgt dafür, dass der erste Term (tatsächlicher Einsatz) maximal dem zweiten Term (Begrenzung) entspricht. Soll mehr Strom aus dem Kraftwerkstyp erzeugt werden können, muss weitere Erzeugungsleistung installiert werden.

Durch die pauschale Begrenzung der Ausnutzungsdauern der KWK-Kraftwerke wird nicht gewährleistet, dass diese das Verhalten eines Grundlastkraftwerks wie KW 1 oder KW 2 in Abbildung 4.5 zeigen. Die Erzeugung kann ebenso in den ersten  $h$  Stunden des Jahres realisiert werden, sodass in den letzten Stunden des Jahres ein teureres Kraftwerk erzeugen muss. In Abbildung 4.6 ist das schematisch am rechten Rand der geordneten Jahresdauerlinie dargestellt.

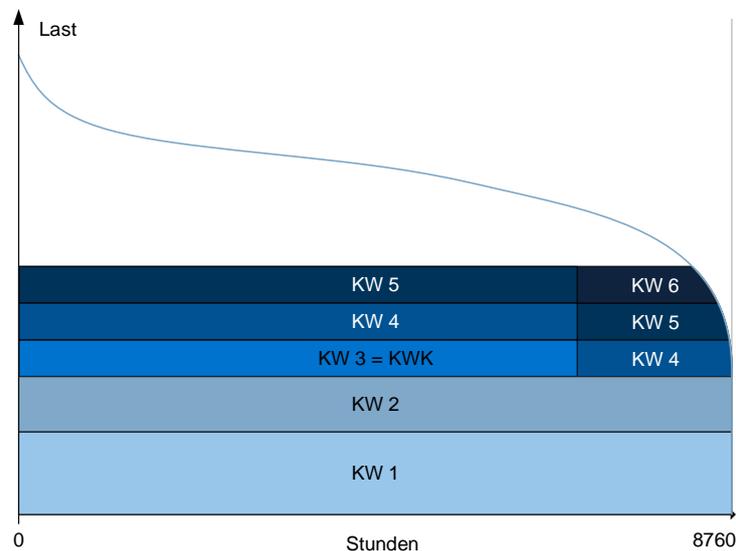


Abbildung 4.6: Prinzip der pauschalen Begrenzung der KWK Ausnutzungsdauer

Neben der summierten Berücksichtigung der Ausnutzungsdauern je Betrachtungsjahr werden bei diesem „pauschalen“ Ansatz die resultierenden variablen Kosten nicht genauer zeitlich unterschieden. Sie gelten für alle Diskretisierungsschritte in MOWIKA gleich.

$$\forall p_n \in P_{n,KWK} : \quad k_{var,res,p_n,y} = k_{var,p_n,y} - W_{Gut,y} \quad (4.50)$$

Es gilt:

$k_{var,res,p_n,y}$  resultierende variable Kosten des KWK-Kraftwerks  $p_n$  inklusive Einrechnung der Wärmegutschrift  $W_{Gut,y}$  im Jahr  $y$

$k_{var,p_n,y}$  variable Kosten des KWK-Kraftwerks  $p_{n,KWK}$  im Jahr  $y$

$W_{Gut,y}$  Wärmegutschrift nach Optimierung im Teilmodell MESTAS  $W_{Gut,MES}$  und Umrechnung in Barwert je Jahr  $y$

### Variante 2 - zeitlich aufgelöste Begrenzung und Wärmegutschrift

Mit dieser Variante sollen die Informationen über die Einsatzzeiträume der KWK-Kraftwerke und die unterschiedlich ausfallenden Wärmegutschriften je Einsatzstunde aus MESTAS zumindest in vereinfachter Form nach MOWIKA übernommen werden. Hierfür werden zum einen die stündlichen Ausnutzungsdauern bzw. Kapazitätsfaktoren der KWK-Kraftwerke aus MESTAS herangezogen. Die Berechnung der stündlichen Vollbenutzungsstunden bzw. Kapazitätsfaktoren wird folgendermaßen realisiert:

$$\forall y \in Y, p \in P_{KWK,zen}, t \in T : \quad vbh_{stdl,p,y,t} = c_{p,y,t} = \frac{\sum_{w_z \in W_{zen}} \rho_{th,p,w_z,t} d_t}{\sum_{w_z \in W_{zen}} \epsilon_{th,w_z}} \quad (4.51)$$

Es gilt:

$\rho_{th,p,w_z,t}$  mittlere thermische Leistung des KWK-Kraftwerks  $p$  in WSG  $w_z$

$d_t$  Dauer des Zeitschrittes  $t$

$\epsilon_{th,w_z}$  installierte Leistung der WSG  $w_z$

$c_{p,y,t}$  Kapazitätsfaktor im Jahr  $y$  im Diskretisierungsschritt  $t$  des Kraftwerks  $p$

Zum anderen wird ein zeitlich aufgelöster Vorfaktor aus den zeitaufgelösten Wärmegutschriftswerten des letzten Iterationsschrittes und deren Mittelwert berechnet. Für den Vorfaktor werden die stündlichen Werte der Wärmegutschrift auf deren Mittelwert bezogen, sodass ein einheitenloser Faktor entsteht. Vorteil dieser relativen Größe ist, dass mögliche Umrechnungen zur Barwertbetrachtung nicht extra berücksichtigt werden müssen. Die resultierenden variablen Kosten für den KWK-Ausbau im Teilmodell MOWIKA errechnen sich folgendermaßen.

$$\forall p_n \in P_{n,KWK} : \quad k_{var,res,p_n,y} = k_{var,p_n,y} - W_{Gut,y} + (1 - Gutf_z)W_{Gut,y} \quad (4.52)$$

Es gilt:

$k_{var,res,p_n,y}$  resultierende variable Kosten des KWK-Kraftwerks  $p_n$  inklusive Einrechnung der Wärmegutschrift  $W_{Gut,y}$  im Jahr  $y$

$k_{var,p_n,y}$  variable Kosten des KWK-Kraftwerks  $p_{n,KWK}$  im Jahr  $y$

$W_{Gut,y}$  Wärmegutschrift nach Optimierung im Teilmodell MESTAS  $W_{Gut,MES}$  und Umrechnung in Barwert je Jahr  $y$

$Gutf_z$  Umrechnungsfaktor der mittleren Wärmegutschrift  $W_{Gut,MES}$  in Wärmegutschrift je Diskretisierungsschritt  $z$

Wie in Kapitel 4.1.3 beschrieben, wird in MOWIKA die geordnete diskretisierte Jahresdauerlinie der Residuallast verwendet, um den optimalen Kraftwerkseinsatz und damit -ausbau zu berechnen. Die Kapazitätsfaktoren der KWK-Anlagen ebenso wie die zeitlich aufgelöste Wärmegutschrift des letzten Iterationsschrittes aus MESTAS werden für die Eingangsdatenerstellung für MOWIKA analog der Residuallast umsortiert und diskretisiert. Im Falle der Kapazitätsfaktoren wird aus  $c_{p,y,t}$  der Term  $c_{p_n,y,z}$ . Bei der Bestimmung der Höhe der Kapazitätsfaktoren und Wärmegutschriften wird analog der Berechnung der Höhe der Residuallast der einfache Mittelwert der jeweils ursprünglichen Einzelstufen berechnet.

Die Wärmegutschrift soll den KWK-Kraftwerken nur dann gewährt werden, wenn diese auch zur Deckung der Wärmenachfrage eingesetzt werden. Um dies zu gewährleisten, werden die Zielfunktion aus (Glg. 4.3) angepasst und erweitert zu

$$\begin{aligned} \min_{\kappa, \rho} \zeta_{MOW_{warm}}(\kappa, \rho) = \\ \min_{\kappa, \rho} \sum_{y \in Y} \left( \sum_{p_n \in P_n} \kappa_{p_n, y} k_{inv, p_n, y} + \right. \\ \left. \sum_{z \in Z} \left( \sum_{p_e \in P_e} \rho_{p_e, y, z} k_{var, p_e, y} d_{y, z} + \sum_{p_n \in P_n} \rho_{p_n, y, z} k_{var, res, p_n, y} d_{y, z} + \right. \right. \\ \left. \left. \sum_{p_n \in P_{n, KWK}} \rho_{Slack, p_n, y, z} G_{utf_z} W_{Gut, y} d_{y, z} \right) \right) \end{aligned} \quad (4.53)$$

und zwei weitere Nebenbedingungen eingefügt.

$\forall y \in Y, z \in Z, p_n \in P_{n, KWK} :$

$$\begin{aligned} \frac{\eta_{th, p_n}}{\eta_{el, p_n}} \left( \rho_{p_n, y, z} d_{y, z} - \rho_{Slack, p_n, y, z} d_{y, z} \right) &\leq c_{p_n, y, z} K_{MES_{i-1, p_n, y}} v_i d_{y, z} \\ \Rightarrow \frac{\eta_{th, p_n}}{\eta_{el, p_n}} \left( \rho_{p_n, y, z} - \rho_{Slack, p_n, y, z} \right) &\leq c_{p_n, y, z} K_{MES_{i-1, p_n, y}} v_i \end{aligned} \quad (4.54)$$

$\forall y \in Y, z \in Z, p_n \in P_{n, KWK} :$

$$\rho_{Slack, p_n, y, z} \leq \rho_{p_n, y, z} \quad (4.55)$$

Es gilt:

$\zeta_{MOW_{warm}}$  Systemkosten des Teilmodells MOWIKA bei Erweiterung um Wärmesystem

$\kappa_{p_n, y}$  installierte Leistung des Neubaukraftwerkstyps  $p_n$  im Jahr  $y$

$k_{inv, p_n, y}$  resultierende Investitionskosten des Neubaukraftwerks  $p_n$  im Jahr  $y$

$\rho_{p_e, y, z}$  mittlere Leistung des Bestandskraftwerks  $p_e$  im Jahr  $y$  in Diskretisierungsschritt  $z$

$k_{var, p_e, y}$  variable Kosten des Kraftwerks  $p_e$  im Jahr  $y$

$\rho_{p_n, y, z}$  mittlere Leistung des Neubaukraftwerks  $p_n$  im Jahr  $y$  in Diskretisierungsschritt  $z$

$\rho_{Slack, p_n, y, z}$  mittlere Slack-Leistung des Neubaukraftwerks  $p_n$  im Jahr  $y$  in Diskretisierungsschritt  $z$

$k_{var, p_n, y}$  variable Kosten des Kraftwerks  $p_n$  im Jahr  $y$

$d_{y, z}$  Dauer des Diskretisierungsschrittes  $z$  im Jahr  $y$

$\eta_{th, p_n}$  thermischer Wirkungsgrad des Wärmeerzeugers  $p$  in der zentralen WSG  $w_z$

$\eta_{el, p_n}$  elektrischer Wirkungsgrad des Wärmeerzeugers  $p$  in der zentralen WSG  $w_z$

$l_{th, zen, z}$  mittlere Wärmelast im Diskretisierungsschritt  $z$  im zentralen Teil des Wärmesystems

$c_{p_n, y, z}$  Kapazitätsfaktor im Jahr  $y$  im Diskretisierungsschritt  $z$  des Kraftwerks  $p_n$

$v_i$  dynamischer Anpassungsfaktor in Iterationsschritt  $i$

$K_{MES_{i-1, p_n, y}}$  installierte Leistung des KWK-Kraftwerks  $P_n$  aus MESTAS im Iterationsschritt  $i - 1$  im Jahr  $y$

$P_n$  Menge der Kraftwerksneubauoptionen

$P_e$  Menge der Bestandskraftwerke

$Y$  Menge der Jahre im Betrachtungshorizont

$Z$  Menge der Diskretisierungsschritte

Die Wärmegutschrift wird zwar für die gesamte Erzeugung der KWK-Kraftwerke durch

Einrechnung in die variablen Kosten berücksichtigt. Allerdings wird sie durch die Erweiterung der Zielfunktion 4.53 in Kombination mit Nebenbedingung 4.54 als variable Kosten wieder angesetzt für die Erzeugung der KWK-Anlagen, die über die jeweils im Diskretisierungsschritt zuvor in MESTAS durch die KWK erzeugte Wärme hinausgeht. Durch den Kapazitätsfaktor  $c_{p_n,y,z}$  wird außerdem in einem gewissen Maße die Information über die unterschiedliche Erzeugung in den Stunden des jeweiligen Jahres aus MESTAS an MOWIKA weitergegeben. Ein weiterer Faktor  $v_i$  erhöht die rechte Seite der Gleichung, um dem Teilmodell MOWIKA für die Optimierung ausreichend Freiraum zu lassen und nicht auf das Ergebnis des vorherigen Iterationsschrittes einzuschränken. Der Faktor sinkt mit den Iterationsschritten letztlich auf den Wert 1 im letzten Iterationsschritt, um die durch den KWK-Ausbau hervorgerufenen Schwankungen zwischen den beiden Teilmodellen zu minimieren. In Gleichung 4.55 wird festgelegt, dass die Erzeugung mittels Slack-KWK zu jedem Zeitpunkt kleiner sein muss, als die gekoppelte Erzeugung der KWK. Das wird benötigt, da sonst die Möglichkeit für die KWK-Anlagen bestünde, nur für die variablen Kosten der Wärmegutschrift Strom zu erzeugen. Durch diese Erweiterungen wird gewährleistet, dass die Wärmegutschrift nur derjenigen Erzeugung aus KWK Anlagen zugute kommt, die für die Deckung der zentralen Wärmenachfrage eingesetzt werden.

Im Rahmen dieser Arbeit wird **Variante 2** mit einer zeitlich aufgelösten Begrenzung der Ausnutzungsdauern und Berechnung der Wärmegutschrift gewählt.

#### 4.2.5 Untersuchung und Bewertung der Konvergenz

Durch die Erweiterung des Stromsystemmodells IMAKUS um das Wärmesystem und die getrennte Berechnung des Ausbaus und des Einsatzes der KWK-Kraftwerke ist eine erneute Betrachtung der Konvergenz des Gesamtsystems nötig.

Das bisherige Modell IMAKUS zeigt ein stabiles Verhalten nach einigen Iterationsschritten zwischen den Teilmodellen (vgl. Abschnitt 4.1.2). Ebenso kann M. Kühne [48] zeigen, dass das Modell bis auf eine Abweichung von 0,1 % bis 2,4 % das globale Optimum erreichen kann. Weitere Untersuchungen zur Konvergenz des Modells wurden bisher nicht durchgeführt oder nicht veröffentlicht.

Grundsätzlich hat eine Erweiterung des Stromsystemmodells IMAKUS um das Wärmesystem im Teilmodell MESTAS im ersten Moment keinen Einfluss auf die Konvergenz des Modells, solange der Ausbau der Wärmeerzeuger nur im Teilmodell MESTAS realisiert wird. Die Abbildung der Wärmenachfrage und Bereitstellung über die Wärmeerzeuger hat in erster Linie eine Auswirkung auf die Brennstoffnachfrage und im Falle von P2H auch auf die Stromnachfrage. Letzteres verändert die Residuallast und wird damit im nächsten berechneten Iterationsschritt im Teilmodell MOWIKA bei der Optimierung des Kraftwerksparks berücksichtigt werden. Solange also Szenarien gerechnet werden, die nur Wärmeerzeuger berücksichtigen, die im Teilmodell MESTAS ausgebaut werden, kann angenommen werden, dass sich die Konvergenz des Gesamtsystems wie bisher bei Berücksichtigung des Speicherausbaus verhält. Werden nun aber großtechnische KWK-Anlagen berücksichtigt, die unter den selben Bedingungen wie sonstige Großkraftwerke ausgebaut werden sollen, gestaltet sich die Betrachtung der Konvergenz komplexer. Wie bereits in Kapitel 4.2.3 beschrieben, werden die Kraftwerkskapazitäten der KWK aus dem Teilmodell MOWIKA an das Teilmodell MESTAS übergeben. Anschließend werden unter anderem

die Grenzkosten der Wärmeerzeugung als Wärmegutschrift an das Teilmodell MOWIKA übergeben.

Bei Übergabe der Grenzkosten allein aus der aktuellen Iteration an MOWIKA des nächsten Iterationsschrittes, gibt es keine Größe, die dafür sorgt, dass das Gesamtsystem nach einer gewissen Anzahl an Iterationsschritten eingeschwungen ist. Wird eine hohe initiale Wärmegutschrift für den Kraftwerksausbau der KWK im ersten Berechnungsschritt von MOWIKA vorgegeben, wird die KWK-Technologie auf einen der vorderen Plätze in der Merit-Order festgelegt. Dadurch kommt es durch die Optimierung zu einem hohen Ausbau der KWK-Kapazität. Durch die große, verfügbare KWK-Kapazität und deren Einsatz zur Stromerzeugung in MESTAS ergeben sich sehr niedrige Grenzkosten. Werden nur diese Grenzkosten als Wärmegutschrift im nächsten Iterationsschritt in MOWIKA vorgegeben, findet aufgrund der ungünstigen Kostenstruktur kein oder nur ein geringer Ausbau der KWK statt. Die KWK-Anlagen sind nicht konkurrenzfähig zu den anderen Kraftwerkstypen. Da diese KWK in MESTAS nun nicht zur Verfügung steht, muss die Wärme mit anderen Technologien erzeugt werden. Dies führt zu hohen Grenzkosten, was wiederum einer hohen Wärmegutschrift entspricht. Wenn diese wieder unverändert an das Teilmodell MOWIKA zurückgegeben wird, wiederholen sich die letzten beiden Schritte wie zuvor beschrieben. Das System schwingt ungedämpft zwischen den Optimierungen der beiden Teilmodelle.

Um diese unerwünschte Schwingung zwischen den Ergebnissen der Teilmodelle zu unterbinden, müssen dem System dämpfende Komponenten hinzugefügt werden. Dies wird durch die Einbeziehung der Wärmegutschriftwerte aus vorangegangenen Iterationsschritten realisiert. Eine genaue Beschreibung der Berechnung der Wärmegutschrift ist in Abschnitt 4.2.3 gegeben. Ebenso wird die Strommenge, die in MOWIKA aus KWK zu um die Wärmegutschrift reduzierten variablen Kosten erzeugt werden kann, begrenzt. Jeder weitere KWK Einsatz muss dann mit entsprechend höheren variablen Kosten realisiert werden. Durch die Begrenzung der Erzeugung aus den KWK-Anlagen, die durch die Wärmegutschrift gefördert wird, ebenso wie die Bildung eines Mittelwertes der Wärmegutschrift über einige Iterationsschritte wird ein Schwingen verhindert und das System zur Konvergenz geführt.

Die Bewertung der Konvergenz nach der Erweiterung um das Wärmesystem erfolgt anhand von drei Kriterien:

- (1) Stabilität
- (2) Plausibilität
- (3) Optimalität

Das erste Kriterium (1) zur Bewertung der Konvergenz ist die Stabilität des Gesamtsystems. Stabilität ist dann gegeben, wenn die Ergebnisse der Teilmodelle zwischen den Iterationen keine wesentlichen Änderungen mehr zeigen. Veränderungen in gewissem Ausmaß sind akzeptabel, da sich die Werte der Parameter zwischen den Iterationen etwas verändern können und so zu leicht unterschiedlichen Zahlen führen können. Die grundsätzliche Tendenz und Größenordnung der Ergebnisse sollte allerdings keine Änderungen mehr aufweisen.

Ist das erste Kriterium erfüllt, kann das zweite Kriterium (2) untersucht werden, die Plausibilität. Darunter wird verstanden, dass die Ergebnisse der Teilmodelle MOWIKA und MESTAS ähnlich sind im Hinblick auf Kraftwerksvollbenutzungsstunden, insbesondere

bei KWK-Kraftwerken, sowie der im Teilmodell MESTAS genutzten Kraftwerksleistung, die in MOWIKA ausgebaut wurde. Die jeweils zwischen den Teilmodellen übergebenen Daten beeinflussen die Ergebnisse der Teilmodelle, sodass sich ihre Ergebnisse aneinander annähern sollen. Erst wenn diese Ergebnisse jeweils zusammenpassen, kann von Plausibilität gesprochen werden.

Das Kriterium (3) ist die Optimalität des Gesamtsystems. Über die Iterationsschritte hinweg müssen die Gesamtkosten des Systems sinken und trotz möglicher kleiner Schwankungen zwischen den Iterationsschritten auf einem niedrigen Niveau bleiben. Stabilisieren sich die Kosten auf einem niedrigen Niveau, kann davon ausgegangen werden, dass die insgesamt optimale Lösung gefunden wurde.

Für die Untersuchung der Konvergenz im Rahmen dieser Arbeit und das Verhalten der KWK über die Iterationsschritte hinweg wurden die Eingangsdaten so konstruiert, dass die KWK wirtschaftlich ist für das Energiesystem. Im Wesentlichen wurde dafür die erneuerbare Stromerzeugung ab dem Jahr 2020 konstant gehalten und die Effizienz und Kosten der GuD-KWK-Technologie den Werten der GuD-Kraftwerke angenähert. Da die genauen Daten nicht für die Untersuchung der Konvergenz relevant sind, wird hier nicht weiter darauf eingegangen.

### Validierung der Stabilität

Zur Prüfung der Stabilität wird die Entwicklung der Stromerzeugung und der zentralen Wärmeerzeugung im Teilmodell MESTAS über die Iterationsschritte (vgl. Abbildung 4.7) untersucht. Auf der linken Hochwertachse ist die Stromerzeugung aus konventionell befeuerten Kraftwerken aufgetragen, auf der rechten Achse die zentrale Wärmeerzeugung. Die Stromerzeugung aus GuD-KWK wird in diesem Bild aufgeteilt in „GuD-KWK el“ und „Slack-KWK“.

Im ersten Iterationsschritt wird die KWK deutlich sowohl zur Stromerzeugung als auch zen-

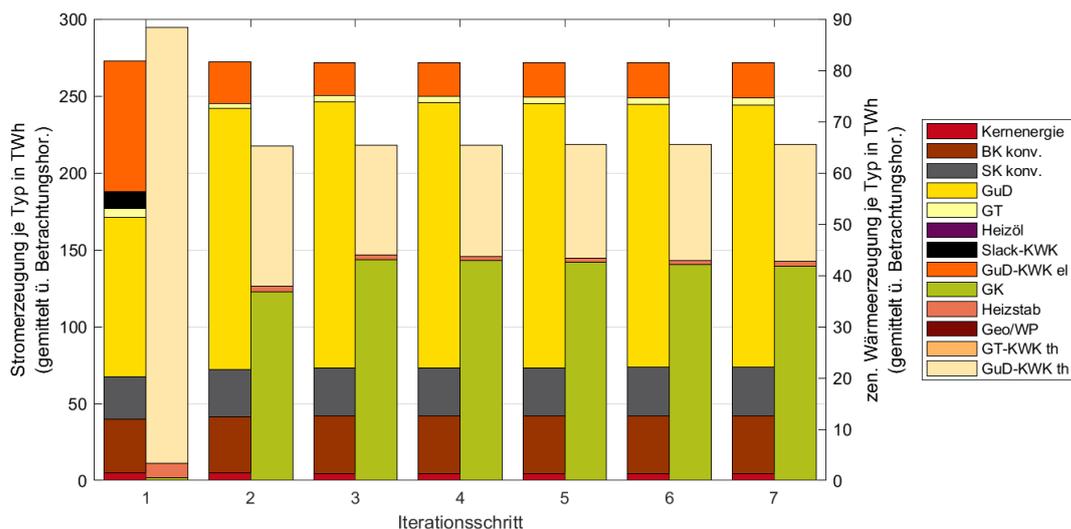


Abbildung 4.7: Entwicklung Mittelwerte über alle Jahre des Betrachtungszeitraums der Stromerzeugung und der zentralen Wärmeerzeugung im Teilmodell MESTAS aufgetragen über die Iterationsschritte

tralen Wärmeerzeugung eingesetzt. Dabei wird ein Teil der KWK nur zur Stromerzeugung verwendet, wie an den etwa 10,8 TWh Slack-KWK Einsatz zu erkennen ist. Der größte

Teil der KWK-Erzeugung (85,0 TWh) geht sowohl in die Deckung der Strom- als auch der zentralen Wärmenachfrage ein. In diesem Fall ist diese Energiemenge gleich groß, da im Rahmen der speziell für diese Untersuchung konstruierten Eingangsdaten der elektrische gleich dem thermischen Wirkungsgrad angenommen wurde.

Bereits im zweiten Iterationsschritt geht die Erzeugung aus KWK deutlich zurück auf nur noch 27,3 TWh sowohl thermisch als auch elektrisch. In der Stromerzeugung übernimmt die GuD einen großen Teil der bisher durch KWK realisierten Erzeugung. In der zentralen Wärmeerzeugung gewinnt der Gaskessel an Bedeutung. Im dritten Iterationsschritt sind insbesondere in der Wärmeerzeugung noch Verschiebungen in der Erzeugung von KWK hin zu Gaskessel zu erkennen. Ab dem 4. Iterationsschritt verändert sich die Zusammensetzung der Erzeugungsstruktur nicht mehr merklich. Es kann also von Stabilität gesprochen werden.

### Validierung der Plausibilität

Für die Validierung der Plausibilität im Rahmen der Konvergenzuntersuchung werden die Ausnutzungsdauern der konventionellen Kraftwerke aus dem Kraftwerkseinsatz in den Teilmodellen MOWIKA und MESTAS gegenübergestellt. Dies ist in Abbildung 4.8 für alle fünf Jahre im letzten Iterationsschritt dargestellt. Dabei werden die jeweiligen Technologien direkt nebeneinander aufgetragen – links für MOWIKA, recht für MESTAS. Die Kernenergiekraftwerke sind dann bereits nicht mehr im System. Die Kohlekraftwerke sind nur bis zum Jahr 2035 aufgetragen, da sie bis zum Jahr 2038 aus dem Kraftwerksportfolio herausfallen. Für die meisten Jahre und Kraftwerkstypen lässt sich kein Unterschied in den Ausnutzungsdauern zwischen den beiden Teilmodellen feststellen. Kleinere Abweichungen lassen sich allerdings dennoch erkennen für unterschiedliche Kraftwerkstypen in unterschiedlichen Jahren. Eine eindeutige Tendenz lässt sich nicht ablesen, allerdings scheinen die Ausnutzungsdauern im Teilmodell MOWIKA ein wenig größer zu sein als im Teilmodell MESTAS.

Um die Größenordnung der Abweichungen darstellen zu können, werden in Abbildung 4.9

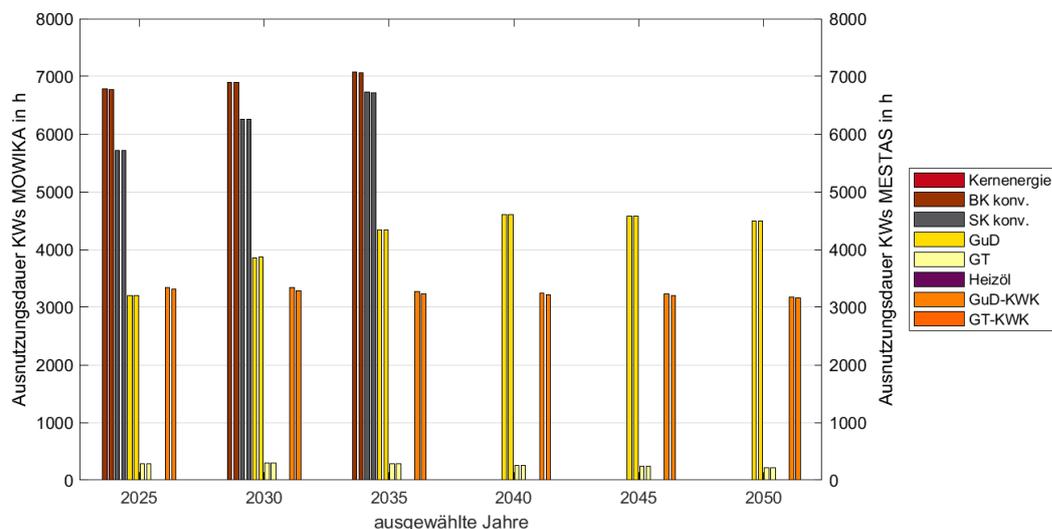


Abbildung 4.8: Gegenüberstellung der Ausnutzungsdauern der konventionellen Kraftwerke in den Teilmodellen MOWIKA und MESTAS

für die gleichen Kraftwerkstypen und Jahre im gleichen Iterationsschritt die Differenzen der Ausnutzungsdauern der jeweiligen Technologien zwischen MOWIKA und MESTAS aufgetragen. Die auf der positiven Achse aufgetragenen Werte entsprechen einer stärkeren Ausnutzung im Teilmodell MOWIKA, die auf der negativen Achse der im Teilmodell MESTAS. In dieser Betrachtung wird der Eindruck bestätigt, dass in den meisten Jahren die Ausnutzungsdauern im Teilmodell MOWIKA tendenziell größer als im Teilmodell MESTAS sind. Primär ist das auf die Diskretisierung der Residuallast im Teilmodell MOWIKA und damit einen entsprechend leicht veränderten Kraftwerkseinsatz zurückzuführen. Da sich die Ausnutzungsdauern allerdings in einer Größenordnung von deutlich unter 100 Stunden im Jahr aufhalten, kann durchaus von Plausibilität gesprochen werden.

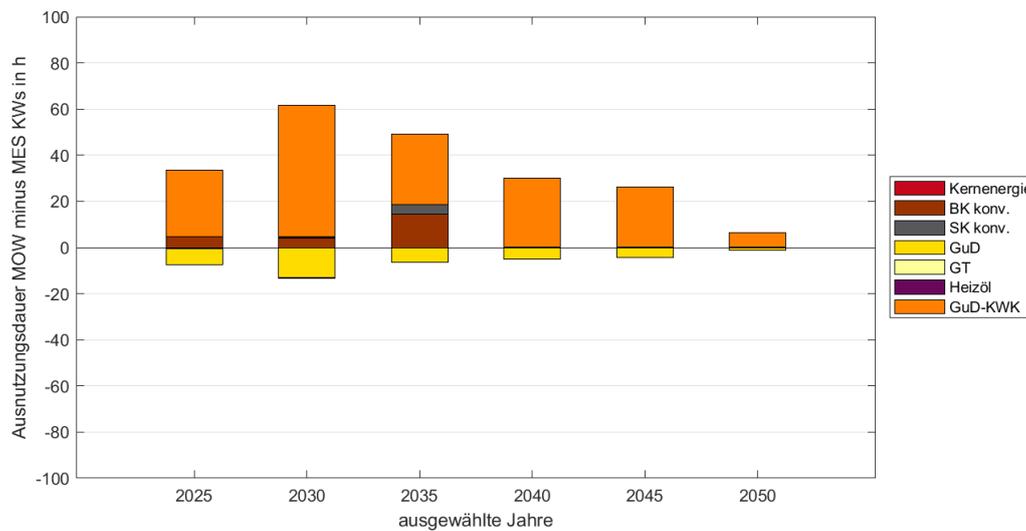


Abbildung 4.9: Differenz der Ausnutzungsdauern der konventionellen Kraftwerke in den Teilmodellen MOWIKA und MESTAS

### Validierung der Optimalität

Das letzte Kriterium für die Bewertung der Konvergenz der neu in IMAKUS implementierten Methodik ist die Optimalität der Ergebnisse. Optimalität des Gesamtsystems ist dann erreicht, wenn sich die Summe der Kosten für den Kraftwerksausbau im Teilmodell MOWIKA und der Einsatz- und Ausbaurkosten im Teilmodell MESTAS im Laufe der Iterationen auf ihr Minimum einpendelt. Der Verlauf dieser Summe ist in Abbildung 4.10 in Mrd. € über die Iterationsschritte aufgetragen. Im ersten Iterationsschritt wird in MOWIKA aufgrund der initial vorgegebenen, sehr hohen Wärmegutschrift mehr KWK ausgebaut, als in MESTAS wirtschaftlich einsetzbar ist. Die KWK muss in MESTAS daher teilweise als reiner Stromerzeuger eingesetzt werden und die Wärme bleibt ungenutzt. Innerhalb eines Iterationsschrittes wird das aber zu einem Großteil korrigiert, sodass die Gesamtkosten um etwa 5 Mrd. € sinken. In den weiteren Iterationsschritten sinken die Gesamtkosten noch ein wenig weiter, scheinen sich aber im Großen und Ganzen nicht mehr deutlich und qualitativ zu verändern. Damit ist auch das dritte Kriterium für die Konvergenz des Modells – Optimalität – erfüllt.

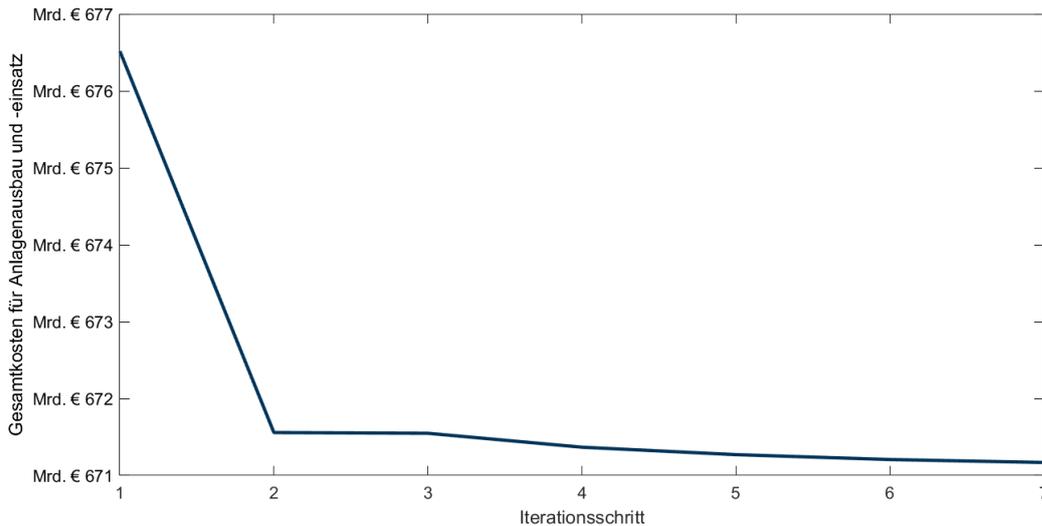


Abbildung 4.10: Entwicklung der Gesamtkosten für Anlagenausbau und -einsatz über die Iterationsschritte

### 4.3 Erweiterung um DSM-Optionen

Bereits in Kapitel 3.4 wurde eine Veröffentlichung [28] genannt, die den Ausbau von DSM Optionen im Modell IMAKUS beschreibt. Da im Rahmen dieser oder einer folgenden Veröffentlichung die Methodik nicht im Detail beschrieben wurde, wird das in dieser Arbeit an der Stelle nachgeholt.

Die Erweiterung des bestehenden Modells um die Erschließungsoption bzw. Ausbauoption von DSM-Maßnahmen muss im Teilmodell MESTAS vorgenommen werden. DSM ist abhängig vom zeitlichen Verlauf der Strompreise und damit der Nachfrage und Erzeugung. Diese Informationen des Systems liegen nur in MESTAS chronologisch richtig und stündlich aufgelöst in der Residuallast vor. Eine weitere Anforderung ist, dass diese DSM-Option genauso wie alle anderen Flexibilitätsoptionen in MESTAS frei wählbar ist und mit sonstigen Optionen nicht im Widerspruch steht. Die Funktionalität des Modells soll auch ohne Wahl dieser Option weiterhin normal erhalten bleiben.

Ziel der Erweiterung ist die Berechnung des wirtschaftlich optimalen Ausbaus und Einsatzes von DSM-Optionen im Stromsystem. Abbildung 4.11 zeigt im Ablaufschema von IMAKUS, an welchen Stellen die Erweiterung um DSM Veränderungen im Modell nötig werden. Für die Anpassungen im Teilmodell MESTAS bedarf es neben der eigentlichen Anpassungen im Teilmodell auch neuer Eingangsdaten. Wie schon in Kapitel 3 motiviert, bestehen die größten Flexibilisierungspotenziale in Deutschland im Sektor Industrie, weshalb die Anpassungen in diesem Teilmodell im Rahmen der Arbeit im Wesentlichen auf eine Anwendung auf den Industriesektor abzielen. Im Grunde kann diese DSM-Option aber für alle anderen Sektoren genauso verwendet werden.

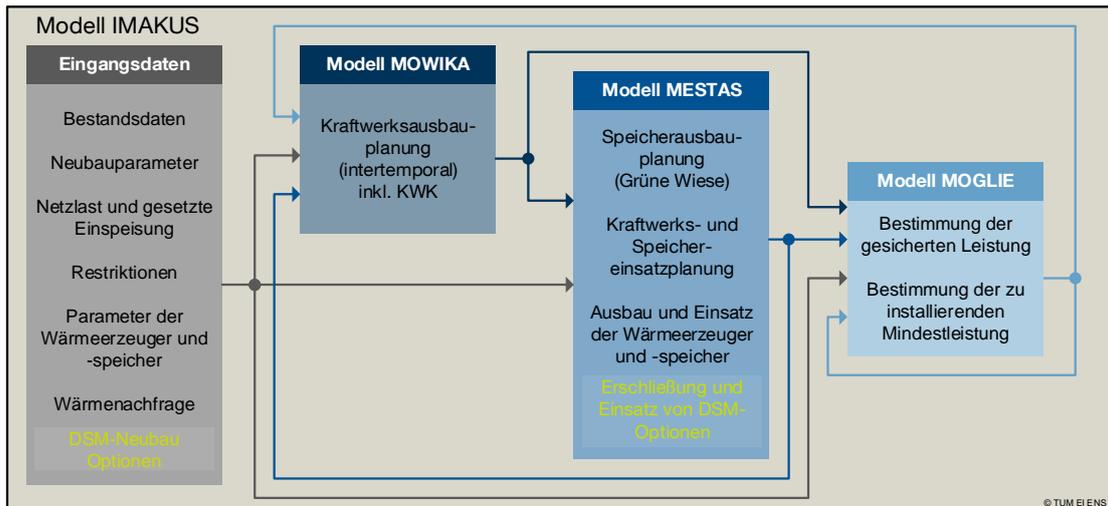


Abbildung 4.11: Ablaufschema des iterativen Modellaufbaus von IMAKUS mit der Erweiterung um die Wärmeseite und Demand-Side-Management Neubauoptionen

Die bisher implementierten DSM-Optionen im Teilmodell MESTAS bilden Nachtspeicheröfen (NSO) und Kühlschränke (KS) in Wohngebäuden ab. Die grundlegende Abbildungsidee ist in [47] beschrieben. Die Art der Abbildung ermöglicht zwar die Untersuchung von flexiblen Nachfragen, allerdings ist keine Option zur Erweiterung oder zum Ausbau der flexiblen NSO oder KS vorgesehen. Diese beiden Optionen sind die einzigen im Modell vorgesehenen flexiblen Prozesse. Weitere Flexibilitätsoptionen mit anderen Eigenschaften, abgesehen von in Kapitel 4.1.4 beschriebener Elektromobilität und Stromspeichern, sind in IMAKUS zum Stand nach [48] nicht eingearbeitet. Die in dieser Arbeit vorgestellte Methodik für DSM bietet zusätzliche Möglichkeiten in der Flexibilitätsbetrachtung bzw. -untersuchung. Zum einen wird die Möglichkeit gegeben, aus unterschiedlich flexiblen Prozessen für den Einsatz in der Lastverschiebung auszuwählen. Zum anderen wird eine Erschließung bzw. ein Ausbau der flexiblen Prozesse möglich. Außerdem wird für die Nachfrage nach der prozesseitigen Speicherung Flexibilität vorgesehen, was bisher einem festen Lastgang entsprach.

### 4.3.1 Methodik der Abbildung der DSM im Modell

Die Abbildung der DSM-Option im Rahmen dieser Arbeit geht aus Sicht des gesamten Energiesystems an die Problematik heran. Es wird die Möglichkeit geschaffen, Nachfragen gleicher Flexibilität für ganz Deutschland im Modell abzubilden, um so das Potenzial absehen zu können. Es liegt die Überlegung zugrunde, dass die Nachfrage aller Einzelanlagen, die eine vergleichbare Art der Flexibilität aufweisen, zusammengefasst werden. Diese werden im Folgenden als *Prozesse* bezeichnet. Unterschiedliche Prozesse weisen dabei unterschiedliche Flexibilitäten in der Lastverschiebung auf. Da aktuell davon ausgegangen werden kann, dass ein wesentlicher Anteil der Flexibilitätspotenziale auf der Nachfrageseite noch nicht gehoben sind, wird die Optimierung dieses Potenzials im Modell IMAKUS implementiert. Vereinfacht ausgedrückt wird angenommen, dass die Flexibilität zwar vorhanden ist, z. B. in Unternehmen, diese aber in den richtigen Zeitpunkten nicht abgerufen werden kann, weil beispielsweise keine informationstechnische Anbindung

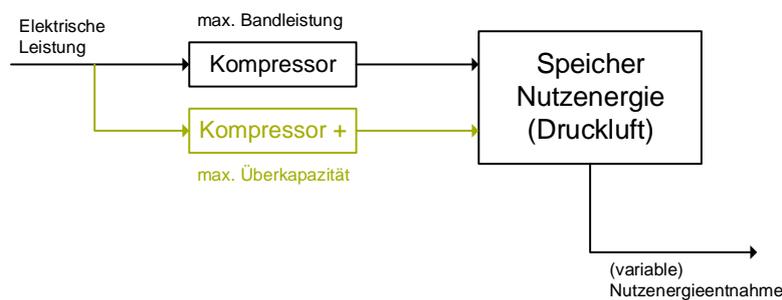
existiert und damit keine Ansteuerung möglich ist. Es ist also nötig, diese Anlagen und damit die Kategorie von Prozessen erst einmal zu erschließen. Diese *Erschließung* soll durch das Energiesystemmodell unter der Maßgabe eines maximalen Potenzials, das überhaupt erschlossen werden kann, optimiert werden können.

Um das DSM-Potenzial systemseitig untersuchen zu können, wurden die übergeordneten Prozesse eingeführt. Für diese Prozesse werden nun stochastisch verteilte Nachfragen aller zugehörigen Anlagen angenommen, sodass sich die Gesamtnachfrage dieses Prozesses wie eine bandförmige konstante Grundlast verhält. Bei bandförmiger Nachfrage besteht a priori erst einmal keine Flexibilität im Prozess. Um von dieser bandförmigen Nachfrage abweichen zu können, muss nun zusätzliche Produktionsleistung installiert werden für den entsprechenden Prozess. Im Rahmen dieser Modellierung wird diese zusätzliche Leistung als *Überkapazität* bezeichnet, welche ebenso im Modell optimiert werden soll. Im Grunde wäre es wünschenswert die beiden Größen *Erschließung* und *Überkapazität* zusammen im Modell zu optimieren, allerdings wäre das Optimierungsproblem dann nicht mehr linear. Um im Modell die lineare Problemstellung zu erhalten, wird eine zweistufige Optimierung dieser beiden Größen vorgesehen. Im ersten Schritt wird die Erschließung optimiert unter der Vorgabe einer gewissen Überkapazität, um dem Prozess überhaupt Flexibilität zu gewähren. Anschaulich werden also flexible Prozesse angeschlossen und ansteuerbar gemacht. Anschließend wird im nächsten Schritt für das erschlossene Potenzial die Überkapazität optimiert, um eine Aussage darüber treffen zu können, ob die Installation zusätzlicher Leistung wirtschaftlich für das Gesamtsystem wäre. Dabei ist bei der Interpretation der Ergebnisse darauf zu achten, dass bei der Optimierung des erschlossenen Anteils eine gewisse Grundflexibilität vorgegeben sein musste, welche nun aber weiter ausgebaut wird.

Die in dieser Arbeit behandelte DSM-Methodik wurde im Rahmen des Forschungsprojekts für die Abbildung von flexiblen Industrieprozessen entwickelt, kann aber durchaus auch auf andere flexible Lasten im Energiesystem übertragen werden. Im Folgenden soll das für die modell-technische Abbildung entwickelte Konzept anhand eines Druckluft-Prozesses erläutert werden und in den Vergleich zu realen Größen eines DSM-Prozesses gesetzt werden. In Abbildung 4.12 ist oben das Prinzip eines realen funktionalen Speichers in der Philosophie der Bandleistung dargestellt. Aus elektrischer Leistung wird in einem Kompressor, der mit einer gewissen Bandleistung arbeitet, Druckluft erzeugt, welche in einem Druckluftspeicher zwischengespeichert werden kann. Aus diesem Speicher kann nun die Nutzenergie Druckluft ggf. variabel entnommen werden. Voraussetzung für die variable Nutzenergieentnahme ist Flexibilität in der Nachfrage nach Nutzenergie bzw. Fertigstellung der Produkte. Existiert für diesen Prozess nun Überkapazität, entspricht das einem zusätzlichen Kompressor neben dem Bandkompressor. Dadurch kann von der Bandproduktion abgewichen werden, die gesamte benötigte Menge an Druckluft aber trotzdem z.T. aus dem Speicher zur Verfügung gestellt werden. Für die Abbildung genau dieser physikalischen Größen wäre u.a. die Schaffung der Datengrundlage eine sehr große Herausforderung. Meist werden elektrische Größen in der Literatur angegeben, wenn es um Flexibilitätspotenziale in der Stromnachfrage geht. Daher muss für die Abbildung im Stromsystemmodell IMAKUS bzw. dessen Teilmodell MESTAS ein Konzept entwickelt werden, wie sowohl die elektrische Leistung als auch das elektrische Verschiebepotenzial inkl. variabler elektrischer Nachfrage, Speichergröße und Nutzenergienachfrage abgebildet werden können. Dieses Konzept ist in Abbildung 4.12 unten dargestellt. Der Einsatz des

Kompressors wird hinter den Speicher verschoben, welcher hier elektrische Energie vor der Umwandlung in Druckluft speichert. Im Rahmen dieses Gedankenkonstrukts kann der elektrische Speicher allerdings nicht zurückspeisen, um zur Deckung der sonstigen elektrischen Nachfrage beizutragen. Er kann nur die elektrische Nachfrage des zugehörigen DSM-Prozesses decken. Die beiden bisherigen Kompressorleistungen entsprechen nun der Ladeleistung des Speichers, die bisherige Nutzenergieentnahmeleistung entspricht der Entladeleistung des elektrischen Speichers. Statt der Nutzenergie Druckluft wird nun die elektrische Leistung zur Erzeugung einer Einheit Druckluft betrachtet und flexibilisiert. Über diese Anpassung des Blickwinkels lässt sich das Verschiebepotenzial in Form elektri-

#### Konzept in Realität



#### Konzept in IMAKUS

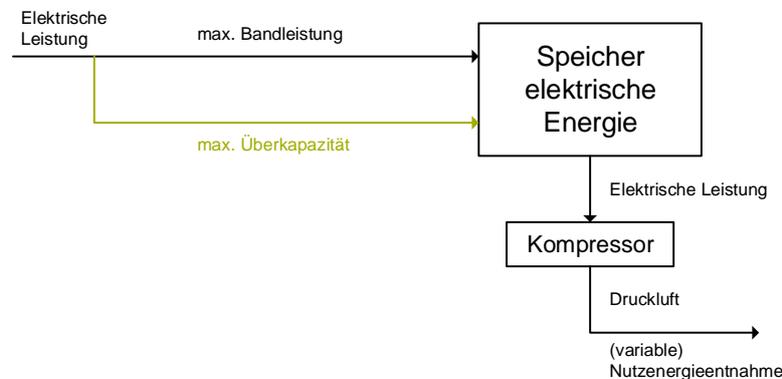


Abbildung 4.12: Funktionaler Speicher und gedanklicher Ansatz im Modell IMAKUS für die Abbildung von DSM

scher Energie in das System einbringen. Das Verschiebepotenzial stellt die nachgefragte elektrische Energie des Prozesses dar, die aufgrund gegebener Rahmenbedingungen überhaupt flexibilisiert werden kann. Sie wird im Rahmen dieser Arbeit als  $V_{pot}$  bezeichnet und entspricht der Nachfrage an elektrischer Energie, die auch mit Flexibilisierung des Prozesses gedeckt werden muss. Aus ihr lässt sich die Bandleistung des Prozesses  $V_{pot}$  errechnen, indem die Nachfrage auf alle 8760 Stunden des Jahres gleichmäßig verteilt wird. Auch in dieser Betrachtung wird eine gedankliche Trennung zwischen den beiden Kompressoren aus der oberen Darstellung gemacht, sodass Bandleistung und Überkapazität dargestellt werden können. In dieser abstrakten Betrachtung würde die Überkapazität



Bandleistung und damit letztlich das Verschiebepotenzial bestimmt.

$$\forall m \in M : \quad C_{max,-,m} = \frac{100 V_{pot,m}}{f_{a,m} 8760 \text{ h}} = \frac{100}{f_{a,m}} v_{pot,m} \quad (4.56)$$

Es gilt:

$C_{max,-,m}$  maximale Entladeleistung des Prozesses  $m$  in MW

$f_{a,m}$  Jahresauslastungsfaktor des Prozesses  $m$  in %

$V_{pot,m}$  Verschiebepotenzial des Prozesses  $m$  in MWh

$v_{pot,m}$  Bandleistung des Prozesses  $m$  in MW

Ist dieser Jahresauslastungsfaktor 100 % ergibt sich wiederum die Bandleistung als Entladeleistung. Demzufolge ist auf der Nutzenergieseite der Strombedarf zu jeder Stunde des Jahres konstant. Nur so kann die Gesamtenergiemenge im Jahresverlauf erzielt werden. Beträgt der Wert der Jahresauslastung jedoch beispielsweise 50 %, ergäbe sich eine maximale Entladeleistung vom doppelten Betrag der Bandleistung. Theoretisch könnte dann also die über das Jahr benötigte Nutzenergie in nur einem halben Jahr entnommen bzw. nachgefragt werden. Das setzt allerdings voraus, dass alle Auslastungsfaktoren für die kürzeren Zeiträume innerhalb des Jahres auch maximal 50 % wären. Im Wesentlichen lässt sich das Zusammenspiel der unterschiedlichen Auslastungsfaktoren in folgende Fälle einteilen:

- Fall 1: Der Faktor des kürzeren Zeitraums ist größer oder gleich dem Faktor des längeren Zeitraums. Zum Beispiel ist der Faktor der Woche 80 %, der des Jahres 60 %. In jeder Woche im Jahr muss die Auslastung des Prozesses mindestens 80 % betragen. Es muss also min. 80 % des auf eine Woche umgerechneten Jahresenergieanteils erbracht werden. Ein Jahr besteht wiederum aus einzelnen Wochen. Wenn diese einzeln die Bedingung von jeweils mindestens 80 % Auslastung erfüllen sollen, kann ein ganzen Jahr nicht darunter liegen. Die angegebenen 60 % Jahresauslastung sind also nicht für die Optimierung relevant, sondern werden vom höheren Wert des kürzeren Zeitraums quasi überstimmt.
- Fall 2: Der Faktor des kürzeren Zeitraums ist kleiner als der Faktor des längeren Zeitraums. Als Beispiel ist der Tagesausnutzungsfaktor 50 %, der Wochenausnutzungsfaktor ist 70 %. In diesem Fall muss demzufolge täglich mindestens 50 % bereitgestellt werden, in einer ganzen Woche mindestens 70 %. Die Lösung könnte also wie folgt aussehen:

Tag	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
Auslastung [%]	50	60	100	90	60	50	80

Für die Woche ergibt sich so eine Auslastung von 70 % und kein Tag fällt unter 50 %.

Neben dieser Fallunterscheidung für die Auslastungsfaktoren gibt es bestimmte Extrema in der Parametrierung, die im Folgenden erwähnt werden sollen.

Eine besondere Definition ist die Festlegung auf einen Jahresauslastungsfaktor von 100 %. Damit ist die Endenergie-Nachfrageseite nicht flexibel, die Endenergie muss konstant bereit gestellt werden. Sollte nun zusätzlich kein Speicher für Endenergie vorhanden

sein, wäre eine mögliche Überkapazität auf der Endenergie-Erzeugerseite wertlos. Im vorherigen Beispiel entspräche das einer konstanten Nachfrage nach der Endenergie Druckluft. Die Bereitstellung der Druckluft erfolgt über Kompressoren. Diese müssten ohne Speichermöglichkeit genau zu den Zeitpunkten der Druckluftnachfrage ebendiese in entsprechender Leistung erzeugen und hätten genau dann die entsprechende Stromnachfrage. Wie hier schon erkennbar ist, bedeutet die Abwesenheit eines Speichervolumens für Endenergie den zweiten Extremfall für die Parametrierung. Existiert kein Speicher im Flexibilitätsprozess, kann der Prozess nur flexibel produzieren, wenn sowohl auf der Erzeuger- als auch Nachfrageseite des Produktionsprozesses die gleichen Erzeugungsleistungen zur Verfügung stehen. Das heißt die Druckluft kann nicht gespeichert werden, sodass die Druckluft genau zu den Zeiten verbraucht werden muss, zu denen sie erzeugt wird. Die einzige Flexibilität besteht in einer flexiblen Nachfrage, sodass auch die Erzeugung der Druckluft von der Bandleistung abweichen kann.

Eine Abweichung von der Bandnachfrage ist nicht möglich, wenn keine Überkapazität auf der Endenergie-Erzeugerseite zur Verfügung steht. Da hier mit konstanter Leistung (Bandleistung) elektrische Energie nachgefragt werden muss, gibt es selbst mit Speicher und flexibler Endenergie-Nachfrageseite keine Möglichkeit zu flexibilisieren. Es muss mit der Bandleistung produziert werden, um die Endenergienachfrage in dem vorgegebenen Zeitraum decken zu können. Das Vorhandensein von Überkapazität ist also essenziell für den Einsatz von DSM-Maßnahmen im Teilmodell MESTAS.

In der Umsetzung im Teilmodell MESTAS können unterschiedlich flexible Prozesse durch verschiedene Parametrierung abgebildet und optimiert werden. Für alle Prozesse gilt, dass die gleichmäßige bandförmige Stromnachfrage der Ladeleistung die bevorzugte Ladestrategie sein soll. Eine Abweichung der Ladeleistung von der Bandleistung – ob positiv oder negativ – soll mit Kosten verbunden sein. Der Verlauf der anfallenden variablen Kosten aufgetragen über dem Einsatz der Ladeleistung ist in Abbildung 4.14 skizziert.

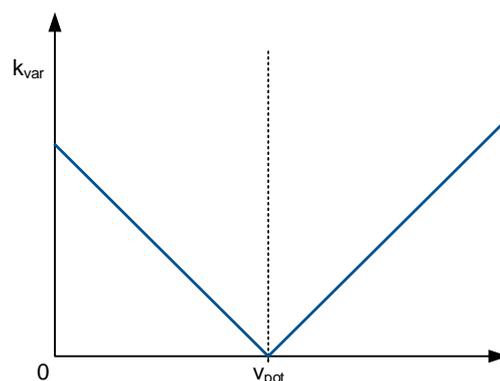


Abbildung 4.14: Prinzipieller Verlauf der variablen Kosten des DSM-Einsatzes

Auf der Rechtswertachse ist die eingesetzte Ladeleistung aufgetragen, auf der Hochwertachse die variablen Kosten. Ist die Ladeleistungsnachfrage höher oder niedriger als die Bandleistung, fallen Kosten an. In Realität entspricht das zusätzlichem organisatorischem und / oder personellem Aufwand, um ein Abweichen von der Standardnachfrage möglich zu machen. Die variablen Kosten für den Einsatz von DSM-Maßnahmen steigen in der Modellierung linear mit der Abweichung der Ladeleistungsnachfrage von der Bandleistung.

Im Folgenden werden zunächst die mathematische Formulierung für die Optimierung der Erschließung (Kapitel 4.3.2) und anschließend die der Optimierung von Überkapazität (Kapitel 4.3.3) aufgestellt.

### 4.3.2 Erschließung von Flexibilitätspotenzial

Im Rahmen dieses Teilkapitels werden die mathematischen Formulierungen des Optimierung der Erschließung von DSM-Optionen dargestellt. Die Formulierungen unterscheiden sich von denen der Überkapazitätsoptimierung im nachfolgenden Kapitel z.T. nur dadurch, dass Größen ein mal als Variablen dienen und das andere mal als Parameter und vice versa. Dies wird sowohl in den Formeln durch Verwendung der griechischen bzw. entsprechenden lateinischen Buchstaben als auch Erklärung im Text verdeutlicht. Da die Verwendung der DSM-Optionen in MESTAS optional sein soll, wurde es im Modellaufbau modular implementiert. Eine Anwendung der DSM-Option kann also mit oder ohne der Betrachtung der Wärmeseite berechnet werden. Die Kopplung aller Optionen wie bspw. DSM oder Wärme findet im Wesentlichen über die Zielfunktion und die Gleichung zur Deckung der Stromnachfrage statt. Zur besseren Übersichtlichkeit wird im Folgenden die jeweilige Erweiterung vom Teilmodell MESTAS ggü. dem bestehenden Modell aus Kapitel 4.1.4 beschrieben.

In der Optimierung der Erschließung von DSM-Prozessen wird ein maximal mögliches Verschiebepotenzial als Obergrenze in TWh vorgegeben, das anteilig erschlossen werden kann. Die Überkapazität in der Ladeleistung des DSM-Prozesses wird vorgegeben als Grundflexibilität. Damit lässt sich im Grunde bestimmen, wie viel DSM-Potenzial bei bestehender Prozessflexibilität wirtschaftlich erschlossen wird.

#### Zielfunktion

Die bereits bestehende Zielfunktion von MESTAS (Glg. 4.12) muss um die Investition in die DSM-Anbindung aller abzubildenden Prozesse sowie deren Einsatz erweitert werden (siehe (Glg. 4.57)).

$$\zeta_{MES_{DSM\alpha}} = \zeta_{MES} + \sum_{m \in M} \left( k_{\alpha,inv,m} \alpha_m + \sum_{t \in T} \left( k_{var,m} \delta_{-,m,t} + k_{var,m} \delta_{+,m,t} \right) \right) \quad (4.57)$$

Es gilt:

$\zeta_{MES_{DSM\alpha}}$  Systemkosten des Teilmodells MESTAS mit der Option DSM Erschließung

$\zeta_{MES}$  Systemkosten des Teilmodells MESTAS

$M$  Menge aller DSM Prozesse

$m \in M$  DSM Prozess  $m$

$\alpha_m$  erschlossener Anteil des Verschiebepotenzials des Prozesses  $m$

$k_{\alpha,inv,m}$  Kosten für die Erschließung von DSM Prozessen

$\delta_{-,m,t}$  bzw.  $\delta_{+,m,t}$  Reduktion bzw. Erhöhung der Nachfrage für DSM gegenüber der Bandnachfrage

$k_{var,m}$  Kosten der Anpassung der DSM Nachfrage bei Abweichung von der Bandnachfrage

Die Investition in die Erweiterung kann nur einmalig jedes Jahr getätigt werden, der Einsatz wird stündlich berechnet. Da sich der Anteil  $\alpha$  der Erschließung zwischen 0 % und

100 % bewegt, müssen die Investitionskosten eingangsdatenseitig entsprechend auf die Investition des Anteils bezogen werden. Wie bereits in Kapitel 4.3.1 allgemein erklärt, soll die Produktion mit der Bandleistung des Prozesses kostenneutral sein. Daher werden hier sowohl die Abweichung zu mehr Stromnachfrage  $\delta_{+,m,t}$  als auch die Abweichung vom Band zu weniger Stromnachfrage  $\delta_{-,m,t}$  mit variablen Kosten versehen.

### Lastgleichung

Auch die Lastgleichung des bisherigen Teilmodells (Glg. 4.13) wird um den Ausbau von DSM-Optionen ergänzt (grün). Im Grunde muss die Verschiebeenergie der DSM-Prozesse von der sonstigen Stromnachfrage abgezogen und anschließend in angepasster Form wieder nachgefragt werden. Da bei der Erweiterungsoption die optimale Verschiebeenergie erst ermittelt wird, muss diese Subtraktion in Abhängigkeit der Variablen des Anteils  $\alpha_m$  und der Bandnachfrage  $v_{pot,m}$  ermöglicht werden. Dessen Produkt wird folglich auf der linken Gleichungsseite addiert. Über den Ausdruck  $-\Delta_{+,m,t}$  wird die variable Stromnachfrage des DSM-Prozesses als Last in die Gleichung eingebracht. Damit ist sichergestellt, dass die Bilanz der Stromlastgleichung für jedes Jahr erfüllt ist.

$$\forall t \in T : \quad \sum_{p \in P} \rho_{p,t} + \sum_{s_n \in S_n} \left( \rho_{dis,s_n,t} - \rho_{cha,s_n,t} \right) + \quad (4.58)$$

$$\sum_{s_e \in S_e} \left( \rho_{dis,s_e,t} - \rho_{cha,s_e,t} \right) - \rho_{cur,t} +$$

$$\sum_{m \in M} \left( -\Delta_{+,m,t} + \alpha_m v_{pot,m} \right) = I_t$$

Es gilt:

$\rho_{p,t}$  mittlere Leistung des Kraftwerks  $p$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{dis,s_n,t}$  mittlere Entladeleistung des Neubauspeichers  $s_n$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{cha,s_n,t}$  mittlere Ladeleistung des Neubauspeichers  $s_n$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{dis,s_e,t}$  mittlere Entladeleistung des bestehenden Speichers  $s_e$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{cha,s_e,t}$  mittlere Ladeleistung des bestehenden Speichers  $s_e$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{cur,t}$  abgeregelte mittlere Leistung (*cur*) in Zeitschritt  $t$

$\Delta_{+,m,t}$  mittlere Ladeleistung des funktionalen Speichers des DSM Prozesses  $m$  in Zeitschritt  $t$

$\alpha_m$  erschlossener Anteil des Verschiebepotenzials des Prozesses  $m$

$v_{pot,m}$  Bandleistung des Prozesses  $m$

$I_t$  (Residual-)Last in Zeitschritt  $t$

Die Größe  $\Delta_{+,m,t}$  entspricht der mittleren Ladeleistung des funktionalen Speichers, die sich zwischen Null und Bandleistung plus Überkapazität bewegen kann. Sie ist die Leistung, die in der Stromlastgleichung des Teilmodells einen Einfluss auf den Verlauf der Lastkurve nehmen kann. Eine getrennte Aufschlüsselung von  $\delta_{+,m,t}$  bzw.  $\delta_{-,m,t}$  als Abweichung der mittleren Ladeleistung von der Bandnachfrage ist nötig, um diese Abweichung mit einem Kostenfaktor belegen zu können, sodass nur die Abweichung von der Bandleistung Kosten verursacht.

Die später noch verwendete Größe  $\Delta_{-,m,t}$  entspricht der mittleren Entladeleistung des funktionalen Speichers.

### Füllstandänderung funktionaler Speicher

Der funktionale Speicher der DSM-Prozesse speichert in Realität Nutzenergie bzw. Zwischenprodukte oder Produkte nach bestimmten Schritten im Produktionsprozess der Nutzenergie. Im Gegensatz zu regulären Stromspeichern sind diese funktionalen Speicher nicht geschaffen, um die gespeicherte Nutzenergie in elektrische Energie zurück zu wandeln. Sie entstehen aus zeitlicher und technischer Flexibilität im Produktionsprozess, können aber im Rahmen der Modellierung im Wesentlichen analog der Stromspeicher mathematisch formuliert werden. Dabei wird ihnen aber vorgegeben, wie viel Nutzenergie in welchem Zeitraum, spätestens aber am Ende des Jahres ausgespeichert worden sein muss.

In der Implementierung in das Modell MESTAS wird auch für den Speicher in (bezogene) elektrische Größen umgerechnet. Gleichung (4.59) gibt die Füllstandänderung des funktionalen Speichers wieder. Entgegen der Modellierung von „normalen“ elektrischen Speichern werden für die funktionalen DSM-Speicher keine Wirkungsgrade für den Einspeicher- und Ausspeichervorgang angenommen. Würden Wirkungsgrade angenommen werden, entspräche das der Annahme, dass die Erzeugung der Nutzenergie oder von Produkten in den angepassten Zeitpunkten mit größeren Verlusten einhergehen würde als in den regulären Zeitpunkten. Bildlich und stark vereinfacht gesprochen, hätten also zwei Anlagen, die zeitgleich die doppelte Menge in einer Stunde produzieren und in der nächsten aussetzen, schlechtere Effizienzen als eine Anlage, welche die gleiche Menge über zwei Stunden erzeugt. Da dies wenig logisch erscheint, wird von Wirkungsgradbetrachtungen für Lade- und Entladevorgänge des funktionalen Speichers abgesehen. Die Selbstentladung des funktionalen Speichers dagegen ist durchaus eine Größe, die berücksichtigt werden muss. Werden in Realität im Rahmen der Flexibilisierung der Produktion Formen von Nutzenergien wie bspw. Druckluft oder thermische Energie gespeichert, weisen diese durchaus Ruheverluste auf.

Die Gleichungen (4.59) und (4.60) gelten für die Option der Startfüllstandoptimierung. Hier wird der Ladestand des Speichers zu Beginn des Jahres durch die Optimierung festgelegt unter der Bedingung, dass der Ladestand im letzten Zeitschritt des Jahres dem des ersten Zeitschritts entspricht. Letztere Randbedingung wird durch Glg. (4.60) festgelegt.

$\forall m \in M,$

$$t \in T \setminus t = 1 : \quad \Delta_{+,m,t} - \Delta_{-,m,t} + (1 - se_m)\Phi_{m,t+1} - \Phi_{m,t} = 0 \quad (4.59)$$

$$t = 1 : \quad \Delta_{+,m,1} - \Delta_{-,m,1} + (1 - se_m)\Phi_{m,8760} - \Phi_{m,1} = 0 \quad (4.60)$$

Es gilt:

$\Delta_{+,m,t}$  mittlere Ladeleistung des funktionalen Speichers des DSM Prozesses  $m$  in Zeitschritt  $t$

$\Delta_{-,m,t}$  mittlere Entladeleistung des funktionalen Speichers des Prozesses  $m$  im Zeitschritt  $t$

$se_m$  Selbstentladung des funktionalen Speichers (Nutzenergiespeichers) des Prozesses  $m$

$\Phi_{m,t}$  Speicherfüllstand des funktionalen Speichers (Nutzenergiespeichers) des Prozesses  $m$  in Zeitschritt  $t$

Alternativ können die Ladestände des Speichers auch exogen über die Eingangsdaten vorgegeben werden. In diesem Fall gilt Gleichung (4.59) nur noch für die Zeitschritte  $t = 2$  bis  $t = 8759$ . Für den ersten und den letzten Zeitschritt gelten folgende Bedingungen der Glg. (4.61) und (4.62).

$\forall m \in M$

$$t = 1 : \quad \Delta_{+,m,1} - \Delta_{-,m,1} + (1 - se_m)\Phi_{m,2} - \Phi_{m,1} + C_{max,m}i_{fill,m} = 0 \quad (4.61)$$

$$t = 8760 : \quad \Delta_{+,m,8760} - \Delta_{-,m,8760} - \Phi_{m,8760} - C_{max,m}i_{fill,m} = 0 \quad (4.62)$$

Es gilt:

$C_{max,m}$  maximaler Füllstand des funktionalen Speichers des Prozesses  $m$

$i_{fill,m}$  relativer Speicherfüllstand des Prozesses  $m$  zu Beginn und Ende des Jahres

### Nutzung der Verschiebedauer

Für beide Optionen und alle Zeitschritte muss sicher gestellt werden, dass die genutzte Speicherkapazität oder in diesem Fall die maximale Verschiebedauer des Prozesses nicht überschritten wird. Gleichung 4.63 setzt diese Grenzen.

$$\forall t \in T, m \in M : \quad \Phi_{m,t} - C_{max,m} \leq 0 \quad (4.63)$$

Es gilt:

$\Phi_{m,t}$  Füllstand des Nutzenergiespeichers in Zeitschritt  $t$

Der maximale Speicherfüllstand entspricht dabei der Verschiebedauer des Prozesses gewichtet mit dessen maximaler Entladeleistung.

$$\forall t \in T, m \in M : \quad C_{max,m} = C_{max,-,m}T_{maxflex,m} \quad (4.64)$$

Es gilt:

$C_{max,-,m}$  maximale Entladeleistung des funktionalen Speichers des Prozesses  $m$  in MW

$T_{maxflex,m}$  maximale Verschiebedauer des Prozesses  $m$  in h

### Jahressumme Stromnachfrage zur Produktion

Auch mit der Erschließung und dem Einsatz von Flexibilitätsmaßnahmen muss jeder betrachtete DSM-Prozess in Summe im Jahr die elektrische Energie nachgefragt haben, die nötig ist, um die Nutzenergienachfrage zu decken. Um diese Randbedingung zu erfüllen, wird Gleichung (4.65) für alle Prozesse  $m$  eingeführt. Die Summe aller Entladevorgänge des funktionalen Speichers im gesamten Jahr muss dem erschlossenen Verschiebepotenzial entsprechen.

$$\forall m \in M : \quad \sum_{t \in T} \Delta_{-,m,t} - \alpha_m V_{pot,m} = 0 \quad (4.65)$$

Es gilt:

$\Delta_{-,m,t}$  mittlere Entladeleistung des funktionalen Speichers des Prozesses  $m$  im Zeitschritt  $t$

$\alpha_m$  erschlossener Anteil des Verschiebepotenzials des Prozesses  $m$

$V_{pot,m}$  Verschiebepotenzial der Stromnachfrage des Prozesses  $m$  in MWh

### Kontrolle der maximalen Abweichung

Wie bereits in Kapitel 4.3.1 erklärt wurde, soll nur die Abweichung der Ladeleistung von der Bandleistung erhöhte Kosten zur Folge haben, weshalb die Größen  $\delta_{+,m,t}$  und  $\delta_{-,m,t}$  als positive und negative Abweichung eingeführt wurden. Um diese Größen zu begrenzen und eine Kopplung zur Stromlastgleichung und dem erschlossenen Anteil zu schaffen, wird Gleichung (4.66) als Kontrolle eingeführt.

$$\forall t \in T, m \in M : \quad \Delta_{+,m,t} - \alpha_m v_{pot,m} - \delta_{+,m,t} + \delta_{-,m,t} = 0 \quad (4.66)$$

Es gilt:

$\Delta_{+,m,t}$  mittlere Ladeleistung des funktionalen Speichers des DSM-Prozesses  $m$  in Zeitschritt  $t$

$\alpha_m$  erschlossener Anteil des Verschiebepotenzials des Prozesses  $m$

$v_{pot,m}$  Bandleistung des Prozesses  $m$

$\delta_{+,m,t}$  Erhöhung der mittleren Ladeleistung gegenüber der Bandnachfrage des Prozesses  $m$  im Zeitschritt  $t$

$\delta_{-,m,t}$  Reduktion der mittleren Ladeleistung gegenüber der Bandnachfrage des Prozesses  $m$  im Zeitschritt  $t$

Die mittlere Ladeleistung des funktionalen Speichers  $\Delta_{+,m,t}$  minus der Bandleistung des erschlossenen Anteils  $\alpha_m v_{pot,m}$  muss nach dieser Gleichung genau der Bilanz der Abweichungen entsprechen. Da die Abweichung von der Bandleistung mit Kosten einhergeht, kann aufgrund der Minimierung der Gesamtsystemkosten ausgeschlossen werden, dass im selben Zeitschritt sowohl nach oben als auch nach unten von der Bandleistung abgewichen wird. Es ist also immer entweder die Abweichung nach oben gegenüber der Bandleistung ( $\delta_{+,m,t}$ ) oder die Abweichung nach unten ( $\delta_{-,m,t}$ ) größer als Null um die Gleichung entsprechend auszugleichen.

### Kontrolle Verschiebung der Stromnachfrage zur Produktion

Sowohl die eingesetzte mittlere Ladeleistung als auch die eingesetzte mittlere Entladeleistung dürfen ihre verfügbaren Leistungsgrenzen in keinem Zeitschritt des Jahres überschreiten. Gleichung (4.67) legt fest, dass die mittlere Ladeleistung  $\Delta_{+,m,t}$  die erschlossene Bandleistung plus die verfügbare Überkapazität nicht überschreiten darf. Die Überkapazität  $U_m$  ist bei der Option der Erschließung von DSM ein Parameter und muss exogen dem Modell vorgegeben werden. Für die Begrenzung der eingesetzten mittleren Entladeleistung des funktionalen Speichers dient Gleichung (4.68). Der Jahresauslastungsfaktor aus Glg. (4.56) wird hier für alle Prozesse  $m$  verwendet, um die jeweilige maximale Entladeleistung zu berechnen. Da die Erschließung optimiert wird, muss die Berechnung der maximalen Entladeleistung um die Variable des erschlossenen Anteils  $\alpha_m$  erweitert werden.

$\forall t \in T, m \in M :$

$$\Delta_{+,m,t} - (1 + U_m) \cdot \alpha_m v_{pot,m} \leq 0 \quad (4.67)$$

$$\Delta_{-,m,t} - \frac{100}{f_{a,m}} \cdot \alpha_m v_{pot,m} \leq 0 \quad (4.68)$$

Es gilt:

$\Delta_{+,m,t}$  bzw.  $\Delta_{-,m,t}$  mittlere Lade- bzw. Entladeleistung des funktionalen Speichers des Prozesses

$m$  im Zeitschritt  $t$

$U_m$  verfügbare (Grund-)Überkapazität des zu erschließenden Prozesses  $m$

$\alpha_m$  erschlossener Anteil des Verschiebepotenzials des Prozesses  $m$

$f_{a,m}$  Jahresauslastungsfaktor des Prozesses  $m$

$v_{pot,m}$  Bandleistung des Prozesses  $m$

### Tages-, Wochen- und Monatssumme Stromnachfrage zur Produktion

Neben der Jahresauslastung werden auch Mindestauslastungen für die kleinere Zeiteinheiten Monat, Woche und Tag eingeführt. Es kann eingangsseitig vorgegeben werden, dass in den entsprechenden Zeiteinheiten eine Mindestenergieerzeugung stattfinden muss, also eine Mindestmenge an Energie aus dem funktionalen Speicher entladen werden muss. Die Auslastungsfaktoren werden in % der jeweiligen Zeiteinheit angegeben.

$\forall m \in M$

$$day \in DaysinYear : \quad \sum_{t \in day} -\Delta_{-,m,t} + 24 \cdot \alpha_m v_{pot,m} \frac{f_{day,m}}{100} \leq 0 \quad (4.69)$$

$$week \in WeeksinYear : \quad \sum_{t \in week} -\Delta_{-,m,t} + 168 \cdot \alpha_m v_{pot,m} \frac{f_{week,m}}{100} \leq 0 \quad (4.70)$$

$$week = 53 : \quad \sum_{t \in week} -\Delta_{-,m,t} + 24 \cdot \alpha_m v_{pot,m} \frac{f_{week,m}}{100} \leq 0$$

$$month \in MonthsinYear : \quad \sum_{t \in month} -\Delta_{-,m,t} + \#h_{month} \cdot \alpha_m v_{pot,m} \frac{f_{month,m}}{100} \leq 0 \quad (4.71)$$

Es gilt:

$\Delta_{-,m,t}$  mittlere Entladeleistung des funktionalen Speichers des Prozesses  $m$  im Zeitschritt  $t$

$\alpha_m$  erschlossener Anteil des Verschiebepotenzials des Prozesses  $m$

$v_{pot,m}$  Bandleistung des Prozesses  $m$

$f_{day,m}$  bzw.  $f_{week,m}$  bzw.  $f_{month,m}$  täglicher/ wöchentlicher bzw. monatlicher Auslastungsfaktor der Prozesses  $m$

$\#h_{month}$  Anzahl der Stunden im Monat  $month$

Gleichung (4.69) gibt vor, dass in den 24 Stunden eines Tages mindestens der Anteil  $f_{day,m}$  produziert worden sein muss. Die Summe der mittleren Entladeleistung in allen Zeitschritten des jeweils betrachteten Tages muss mindestens dem Einsatz der erschlossenen Bandleistung mittels Faktor  $f_{day,m}$  reduziert auf den Anteil der Tagesauslastung über diese 24 Stunden entsprechen. Für die Berechnung der wöchentlichen Auslastung wird in Glg. (4.70) das Jahr in 52 Wochen à sieben Tage mit 168 Stunden und einem zusätzlichen Tag eingeteilt, für welche die wöchentliche Auslastung jeweils gilt. Analog ist das in Gleichung (4.71) der Fall für Monate, allerdings ist die Anzahl der Zeitschritte, über die summiert werden muss, von Monat zu Monat unterschiedlich, weshalb sie in Abhängigkeit des Monats formuliert wurden.

### 4.3.3 Erhöhung von Flexibilitätsleistung

Nach Errechnung des optimalen Anteils des wirtschaftlich zu erschließenden Verschiebepotenzial soll die Option bestehen, auch noch weitere Überkapazität für die Ladeleistung auszubauen. Die mathematische Formulierung wird in diesem Kapitel vorgestellt.

Im Folgenden wird der erschlossene Anteil aus dem vorherigen Kapitel 4.3.2 nicht mehr als  $\alpha$  bezeichnet, sondern als Parameter  $A$ . Er wird nun als exogene Größe vorgegeben. Gegenteiliges Vorgehen wird für die Überkapazität angewandt. Bisher ging die Überkapazität als Parameter  $U$  in die Berechnung ein. Jetzt wird sie als Variable  $v$  optimiert. Es lässt sich also bei einem vorgegebenen Verschiebepotenzial berechnen, inwieweit eine Erhöhung der Überkapazität und damit der Ladeleistung wirtschaftlich ist.

#### Zielfunktion

Die Erweiterung der Zielfunktion von MESTAS aus Kapitel 4.1.4 teilt sich in Glg. (4.72) in einen fixen und einen variablen Teil. Es werden nun für alle Prozesse  $m$  die für die Installation von Überkapazität anfallenden Investitionskosten sowie die für alle Prozesse in allen Zeitschritten  $t$  anfallenden variablen Kosten für die aufgrund des DSM-Einsatzes entstehende Abweichung der Nachfrage von der Bandleistung berechnet.

$$\zeta_{MES_{DSM_{uek}}} = \zeta_{MES} + \sum_{m \in M} \left( k_{u,inv,m} v_m + \sum_{t \in T} \left( k_{var,m} \delta_{-,m,t} + k_{var,m} \delta_{+,m,t} \right) \right) \quad (4.72)$$

Es gilt:

$\zeta_{MES_{DSM_{uek}}}$  Systemkosten des Teilmodells MESTAS mit der Option DSM Überkapazität

$\zeta_{MES}$  Systemkosten des Teilmodells MESTAS

$M$  Menge aller DSM Prozesse

$m \in M$  DSM Prozess  $m$

$v_m$  installierte Überkapazität in Ladeleistung des Prozesses  $m$

$k_{u,inv,m}$  Kosten für die Installation von Überkapazität in Ladeleistung

$\delta_{-,m,t}$  bzw.  $\delta_{+,m,t}$  Reduktion bzw. Erhöhung der Nachfrage für DSM gegenüber der Bandnachfrage

$k_{var,m}$  Kosten der Anpassung der DSM Nachfrage bei Abweichung von der Bandnachfrage

#### Lastgleichung

Die erschlossene Verschiebeenergie der unterschiedlichen DSM-Prozesse kann flexibel nachgefragt werden. Wie dieser flexible Einsatz in den Zeitschritten der Jahres stattfindet, wird vom Optimierungsmodell errechnet und findet auf der linken Seite der Lastgleichung (4.73) Eingang als zusätzliche Last  $-\Delta_{+,m,t}$ . Sie kann stündlich variieren. Der Betrag der bisherigen unflexiblen Bandleistung  $A_m v_{pot,m}$  wird in jeder Stunde auf der rechten Gleichungsseite abgezogen. Da es sich beim Anteil  $A_m$  des Potenzials der Verschiebeenergie in der Optimierung der Überkapazität um einen Parameter handelt, kann

hier einfach subtrahiert werden.

$$\forall t \in T : \quad \sum_{p \in P} \rho_{p,t} + \sum_{s_n \in S_n} \left( \rho_{dis,s_n,t} - \rho_{cha,s_n,t} \right) + \sum_{s_e \in S_e} \left( \rho_{dis,s_e,t} - \rho_{cha,s_e,t} \right) - \rho_{cur,t} + \sum_{m \in M} -\Delta_{+,m,t} = I_t - A_m V_{pot,m} \quad (4.73)$$

Es gilt:

$\rho_{p,t}$  mittlere Leistung des Kraftwerks  $p$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{dis,s_n,t}$  mittlere Entladeleistung des Neubauspeichers  $s_n$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{cha,s_n,t}$  mittlere Ladeleistung des Neubauspeichers  $s_n$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{dis,s_e,t}$  mittlere Entladeleistung des bestehenden Speichers  $s_e$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{cha,s_e,t}$  mittlere Ladeleistung des bestehenden Speichers  $s_e$  in Zeitschritt  $t$

$\rho_{cur,t}$  abgeregelte mittlere Leistung ( $cur$ ) in Zeitschritt  $t$

$I_t$  (Residual-)Last in Zeitschritt  $t$

$A_m$  erschlossener Anteil des Verschiebepotenzials des Prozesses  $m$

$V_{pot,m}$  Verschiebepotenzial; berechnet sich aus Verschiebepotenzial in MWh gleichmäßig als Band nachgefragt über 8760h des Jahres:  $\frac{V_{pot,m}}{8760h}$

$\Delta_{+,m,t}$  mittlere Ladeleistung des funktionalen Speichers des DSM Prozesses  $m$  in Zeitschritt  $t$

### Füllstandänderung funktionaler Speicher

Die Speicherfüllstandgleichungen für die Optimierung der Überkapazität folgt den gleichen Gesetzmäßigkeiten wie der Berechnung für die Optimierung der Erschließung des Verschiebepotenzials. Daher sei an dieser Stelle auf die Erklärungen zu den Gleichungen (4.59) bis (4.62) im Kapitel 4.3.2 verwiesen.

### Nutzung der Verschiebedauer

Auch für die Berechnung der Verschiebedauernutzung im Falle der Überkapazitätsoptimierung entspricht die mathematische Formulierung der, die für die Erschließungsoptimierung aufgestellt wurde. Daher sei auch hier auf das Kapitel 4.3.2, insbesondere auf die Gleichungen (4.63) und (4.64) verwiesen.

### Jahressumme Stromnachfrage zur Produktion

Analog zu Gleichung (4.65) für die Erschließung muss auch bei Erweiterung der Ladeleistung die Nutzenergie über das gesamte Jahr erzeugt werden. Der Unterschied ist hier wiederum, dass der erschlossene Anteil der Verschiebeenergie  $A_m$  in Glg. (4.74) ein Parameter ist und daher auf der rechten Seite der Gleichung eingerechnet werden kann.

$$\forall m \in M : \quad \sum_{t \in T} \Delta_{-,m,t} = A_m V_{pot,m} \quad (4.74)$$

Es gilt:

$\Delta_{-,m,t}$  mittlere Entladeleistung des funktionalen Speichers des Prozesses  $m$  in Zeitschritt  $t$

$A_m$  erschlossener Anteil des Verschiebepotenzials des Prozesses  $m$

$V_{pot,m}$  Verschiebepotenzial der Stromnachfrage des Prozesses  $m$  in MWh

### Kontrolle der maximalen Abweichung

Auch in der Begrenzung der Abweichung der eingesetzten Ladeleistung von der Bandleistung des Prozesses liegt der Unterschied in der Überkapazitätsbetrachtung gegenüber der Betrachtung der Erschließung im erschlossenen Anteil der Verschiebeenergie. Wird der Anteil in Gleichung (4.66) als Variable  $\alpha_m$  zusammen mit den anderen Größen optimiert, kann er in Glg. (4.75) als Parameter  $A_m$  in die Höhe der Bandleistung auf der rechten Gleichungsseite eingerechnet werden. Die Grundfunktion dieser Gleichung als Nebenbedingung des Optimierungsproblems bleibt gleich.

$$\forall t \in T, m \in M : \quad \Delta_{+,m,t} - \delta_{+,m,t} + \delta_{-,m,t} = A_m v_{pot,m} \quad (4.75)$$

Es gilt:

$\Delta_{+,m,t}$  (erhöhte) Stromnachfrage zur Produktion (ggf. auf Halbe, wenn größer als Bandleistung) des DSM Prozesses  $m$  in Zeitschritt  $t$

$\delta_{+,m,t}$  bzw.  $\delta_{-,m,t}$  Erhöhung bzw. Reduktion der Nachfrage für DSM gegenüber der Standard-/Bandnachfrage

$A_m$  erschlossener Anteil des Verschiebepotenzials des Prozesses  $m$

$v_{pot,m}$  Bandleistung des Prozesses  $m$

### Kontrolle Verschiebung der Stromnachfrage zur Produktion

Die Gleichungen (4.76) und (4.77) entsprechen den Gleichungen (4.67) und (4.77) aus Kapitel 4.3.2 mit dem Unterschied, dass der erschlossene Anteil nun als Parameter  $A_m$  (statt bisher  $\alpha_m$ ) und die Überkapazität als Variable  $v_m$  (statt bisher  $U_m$ ) in die Berechnungen eingehen. Die Funktion zur Begrenzung des maximalen Einsatzes der Ladeleistung bzw. Entladeleistung des funktionalen Speichers bleibt erhalten.

$\forall t \in T, m \in M :$

$$\Delta_{+,m,t} - (1 + v_m) \cdot A_m v_{pot,m} \leq 0 \quad (4.76)$$

$$\Delta_{-,m,t} - \frac{100}{f_{a,m}} \cdot A_m v_{pot,m} \leq 0 \quad (4.77)$$

Es gilt:

$\Delta_{+,m,t}$  bzw.  $\Delta_{-,m,t}$  mittlere Lade- bzw. Entladeleistung des funktionalen Speichers des Prozesses  $m$  im Zeitschritt  $t$

$v_m$  installierte Überkapazität in Ladeleistung des Prozesses  $m$

$A_m$  erschlossener Anteil des Verschiebepotenzials des Prozesses  $m$

$f_{a,m}$  Anteil des Jahres, in dem mindestens mit Bandleistung Produkte produziert werden muss

$v_{pot,m}$  Bandleistung des Prozesses  $m$

### Tages-, Wochen- und Monatssumme Stromnachfrage zur Produktion

Auch die Vorgabe der Mindestauslastung der Zeiträume Monat, Woche und Tag wird nach dem Schema aus Kapitel 4.3.2 in das Modell übernommen. Die formeltechnischen Zusammenhänge entsprechen den Gleichungen (4.71) - (4.69), die auch hier wieder an

den bereits erschlossenen Anteil des Verschiebepotenzials angepasst wurden.

$\forall m \in M$

$$day \in DaysinYear : \quad \sum_{t \in day} -\Delta_{-,m,t} \leq -24 \cdot A_m v_{pot,m} \frac{f_{day,m}}{100} \quad (4.78)$$

$$week \in WeeksinYear : \quad \sum_{t \in week} -\Delta_{-,m,t} \leq -168 \cdot A_m v_{pot,m} \frac{f_{week,m}}{100} \quad (4.79)$$

$$week = 53 : \quad \sum_{t \in week} -\Delta_{-,m,t} \leq -24 \cdot A_m v_{pot,m} \frac{f_{week,m}}{100}$$

$$month \in MonthsinYear : \quad \sum_{t \in month} -\Delta_{-,m,t} \leq -\#h_{month} \cdot A_m v_{pot,m} \frac{f_{month,m}}{100} \quad (4.80)$$

Es gilt:

$\Delta_{-,m,t}$  mittlere Entladeleistung des funktionalen Speichers des Prozesses  $m$  im Zeitschritt  $t$

$A_m$  erschlossener Anteil des Verschiebepotenzials des Prozesses  $m$

$v_{pot,m}$  Bandleistung des Prozesses  $m$

$f_{day,m}$  bzw.  $f_{week,m}$  bzw.  $f_{month,m}$  täglicher/ wöchentlicher bzw. monatlicher Auslastungsfaktor der Prozesses  $m$

$\#h_{month}$  Anzahl der Stunden im Monat  $month$



# Kapitel 5

## Definition des Szenariorahmens und der Datengrundlage

Um die Einflüsse von Sektorkopplung und unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen auf das Energiesystem untersuchen zu können, wird eine Reihe an Szenarien gerechnet. In Abbildung 5.1 ist eine Matrix zur Übersicht der Szenarien und jeweils möglichen Flexibilitätsoptionen gegeben. Bei der Szenariovariation wird von einem Referenzszenario REF ohne Flexibilität in der Stromnachfrage und verhältnismäßig geringen Möglichkeiten zur Sektorkopplung ausgegangen. Schrittweise werden darauf aufbauend weitere Optionen verfügbar gemacht.

Im ersten Schritt – Szenario „1 SPN“ – werden großtechnische Stromspeicher für den

	Ausbau Stromspeicher	Erweiterte Power-to-Heat Optionen	Mit Wärmespeichern	Erschließung DSM-Optionen in Industrie	Flexibilität Elektromobilität
0 REF	✗	✗	✗	✗	✗
1 SPN	✓	✗	✗	✗	✗
2 P2H	✓	✓	✗	✗	✗
3 WSP	✓	✓	✓	✗	✗
4a DSM	✓	✓	✓	✓	✗
4b BEV	✓	✓	✓	✗	✓
4c DSMuBEV	✓	✓	✓	✓	✓
x2 P2H	✗	✓	✗	✗	✗
x3 WSP	✗	✓	✓	✗	✗
x4a DSM	✗	✓	✓	✓	✗
x4b BEV	✗	✓	✓	✗	✓
x4c DSMuBEV	✗	✓	✓	✓	✓

Abbildung 5.1: Übersicht über untersuchte Szenarien und Variation der Flexibilitätsoptionen

Ausbau und Einsatz erlaubt, um die Entkopplung der Stromerzeugung und -nachfrage zu ermöglichen, wodurch die Integration der erneuerbaren Energien befördert werden soll. Anschließend werden in Szenario „2 P2H“ verstärkt Möglichkeiten zur Sektorkopplung

durch weitere Wärmesystemgruppen mit Technologien zur Wärmeerzeugung zum Ausbau verfügbar gemacht. In einem weiteren Schritt – Szenario „3 WSP“ – erhält die Optimierung die Möglichkeit, WSG mit unterschiedlich großen Wärmespeichern auszubauen. Mit dieser Variation soll insbesondere die Rückwirkung der veränderten Wärmeerzeugungsstruktur mit und ohne Wärmespeicherung auf das Stromsystem untersucht werden. Es werden unter anderem Veränderungen in der Residuallast, dem Kraftwerksausbau sowie der Integration von EE erwartet.

Neben den Power-to-Heat-Potenzialen werden genauso die Potenziale untersucht, die durch eine Flexibilisierung der Stromnachfrage mittels Demand-Side-Management Einsatz in der Industrie und flexibles Laden von Elektrofahrzeugen im System verfügbar sind (Szenarien 4a-4c). Dabei wird sowohl untersucht, wie diese Optionen jeweils auf das Stromsystem und deren Speicherverhalten ebenso wie auf die beiden Wärmesysteme wirken. Es ist anzunehmen, dass die Lastflexibilisierung sich insbesondere auf den Ausbau und Einsatz von Kurzzeitstromspeichern auswirkt. Neben diesen Rückwirkungen auf die Strom- und Wärmeerzeugung wird auch untersucht, wie die zunehmenden Flexibilitätsoptionen auf unter anderem Größen wie CO<sub>2</sub>-Emissionen und Primärenergieverbrauch einwirken. Um den Einfluss von Stromspeichern untersuchen zu können, werden die genannten Szenarien 2-4c ein weiteres Mal ohne die Option des Stromspeicherausbaus gerechnet und verglichen.

Im folgenden Abschnitt 5.1 werden die Rahmenbedingungen und Eingangsdaten anhand des Referenzszenarios beschrieben. Die weiteren Veränderungen für die unterschiedlichen Szenarien werden schrittweise in den folgenden Teilkapiteln 5.2 - 5.5 beschrieben. Dabei werden die jeweils im vorherigen Szenario verwendeten Eingangsdaten als Basis für das folgende Szenario verwendet und jeweils nur die Anpassungen der relevanten Aspekte aufgeschlüsselt.

## 5.1 Referenzszenario REF

Das Referenzszenario untersucht das Energiesystem ohne wesentliche Flexibilität in der Stromnachfrage. Es stehen – abgesehen von bereits bestehenden Pumpspeicherwerken – keine weiteren Stromspeicher zur Verfügung und können auch nicht ausgebaut werden. Die Nachfragen von potenziell flexibel einsetzbaren Industrieprozessen oder aufladbaren Elektrofahrzeugen werden dem Modell exogen vorgegeben und können nicht verändert werden. Eine gewisse Flexibilität wird durch elektrische Wärmeerzeugungstechnologien zur Verfügung gestellt. Im zentralen Wärmesystem ist das die Technologie Heizstab in einer Wärmesystemgruppe mit KWK-Kraftwerken, im dezentralen Wärmesystem die Wärmepumpe. Weitere Power-to-Heat-Optionen werden erst in späteren Szenarien verfügbar gemacht.

In diesem Abschnitt wird zuerst auf allgemeine Annahmen und Rahmenbedingungen zu den Szenarien eingegangen. Anschließend wird die Entwicklung der Nachfragen (elektrisch und thermisch) sowie die Annahmen für die erneuerbare Stromerzeugung beschrieben. Im nächsten Schritt werden die technischen und ökonomischen Parameter der konventionellen Kraftwerke (Bestand und Neubau) sowie der Wärmeerzeuger dargestellt. Abschließend werden die Bestandsstromspeicher sowie weitere Rahmenbedingungen wie Preise für Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Emissionen aufgeschlüsselt.

### 5.1.1 Allgemeine Annahmen und Rahmenbedingungen

Für alle Szenarien werden Berechnungen für den Betrachtungszeitraum vom Jahr 2020 bis zum Jahr 2050 mit einer jährlichen Auflösung durchgeführt. Innerhalb der Jahre wird im Teilmodell MOWIKA für den Kraftwerksausbau eine Diskretisierung von 200 Stufen verwendet, im Teilmodell MESTAS, wie in Abschnitt 4.1.4 beschrieben, eine stündliche Unterteilung. Als Grundlage für die im Folgenden verwendeten Charakteristiken dient das Jahr 2012, was in [48, S.158 ff] nach einer gründlichen Untersuchung als ein sehr durchschnittliches Jahr im Hinblick auf Stromnachfrage ebenso wie Erzeugung aus erneuerbaren Energien festgelegt wurde.

Die Betrachtung der Wärme ist im Rahmen dieser Arbeit auf Raumwärme und Wärme zur Warmwassererzeugung begrenzt. Eine Betrachtung der industriellen Prozesswärme wurde aufgrund hoher Individualität der Verbraucher, der teilweise geringen Substitutionsmöglichkeiten der Wärmeerzeugungstechnologien sowie aus Mangel an geeigneten Daten ausgeschlossen.

### 5.1.2 Prognose der Nachfrageentwicklung

Neben der Stromnachfrage wird nach der Erweiterung des Modells im Referenzszenario auch die Entwicklung der Wärmenachfrage betrachtet. Im Rahmen dieser Arbeit wird unter anderem der Einfluss von Maßnahmen zur Lastflexibilisierung untersucht. Um den Effekt der Flexibilisierung an sich untersuchen zu können, werden die nicht flexibilisierten Nachfragen bereits im Referenzszenario abgebildet und daher im Folgenden beschrieben.

#### Entwicklung der elektrischen Nachfrage

Bei Betrachtung eines Stromsystemmodell, in welchem die Wärmeseite nicht abgebildet wird, kann es nötig werden, die elektrische Nachfrage von Wärmeerzeugern in die Stromnachfrage mit einzubeziehen. Da im Rahmen dieser Arbeit genau diese Kopplung und damit Rückwirkung auf die elektrischen Nachfrage untersucht wird, muss der für die Stromnachfrage verwendete Datensatz von der elektrischen Nachfrage bereinigt werden, die für die Wärmeerzeugung anfällt. Für die Nachfragen von Flexibilitätsoptionen wie Elektromobilität und DSM in der Industrie ist es nicht nötig, diese vor Eingang in das Modell von der elektrischen Nachfrage zu subtrahieren. Dies wird bei Wahl der jeweiligen Option innerhalb des Modells entsprechend berücksichtigt. Im Folgenden wird daher beschrieben, wie die Charakteristik der Stromnachfrage aufbereitet wird. Anschließend wird die Berücksichtigung der Stromnachfrage für die Wärmeerzeugung berücksichtigt. Zuletzt wird beschrieben, wie das im Referenzszenario noch nicht intelligent gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen in der Generierung der elektrischen Nachfrage für das Referenzszenario und darauf aufbauende Szenarien berücksichtigt wird.

Die hier als elektrische Nachfrage definierte Stromnachfrage basiert im Referenzszenario auf der Entwicklung der Stromnachfrage des Szenarios A2030 im Netzentwicklungsplan 2030 der Übertragungsnetzbetreiber [6]. Als Stützjahre werden die gegebenen Jahre 2017 und 2030 verwendet und zwischen diesen Jahren linear interpoliert, bzw. nach 2030 bis zum Jahr 2050 linear extrapoliert. Für die Charakteristik der Stromnachfrage wird der Lastgang der entsoe-e [33] für das Jahr 2012 verwendet. Die stündlichen Werte werden

auf den maximal auftretenden Lastwert normiert. Diese Charakteristik gilt für alle Jahre des Betrachtungshorizonts. Für den letztlich benötigten Lastverlauf werden die stündlichen normierten Werte mit den jährlichen Summen der Nachfrage gewichtet. Dadurch ergeben sich in der Amplitude variierende Lastgänge im Laufe des Betrachtungszeitraums.

Mit der Erweiterung des Modells um das Wärmesystem wird eine detaillierte Betrachtung der Wärmenachfrage möglich. Die Annahmen für diese Nachfrage wird im nächsten Abschnitt beschrieben. Im Folgenden soll die Bereinigung der Stromnachfrage um die Nachfrage für den Einsatz von Wärmepumpen beschrieben werden.

Die Summe des Verbrauchs wird für das Stützjahr 2030 – wie für die Stromnachfrage allgemein – aus dem Szenario A2030 des Netzentwicklungsplans [6, S. 30] übernommen. Da für das Jahr 2017 kein Wert für die Stromnachfrage in TWh angegeben ist, muss dieser errechnet werden. Über die Entwicklung der Stückzahlen und deren Verbrauchsangabe der unterschiedlichen betrachteten Szenarien A bis C und Stützjahre 2025, 2030 und 2035 im Netzentwicklungsplan [6, S. 42] kann von einem durchschnittlichen Verbrauch von 7 TWh pro 1 Million Wärmepumpen ausgegangen werden. Im Referenzjahr 2017 der Studie sind 0,7 Mio. Wärmepumpen im System, die damit einer Gesamtnachfrage von 4,9 TWh entsprechen. Analog der Stromnachfrage wird zwischen den Stützjahren linear interpoliert bzw. bis zum Jahr 2050 linear extrapoliert. Diese jährlichen Summen werden nun mit der normierten Charakteristik des dezentralen Wärmesystems (vgl. Abschnitt 5.1.2) gewichtet und von der allgemeinen elektrischen Nachfrage subtrahiert, womit eine von der elektrischen Wärmeerzeugung bereinigten Stromnachfrage vorliegt. Es wird angenommen, dass eine Bereinigung der Stromnachfrage von der von zentralen Wärmepumpen hervorgerufenen elektrischen Nachfrage aufgrund einer zu geringen Durchdringung nicht erforderlich ist.

In Tabelle 5.1 werden für ausgewählte Stützjahre die resultierenden Summen der Stromnachfrage und die darin enthaltene elektrische Nachfrage für den Betrieb der Wärmepumpen dargestellt. Über den Verlauf des Betrachtungszeitraums nimmt die Stromnachfrage ab, was auf die Annahme im Netzentwicklungsplan zurückzuführen ist, da in diesem Szenario *„ein geringer Innovationsgrad im Bereich der Sektorenkopplung und Flexibilitätsoptionen“* [6, S. 32] angenommen wird. Die durch Effizienzsteigerung erreichte Reduktion der Stromnachfrage wird also nicht durch die zunehmende Elektrifizierung anderer Sektoren überdeckt.

Tabelle 5.1: Stützjahre zur Entwicklung der Stromnachfrage und des enthaltenen Anteils der Wärmepumpen für das Szenario REF

<i>TWh</i>	2017	2020	2030	2040	2050
Stromnachfrage	530,1	526,0	512,3	498,7	484,9
davon Wärmepumpen	4,9	5,6	8,0	10,4	12,7

Neben der „konventionellen“ und der für die Wärmeerzeugung anfallende Stromnachfrage muss auch die Stromnachfrage der Elektrofahrzeuge berücksichtigt werden. Im Referenzszenario gilt die Annahme, dass die Elektrofahrzeuge nicht gesteuert geladen werden. Stattdessen wird unterstellt, dass sie mit einer vollen Ladeleistung von 3,5 kW

den Ladevorgang starten, sobald sie ihre Fahrt beendet haben und an die Stromversorgung angeschlossen sind. Für die grundsätzliche Entwicklung wird von einer moderaten Zunahme der Elektromobilität nach dem Referenzszenario aus der dena Leitstudie [17] ausgegangen. Die bereits in der Nachfrage des Netzentwicklungsplans [6] enthaltene Elektromobilität wird als Art Bestand und dauerhaft unflexibel angenommen. Die zusätzliche Stromnachfrage für die neu hinzukommenden Elektrofahrzeuge steigt bis zum Jahr 2050 für insgesamt 5,3 Mio. Fahrzeuge auf 21,9 TWh an.

Eine detaillierte Beschreibung der für die Elektromobilität zugrundeliegenden Daten und Annahmen folgt im Abschnitt 5.5.2.

### **Entwicklung der Wärmenachfrage**

Die Abbildung des Wärmesystems ist getrennt nach zentraler und dezentraler Wärmenachfrage, um zwischen netzgebundener Wärmeversorgung und dezentral erzeugter Wärme vor Ort unterscheiden zu können. Neben der jeweils jährlichen Wärmenachfrage wird auch die Charakteristik des Lastgangs der Wärmenachfrage als Eingangsgröße für das Energiesystemmodell benötigt.

Da nach [48] das Jahr 2012 am besten als meteorologisches Referenzjahr geeignet ist, wird auch die Generierung des Wärmecharakteristiken für das zentrale und dezentrale Wärmesystem auf Basis dessen vorgenommen. Im Gegensatz zum Stromsystem existieren für das Wärmesystem keine Lastgänge der Wärmenachfragen für unterschiedliche Versorgungsstrukturen. Aus diesem Grund müssen die Wärmelastgänge für die Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit synthetisiert werden. Dies muss sowohl für die zentrale als auch die dezentrale Wärmenachfrage vorgenommen werden. Grundlage der Synthese der auf den maximalen Wert der Kurve normierten Charakteristiken ist das von C. Heilek entwickelte Modell SYNELEN [41], das auf Basis von Standard-Gaslastgängen Wärmelastgänge errechnet.

Für die Berechnung mittels dem Modell SYNELEN werden weitere unterschiedliche Größen als Eingangsdaten benötigt.

Zum einen muss die Temperaturzeitreihe der Außentemperatur für das Jahr 2012 in das Modell gegeben werden. Diese Kurve wird mit Hilfe eines im Rahmen der Doktorarbeit von K. Janker [43] entwickelten Tools aus Re-Analysedaten der NASA [54] ausgelesen. Das Tool wurde in erster Linie zur Generierung von Erzeugungszeitreihen von elektrischer Energie aus Photovoltaik und Wind entwickelt, stellt aber weitere Daten inklusive Temperaturzeitreihen der Außentemperatur zur Verfügung. Da die Zeitreihen der Stromerzeugung aus Photovoltaik und Wind im Rahmen dieser Arbeit ebenso aus dem Tool generiert werden (siehe nächster Abschnitt 5.1.3), wird aus Gründen der Konsistenz auch auf die Temperaturzeitreihe aus diesem Tool zurückgegriffen.

Zum anderen gehen die jährlichen Summen der Wärmenachfrage der drei Sektoren Industrie (IND), Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) und Haushalte (HH) in die Berechnung ein. Da die Charakteristiken der Lastgänge für die zentrale und dezentrale Wärmenachfrage generiert werden sollen, müssen Daten sowohl für die Endenergienachfrage aus Fernwärme als auch aus der Summe aller Energieträgern außer der Fernwärme vorliegen. Für die Industrie wird bezüglich der Nachfrage der Raumwärme und des Warmwassers ein Verhalten wie im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistung angenommen.

Die jährliche Nachfrage für Raumwärme und Warmwasser aufgeteilt nach u.a. den Sek-

Tabelle 5.2: Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser der Sektoren IND, GHD und HH im Jahr 2012 in TWh, aus [7]

	<i>TWh</i>	Fernwärme	ohne Fernwärme	Gesamt
IND	Raumwärme	8,3	55,1	63,3
	Warmwasser	0,8	5,9	6,6
	IND gesamt	9,0	60,9	69,9
GHD	Raumwärme	21,6	162,3	183,9
	Warmwasser	1,6	19,3	20,9
	GHD gesamt	23,2	181,6	204,8
HH	Raumwärme	42,9	419,5	462,3
	Warmwasser	5,1	97,7	102,9
	HH gesamt	48,0	517,2	565,2
GESAMT		80,2	759,7	839,9

toren IND, GHD und HH für das Jahr 2012 lässt sich aus [7] herauslesen ebenso wie eine Unterteilung nach Fernwärme / nicht Fernwärme. In Tabelle 5.2 sind diese Zahlen zusammengefasst dargestellt und von PJ in TWh umgerechnet. Dabei ist jeweils nach den drei genannten Sektoren sowie nach Raumwärme und Warmwasser und Bereitstellung aus Fernwärme, allen anderen Quellen und den jeweiligen Gesamtsummen unterteilt. Der Endenergieverbrauch aus Fernwärme wird dabei als Wärmenachfrage für das zentrale Wärmesystem interpretiert, die Differenz zwischen Gesamt minus Fernwärme folglich als dezentrale Nachfrage. Die jeweils drei Teilsummen über Raumwärme und Warmwasser für die drei Sektoren gehen in TWh in die Berechnung in SYNELEN ein. Die aus den Standardlastprofilen generierten Charakteristiken der drei Sektoren werden für die Berechnung einer kombinierten Charakteristik als Gewichtunggröße benötigt, um das jeweils charakteristische Verhalten der Einzellastgänge entsprechend im Gesamtlastgang abbilden zu können. Für die zentrale Wärmeversorgung aus Fernwärme über das Wärmenetz werden die in der Tabelle in hellerem Blau gekennzeichneten Werte verwendet, für die dezentrale Wärmeversorgung aus objektgebundener Wärmeerzeugung wird die Gewichtung mit den in dunklerem Blau markierten Werten verwendet.

Neben den normierten Charakteristiken für die zentrale und dezentrale Wärmenachfrage werden die jährlichen Summen dieser beiden Teile des Wärmesystems als Eingangsdaten für das Modell IMAKUS benötigt. Das zentrale Wärmesystem im Modell IMAKUS steht stellvertretend für die wärmenetzgebundene Wärmeversorgung. Daher wird für diesen Teil der Datengrundlage die jährliche über Fernwärme gedeckte Wärmenachfrage der Sektoren IND, GHD und HH verwendet. Die dezentrale Wärmenachfrage im Modell entspricht der durch objektgebundene Wärmeerzeugung gedeckte Wärmenachfrage der

Tabelle 5.3: Entwicklung der existierenden Anzahl der Wärmeerzeugungsanlagen in Mio. Stk aus [17]

Anzahl Anlagen (in Mio. Stk)	2015	2030	2050
zentral – Fernwärme	1,0	1,3	1,8
dezentral – ohne Fernwärme	17,7	18,7	19,2

Tabelle 5.4: Entwicklung der zentralen und dezentralen Wärmenachfragesummen über die Sektoren IND, GHD und HH für der Referenzjahr 2017 und Stützjahre in der Zukunft

Wärmenachfrage in TWh	2017	2020	2030	2040	2050
zentral	67,0	66,7	64,4	62,8	59,6
dezentral	759,0	722,5	612,0	506,8	419,5

drei Sektoren. Im Grunde ist das also die Gesamtnachfrage ohne die durch Fernwärme gedeckte Nachfrage. Berücksichtigt werden jeweils die Wärmenachfragen für Raumwärme und Warmwasser.

Historische Nachfragewerte des Jahres 2017 werden von der AG Energiebilanzen [8] herangezogen, welche in ihren Untersuchungen detailliert zwischen Sektoren und Art der Wärmebereitstellung trennt. Aus der „dena Leitstudie: Integrierte Energiewende“ [17, Teil B, S. 138] wird die Anzahl der im Jahr 2015 existierenden Wärmeerzeugungsanlagen ebenso wie deren Entwicklung anhand der Stützjahre 2030 und 2050 entnommen, wie in Tabelle 5.3 dargestellt. Die Jahre zwischen den Stützjahren werden auch hier linear interpoliert, sodass im Jahr 2017 1,04 Mio Stk Heizungssysteme mit Fernwärmeversorgung und 17,83 Mio Stk Heizungssysteme ohne Fernwärme existieren. Aus der zentralen und dezentralen Wärmenachfrage und den interpolierten Stückzahlen lässt sich die spezifische Nachfrage pro einer Million Anlagen zu 64,5 TWh/Mio Stk zentral und 42,6 TWh/Mio Stk dezentral errechnen. Über die Entwicklung der Stückzahlen in den Stützjahren und der Interpolation dazwischen können die zentrale und dezentrale Wärmenachfrage berechnet werden. Über die Berechnung anhand der Stückzahl wird die Sanierung der Wärmeerzeugungsanlagen berücksichtigt. Allerdings ist damit die Sanierung von z. B. Gebäudehülle nicht abgebildet. Es wird nach [11] eine Sanierungsrate im Gebäudesektor von 2 % berücksichtigt, indem ausgehend vom Jahr 2017 jedes Jahr eine Abnahme der Wärmenachfrage um 2 % gegenüber dem Vorjahr eingerechnet wird. Damit ist neben dem Verhältnis der wärmenetzgebundenen zur objektgebundenen Wärmenachfrage auch die Reduktion der Nachfragen aufgrund der Sanierung von Gebäuden in den Eingangsdaten des Modells abgebildet. Die sich ergebenden Nachfragen in TWh sind in der Tabelle 5.4 für das Referenzjahr 2017 und die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 aufgelistet.

### 5.1.3 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen wird dem Modell IMAKUS exogen vorgegeben. Analog der Nachfrage wird zur Synthese der Erzeugungskurven der EE jeweils die normierte Charakteristik mit dem jährlichen Erzeugungswert gewichtet. Es werden also Daten für die Gesamterzeugung und das Verhältnis der Erzeugung aus erneuerbaren Energien zueinander sowie deren jeweilige Erzeugungscharakteristik benötigt. Im Folgenden wird zunächst beschrieben, wie die Berechnung des Verhältnisses der Erzeugung zueinander vorgenommen wird. Anschließend wird auf die Bestimmung der Gesamterzeugung der EE eingegangen und zuletzt auf die Generierung der Erzeugungscharakteristiken.

Im Rahmen dieser Arbeit wird die jährliche Erzeugung anhand der installierten Erzeugungskapazität und Jahresausnutzungsdauern errechnet. Die installierten Leistungen aus dem Jahr 2016 sind dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2030 [5, S. 30/31] entnommen. Anhand dieser Daten und den Ausbaupfaden, wie sie im *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) 2017* [4] festgelegt sind, werden jährliche installierte Leistungen errechnet. Die Entwicklung der installierten Erzeugungsleistungen ist in Tabelle 5.5 aufgelistet. Der Ausbau der installierten Leistung der Biomasse wird nach 2022 nicht weiter intensiviert. Der Ausbaupfad der Photovoltaik sieht vor, zusätzlich zum Bestand von 40,5 GW<sub>p</sub> im Jahr 2017 10 GW<sub>p</sub> in den Jahren von 2017 bis 2020 zu installieren und ab 2020 die installierte Leistung alle 10 Jahre um 25 GW<sub>p</sub> zu erhöhen. Für Wind onshore wird von einem Bestand von 46,2 GW installierter Erzeugungsleistung im Jahr 2017 ausgegangen, die in einem eher ambitionierten Ausbaukorridor um jährlich 2,9 GW ausgebaut werden soll. Für den Zubau der Offshore-Windanlagen sind ausgehend vom Bestand von 4,1 GW im Jahr 2017 Neubauziele für die Jahre 2020 (6,5 GW) und 2030 (15,0 GW) vorgegeben. Ab dem Jahr 2030 wird der Zubau anhand des Unterschiedes zwischen 2029 und 2030 auf alle folgenden Jahre extrapoliert.

Im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2030 [5, S. 31] sind ebenso Annahmen für Ausnutzungsdauern für Bestandsanlagen und Neuanlagen angegeben (rechter Teil der Tabelle 5.5).

Tabelle 5.5: Stützjahre zur Entwicklung der installierten Erzeugungskapazitäten und Ausnutzungsdauern der EE für das Szenario REF; Daten aus [5, S. 30/31] und eigene Berechnungen nach EEG 2017 [4]

	Installierte Leistung ( <i>in GW</i> )					Ausnutzungsdauern ( <i>in h</i> )	
	2017	2020	2030	2040	2050	Bestand	Neuanlagen
Biomasse	7,30	7,95	8,35	8,35	8,35	6.200	5.000
Photovoltaik	40,5	50,5	75,5	100,5	85,0	920	950
Wind onshore	46,2	57,5	86,5	115,5	144,5	1.700	2.300
Wind offshore	4,1	10,6	19,1	27,6	36,1	4.300	4.300

Mit den installierten Leistungen und Ausnutzungsdauern kann die Entwicklung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien errechnet werden, womit das Verhältnis der Er-

zeugung der unterschiedlichen Technologien zueinander bestimmt werden kann. Die verwendeten Erzeugungssummen unterscheiden sich von den hier errechenbaren Größen, da die erneuerbare Stromerzeugung auf 80 % der Nachfrage von Strom und Wärme hochkaliert wird. Die hier errechneten Erzeugungen dienen der Berechnung der Anteile an der EE Erzeugung.

Im *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien 2017 (EEG)* ist für bestimmte Stützjahre festgeschrieben, wie hoch der Anteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch sein soll. Der Bruttostromverbrauch ist unter anderem abhängig von einer möglichen zunehmenden Elektrifizierung in Wärme- und Mobilitätssektor. Im Rahmen dieser Arbeit wird die Elektrifizierung dieser Sektoren und dessen Rückwirkung auf das Stromsystem durch Szenarienvariationen untersucht, wobei der Grad der Elektrifizierung in der Wärmeerzeugung zu einem großen Teil der Optimierung überlassen wird. Dadurch ist eine Festlegung des Bruttostromverbrauchs a priori nicht möglich. Das Referenzszenario stellt ein Szenario mit vergleichsweise geringem Elektrifizierungsgrad dar, da insbesondere die Wärmenachfrage nur wenig bzw. gar nicht aus Power-to-Heat Anlagen gedeckt werden kann. Um auch in Szenarien mit potenziell sehr hohem Elektrifizierungsgrad im Jahr 2050 einen Anteil von 80 % der Stromnachfrage aus erneuerbaren Energien decken zu können, wird bereits für das Referenzszenario REF eine hohe Erzeugung aus EE unterstellt und für alle weiteren Szenarien so beibehalten. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien muss für die Betrachtung im Rahmen dieser Arbeit 80 % der Summe der Stromnachfrage und der Energienachfrage der potenziell zu elektrifizierenden zentralen und dezentralen Wärmesektoren entsprechen. Für die Elektromobilität wird angenommen, dass deren elektrische Nachfrage bereits in der Stromnachfrage und deren Entwicklung berücksichtigt ist.

Abbildung 5.2 zeigt die Entwicklung der jährlichen erneuerbaren Erzeugung aus Biomasse, Laufwasser, Windkraft onshore und offshore sowie Photovoltaik für ausgewählte Stützjahre. Mit schwarzen Rauten ist jeweils markiert, welcher Anteil der Summe der Strom- und Wärmenachfrage diese Erzeugung im jeweiligen Jahr entspricht. Für das Jahr 2020 wird der Anteil der EE anhand der errechneten Erzeugung aus installierter Leistung und Ausnutzungsdauer sowie der erwarteten Entwicklung der Strom- und Wärmenachfrage (vgl. Abschnitt 5.1.2) zu 20 % errechnet. Für die Jahre 2030, 2040 und 2050 orientieren sich die Werte für die Anteile an den Zielen im EEG 2017 und dem Monitoringbericht des BMWi [19] für den Anteil der Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch. Die Anteile in den Jahren zwischen den genannten Stützjahren wurden linear interpoliert. Die Stromerzeugung aus Geothermie wird im Rahmen dieser Arbeit aufgrund des geringen Potenzials in Deutschland nicht betrachtet.

Neben der jährlichen Summe der erneuerbaren Stromerzeugung sind auch deren Erzeugungscharakteristiken Teil der Eingangsdaten.

Die Stromerzeugung aus Biomassekraftwerken stellt sich bei Analyse der historischen Werte der Stromerzeugung aus Biomasse anhand der Marktdaten der SMARD-Datenbank [24] im Jahr 2019 als im Wesentlichen konstante Erzeugung über das gesamte Jahr hinweg dar. Für die Modelleingangsdaten wird daher eine über das gesamte Jahr gleich bleibende Erzeugung angenommen, die in Summe der vorgegebenen Jahreserzeugung entspricht. Für die Stromerzeugung aus Laufwasser wird vereinfachend eine monatsweise konstante Erzeugung angenommen. Zur Berechnung der mittleren monatlichen Erzeugung aus Wasserkraft werden die historischen monatlichen Werte der entso-e [33] zur Erzeugung aus

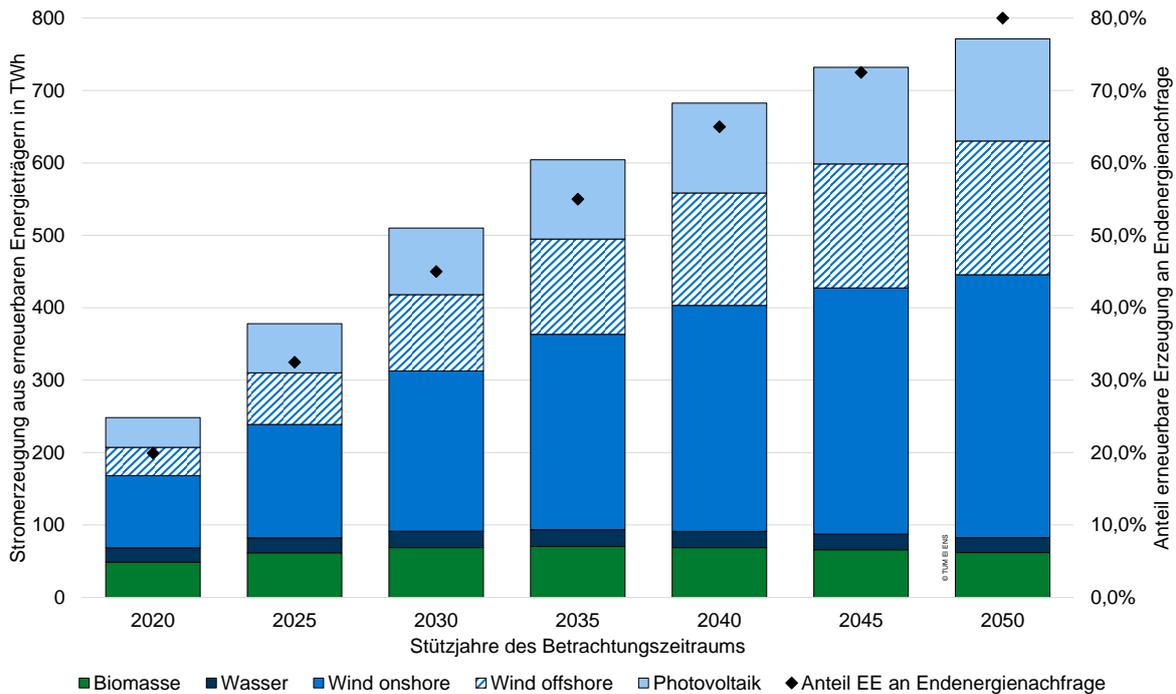


Abbildung 5.2: Stützjahre der Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Szenario REF jeweils mit Anteil an der Summe der Strom- und Wärmenachfrage

Wasserkraft für die Jahre 2000 bis 2015 gemittelt. Über die jeweils in den Jahren installierte Leistung aller Wasserkraftwerke aus [20, Blatt 22] kann eine mittlere Ausnutzungsdauer von 4393 Stunden im Jahr bestimmt werden. Über die Verteilung der Erzeugung auf die Monate des Jahres kann letztlich für jeden Monat jeweils ein konstanter Wert für die Charakteristik errechnet werden.

Die Generierung der Charakteristiken für Stromerzeugung aus Photovoltaik sowie Windkraft onshore und offshore basiert auf den Zeitreihen, die mit dem in der Dissertation von K. Janker [43] entwickelten Tool zur Verarbeitung der Re-Analysedaten der NASA [54] erzeugt werden können. Sowohl für Photovoltaik als auch Onshore Windkraft werden mit dem Tool Erzeugungscharakteristiken für alle 16 Bundesländer Deutschlands und für Offshore Windkraft je eine für Nord- und Ostsee generiert. Es gelten dabei für die Windkraft die Annahmen, dass keine Begrenzung der Ausbaufächen wie in Art. 82 Abs. 1 Bayerische Bauordnung (BayBO) [2] oder ähnlichem existiert und der Ausbau vornehmlich auf – das Ertragspotenzial betreffend – gut geeigneten Flächen stattfindet. Des Weiteren wird von einer durchschnittlichen Nabenhöhe von ca. 110 Metern ausgegangen. Bei der Photovoltaik wird von einer Neigung der Module von 30 Grad Süd ausgegangen und es werden ebenso die gut geeigneten Flächen bebaut.

Die entstehenden Charakteristiken der einzelnen Bundesländer werden mit deren Anteil an den in Deutschland installierten Leistungen der Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen (errechnet aus [14]) gewichtet und zu einer für ganz Deutschland gültigen Charakteristik summiert. Für die Erzeugung aus Offshore Windanlagen wird analog für die beiden Regionen Nord- und Ostsee vorgegangen.

### 5.1.4 Optionen zur konventionellen Stromerzeugung

Die gesetzte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kann die Stromnachfrage abhängig von der Durchdringung in den unterschiedlichen Jahren des Betrachtungszeitraums und der verfügbaren Flexibilität im Energiesystem nicht allein decken. Deshalb ist es nötig, dem Energiesystem konventionelle Kraftwerke als Option zur Deckung der Residuallast zur Verfügung zu stellen.

#### Parameter der konventionellen Bestandskraftwerke

Für die Deckung der Residuallast steht dem Modell unter anderem der aktuell bestehende Kraftwerkspark der konventionellen Stromerzeuger zur Verfügung. Grundlage für die Erstellung dieses Teils der Eingangsdaten bildet die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur mit dem Stand von März 2019 [24]. Diese Liste unterscheidet bei den konventionellen Kraftwerken nach Energieträgertyp, nicht aber nach Kraftwerkstyp. Ebenso gibt sie an, ob Kraftwerke KWK-Anlagen sind oder nicht. Um diese Angaben in das für IMAKUS etwas vereinfachte Schema der konventionellen Kraftwerke einzupassen, werden folgende Annahmen getroffen:

- Die Technologien Braunkohlekraftwerk (BK), Steinkohlekraftwerk (SK) und Kernenergiekraftwerk (KE) werden direkt über den Brennstoff zugeordnet. Mögliche KWK-Angaben werden nicht berücksichtigt.
- Gas betriebene Kraftwerke ohne KWK werden als Gasturbinen-Kraftwerke geführt.
- Gas betriebene Kraftwerke mit KWK werden als GuD-Kraftwerke geführt.

Aufgrund politischer Vorgaben [1] verlassen alle Kernenergiekraftwerke bis spätestens Ende des Jahres 2022 das System. Ebenso wird in den Eingangsdaten der Ausstieg aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2038 [44, S. 62f] abgebildet, auf Basis der im Bericht genannten Zielwerten an maximal noch installierter Leistung für die Jahre 2022 und 2030, die in Tabelle 5.6 aufgelistet sind:

Tabelle 5.6: Zielwerte der Reduzierung der Erzeugungsleistung von Braun- und Steinkohlekraftwerken in Deutschland für die Jahre 2022 und 2030 [44, S. 62f]

<i>in GW</i>	2022	2030
Steinkohle	15	8
Braunkohle	15	9

Die Kraftwerke, die in der Kraftwerksliste den Energieträger Erdgas angegeben haben, werden für die Eingangsdaten als Kraftwerke der Technologie Gasturbinenkraftwerk (GT) und GuD angenommen. Entscheidend für die Zuordnung zu GuD oder GT ist dabei, ob die Kraftwerke in der BNetzA-Liste als KWK-Kraftwerke geführt sind oder eben nicht. Kraftwerke mit KWK-Einsatz werden aufgrund der höheren Effizienz in das Modell als GuD-Kraftwerke übernommen, die ohne KWK als GT-Kraftwerke. Weder GuD noch GT sind in der Abbildung dem Modell allerdings als KWK-Bestandskraftwerke vorgegeben, da

eine Abbildung von Bestandswärmeerzeugern und -wärmesystemgruppen nicht vorgesehen ist.

Für die mit Gas befeuerten Kraftwerke werden entweder Lebensdauern wie die der Neubaukraftwerke (vgl. nachfolgender Abschnitt) angenommen, falls die Kraftwerke diese Lebensdauer bis zum Stand der Kraftwerksliste der BNetzA noch nicht erreicht haben. Sind die Kraftwerke noch als „in Betrieb“ gekennzeichnet, haben aber die für diese Technologien angenommene Lebensdauer schon überschritten, werden individuelle Jahre für die Stilllegung festgelegt. Außerdem wurden ggf. Annahmen zu Wirkungsgraden der Kraftwerke getroffen, die nicht in der ursprünglichen Liste enthalten waren.

Abbildung 5.3 zeigt den Kraftwerksbestand für den Betrachtungshorizont vom Jahr 2020 bis 2050.

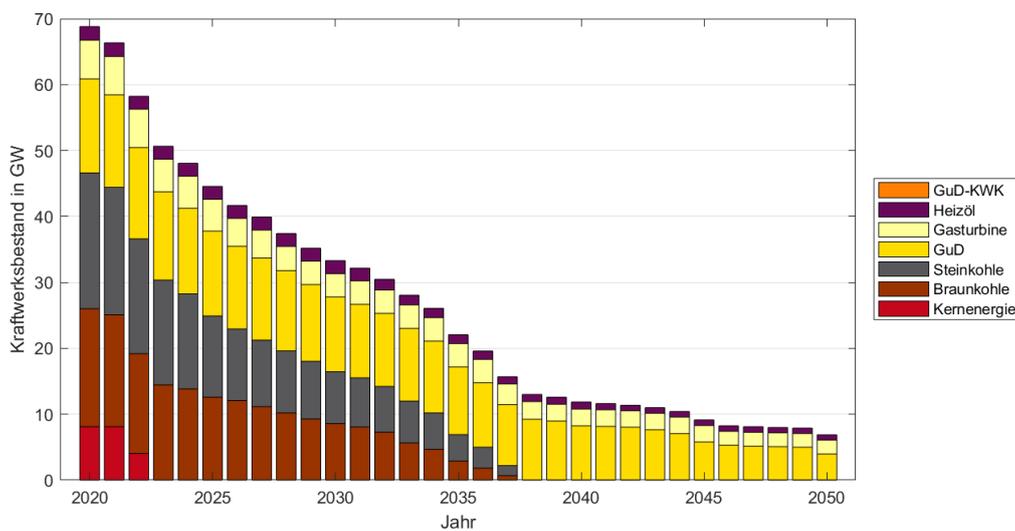


Abbildung 5.3: Entwicklung der Bestandskraftwerke bis zum Jahr 2050

### Parameter der konventionellen Neubaukraftwerke

Wie bereits beschrieben, wird im Rahmen dieser Arbeit von der Einhaltung des Ausstiegsziels aus der Stromerzeugung aus Kernenergie bis Ende des Jahres 2022 und aus Kohle bis Ende des Jahres 2037 ausgegangen. Erneuerbare Erzeugungsanlagen werden im Modell IMAKUS nicht im Rahmen der Optimierung ausgebaut. Damit bleibt für die Optimierung des Erzeugerkraftwerksparks ein deutlich eingeschränktes Portfolio an Erzeugungstypen, nämlich Gasturbinenkraftwerke (GT), Gas-und-Dampf-Kraftwerke (GuD) sowie Gas-und-Dampf-Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerke (GuD-KWK).

Da die Entwicklung der konventionellen Kraftwerkstechnologien in der Vergangenheit bereits sehr weit getrieben wurde, wird davon ausgegangen, dass sich im Laufe des Betrachtungszeitraums bei diesen Technologien keine wesentlichen Veränderungen mehr ergeben. Daher werden die technischen und ökonomischen Parameter für alle Baujahre des Betrachtungszeitraums gleich angenommen. [41] gibt für konventionelle Kraftwerke sich über die Jahre leicht verändernde Parameter an. Um einen mittleren Wert über den Betrachtungszeitraum zu erreichen, werden für diese Daten das Jahr 2030 herangezogen. Tabelle 5.7 gibt einen Überblick über die Werte inklusive der Quellen, aus denen sie

entnommen wurden. Einige Daten wurden um eigene Berechnungen bzw. Annahmen erweitert.

Tabelle 5.7: Technische und ökonomische Parameter der Kraftwerksneubauoptionen nach Technologie

		GT	GuD	GuD-KWK	Quelle
<b>Nennwirkungsgrad</b>	%	39	61	40	[47], [41]
<b>Lebensdauer</b>	<i>a</i>	30	30	30	[47],[17]
<b>Reduktionsfaktor</b>		0,866	0,868	0,868	[47]
<b>Mindestblockgröße</b>	$MW_{el}$	10	500	500	[48]
<b>maximale Blockgröße</b>	$MW_{el}$	250	1000	1000	[48]
<b>Investitionskosten</b>	$€/kW_{el}$	400	700	1009	[17], [41]
<b>jährliche Fixkosten</b>	$€/MW/a$	13	24	67	[17],[41]
<b>Abriss- u. Rückbaukosten</b>	$€/kW_{el}$	2,08	8,33	15,14	[47],[41]
<b>variable Betriebskosten</b>	$€/MWh_{el}$	2,14	2,08	2,08	[47],[41]

Die Lebensdauern der Technologien wurden aus [47] entnommen und betragen für GT und GuD gleichermaßen 30 Jahre.

Die elektrischen Wirkungsgrade der nur Strom erzeugenden Kraftwerke wurden aus [47] übernommen. Der elektrische Wirkungsgrad für das KWK-Kraftwerk wird aus dem thermischen Wirkungsgrad und der Stromkennzahl von 0,816 aus [41] berechnet. Für die Investitionskosten, jährlichen Fixkosten sowie Abriss- und Rückbaukosten wird analog vorgegangen, allerdings mit unterschiedlichen Quellen für die Kennzahlen der Strom erzeugenden Kraftwerke. Für die KWK-Kraftwerke wurden die Daten jeweils aus [41] verwendet. Die Werte für variable Betriebskosten, Reduktionsfaktoren, Mindestblockgröße und maximale Blockgröße werden aus [48] übernommen. Aus Mangel an konkreten Quellen werden für das GuD-KWK-Kraftwerk die selben Werte angenommen, die auch für GuD verwendet werden.

### 5.1.5 Wärmesystemgruppen und Wärmeerzeugungsanlagen

Im Referenzszenario wird eine geringe Elektrifizierungsrate der Wärmeerzeugung unterstellt. Daher werden entsprechend konventionelle Wärmeerzeuger in den Wärmesystemgruppen angenommen. Im Folgenden werden die Wärmeerzeuger und deren Aufteilung in Wärmesystemgruppen für das zentrale und dezentrale Wärmesystem aufgeschlüsselt.

#### Zentrales Wärmesystem

Im zentralen Wärmesystem handelt es sich um fernwärmenetzgebundene Wärmeversorgung. Die Wärmeerzeugung findet zentral in großtechnischen Anlagen statt. Im Referenzszenario REF stehen die Wärmesystemgruppen wie in Tabelle 5.8 aufgelistet zur zentralen

Wärmeerzeugung zur Verfügung und können jeweils unbegrenzt ausgebaut werden. Einzige Ausnahme bildet die KWK, deren Ausbau durch die maximale Kapazität, die aus dem Teilmodell MOWIKA übergeben wird, begrenzt wird. Bei den KWK-Kraftwerken handelt es sich im Rahmen dieser Arbeit um GuD Technologie.

Tabelle 5.8: Definition der zentralen Wärmesystemgruppen

	Wärmesystemgruppen zentral				
	1	2	3	4	5
<b>Gaskessel (GK)</b>		100 %	40 %		
<b>Heizstab (HS)</b>					50 %
<b>Wärmepumpe (WP)</b>					
<b>Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)</b>	100 %		80 %		80 %
<b>Slack-KWK</b>				100 %	

Im Referenzszenario stehen mit den Wärmesystemgruppen 1, 3 und 5 Ausbau- und Einsatzoptionen für die KWK-Technologie teilweise in unterschiedlichen Kombinationen mit anderen Wärmeerzeugertechnologien zur Verfügung. In der ersten WSG übernehmen die KWK-Anlagen den vollen Deckungsanteil der auf diese WSG entfallenden Nachfrage. In den WSG 3 und 5 kann die KWK jeweils 80 % übernehmen, der restliche Teil muss von Gaskessel bzw. Heizstab übernommen werden. Die jeweiligen Deckungsanteile sind in Summe größer als 100 %, wodurch eine gewisse Flexibilität im Einsatz innerhalb dieser Wärmesystemgruppen besteht. Mit Wärmesystemgruppe 2 steht die Technologie Gaskessel mit komplettem Deckungsbeitrag zur Verfügung. Außerdem ist eine sogenannte Slack-KWK Wärmesystemgruppe verfügbar, welche die Lösbarkeit des Modells im Falle, dass im Teilmodell MOWIKA KWK-Anlagen aufgrund der Wirtschaftlichkeit in der Stromerzeugung ausgebaut werden, gewährleisten soll.

Da der Einsatz der Wärmeerzeuger technologiescharf realisiert ist, werden jeweils für die einzelnen Technologien technische und ökonomische Daten benötigt. Einzig beim Ausbau der WSG wird anhand der Anteile der Technologien innerhalb der WSG eine Gewichtung bei der Berechnung der Investitionskosten vorgenommen. Im Folgenden sind die angenommenen technischen und ökonomischen Parameter in Tabelle 5.9 aufgeschlüsselt. Die Werte für den Nutzungsgrad, die Stromkennzahl/Stromkopplungszahl sowie die Investitionskosten, jährlichen Fixkosten und Abriss- und Rückbaukosten beziehen sich auf thermische Größen und sind aus [41] übernommen. Die variablen Betriebskosten werden aus den elektrischen Betriebskosten über die Stromkopplungszahl in Werte umgerechnet, die sich auf thermische Größen beziehen. Für die Technologien GK und HS werden keine variablen Betriebskosten angenommen, da diese Anlagen in der Regel ohne Aufsicht betrieben werden können. Daher errechnen sich die für das Modell resultierenden variablen Kosten nur noch aus den für den Einsatz anfallenden Brennstoffkosten und emissionsgebundenen Kosten. Die Technologie Heizschwert stellt dabei eine Besonderheit dar, weil hier keine direkten Brennstoffkosten bzw. emissionsgebundene Kosten anfallen. Durch die

Tabelle 5.9: Technische und ökonomische Parameter der netzgebundenen Wärmeerzeugerneu-  
bauoptionen nach Technologie; eigene Annahmen basierend auf [41, S. 112-115],[34]  
und eigenen Berechnungen

		GK	HS	GuD-KWK	WP
<b>thermischer Nutzungsgrad</b>	%	96	98	49	350 <sup>a</sup>
<b>Stromkennzahl bzw. Stromkopplungszahl</b>	-	0	-1,02	0,81	-0,25
<b>Lebensdauer</b>	a	30	30	30	30
<b>Investitionskosten</b>	€/kW <sub>th</sub>	39	97,5	817	1125
<b>jährliche Fixkosten</b>	€/kW <sub>th</sub> /a	1,80	0,08	53,93	20,00
<b>Abriss- u. Rückbaukosten</b>	€/kW <sub>th</sub>	0,59	1,95	12,26	22,50
<b>variable Betriebskosten</b>	€/MWh <sub>th</sub>	0,00	0,00	1,68	0

<sup>a</sup> 350 % Nutzungsgrad entspricht einem angenommenen *coefficient of performance (COP)* von 3,5

Kopplung des Stromsystems mit dem Wärmesystem werden diese Kosten indirekt über die zusätzliche elektrische Nachfrage im Gesamtsystem abgebildet. Für alle Technologien wird die selbe Lebensdauer von 30 Jahren angenommen. Die technischen und ökonomischen Parameter aus unter anderem [41] werden dafür entsprechend auf diese Lebensdauer umgerechnet.

Als eine weitere Technologieoption zur Wärmeerzeugung wird die zentrale Wärmepumpe angesehen, allerdings soll sie im Referenzszenario noch nicht zur Verfügung stehen, sondern erst in den Szenarien mit zunehmender Nutzung von Power-to-Heat Optionen (vgl. Abschnitt 5.3). Die technischen und ökonomischen Daten werden jedoch in diesem Abschnitt neben denen der weiteren zentralen Wärmeerzeugern in Tabelle 5.9 erläutert. Als Quelle wird hierfür eine Machbarkeitsstudie für die Integration einer Hochtemperatur-Wärmepumpe in der Technischen Universität München am Campus Garching [34] herangezogen, die für eine 4,5 MW<sub>th</sub>-Anlage einen Teil der Kosten ausweist. Da im Rahmen dieser Arbeit eine eher abstrahierte Betrachtung des Wärmesystems vorgenommen wird, wird angenommen, dass diese Machbarkeitsstudie eine ausreichende Einordnung der Technologie ermöglicht, selbst wenn es sich um eine Einzelanlage handelt.

Als thermischer Nutzungsgrad wird in Anlehnung an die Machbarkeitsstudie [34] ein Wert von 3,5 angenommen. Die Investitionskosten für die in der Studie diskutierte 4,5 MW<sub>th</sub>-Anlage werden mit 4 000 000 € angesetzt, was spezifischen Kosten von 888 €/kW entspricht. Dieser Wert gilt für aktuell verfügbare Wärmepumpen, allerdings kann davon ausgegangen werden, dass die Investitionskosten zukünftig noch sinken. Für die Berechnung der Investitionskosten der zentralen Wärmepumpen für die Modell-Eingangsdaten wird daher der Wert 750 €/kW<sub>th</sub> angenommen. Die Kosten in den früheren Jahren des Betrachtungszeitraums werden somit ein wenig unterschätzt und die späteren überschätzt. Der zentralen Wärmepumpe wird dabei eine Lebensdauer von 20 Jahren unterstellt. Da zur Vereinfachung der Berechnung innerhalb des Modells alle Eingangsgrößen (Barwer-

te) bereits auf eine Lebensdauer von 30 Jahren für das zentrale Wärmesystem umgerechnet werden, ergibt es den in der Tabelle angegebenen Wert von  $1125 \text{ €/kW}_{\text{th}}$ . Die Wartungskosten sind in [34] mit  $60\,000 \text{ €/a}$  angesetzt, was einem spezifischen Wert von  $13\,333 \text{ €/MW}_{\text{th}}/\text{a}$  für eine Lebensdauer von 20 Jahren entspricht. Umgerechnet auf 30 Jahre Lebensdauer fallen knapp  $20\,000 \text{ €/MW}_{\text{th}}/\text{a}$  an. Analog der Berechnung der Abriss- und Rückbaukosten werden für die zentrale Wärmepumpe 2 % der Investitionskosten, also  $22,5 \text{ €/kW}_{\text{th}}$  angesetzt. Des Weiteren wird angenommen, dass variable Betriebskosten nicht anfallen.

Für die weiteren zentralen Wärmeerezeugungstechnologien werden die Größen aus [41] für das Jahr 2030 übernommen. Auch hier werden die Kosten damit teilweise über- und teilweise unterschätzt. Da diese Annahme für alle in MESTAS auszubauenden, konkurrierenden Wärmeerezeugungstechnologien gilt und ohne Bestandsanlagen gerechnet wird, herrschen für alle Anlagenoptionen wiederum die selben Rahmenbedingungen und die Ergebnisse sind vergleichbar.

### Dezentrales Wärmesystem

Die Wärmeerezeugung im dezentralen Wärmesystem wird durch objektgebundene Anlagen realisiert. Sie wird also dezentral in Nachfragenähe erzeugt. Analog der zentralen Wärmeerezeugung stehen die Technologien in unterschiedlichen Kombinationen in Wärmesystemgruppen zur Verfügung. Einen Überblick über die Zusammensetzung der Wärmesystemgruppen im Referenzszenario gibt Tabelle 5.10. In der ersten WSG deckt die Technologie Gaskessel zu 100 % die Wärmenachfrage der Gruppe. Die zweite WSG besteht zu 80 % aus BHKW und zu 40 % aus GK, was Flexibilität innerhalb der WSG bedeutet. Die dritte Wärmesystemgruppe besteht komplett aus Wärmepumpen.

Tabelle 5.10: Definition der dezentralen Wärmesystemgruppen

	Wärmesystemgruppen dezentral		
	1	2	3
<b>Gaskessel (GK)</b>	100 %	40 %	
<b>Heizstab (HS)</b>			
<b>Wärmepumpe (WP)</b>			100 %
<b>Kraft-Wärme-Kopplung (BHKW)</b>		80 %	

Auch im dezentralen Wärmesystem wird die Wärmeerezeugung technologiescharf abgebildet, der Ausbau dagegen jeweils für die Wärmesystemgruppen. Die in die resultierenden Investitionskosten eingehenden Kosten für Investition, Abriss und Rückbau sowie jährliche Fixkosten werden auch im dezentralen Wärmesystem im Modell anhand der Anteile der Einzeltechnologien innerhalb der WSG auf die Gesamtkosten der WSG umgerechnet. Eine Übersicht zeigt Tabelle 5.11. Die Werte für die dezentralen Wärmeerezeuger sind aus [41] übernommen, da dieser bereits eine ausführliche Recherche und Einordnung der Daten vorgenommen hat. Als einheitliche Lebensdauer für alle Technologien hat C. Heilek

20 Jahre festgesetzt. Damit ist eine Umrechnung der Werte der Wärmeerzeuger auf eine gemeinsame Lebensdauer nicht mehr nötig.

Die Stromkopplungszahl der Wärmepumpe errechnet sich durch das Verhältnis des elektrischen zum thermischen Nutzungsgrad. Der elektrische Nutzungsgrad wird mit  $-100\%$  angenommen, da Strom hier die Eingangsgröße ist und nicht wie sonst bei Berechnung von Stromkennzahlen eine Ausgangsgröße. Bezogen auf  $357\%$  thermischen Nutzungsgrad ergibt sich eine Stromkopplungszahl von  $-0,28$  für die Wärmepumpe. Für BHKWs entspricht das der Stromkennzahl, welche mit  $0,34$  angenommen wird.

Für den Betrieb der dezentralen Wärmeerzeuger fallen keine variablen Betriebskosten an.

Tabelle 5.11: Technische und ökonomische Parameter der objektgebundenen (dezentralen) Wärmeerzeugerneubauoptionen nach Technologie; eigene Annahmen basierend auf [41, S. 109-112]

		<b>GK</b>	<b>HS</b>	<b>WP</b>	<b>BHKW</b>
<b>thermischer Nutzungsgrad</b>	%	95	98	357 <sup>a</sup>	65
<b>Stromkennzahl bzw. Stromkopplungszahl</b>	-	0	-1,00	-0,28	0,34
<b>Lebensdauer</b>	<i>a</i>	20	20	20	20
<b>Investitionskosten</b>	€/kW <sub>th</sub>	648	65	1240	1550
<b>jährliche Fixkosten</b>	€/kW <sub>th</sub> /a	4,00	0,05	5,00	93,00
<b>Abriss- u. Rückbaukosten</b>	€/kW <sub>th</sub>	12,95	1,30	62,00	31,00

<sup>a</sup> 357 % Nutzungsgrad entspricht einem angenommenen COP von 3,57

### 5.1.6 Bestandsspeicher für elektrische Energie

Neben Stromerzeugungsanlagen werden dem Stromsystem auch Speicheroptionen zur Verfügung gestellt. Im Referenzszenario existieren die Bestandsanlagen der Pumpspeicherwerke. Es werden keine Neubaukraftwerke zugelassen. Die Daten zu den jeweiligen Entlade- und Ladeleistungen sowie den Speicherkapazitäten sind zum einen aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [24] entnommen und mit [42] zu Detaildaten abgeglichen. Die Pumpspeicherwerke Obervermuntwerk II und Kopswerk II werden in der Kraftwerksliste aufgelistet, allerdings fällt deren Inbetriebnahme auf Jahre nach der Veröffentlichung von [42] und sind folglich darin nicht aufgeführt. Daher werden die hierfür nötigen Eingangsdaten aus [52] entnommen.

Es wird für alle Speicher eine Verfügbarkeit von  $95\%$  sowie Betriebskosten von  $0,28\text{ €/MWh}$  für den Enlade- als auch den Ladevorgang angenommen. Die Gesamtsumme der Speicherkapazität beträgt knapp  $84\text{ GWh}$ , die der Ladeleistung etwa  $7,0\text{ GW}$  und die der Entladeleistung  $7,3\text{ GW}$ . Der mit der installierten Entladeleistung gewichtete Nutzungsgrad der Bestandsspeicher ist  $74,3\%$ . Es wird davon ausgegangen, dass diese Pumpspeicherwerke über den Betrachtungszeitraum hinaus, also nach 2050, weiter in Betrieb sind. Eine Sterbelinie der Bestandsspeicher wird daher nicht in die Datengrundlage eingepflegt.

### 5.1.7 Brennstoffpreise und CO<sub>2</sub>-Preise

Die Brennstoffpreise ebenso wie die CO<sub>2</sub>-Preise werden, wie in Tabelle 5.12 dargestellt, dem Modell vorgegeben. Für Kernenergie und Braunkohle werden gleich bleibende Preise auf Basis der Werte aus [48] angenommen. Die Entwicklung der Preise von Steinkohle, Erdgas und Heizöl sind aus [17] inklusive der Entwicklung bis zum Jahr 2050 entnommen. Die Preise der CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Stützjahre 2020, 2030, 2040 und 2050 orientieren sich an [17], die Zwischenjahre werden linear interpoliert.

Tabelle 5.12: Entwicklung der Brennstoffpreise sowie CO<sub>2</sub>-Preise in ausgewählten Stützjahren des Betrachtungshorizonts, aus [48],[17]

		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Kernenergie</b>	€/MWh	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
<b>Braunkohle</b>	€/MWh	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50
<b>Steinkohle</b>	€/MWh	9,20	9,50	9,30	9,10	8,90	8,70	8,50
<b>Erdgas</b>	€/MWh	18,70	22,50	23,90	25,30	26,80	28,20	29,70
<b>Heizöl</b>	€/MWh	31,60	41,60	40,00	38,50	36,90	35,40	33,90
<b>CO<sub>2</sub>-Preis</b>	€/tCO <sub>2</sub>	8,00	19,50	31,00	38,00	45,00	52,50	60,00

## 5.2 Flexibilitätoption 1: Ausbau von Stromspeichern

Im Rahmen dieser Szenariovariation „1 SPN“ wird der Einfluss des Einsatzes von Stromspeichern auf das Energiesystem untersucht. Dafür wird ausgehend vom Szenario REF ein weiteres Szenario mit Neubauoption Stromspeicher gerechnet und mit dem vorherigen Szenario verglichen. Es sollen gegenseitige Einflüsse auf die Strom- und Wärmeerzeugungsstruktur untersucht werden. Ebenso sollen Aussagen zur Integration von erneuerbaren Energien und CO<sub>2</sub>-Emissionen bei unterschiedlichem Ausbau von Speichertechnologien getroffen werden. Im Folgenden werden die Annahmen für Speicherneubauoptionen für Stromspeicher beschrieben.

Als Speicher für elektrische Energie stehen dem System der Neubau von folgenden Technologien zur Verfügung:

- Pumpspeicherwerk (PSW),
- adiabates Druckluftspeicherkraftwerk (AA-CAES),
- Wasserstoffspeicher mit GuD-Rückverstromung(H<sub>2</sub>-GuD),
- Batteriespeicher (BAT).

Die Tabellen 5.13 und 5.14 geben einen Überblick über die technischen und ökonomischen Daten, die im Rahmen dieser Arbeit für Neubauspeicher angenommen werden.

Die Technologien Pumpspeicherwerke, Druckluftspeicher und Batteriespeicher stehen als Neubauspeicher ab Beginn des Betrachtungshorizonts zur Verfügung, die Wasserstoffspeicher ab dem Jahr 2025. Bei Batteriespeichern sind die Elektroden der begrenzende Faktor

bei Lade- und Entladevorgängen. Daher werden die für die Leistung angegebenen Kosten aus [17] halbiert und jeweils für die Kosten des Lade- und Entladevorgang angenommen. Für alle Stromspeicher gilt vereinfacht ein Ruhenutzungsgrad von 100 %.

Tabelle 5.13: Technische Daten der Speicherneubauoptionen nach Technologie; nach [47],[45],[17] und eigene Annahmen

		PSW	AA-CAES	H <sub>2</sub> -GuD	BAT
<b>Speicherwirkungsgrad</b>	%	80	70	40	90
<b>tech. Verfügbarkeit</b>	%	95	90	90	95
<b>Mindestblockgröße</b>	$MW_{el}$	50	10	200	1
<b>max. Blockgröße</b>	$MW_{el}$	1000	300	800	50
<b>Revision</b>	Wochen/a	2	2	2	2
<b>Lebensdauer</b>	a	70	30	30	17
<b>max. Potenzial für Neubau</b>					
- Ladeleistung	GW	10	200	200	200
- Entladeleistung	GW	10	200	200	200
- Speicherkapazität	GWh	40	6.600	50.000	50.000

Tabelle 5.14: Ökonomische Daten der Speicherneubauoptionen nach Technologie; nach [47],[45],[17] und eigene Annahmen

		PSW	AA-CAES	H <sub>2</sub> -GuD	BAT
<b>Investitionskosten</b>					
- Ladeleistung	€/kW <sub>el</sub>	450	420	700	175
- Entladeleistung	€/kW <sub>el</sub>	450	420	1000	175
- Speicherkapazität	€/kWh	6,50	31,00	0,09	450,00
<b>variable Betriebskosten</b>					
- Laden	€/MWh <sub>el</sub>	0,30	1,40	1,50	0,50
- Entladen	€/MWh <sub>el</sub>	0,30	1,40	1,50	0,50
<b>jährliche Fixkosten</b>	€/kW <sub>el</sub> /a	11	9	20	15
<b>Abriss- u. Rückbaukosten</b>	€/kW <sub>el</sub>	8	2	8	2

### 5.3 Flexibilitätoption 2: Verstärkter Ausbau von Power-to-Heat

Um den Einfluss der elektrischen Wärmezeugung auf das System im Szenario „2 P2H“ zu untersuchen zu können, werden der Optimierung im Teilmodell MESTAS sowohl im zentralen als auch im dezentralen Wärmesystem eine größere Auswahl an elektrischen Wärmezeugern zur Verfügung gestellt. Damit wird die Möglichkeit geschaffen, die Wärmenachfrage durch die Nutzung von erneuerbaren Energien zu decken.

Die bereits im Szenario REF vorgegebenen Wärmesystemgruppen (vgl. Tabellen 5.8 und 5.10) werden nun um weitere Wärmesystemgruppen erweitert.

Im zentralen Wärmesystem handelt es sich um folgende drei Wärmesystemgruppen:

- 100 % Wärmepumpe,
- 100 % Heizstab,
- 100 % Gaskessel kombiniert mit 100 % Heizstab.

Damit steht dem System zusammengefasst die in Tabelle 5.15 aufgelistete Wärmezeugerstruktur im zentralen Wärmesystem zur Verfügung.

Tabelle 5.15: Definition der zentralen Wärmesystemgruppen mit erweiterter Power-to-Heat Option

	Wärmesystemgruppen zentral					+ P2H		
	1	2	3	4	5	6	7	8
<b>GK</b>		100 %	40 %					100 %
<b>HS</b>					50 %		100 %	100 %
<b>WP</b>						100 %		
<b>KWK</b>	100 %		80 %		100 %			
<b>Slack-KWK</b>				100 %				

Das dezentrale Wärmesystem wird um zwei WSG erweitert:

- 100 % Heizstab,
- 100 % Gaskessel kombiniert mit 100 % Heizstab.

Die resultierenden Optionen an dezentralen Wärmesystemgruppen werden in den Tabelle 5.16 dargestellt.

Tabelle 5.16: Definition der dezentralen Wärmesystemgruppen mit erweiterter Power-to-Heat Option

	Wärmesystemgruppen dezentral			+ P2H	
	1	2	3	4	5
<b>GK</b>	100 %	40 %			100 %
<b>HS</b>				100 %	100 %
<b>WP</b>			100 %		
<b>BHKW</b>		80 %			

## 5.4 Flexibilitätoption 3: Zusätzliche Verfügbarkeit von Wärmespeichern

Für die Speicherung von bereits erzeugter Wärme stehen dem System Warmwasserspeicher (WWS) zur Verfügung. Diese Technologie ist Stand der Technik für die Wärmespeicherung bei der Versorgung mit Raumwärme und Warmwasser – sowohl bei der netzgebundenen als auch der objektgebundenen Versorgung. Alle Daten sind aus [41] übernommen, wobei darin in kleine, mittlere und große WWS unterschieden wird. In der vorliegenden Arbeit werden für die Wärmespeicher in zentralen WSG die Werte der großen Speicher aus [41] herangezogen. Für die dezentralen Wärmespeicher erscheinen die Investitionskosten aus [41] für kleine Speichergrößen mit 200 €/kWh recht hoch im Vergleich zu Werten, die in anderen Quellen [62][37][59] gefunden und umgerechnet werden können, weshalb auf einen Wert der Größenordnung der zuletzt genannten Quellen zurückgegriffen wird.

Im folgenden werden die angenommenen Parameter für jeweils einen Warmwasserspeicher in zentralen als auch dezentralen Wärmesystemgruppen in Tabelle 5.17 dargestellt. Für den Betrieb der Wärmespeicher fallen keine variablen Kosten an. Die Lebensdauern werden denen der Wärmeerzeuger des zentralen bzw. dezentralen Wärmesystems angepasst, da bei einer (neuen) Investition in eine Wärmeerzeugungstechnologie auch häufig der Wärmespeicher mit ausgetauscht wird. Für die Berechnungen im Rahmen dieser Arbeit werden drei synthetische Speicherdauern von 2, 8 und 24 Stunden angenommen, um unterschiedliche Flexibilitäten abzubilden.

Tabelle 5.17: Technische und ökonomische Daten der Wärmespeicherneubauoptionen nach für zentrale und dezentrale Wärmesystemgruppen; nach [41, S. 119-123] und eigene Annahmen

		Warmwasserspeicher	zentral	dezentral
<b>Speicherwirkungsgrad</b>	%		97	95
<b>Ruhennutzungsgrad</b>	%		99,99	98,90
<b>tech. Verfügbarkeit</b>	%		100	100
<b>Lebensdauer</b>	a		30	20
<b>Investitionskosten</b>				
- Ladeleistung	€/kW <sub>th</sub>		1,13	1,2
- Entladeleistung	€/kW <sub>th</sub>		1,13	1,2
- Speicherkapazität	€/kWh <sub>th</sub>		1,5	40
<b>jährliche Fixkosten</b>	€/kWh <sub>th</sub> /a		0,02	0,50
<b>Abriss- u. Rückbaukosten</b>	€/kWh <sub>th</sub>		0,03	0,80

## 5.5 Flexibilitätsoption 4: Lastflexibilisierung in der Industrie und Elektromobilität

Für die Untersuchung der DSM-Optionen im Rahmen der Szenarienvariation wird aufbauend auf den bereits hinzugenommenen Flexibilitätsoptionen je ein Szenario mit Lastverschiebung nur in der Industrie, nur in der Elektromobilität und eines mit beiden Optionen berechnet. In diesem Kapitel wird zunächst die Datengrundlage der industriellen DSM vorgestellt, anschließend die der Elektromobilität.

### 5.5.1 DSM in der Industrie

Der Einfluss von flexibler Nachfrage in Industrieunternehmen wird durch die Berechnung eines Szenarios mit Erschließungsoption (vgl. Abschnitt 4.3.2) untersucht. Dem System wird darin die Möglichkeit gegeben, für ausgewählte Industriezweige einen Teil der elektrischen Nachfrage flexibel zu beziehen, nachdem diese Prozesse erschlossen wurden. Den Prozessen wird eine Grundflexibilität unterstellt, die durch entsprechende Anbindung an Kommunikations- und Informationskanäle erst nutzbar gemacht werden muss.

Als Quelle wird dabei im Wesentlichen die Metastudie „Energieflexibilität in der Industrie“ von S. Eisenhauer et al. [31] verwendet, in welcher 47 Studien nach quantifizierbaren Aussagen zu relevanten Größen untersucht werden. Die Metastudie fokussiert sich auf den Wirtschaftsabschnitt C, der produzierenden Industrie bzw. dem verarbeitenden Gewerbe. Es wird im Rahmen der Metastudie festgestellt, dass in der Mehrheit der Studien die vier Industriezweige

- C.20** Herstellung von chemischen Erzeugnissen,  
**C.23** Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden  
**C.17** Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus  
**C.24** Metallherzeugung und -bearbeitung

analysiert wurden, weshalb sich in der Untersuchung auf diese beschränkt wird. Diese vier Zweige werden im Rahmen dieser Arbeit untersucht.

Da für das Modell IMAKUS zum Teil abgewandelte Daten benötigt werden, müssen einige Angaben aus der Metastudie auf die Eingangsdatenstruktur angepasst werden. Im Folgenden werden die direkt verwendbaren Eingangsdaten ebenso wie die Anpassungen beschrieben. Einen Überblick über die Daten gibt Tabelle 5.18. In der Metastudie sind für alle Werte jeweils das Minimum, der Median und das Maximum angegeben. Es werden für die Generierung der Eingangsdaten die Medianwerte herangezogen.

Die Angaben zur Abrufdauer können direkt als diese aus der Studie in die Eingangsdaten übernommen werden. Sie geben an, für welchen Zeitraum die entsprechende Flexibilität abgerufen werden kann. In der Studie wird für die Wirtschaftszweige unter anderem ein Lastverzicht in MW angegeben. Im Modell wird diese Leistung aus dem sogenannten Verschiebepotenzial berechnet, welches in der Optimierung höchstens erschlossen werden kann. Daher muss der Lastverzicht je Wirtschaftszweig zunächst mit 8760 h multipliziert, sodass das Verschiebepotenzial als Energiemenge vorliegt. Innerhalb des Modells wird dieses dann entsprechend in Leistungen zur Lasterhöhung bzw. Lastverzicht umgerechnet und eingeschränkt, sodass es nicht zu einem unerlaubt häufigen Einsatz der Flexibilitätsoptionen kommt.

Die Erschließungskosten im Modell beziehen sich auf das erschließbare Verschiebepoten-

Tabelle 5.18: Eingangsdaten für die DSM-Optionen im Modell IMAKUS; eigene Berechnungen nach [31]

		Wirtschaftszweige			
		<b>C.20</b>	<b>C.23</b>	<b>C.17</b>	<b>C.24</b>
<b>Abrufdauer</b>	<i>h</i>	4,0	3,5	2,0	4,0
<b>Verschiebepotenzial</b>	<i>TWh</i>	4,11	1,57	2,20	3,01
<b>entspr. max. Lastverzicht</b>	<i>MW</i>	469	179	251	344
<b>Erschließungskosten</b>	<i>€/MWh</i>	0,80	21,96	2,55	2,40
<b>var. Kosten</b>	<i>€/MWh</i>	100,00	1000,00	10,00	178,60
<b>max. Auslastung (d/w/m/y)</b>	<i>%</i>	98	71	83	98

zial der einzelnen Prozesse. Sie geben an, welche Kosten anfallen, wenn das komplette Verschiebepotenzial erschlossen wird. Die für das System optimale Erschließung der Prozesse wird als Anteil des Verschiebepotenzials angegeben, was dann wiederum entsprechend dem Anteil der Erschließungskosten entspricht. Für die Darstellung im Rahmen dieser Arbeit werden die Kosten aber spezifisch pro MWh angegeben. Diese werden als die Investitionskosten plus die Summe der jährlichen Fixkosten über alle Jahre der

Lebensdauer zusammengesetzt und auf die Energiemenge des Verschiebepotenzials umgerechnet. Als Lebensdauer wird für alle vier Prozesse 10 Jahre angenommen.

Die in der Studie als Abrufhäufigkeit angegebene Größe wird im Modell IMAKUS im Prinzip durch die inverse Größe, den Auslastungsfaktor beschrieben. Dieser gibt an, welcher Anteil des Tages, der Woche, des Monats und des Jahres jeweils zu wie viel Prozent ausgelastet sein müssen. Damit wird eine zu starke Verschiebung der Nachfrage innerhalb des Jahres verhindert. Für die Abbildung der vier Wirtschaftszweige wird über die Abrufhäufigkeit und die Abrufdauer jeweils der Anteil des Tages bzw. der Woche, zu dem mindestens mit voller Auslastung der Prozessleistung produziert werden muss, berechnet. Eine höhere Leistung ist natürlich möglich. Ist die Abrufhäufigkeit je Tag angegeben, stellt das die begrenzende Flexibilität des Prozesses dar. Ist sie je Woche angegeben, ist diese begrenzend. Kann der Prozess mehrmals täglich abgerufen werden, ist der Auslastungsfaktor wesentlich geringer als im Falle eines nur wöchentlichen Abrufs. Für die Zweige C.23 und C.17 sind Abrufhäufigkeiten von bis zu zwei Mal am Tag und für die Zweige C.20 und C.24 bis zu ein Mal pro Woche angegeben.

Für die Überkapazität der Wirtschaftszweige, welche die maximale Lasterhöhung gegenüber der prozessspezifischen Bandnachfrage angibt, wird für alle Prozesse 50 % angenommen. Damit wird die Annahme getroffen, dass alle Prozesse jeweils die Nachfrage zusätzlich zur Bandnachfrage um die Hälfte erhöhen können. Da es sich hierbei um einen sehr abstrakten Wert handelt, ist es nur schwer möglich, diesen aus der Angabe zur Lasterhöhung aus der Studie zu generieren. Durch diesen pauschal angesetzten Wert wird allen Prozessen ausreichend Ladeleistung für den funktionalen Speicher gewährt, um diesen nutzen zu können. Es ist anzunehmen, dass die eher hohe maximale Auslastung das begrenzende Element der Flexibilität darstellt unter der Voraussetzung der Wirtschaftlichkeit der DSM-Optionen.

### 5.5.2 Elektromobilität

In den Szenarien zur Elektromobilität wird der Einfluss des flexiblen Ladens auf das Energiesystem untersucht. Wurde für den Stromverbrauch der Elektromobilität im Szenario REF noch ein unflexibles Ladeverhalten mit voller Leistung von 3,5 kW direkt nach Anstecken an die Steckdose unterstellt, so wird dem Modell nun die Entscheidung überlassen, wann die Batterien der Elektrofahrzeuge geladen werden. Dafür wird im Modell IMAKUS der elektrischen Nachfrage aus dem Szenario REF die Leistung der BEV, die benötigt wurden, um mit voller Leistung sofort nach Beendigung der Fahrt die dafür aufgewendete Energie wieder in den Speicher zu laden, abgezogen. Die Eingangsdaten der Stromnachfrage bleiben somit unverändert, da die Berechnung der für dieses Szenario benötigten Lastkurven modell-endogen vorgenommen wird. Zusätzlich benötigt werden nun die Daten über die Flexibilität der unterschiedlichen BEV und Fahrertypen.

Für die Abbildung der Elektromobilität werden die selben Fahrprofile unterstellt, die in [53] entwickelt wurden und bereits in [47] Verwendung fanden. Es handelt sich um sechs Arten der Fahrzeugnutzung mit jeweils zwei unterschiedlichen unterstellten Fahrzeugmodellen, um unterschiedliche Batteriespeichergrößen abzubilden. Die Art der Fahrzeugnutzung gibt die jeweils gefahrene Strecke und damit in etwa den Verbrauch je Fahrzeug vor. In [47] wurden Batteriespeichergrößen von den zu dieser Zeit aktuellen Fahrzeugtypen angenommen. Für die Betrachtung im Rahmen dieser Arbeit wird unterstellt, dass der

Verbrauch über die jeweilige Strecke auch für die aktuelle Generation der Elektrofahrzeuge zutrifft, da sich die Effizienz des Antriebsstrangs in den letzten Jahren nicht erheblich gesteigert hat. Da die Batteriegrößen tendenziell größer geworden sind, werden hierfür größere Kapazitäten angenommen, die sich an den Kapazitäten der aktuell auf dem Markt verfügbaren Elektrofahrzeugen orientieren [61]. In Tabelle 5.19 werden die Fahrtstrecken und deren Anteile an allen gefahrenen Strecken sowie der Verbrauch je Fahrzeug für die Strecke und die angenommene Batteriekapazität aufgelistet. Mittels der Anzahl an

Tabelle 5.19: Übersicht über die angenommenen Rahmenbedingungen der Elektromobilität; nach [47],[53],[61] und eigene Annahmen

<b>Fahrer- und Streckentyp</b>	<b>Länge der Strecke</b> <i>km</i>	<b>Fzg. Modell</b>	<b>Anteil</b> <i>%</i>	<b>Verbrauch je Fzg. und a</b> <i>kWh</i>	<b>Batteriekapazität</b> <i>kWh</i>
Pendler Kurzstrecke	26	Renault Zoe	8,0	1401	22
		smart 4 two	8,0	1527	18
Pendler Mittelstrecke kurz	48	BMW i3	7,5	2691	27
		Renault Zoe	7,5	2378	22
Pendler Mittelstrecke lang	90	e-Golf	7,5	5072	36
		Nissan Leaf	7,5	5089	30
Pendler Langstrecke	134	Opel Ampera-e	3,0	6801	60
		Tesla S	3,0	7780	90
geschäftliche Nutzung	90	Mercedes eVito	1,5	5947	41
		Tesla S 100	1,5	4605	100
private Nutzung	30	Renault Zoe	24,5	2075	22
		Nissan Leaf	24,5	2628	30

batterie-elektrischen Fahrzeugen, dem Anteil des jeweiligen Verbrauchs an der gesamten Menge an Fahrzeugen und dem jeweiligen Verbrauch kann die elektrische Nachfrage aller BEV errechnet werden. Die Zunahme der Anzahl der Fahrzeuge ist [17] entnommen, worin Hochrechnungen für die Stützjahre 2015, 2030 und 2050 angegeben sind. Die Zwischenjahre werden linear interpoliert, sodass sich die Werte in Tabelle 5.20 ergeben. Der Vollständigkeit wegen werden sowohl der Strombedarf am Elektromotor als auch die Stromnachfrage nach Einbezug der Effizienzen der Batterie aufgelistet.

Tabelle 5.20: Entwicklung der Anzahl und die gesamte elektrische Nachfrage mit und ohne Einberechnung der Effizienzen der Batterien der BEV in ausgewählten Stützjahren des Betrachtungshorizonts; nach [17],[53] und eigenen Berechnungen

		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Fahrzeuge gesamt</b>	<i>Tsd.</i>	700	1300	1900	2750	3600	4450	5300
<b>Verbrauch an E-Motor</b>	<i>TWh</i>	2,0	3,7	5,5	7,9	10,3	12,8	15,2
<b>Nachfrage inkl. Effizienzen</b>	<i>TWh</i>	2,9	5,4	7,9	11,4	14,9	18,4	21,9

# Kapitel 6

## Szenarienvariation und Ergebnisse

Im Folgenden werden jeweils zunächst die untersuchten Szenarien beschrieben und anschließend deren Ergebnisse analysiert. Die Szenarien bauen aufeinander auf und erlauben schrittweise zunehmende Flexibilitäts- und Sektorkopplungsoptionen basierend auf dem jeweils zuvor betrachteten Szenario. Eine Übersicht über die Relation der Optionen zwischen den Szenarien wurde in Kapitel 5 gegeben. In Abbildung 6.1 wurde die Übersicht nun um die Information, in welchen Unterkapiteln von Kapitel 6 die Auswertungen und Vergleiche welcher Szenarien vorgenommen werden, ergänzt. In Kapitel 6.1 wird zunächst das Referenzszenario ausgewertet. Anschließend werden die darauf aufbauenden Szenarien 1-4c Schritt für Schritt mit dem jeweils vorherigen bzw. Szenario 3 verglichen. In Abschnitt 6.6 werden alle Szenarien jeweils ohne die Option des Stromspeicherausbaus gerechnet und gemeinsam mit den vorherigen ausgewertet.

	Ausbau Stromspeicher	Erweiterte Power-to-Heat Optionen	Mit Wärmespeichern	Erschließung DSM-Optionen in Industrie	Flexibilität Elektromobilität	
0 REF	✗	✗	✗	✗	✗	6.1
1 SPN	✓	✗	✗	✗	✗	6.2
2 P2H	✓	✓	✗	✗	✗	6.3
3 WSP	✓	✓	✓	✗	✗	6.4
4a DSM	✓	✓	✓	✓	✗	6.5
4b BEV	✓	✓	✓	✗	✓	
4c DSMuBEV	✓	✓	✓	✓	✓	
x2 P2H	✗	✓	✗	✗	✗	
x3 WSP	✗	✓	✓	✗	✗	6.6
x4a DSM	✗	✓	✓	✓	✗	
x4b BEV	✗	✓	✓	✗	✓	
x4c DSMuBEV	✗	✓	✓	✓	✓	

Abbildung 6.1: Übersicht über untersuchte Szenarien mit ihren Variationen der Flexibilitätsoptionen und Unterkapiteln zur Auswertung der Untersuchungen

## 6.1 Allgemeine Modellergebnisse aus dem Szenario REF

In diesem Abschnitt werden einige ausgewählte Modellergebnisse anhand des Szenarios REF beschrieben. Ausgehend vom Stromsystem werden die Ergebnisse und Rückwirkungen von und auf das dezentrale und zentrale Wärmesystem untersucht. In der weiteren Analyse in den Kapiteln 6.2 bis 6.6 wird auf die Unterschiede im Energiesystem durch schrittweise Erweiterung der Flexibilität- und Sektorkopplungsoptionen eingegangen.

### Stromsystem

In Abbildung 6.2 wird die Zusammensetzung der Stromerzeugung für den gesamten Betrachtungszeitraum vom Jahr 2020 bis 2050 dargestellt. Sowohl die Kernenergiekraftwerke als auch die Kohlekraftwerke (Steinkohle und Braunkohle) verlassen zu den vorgegebenen Jahren 2023 bzw. 2038 das Stromsystem. Substituiert wird deren Erzeugung aus gasbefeuerten GuD- und GT-Kraftwerken ebenso wie durch die gesetzte Erzeugung aus erneuerbaren Energien, die dem Modell exogen vorgegeben wird. Bis zum Jahr 2050 werden 462,4 TWh Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erreicht. Die konventionelle Erzeugung macht dann noch 64,3 TWh aus. Da die verfügbaren EE 80 % der Summe der Strom- und Wärmenachfrage entsprechen und damit ein sehr hoher Anteil erneuerbare Stromerzeugung zur Verfügung steht, kann bereits ab dem Jahr 2021 ein Teil dieser gesetzten Erzeugung nicht mehr genutzt werden. Bis zum Jahr 2050 steigt die nicht integrierbare erneuerbare Erzeugung kontinuierlich auf 316,2 TWh an, was mehr als 50 % der in diesem Jahr zu deckenden Nachfrage an Strom entspricht. Auffällig ist in

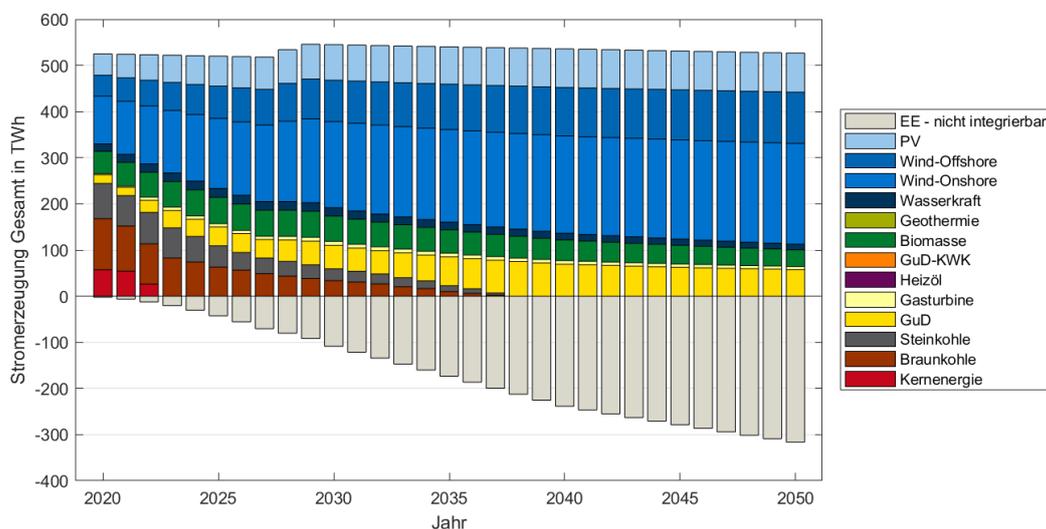


Abbildung 6.2: Stromerzeugung in TWh im Szenario REF

dieser Abbildung der fast sprunghafte Anstieg der Stromerzeugung über die Jahre 2028 und 2029. Dies ist zurückzuführen auf eine erhöhte Stromnachfrage bedingt durch den Einsatz von Power-to-Heat-Technologien ab dem Jahr 2028 im dezentralen Wärmesystem (vgl. Abb. 6.9). Auf die Deckung der Wärmenachfrage wird später im Abschnitt genauer eingegangen.

In den letzten etwa zehn Jahren des Betrachtungszeitraums nimmt der Grenznutzen der gesetzten Stromerzeugung aus EE weiter ab, was am nur noch leicht steigenden Anteil der erneuerbaren Energien an der Gesamterzeugung erkennbar ist – von 85,6 % im Jahr 2040 auf 87,8 % in 2050. Die Überschüsse aus nicht integrierbarer gesetzter erneuerbarer Erzeugung nehmen in diesem Zeitraum weiter deutlich zu von 44,5 % der genutzten Stromerzeugung in 2040 bis 60,0 % in 2050. Diese Entwicklung zeigt sehr deutlich die notwendige Untersuchung der Integrationsmaßnahmen in der folgenden Szenarienvariation. Um die Erzeugung aus Gaskraftwerken nach dem Ausscheiden der Kern- und Kohlekraftwerke zu gewährleisten, werden Kraftwerkskapazitäten sowohl von GT- als auch GuD-Technologien über weite Teile des Betrachtungszeitraums ausgebaut (vgl. Abbildung 6.3).

Gasturbinenkraftwerke zeichnen sich durch vergleichsweise günstige Investitionskosten

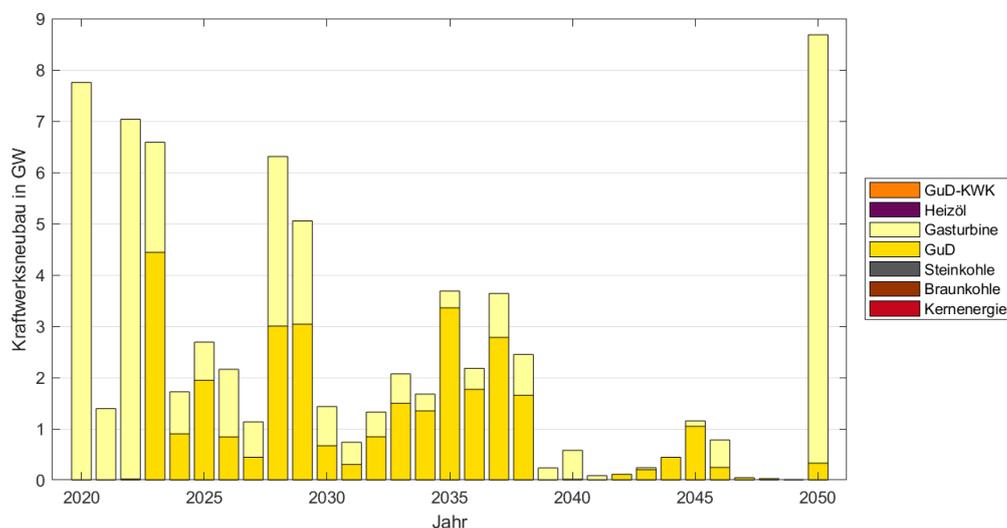


Abbildung 6.3: Kraftwerksneubau in GW im Szenario REF

aus, GuD-Kraftwerke durch eine bessere Effizienz. In den Jahren vor dem Abschalten der letzten Kernkraftwerkskapazitäten Ende des Jahres 2022 werden in Summe 16,1 GW GT-Kraftwerke neu gebaut, die zur Spitzenlastdeckung benötigt werden. Ab 2023 bis zum Ausstieg der letzten Kohlekraftwerke Ende des Jahres 2037 wird bevorzugt in GuD-Kraftwerke investiert, um die Leistung der Kohlekraftwerke zu ersetzen, da GuD-Kraftwerke im Vergleich zu GT-Kraftwerken bei stärkerer Ausnutzung im Betrieb günstiger sind. Ab dem Jahr 2038 werden kaum noch Kraftwerkskapazitäten ausgebaut. Ausnahme bildet das Jahr 2050, in dem eine Re-Investition in die im Jahr 2020 gebauten GT-Kraftwerke nötig wird, da diese aufgrund ihrer Laufzeit nur bis zum Jahr 2049 verfügbar sind. Die angestiegene Stromnachfrage in den Jahren 2028 und 2029 ist auch in einem erhöhten Ausbau von Kraftwerkskapazität in diesen Jahren erkennbar.

Wie in Abbildung 6.4 ablesbar, bewegt sich die installierte Gesamtleistung aller Kraftwerkstechnologien über den gesamten Betrachtungszeitraum auf einem Niveau zwischen ca. 70,4 und 77,0 GW. Die Investition in neue Kraftwerkskapazität dient also in erster Linie zum Ausgleich von abgeschalteten Kern- und Kohlekraftwerken. Aufgrund der Berechnung mit diskontierten Kosten wird der Ausbau von Kraftwerkskapazität tendenziell möglichst weit in die Zukunft im Betrachtungszeitraum geschoben und erst dann gebaut, wenn sie

im System auch benötigt wird.

Abbildung 6.4 zeigt in den ersten Jahren einen sehr deutlichen Rückgang an installierter

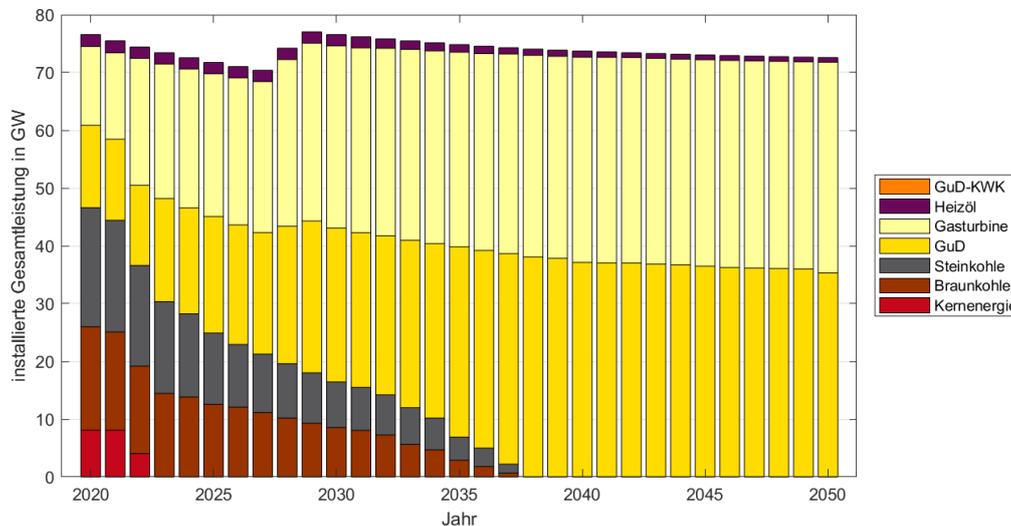


Abbildung 6.4: installierte Gesamtleistung in GW im Szenario REF

Kraftwerksleistung, im Wesentlichen bedingt durch den Rückbau von Kernenergie-, Stein- und Braunkohlekraftwerken, deren Leistung nicht vollständig ersetzt wird. Der deutlich stärkere Zubau von GT- und GuD-Kraftwerken in den Jahren 2028/29 führt insgesamt zu einem Maximum von 77,0 GW installierter Gesamtleistung, welche ab diesem Jahr bis 2050 zwar wieder abnimmt, allerdings sehr langsam und nur bis zu einem Niveau von 72,6 GW. Begründet werden kann diese geringe Reduktion der installierten Gesamtleistung mit der sich quasi nicht verändernden maximalen Residuallast. Abbildung 6.5 zeigt die geordneten Jahresdauerlinien der Residuallast der Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 über die 8760 Stunden des Jahres. In allen betrachteten Jahren liegt – trotz Zunahme der erneuerbaren Energien – der maximale Wert der Residuallast bei 66,2 GW. Das deutet darauf hin, dass die EE-Erzeugung nicht mit der maximalen Stromnachfrage zusammenfällt. Bereits in der Betrachtung der Zusammensetzung der Stromerzeugung in Abbildung 6.2 war erkennbar, dass ein sehr großer Teil der erneuerbaren Stromerzeugung nicht genutzt werden kann, da keine Flexibilität im System erlaubt wird. Dies spiegelt sich im weiteren Verhalten der Kurven der Residuallast wider. Je später das Jahr im Betrachtungszeitraum, desto früher in diesem Jahr werden die Werte der Kurven negativ. Im Jahr 2020 sind es wenige hundert Stunden, in denen die Residuallast negativ wird und somit die EE-Erzeugung nicht genutzt werden kann. Dies bedeutet im Umkehrschluss für die im Einsatz am günstigsten Kernkraftwerke eine Ausnutzungsdauer von 8339 h. Die Braunkohlekraftwerke können im Bereich von 8,1 bis 26,0 GW im Diagramm Ausnutzungsdauern von 7816 bis 5481 h im Jahr erreichen, die Steinkohlekraftwerke zwischen 5481 und 1368 h. Damit bleiben für die mit Gas befeuerten Kraftwerke im Jahr 2020 Ausnutzungsdauern von unter 1368 h, weshalb in diesen Jahren bevorzugt GT-Kraftwerke ausgebaut werden. Bis zum Jahr 2050 reduziert sich die maximale Ausnutzungsdauer der konventionellen Kraftwerke auf maximal 2819 h.

Die Residuallastkurven aller Jahre haben gemeinsam, dass sie für eine gewisse Länge und damit Dauer im Jahr auf der Längswertachse verlaufen, was einer Deckung der Nachfrage

rein aus EE gleichbedeutend ist. Im Jahr 2020 ist dieser Bereich sehr kurz im Vergleich zu den anderen Jahren, da der Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung noch sehr gering ist. Ab dem Jahr 2030 ist der Bereich, der auf der Achse verläuft, ca. 482 h lang. Auffallend ist, dass die Bereiche in den Jahren 2040 und 2050 nicht mehr länger werden, was bedeutet, dass aufgrund der mangelnden Flexibilität im System die steigende Stromerzeugung aus EE gar nicht mehr integriert werden kann.

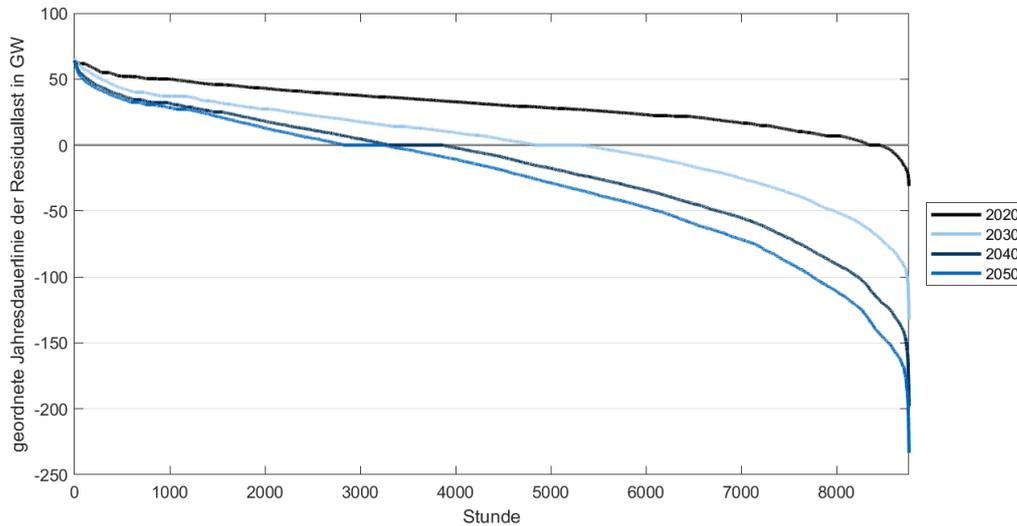


Abbildung 6.5: Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast in GW im Szenario REF für Beispieljahre

### Zentrales und dezentrales Wärmesystem

Die installierten Leistungen der Wärmesystemgruppen für das zentrale und dezentrale Wärmesystem über die Jahre des Betrachtungszeitraums sind in den Abbildungen 6.6 und 6.8 dargestellt. Im Falle der wärmenetzgebundenen (zentralen) Wärme werden nur die WSG mit Wärmeerzeugung aus GK installiert und folglich auch nur diese zur Wärmeerzeugung eingesetzt (vgl. Abb. 6.7). Im Jahr 2020 werden für den Deckung der Wärmenachfrage ca. 23,6 GW thermische Erzeugungsleistung in Form von zentralen Gaskesseln installiert. Bis 2050 geht die installierte Leistung nur gering zurück auf 21,1 GW und folgt damit in allen Jahren dem Maximalwert der zentralen Wärmenachfrage.

Im dezentralen Wärmesystem mit objektgebundener Wärmeversorgung wird in den ersten acht Jahren des Betrachtungszeitraums ebenso auf den Wärmeerzeugertyp Gaskessel gesetzt, wie in Abb. 6.8 gezeigt. Ab dem Jahr 2028 gewinnt die Wärmepumpe an Bedeutung. Ab dem Jahr 2029 werden gleichbleibend ca. 38,9 GW Erzeugungsleistung installiert, was aufgrund der sinkenden Wärmenachfrage bis 2050 anteilig einem Anstieg von 17,2% auf 25,5% entspricht. Die Zunahme der Power-to-Heat Technologie ist auf die Zunahme der gesetzten Stromerzeugung aus kostenneutralen erneuerbaren Energien zurückzuführen. Die Wärmeerzeugung teilt sich analog der installierten Anteile der WSG auf die entsprechenden Wärmesystemgruppen auf. In Abbildung 6.9 ist die Erzeugung den jeweiligen Wärmeerzeugertechnologien zugeordnet. Die Anteile der Wärmesystemgruppen an der gesamten installierten Leistung entsprechen den Anteilen der Erzeugung der jeweiligen Technologien der WSG.

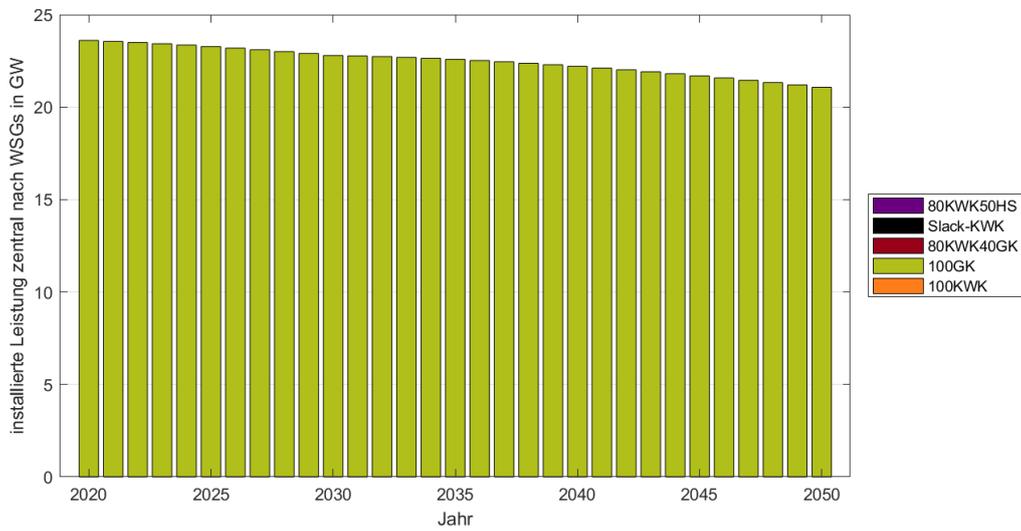


Abbildung 6.6: installierte zentrale Wärmeerzeugungsleistung je Wärmesystemgruppe in GW im Szenario REF

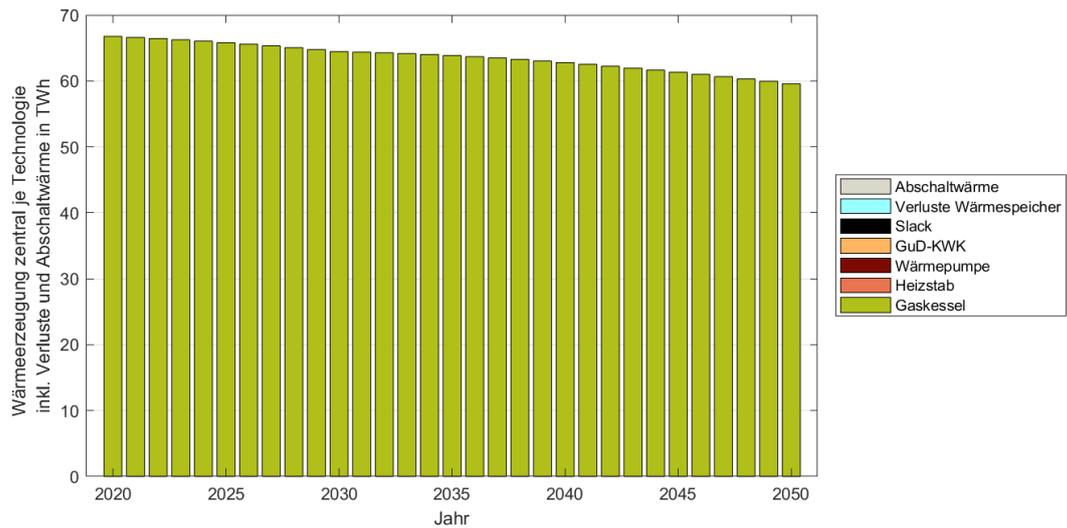


Abbildung 6.7: zentrale Wärmeerzeugung je Technologietyp in GW im Szenario REF

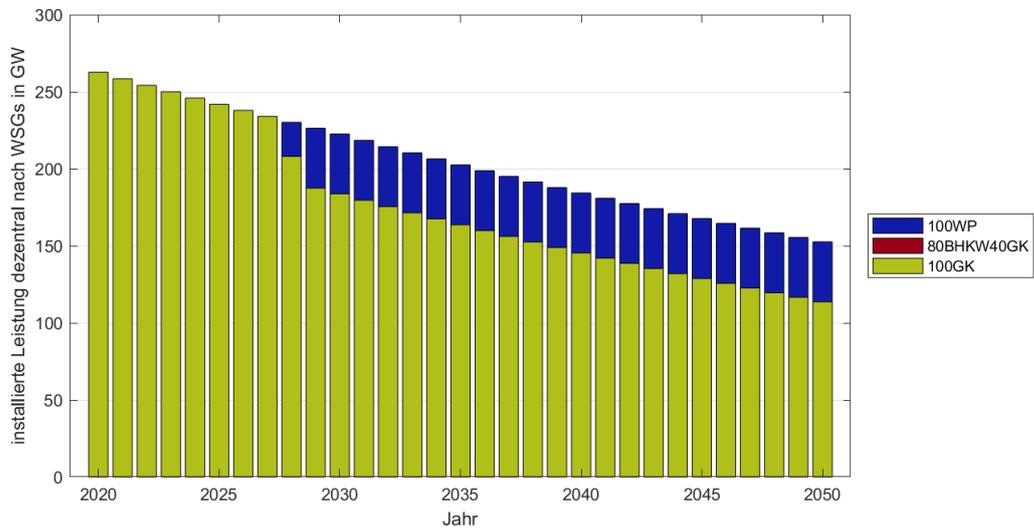


Abbildung 6.8: installierte dezentrale Wärmeerzeugungsleistung je Wärmesystemgruppe in GW im Szenario REF

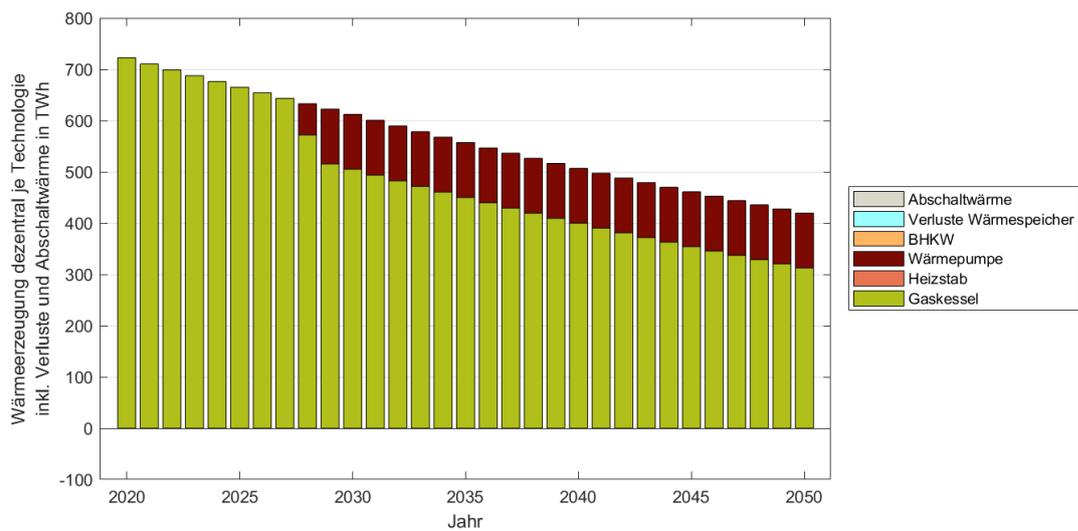


Abbildung 6.9: dezentrale Wärmeerzeugung je Technologietyp in GW im Szenario REF

## CO<sub>2</sub>-Emissionen und Primärenergieeinsatz

Abbildung 6.10 zeigt Verursacher spezifisch die anfallenden CO<sub>2</sub>-Emissionen für das gesamte Energiesystem. Unterschieden wird dabei sowohl zwischen den drei Systemteilen Strom, zentrale und dezentrale Wärme, als auch den Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen des zentralen und dezentralen Wärmesystems. Die Emissionen der konventionellen Wärmeerzeuger beinhalten folglich nur die direkt durch diese Technologien erzeugten Emissionen. Die letztlich durch den Einsatz von dezentralen Wärmepumpen erhöhte Stromnachfrage und damit erhöhten Emissionen der eingesetzten konventionellen Kraftwerke werden dem Stromsystem zugeordnet. Um eine Zuordnung der Emissionen durch eine Allokationsmethode zu vermeiden und damit zwangsläufig eine gewisse Unschärfe in die Betrachtung zu bringen, werden die Emissionen aus großtechnischen KWK-Anlagen und kleinen BHKW getrennt aufgetragen.

Mit dem Ausscheiden der Kohlekraftwerke und der parallel zunehmenden erneuerbaren Erzeugung nehmen die Emissionen besonders deutlich vom Jahr 2020 bis 2038 ab. Zu Beginn des Betrachtungszeitraums teilen sich die Emissionen von insgesamt 336,6 Mio t CO<sub>2</sub> etwa zu gleichen Teilen auf die konventionelle Stromerzeugung (50,3 %) und Wärmeerzeugung (zentral 4,1 % und dezentral 45,5 %) auf. Im Jahr 2038 sind die Gesamtemissionen auf 131,0 Mio t CO<sub>2</sub> gesunken, wobei die Stromerzeugung mit 28,8 Mio t CO<sub>2</sub> nur noch einen Anteil von 22,0 % hat. Die Emissionen der zentralen Gaskessel verändern sich nur sehr gering mit der leicht sinkenden Wärmenachfrage. Im dezentralen Wärmesystem sinken die Emissionen zum einen durch die deutlicher sinkende Nachfrage im Laufe der Jahre und zum anderen durch den verstärkten Einsatz der Technologie WP ab den Jahren 2028/29, sodass im Jahr 2038 Emissionen von 89,0 Mio t CO<sub>2</sub> erreicht werden können. Bis zum Ende des Betrachtungszeitraums sinken die Emissionen auf insgesamt 101,3 Mio t CO<sub>2</sub>, wobei die größte Reduktion im dezentralen Wärmesystem erreicht wird. Da sich die Erzeugung aus WP nicht mehr wesentlich verändert und die sonstige Wärmeerzeugung mittels GK realisiert wird, ist diese Reduktion einzig auf den unterstellten Rückgang der Wärmenachfrage zurückzuführen.

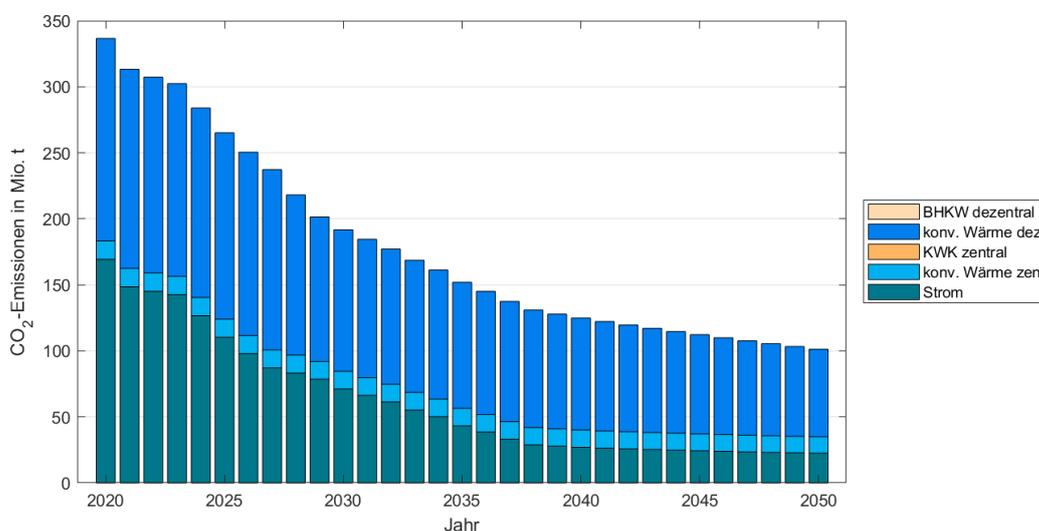


Abbildung 6.10: Emissionen aus Strom- und Wärmeerzeugung in Mio. t im Szenario REF

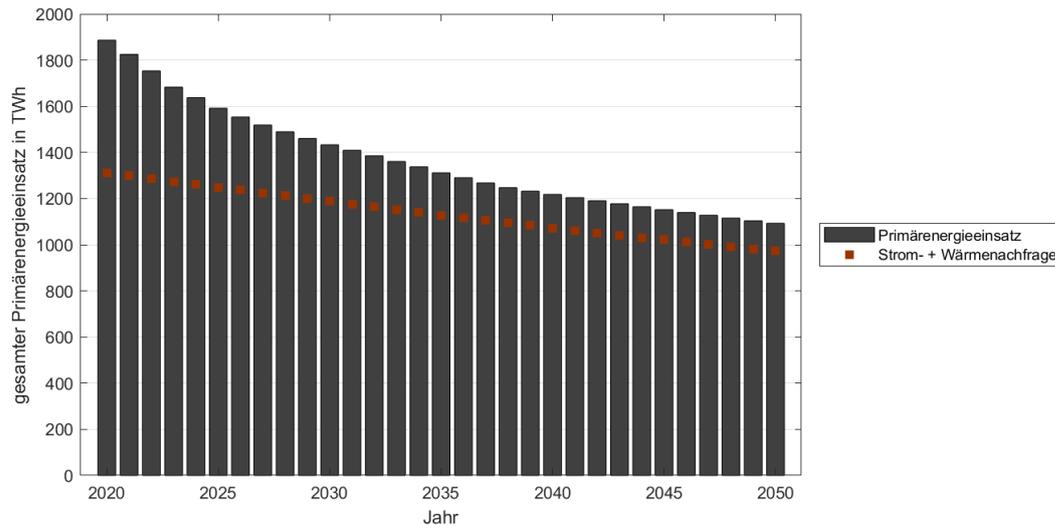


Abbildung 6.11: Primärenergienachfrage zur Strom- und Wärmeerzeugung in MWh thermisch

In Abbildung 6.11 ist die zeitliche Entwicklung des jährlichen Primärenergieeinsatzes aufgetragen. Die Berechnung des Bedarfs an Primärenergie wird mittels Primärenergiefaktoren realisiert und ist in einer vorangehenden Betrachtung [29] beschrieben. Die Werte können im Detail dieser Veröffentlichung entnommen werden. Sie stammen aus Berichten des AGFW [49] und des BDEW [60]. Da die erneuerbare Erzeugung ebenso wie die Umweltenergie für die Wärmepumpe mit dem Primärenergiefaktor (PEF) 1 bewertet wird, ist die Abnahme des Primärenergieeinsatzes nicht so stark wie die der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dennoch ist ein sehr deutlicher Rückgang insbesondere in den ersten zehn Jahren zu verzeichnen. Zurückzuführen ist dieser auf den Ausstieg aus der Kohleverstromung in Kombination mit dem zunehmenden Einsatz von Gas und erneuerbaren Energien insbesondere zur Stromerzeugung. Bis zum Jahr 2050 erfolgt die Endenergieerzeugung entweder direkt oder über ein Zwischenprodukt aus den Primärenergieträgern Erdgas und erneuerbaren Energiequellen, wodurch der Primärenergieeinsatz nur noch knapp über der Summe der Strom- und Wärmenachfrage liegt.

## 6.2 Einfluss von Stromspeichern

Im untersuchten Energiesystem wird eine Durchdringung mit erneuerbaren Energien angenommen, die 80 % der Summe der Strom- und Wärmenachfrage entspricht. Das Referenzszenario REF verfügt über keine Flexibilität in der Nachfrage, weshalb die Nutzung der Erneuerbaren auf die Zeitpunkte begrenzt war, in denen Nachfrage und Erzeugung zusammenfallen. Ein erster Schritt zur Erhöhung der Nutzung von elektrischer Energie aus EE ist die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch durch Speicherung der elektrischen Energie in einer anderen Form, um sie zu einem anderen Zeitpunkt für die Rückverstromung verfügbar zu haben.

Das Szenario mit Stromspeicherneubau (SPN) unterscheidet sich zum Referenzszenario durch die Möglichkeit, (großtechnische) Stromspeicher auszubauen und einzusetzen, und soll so den Einfluss des Ausbaus und Einsatzes von Stromspeichern für das Energiesystem aufzeigen. Verfügbar sind die in Kapitel 5.2 bereits beschriebenen

Technologien Pumpspeicherwerke, adiabate Druckluftspeicher, Wasserstoffspeicher mit GuD-Rückverstromung und Batteriespeicher. Der Ausbau der Stromspeicher findet im Teilmodell MESTAS statt, das einen jährlichen Ausbau der Stromspeicher auf die „Grüne Wiese“ berechnet. Außerdem können – je nach Technologie – die drei Größen Ladeleistung, Entladeleistung und Kapazität zum Teil unabhängig voneinander ausgebaut werden. Da die Veränderung im System mit Speicheroption gegenüber dem Referenzszenario durch den nun möglichen Ausbau von Stromspeichern ausgelöst wird und damit auch andere Sektoren beeinflusst, wird in der Analyse des Szenarios mit dem Ausbau der drei genannten Speichergrößen begonnen.

Die folgenden drei Abbildungen zeigen über den Betrachtungszeitraum hinweg den Ausbau der Ladeleistung (Abb. 6.12), Entladeleistung (Abb. 6.13) und Kapazität (Abb. 6.14) der Speicher im Szenario SPN.

Der Optimierung stehen vier Speichertechnologien (PSW, AA-CAES, H<sub>2</sub>-GuD und BAT) zum Ausbau zur Verfügung, wobei die H<sub>2</sub>-GuD-Speicher erst ab dem Jahr 2025 verfügbar sind. Tatsächlich ausgebaut werden die drei Speichertechnologien PSW, AA-CAES und H<sub>2</sub>-GuD. Der Ausbau der Speichertechnologie BAT ist nicht wirtschaftlich.

Die Speicherladeleistung wird benötigt, um den Strom aus EE in den Zeitpunkten der Erzeugung einspeichern zu können. Daher folgt der Ausbau der Ladeleistung sehr stark der Zunahme der erneuerbaren Energien über die Jahre, was bis 2045 zu einem quasi kontinuierlichen Anstieg der insgesamt installierten Ladeleistung in Abbildung 6.12 führt. Ab dem Jahr 2046 geht der Zubau der insgesamt installierten Ladeleistung – möglich

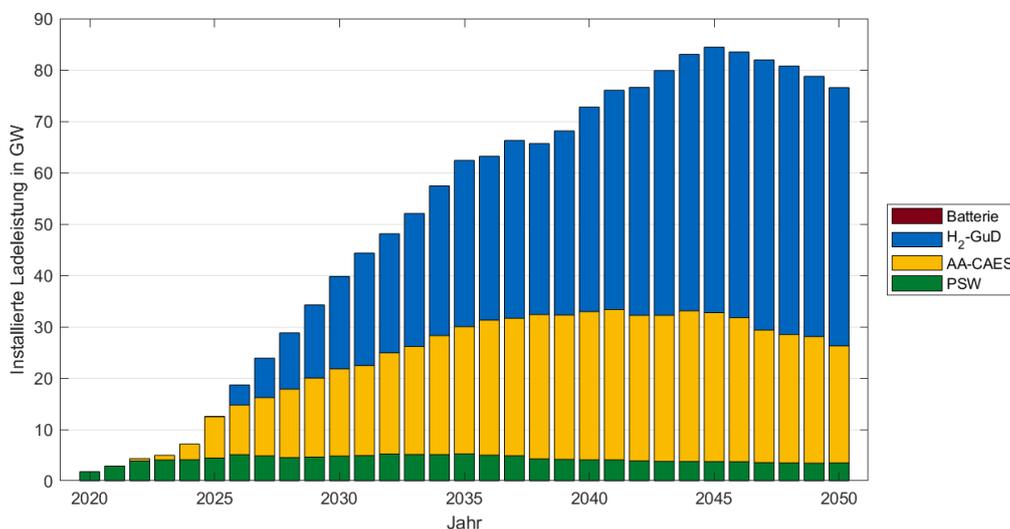


Abbildung 6.12: installierte Ladeleistung der Stromspeicher in GW - Szenario SPN

aufgrund des „Grüne-Wiese-Ansatzes“ – wieder zurück. Bei Betrachtung der einzelnen Speichertechnologien unterscheidet sich deren Verhalten über die Jahre ein wenig vom gesamten Trend. Der Rückgang der Ladeleistung ab 2045 wird im wesentlichen durch die Reduktion der Ladeleistung der Druckluftspeicher getrieben, was darauf hin deutet, dass Kurzzeitspeicher immer weniger relevant für das Stromsystem sind.

Die Pumpspeicherwerke werden schon ab dem Jahr 2038 weniger ausgebaut als in den Jahren zuvor, was aufgrund des Zusammentreffens mit dem Kohleausstieg auf eine

Verringerung des Ausgleichs von unterschiedlichen Energieträgern mittels geschicktem Speichereinsatz hindeuten kann. Da ab diesem Jahr nur noch mit Gas (und in geringem Maße mit Öl) befeuerte Kraftwerke zur konventionellen Stromerzeugung zur Verfügung stehen, ist die Verschiebung der Zeitpunkte der konventionellen Erzeugung von Kohle zu Gas nicht mehr wirtschaftlich. Wesentlich deutlicher ist diese Entwicklung in der Entladeleistung der PSW in Abbildung 6.13 zu erkennen, die von 2035 bis 2037 um 34,8 % zurückgeht.

Bei Betrachtung der Entladeleistung ebenso wie der Speicherkapazität in Abbildung 6.14 wird der „Grüne-Wiese-Ansatz“ sehr deutlich, da es lokale Maxima und Minima in deren installierter Leistung bzw. Kapazität gibt. Bei der Entladeleistung der H<sub>2</sub>-GuD-Speicher wird im Jahr 2032 ein lokales Ausbaumaximum von rund 28,1 GW (Summe aller Speicher: 51,1 GW) erreicht. Die Leistung geht dann bis zum Jahr 2041 auf 20,8 GW (Summe aller Speicher: 43,7 GW) zurück, um dann bis zum Ende des Betrachtungszeitraums wieder auf 36,9 GW anzusteigen. Für alle Speicher summiert entspricht das einer Entladeleistung von 57,6 GW. Die Entladeleistung der AA-CAES-Speicher verläuft von 2034 bis 2048 auf einem Niveau von etwa 20 GW und erreicht ihr Maximum mit 20,8 GW in den Jahren 2045/2046, bis die Reduktion der Leistung in den letzten Jahren des Betrachtungszeitraums folgt. Der

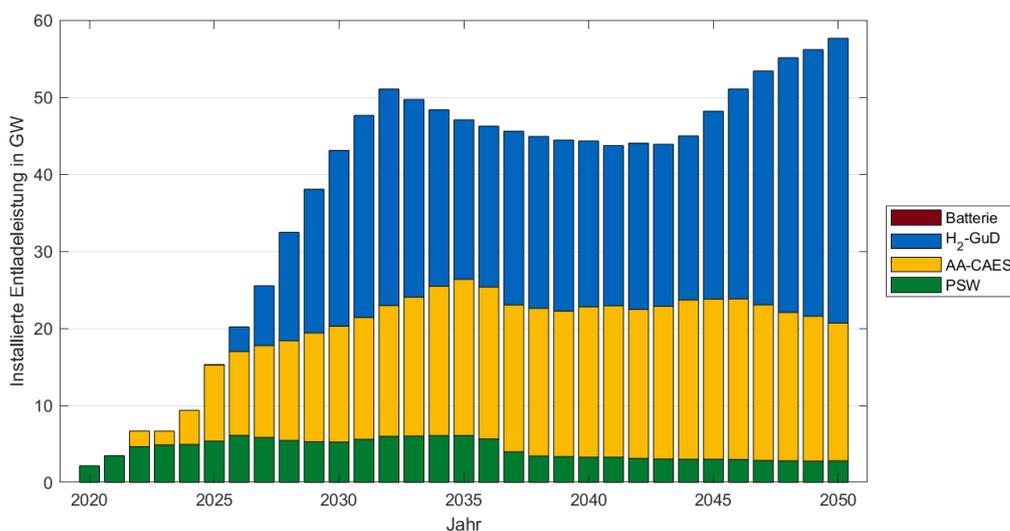


Abbildung 6.13: installierte Entladeleistung der Stromspeicher in GW - Szenario SPN

Ausbau der Speicherkapazität (Abbildung 6.14) wird dominiert durch die Technologie Wasserstoffspeicher, da dieser Speichertyp zum einen über sehr geringe Investitionskosten für die Kapazität verfügt. Und zum anderen als Langzeitspeicher zur saisonalen Speicherung von elektrischer Energie verwendet wird, was einer größeren Kapazität als eine kurzzeitige Speicherung bedarf. Die installierte Speicherkapazität des Wasserstoffspeichers erreicht im Jahr 2050 einen Wert von knapp 34,2 TWh, was 6,9 % des exogen vorgegebenen Strombedarfs entspricht. Die Literaturangaben des Speicherpotenzials von Wasserstoff in Salzkavernen in Deutschland variiert zwischen 1763 TWh [39] und 350 TWh [25].

Selbst bei Annahme des geringeren Speicherpotenzials dieser doch recht weit divergierenden Werte entspricht die in diesem Szenario ausgebaute Speicherkapazität nur etwa 10 % des in Deutschland verfügbaren Potenzials in Salzkavernen und kann als realisierbar angenommen werden.

Abbildung 6.15 zeigt den Unterschied in der Stromerzeugung zwischen Referenzszenario

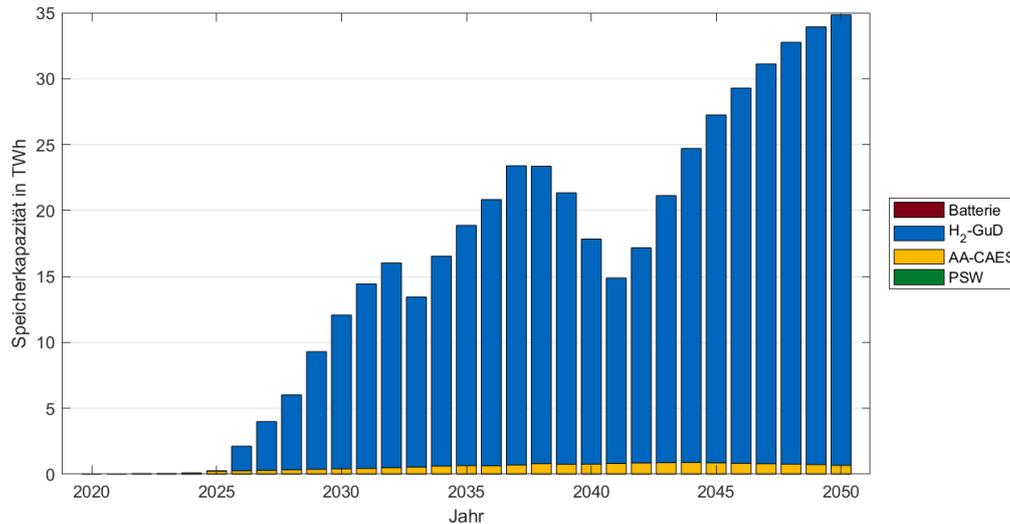


Abbildung 6.14: installierte Speicherkapazität der Stromspeicher in TWh - Szenario SPN

und Speicherneubauszenario. Auf der positiven Hochwertachse ist dabei die (zusätzliche) genutzte Stromerzeugung im Szenario mit Neubauspeicher, die im Vergleichsszenario ohne Speicher nicht genutzt oder durch eine andere Technologie erzeugt wird. Die negativen Werte stellen dabei die substituierte Stromerzeugung dar.

Durch die jetzt verfügbaren Stromspeicher wird von 2020 bis 2024 aber insbesondere in den ersten drei genannten Jahren die Stromerzeugung von konventionellen Kraftwerken mit höheren variablen Kosten – GT und GuD – zu Kraftwerken mit geringeren Kosten – KE und BK – verschoben. Zusätzlich kann in den Jahren 2022 bis 2024 auf geringem Niveau konventionelle Stromerzeugung aus mit Gas befeuerten Kraftwerken durch erneuerbare Stromerzeugung ersetzt werden. Da diese Kraftwerke in den ersten Jahren für die Spitzenlastdeckung genutzt und nun durch EE ersetzt werden, sinkt damit die maximale Residuallast in diesen Jahren gegenüber dem Szenario ohne Stromspeicher (vgl. Abb. 6.19 und spätere tiefer gehende Diskussion in diesem Kapitel). In den Jahren 2025 bis 2037 wird im Szenario SPN konventionell mehr elektrische Energie erzeugt als im Szenario REF ohne Stromspeicher, was hervorgerufen wird durch einen sukzessiven Technologiewechsel von Gaskessel zu Wärmepumpe in der dezentralen Wärmeerzeugung (vgl. Abbildung 6.16). Die Verfügbarkeit von Stromspeichern ermöglicht es, die erneuerbar erzeugte elektrische Energie zeitlich so zu verschieben, dass es wirtschaftlich ist, P2H Technologien – konkret in diesem Fall Wärmepumpen – auszubauen und einzusetzen. In der Substitutionsabbildung 6.16 ist deutlich erkennbar, dass die Technologie Wärmepumpe ab dem Jahr 2024 beginnt, die Technologie Gaskessel zu ersetzen. Die Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpe anstatt Gaskessel nimmt jährlich zu, bis sie ab 2032 vollständig aus der Power-to-Heat-Technologie realisiert wird. Diese zusätzliche Stromnachfrage aufgrund des P2H-Einsatzes in der dezentralen Wärmeerzeugung führt – von 2025 bis 2037 – in Kombination mit Stromspeichern zum einen zu einer erhöhten Stromerzeugung aus stärker ausgelasteten konventionellen Kraftwerken und zum anderen zu einer verstärkten Nutzung der Stromerzeugung aus EE. Die Nutzung von EE nimmt über den gesamten Betrachtungszeitraum kontinuierlich zu. In den Jahren 2033 bis 2037 nimmt die konven-

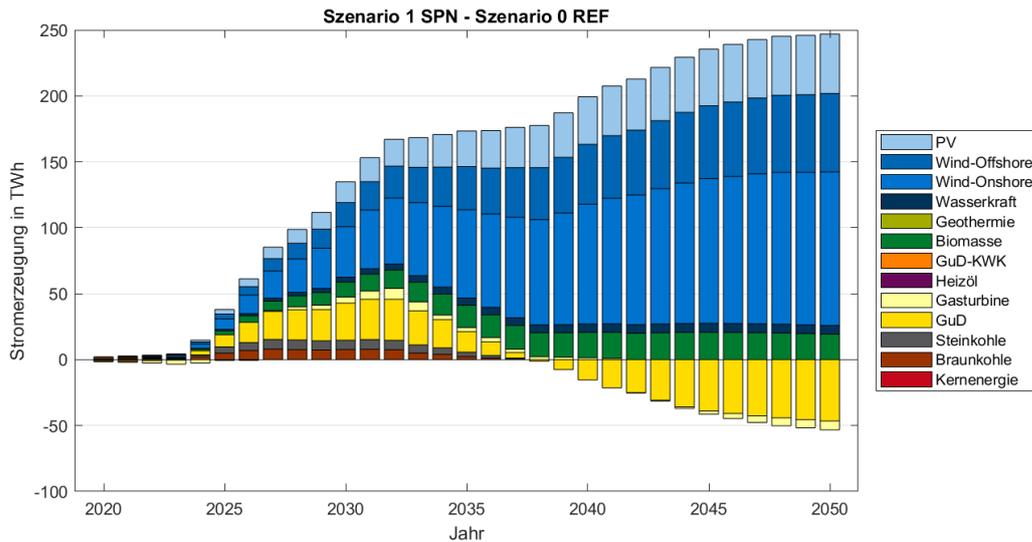


Abbildung 6.15: Vergleich Stromerzeugung - Szenario SPN vs. REF

tionelle Stromerzeugung ab, während die Nutzung der Erneuerbaren weiter zunimmt. Die wachsende Durchdringung des Energiesystems mit EE ermöglicht eine Deckung der zusätzlichen Stromnachfrage für P2H allein durch elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern. Ab dem Jahr 2038 kann zusätzlich zur Deckung der erhöhten Nachfrage konventionelle Stromerzeugung im unflexiblen Szenarios REF mit EE ersetzt werden.

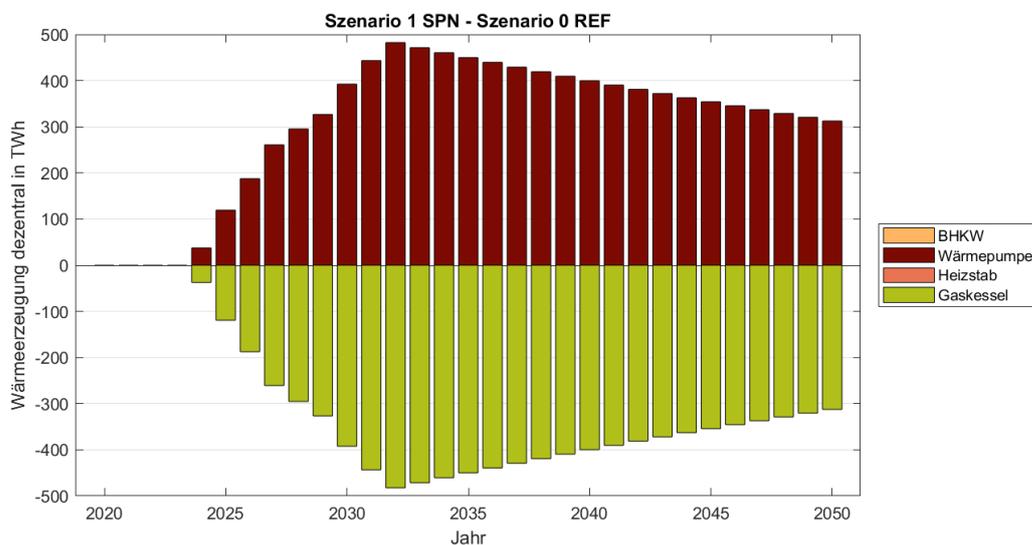


Abbildung 6.16: Vergleich dezentrale Wärmeerzeugung - Szenario SPN vs. REF

In Abbildung 6.17 ist der Ausbau der dezentralen Wärmesystemgruppen im Szenario SPN mit Stromspeicher dargestellt. In den Jahren 2020 bis 2023 ist in der dezentralen, objektgebundenen Wärmeerzeugung nur die WSG mit 100 % GK installiert. Ab 2024 bis zum Jahr 2031 wird zunehmend Leistung der Wärmesystemgruppe mit 100 % WP installiert, sodass ab dem Jahr 2032 nur noch diese WSG für die Wärmeerzeugung verfügbar ist. Die Übergangsjahre zwischen den beiden Wärmeerzeugungstechnologien entsprechen in der Abbildung der Stromerzeugung Abb. 6.15 genau den Jahren, in denen sowohl die Nutzung

der erneuerbaren Energien als auch die Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken zunehmen. Die Wärmeerzeugung findet also sowohl mit Strom aus erneuerbaren Energien als auch konventioneller Erzeugung statt, was bedeutet, dass der schrittweise Ausbau der Wärmepumpen über die Jahre in erster Linie der Erhöhung des Marktanteils dient. Der jährliche Anteil wird so weit erhöht, solange eine Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpe aus gemischt erneuerbar und konventionell erzeugtem und zwischenzeitlich gespeichertem Strom wirtschaftlicher ist als der Einsatz von Gaskesseln. Die „restliche“ Wärmenachfrage wird weiterhin mittels Gaskessel gedeckt, weshalb dieser auch weiterhin zu gewissen Teilen installiert wird. Ab dem Jahr 2032 wird nur noch die Technologie Wärmepumpe im dezentralen Wärmesystem installiert. Das ist stromsystemseitig das Jahr, ab dem die Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken verglichen mit dem Szenario REF zurückgeht. Ab diesem Jahr wird die dezentrale Wärmeerzeugung aus Wärmepumpen jährlich weniger mit CO<sub>2</sub> belastet.

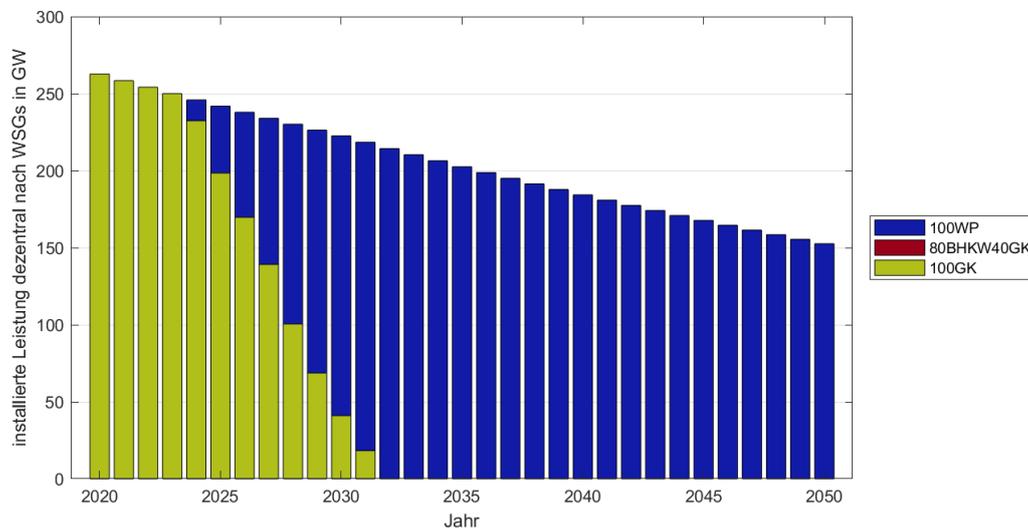


Abbildung 6.17: installierte dezentrale WSG in GW - Szenario SPN

In Abbildung 6.18 werden für beide Szenarien REF und SPN jeweils für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 die Jahresdauerlinie (JDL) der Residuallasten aufgetragen. Die Kurven des Szenarios REF ohne Speicherneubau sind gestrichelt dargestellt, die des Szenarios SPN mit Speicherneubau durchgehend. Im direkten Vergleich der beiden Szenarien ist für alle Jahre außer 2020 die hohe Spitzenlast im Szenario SPN gegenüber dem Szenario REF zu erkennen, welche durch die Elektrifizierung der dezentralen Wärmeerzeugung hervorgerufen wird. Über die gesamten Stunden der untersuchten Stützjahre 2030, 2040 und 2050 verlaufen die Jahresdauerlinien des Szenarios SPN aufgrund der erhöhten Stromnachfrage zur dezentralen Wärmeerzeugung erwartungsgemäß über denen des Szenarios ohne Speicher.

Für ein weitergehendes Verständnis der Auswirkung der Sektorkopplung und Stromspeicherung wird im Folgenden die geordnete JDL der Residuallast mit Einberechnung des Einflusses der Stromspeicher genauer untersucht. Abbildung 6.19 zeigt für beide Szenarien REF und SPN jeweils für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 die entsprechend angepasste JDL der Residuallast.

Die beiden Kurven der Jahre 2020 liegen grundsätzlich recht nah zusammen, was der Ver-

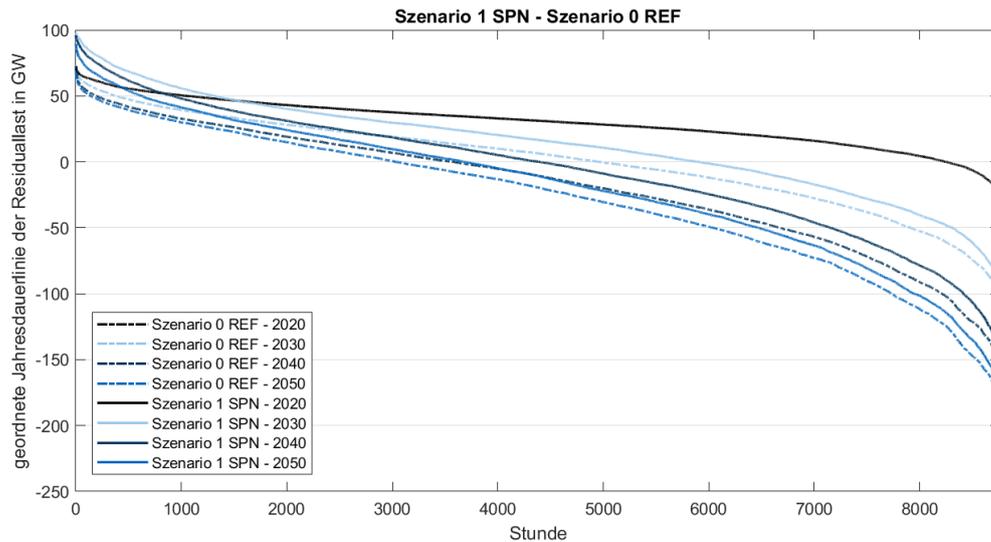


Abbildung 6.18: Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast ohne Einfluss von Stromspeichern in GW - Vergleich der Szenarien SPN und REF für Beispieljahre

gleich der Stromerzeugungsstruktur schon vermuten lässt. Ein geringer Teil der Erzeugung der Spitzenlastkraftwerke wird durch Grundlastkraftwerke und entsprechende Entnahme aus Stromspeichern ersetzt, was zu einer Reduktion der Spitzenlast der Residuallast führt. Ebenso erkennbar ist, dass die durchgezogene schwarze Linie des Szenarios SPN im Jahr 2020 ab 6448 Stunden leicht über der des Szenarios ohne Speicherneubau verläuft, was durch die Zunahme der Ausnutzung der Grundlastkraftwerke bedingt ist. Die verstärkte Nutzung der erneuerbaren Energien ist daran erkennbar, dass die Fläche zwischen Rechtswertachse und negativer Residuallastkurve im Szenario SPN kleiner ist gegenüber dem Szenario REF, was eine Erhöhung der Integration der erneuerbaren Erzeugung bedeutet. Die Flächen zwischen den Szenarienkurven in den hinteren Stunden entsprechen bei gleicher Stromnachfrage den Flächen in den vorderen Stunden abzüglich möglicher Speicherverluste.

Sehr viel stärker und eindeutig zuordenbar ist dieser Effekt im Jahr 2050. Durch den Speichereinsatz wird in diesem Jahr ein wesentlicher Anteil der konventionellen durch erneuerbare Erzeugung ersetzt. Auch und insbesondere im Jahr 2050 sinkt das Maximum der Residuallast von 63,0 GW auf etwa die Hälfte, 33,6 GW. Der Zeitraum mit positiver Residuallast reduziert sich von 2819 h auf 768 h im Jahr. Im REF-Szenario verlief die JDL anschließend für 437 Stunden auf der Rechtswertachse und sank den Rest der Zeit ins Negative, was einer Gesamtdauer von 5504 Stunden an ungenutzter erneuerbarer Stromerzeugung mit unterschiedlicher Leistung entspricht. Mit Speicherneubauoption in Szenario SPN verläuft die Kurve nun ab 769 Stunden bis 7165 Stunden auf Null und sinkt erst dann ins Negative. Die Fläche zwischen den negativen Abschnitten der Kurven entspricht dabei der Energie aus Erneuerbaren, die nun eingespeichert werden kann, die analoge Fläche im positiven Abschnitt der ersetzten konventionellen Erzeugung. Aufgrund der Speicherverluste und der Deckung der zusätzlichen Stromnachfrage zur Wärmeerzeugung ist die Fläche im negativen Abschnitt deutlich größer als die im Positiven.

In den Jahren 2030 und 2040 ist der Verlauf der JDL der Residuallast durch eine Überlagerung verschiedener Effekte geprägt. Bei Betrachtung der Kurve des Jahres 2030 ist ebenso eine Reduktion der Spitzenlast genauso wie eine Steigerung der EE-Nutzung im Szenario

mit Speicher gegenüber dem Szenario ohne Speicher zu erkennen. Erwartungsgemäß ordnet sich die Kurve zwischen den bereits betrachteten Jahren 2020 und 2050 ein. Dies gilt auch für die Dauer (2015 Stunden), die sie auf der Rechtswertachse, also bei Leistung gleich Null verläuft. Abweichend von den bisherigen Betrachtungen ist das Verhalten der JDL im positiven Abschnitt unterhalb ihrer Spitzenlast. Im Gegensatz zum Jahr 2050 verläuft die Kurve nicht unterhalb ihrem Pendant aus dem Szenario REF, sondern die meiste Zeit oberhalb, was eine Erhöhung der Ausnutzung der konventionellen Kraftwerke bedeutet. In Kombination mit der erhöhten Nutzung der erneuerbaren Energien entspricht das den Beobachtungen, die in Abbildung 6.15 gemacht wurden. Die Stromnachfrage ist aufgrund der elektrischen Wärmeerzeugung gestiegen, was sowohl zu einer erhöhten Nutzung von erneuerbaren Energien als auch einer höheren Auslastung von konventionellen Kraftwerken führt.

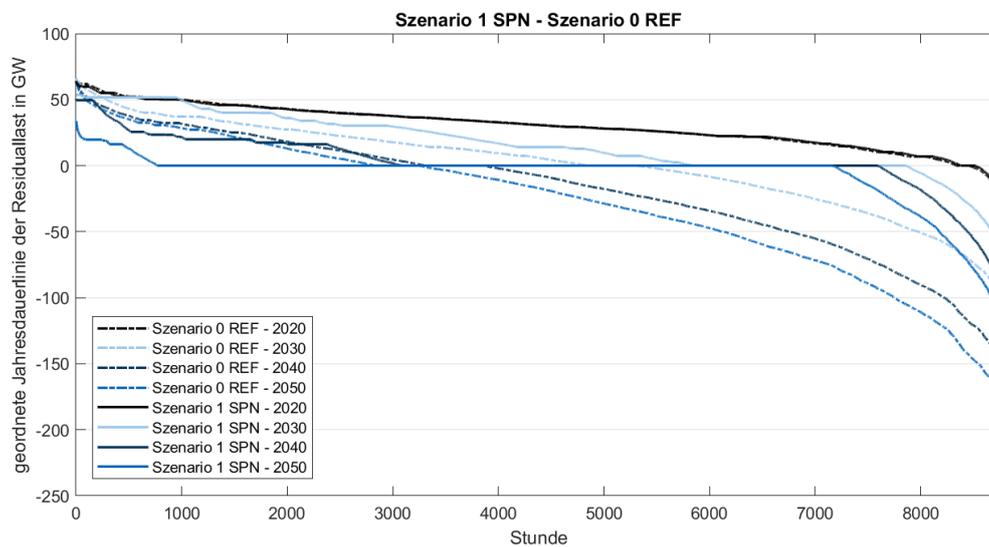


Abbildung 6.19: Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast mit Einfluss der Speicher in GW - Vergleich der Szenarien SPN und REF für Beispieljahre

Im Jahr 2040 ist die maximale Residuallast des Szenarios SPN gegenüber den Jahren 2020 und 2030 weiter gesunken. Ebenso ist die Dauer der Null-Leistung im Vergleich gestiegen, genauso wie die nicht integrierbaren Erneuerbaren, was die größere Fläche unter der Rechtswertachse und über der Kurve zeigt. Der Verlauf im positiven Abschnitt der Last zeigt zum Teil das Verhalten des Jahres 2030, zum Teil des Jahres 2050. Im Jahr 2040 verläuft die Kurve mit Speicherneubau zu einem großen Teil unter der des Szenarios ohne Neuba Speicher, was auf die Substitution von konventionellen Kraftwerken durch erneuerbare Energien hinweist. Dies entspricht dem Verhalten des Systems, wie es im Vergleich der Stromerzeugung bereits analysiert wurde. In Abbildung 6.15 wird allerdings nicht ein Kraftwerkstyp durch einen anderen ersetzt, was den Verlauf der Residuallastkurve des Szenarios SPN oberhalb der des Szenarios REF in den Stunden 2128 bis 2621 analog dem Jahr 2030 erklären würde. Die Residuallastkurven deuten an, dass die konventionellen Kraftwerkstypen im Szenario SPN auf einem geringeren kumulierten Leistungsniveau stärker ausgelastet werden als im Szenario REF auf weiter aufgefächerten Leistungsniveaus, da ansonsten eine Veränderung in der Stromerzeugungsbilanz erkennbar wäre.

Folglich wird im Szenario SPN mit einer geringeren Leistung und dafür einer erhöhten Ausnutzung die gleiche elektrische Energie erzeugt wie im Szenario REF.

Die niedrigere benötigte Kraftwerksleistung muss sich damit auch im Kraftwerksneubau niederschlagen. Die Unterschiede im Kraftwerksausbau sind in Abbildung 6.20 dargestellt. Da das Teilmodell MOWIKA den Kraftwerksausbau intertemporal berechnet, sind hier Zusammenhänge über die Jahre des Betrachtungszeitraums hinweg möglich. Es kann also „vorausschauend“ installiert werden.

Wurde im Szenario REF in den ersten drei Jahren noch kumuliert 16,2 GW Erzeugungsleistung an Gasturbinenkraftwerken installiert, ist das durch die Speichernebauoption und bessere Ausnutzung der Grundlastkraftwerke BK und KE nicht mehr in diesem Maße nötig. Die Investition in GT ist im Szenario SPN nur mit etwa 9,2 GW nötig. Entsprechend ist auch die Re-Investition im Jahr 2050 nach Ablauf der 30 Jahre Lebensdauer nicht mehr nötig. Da der Speichereinsatz allgemein zu einer tendenziell höheren Ausnutzung der konventionellen Kraftwerke führt, wird in den Jahren 2024 bis 2030 ein Teil der im Szenario REF als GT installierte Kraftwerksleistung im Szenario SPN bevorzugt als GuD bzw. allgemein weniger Kraftwerksleistung installiert. Ein Teil der kurzzeitigen Spitzenlastmomente wird nun durch Speicherentladung gedeckt. Der andere Teil muss nach wie vor durch konventionellen Kraftwerkseinsatz gedeckt werden. Da sich die Ausnutzung dieser Kraftwerke aber im Laufe des Betrachtungszeitraums auf wenige hundert Stunden im Jahr reduziert, werden ab dem Jahr 2031 nur noch Gasturbinenkraftwerke ausgebaut. Diese sind in der Nutzung zwar teuer, allerdings in der Investition günstig und deshalb für die Verfügbarmachung der Kraftwerksleistung für die Spitzenlastdeckung die wirtschaftlichste Technologie.

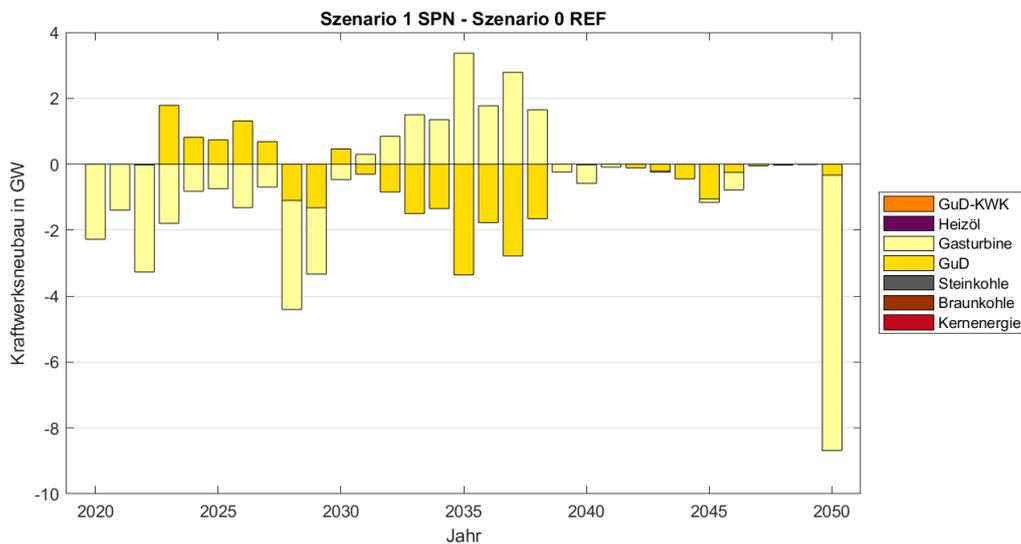


Abbildung 6.20: Vergleich Kraftwerksausbau in GW - Szenario SPN vs. REF

## Zusammenfassung

Die Option, Stromspeicher auszubauen, wird deutlich genutzt im Rahmen dieses Szenarios. In Summe über alle Technologien wird Ladeleistung in der Größenordnung von 60 bis 85 GW, Entladeleistung in der Größenordnung von 45 bis 60 GW und Speicherkapazität um die 25 bis 35 TWh installiert. Mit dem Ausbau der Technologie Wasserstoffspeicher

im Jahr 2025 beginnt im dezentralen Wärmesystem der Wandel von konventioneller Wärmeerzeugung mittels Gaskessel hin zu Strom basierter Wärmepumpe. Der Wandel ist mit dem Jahr 2032 abgeschlossen, wenn der Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung ausreichend hoch ist. Allein die Option, erneuerbar erzeugten Strom mittels Stromspeicher zeitlich zu verschieben, führt also zu einem langfristigen Technologiewechsel von konventionellen Gaskesseln hin zu Wärmepumpen. Durch die Nutzbarkeit der erneuerbar erzeugten elektrischen Energie sinkt der Ausbau der konventionellen Kraftwerke. Die Ausnutzung der bestehenden und neu gebauten Kraftwerke ist in den Übergangsjahren von einer Wärmeerzeugungstechnologie zur anderen erhöht, nimmt dann aber zum Ende des Betrachtungszeitraums stark ab. Die dadurch entstehenden Einflüsse auf die Emissionen und den Primärenergiebedarf werden im Anschluss an die Vorstellung der Ergebnisse der einzelnen Szenarien in einem Vergleich aller Szenarien in Kapitel 6.6 gegenübergestellt.

### 6.3 Einfluss der erweiterten Power-to-Heat-Optionen

Im vorangegangenen Szenario mit großtechnischen Stromspeichern steht auch mit deutlichem Speicherausbau und Einsatz noch erneuerbare Erzeugung zur Verfügung, die nicht genutzt werden kann. Der nächste Schritt, um diese Integration womöglich zu befördern, ist die Erhöhung der Power-to-Heat-Optionen in der Wärmeerzeugung. Im Szenario SPN wurde die zentrale Wärmeerzeugung nicht an die verfügbare Flexibilität im Stromsystem angepasst. Aus diesem Grund werden im nun betrachteten Szenario P2H dem zentralen Wärmesystem eingangsseitig drei weitere WSG mit elektrischen Wärmeerzeugern zum Ausbau zur Verfügung gestellt, dem dezentralen zwei weitere WSG. Zentral (wärmenetzgebunden) und dezentral (objektgebunden) stehen nun jeweils die Wärmesystemgruppen mit 100 % Deckungsbeitrag aus Heizstab sowie 100 % Heizstab / 100 % Gaskessel zur Verfügung. Im zentralen Wärmesystem kann außerdem die Wärmesystemgruppe mit 100 % Wärmepumpe ausgebaut werden.

Ziel ist es, zu untersuchen, ob im zentralen Wärmesystem Power-to-Heat-Optionen grundsätzlich wirtschaftlich in Ausbau und Einsatz sind und ggf. welche Technologien zu welchen Zeitpunkten eingesetzt werden. Im dezentralen Wärmesystem, in welchem die Wärmepumpe bereits als Option verfügbar ist und eingesetzt wird, kann durch die zusätzliche Option der WSG mit Heizstab eine Aussage zur Konkurrenz gegenüber der Wärmepumpe getroffen werden. Da die Veränderungen in diesem Szenario von den beiden Wärmesystemen ausgehen, wird in der Untersuchung mit den hier auftretenden Unterschieden begonnen und von dort aus auf die weiteren Systemteile ausgeweitet. In Abbildung 6.21 ist die in dem Szenario installierte Leistung zur zentralen Wärmeerzeugung in WSG, in Abbildung 6.22 die Erzeugung nach Technologien dargestellt. Bisher war der Ausbau von Power-to-Heat-Technologien nur in einer Wärmesystemgruppe in Kombination mit KWK-Kraftwerken möglich. Da diese KWK-Kraftwerke im Kraftwerksausbau im Teilmodell MOWIKA bereits nach wenigen Iterationsschritten nicht mehr wirtschaftlich sind, stand dem zentralen Wärmesystem die Wärmeerzeugung aus Strom faktisch nicht zur Verfügung. Mit der Option, sowohl Wärmepumpe als auch Heizstab und Kombination Heizstab/Gaskessel zur Wärmeerzeugung zu nutzen, wird dies im Szenario P2H im zentralen Wärmesystem ab dem Jahr 2031 umgesetzt. Wie in Abbildung 6.21 erkennbar, teilt sich die installierte Wärmeerzeugerleistung ab dem Jahr 2031 auf Gaskessel und Heizstab auf. Dafür wird ab 2031 fast und ab 2032 vollständig statt der WSG mit reinem Gaskessel kom-

plett auf den Ausbau der WSG mit Gaskessel und Heizstab umgeschwenkt. Obwohl bei Installation der Wärmesystemgruppe 100 % Heizstab / 100 % Gaskessel (100HS100GK) modellierungsbedingt je Technologie die komplette Erzeugungsleistung von 22,7 GW in 2033 auf 21,1 GW in 2050 sinkend installiert werden müssen, um die Nachfrage jeweils allein decken zu können, ist es wirtschaftlich diese WSG auszubauen.

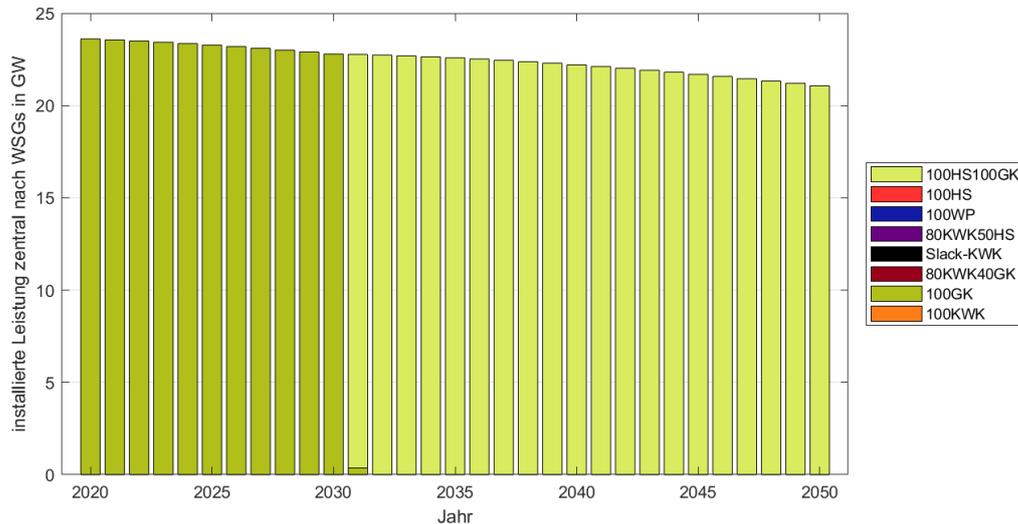


Abbildung 6.21: Ausbau zentrale WSG in GW - Szenario P2H

In der Darstellung der Wärmeerzeugung in Abbildung 6.22 wird erkennbar, dass der noch bei Betrachtung des Ausbaus in Abbildung 6.21 plötzlich anmutende Systemwechsel von einer Wärmesystemgruppe zur anderen innerhalb eines Jahres doch sukzessive umgesetzt wird. Die Technologie Heizstab ersetzt ab 2032 einen jährlich größer werdenden Teil der bisherigen Wärmeerzeugung aus Gaskesseln. Durch die Kombination der Technologien Heizstab und Gaskessel mit jeweils 100 % Deckungsbeitrag innerhalb einer Wärmesystemgruppe verfügt das Wärmesystem im Grunde über die Flexibilität, die benötigte Wärme aus beliebigem Einsatz dieser beiden Wärmetechnologien zusammen zu erzeugen, je nach Verfügbarkeit von günstiger elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien. Da die Effizienz des Gaskessels zur Wärmeerzeugung wesentlich höher als die Effizienz der effizientesten GuD-Kraftwerks in Kombination mit Heizstab ist, wird eine Wärmeerzeugung mittels Heizstab nur realisiert, wenn überschüssiger erneuerbar erzeugter Strom verfügbar ist. Dies ist der Grund für die nur schrittweise Zunahme der elektrischen Wärmeerzeugung aus Strom von 5,6 TWh<sub>th</sub> im Jahr 2031 bis 31,4 TWh<sub>th</sub> im Jahr 2050. Bei einem Wirkungsgrad des Heizstabs von 98 % entspricht das einer zusätzlichen Stromnachfrage von 5,7 TWh im Jahr 2031 bis 32,0 TWh im Jahr 2050. Die Bereitstellung der elektrischen Energie wird an späterer Stelle anhand der Abbildung 6.27 diskutiert. Bei der Analyse der Installation dezentraler Wärmeerzeugungstechnologien wird der „Grüne-Wiese-Ansatz“ offensichtlich, der eine nicht-kontinuierliche Veränderung zwischen einzelnen Jahren ermöglicht und die bereits früher im Betrachtungszeitraum getätigten Investitionen ignoriert. Der Vorteil dieser getrennten Optimierung ist es, die jährlich optimierte Zusammensetzung der dezentralen Wärmeerzeugungsstruktur betrachten zu können, wie schon am Ausbau der dezentralen Wärmesystemgruppen über die

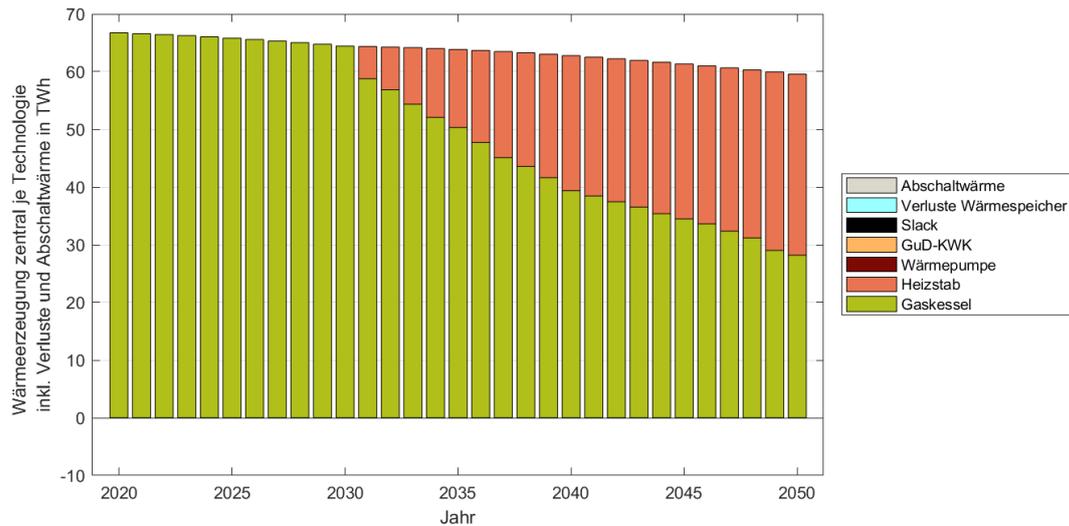


Abbildung 6.22: Einsatz zentrale Wärmeerzeugung in TWh - Szenario P2H

Jahre des Betrachtungszeitraums in Abbildung 6.23 erkennbar ist. Für die dezentrale Wärmeerzeugung müssen im Jahr 2020  $262,7 \text{ GW}_{\text{th}}$  installiert werden. Bis zum Jahr 2050 sinkt die installierte Leistung stetig bis auf  $152,6 \text{ GW}_{\text{th}}$  ab.  $257,3 \text{ GW}_{\text{th}}$  der im Jahr 2020 installierten Leistung entfällt dabei auf die Wärmesystemgruppe mit 100 % Deckungsbeitrag aus Gaskessel, der Rest auf die WSG mit 100HS/100GK-Kombination. Letztere WSG gewinnt im Laufe der Jahre sehr schnell an Bedeutung, sodass sie im Jahr 2029 knapp 60,8 % der insgesamt installierten Leistung der Wärmesystemgruppen ausmacht. Bei dieser Wärmesystemgruppe muss – wie auch bei der analogen zentralen WSG – von den beiden Technologien Heizstab und Gaskessel jeweils 100 % der Leistung der installierten Wärmesystemgruppenleistung ausgebaut werden, da das durch die Deckungsbeiträge so vorgegeben ist. Damit fallen für diese WSG höhere Investitionskosten im Vergleich zur reinen GK-WSG an. Trotzdem ist der Ausbau der Power-to-Heat-Technologie Heizstab bereits ab dem Jahr 2020 als *Fuelsaver* für den konventionellen Gaskessel wirtschaftlich. Wäre die Wärmeerzeugung mittels Heizstab ganzjährig wirtschaftlich, könnte ein Ausbau der Wärmesystemgruppe 100HS verzeichnet werden, was aber nicht der Fall ist.

Mit dem Jahr 2026 kommt eine weitere Wärmesystemgruppe ins dezentrale Wärmesystem: 100 % Wärmepumpe. Bis einschließlich 2029/2030 nehmen die installierten Leistungen der Wärmesystemgruppen mit Power-to-Heat-Technologie weiter zu und verdrängen Schritt für Schritt die reine Gaskessel-WSG aus dem System. Ab dem Jahr 2030 befinden sich keine rein konventionellen WSG mehr im System. Die Wärmesystemgruppen 100WP und 100HS/100GK teilen sich zu etwa gleichen Teilen die insgesamt installierte, dezentrale Leistung von  $222,6 \text{ GW}_{\text{th}}$ . Ab 2031 nimmt der Anteil der WP-Wärmesystemgruppe weiter zu, bis ab 2037 nur noch diese für die Deckung der dezentralen Wärmenachfrage verfügbar ist. Bei Betrachtung der Entwicklung des Wärmeerzeugerausbaus anhand der WSG erscheinen die Veränderungen über die Jahre ähnlich dem zentralen Wärmesystem eher drastisch, was sich aber bei Analyse der Wärmeerzeugung relativiert.

In Abbildung 6.24 ist die Wärmeerzeugung anhand der eingesetzten Technologien bis zum Jahr 2050 dargestellt. Die Technologie Heizstab übernimmt ab dem ersten Jahr des Betrachtungshorizonts einen (sehr geringen) Teil der Wärmeerzeugung und ersetzt damit

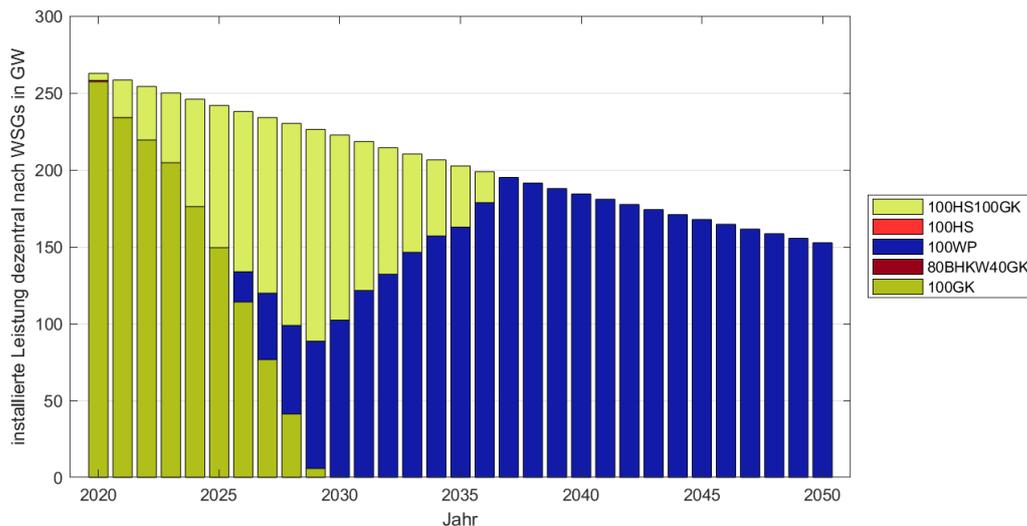


Abbildung 6.23: installierte dezentrale WSG in GW - Szenario P2H

in dieser Zeit die Technologie Gaskessel. Mit der Zunahme der erneuerbaren Stromerzeugung im Energiesystem steigt auch die Wärmeerzeugung mittels Heizstab an. Wie bereits angedeutet, ist eine ganzjährige Wärmeerzeugung mittels Heizstab nicht wirtschaftlich, weshalb er in Kombination mit GK eingesetzt wird, um den Einsatz des Brennstoffs Gas in Gaskesseln zu reduzieren. Ab 2027 erreichen die Erneuerbaren in der Stromerzeugung eine so deutliche Durchdringung, dass es wirtschaftlich wird, die Technologie Wärmepumpe mit sehr hohen Investitionskosten im Vergleich zu Heizstab auszubauen und einzusetzen. Im Jahr 2030, in dem die WSG 100GK nicht mehr Teil des dezentralen Wärmesystems ist, teilt sich die Erzeugung zwischen Wärmepumpe und Gaskessel mit Heizstab zu den der installierten Leistung der Wärmesystemgruppen entsprechenden Teilen auf. Die Kombination Gaskessel/Heizstab übernimmt 331,8 TWh<sub>th</sub>, die Wärmepumpe 280,2 TWh<sub>th</sub> der benötigten Wärmeerzeugung. Innerhalb der WSG 100HS/100GK entfällt dagegen der wesentliche Teil der Wärmeerzeugung mit 279,4 TWh<sub>th</sub> der 331,8 TWh<sub>th</sub> auf den Gaskessel. Das Jahr 2029 gehört mit dem Jahr 2030 zu den beiden Jahren, in denen die Wärmeerzeugung absolut betrachtet mittels Heizstab am größten ist. In allen Jahren zwischen 2020 und 2036 ist immer die Erzeugung aus Gaskesseln vorherrschend. Anteilig betrachtet steigt die Wärmeerzeugung mittels Heizstab innerhalb der Wärmesystemgruppe von 10,7% in 2021 auf 28,7% in 2036. Mit zunehmendem erneuerbaren Strom im System nimmt der Anteil der Wärmeerzeugung aus Wärmepumpen zu. Ab dem Jahr 2038 übernimmt die Technologie Wärmepumpe vollständig die dezentrale Wärmeerzeugung.

Um den Einfluss der im Szenario P2H gegenüber dem Szenario SPN zusätzlich verfügbaren Technologie Heizstab zu untersuchen, sind nachfolgend Vergleichsabbildungen des dezentralen WSG-Ausbau (Abb. 6.25) und der Wärmeerzeugung (Abb. 6.26) dargestellt. Steht die Wärmesystemgruppe 100HS/100GK zum Ausbau zur Verfügung, wird sie ab 2020 ausgebaut und übernimmt einen Teil der installierten Leistung der WSG 100GK aus dem Szenario SPN. Bis 2024 steigt die ersetzte Leistung auf 56,3 GW<sub>th</sub>, bleibt bis 2030 etwa auf diesem bzw. etwas höheren Niveau und sinkt anschließend bis 2032 auf Null, da im Szenario SPN ab 2033 keine Wärmesystemgruppe mit Gaskessel mehr gebaut wurde. Die Verfügbarkeit der WSG 100HS/100GK führt außerdem dazu, dass die WSG

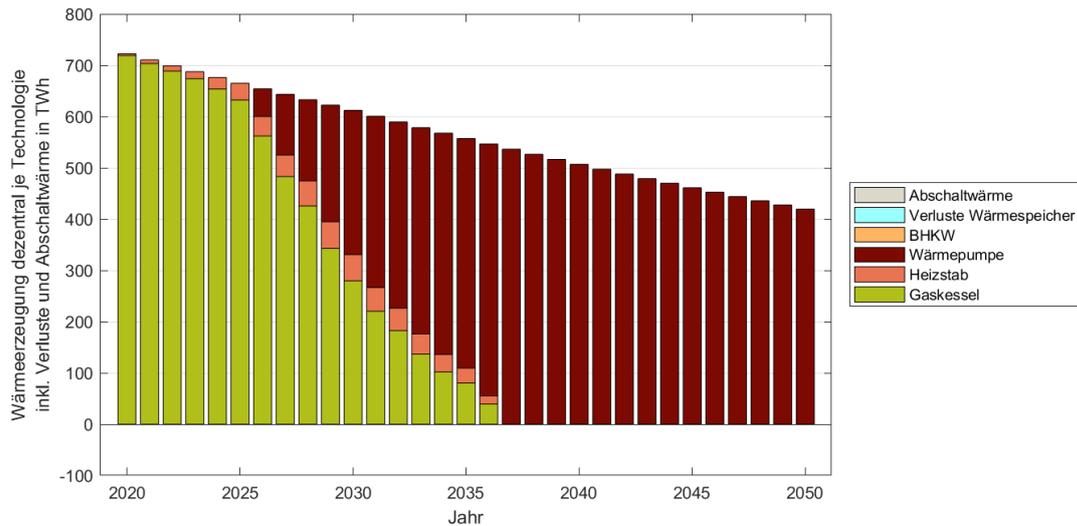


Abbildung 6.24: Dezentrale Wärmeerzeugung in TWh - Szenario P2H

mit Wärmepumpe erst ab 2027, also zwei Jahre später, und weniger stark ausgebaut wird. Außerdem führt die Verfügbarkeit dieser Kombi-WSG dazu, dass die Technologie GK länger im System bleibt, als bisher. Im Szenario SPN wird die Technologie Gaskessel ab 2033 nicht mehr ausgebaut, im Szenario P2H erst ab dem Jahr 2038.

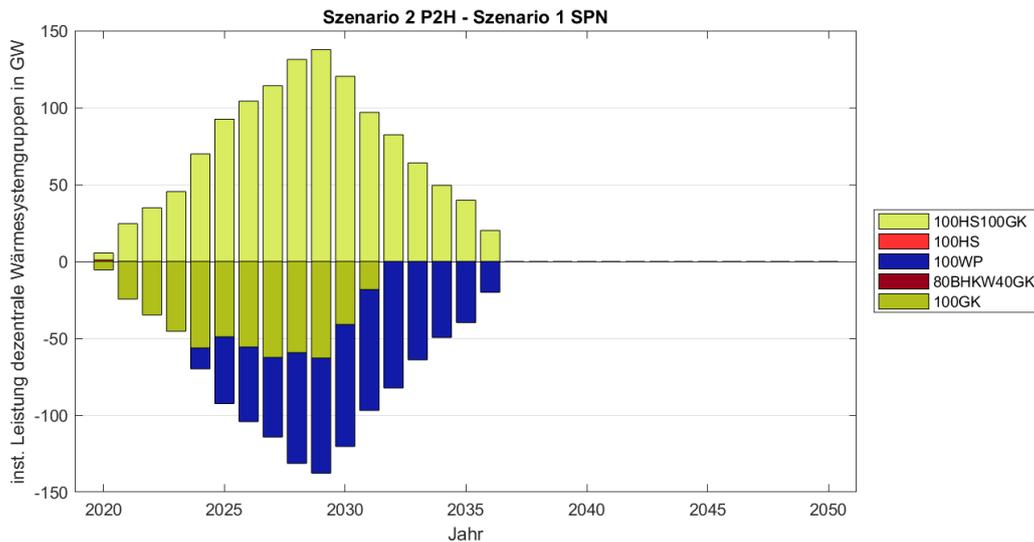


Abbildung 6.25: Vergleich Ausbau dezentrale WSG in GW - Szenario P2H vs. SPN

Beim Vergleich der dezentralen Wärmeerzeugung zwischen den Szenarien SPN und P2H in Abbildung 6.26 wird ersichtlich, dass in den ersten Jahren konventionelle Wärmeerzeugung aus Gaskessel zu einem sehr geringen Teil mittels Heizstab und ab 2024 die bisherige Erzeugung mittels WP durch den Einsatz von Gaskessel und Heizstab ersetzt wird. In den ersten fünf Jahren ist im Vergleichsbild im Grunde die ersetzte Wärme aus dem *Fuelsaver* Betrieb des Heizstabs erkennbar, die bisher mit Gaskessel erzeugt wurde. Ab 2024 dient die Kombination Gaskessel/Heizstab dafür, einen langsameren Übergang von konventioneller Wärmeerzeugung zu rein elektrischer Wärmeerzeugung mittels WP zu realisieren. Mit der Verfügbarkeit der Kombi-WSG aus Heizstab und Gaskessel wird bis

2032 ein zunehmender von bis zu 182,5 TWh<sub>th</sub> und ab dann wieder bis 2037 abnehmender Teil überwiegend wieder konventionell gedeckt.

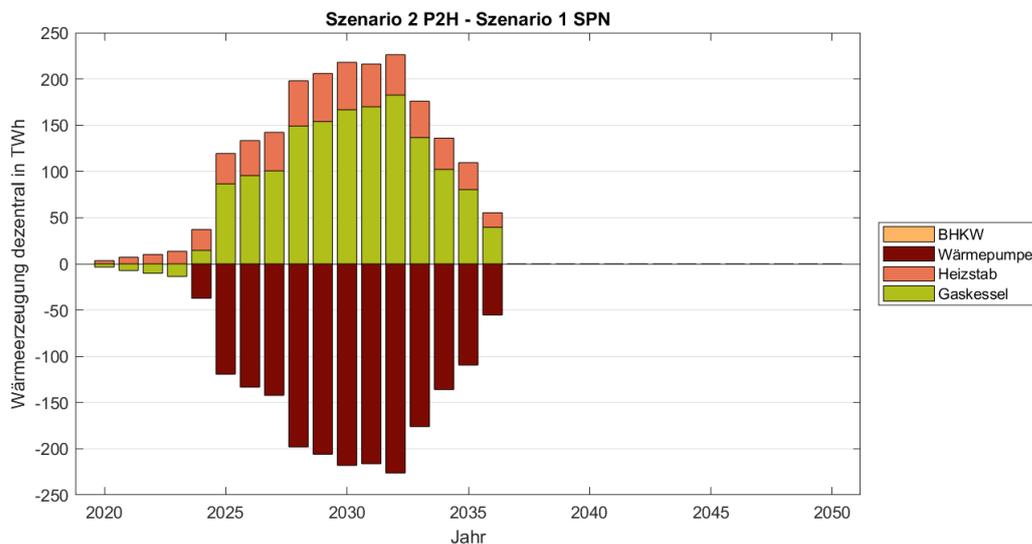


Abbildung 6.26: Vergleich dezentrale Wärmeerzeugung - Szenario P2H vs. SPN

Die Veränderung in der Wärmeerzeugung mittels Power-to-Heat Technologien spiegelt sich in der Betrachtung des Unterschieds der Stromerzeugung der Szenarien mit und ohne weitere Power-to-Heat-Optionen in Abbildung 6.27 wider. Bei chronologischer Betrachtung ist in den ersten fünf Jahren des Betrachtungszeitraums die erhöhte Stromnachfrage der dezentralen Heizstäbe erkennbar. In den Jahren 2020 bis 2024 steigt die Wärmeerzeugung mittels dezentralem Heizstab von 3,5 TWh<sub>th</sub> auf 22,6 TWh<sub>th</sub>, was bei einer Effizienz von 98 % in der Größenordnung der Summe der Stromerzeugung in diesen Jahren entspricht. Der Einsatz von Gaskessel mit Heizstab als *Fuelsaver* im dezentralen Wärmesystem führt in den Jahren 2023 bis 2036 zu einer Reduktion der konventionellen Erzeugung und in den meisten dieser Jahre zu einer Zunahme der EE-Integration von einigen TWh bis knapp 20 TWh. Bereits ab dem Jahr 2031 nimmt auch im zentralen Wärmesystem die Stromnachfrage zu. Das ist in der Vergleichsbetrachtung der Stromerzeugung in den ersten Jahren ab 2031 nicht direkt erkennbar, vielmehr vermischen sich die Entwicklungen des dezentralen und zentralen Wärmesystems in ihrem Einfluss auf das Stromsystem. Eine direkte Auswirkung der Power-to-Heat-Nutzung im zentralen Wärmesystem wird wieder ab dem Jahr 2037 deutlich, wenn die zusätzliche Stromnachfrage zu Wärmeerzeugung zu einer erhöhten Nutzung des sowohl konventionell als auch erneuerbaren Stroms führt. In den Jahren 2037 bis 2045 wird die zusätzliche Stromnachfrage vornehmlich aus mit Gas befeuerten GT- und GuD-Kraftwerken gedeckt. Ab dem Jahr 2046 kann zunehmend erneuerbarer Strom integriert werden.

Die Veränderung des Einsatzes der konventionellen Kraftwerke innerhalb der Jahre kann anhand der geordneten Jahresdauerlinie der Residuallast in Abbildung 6.28 genauer charakterisiert werden. Im Jahr 2020 konnte sowohl bei der Stromerzeugung der Grundlastkraftwerke als auch der Spitzenlastkraftwerke eine Zunahme in der Erzeugung festgestellt werden, was sich auch in der Residuallast zeigt. Bei Vergleich der JDL des Jahres 2020 verläuft die Kurve des Szenarios P2H in den Stunden ab 8123 bis 8486, was dem Grundlastbereich von Kernkraftwerken entspricht, oberhalb der Kurve des Szenarios

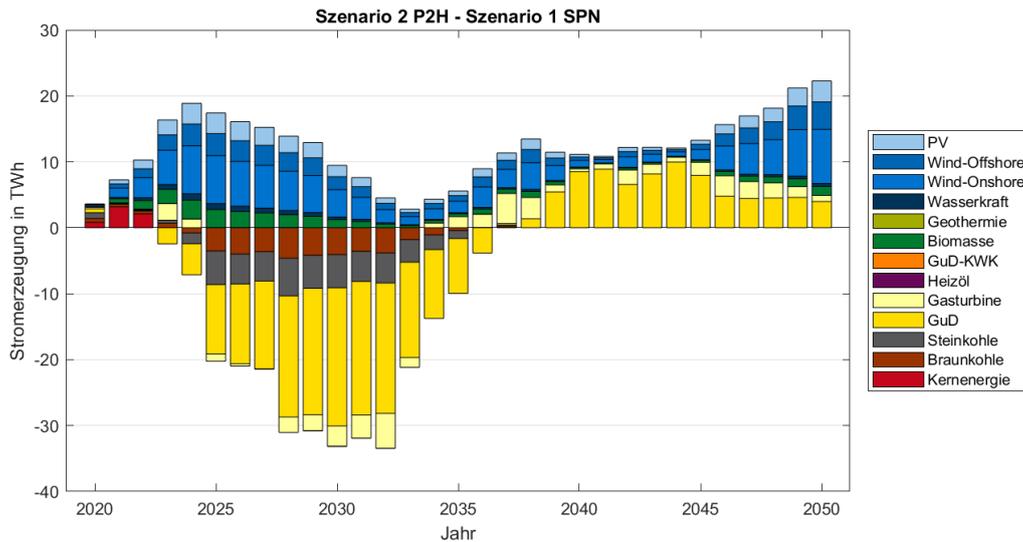


Abbildung 6.27: Vergleich Stromerzeugung - Szenario P2H vs. SPN

SPN. Der negative Abschnitt der Kurven unterscheidet sich dagegen eher wenig. Hier wären Veränderungen in der Integration von erneuerbarer Erzeugung erkennbar, wie es im Jahr 2030 dagegen sehr deutlich der Fall ist. Nach dem Vergleichsbild der Stromerzeugung wird im Jahr 2030 mehr erneuerbare Stromerzeugung integriert, konventionelle Kraftwerke werden weniger eingesetzt gegenüber dem gleichen Jahr im Szenario SPN ohne Power-to-Heat-Optionen. Die verstärkte Integration der EE ist an der kleiner werdenden Fläche zwischen Rechtswertachse und Residuallastkurve im negativen Bereich erkennbar. Bisher fiel die Kurve bereits knapp vor 7858 Stunden unter Null, jetzt beginnt dies erst nach 8168 Stunden. Die Reduktion der Nutzung der konventionellen Kraftwerke mit Ausnahme der Gasturbinen ist am Verlauf der durchgezogenen P2H-Kurve unterhalb der gestrichelten Kurve des Szenarios SPN erkennbar. Dieses Verhalten beginnt bereits ab Stunde 3. Die Jahre 2040 und 2050 verhalten sich im positiven Bereich der Kurven ähnlich. Beide Linien des P2H-Szenarios verlaufen oberhalb ihres Pendantes des SPN-Szenarios, was die erhöhte Stromerzeugung mittels GT und GuD schon vermuten ließ. In beiden Jahren 2040 und 2050 können konventionelle Kraftwerke zur Deckung der noch bestehenden Grundlast höhere Ausnutzungsdauern im Szenario mit P2H als nur mit Speichern erreichen. Die wesentlichen Unterschiede bestehen zum einen in den Zeitpunkten, in denen die Residuallastkurven auf Null sinken, was im Jahr 2050 bereits nach 1023 Stunden der Fall ist, im Jahr 2040 erst nach 3602 Stunden. Zum anderen ist ein deutlicher Unterschied beim Verlauf der Kurven im Negativen erkennbar. Im Jahr 2040 wird durch die Power-to-Heat-Optionen vergleichsweise wenig Strom aus EE zusätzlich integriert, im Jahr 2050 dagegen um einiges mehr, weshalb die durchgezogene Linie des Szenarios P2H mit deutlich größerem Abstand zur gestrichelten Linie des Szenarios SPN verläuft als im Jahr 2040.

Der Vergleich des Ausbaus von konventioneller Kraftwerksleistung (Abbildung 6.29) über den Betrachtungszeitraum zeigt im Wesentlichen in den Jahren 2023 und 2030-2033 Unterschiede auf. Im Jahr 2023 ist ein deutlicher Ausbau der Technologie GT anstatt GuD erkennbar, welche in der Regel nur zur Deckung der höchsten Nachfragespitzen benötigt wird. In den Jahren 2030-2033 werden dagegen GuD-Kraftwerke statt bisher

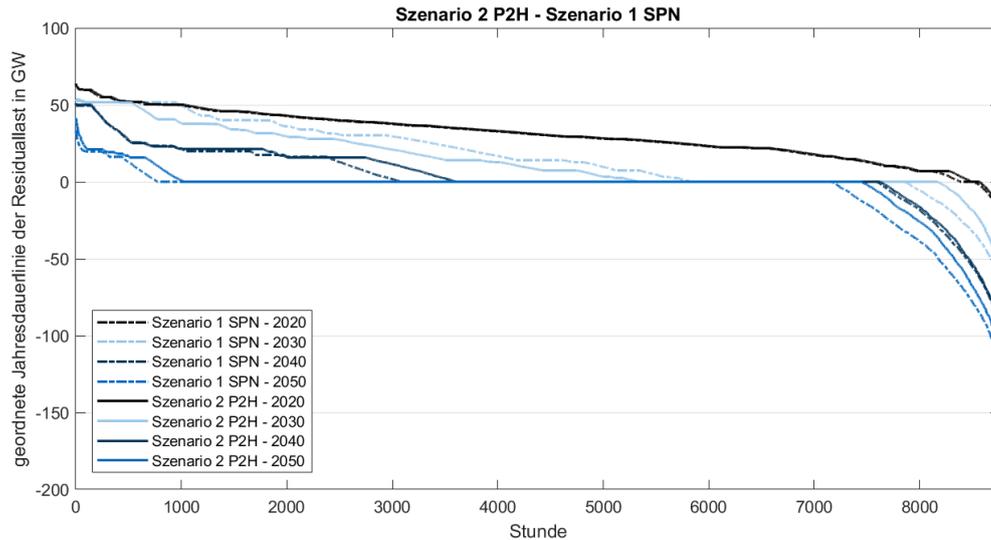


Abbildung 6.28: Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast mit Einfluss der Speicher in GW - Vergleich der Szenarien P2H und SPN für Beispieljahre

GT-Kraftwerke gebaut, was ein Hinweis auf steigende Einsatzdauern ist.

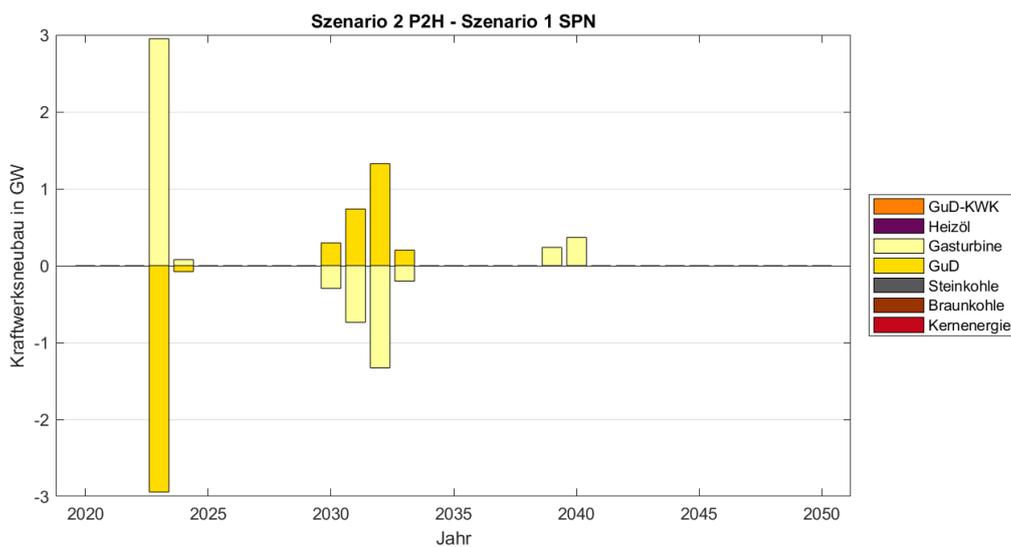


Abbildung 6.29: Vergleich Kraftwerksausbau in GW - Szenario P2H vs. SPN

Mit dem Einsatz von Power-to-Heat-Optionen verlieren die großtechnischen Speicher an Wirtschaftlichkeit. Abbildung 6.30 zeigt die Unterschiede im Ausbau der Speicherkapazität zwischen den Szenarien P2H und SPN. Es ist zu erkennen, dass insbesondere ab dem Jahr 2025, in welchem die dezentralen Wärmepumpen ins System kommen, wesentlich weniger Speicherkapazität für Langzeitspeicher wie H<sub>2</sub>-GuD-Speicher benötigt wird. Aufgrund der Skalierung als sehr gering wirkend ist die ebenso weniger wirtschaftlich werdende Speicherkapazität der Druckluftspeicher (gelb) dargestellt. Ihre Kapazität sinkt im Vergleich bereits im Jahr 2020 und scheint ab dem Jahr 2025 immer weniger wirtschaftlich zu sein. Zum Ende des Betrachtungszeitraums ab 2046 scheinen die AA-CAES-Speicher wieder stärker benötigt zu werden als im Szenario SPN mit Stromspeicher. Der erste Rückgang der H<sub>2</sub>-GuD-Speicherkapazität von 2026 bis 2038 fällt im Wesentlichen zusammen mit der

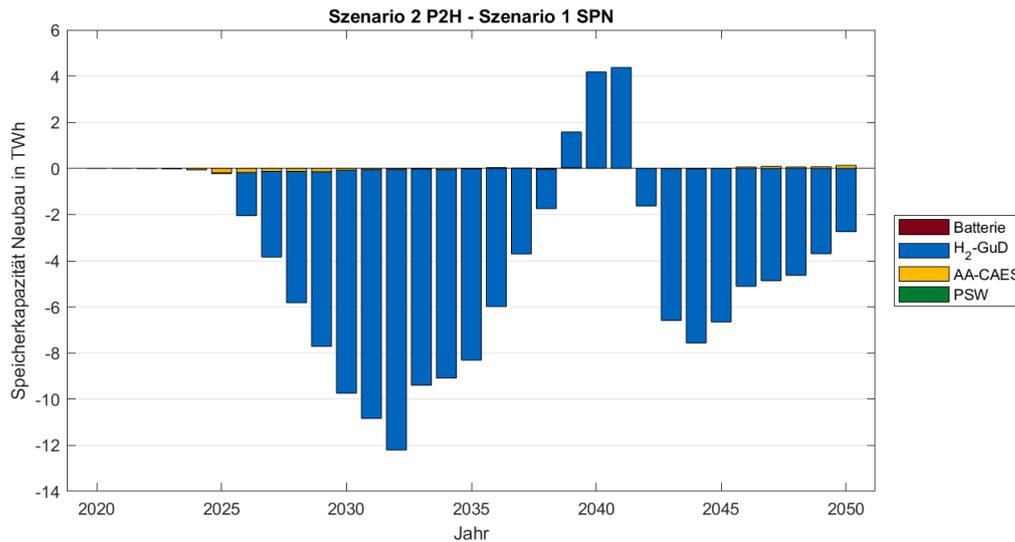


Abbildung 6.30: Vergleich Speicherkapazität in GWh - Szenario P2H vs. SPN

Reduktion der dezentralen Wärmeerzeuger um einen Teil der Leistung der WP. Für 3 Jahre von 2039 bis 2041 steigt die Investition in die Kapazität von Langzeitspeichern gegenüber dem Szenario SPN wieder etwas an. Es ist anzunehmen, dass dies in einem noch zu geringen Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung zur direkten Versorgung der zentralen elektrischen Wärmeerzeugung begründet liegt. Obwohl die Heizstäbe in Kombination mit den Gaskesseln verwendet werden, scheint es wirtschaftlicher, großtechnische Stromspeicherkapazität auszubauen anstatt die Wärme mittels Gaskessel zu erzeugen. Das kann auf die geringen Investitionskosten für H<sub>2</sub>-GuD-Speicherkapazität zurückzuführen sein. In den Jahren 2042 bis 2050 kann aufgrund der erhöhten Power-to-Heat-Erzeugung im zentralen Wärmesystem eine zunehmende direkte Nutzung des EE Stroms erreicht werden und es werden weniger Stromspeicher benötigt.

In Abbildung 6.31 wird der saisonale Verlauf des Speicherfüllstandes der Wasserstoffspeicher für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 aufgetragen. Das linke Diagramm 6.31a zeigt das Szenario SPN mit der Option Stromspeicher auszubauen, das rechte Diagramm 6.31b das Szenario P2H, in dem zusätzlich zum Stromspeicherausbau ein verstärkter Einsatz von elektrischen Wärmeerzeugern möglich ist. In beiden Szenarien und allen Jahren außer 2020, in dem Wasserstoffspeicher noch nicht verwendet werden können, wird die Technologie Wasserstoffspeicher zur Speicherung des in den Sommermonaten erzeugten Stroms aus Photovoltaik eingesetzt. Ab etwa Mitte Oktober sinkt der Speicherfüllstand wieder, da die gespeicherte Energie unter anderem zur Deckung der Nachfrage der elektrischen Wärmeerzeugung eingesetzt wird. In den Jahren 2030 und 2050 verlaufen die Speicherfüllstände im Szenario P2H auf niedrigerem Niveau als im Szenario SPN, im Jahr 2040 auf etwas höherem Niveau. Damit spiegeln diese Abbildungen die Verfügbarkeit der Speicherkapazität der Wasserstoffspeicher, wie in Abbildung 6.30 untersucht, wider.

Die Untersuchung des Speicherverhaltens der Wasserstoffspeicher wurde bereits von P. Kuhn [45] und M. Kühne [48] als auch in [27] durchgeführt. Sowohl bei P. Kuhn als auch M. Kühne werden die Wasserstoffspeicher für die Einspeicherung der Windenergie im Winter und Frühjahr und zur Ausspeicherung im Sommer eingesetzt. In [27] ist das Verhalten der Wasserstoffspeicher entgegengesetzt und damit ähnlich dem in den hier

untersuchten Szenarien. Weder in [45] noch [48] wird eine Wärmenachfrage modelliert, in [27] dagegen schon. Dadurch liegt der Schluss nahe, dass eine Deckung der Wärmenachfrage mittels elektrischer Wärmeerzeuger zu einer deutlichen Veränderung des Einsatzes der zur saisonalen Speicherung eingesetzten Wasserstoffspeicher führt.

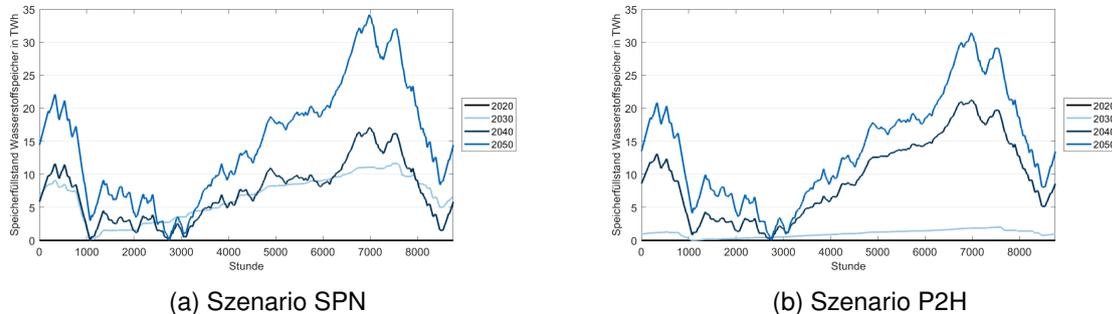


Abbildung 6.31: Saisonaler Verlauf des Speicherfüllstands der Wasserstoffspeichertechnologie der Szenarien SPN (mit Stromspeicherausbau) und P2H (erweiterte Power-to-Heat Optionen) für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050

## 6.4 Einfluss der Erweiterung um Wärmespeicher

Im nächsten Schritt wird die Flexibilität im Energiesystem um die Option der Wärmespeicherung erweitert. Damit stehen nun alle Wärmesystemgruppen mit teilweise oder komplett elektrischer Wärmeerzeugung auch mit Wärmespeichern unterschiedlicher Speicherdauern von 2, 8 und 24 Stunden als Ausbauoption im Teilmodell MESTAS zur Verfügung. Skaleneffekte in den Ausbaukosten, die durch unterschiedliche Speichergößen aufgrund unterschiedlicher Speicherdauern auftreten, werden bei dieser Betrachtung vernachlässigt. Im Folgenden wird das Szenario mit Wärmespeicherausbauoption (WSP) mit dem vorherigen Szenario P2H verglichen und auf Veränderungen durch die Ausbauoption untersucht.

Steht dem Energiesystemmodell die Option der Wärmespeicherung zur Verfügung, nutzt es diese insbesondere im zentralen Wärmesystem. Abbildung 6.32 zeigt die Unterschiede im Ausbau der Wärmesystemgruppen zwischen den genannten Szenarien. Im Szenario mit Wärmespeicher wird die WSG 100HS/100GK mit 24-Stunden-Wärmespeicher ausgebaut. Sie ersetzt ab 2020/21 zunehmend und ab 2025 vollständig die bisherigen WSG. Bis zum Jahr 2030 ist es die Wärmesystemgruppe mit 100 % Gaskessel, ab dem Jahr 2032 die WSG mit der Kombination Heizstab/Gaskessel mit jeweils 100 % Deckungsbeitrag innerhalb der Wärmesystemgruppe, die durch die WSG 100HS/100GK mit 24-Stunden-Wärmespeicher ersetzt werden. Bei einer installierten Leistung der WSG von  $23,3 \text{ GW}_{\text{th}}$  im Jahr 2025 der Wärmesystemgruppe bedeutet das ein Speichervolumen von  $558,6 \text{ GWh}_{\text{th}}$ .

Um die Veränderung in der Wärmeerzeugung zwischen den beiden Szenarien P2H und WSP anschaulich darzustellen, wurde die Abbildung 6.33 gewählt. Die Unterschiede in der Wärmeerzeugung sind hier durch eine Überlagerung der Säulen dargestellt. Die in beiden Szenarien gleiche Wärmeerzeugung mittels Gaskessel und Heizstab sind in den bereits eingeführten Farben Hellgrün und Lachsfarben dargestellt. Zwischen diesen beiden Bereichen ist die sich unterscheidende Wärmeerzeugung in einer Mischfarbe markiert.

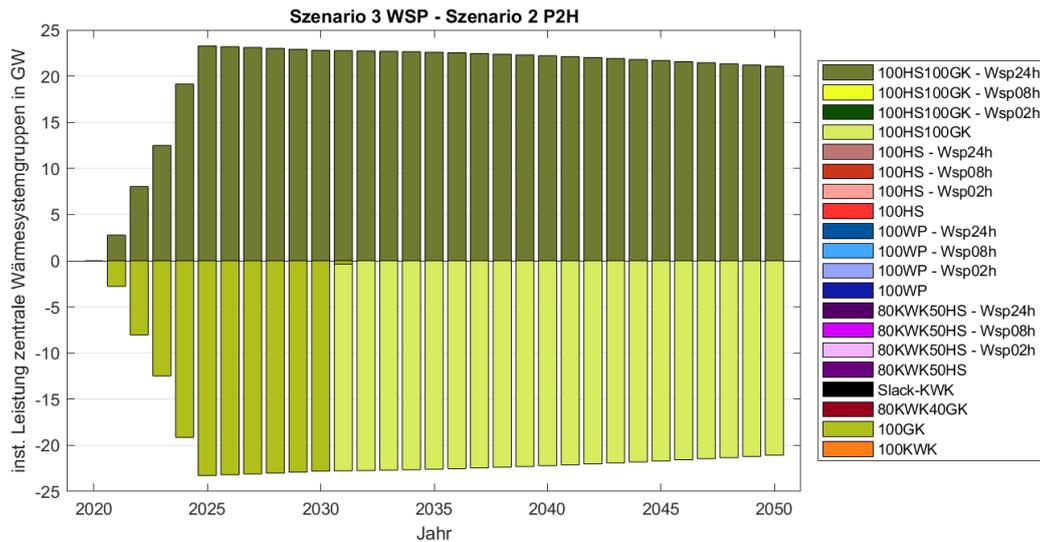


Abbildung 6.32: Vergleich Ausbau zentrale WSG in GW - Szenario WSP vs. P2H

Im Szenario ohne Wärmespeicher wurden in diesen Jahren zur Wärmeerzeugung die Gaskessel der Kombi-Wärmesystemgruppe eingesetzt, im Szenario mit Wärmespeichern die Heizstäbe. Es ist erkennbar, dass mit der Option der Wärmespeicherung bereits ab dem Jahr 2021 Heizstäbe eingesetzt werden, was 12 Jahre früher der Fall ist als im Szenario ohne Wärmespeicheroption. Im Szenario WSP erreichen die HS bereits 11 Jahre früher im Jahr 2039 mit  $32,4 \text{ TWh}_{\text{th}}$  einen Anteil von über 50 % an der Wärmeerzeugung. Bis zum Jahr 2050 steigt die Wärmeerzeugung aus P2H auf  $43,3 \text{ TWh}_{\text{th}}$  von insgesamt erzeugten  $60,4 \text{ TWh}_{\text{th}}$  und macht damit einen Anteil von 71,8 % an der Gesamterzeugung aus. Die obersten Säulen im Diagramm zeigen die zusätzliche Wärmeerzeugung im Szenario WSP mittels Heizstab, die durch die Verluste des Wärmespeichereinsatzes zusätzlich nötig ist. Im negativen Bereich des Diagramms sind die Verluste der Wärmespeicher im Szenario WSP angetragen.

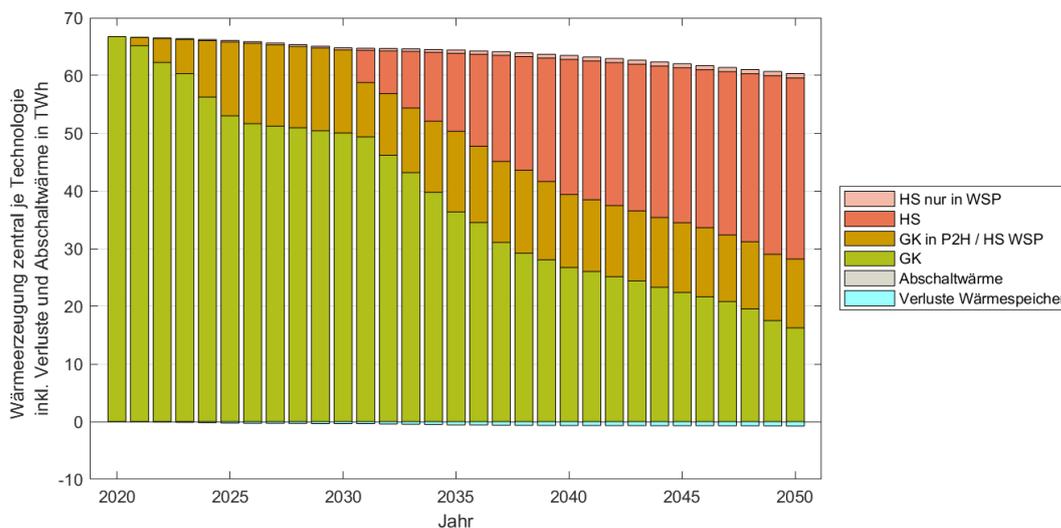


Abbildung 6.33: Vergleich zentrale Wärmeerzeugung - Szenario WSP vs. P2H

Bei Betrachtung der Unterschiede in den dezentral installierten Wärmeerzeugungstech-

nologien zwischen den Szenarien mit und ohne Wärmespeicheroption in Abbildung 6.34 fällt auf, dass sich zum einen die Veränderungen im Wesentlichen in der ersten Hälfte des Betrachtungszeitraums abzeichnen. In den Jahren 2021 bis 2030 wird die rein konventionelle 100 % GK-Wärmesystemgruppe mit bis zu 48,9 GW<sub>th</sub> installierter Leistung mehr gegenüber dem Szenario ohne Wärmespeicher ausgebaut, in welchem stattdessen die Kombi-Wärmesystemgruppe 100HS/100GK und teilweise 100WP installiert wurden. Ab dem Jahr 2030 bis 2036 – und damit über das Jahr 2031 hinaus – wird ein Teil dieser Kombi-WSG durch die WSG mit 100 % Wärmepumpe ersetzt. Dies beläuft sich auf Leistungen zwischen 2,5-6,9 GW<sub>th</sub>. In den Jahren 2020/21 deutlicher und im Jahr 2050 weniger deutlich sind Ausschläge im Diagramm zugunsten der WSG mit Heizstab und 2-Stunden-Wärmespeicher auf Kosten der WSG 100HS/100GK bzw. 100 % Wärmepumpe erkennbar.

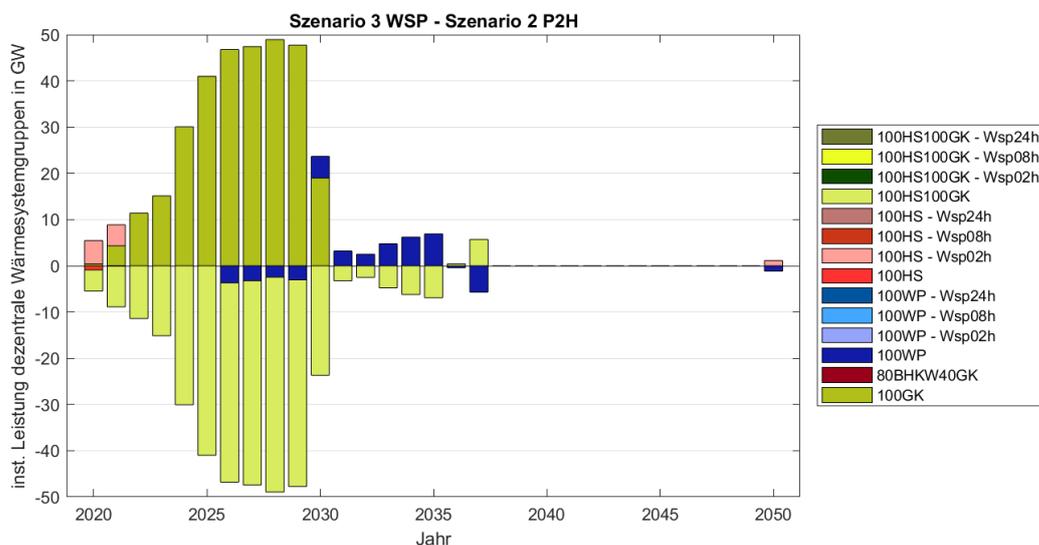


Abbildung 6.34: Vergleich Ausbau dezentrale WSG in GW - Szenario WSP vs. P2H

Die Unterschiede im Einsatz in Abbildung 6.35 fallen teilweise nicht so deutlich aus wie die Unterschiede im Ausbau. Das deutet darauf hin, dass zwar andere Wärmesystemgruppen installiert wurden, die Erzeugung aber zu weiten Teilen mit der selben Technologie, in dem Fall Gaskessel, realisiert wird bzw. wurde. In den Jahren 2020/21 werden 10,8 bzw. 10,0 TWh<sub>th</sub> mittels Heizstab erzeugt, wo bisher Gaskessel Anwendung fanden. Vom Jahr 2022 bis 2029 werden zwischen 10 und 18,5 TWh<sub>th</sub> mittels Gaskessel erzeugt, was im Szenario davor durch die Technologien Heizstab und Wärmepumpe generiert wurde. Im Wesentlichen in den Jahren 2030 bis 2036 ist es dagegen dann die Wärmepumpe, die statt Heizstab und Gaskessel zwischen 6,8 und 19,0 TWh<sub>th</sub> dezentrale Wärme erzeugt. Die bisherige Erzeugung zwischen 1,2 und 15,7 TWh<sub>th</sub> aus Wärmepumpe in den Jahren 2026-2029, 2036/37 und 2050 übernehmen dagegen in diesen Jahren wiederum nur Gaskessel, eine Kombination aus Gaskessel und Heizstab bzw. nur Heizstab. Die Technologie Heizstab übernimmt damit im Jahr 2050 2,1 % der gesamten benötigten Wärmeerzeugung. Durch die Verfügbarkeit von Wärmesystemgruppen mit in Ausbau und Einsatz sehr günstigen Wärmespeichern wird es sowohl im dezentralen als auch im zentralen Wärmesystem früher wirtschaftlich, Power-to-Heat-Technologien auszubauen und einzusetzen. Damit konkurrieren die elektrischen Wärmeerzeuger des zentralen Wärmesystems mit denen

des dezentralen Wärmesystems um die erneuerbar erzeugte elektrische Energie. Bei geringer Verfügbarkeit dieser zu Beginn bzw. in der ersten Hälfte des Betrachtungszeitraums ist es für das Gesamtsystem am günstigsten, zentrale Wärmespeicher mit elektrischer Wärmeerzeugung verstärkt auszubauen und einzusetzen. Im dezentralen Wärmesystem finden die Power-to-Heat-Technologien zum Teil in Kombination mit Wärmespeichern dann Einsatz, wenn sozusagen erneuerbarer Strom „übrig“ ist, der nicht in der zentralen Wärmeerzeugung wirtschaftlich genutzt werden kann. Je später im Betrachtungszeitraum, desto größer ist das Angebot des erneuerbar erzeugten Stroms, womit zunehmend die Power-to-Heat-Technologien auch im dezentralen Wärmesystem wieder an Bedeutung und Wirtschaftlichkeit gewinnen.

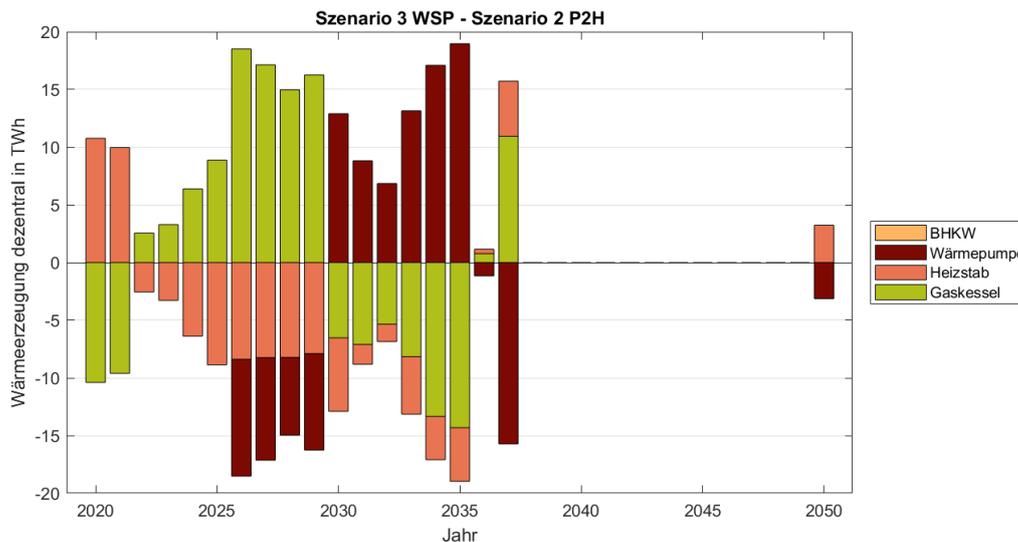


Abbildung 6.35: Vergleich dezentrale Wärmeerzeugung - Szenario WSP vs. P2H

Wie bereits anhand der Abbildungen 6.32 und 6.34 erkennbar wurde, werden im zentralen Wärmesystem eine Wärmesystemgruppe mit einem 24h-Wärmespeicher und im dezentralen Wärmesystem zumindest im letzten Betrachtungsjahr eine WSG mit 2h-Wärmespeicher ausgebaut. Damit liegt die Vermutung nahe, dass die Wärmespeicher je nach zentralem oder dezentralem System fast grundsätzlich unterschiedlich eingesetzt werden. Um das zu verdeutlichen, sind in Abbildung 6.36 die Speicherstände der jeweils insgesamt installierten dezentralen (links) und zentralen (rechts) Speicher über die 24 Stunden des Tages und 365 Tage des Jahres 2050 als Farbfeld aufgetragen. Die Summe der dezentralen Wärmespeicher erreichen dabei eine Kapazität von  $2,3 \text{ GWh}_{\text{th}}$ , die zentralen eine Kapazität von  $505,7 \text{ GWh}_{\text{th}}$ . Es ist deutlich erkennbar, dass die dezentralen Wärmespeicher annähernd täglich einen vollen Lade- und Entladezyklus durchlaufen, was durch die Zahl von 292,6 Entladevollzyklen im Jahr 2050 bestätigt wird. Je nach Jahreszeit unterscheidet sich der Einsatz der Speicher deutlich. Wird im Winter bevorzugt in den Stunden zwischen 0 und 9 Uhr geladen, finden die Ladevorgänge ab Frühjahr bis Herbst vornehmlich zu den Mittags- und Nachmittagsstunden bis in den Abend hinein statt. Da die Speicher nur in der Wärmesystemgruppe in Kombination mit Heizstäben als Wärmeerzeuger installiert werden, kann dieses Verhalten auf die Verfügbarkeit von erneuerbarer Stromerzeugung zurückgeführt werden. Im Winter steht nachts tendenziell etwas mehr Windenergie zur Verfügung, im Sommer gibt es den PV-Peak in den Mit-

tagsstunden. Die Wärmeerzeugung mittels Heizstab deckt im Jahr 2050 nur 0,8 % der Gesamterzeugung, weshalb die Investition in diese Wärmesystemgruppe vermutlich nur dann wirtschaftlich ist, wenn der genutzte Strom zur Wärmeerzeugung quasi vollständig aus kostenfreier erneuerbarer Quelle bezogen werden kann. Die zentralen Wärmespeicher erreichen dagegen nur eine Anzahl von 40,0 Entladevollzyklen, was im Durchschnitt fast einem Vollzyklus pro Woche entspricht. In Abbildung 6.36 rechts ist ebenso die Tendenz erkennbar, dass der Speicherfüllstand in den Sommermonaten eher hoch ist und in den Wintermonaten eher niedriger. Da hier die Wärmespeicher in einer WSG in Kombination mit Heizstab und Gaskessel ausgebaut werden, muss auch hier angenommen werden, dass die Ladung der Wärmespeicher nur mit erneuerbar erzeugter Wärme mittels HS realisiert wird. Die Effizienzketten „Stromerzeugung mittels GuD — Einspeicherung der Wärme mit Verlusten — Ruheverluste der Speicherung — Ausspeicherung der Wärme mit Verlusten“ verliert allein durch den Einsatz der GuD-Kraftwerke im Vergleich zur Effizienz von GK in der Wärmeerzeugung jede Konkurrenzfähigkeit, weshalb die Wärmeerzeugung für die Speicherung nur durch P2H-Einsatz wirtschaftlich darstellbar ist.

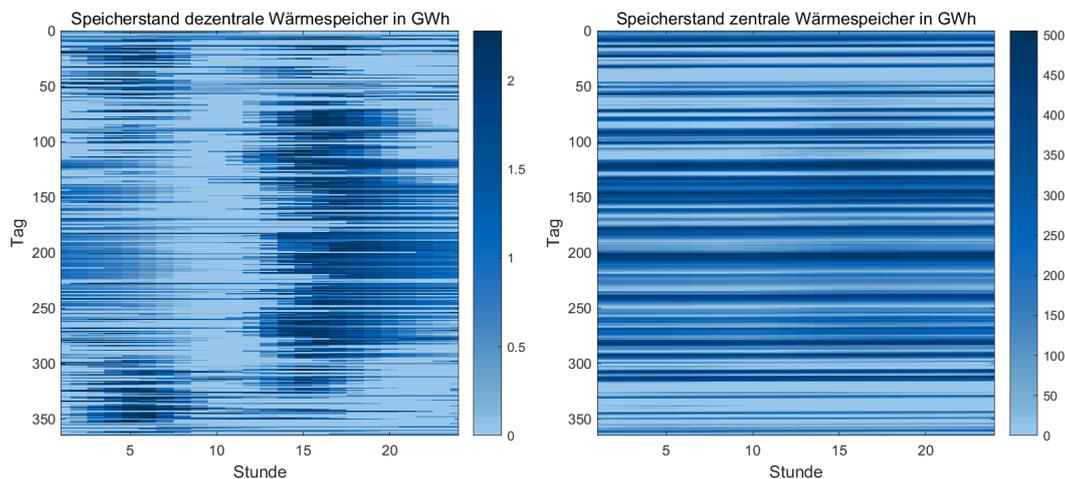


Abbildung 6.36: Speicherstände der Wärmespeicher im zentralen und dezentralen Wärmesystem über 24 Stunden und 365 Tage im Jahr 2050 im Szenario WSP

Die Veränderung sowohl in der zentralen als auch der dezentralen Wärmeerzeugung zwischen den beiden Szenarien P2H und WSP ist auch in der Veränderung der Stromerzeugung erkennbar, wie Abbildung 6.37 zeigt. Es wird deutlich, dass bei Verfügbarkeit von Wärmespeichern über den gesamten Betrachtungszeitraum die Stromnachfrage gegenüber dem Szenario ohne Wärmespeicher steigt, wenn auch jährlich unterschiedlich stark. Durch den verstärkten Einsatz von Heizstäben in der zentralen Wärmeerzeugung über den gesamten Betrachtungshorizont und in gewissem Umfang auch in der dezentralen Wärmeerzeugung in den Jahren 2020/21 und 2050 ist die Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern in allen Jahren außer 2026-2029 um bis zu 10,9 TWh höher. Die höhere Stromerzeugung wird in den Jahren 2020/2021 sowohl von Kernenergie- und Kohle- als auch von Gaskraftwerken übernommen. Durch den jährlich zunehmenden Einsatz der Heizstäbe in der WSG 100HS/100GK im zentralen Wärmesystem ab 2021 steigt die Nutzung des erneuerbar erzeugten Stroms. Über alle Jahre bis zum Ende des Betrachtungszeitraums ist die Stromerzeugung im Szenario mit Wärmespeichern zwischen 1,6-12,5 TWh höher als im Szenario ohne Wärmespeicher. Dabei wird nicht nur elektrische

Energie aus erneuerbaren Energien verstärkt genutzt, sondern sehr stark auch Strom auch GuD-Kraftwerken und bis 2037 auch Kohlekraftwerke, wenn auch unterschiedlich stark. Die erhöhte Erzeugung aus GuD-Kraftwerken ist nötig, da die dezentrale Wärmeerzeugung aus Wärmepumpen in diesem Zeitraum auch in Zeitschritten ohne erneuerbarer Erzeugung realisiert werden muss. Die zentrale Wärmeerzeugung mittels Heizstab dagegen führt nicht zu einer Erhöhung der Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken, da der Ausbau der Erzeugungsleistung in der Misch-Wärmesystemgruppe es ermöglicht, in Zeitschritten ohne verfügbarer EE die Wärme aus Gaskesseln zu erzeugen.

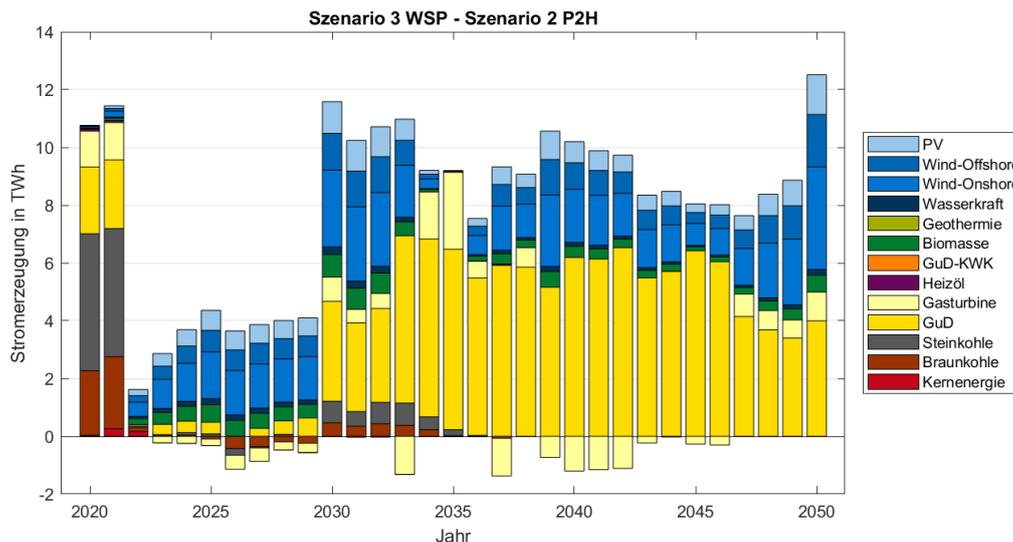


Abbildung 6.37: Vergleich Stromerzeugung - Szenario WSP vs. P2H

Die Unterschiede im Kraftwerksausbau, die aus den Veränderungen in der Stromerzeugung resultieren, sind gering, weshalb auf eine Abbildung hierzu verzichtet wird. Nennenswert ist, abgesehen von den allgemein verstärkten Investition in GuD-Kraftwerke statt in GT-Technologie in der Mitte des Betrachtungszeitraums, der Ausbau von GT-Kapazität in Höhe von 7,1 GW im Jahr 2050. Die im Szenario P2H nicht nötige Re-Investition der im Jahr 2020 gebauten Gasturbinenkraftwerke sind in diesem Szenario in der genannten Höhe wieder wirtschaftlich.

Die Veränderungen im Stromspeicherausbau sind auch verhältnismäßig gering. Die Technologie Wasserstoffspeicher folgt dabei keinem erkennbaren, durch veränderte Stromnachfrage aufgrund eines durch anderen P2H-Einsatz hervorgerufenen Trends. In Summe über alle Jahre des Betrachtungshorizonts wird weniger Speicherkapazität des Wasserstoffspeichers ausgebaut. Ein eindeutigerer Trend ist dagegen in der Entwicklung der Investitionen in Druckluftspeicher erkennbar, allerdings auch nur in geringen Größenordnungen von ca. 197,8 GWh jährlich zwischen 2026 und 2050. Allgemein geht auch hier die installierte Speicherkapazität tendenziell zurück.

## 6.5 Einfluss der Lastflexibilisierung in Industrie und Elektromobilität

Im nächsten Schritt wird der Einfluss weiterer unterschiedlicher Lastflexibilisierungsmaßnahmen auf das Energiesystem untersucht. Es werden die Optionen DSM in der Industrie, flexibles Laden von E-Fahrzeugen und die Kombination dieser beiden Optionen jeweils mit dem zuvor betrachteten Szenario WSP mit den gemeinsam verfügbaren Flexibilitätsoptionen Stromspeicher, P2H und Wärmespeicher verglichen.

### Einfluss der Option DSM in der Industrie

Bereits in Kapitel 5.5 wurde klar, dass das Potenzial der DSM in der Industrie im Vergleich zu einer großflächigen Installation von Strom- und Wärmespeichern sowie Power-to-Heat-Optionen verhältnismäßig gering ist. Grund dafür ist nicht zuletzt, dass die Angaben der Unternehmen zu ihrer Flexibilität meist recht konservativ ausfallen, da eine ungestörte Produktion in fast allen Fällen die höchste Priorität genießt.

Von den vier dem Modell verfügbar gemachten Industriezweigen

**C.20** Herstellung von chemischen Erzeugnissen,

**C.23** Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden,

**C.17** Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus,

**C.24** Metallerzeugung und -bearbeitung

werden die beiden Industriezweige mit den in Kombination günstigsten Erschließungs- und variablen Kosten, C.20 und C.17, zu großen Teilen des Betrachtungszeitraums erschlossen. Die Zweige C.23 und C.24 werden in keinem Jahr erschlossen, weshalb sie in der Übersichtstabelle 6.1 nicht mehr aufgeführt sind. C.20 (Herstellung von chemischen Erzeugnis-

Tabelle 6.1: erschlossene Anteile der DSM-Prozesse in unterschiedlichen Jahren

Zweig	in	Jahre			
		2020	2021	2022-2038	2039-2050
<b>C.20</b>	%	100,0	100,0	100,0	0,0
	TWh	4,1	4,1	4,1	0,0
<b>C.17</b>	%	9,2	61,1	100,0	100,0
	TWh	0,2	1,3	2,2	2,2

sen) wird in den Jahren 2020 bis einschließlich 2038 komplett mit 4,1 TWh erschlossen, ab dem Jahr 2039 dagegen gar nicht mehr. Die Erschließungskosten von 0,80 €/MWh sind überaus niedrig und die variablen Kosten von 100 €/MWh scheinen konkurrenzfähig zum Einsatz von P2H-Optionen zu sein. Der Wirtschaftszweig C.17 (Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus) ist mit Erschließungskosten von 2,55 €/MWh um etwa den Faktor drei teurer als C.20, kann aber bei seinen um Faktor zehn geringeren variablen

Kosten von 10 €/MWh punkten. Obwohl die Faktoren *Abrufdauer*, *Verschiebepotenzial* und *maximaler Lastverzicht* jeweils etwas schlechter abschneiden als im Zweig C.20, sind die Mindestausnutzungen über Tag, Woche, Monat und Jahr geringer, was den Prozess flexibler macht. Diese Parameterkombination führt zu einer über die ersten beiden Jahre ansteigenden und ab 2022 dann kompletten Erschließung mit dem gesamten Potenzial des Prozesses von 2,2 TWh bis zum Ende des Betrachtungszeitraums.

Da dieses DSM-Potenzial im Verhältnis zum restlichen Energiesystem klein ist (obwohl sich die verschiebbaren Leistungen in der Größenordnung mehrerer 100 MW aufhalten), sind die Rückwirkungen auf das Energiesystem, sehr gering. Abbildung 6.38 zeigt den Unterschied der (genutzten) Stromerzeugung gegenüber dem Szenario WSP. Es sind Un-

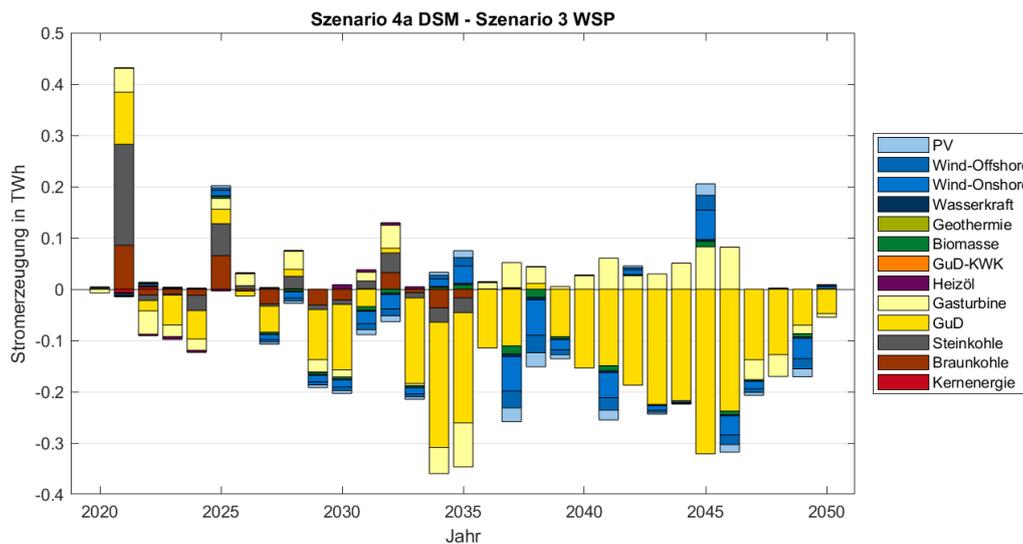


Abbildung 6.38: Vergleich Stromerzeugung - Szen DSM vs. WSP

terschiede in der Stromerzeugung in allen Jahren des Betrachtungszeitraums zu erkennen, allerdings spielen sich diese in der Größenordnung von wenigen 0,1 TWh ab. Abgesehen von einigen Jahren wird über den gesamten Betrachtungszeitraum im Szenario DSM tendenziell weniger Stromerzeugung benötigt. Die Erzeugung durch GuD ebenso wie die Nutzung des erneuerbar erzeugten Stroms sinken. Das Verhalten der Kohlekraftwerke ist uneinheitlich, sodass sie in manchem Jahren mehr Strom als im vorangegangenen Szenario und in anderen Jahren weniger erzeugen. In keinem der Jahre entspricht aber die substituierte Erzeugung aus den im Szenario WSP eingesetzten Technologien der Erzeugung der Technologien im Szenario DSM. Da der Einsatz von DSM-Maßnahmen im Grunde nur zu einer Substitution in der Stromerzeugung führen kann, da die Nachfrage nur zeitlich verschoben aber nicht reduziert wird, kann die Veränderung in der Stromerzeugung nicht direkt durch den DSM-Einsatz ausgelöst worden sein. Vielmehr muss es im Gesamtsystem eine Rückwirkung des DSM-Einsatzes auf die Art der Wärmeerzeugung geben.

Im zentralen Wärmesystem findet abgesehen von den ersten 5 Jahren kein anderer Wärmeerzeugerausbau statt. Die installierten Wärmesystemgruppen weisen Unterschiede in der Größenordnung von maximal 0,07 GW auf. Ab 2026 sind die beiden Technologien zu gleichen Teilen installiert und verfügbar. In Abbildung 6.39 ist kein wirklich eindeutiger Trend in der Entwicklung des Einsatzes einer Technologie zur jeweils anderen gegenüber dem vorherigen Szenario im Laufe der Jahre erkennbar. Die Technologien werden je nach

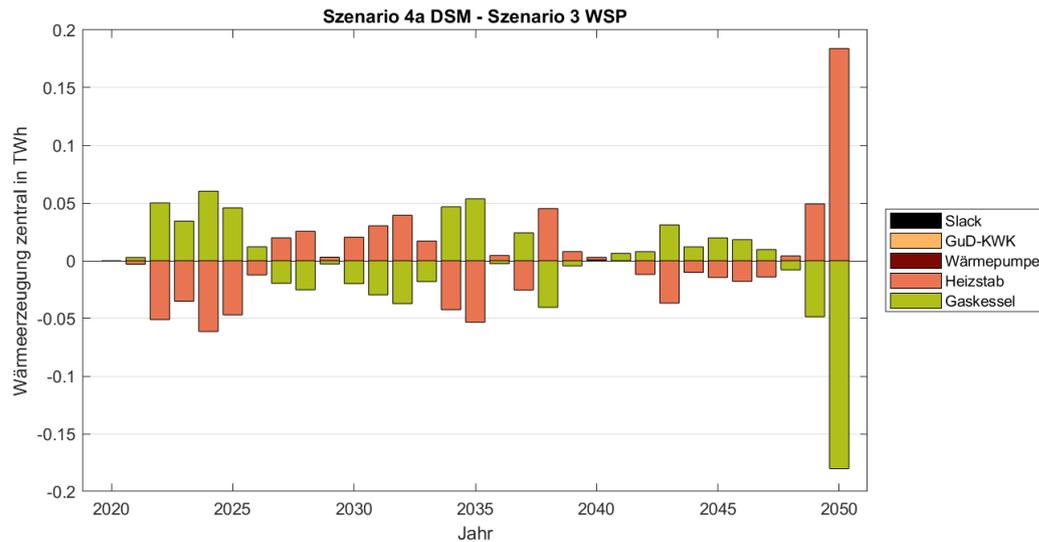


Abbildung 6.39: Vergleich zentrale Wärmeerzeugung - Szen DSM vs. WSP

Wirtschaftlichkeit auf niedrigem Niveau etwas abweichend zur Wärmeerzeugung im vorherigen Szenario WSP eingesetzt. Tendenziell lässt sich ablesen, dass zur Wärmeerzeugung in den ersten Jahren eher die Technologie Gaskessel statt Heizstab und in den Jahren am Ende des Betrachtungszeitraums umgekehrt, Heizstab statt Gaskessel, eingesetzt wird.

Abbildung 6.40 zeigt die Unterschiede des dezentralen Wärmeerzeugereinsatzes zwischen den Szenarien WSP und DSM. Auch hier finden Veränderungen gegenüber dem vorherigen Szenario nur auf sehr geringem Niveau statt. Ein eindeutiger Trend hin zu einer Technologie ist nicht erkennbar. Bei kombinierter Betrachtung der Abbildung 6.38 der Stromerzeugung mit der dezentralen Wärmeerzeugung kann für einzelne Jahre – 2021, 2025, 2028, 2032 und 2050 – interpretiert werden, dass die zusätzliche Stromerzeugung zum Teil durch die verstärkte Nutzung der dezentralen Wärmepumpe und Heizstab in diesen Jahren hervorgerufen wird.

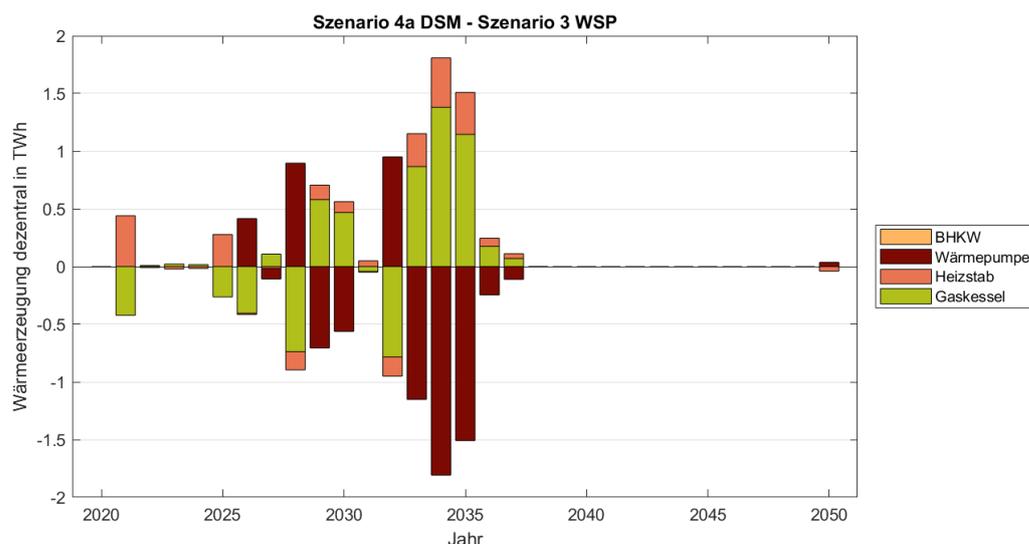


Abbildung 6.40: Vergleich dezentrale Wärmeerzeugung - Szenario DSM vs. WSP

Der Einfluss der DSM-Optionen ist aufgrund des begrenzten Verschiebepotenzials

sehr gering, führt aber bei Betrachtung der Stromspeicher zu einer eindeutigen Tendenz. Insbesondere bei der Installation der Entladeleistung von Kurzzeitspeichern (Abb. 6.41) ist der Rückgang der Leistung auf geringem Niveau gegenüber dem Szenario ohne DSM erkennbar. Die Jahre ab 2039 mit zunehmender erneuerbarer Stromerzeugung in Kombination mit dem Ausstieg aus der Kohleverstromung zeigen diesen Einfluss weniger deutlich.

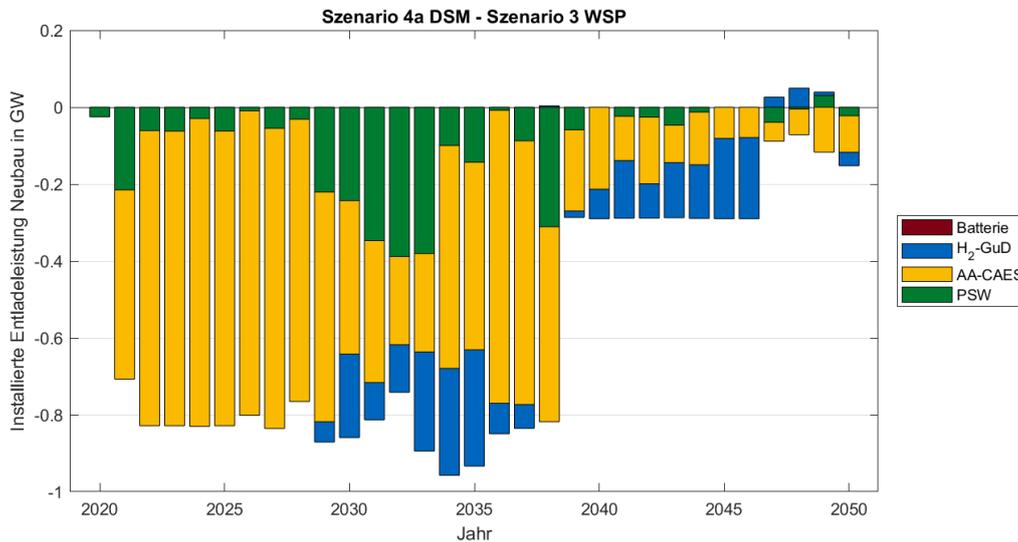


Abbildung 6.41: Vergleich Ausbau der Speicherentladeleistung in GW - Szen DSM vs. WSP

### Einfluss der Option flexibles Laden der Elektromobilität

Anstatt der Nachfrageflexibilität durch DSM in der Industrie wird im Szenario BEV die Option des flexiblen Ladens der Elektromobilität im Vergleich zum Szenario WSP untersucht. Die bereits im Energiesystem abgebildeten Elektrofahrzeuge werden nun nicht mehr unflexibel direkt nach der Fahrt mit voller Leistung von 3,5 kW geladen, sondern können zeitlich flexibel geladen werden. Durch geeignete Vorgabe der Eingangsdaten wird verhindert, dass Fahren und Laden zeitgleich auftritt. Ansonsten kann die Fahrzeugbatterie zu jeder Zeit geladen werden, wenn die Fahrzeuge nicht fahren. Alle bisher verfügbaren Flexibilitätsoptionen sind auch in diesem Szenario weiterhin verfügbar.

Die Veränderungen zwischen dem Szenario ohne und mit flexibler Lademöglichkeit der Elektrofahrzeuge spielt sich insgesamt auf dem sehr geringen, wenn auch im Vergleich zum Szenario WSP auf etwas höherem Niveau von ca. 0,25-1,75 TWh im Jahr ab, wie Abbildung 6.42 zeigt. Obwohl die Veränderungen auf recht geringem Energieniveau im Vergleich zur Gesamtlast ablaufen, ist trotzdem deutlich erkennbar, dass die Stromerzeugung aus GuD-Kraftwerken bei flexiblem Laden der BEV deutlich geringer ist. Die Unterschiede der konventionellen Stromerzeugung sind in den Jahren 2020 bis 2031 uneindeutig, tendieren aber über die Jahre zu einem Rückgang der Erzeugung aus Steinkohle-Kraftwerken und einer Zunahme aus Braunkohle-Kraftwerken. Da diese nur als Bestand existieren, bedeutet das eine höhere Ausnutzung, also ein Kappen der Stromnachfragespitzen und ein „Füllen der Täler“. Ab 2026 wird jedes Jahr etwa 0,7 TWh mehr Strom aus EE verwendet, sodass im Wesentlichen ab 2030 auch die Erzeugung aus BK ersetzt werden kann. Deutlich erkennbar, wenn auch in sehr kleinem Umfang, ist die verstärkte Integration

der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Ebenso ist deutlich erkennbar, dass die bisherige Erzeugung aus GuD nicht vollständig aus anderen Quellen übernommen wird. Da das flexible Laden von Fahrzeugen nicht zu einer sinkenden Stromnachfrage und damit Erzeugung führt, muss die Flexibilisierung auch hier wieder Rückwirkungen auf die Art der Wärmeerzeugung und bzw. oder die Stromspeicher und deren Verluste haben, die sich dann wiederum auf die Art der Stromerzeugung niederschlägt.

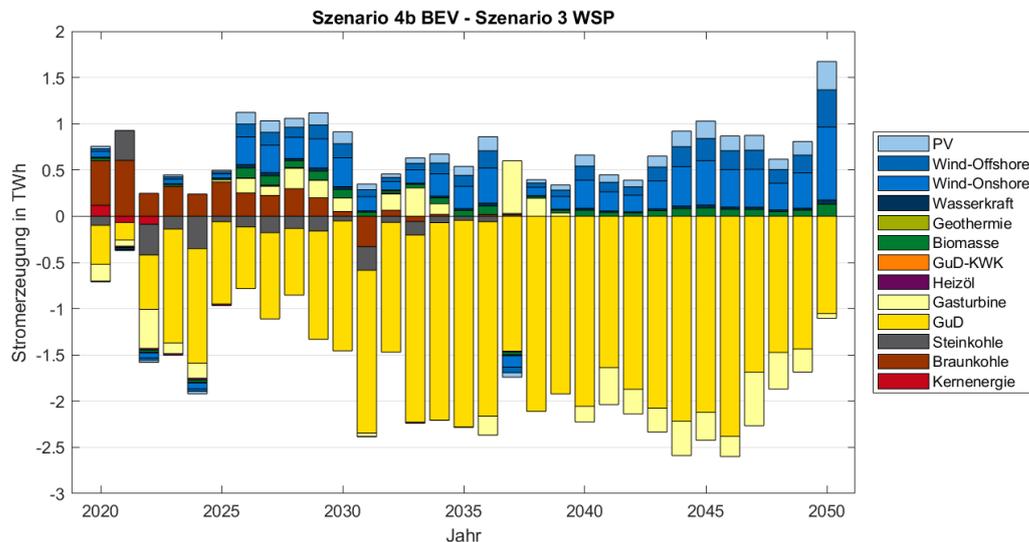


Abbildung 6.42: Vergleich Stromerzeugung - Szenario BEV vs. WSP

Im Folgenden wird zuerst auf die Unterschiede im Ausbau der großtechnischen Stromspeicher eingegangen. Am deutlichsten sind diese im Ausbau der Lade- und Entladeleistung der Speicher sichtbar. Die Unterschiede des Speicherkapazitätsausbaus werden auch in dieser Untersuchung dominiert von vergleichsweise starken Fluktuationen im Ausbau der äußerst günstigen Kapazität des Wasserstoffspeichers, weshalb von einer detaillierteren Untersuchung dieser abgesehen wird. Um mögliche Trends in den Unterschieden zu erkennen, wird die Ladeleistung in Abbildung 6.43 untersucht. Allgemein ist erkennbar, dass in allen Jahren weniger Ladeleistung installiert wird, wenn die BEV flexibel geladen werden. Die Unterschiede in den Jahren 2020 bis 2030 spielen sich in einer Größenordnung von wenigen 0,1 GW bis etwas mehr als 1 GW ab und betreffen im Wesentlichen PSW und AA-CAES. Ab 2031 wird die Technologie AA-CAES zunehmend weniger installiert, was sich bis zum Jahr 2050 auf bis zu 12 GW weniger installierte Ladeleistung für diese Technologie steigert. Da es sich bei der flexiblen Ladung von Elektrofahrzeugen um kurzzeitige Verschiebungen der Stromnachfrage handelt, erscheint eine Reduktion der installierten Ladeleistung von Kurzzeitspeichern also logisch. Die Grundtendenz ist im Falle der Entladeleistung ähnlich, allerdings verteilt sich die Reduktion der Leistung um bis zu 2,7 GW etwas stärker auf die unterschiedlichen Technologien. Auffällig ist bei Betrachtung der Speicherkapazität, dass in den letzten Jahren des Betrachtungszeitraums ca. 1,1-1,4 TWh mehr Speicherkapazität der H<sub>2</sub>-GuD-Speicher installiert werden. Diese Unterschiede sind zu einem gewissen Teil auf Veränderungen in der Erzeugung der zentralen Wärme zurückzuführen.

Die Unterschiede im Ausbau der zentralen Wärmesystemgruppen sind eher gering und treten nur in den Jahren von 2021 bis 2025 des Betrachtungszeitraums auf. Im

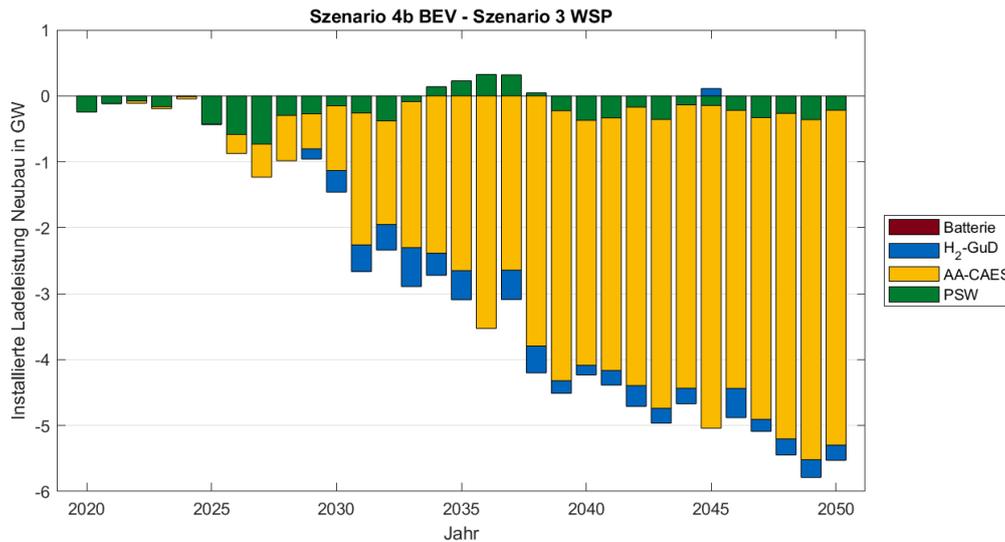


Abbildung 6.43: Vergleich Ladeleistung in GW - Szenario BEV vs. WSP

Szenario WSP ohne flexibles Laden von E-Fahrzeugen waren in den Jahren zwischen 2,0 und 3,7  $\text{GW}_{\text{th}}$  der WSG 100HS/100GK mit 24 Stunden Wärmespeicher installiert. Nun wird diese Leistung ersetzt mit der WSG mit 100 % Gaskessel. Ab dem Jahr 2026 sind keine Unterschiede mehr im Ausbau der zentralen Wärme erkennbar.

Bei Einsatz der Wärmeerzeugungstechnologien in Abbildung 6.44 sind die Unterschiede größer und weiter über den Betrachtungszeitraum verteilt. In den Jahren 2021 bis 2036 und 2038 bis 2044 wird ein Teil der Wärmeerzeugung mittels Gaskessel anstatt Heizstab realisiert. Insbesondere im Jahr 2024 werden knapp 2,5  $\text{TWh}_{\text{th}}$  mittels GK anstelle von HS erzeugt. Im Jahr 2037 und den letzten Jahren des Betrachtungszeitraums ab 2045 wird die zentrale Wärmeerzeugung um bis zu 0,1 bis 0,7  $\text{TWh}_{\text{th}}$  mittels Heizstab statt Gaskessel erzeugt, was mitverantwortlich für den verstärkten Ausbau der Speicherkapazität und Entladeleistung des Wasserstoffspeichers sein dürfte.

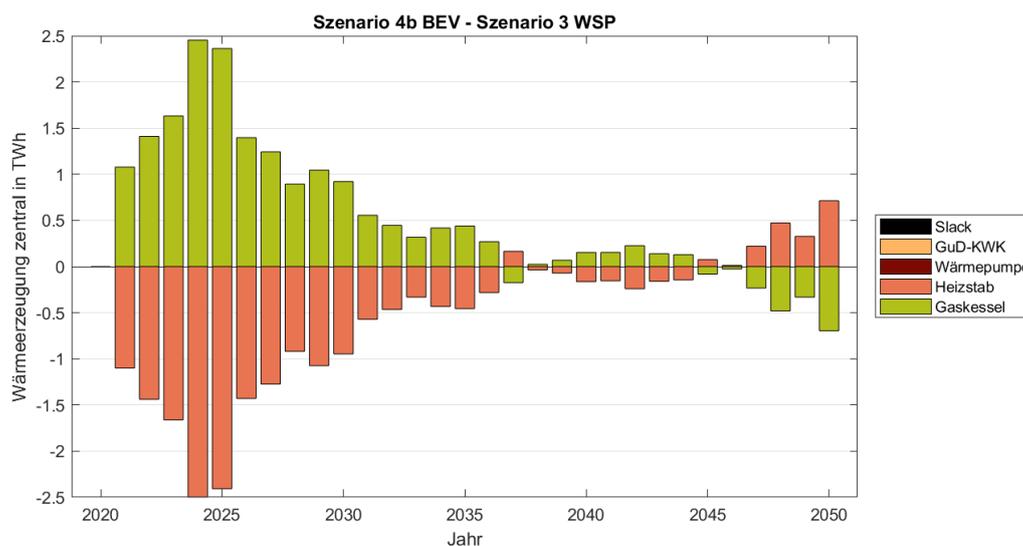


Abbildung 6.44: Vergleich zentrale Wärmeerzeugung - Szenario BEV vs. WSP

Der Ausbau der dezentralen Wärmesystemgruppen unterscheidet sich im Wesentli-

chen in der ersten Hälfte des Betrachtungszeitraums zwischen 0,1-5,1 GW<sub>th</sub>, was etwa 0,4-2,1 % der gesamt installierten dezentralen Wärmeleistung entspricht. Dabei ersetzen vor allem WSG mit Heizstab/Gaskessel-Kombination und mit Wärmepumpe einen Teil der Wärmesystemgruppen, die nur mit Gaskessel heizen können.

Abbildung 6.45 zeigt die Unterschiede im Einsatz der Wärmeerzeugungstechnologien.

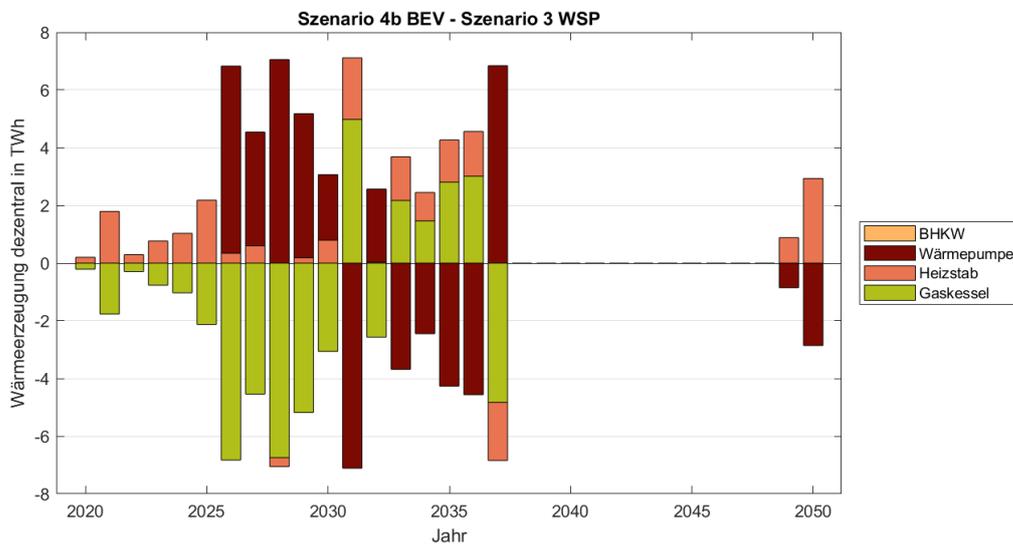


Abbildung 6.45: Vergleich dezentrale Wärmeerzeugung - Szenario BEV vs. WSP

Der Trend geht dabei bis 2030 im Wesentlichen zum verstärkten Einsatz von Power-to-Heat-Technologien anstatt des konventionellen Gaskessels. Die erhöhte Flexibilität in der Stromnachfrage durch die flexibel zu ladenden BEV erlaubt im dezentralen Wärmesystem in Summe eine verstärkte Nutzung von elektrischen Wärmeerzeugungstechnologien, wodurch wiederum mehr Strom aus erneuerbaren Energien integriert werden kann. In den Jahren 2031 bis 2037 wird in zwei von diesen sieben Jahren ein Teil der bisherigen Wärmeerzeugung mittels WP durch Gaskessel und Heizstab ersetzt. In den anderen beiden Jahren ähnelt das Verhalten eher den ersten zehn Jahren des Betrachtungszeitraums. In den letzten beiden Jahren wird ein Teil der Wärmeerzeugung aus WP durch HS ersetzt, was aufgrund der sehr hohen Verfügbarkeit von EE möglich ist und sich auch in den Unterschieden der Stromerzeugung wiederfindet.

### Einfluss der Kombination beider Lastflexibilisierungsoptionen

In diesem Szenario wird sowohl die Option DSM-Erweiterung als auch flexibles Laden von Elektroautos für die Optimierung „freigeschaltet“, womit die maximal mögliche Entscheidungsfreiheit bezüglich Flexibilitätsoptionen gewährt wird. Bei Betrachtung der Simulationsergebnisse wird schnell klar, dass eine weitergehende Auswertung wenig neue Erkenntnisse im Detail bringen wird. Im Vergleich des Szenarios mit allen Optionen (DS-MuBEV) gegenüber dem Szenario mit Wärmespeichern (WSP) ist mit bloßem Auge kein Unterschied zum vorherigen Szenario erkennbar.

Beim Vergleich des Szenarios mit allen Optionen (DSMuBEV) gegenüber dem Szenario mit flexiblem Laden (BEV) sind sehr geringe Unterschiede erkennbar. Für die Stromerzeugung kann eine Tendenz zu weniger Erzeugung in der zweiten Hälfte des Betrachtungszeitraums festgestellt werden (vgl. Abbildung 6.46). Außerdem wird für Stromspeicher

– besonders PSW – weniger Ladeleistung ausgebaut (Abb. 6.47). Die Veränderungen in den beiden Wärmesystemen folgen keinen erkennbaren Trends. Die Reduktion der Stromerzeugung kann also auf eine Kombination der veränderten Wärmeezeugung und nicht mehr anfallenden Speicherverluste zurückgeführt werden.

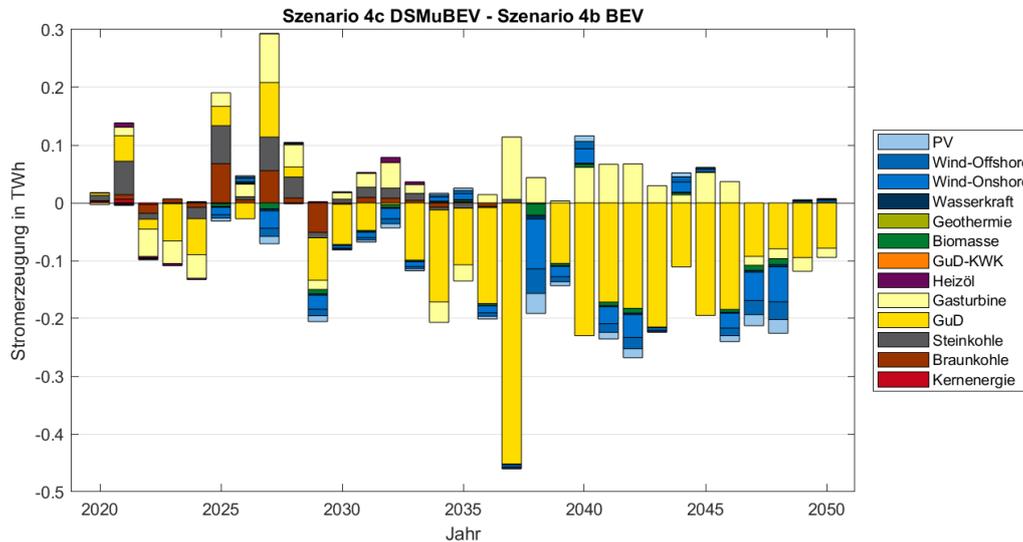


Abbildung 6.46: Vergleich Stromerzeugung - Szenario DSMuBEV vs. BEV

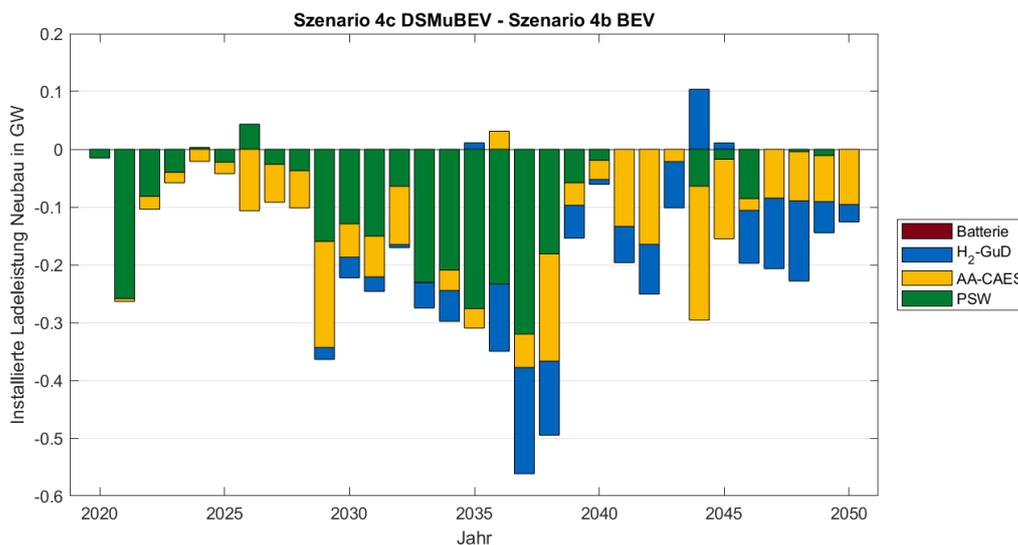


Abbildung 6.47: Vergleich Ladeleistung in GW - Szenario DSMuBEV vs. BEV

## 6.6 Szenarienübergreifende Auswertung

Im Rahmen dieser Arbeit wird der Einfluss von Sektorkopplung und Lastflexibilisierung auf unter anderem die Dekarbonisierung des deutschen Energiesystems untersucht. Dazu wurde die Annahme getroffen, dass eingangsdatenseitig das Energiesystemmodell mit erneuerbarer Stromerzeugung in Höhe von 80 % der Summe der Strom- und Wärmenachfrage (Raumwärme und Warmwasser) „geflutet“ wird. Im Folgenden werden die betrachte-

ten Flexibilitätsoptionen und Szenarien nach ihrer Wirksamkeit zur Deckungsbringung von Angebot (erneuerbarer Strom) und Nachfrage (Strom und Wärme) gegenübergestellt.

### **Stromsystem und Integration von EE**

Die feste Vorgabe der erneuerbaren Stromerzeugung führt zu einem Anwachsen des Stromsektors. Die Nachfrage nach elektrischer Energie steigt durch die daraus resultierende Elektrifizierung des Wärmesektors, was durch entsprechend höhere Stromerzeugung bzw. Nutzung der gesetzten Erzeugung gedeckt werden muss. Die prozentualen Unterschiede der jährlichen Summe der Stromerzeugung gegenüber dem Referenzszenario sind in Abbildung 6.48 über alle Jahre des Betrachtungszeitraums aufgetragen.

Obwohl es sich um jährliche Werte handelt, sind für eine bessere Lesbarkeit gestrichelte Verbindungslinien zwischen den Werten eingezeichnet.

Die bereits diskutierten Szenarien sind hier die Szenarien 0 bis 4c. Des Weiteren sind als Szenarien x2 bis x4c Varianten von den bisherigen Szenarien aufgetragen, in denen kein Stromspeicherausbau und -einsatz – vom Einsatz der Bestandspeicher abgesehen – gestattet wird.

In allen Szenarien steigt die Stromerzeugung im Vergleich zum Referenzszenario REF an, sodass bis zum Jahr 2050 eine Zunahme zwischen 32,9 und 43,5 % zu beobachten ist. Strukturell führt die Anpassung der Stromnachfrage beim flexiblen Laden der Elektrofahrzeuge oder Nutzung der Industrie-DSM nicht zu einer Erhöhung der elektrischen Nachfrage. Es steht nur die Option des Verschieben zur Verfügung, um die Kosten des Systems zu optimieren. Lediglich durch eine erhöhte Nutzung von Stromspeichern und den damit anfallenden Speicherverlusten kann es bei dieser Art der Flexibilität zu einer leichten Erhöhung der Nachfrage kommen. Anders gelagert sind die Dinge dagegen bei der Sektorkopplung mit dem zentralen und dezentralen Wärmesystem. Da hier dem Optimierungsmodell im Grunde die Entscheidung überlassen wird, auf welche Art (konventionell oder elektrisch) die Wärmenachfrage gedeckt werden soll, kann durch entsprechende Wahl von P2H-Technologien die Stromnachfrage deutlich beeinflusst werden.

Dieser Einfluss ist in leicht unterschiedlicher Ausprägung in allen Szenarien mit erhöhter Flexibilität in der Nachfrage zu beobachten. Erwartungsgemäß unterscheiden sich die Szenarien 3 bis 4c bzw. x3 bis x4c jeweils kaum untereinander bzgl. der Zunahme der Stromerzeugung. Für die Szenarien ohne Stromspeicheroption verlaufen die Werte ab dem Jahr 2030 ein wenig unterhalb der Werte der entsprechenden Szenarien mit Speicheroption. Ab 2035 nimmt auch die Streuung zwischen den Szenarien ohne Stromspeicher stärker zu als zwischen den Szenarien mit Stromspeicher. Das deutet darauf hin, dass der Einfluss der Wärmeerzeugung unmittelbarer auf den Stromsektor zurückwirken kann, wenn keine Stromspeicher verfügbar sind. Jeweils etwas darunter verlaufen die Werte der Szenarien ohne Stromspeicher – 2 P2H und x2 P2H. Ohne die Möglichkeit, bereits erzeugte Wärme zu speichern, ist die Power-to-Heat-Option weniger wirtschaftlich. Selbst mit der Möglichkeit, den Strom zu speichern und später in Wärme umzuwandeln, verliert P2H an Wirtschaftlichkeit, sodass die Wärmenachfrage stattdessen konventionell mit Gaskesseln gedeckt wird.

Das Verhalten des Szenarios mit Stromspeicher als einzige Flexibilitätsoption fällt etwas aus dem Muster der anderen Szenarien. Der Anstieg der Nachfrage zu Beginn ist flacher, verläuft dann aber bis zum Jahr 2033 recht steil und stagniert dann ab 2040 beinahe auf einem Post-Anstiegsniveau von ca. 36,0 % und damit im Bereich der Werte der Szenarien

ohne Stromspeicheroption.

Zusammenfassend lässt sich aus dieser Abbildung schließen, dass eine Elektrifizierung des Wärmesystems bei einer hohen Durchdringung des Stromsystems mit EE in allen betrachteten Szenarien wirtschaftlich ist. Insbesondere bei Verfügbarkeit von sowohl Stromspeichern als auch Wärmespeichern findet eine Elektrifizierung des Wärmesystems statt.

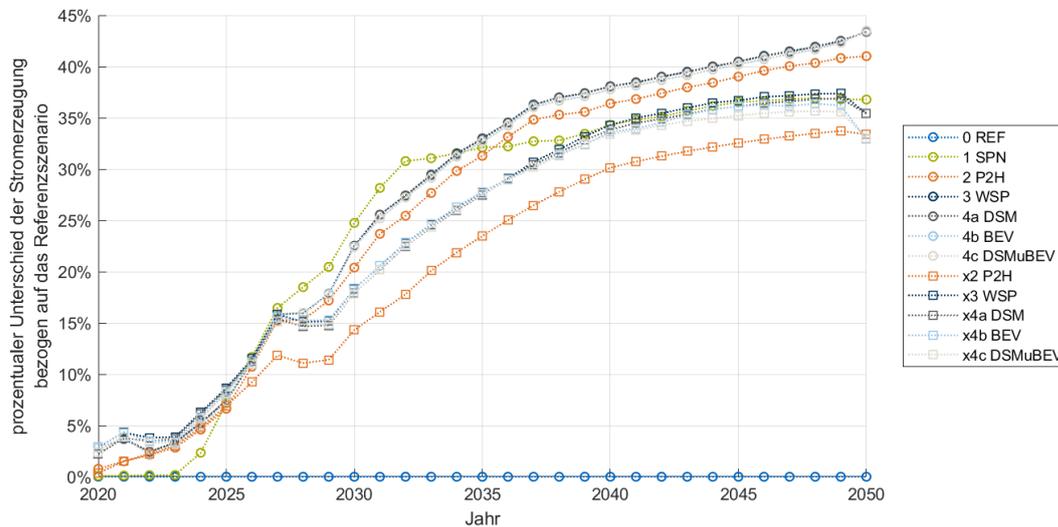


Abbildung 6.48: Unterschiede der Entwicklung der Stromerzeugung in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern gegenüber dem Referenzszenario; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz x2-x4c ohne Stromspeicher

Dass die zusätzliche Stromerzeugung zur Deckung der Wärmenachfrage größtenteils aus erneuerbaren Quellen realisiert wird, wird aus Tabelle 6.2 deutlich. Darin sind die Anteile der integrierten gegenüber der verfügbaren erneuerbaren Stromerzeugung für die Stützjahre 2020, 2030, 2040 und 2050 aufgetragen. Unterschieden wird dabei nicht zwischen allen Einzelszenarien, sondern nur zwischen Referenzszenario (0 REF), Stromspeicherszenario (1 SPN) sowie Szenarien jeweils mit (2 P2H - 4c DSMuBEV) und ohne (x2 P2H - x4c DSMuBEV) Verfügbarkeit von Stromspeichern.

Alle Szenarien (außer dem Szenario REF) erreichen in den ersten beiden Stützjahren 2020 und 2030 eine Integrationsquote von 96,0% oder höher, zum Teil bis zu 99,5%. Diese Quote kann auch deshalb in diesen Jahren erreicht werden, weil die Stromerzeugung aus EE noch verhältnismäßig gering ist. Bei zunehmender erneuerbarer Stromerzeugung in den Stützjahren 2040 und 2050 sind deutlich steigende Unterschiede in den integrierten Anteilen an EE zwischen Szenarien mit und ohne Stromspeicher erkennbar. Mit Stromspeicher können je nach weiterer verfügbarer Flexibilität noch zwischen 91,1 und 95,2% der elektrischen Energie aus EE integriert werden. Ohne Speicher sind es im Jahr 2040 nur noch bis zu 91,7%, im Jahr 2050 sogar nur noch etwa 80,2-82,9%. Die Verfügbarkeit von Stromspeichern ist der Integration der zunehmenden erneuerbaren Stromerzeugung bei steigender Elektrifizierung des Wärmesektors also durchaus zuträglich.

Verdeutlicht wird diese Aussage noch mal durch Abbildung 6.49, welche die prozentualen Unterschiede in der EE-Integration bezogen auf das Referenzszenario zeigt. In der ersten Hälfte des Betrachtungszeitraums ist das Verhalten aller Szenarien sehr ähnlich und es gibt nur leichte Abweichungen im Szenario nur mit Stromspeicher (1 SPN). Beginnend mit

Tabelle 6.2: Stützjahre zur Entwicklung der Integration der verfügbaren EE Erzeugung

		2020	2030	2040	2050
EE-Erzeugung	TWh	261,8	534,9	697,3	778,6
davon integriert in Szenario:					
- 0 REF	%	99,1	79,7	65,8	59,4
- 1 SPN	%	99,2	96,0	94,2	91,1
- 2 P2H - 4c DSMuBEV	%	99,4-99,5	97,8-99,0	94,5-95,2	93,3-94,5
- x2 P2H - x4c DSMuBEV	%	99,3-99,4	97,4-98,7	90,7-91,7	80,2-82,9

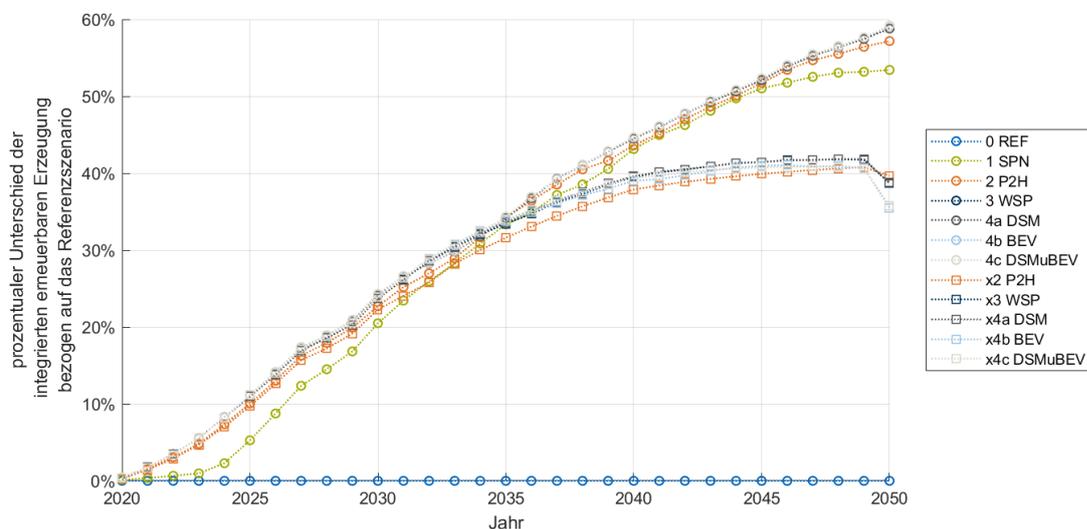


Abbildung 6.49: Unterschiede der Entwicklung der Integration von EE in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern gegenüber dem Referenzszenario; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz 2x-4cx ohne Stromspeicher

den Jahren 2037/38 gibt es Unterschiede in der Entwicklung. Die Szenarien ohne Stromspeicher gehen dabei alle ab ca. dem Jahr 2040 auf Höhe der 40 %-Linie in Sättigung und sacken nur im letzten Jahr aufgrund verstärkter Stromerzeugung aus Gasturbinenkraftwerken etwas ab. Die Unterschiede in der Integration gegenüber dem Referenzszenario steigen also nicht weiter. Da die jährliche Stromerzeugung aus EE weiter steigt, bedeutet das in diesen Szenarien eine ähnliche Steigerung der Integration der EE. Die Unterschiede der Szenarien mit Stromspeicher gegenüber REF steigen dagegen bis 2050 fast linear mit einer Steigung von im Mittel 1,4 Prozentpunkten pro Jahr weiter. Die unterschiedliche Entwicklung in der zweiten Hälfte des Betrachtungszeitraums kann folgendermaßen erklärt werden. Bis zum Jahr 2035 steigt die Integration in allen Szenarien ähnlich stark aufgrund der Zunahme der Flexibilitätsoptionen. In den Szenarien ohne Stromspeicher steigt ab ca. 2035 die Integration relativ zum Referenzszenario nicht mehr an. Die nutzbare Flexibilität relativ zum Referenzszenario nimmt nicht mehr weiter zu. In den Szenarien mit Stromspei-

cher steigt dagegen die nutzbare Flexibilität gegenüber dem Referenzszenario weiterhin an, da durch den Ausbau von Stromspeichern die Elektrifizierung des Wärmesektors weiter gesteigert werden kann.

Bei Analyse der Szenarien ohne Stromspeicher ist sogar die etwas geringere Integration von EE in den Szenarien mit zunehmender Flexibilität durch DSM, insbesondere in den Szenarien x4b und x4c, in der zweiten Hälfte des Betrachtungshorizonts auffällig. Im ersten Moment widerspricht das der grundlegenden These, dass bei zunehmender Flexibilität auch zunehmend kostengünstige Optionen (hier: Erneuerbare) genutzt werden. Das Lastmanagement der Elektromobilität und in der Industrie scheint allerdings die kostengünstige erneuerbare Stromerzeugung so weit zu nutzen und damit günstige Stunden „zu reduzieren“, dass für das Gesamtsystem der Ausbau von P2H-Optionen weniger wirtschaftlich ist als in Szenarien ohne DSM. Die Wärme wird stattdessen konventionell erzeugt und der Anteil der integrierten Erneuerbaren bleibt unter dem der anderen Szenarien.

### Wärmesystem

Die Analyse des Stromsystems hat eine steigende elektrische Nachfrage bei unter anderem zunehmenden Power-to-Heat-Optionen im Wärmesystem gezeigt. Im Folgenden wird genauer untersucht, aus welchen Quellen in den unterschiedlichen Szenarien die Wärmeerzeugung realisiert wird.

Abbildung 6.50 zeigt die prozentuale Aufteilung der über den Betrachtungszeitraum gemittelten installierten Leistungen der Wärmesystemgruppen des dezentralen (links) und zentralen (rechts) Wärmesystems für alle Szenarien mit und ohne Stromspeicheroption. Jeweils zu unterst sind die installierten thermischen Leistungen der Wärmesystemgruppen für das Referenzszenario aufgetragen. Anschließend folgen die Ergebnisse der Szenarien mit Stromspeicher und darüber die Szenarien ohne Stromspeicher.

Auf der linken Seite in Abbildung 6.50a sind die Aufteilungen des dezentralen Wärmesystems dargestellt. Die Unterschiede zwischen den Szenarien mit und ohne Stromspeicheroption sind deutlich ausgeprägt. Bei Verfügbarkeit von Stromspeichern wird in allen diesen Szenarien deutlich über die Hälfte der durchschnittlich installierten Leistung als Wärmesystemgruppe 100% Wärmepumpe (100WP) installiert. In den Szenarien ohne Stromspeicher wird nach Möglichkeit Flexibilität durch den Ausbau von WSG mit Wärmespeichern in das System eingebracht. Die WSG 100WP mit 2-Stunden-Wärmespeicher macht zusammen mit der WSG 100HS/100GK mit 2-Stunden-Wärmespeicher etwas mehr als ein Viertel der installierten Leistung der Wärmesystemgruppen in allen Szenarien aus, in denen sie verfügbar sind und keine Stromspeicher gebaut werden können. Einen wesentlich größeren Anteil macht auch die Kombi-Wärmesystemgruppe 100HS/100GK ohne Wärmespeicher aus, die durch volle Verfügbarkeit beider Technologien diese flexibel nach Stromangebot einsetzen kann. Die Auswirkungen der Flexibilitätsoptionen DSM und Elektromobilität auf das Wärmesystem sind in den Szenarien ohne Stromspeicher größer, da der ausgleichende Einfluss der Stromspeicher fehlt.

In Abbildung 6.50b auf der rechten Seite ist das analoge Bild für das zentrale Wärmesystem dargestellt. Hier ist der Einfluss der Stromspeicherverfügbarkeit auf den Ausbau der WSG wesentlich geringer bis kaum erkennbar. Es werden jeweils die gleichen WSG ausgebaut, in denen die Wärmeerzeugung entweder rein mit Gaskessel oder mit Gaskessel in Kombination mit Heizstab realisiert werden kann. Die WSG mit 100HS/100GK Kombination werden in den Szenarien, in denen Wärmespeicher ausgebaut werden können, durchwegs

mit 24-Stunden-Wärmespeichern installiert.

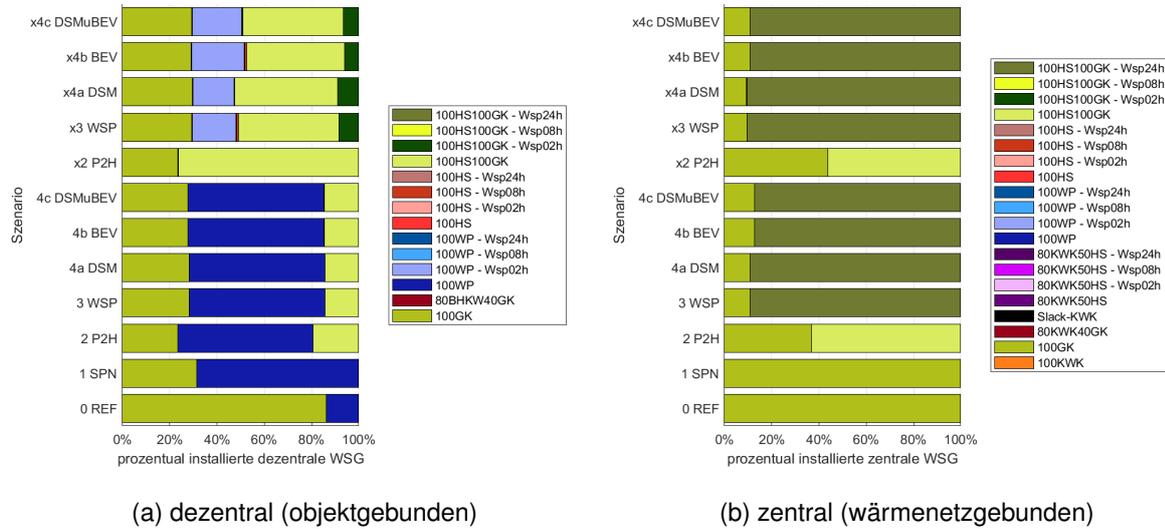


Abbildung 6.50: Prozentuale Aufteilung der installierten WSG beider Systeme über den Betrachtungszeitraum

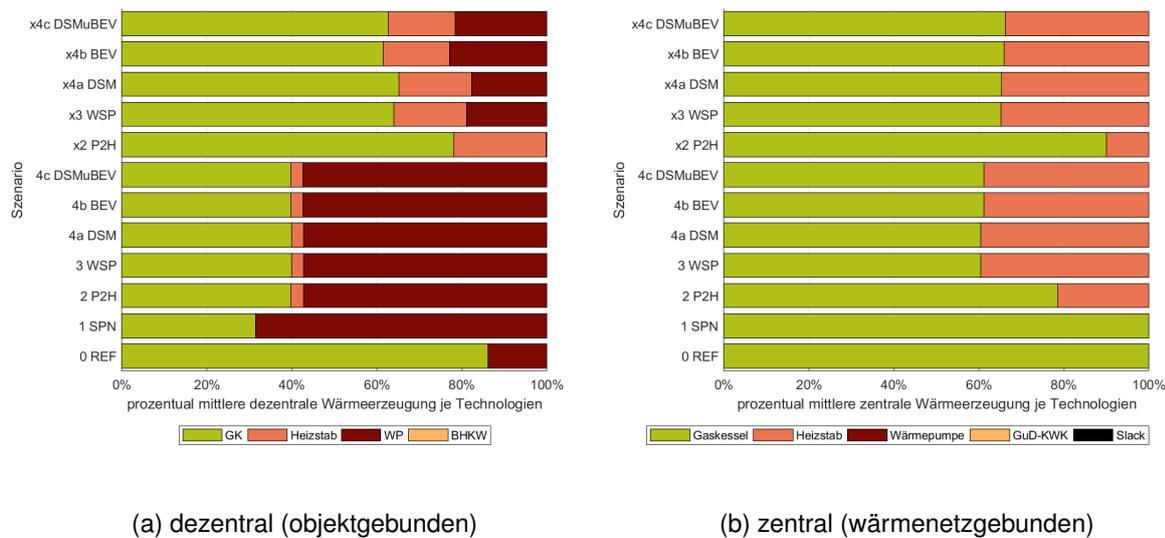


Abbildung 6.51: Prozentuale Aufteilung der mittleren Wärmeerzeugung beider Systeme über den Betrachtungszeitraum

Abbildung 6.51 gibt analog vorheriger Darstellung einen Überblick über die prozentuale Verteilung der mittleren Wärmeerzeugung im dezentralen ((a), links) und zentralen Wärmesystem ((b), rechts). Im dezentralen Wärmesystem wird in den Szenarien 2 P2H - 4c DSMuBEV, in denen Stromspeicher ausgebaut werden können und weitere P2H-Optionen neben der Wärmepumpe verfügbar sind, zwischen 57,2 und 57,4 % der durchschnittlichen Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpe realisiert. Zwischen 39,7 und 39,9 % werden konventionell mittels Gaskessel gedeckt, die verbleibenden 2,8-3,1 % mit der Technologie Heizstab. Die in den Kombi-Wärmesystemgruppen neben den Gaskesseln installierten Heizstäbe werden nicht zu gleichen Teilen wie die Gaskessel eingesetzt, sondern kommen nur für einen Bruchteil der Wärmeerzeugung zum Einsatz. Bei Nicht-Verfügbarkeit der

Power-to-Heat-Technologie Heizstab im Szenario SPN übernimmt die WP bis zu zwei Drittel der dezentralen Wärmeerzeugung. In den Szenarien ohne Stromspeicher wird ein wesentlich größerer Anteil der Wärme durch den Einsatz von Gaskesseln erzeugt. Auch Heizstäbe spielen eine wesentlich größere Rolle als in den Szenarien mit Stromspeicher, sodass sie in der Wärmeerzeugung zum Teil gleichbedeutend mit den Wärmepumpen werden. Die fehlende Möglichkeit, den Strom zwischenzuspeichern, zwingt das System zum direkten Umwandeln in Wärme, um diese anschließend speichern zu können. Der Ausbau von Wärmesystemgruppen mit sehr effizienten Wärmepumpen und größeren Wärmespeichern als 2-Stunden-Speichern ist allerdings nicht wirtschaftlich, sodass die konventionelle Wärmeerzeugung dominierend ist.

Wie die Betrachtung der installierten Leistungen schon vermuten ließ, wird im zentralen Wärmesystem je nach Szenario ein sehr großer Teil der Wärme bzw. diese komplett mittels Gaskessel erzeugt (vgl. Abbildung 6.51b). Bei Verfügbarkeit von P2H-Optionen zusätzlich zu Stromspeichern übernimmt der Heizstab etwa ein Fünftel der Wärmeerzeugung. Können Wärmespeicher auch noch ausgebaut und eingesetzt werden, steigt der Anteil der elektrischen Wärmeerzeuger in den Szenarien ohne Stromspeicher auf 33,8-34,8 %, in den Szenarien mit Stromspeicher auf 38,8-39,6 % und damit etwas höher.

### Primärenergie

Die Veränderungen sowohl im Strom- als auch im Wärmesystem haben Rückwirkungen auf den Primärenergiebedarf. Für die Untersuchung der Veränderung des Primärenergiebedarfs muss der Primärenergieaufwand aller Szenarien berechnet werden. Dieser wird im Rahmen des Modells IMAKUS über die Primärenergiefaktoren [49], [60] berechnet. Für das Stromsystem fand diese Berechnung bereits in [29], [30] Anwendung und wurde mit der Erweiterung um die Wärmesystemseite auf diese ausgedehnt. Es werden jeweils die aufgewandten Endenergien mit einem für sie spezifischen Faktor multipliziert, wodurch der Effizienz in der Umwandlung von Primärenergie zu Endenergie Rechnung getragen wird. Für Braunkohle beträgt der Faktor 1,2. Steinkohle und Erdgas schneiden mit Faktor 1,1 etwas besser ab und die Erneuerbaren und Umweltwärme gehen mit Faktor 1 in die Berechnung ein.

Abbildung 6.52 zeigt beispielhaft die Entwicklung der Primärenergienutzung für das Referenzszenario (links) und das Szenario DSMuBEV mit allen Flexibilitätsoptionen (rechts). Der Primärenergiebedarf ist nach Nutzung in den jeweiligen Sektoren bzw. Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologien aufgetragen. Die Primärenergie, die für die elektrische Wärmeerzeugung aufgewendet werden muss, wird in dieser Betrachtung dem Stromsystem zugeschrieben.

In beiden Szenarien ist ein Rückgang der Gesamtsumme der Primärenergie erkennbar. Um es ins Verhältnis mit der Reduktion der Strom- und Wärmenachfrage setzen zu können, sind in beiden Szenarien die Summe der Strom- und Wärmenachfrage in Dunkelrot aufgetragen. Der Primärenergieeinsatz sinkt in der ersten Hälfte des Betrachtungszeitraums aufgrund des Kohleausstiegs am deutlichsten, was in beiden Szenarien erkennbar ist. In Summe unterscheiden sich die Szenarien bezüglich der Entwicklung des Primärenergieeinsatzes kaum. Bei Betrachtung der Sektoren werden deutlichere Unterschiede erkennbar. Im Referenzszenario wird ein großer Teil der dezentralen Wärmenachfrage bis zum Ende des Betrachtungszeitraums mit Gaskessel mit fossilen Energieträgern gedeckt. Die zentrale Wärme wird sogar komplett in allen Jahren mittels Gaskessel erzeugt. Daher

nimmt der Primärenergieeinsatz für die Wärmeherzeugung bis zum Jahr 2050 etwa die Hälfte der gesamten eingesetzten Primärenergie ein. Im Szenario DSMuBEV mit allen Flexibilitätsoptionen wird insbesondere die dezentrale Wärme elektrisch erzeugt, indem Wärmepumpen zum Einsatz kommen. In der zentralen Wärme wird ebenso verstärkt auf elektrische Wärmeherzeugung in Form von Heizstab gesetzt. Der dadurch resultierende Anstieg der elektrischen Nachfrage führt zu einer Verlagerung des Primärenergieaufwands in den Stromsektor.

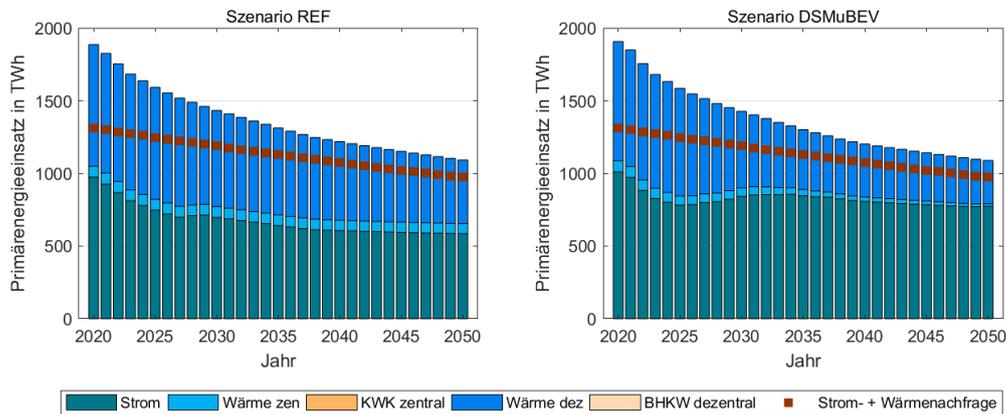


Abbildung 6.52: Entwicklung der Primärenergieeinsatzung nach Sektoren in den Szenarien REF (keine Flexibilität) und DSMuBEV (mit allen verfügbaren Flexibilitätsoptionen); PEF 1 für WP

Die Unterteilung in Sektoren ermöglicht keine Aussage darüber, ob der Primärenergieeinsatz durch den Einsatz von fossilen Brennstoffen, Erneuerbaren zur Stromerzeugung oder erneuerbarer Umweltwärme zur Wärmeherzeugung hervorgerufen wurde. Daher wird diese Unterteilung in Abbildung 6.53 für die beiden Szenarien vorgenommen. In die

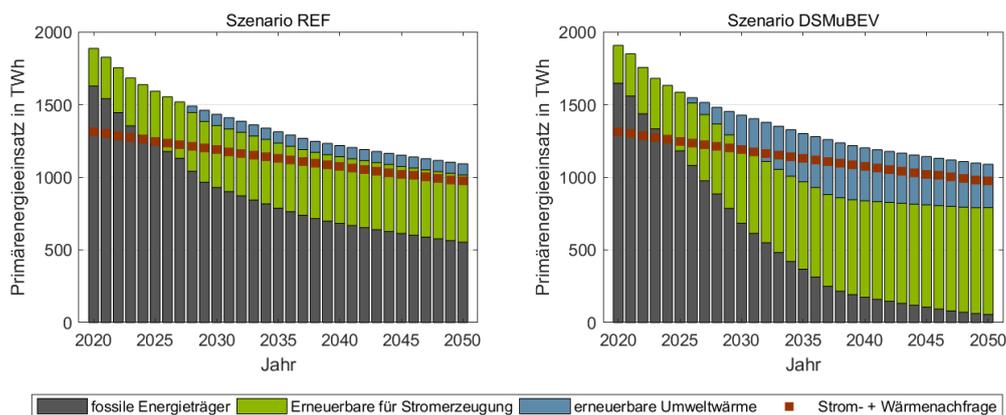


Abbildung 6.53: Entwicklung der Primärenergieeinsatzung nach Art des Energieträgers in den Szenarien REF (keine Flexibilität) und DSMuBEV (mit allen verfügbaren Flexibilitätsoptionen)

Summe der für den Einsatz von fossilen Energieträgern benötigten Primärenergie (grau) werden sowohl die Brennstoffe für die Befuerung der konventionellen Kraftwerke zur Stromerzeugung als auch das Erdgas für den Betrieb der Gaskessel zur Wärmeherzeugung eingerechnet. Die Primärenergie, die in die erneuerbare Stromerzeugung (grün) eingeht,

wird getrennt von der erneuerbaren Umweltwärme (blau), die für die Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpe benötigt wird, aufgetragen. Beim Vergleich der beiden Szenarien wird sehr schnell deutlich, dass der Primärenergiebedarf aus fossilen Quellen im Referenzszenario bis zum Jahr 2050 noch immer etwa die Hälfte des gesamten Bedarfs ausmacht, wogegen er im Szenario DMSuBEV auf einen kleinen Bruchteil des gesamten Bedarfs zurückgeht. Die sonstige benötigte Primärenergie kann aus erneuerbaren Quellen bezogen werden.

### Emissionen

Für die Analyse der Emissionen in den Szenarien wird zunächst anhand des Szenarios DSMuBEV mit allen Flexibilitätsoptionen die Entwicklung über den Betrachtungshorizont untersucht. Abbildung 6.54 zeigt für die Jahre 2020 bis 2050 die direkt den Verursachern zugeordneten CO<sub>2</sub>-Emissionen als jährliche Summen. Dezentrale BHKW und zentrale KWK kommen in der Wärmeerzeugung nicht zum Einsatz, weshalb sie keinen Beitrag zu den Emissionen liefern.

Im Jahr 2020 entfallen 178,8 Mio t CO<sub>2</sub> auf die Stromerzeugung, 13,9 Mio t CO<sub>2</sub> auf die zentrale und 150,3 Mio t CO<sub>2</sub> auf die dezentrale Wärmeerzeugung. Die sich ergebenden Gesamtemissionen für die Stromerzeugung sowie die Wärmeerzeugung (Raumwärme und Warmwasser) für die Sektoren IND, GHD und HH belaufen sich im Jahr 2020 also auf 343,0 Mio t CO<sub>2</sub>. Um diesen Wert in Relation zu realen Emissionen zu setzen, werden die Emissionen des Jahres 2018 der Veröffentlichung der „Zahlen und Fakten Energiedaten“ des BMWi [21, Blatt 9] für die Haushalte und Energiewirtschaft mit den Modellergebnissen verglichen. Die vorläufigen Zahlen gehen von Emissionen in Höhe von 293,9 Mio t CO<sub>2</sub> der Energiewirtschaft und 81,3 Mio t CO<sub>2</sub> der Haushalte aus, was in Summe Emissionen von 375,2 Mio t CO<sub>2</sub> entspricht. Obwohl die Berechnung mittels IMAKUS Aspekte wie Anfahrverluste von Kraftwerken und den tatsächlich im Jahr 2020 existierenden Wärmeerzeugermix vernachlässigt, erreichen die Emissionen im Vergleich zu den realen Werten eine sehr ähnliche Größenordnung und können daher als plausibel angenommen werden. Im Modellergebnis des Szenarios mit allen Flexibilitätsoptionen nehmen die Gesamtemissionen über den Betrachtungszeitraum deutlich ab. Besonders stark sinken die Emissionen bis zum Jahr 2037, was aus der zunehmenden Elektrifizierung der dezentralen Wärmeerzeugung in Kombination mit dem Ausstieg aus der Kohleverstromung im Stromsektor resultiert. Die dezentrale Wärme wird ab dem Jahr 2038 komplett elektrisch erzeugt, weshalb für sie keine direkten Emissionen mehr anfallen. In den Sektoren zentrale Wärme und Strom sinken die direkten Emissionen auf nur noch 10,2 Mio t CO<sub>2</sub> im Jahr 2050. Die Stromerzeugung wird in diesem Jahr fast vollständig erneuerbar realisiert. 19,6 TWh werden weiterhin mittels GuD-Kraftwerken generiert.

Auch die Unterschiede in den Emissionen zwischen den betrachteten Szenarien sind in Abbildung 6.55 analog der vorherigen entsprechenden Untersuchungen dargestellt. Es wird deutlich, dass alle Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen haben. Das Szenario 4c DSMuBEV mit allen Flexibilitätsoptionen führt bis zum Jahr 2050 im Vergleich zu den geringsten Emissionen, sodass eine Reduktion gegenüber dem unflexiblen Szenario REF von 90,0 % möglich ist. Die weiteren Szenarien mit unterschiedlicher Flexibilität mit der Option Stromspeicher auszubauen und einzusetzen, erreichen ähnlich deutliche Emissionsreduktionen bis zum Ende des Betrachtungszeitraums. Insbesondere in den Jahren 2025 bis 2038 ist das Absinken der Emissionen

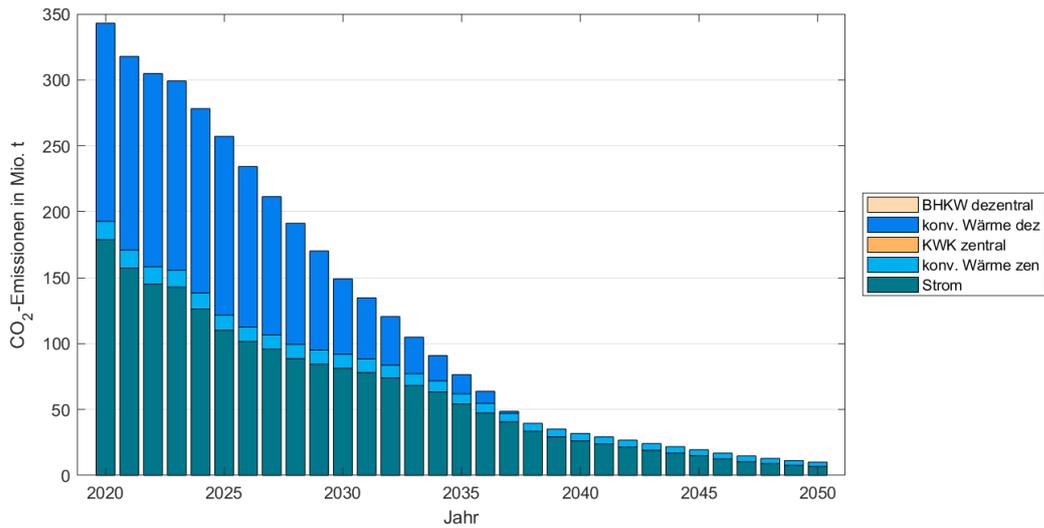


Abbildung 6.54: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Szenario DSMuBEV mit allen verfügbaren Flexibilitätsoptionen

gegenüber dem Szenario REF sehr deutlich erkennbar, was auch hier auf den steigenden Anteil der EE in Kombination mit kleiner werdendem Anteil an Kohlekraftwerken zurückzuführen ist. Ab 2038 werden die Steigungen der Kurven geringer und erreichen bis 2050 eine Reduktion gegenüber dem Referenzszenario von 84,1-90,0%. Auch bei Betrachtung

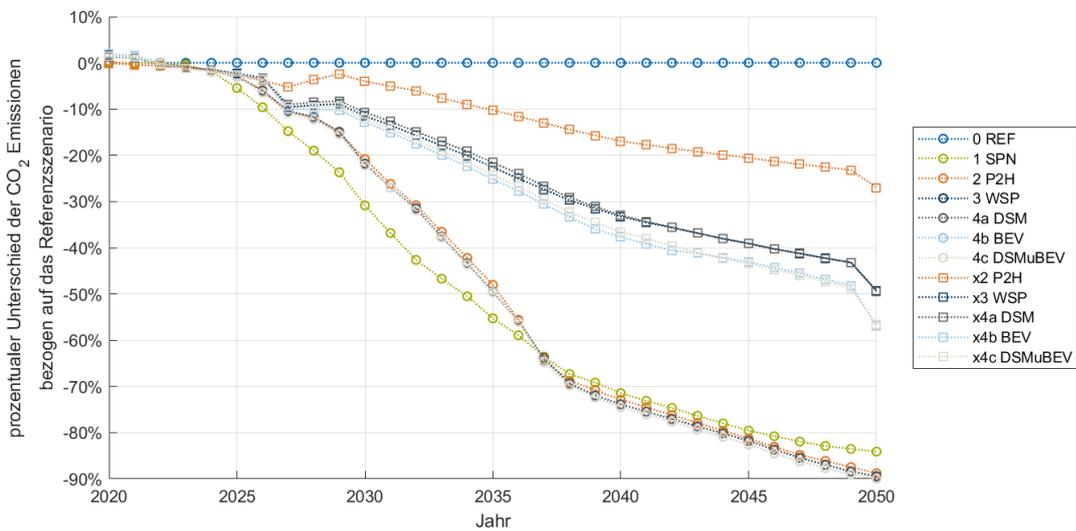


Abbildung 6.55: Unterschiede der Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern gegenüber dem Referenzszenario; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz 2x-4cx ohne Stromspeicher

ung der Emissionen ist erkennbar, dass die Szenarien ohne Stromspeicher, Szenarien x2 P2H - x4c DSMuBEV, deutlich schlechter abschneiden. Die Reduktionen der Emissionen gegenüber dem Referenzszenario fallen deutlich geringer aus und erreichen nur zwischen knapp einem und zwei Drittel der maximal möglichen Reduktion im Szenario mit allen Flexibilitätsoptionen. Obwohl sich die Elektrifizierung in den Szenarien ohne Stromspeicher in ähnlicher Größenordnung aufhält wie in den Szenarien mit Stromspeicher,

scheint die Integration von EE weniger wirtschaftlich zu sein, sodass im Vergleich sowohl Primärenergieeinsatz als auch Emissionen deutlich höher ausfallen.

### Stromgrenzkosten

Im Folgenden wird der Einfluss von Flexibilitätsmaßnahmen auf die resultierenden Strompreise bzw. Stromgrenzkosten untersucht, was grundsätzlich durch zwei Effekte beschrieben werden kann. Tritt im betrachteten Jahr in einer Stunde deutlich mehr Stromerzeugung aus EE auf als durch die Nachfrage genutzt werden kann, sinken die Strompreise auf Null. Da es sich um ein lineares Modell ohne Abbildung der Anfahrtkosten von konventionellen Kraftwerken handelt, können negative Strompreise nicht abgebildet werden. Existiert in diesen Stunden der erneuerbaren „Überschüsse“ die Möglichkeit, diese Energie beispielsweise zu speichern, könnte diese Energie zu einem späteren Zeitpunkt zum Decken der Nachfrage wieder aus dem Speicher entladen werden. Wäre die Nachfrage im Zeitpunkt des Ladens um eine Einheit höher, könnte diese Einheit Energie nicht gespeichert werden und stünde folglich im späteren Zeitpunkt nicht zur Lastdeckung zur Verfügung. Eine andere teurere Option zur Strombereitstellung müsste gewählt werden, welche damit wiederum die Grenzkosten der Stunde des Speicherladevorgangs bestimmen würde. In der Stunde des Speicherentladevorgangs steht nun durch den Speicher eine günstigere Option in der Merit Order als bisher zur Verfügung, um die Stromnachfrage zu decken. Das lässt die Grenzkosten in dieser Stunde sinken. Eine Verschiebung der Nachfragezeitpunkte hat den selben Einfluss, allerdings durch die Veränderung der Nachfrage in diesen Zeitpunkten anstatt der Strombereitstellungsoptionen. Diese beiden Effekte – Null-Preis-Stunden werden teurer und teure Stunden werden günstiger – überlagern sich. Insgesamt führt Nachfrageflexibilität im Energiesystem also tendenziell zu einer Verringerung der Anzahl an Null-Preis-Stunden und zu einem Absinken der Preis-Peaks, wodurch sich eine Vergleichmäßigung des Strompreises einstellt. Abhängig davon, welcher Effekt über das Jahr hinweg überwiegt, steigt oder sinkt also der jährliche Mittelwert der Stromgrenzkosten. Abbildung 6.56 zeigt die prozentualen Unterschiede in den jährlichen Mittelwerten aller Szenarien gegenüber dem Referenzszenario. Bis etwa zum Jahr 2038 überwiegt in allen Szenarien (bei Szenario 1 SPN nur bis zum Jahr 2035) der Anstieg des Wertes für die Nutzung von EE, die bisher im REF-Szenario ohne Flexibilitätsoptionen nicht genutzt werden konnten. Insbesondere in den Szenarien mit Stromspeicher sinken die mittleren jährlichen Stromgrenzkosten ab dem Jahr 2038 wieder. Ab dann überwiegt in diesen Szenarien die Reduzierung der Stunden an bisher notwendiger konventioneller Erzeugung aus GT- und GuD Kraftwerken und damit der Peak-Preise. Die bisherige Erhöhung der Grenzkosten durch die Nutzung von Erneuerbaren wird durch die Reduktion der Grenzkosten aufgrund der Substitution von konventioneller Erzeugung überlagert. Diese Entwicklung ist in den Szenarien ohne Stromspeicher nicht so deutlich zu erkennen. Hier stagniert der Unterschied zum Referenzszenario jeweils auf einem Niveau zwischen 59,9 und 74,7%. In Abbildung 6.56 ist im Jahr 2035 der Unterschied zwischen den Szenarien 0 REF und 1 SPN mit knapp 67,3% fast maximal, im Jahr 2050 ist der Unterschied 6,0%. Daher wird im Folgenden ein detaillierterer Blick auf die Grenzkosten dieser Szenarien innerhalb der beiden Jahre geworfen. Abbildung 6.57 zeigt die geordnete Jahresdauerlinien der Stromgrenzkosten des Referenzszenarios und des Szenarios 1 SPN mit Stromspeicher für die Jahre 2035 (links, Abb. 6.57a) und 2050 (rechts, Abb. 6.57b). Im Jahr 2035 verläuft die Jahresdauerlinie des Szenarios SPN in allen Stunden oberhalb der des Szenarios REF

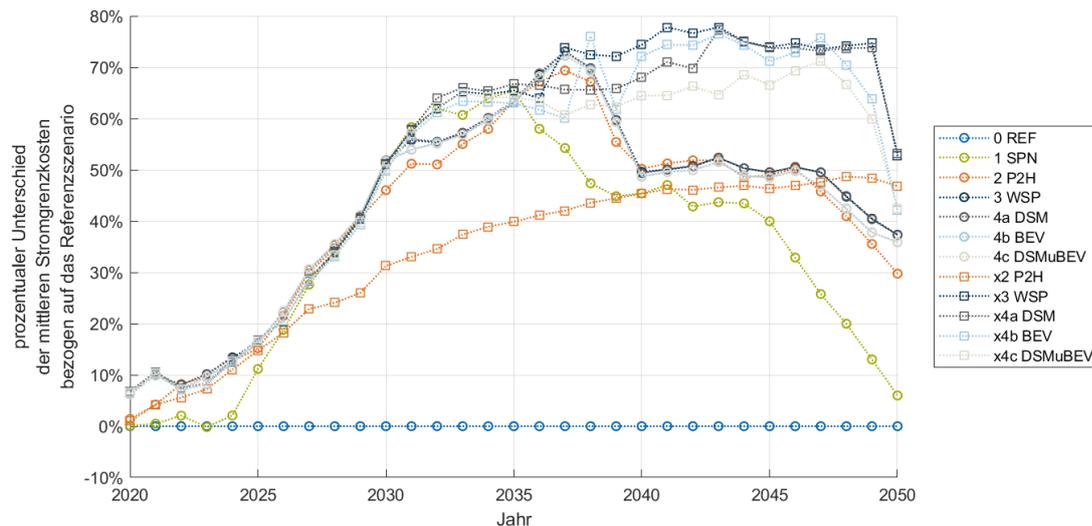
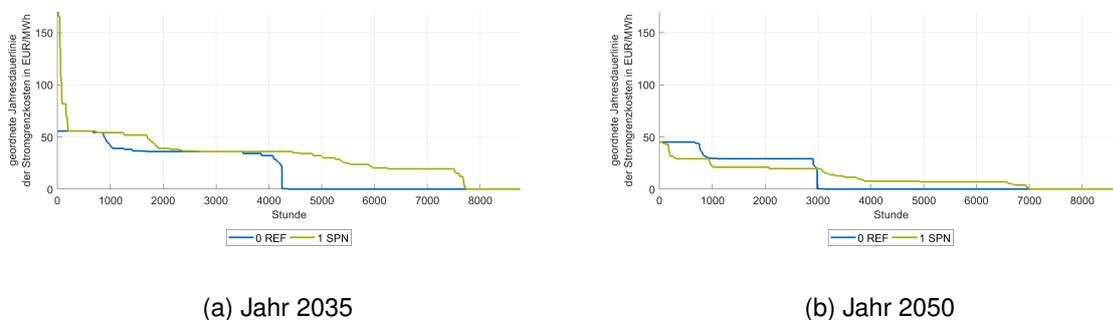


Abbildung 6.56: Unterschiede der Entwicklung der Stromgrenzkosten in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern gegenüber dem Referenzszenario; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz 2x-4cx ohne Stromspeicher

ohne Stromspeicherneubauoption. Insbesondere fällt auf, dass zum einen die maximalen Grenzkosten des Szenarios REF um mehr als das Dreifache über dem des Szenarios SPN liegen und zum anderen die Anzahl der Stunden mit Grenzkosten größer Null wesentlich größer ist. Der Anstieg der maximalen Grenzkosten resultiert aus der zusätzlich nötigen Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken (vgl. Abbildung 6.15). Durch die



(a) Jahr 2035

(b) Jahr 2050

Abbildung 6.57: Geordnete Jahresdauerlinien der Stromgrenzkosten der Szenarien REF (keine Flexibilität) und SPN (mit Stromspeicher) für die Jahre 2035 und 2050

gestiegene Nutzung von bisher nicht integrierbarer erneuerbarer Stromerzeugung steigen die Grenzkosten in über 3250 Stunden, in denen sie bisher Null waren. Bei Bildung des Mittelwertes für das gesamte Jahr 2035 liegt der Wert des Szenarios SPN damit deutlich über dem des Szenarios REF, was in Abbildung 6.56 bereits zu beobachten war. Im Szenarienvergleich im Jahr 2050 werden zwar in noch mehr Stunden des Jahres die Grenzkosten auf größer Null erhöht, allerdings auf einem geringeren Preisniveau als im Jahr 2035. Ebenso ist zu beobachten, dass die maximalen Grenzkosten des Szenarios SPN denen des Szenarios REF entsprechen und der Verlauf des Szenarios SPN in 3000 Stunden unter dem des Szenarios REF liegt. Durch diese Vergleichmäßigung der Grenzkosten erreicht der Mittelwert über das Jahr beinahe wieder das Niveau des Referenzszenarios.

## Wärmegrenzkosten

Die alleinige Betrachtung der Stromgrenzkosten zeigt ein nur unvollständiges Bild des Grenzkostengefüges der Modellergebnisse. Die Wärmegrenzkosten hängen aufgrund der Kopplung des Wärmesystems mit dem Stromsystem über Power-to-Heat Technologien stark von der Entwicklung der Stromgrenzkosten ab. Steigen beispielsweise die Stromgrenzkosten aufgrund einer verstärkten Wärmeenerzeugung mittels Strom, sinken in einer Optimierung des Gesamtsystems, wie sie hier betrieben wird, die Wärmegrenzkosten.

Deutlich wird das bei Betrachtung von Abbildung 6.58, welche die Entwicklung der Wärmegrenzkosten im zentralen Wärmesystem für alle Szenarien über die Jahre des Betrachtungszeitraums zeigt. Dabei findet die Wärmeenerzeugung im Referenzszenario REF nur aus Gaskesseln statt. Genauso ist es im Szenario 1 SPN (vgl. Abbildung 6.51b), weshalb der Verlauf der Wärmegrenzkosten dieses Szenarios deckungsgleich mit dem des Szenarios REF ist. In allen anderen Szenarien wird unterschiedlich stark auf elektrische Wärmeenerzeugung gesetzt, wodurch hier die Wärmegrenzkosten sinken. Bei zunehmender Flexibilität im System nimmt auch die Wärmeenerzeugung mittels Strom zu. Für die betrachteten Szenarien gilt: je größer die Flexibilität im System und damit die elektrische Wärmeenerzeugung, desto höher die Stromgrenzkosten und desto geringer die Wärmegrenzkosten gegenüber dem Referenzszenario. Die Szenarien 2 P2H und x2 P2H haben im Vergleich zu den anderen Szenarien verhältnismäßig wenig elektrische Wärmeenerzeugung und setzen diese erst etwa ab der Mitte des Betrachtungszeitraums ein, weshalb die Wärmegrenzkosten im Vergleich zu den anderen Flexibilitätsszenarien später und weniger stark sinken.

Das Szenario x2 P2H erreicht dabei bis zum Jahr 2050 mit 25,9% die geringste Reduktion der Wärmegrenzkosten gegenüber dem Referenzszenario. Etwas stärker sinkt das analoge Szenario mit Stromspeicher 2 P2H. Da die Verfügbarkeit von Stromspeichern eine verstärkte Nutzung der elektrischen Wärmeenerzeugung ermöglicht, sinken die Wärmegrenzkosten hier stärker. Die Grenzkosten der Szenarien mit zunehmender Flexibilität und Stromspeicher sinken dagegen weniger stark als deren analoge Szenarien ohne Stromspeicheroption. Die stärkste Reduktion von 50,9% wird in Szenario x4c DSMuBEV erreicht.

Die dezentralen Wärmegrenzkosten verhalten sich etwas differenzierter, da die Unterschiede in der Wärmeenerzeugung gegenüber dem Szenario REF größer als im zentralen Wärmesystem sind. Im Szenario SPN kommt bereits ab dem Jahr 2025 und ab dem Jahr 2030 verstärkt die Technologie Wärmepumpe zum Einsatz und löst die Technologie Gaskessel ab, weshalb die Wärmegrenzkosten gegenüber dem Szenario REF ab 2025 sinken. In den Szenarien 2 P2H bis 4c DSMuBEV, in denen eine grundsätzlich ähnliche Wärmeenerzeugung mit großem Anteil WP herrscht (vgl. Abbildung 6.51a), ist das Verhalten ähnlich und zeichnet sich durch ein deutliches Absinken der Wärmegrenzkosten aus. Auch in den Szenarien x3 WSP bis x4c DSMuBEV mit elektrischer Wärmeenerzeugung aus Wärmepumpe und Heizstab liegen die Wärmegrenzkosten in allen Jahren unter dem Niveau des Referenzszenarios. Einzig die Wärmegrenzkosten des Szenarios x2 P2H verlaufen in einigen Jahren über denen des Szenarios REF. Grund dafür ist die sich deutlich vom Szenario REF unterscheidende Struktur der Wärmeenerzeugung, da anstatt der Wärmepumpen die Technologie Heizstab zum Einsatz kommt. Da damit eine andere Nutzung des Stroms zur Wärmeenerzeugung und ggf. auch ein stärkerer Einsatz von konventioneller Wärmeenerzeugung im Szenario x2 P2H gegenüber dem Szenario REF folgt, verläuft der jährliche Mittelwert der Wärmegrenzkosten streckenweise über den Werten des Szenarios

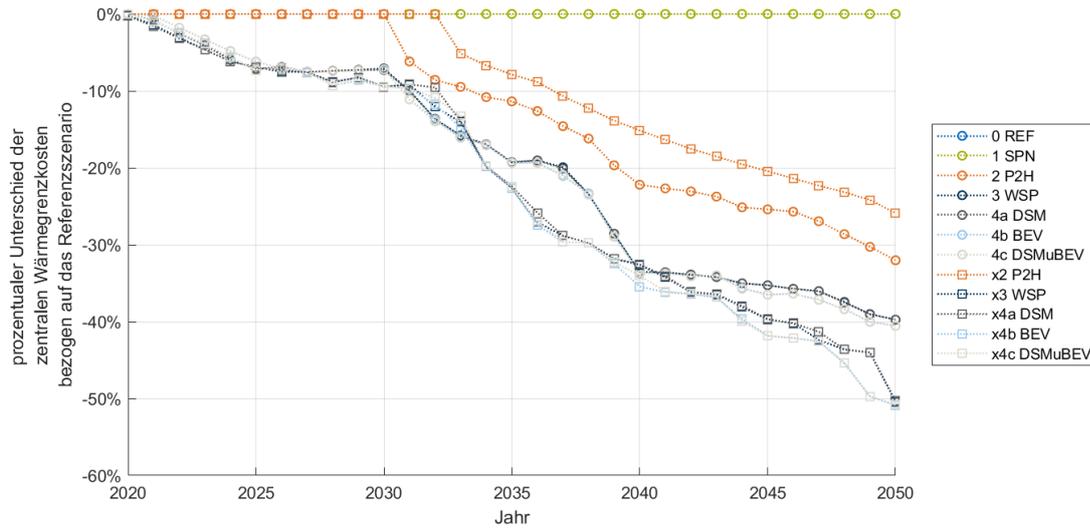


Abbildung 6.58: Unterschiede der Entwicklung der zentralen Wärmegrenzkosten in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern gegenüber dem Referenzszenario; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz 2x-4cx ohne Stromspeicher

REF.

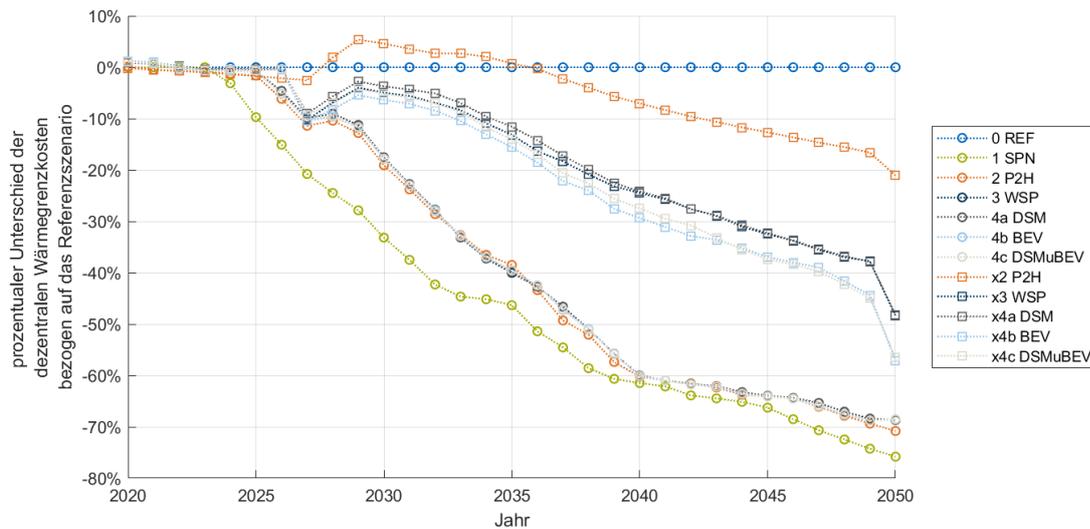


Abbildung 6.59: Unterschiede der Entwicklung der dezentralen Wärmegrenzkosten in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern gegenüber dem Referenzszenario; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz 2x-4cx ohne Stromspeicher

**Gegenüberstellung der Absolutwerte der Grenzkosten**

Der Einsatz von Flexibilitätsoptionen und elektrischen Wärmeerzeugern spiegelt sich nicht nur im Vergleich gegenüber dem Szenario 0 REF ohne Flexibilität innerhalb der jeweiligen Stromgrenzkosten und Wärmegrenzkosten wider. Ebenso sind in der Gegenüberstellung der Stromgrenzkosten zu den Wärmegrenzkosten die Veränderungen im Energiesystem erkennbar. Für diese Untersuchung wurden in den drei folgenden Abbildungen die Entwicklung der jährlichen mittleren Stromgrenzkosten (Abb. 6.60), zentralen (Abb. 6.61) und

dezentralen Wärmegrenzkosten (Abb. 6.62) für alle vorab genannten Szenarien über die Jahre des Betrachtungszeitraums aufgetragen.

Für das Referenzszenario verlaufen die Stromgrenzkosten in allen Jahren zwischen Werten von 27,2 und 35,3 €/MWh. Die Wärmegrenzkosten des Szenarios REF sind mit jährlich steigenden Werten auf bis zu 43,4 €/MWh (zentral) bzw. 40,0 €/MWh (dezentral) im Jahr 2050 deutlich die höchsten aller Szenarien. Mit zunehmender Flexibilität insbesondere für das Stromsystem steigen die mittleren jährlichen Stromgrenzkosten, was in Abbildung 6.60 bis zum Jahr 2038 mit einem maximalen Wert von 51,0 €/MWh erkennbar ist. Anschließend sinken die Werte der Szenarien mit Stromspeicher auf 29,1 €/MWh bzw. Werte zwischen 35,6 und 37,7 €/MWh. Die Werte der Stromgrenzkosten der Szenarien ohne Stromspeicher bleiben nach dem Anstieg bis 2030 über den restlichen Zeitraum bei Werten zwischen 39,0 und 51,0 €/MWh. Auf das Verhalten zwischen den einzelnen Szenarien wurde bereits in der Diskussion zu Abbildung 6.56 eingegangen, weshalb das hier nicht erneut erklärt wird. Vielmehr wird auf das Verhalten der Wärmegrenzkosten im zentralen und dezentralen Wärmesystem eingegangen.

Die Grenzkosten des Szenarios SPN mit Stromspeicher im zentralen Wärmesystem (vgl.

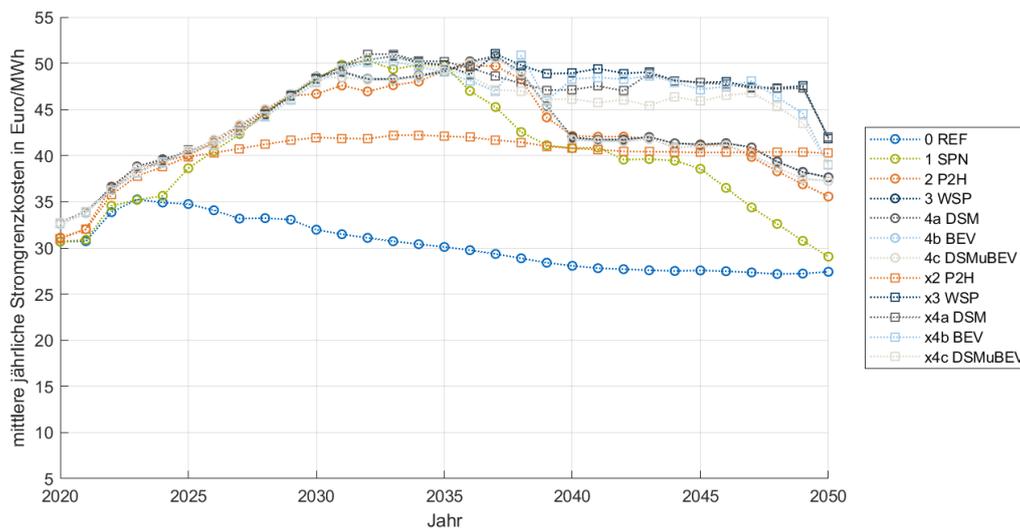


Abbildung 6.60: Entwicklung der Stromgrenzkosten in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz 2x-4cx ohne Stromspeicher

Abb. 6.61) verlaufen auf den Werten des Referenzszenarios, da die Wärmeerzeugung in beiden Szenarien komplett mittels Gaskessel realisiert wird. Erst in den Szenarien mit erweiterter Power-to-Heat Nutzung sinken die Wärmegrenzkosten gegenüber dem Szenario 0 REF und verlaufen weite Teile des Betrachtungszeitraums auf Werten zwischen 24,0 bis 32,5 €/MWh. Die Szenarien mit weiter zunehmender Flexibilität zeigen noch geringere zentrale Wärmegrenzkosten und sind damit am niedrigsten. Durch die Zunahme an elektrischer Wärmeerzeugung mittels Heizstab und dessen Effizienz von knapp unter 100 % im zentralen Wärmesystem nähern sich die Wärmegrenzkosten den Stromgrenzkosten an.

Im dezentralen Wärmesystem (vgl. Abb. 6.62) verhalten sich die Wärmegrenzkosten im Grunde nach der Regel: je mehr elektrische Wärmeerzeugung insbesondere mittels Wärmepumpe ins System kommen, desto geringer sind die mittleren jährlichen Grenzkosten der Wärmeerzeugung. Das Szenario SPN weist den höchsten Anteil an Wärmeerzeugung

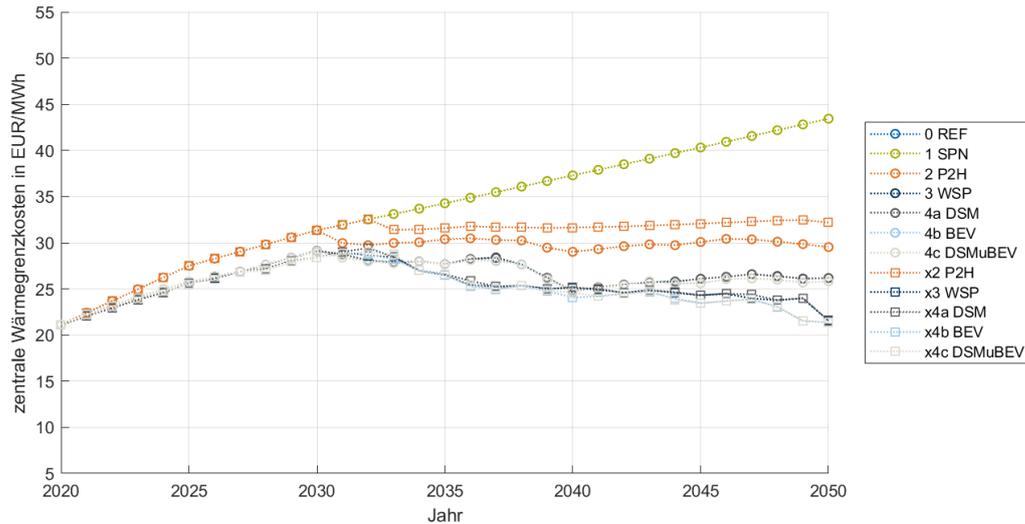


Abbildung 6.61: Entwicklung der zentralen Wärmegrenzkosten in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz 2x-4cx ohne Stromspeicher

mittels Wärmepumpe und damit die geringsten dezentralen Wärmegrenzkosten auf. Ab dem Jahr 2025 sinken sie von 25,1 €/MWh auf 9,7 €/MWh im Jahr 2050, was zum einen durch die sinkenden Stromgrenzkosten und zum anderen durch die Zunahme der Durchdringung mit der Wärmepumpentechnologie mit einem thermischen Nutzungsgrad von 357 % bedingt ist. Die Szenarien mit etwas geringeren Anteilen an WP sinken bis 2050 auf Werte von 11,7 bzw. 12,6 €/MWh. Die Szenarien ohne Stromspeicher ordnen sich deutlich über den Szenarien mit Stromspeicher ein, was zum einen daran liegt, dass der Anteil der elektrischen Wärmeerzeugung allgemein geringer ist. Zum anderen teilen sich in diesen Szenarien Wärmepumpen und Heizstäbe die Wärmeerzeugung zu fast gleichen Teilen auf, wodurch der angenommene gute thermische Nutzungsgrad der Wärmepumpen einen nicht so starken Einfluss auf die Grenzkosten der dezentralen Wärmeerzeugung hat.

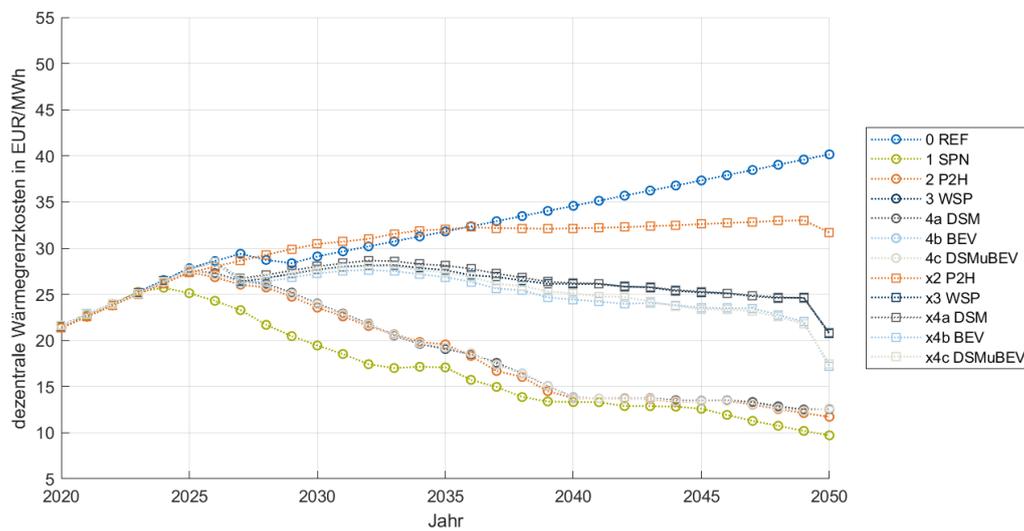


Abbildung 6.62: Entwicklung der dezentralen Wärmegrenzkosten in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz 2x-4cx ohne Stromspeicher

# Kapitel 7

## Zusammenfassung und Ausblick

Die Erreichung der klimapolitischen Ziele der Welt, der Europäischen Union und damit auch Deutschlands stellt das gesamte Energiesystem auch weiterhin vor große Herausforderungen. Der Fokus wurde in Deutschland durch das Energiekonzept der Bundesregierung zunächst auf die Reduktion des Energieverbrauchs und den Einsatz von erneuerbaren Energieträgern insbesondere in der Stromerzeugung gelegt. Doch den Einsatz von Erneuerbaren im Wesentlichen auf den Stromsektor zu begrenzen, wird für die Erreichung der gesteckten klimapolitischen Ziele nicht ausreichend sein.

Die Kopplung von anderen Sektoren mit der Energiewirtschaft kann helfen, die Energieversorgung ebendieser bisher zu wenig betrachteten Sektoren klimaneutral zu gestalten und einen wertvollen Beitrag zur Integration von erneuerbarer Stromerzeugung in das Energiesystem leisten. Doch diese Verknüpfung zwischen Sektoren bleibt nicht ohne Rückwirkung auf den Stromsektor, welcher sich dadurch im Vergleich zu seiner aktuellen Beschaffenheiten verändern dürfte. Diese Rückwirkung auf den Stromsektor durch die Kopplung zur Wärmeerzeugung und Mobilität sowie durch die weiteren Flexibilitätsoptionen Demand-Side-Management und Stromspeicher wurden im Rahmen der vorliegenden Arbeit untersucht.

Dafür wurde das Stromsystemmodell IMAKUS weiterentwickelt, sodass eine Kopplung zwischen Stromsystem und Wärmesystem mittels Power-to-Heat und Kraft-Wärme-Kopplung möglich wird. Der Ausbau von KWK-Kraftwerken wird dabei intertemporal im Teilmodell zum Kraftwerksausbau optimiert. Neben der Kopplung mit der Wärmeerzeugung wurde ebenso die Methode zur Kopplung mit dem Mobilitätssektor beschrieben. Als Optionen zur Lastflexibilisierung standen dem Modell DSM in der Industrie sowie Strom- und Wärmespeicher zur Verfügung. Durch geeignete Szenariovariation wurden die Einflüsse von Sektorkopplung und Lastflexibilisierung auf Größen wie Integration von erneuerbarer Stromerzeugung, Struktur der Wärmeerzeugung, Primärenergiebedarf und Emissionen sowie nicht zuletzt Strom- und Wärmegrenzkosten analysiert.

Der Betrachtungszeitraum der Modellanalyse wurde vom Jahr 2020 bis 2050 mit jährlichem Kraftwerksausbau und stündlich aufgelöstem Einsatz der Strom- und Wärmeerzeugung sowie der Speicherung gewählt. Grundlage für den Kraftwerksausbau zur Stromerzeugung ist der aktuelle Kraftwerkspark. Der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerke beginnt im Jahr 2020 auf die „Grüne Wiese“, wird ab dann über den Verlauf der betrachteten Jahre intertemporal fortgeführt. Der Ausbau der Speicher und Wärmeerzeugungstechnologien wird im Teilmodell MESTAS jährlich neu berechnet. Für die Stromerzeugung aus erneuer-

baren Energien wird eine Entwicklung über den Betrachtungszeitraum angenommen und dem Modell vorgegeben.

Für den Kraftwerksneubau werden dem Modell die Optionen Gasturbinenkraftwerk und Gas-und-Dampfkraftwerk gegeben. Ein Ausbau von Kohle- oder Kernenergiekraftwerken ist nicht vorgesehen. Als Stromspeicher stehen je nach Szenario vier Optionen zum Ausbau zur Verfügung: Pumpspeicherkraftwerk, adiabater Druckluftspeicher, Wasserstoffspeicher und ein Typ Batteriespeicher. Für die Wärmeerzeugung können Wärmesystemgruppen mit unterschiedlich zusammengestellten Technologien (Gaskessel, Heizstab, Wärmepumpe, KWK-Kraftwerk bzw. BHKW) sowie zum Teil Warmwasserspeicher installiert werden. Die erneuerbare gesetzte Stromerzeugung wird im Wesentlichen aus Windenergie (Onshore und Offshore) und Photovoltaik sowie zu kleineren Anteilen aus Laufwasser und Biomasse realisiert. Zusätzlich wurden Brennstoffpreise und CO<sub>2</sub>-Preise angenommen, die über den Betrachtungszeitraum zum Teil moderat steigen.

Zusammenfassend lassen sich aus den Untersuchungen folgende wesentliche Ergebnisse herausstellen: Die Integration der erneuerbaren Stromerzeugung ist bis zum Jahr 2030 kaum von der Verfügbarkeit von Stromspeichern abhängig. Unterschiede werden im weiteren Verlauf des Betrachtungszeitraums mit steigendem Anteil an erneuerbarer Stromerzeugung deutlicher. Je nach Anteil der erneuerbaren an der gesamten Stromerzeugung können Sektorkopplung und Lastflexibilisierung großtechnische Stromspeicher vollständig ersetzen. Allerdings erreicht diese Flexibilität aufgrund ihrer Abhängigkeit von vorgegebenen Nachfragen, z. B. zur Wärmeerzeugung, ihr natürliches Maximum und kann somit nicht weiter zur Steigerung der Integration beitragen.

In der dezentralen Wärme sind die installierten Technologien und die Erzeugung im Wesentlichen geprägt von Gaskessel und Wärmepumpe. Stehen dem System keine Stromspeichertechnologien zum Ausbau zur Verfügung, finden im dezentralen Wärmesystem deutlich mehr Wärmespeicher Anwendung und die Technologieauswahl zur Wärmeerzeugung verschiebt sich von Wärmepumpen zu Gaskesseln. Die Technologieauswahl im zentralen Wärmesystem ist dagegen fast komplett unabhängig von der Verfügbarkeit von Stromspeichern. Die Wärmeerzeugung wird im Wesentlichen von einer Kombination aus Gaskessel und Heizstab zusammen mit Wärmespeichern mit verhältnismäßig langer Speicherdauer realisiert.

Der Primärenergiebedarf kann bei Einsatz aller Flexibilitätsoptionen ab Mitte des Betrachtungszeitraums auf das zentrale Wärmesystem und Stromsystem reduziert werden. Dabei geht für die Berechnung des Primärenergiebedarfs die erneuerbare Stromerzeugung mit Faktor 1 ein. Der Primärenergiebedarf unterscheidet sich dabei deutlich nach Verfügbarkeit von Stromspeichern. Ohne Stromspeicher zeichnet sich die Reduktion über den Betrachtungszeitraum gegenüber dem Referenzszenario ohne Flexibilitätsoptionen als gering ab oder zeigt sogar ansteigendes Verhalten, wenn durch die entsprechende Wahl von elektrischen Wärmeerzeugungstechnologien verstärkt konventionelle Kraftwerke zur Stromerzeugung eingesetzt werden müssen. Die Emissionen im Gesamtsystem können im besten Fall bis zum Jahr 2050 auf einen Wert von 10 Mio. t CO<sub>2</sub> reduziert werden, da die Stromerzeugung weitestgehend erneuerbar und die Wärmeerzeugung größtenteils äußerst effizient mittels Wärmepumpen realisiert werden kann.

Der Einsatz von Flexibilitäts- und Sektorkopplungsoptionen wie Stromspeicher und elektrischer Wärmeerzeugung erhöht die Nutzbarkeit und führt damit zu einer deutlichen Aufwertung des regenerativen Stroms, was am Anstieg der Grenzkosten in allen Un-

tersuchungen mit Flexibilitäten gegenüber der Betrachtung ohne Flexibilitätsoptionen beobachtet werden kann. Konsequenterweise lässt sich mit zunehmender Elektrifizierung der Wärmeerzeugung ein Absinken der Wärmegrenzkosten sowohl im zentralen als auch dezentralen Wärmesystem bestätigen.

Die im Rahmen dieser Arbeit getätigten Untersuchungen bieten Ansatzpunkte für weitere Untersuchungen zum Zusammenspiel unterschiedlicher Sektorkopplungsoptionen und Lastflexibilisierungsmöglichkeiten. Sowohl eine detailliertere Variation von Technologieoptionen als auch der Erzeugung aus Erneuerbaren unter dem Gesichtspunkt der Kopplung zu Wärme- und Mobilitätsektor kann weitere Rückschlüsse über den Einfluss auf das Stromsystem sowie dessen Speicheroptionen und deren Wirtschaftlichkeit ermöglichen. Die Umsetzung des Wärmesystems und der weiteren DSM-Abbildung im Modell Iteratives Modell zur Ausbauplanung von Kraftwerken und Speichern (IMAKUS) und die Kopplung zwischen den Teilmodellen wurden so gestaltet, dass auch weiterhin das ursprüngliche Modell als solches eingesetzt werden kann und beliebige Flexibilitätsoptionen modular hinzugenommen werden können. Einzig Berechnungen mit mehr als einer KWK-Technologie wurden im Rahmen dieser Arbeit nur konzeptionell umgesetzt und bedürfen noch einer programmtechnischen Implementierung. Um ein möglichst breites Spektrum an Sektorkopplungsoptionen abbilden zu können, wäre eine Erweiterung des Modells um die Option Power-to-Hydrogen ein sinnvoller nächster Schritt. Durch die Beibehaltung der getrennten Optimierung von Kraftwerksausbau und -einsatz können auch mit mehreren Erweiterungen die Rechenzeiten des Modells IMAKUS in akzeptablen Bereichen erreicht werden.



# Akronyme

**AA-CAES** adiabates Druckluftspeicherkraftwerk 21, 22, 104, 105, 121, 122, 137, 149

**BAT** Batteriespeicher 104, 105, 121

**BEV** batterie-elektrische Fahrzeuge 39, 40, 41, 42, 110, 111, 148, 149, 150

**BHKW** Blockheizkraftwerk 48, 102, 106, 120

**BK** Braunkohlekraftwerk 97, 122, 129, 148

**COP** coefficient of performance 100, 102

**DSM** Demand Side Management 11, 16, 19, 22, 23, 25, 68, 70, 71, 74, 75, 76, 77, 79, 80, 82, 89, 108, 109, 144, 145, 146, 147, 148, 153, 154

**EE** erneuerbare Energien 21, 22, 87, 93, 94, 95, 114, 115, 121, 122, 126, 135, 137, 143, 148, 150, 153, 154, 160, 162

**GHD** Gewerbe, Handel, Dienstleistung 91, 92, 160

**GK** Gaskessel 46, 99, 100, 102, 106, 117, 120, 125, 131, 140, 142, 150

**GT** Gasturbinenkraftwerk 97, 98, 99, 114, 115, 122, 129, 135, 136, 144, 162

**GuD** Gas-und-Dampf-Kraftwerk 23, 65, 66, 97, 98, 99, 100, 114, 115, 122, 129, 135, 136, 142, 143, 144, 146, 148, 160, 162

**H<sub>2</sub>-GuD** Wasserstoffspeicher mit GuD-Rückverstromung 21, 22, 104, 105, 121, 122, 137, 149

**HH** Haushalte 91, 92, 160

**HS** Heizschwert 46, 99, 100, 102, 106, 139, 142, 150

**IMAKUS** Iteratives Modell zur Ausbauplanung von Kraftwerken und Speichern 11, 19, 20, 22, 23, 24, 25, 29, 30, 31, 39, 42, 53, 55, 58, 59, 64, 68, 70, 71, 92, 93, 97, 98, 109, 110, 158, 160, 171, 175, 179

**IND** Industrie 91, 92, 160

**JDL** Jahresdauerlinie 126, 135

**KE** Kernenergiekraftwerk 97, 122, 129

**KS** Kühlschränke 70

**KWK** Kraft-Wärme-Kopplung 11, 19, 22, 24, 25, 42, 45, 48, 49, 50, 51, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 68, 88, 97, 98, 99, 100, 106, 120, 175, 179

**LP** Lineare Programmierung 16, 29

- MESTAS** Modell zur Einsatz- und Ausbauplanung von Speichern 19, 23, 24, 25, 29, 30, 32, 35, 36, 38, 39, 40, 42, 45, 46, 48, 50, 51, 53, 54, 55, 56, 57, 59, 60, 61, 62, 64, 65, 66, 67, 68, 70, 71, 74, 76, 77, 82, 88, 100, 105, 121, 139
- MILP** Mixed integer linear programming 16
- MOGLIE** Modell zur Bestimmung der gesicherten Leistung im Erzeugungssystem 19, 30
- MOWIKA** Modell zur wirtschaftlichen Optimierung des Kraftwerksausbaus 19, 24, 25, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 42, 45, 48, 50, 51, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 67, 68, 88, 99, 100, 130
- NSO** Nachtspeicheröfen 70
- P2H** Power-to-Heat 11, 45, 48, 49, 53, 56, 64, 106, 122, 135, 139, 142, 144, 145, 153, 154, 157
- PEF** Primärenergiefaktor 120
- PSW** Pumpspeicherwerk 21, 22, 104, 105, 121, 122, 149, 151
- RES** Referenzenergiesystem 43
- SK** Steinkohlekraftwerk 97
- URBS** Urban Research Toolbox: Energy Systems 16
- V2G** Vehicle-to-Grid 22, 39, 41
- vbh** Vollbenutzungsstunden 56
- WP** Wärmepumpe 99, 100, 102, 106, 120, 125, 131, 134, 137, 150, 157, 165
- WSG** Wärmesystemgruppen 25, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 57, 60, 62, 63, 87, 100, 102, 106, 107, 117, 125, 130, 131, 139, 140, 142, 143, 149, 150, 156
- WWS** Warmwasserspeicher 46, 107

# Abbildungsverzeichnis

1.1	CO <sub>2</sub> -Emissionen nach Sektoren in den Jahren 1990 und 2018 [22] . . . . .	8
1.2	Energieeinsatz anhand von Effizienzketten für Elektroauto und Verbrenner; Effizienzen nach [10],[12] . . . . .	9
1.3	Energieeinsatz anhand von Effizienzketten für Wärmepumpe und Gasbrenn- wertkessel; Effizienzen nach [10],[12],[36] . . . . .	10
3.1	Ablaufschema des iterativen Modellaufbaus von IMAKUS, nach [45], [48] . . .	20
3.2	Gesamtüberblick über jeweils eingesetzte Teile des Modells IMAKUS in voran- gegangenen Dissertationen sowie in dieser Arbeit . . . . .	27
4.1	Ablaufschema des iterativen Modellaufbaus von IMAKUS mit Erweiterung um das Wärmesystem . . . . .	43
4.2	Prinzipielles Referenzenergiesystem zur Aufteilung des Wärmesystems und Unterteilung in Wärmesystemgruppen . . . . .	44
4.3	Konzept der Slack-KWK-Wärmesystemgruppe zur Ermöglichung der Deckung der Stromnachfrage in MESTAS . . . . .	54
4.4	Datenaustausch zwischen den Teilmodellen MOWIKA und MESTAS über die Iterationen hinweg . . . . .	56
4.5	Prinzip des Einflusses der Wärmegutschrift auf die Einordnung des Kraft- Wärme-Kopplung (KWK)-Kraftwerks in der Merit-Order . . . . .	59
4.6	Prinzip der pauschalen Begrenzung der KWK Ausnutzungsdauer . . . . .	61
4.7	Entwicklung Mittelwerte über alle Jahre des Betrachtungszeitraums der Stromer- zeugung und der zentralen Wärmeerzeugung im Teilmodell MESTAS aufgetra- gen über die Iterationsschritte . . . . .	66
4.8	Gegenüberstellung der Ausnutzungsdauern der konventionellen Kraftwerke in den Teilmodellen MOWIKA und MESTAS . . . . .	67
4.9	Differenz der Ausnutzungsdauern der konventionellen Kraftwerke in den Teil- modellen MOWIKA und MESTAS . . . . .	68
4.10	Entwicklung der Gesamtkosten für Anlagenausbau und -einsatz über die Itera- tionsschritte . . . . .	69
4.11	Ablaufschema des iterativen Modellaufbaus von IMAKUS mit der Erweiterung um die Wärmeseite und Demand-Side-Management Neubauoptionen . . . . .	70
4.12	Funktionaler Speicher und gedanklicher Ansatz im Modell IMAKUS für die Abbildung von DSM . . . . .	72
4.13	Prinzip der Flexibilität der Ladeleistung . . . . .	73
4.14	Prinzipieller Verlauf der variablen Kosten des DSM-Einsatzes . . . . .	75
5.1	Übersicht über untersuchte Szenarien und Variation der Flexibilitätsoptionen .	87

5.2	Stützjahre der Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Szenario REF jeweils mit Anteil an der Summe der Strom- und Wärmenachfrage . . . . .	96
5.3	Entwicklung der Bestandskraftwerke bis zum Jahr 2050 . . . . .	98
6.1	Übersicht über untersuchte Szenarien mit ihren Variationen der Flexibilitätsop- tionen und Unterkapiteln zur Auswertung der Untersuchungen . . . . .	113
6.2	Stromerzeugung in TWh im Szenario REF . . . . .	114
6.3	Kraftwerksneubau in GW im Szenario REF . . . . .	115
6.4	installierte Gesamtleistung in GW im Szenario REF . . . . .	116
6.5	Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast in GW im Szenario REF für Bei- spieljahre . . . . .	117
6.6	installierte zentrale Wärmeerzeugungsleistung je Wärmesystemgruppe in GW im Szenario REF . . . . .	118
6.7	zentrale Wärmeerzeugung je Technologietyp in GW im Szenario REF . . . . .	118
6.8	installierte dezentrale Wärmeerzeugungsleistung je Wärmesystemgruppe in GW im Szenario REF . . . . .	119
6.9	dezentrale Wärmeerzeugung je Technologietyp in GW im Szenario REF . . . . .	119
6.10	Emissionen aus Strom- und Wärmeerzeugung in Mio. t im Szenario REF . . . . .	120
6.11	Primärenergienachfrage zur Strom- und Wärmeerzeugung in MWh thermisch . . . . .	121
6.12	installierte Ladeleistung der Stromspeicher in GW - Szenario SPN . . . . .	122
6.13	installierte Entladeleistung der Stromspeicher in GW - Szenario SPN . . . . .	123
6.14	installierte Speicherkapazität der Stromspeicher in TWh - Szenario SPN . . . . .	124
6.15	Vergleich Stromerzeugung - Szenario SPN vs. REF . . . . .	125
6.16	Vergleich dezentrale Wärmeerzeugung - Szenario SPN vs. REF . . . . .	125
6.17	installierte dezentrale WSG in GW - Szenario SPN . . . . .	126
6.18	Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast ohne Einfluss von Stromspeichern in GW - Vergleich der Szenarien SPN und REF für Beispieljahre . . . . .	127
6.19	Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast mit Einfluss der Speicher in GW - Vergleich der Szenarien SPN und REF für Beispieljahre . . . . .	128
6.20	Vergleich Kraftwerksausbau in GW - Szenario SPN vs. REF . . . . .	129
6.21	Ausbau zentrale WSG in GW - Szenario P2H . . . . .	131
6.22	Einsatz zentrale Wärmeerzeugung in TWh - Szenario P2H . . . . .	132
6.23	installierte dezentrale WSG in GW - Szenario P2H . . . . .	133
6.24	Dezentrale Wärmeerzeugung in TWh - Szenario P2H . . . . .	134
6.25	Vergleich Ausbau dezentrale WSG in GW - Szenario P2H vs. SPN . . . . .	134
6.26	Vergleich dezentrale Wärmeerzeugung - Szenario P2H vs. SPN . . . . .	135
6.27	Vergleich Stromerzeugung - Szenario P2H vs. SPN . . . . .	136
6.28	Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast mit Einfluss der Speicher in GW - Vergleich der Szenarien P2H und SPN für Beispieljahre . . . . .	137
6.29	Vergleich Kraftwerksausbau in GW - Szenario P2H vs. SPN . . . . .	137
6.30	Vergleich Speicherkapazität in GWh - Szenario P2H vs. SPN . . . . .	138
6.31	Saisonaler Verlauf des Speicherfüllstands der Wasserstoffspeichertechnologie der Szenarien SPN (mit Stromspeicherausbau) und P2H (erweiterte Power-to- Heat Optionen) für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 . . . . .	139
6.32	Vergleich Ausbau zentrale WSG in GW - Szenario WSP vs. P2H . . . . .	140
6.33	Vergleich zentrale Wärmeerzeugung - Szenario WSP vs. P2H . . . . .	140
6.34	Vergleich Ausbau dezentrale WSG in GW - Szenario WSP vs. P2H . . . . .	141

6.35 Vergleich dezentrale Wärmeerzeugung - Szenario WSP vs. P2H . . . . .	142
6.36 Speicherstände der Wärmespeicher im zentralen und dezentralen Wärmesystem über 24 Stunden und 365 Tage im Jahr 2050 im Szenario WSP . . . . .	143
6.37 Vergleich Stromerzeugung - Szenario WSP vs. P2H . . . . .	144
6.38 Vergleich Stromerzeugung - Szen DSM vs. WSP . . . . .	146
6.39 Vergleich zentrale Wärmeerzeugung - Szen DSM vs. WSP . . . . .	147
6.40 Vergleich dezentrale Wärmeerzeugung - Szenario DSM vs. WSP . . . . .	147
6.41 Vergleich Ausbau der Speichereingangsleistung in GW - Szen DSM vs. WSP .	148
6.42 Vergleich Stromerzeugung - Szenario BEV vs. WSP . . . . .	149
6.43 Vergleich Ladeleistung in GW - Szenario BEV vs. WSP . . . . .	150
6.44 Vergleich zentrale Wärmeerzeugung - Szenario BEV vs. WSP . . . . .	150
6.45 Vergleich dezentrale Wärmeerzeugung - Szenario BEV vs. WSP . . . . .	151
6.46 Vergleich Stromerzeugung - Szenario DSMuBEV vs. BEV . . . . .	152
6.47 Vergleich Ladeleistung in GW - Szenario DSMuBEV vs. BEV . . . . .	152
6.48 Unterschiede der Entwicklung der Stromerzeugung in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern gegenüber dem Referenzszenario; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz x2-x4c ohne Stromspeicher . . . . .	154
6.49 Unterschiede der Entwicklung der Integration von EE in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern gegenüber dem Referenzszenario; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz 2x-4cx ohne Stromspeicher . . . . .	155
6.50 Prozentuale Aufteilung der installierten WSG beider Systeme über den Betrachtungszeitraum . . . . .	157
6.51 Prozentuale Aufteilung der mittleren Wärmeerzeugung beider Systeme über den Betrachtungszeitraum . . . . .	157
6.52 Entwicklung der Primärenergienutzung nach Sektoren in den Szenarien REF (keine Flexibilität) und DSMuBEV (mit allen verfügbaren Flexibilitätsoptionen); PEF 1 für WP . . . . .	159
6.53 Entwicklung der Primärenergienutzung nach Art des Energieträgers in den Szenarien REF (keine Flexibilität) und DSMuBEV (mit allen verfügbaren Flexibilitätsoptionen) . . . . .	159
6.54 Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen im Szenario DSMuBEV mit allen verfügbaren Flexibilitätsoptionen . . . . .	161
6.55 Unterschiede der Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern gegenüber dem Referenzszenario; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz 2x-4cx ohne Stromspeicher . . . . .	161
6.56 Unterschiede der Entwicklung der Stromgrenzkosten in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern gegenüber dem Referenzszenario; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz 2x-4cx ohne Stromspeicher . . . . .	163
6.57 Geordnete Jahresdauerlinien der Stromgrenzkosten der Szenarien REF (keine Flexibilität) und SPN (mit Stromspeicher) für die Jahre 2035 und 2050 . . . . .	163

6.58	Unterschiede der Entwicklung der zentralen Wärmegrenzkosten in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern gegenüber dem Referenzszenario; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz 2x-4cx ohne Stromspeicher . . . . .	165
6.59	Unterschiede der Entwicklung der dezentralen Wärmegrenzkosten in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern gegenüber dem Referenzszenario; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz 2x-4cx ohne Stromspeicher . . . . .	165
6.60	Entwicklung der Stromgrenzkosten in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz 2x-4cx ohne Stromspeicher . . . . .	166
6.61	Entwicklung der zentralen Wärmegrenzkosten in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz 2x-4cx ohne Stromspeicher . . . . .	167
6.62	Entwicklung der dezentralen Wärmegrenzkosten in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz 2x-4cx ohne Stromspeicher . . . . .	168

# Tabellenverzeichnis

1.1	CO <sub>2</sub> -Emissionen nach Sektoren in den Jahren 1990 und 2018 [22] . . . . .	8
1.2	Energieeinsatz anhand von Effizienzketten für Elektroauto und Verbrenner; Effizienzen nach [10],[12] . . . . .	9
1.3	Energieeinsatz anhand von Effizienzketten für Wärmepumpe und Gasbrenn- wertkessel; Effizienzen nach [10],[12],[36] . . . . .	10
3.1	Ablaufschema des iterativen Modellaufbaus von IMAKUS, nach [45], [48] . . .	20
3.2	Gesamtüberblick über jeweils eingesetzte Teile des Modells IMAKUS in voran- gegangenen Dissertationen sowie in dieser Arbeit . . . . .	27
4.1	Ablaufschema des iterativen Modellaufbaus von IMAKUS mit Erweiterung um das Wärmesystem . . . . .	43
4.2	Prinzipielles Referenzenergiesystem zur Aufteilung des Wärmesystems und Unterteilung in Wärmesystemgruppen . . . . .	44
4.3	Konzept der Slack-KWK-Wärmesystemgruppe zur Ermöglichung der Deckung der Stromnachfrage in MESTAS . . . . .	54
4.4	Datenaustausch zwischen den Teilmodellen MOWIKA und MESTAS über die Iterationen hinweg . . . . .	56
4.5	Prinzip des Einflusses der Wärmegutschrift auf die Einordnung des KWK- Kraftwerks in der Merit-Order . . . . .	59
4.6	Prinzip der pauschalen Begrenzung der KWK Ausnutzungsdauer . . . . .	61
4.7	Entwicklung Mittelwerte über alle Jahre des Betrachtungszeitraums der Stromer- zeugung und der zentralen Wärmeerzeugung im Teilmodell MESTAS aufgetra- gen über die Iterationsschritte . . . . .	66
4.8	Gegenüberstellung der Ausnutzungsdauern der konventionellen Kraftwerke in den Teilmodellen MOWIKA und MESTAS . . . . .	67
4.9	Differenz der Ausnutzungsdauern der konventionellen Kraftwerke in den Teil- modellen MOWIKA und MESTAS . . . . .	68
4.10	Entwicklung der Gesamtkosten für Anlagenausbau und -einsatz über die Itera- tionsschritte . . . . .	69
4.11	Ablaufschema des iterativen Modellaufbaus von IMAKUS mit der Erweiterung um die Wärmeseite und Demand-Side-Management Neubauoptionen . . . . .	70
4.12	Funktionaler Speicher und gedanklicher Ansatz im Modell IMAKUS für die Abbildung von DSM . . . . .	72
4.13	Prinzip der Flexibilität der Ladeleistung . . . . .	73
4.14	Prinzipieller Verlauf der variablen Kosten des DSM-Einsatzes . . . . .	75
5.1	Übersicht über untersuchte Szenarien und Variation der Flexibilitätsoptionen .	87

5.2	Stützzahre der Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Szenario REF jeweils mit Anteil an der Summe der Strom- und Wärmenachfrage . . . . .	96
5.3	Entwicklung der Bestandskraftwerke bis zum Jahr 2050 . . . . .	98
6.1	Übersicht über untersuchte Szenarien mit ihren Variationen der Flexibilitätsop- tionen und Unterkapiteln zur Auswertung der Untersuchungen . . . . .	113
6.2	Stromerzeugung in TWh im Szenario REF . . . . .	114
6.3	Kraftwerksneubau in GW im Szenario REF . . . . .	115
6.4	installierte Gesamtleistung in GW im Szenario REF . . . . .	116
6.5	Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast in GW im Szenario REF für Bei- spieljahre . . . . .	117
6.6	installierte zentrale Wärmeerzeugungsleistung je Wärmesystemgruppe in GW im Szenario REF . . . . .	118
6.7	zentrale Wärmeerzeugung je Technologietyp in GW im Szenario REF . . . . .	118
6.8	installierte dezentrale Wärmeerzeugungsleistung je Wärmesystemgruppe in GW im Szenario REF . . . . .	119
6.9	dezentrale Wärmeerzeugung je Technologietyp in GW im Szenario REF . . . . .	119
6.10	Emissionen aus Strom- und Wärmeerzeugung in Mio. t im Szenario REF . . . . .	120
6.11	Primärenergienachfrage zur Strom- und Wärmeerzeugung in MWh thermisch . . . . .	121
6.12	installierte Ladeleistung der Stromspeicher in GW - Szenario SPN . . . . .	122
6.13	installierte Entladeleistung der Stromspeicher in GW - Szenario SPN . . . . .	123
6.14	installierte Speicherkapazität der Stromspeicher in TWh - Szenario SPN . . . . .	124
6.15	Vergleich Stromerzeugung - Szenario SPN vs. REF . . . . .	125
6.16	Vergleich dezentrale Wärmeerzeugung - Szenario SPN vs. REF . . . . .	125
6.17	installierte dezentrale WSG in GW - Szenario SPN . . . . .	126
6.18	Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast ohne Einfluss von Stromspeichern in GW - Vergleich der Szenarien SPN und REF für Beispieljahre . . . . .	127
6.19	Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast mit Einfluss der Speicher in GW - Vergleich der Szenarien SPN und REF für Beispieljahre . . . . .	128
6.20	Vergleich Kraftwerksausbau in GW - Szenario SPN vs. REF . . . . .	129
6.21	Ausbau zentrale WSG in GW - Szenario P2H . . . . .	131
6.22	Einsatz zentrale Wärmeerzeugung in TWh - Szenario P2H . . . . .	132
6.23	installierte dezentrale WSG in GW - Szenario P2H . . . . .	133
6.24	Dezentrale Wärmeerzeugung in TWh - Szenario P2H . . . . .	134
6.25	Vergleich Ausbau dezentrale WSG in GW - Szenario P2H vs. SPN . . . . .	134
6.26	Vergleich dezentrale Wärmeerzeugung - Szenario P2H vs. SPN . . . . .	135
6.27	Vergleich Stromerzeugung - Szenario P2H vs. SPN . . . . .	136
6.28	Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast mit Einfluss der Speicher in GW - Vergleich der Szenarien P2H und SPN für Beispieljahre . . . . .	137
6.29	Vergleich Kraftwerksausbau in GW - Szenario P2H vs. SPN . . . . .	137
6.30	Vergleich Speicherkapazität in GWh - Szenario P2H vs. SPN . . . . .	138
6.31	Saisonaler Verlauf des Speicherfüllstands der Wasserstoffspeichertechnologie der Szenarien SPN (mit Stromspeicherausbau) und P2H (erweiterte Power-to- Heat Optionen) für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 . . . . .	139
6.32	Vergleich Ausbau zentrale WSG in GW - Szenario WSP vs. P2H . . . . .	140
6.33	Vergleich zentrale Wärmeerzeugung - Szenario WSP vs. P2H . . . . .	140
6.34	Vergleich Ausbau dezentrale WSG in GW - Szenario WSP vs. P2H . . . . .	141

6.35 Vergleich dezentrale Wärmeerzeugung - Szenario WSP vs. P2H . . . . .	142
6.36 Speicherstände der Wärmespeicher im zentralen und dezentralen Wärmesystem über 24 Stunden und 365 Tage im Jahr 2050 im Szenario WSP . . . . .	143
6.37 Vergleich Stromerzeugung - Szenario WSP vs. P2H . . . . .	144
6.38 Vergleich Stromerzeugung - Szen DSM vs. WSP . . . . .	146
6.39 Vergleich zentrale Wärmeerzeugung - Szen DSM vs. WSP . . . . .	147
6.40 Vergleich dezentrale Wärmeerzeugung - Szenario DSM vs. WSP . . . . .	147
6.41 Vergleich Ausbau der Speicherentladeleistung in GW - Szen DSM vs. WSP .	148
6.42 Vergleich Stromerzeugung - Szenario BEV vs. WSP . . . . .	149
6.43 Vergleich Ladeleistung in GW - Szenario BEV vs. WSP . . . . .	150
6.44 Vergleich zentrale Wärmeerzeugung - Szenario BEV vs. WSP . . . . .	150
6.45 Vergleich dezentrale Wärmeerzeugung - Szenario BEV vs. WSP . . . . .	151
6.46 Vergleich Stromerzeugung - Szenario DSMuBEV vs. BEV . . . . .	152
6.47 Vergleich Ladeleistung in GW - Szenario DSMuBEV vs. BEV . . . . .	152
6.48 Unterschiede der Entwicklung der Stromerzeugung in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern gegenüber dem Referenzszenario; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz x2-x4c ohne Stromspeicher . . . . .	154
6.49 Unterschiede der Entwicklung der Integration von EE in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern gegenüber dem Referenzszenario; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz 2x-4cx ohne Stromspeicher . . . . .	155
6.50 Prozentuale Aufteilung der installierten WSG beider Systeme über den Betrachtungszeitraum . . . . .	157
6.51 Prozentuale Aufteilung der mittleren Wärmeerzeugung beider Systeme über den Betrachtungszeitraum . . . . .	157
6.52 Entwicklung der Primärenergienutzung nach Sektoren in den Szenarien REF (keine Flexibilität) und DSMuBEV (mit allen verfügbaren Flexibilitätsoptionen); PEF 1 für WP . . . . .	159
6.53 Entwicklung der Primärenergienutzung nach Art des Energieträgers in den Szenarien REF (keine Flexibilität) und DSMuBEV (mit allen verfügbaren Flexibilitätsoptionen) . . . . .	159
6.54 Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen im Szenario DSMuBEV mit allen verfügbaren Flexibilitätsoptionen . . . . .	161
6.55 Unterschiede der Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern gegenüber dem Referenzszenario; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz 2x-4cx ohne Stromspeicher . . . . .	161
6.56 Unterschiede der Entwicklung der Stromgrenzkosten in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern gegenüber dem Referenzszenario; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz 2x-4cx ohne Stromspeicher . . . . .	163
6.57 Geordnete Jahresdauerlinien der Stromgrenzkosten der Szenarien REF (keine Flexibilität) und SPN (mit Stromspeicher) für die Jahre 2035 und 2050 . . . . .	163

6.58	Unterschiede der Entwicklung der zentralen Wärmegrenzkosten in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern gegenüber dem Referenzszenario; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz 2x-4cx ohne Stromspeicher . . . . .	165
6.59	Unterschiede der Entwicklung der dezentralen Wärmegrenzkosten in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern gegenüber dem Referenzszenario; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz 2x-4cx ohne Stromspeicher . . . . .	165
6.60	Entwicklung der Stromgrenzkosten in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz 2x-4cx ohne Stromspeicher . . . . .	166
6.61	Entwicklung der zentralen Wärmegrenzkosten in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz 2x-4cx ohne Stromspeicher . . . . .	167
6.62	Entwicklung der dezentralen Wärmegrenzkosten in allen Szenarien mit unterschiedlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen und Stromspeichern; Sz 1-4c inkl. Stromspeicher, Sz 2x-4cx ohne Stromspeicher . . . . .	168

# Literaturverzeichnis

- [1] Atomgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Juli 1985 (BGBl. I S. 1565), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 8. Dezember 2010(BGBl. I S. 1817) geändert worden ist. 97
- [2] Bayerische Bauordnung (BayBO) in der Fassung der Bekanntmachung vom 14. August 2007 (GVBl. S. 588, BayRS 2132-1-B), das zuletzt durch Gesetz vom 24. Juli 2020 (GVBl. S. 381) geändert worden ist. 96
- [3] EnEV 2009 - Energieeinsparverordnung für Gebäude. Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden, 2009. 8
- [4] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818) geändert worden ist. 94
- [5] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, und TransnetBW GmbH. Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019): Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2018. URL: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/media/2018-01/%C3%9CNB-Entwurf\\_Szenariorahmen\\_2030\\_V2019.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/media/2018-01/%C3%9CNB-Entwurf_Szenariorahmen_2030_V2019.pdf) [Zugriff am 23.09.2019]. 94
- [6] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, und TransnetBW GmbH. Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019: Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2019. URL: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP\\_2030\\_V2019\\_2\\_Entwurf\\_Teil1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil1.pdf) [Zugriff am 23.09.2019]. 89, 90, 91
- [7] AGEB. Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2011 und 2012 mit Zeitreihen von 2008-2012: Studie beauftragt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Projektnummer: 23/11, 2013. 92
- [8] AGEB. Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2017: Studie beauftragt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; Projektnummer: 072/15, 2018. 93
- [9] AGEB. Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland: Daten für die Jahre von 1990 bis 2018, März 2020. URL: <https://www.ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html> [Zugriff am 05.09.2020]. 9

- [10] Agora Verkehrswende und Agora Energiewende. Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. 2020. URL: [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost\\_2050/Agora\\_SynCost-Studie\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf) [Zugriff am 30.08.2020]. 9, 10, 175, 179
- [11] T. Auer, T. Hamacher, U. Wagner, D. Atabay, M. de Borja-Torrejón, R. Dornmair, P. Kuhn, J. Maderspacher, F. Sänger, J. Länge, et al. Gebäude als intelligenter Baustein im Energiesystem. Lastmanagement-Potenziale von Gebäuden im Kontext der zukünftigen Energieversorgungsstruktur in Deutschland, 2017. 24, 93
- [12] F. Ausfelder, F.-D. Drake, B. Erlach, M. Fishedick, H. M. Henning, C. P. Kost, W. Münch, K. Pittel, C. Rehtanz, J. Sauer, K. Schätzler, C. Stephanos, M. Theumann, E. Umbach, K. Wagemann, H.-J. Wagner, und U. Wagner. "Sektorkopplung" - Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. München, November 2017. 9, 10, 15, 175, 179
- [13] M. Battaglia, T. Bründlinger, T. Drinkuth, T. Fischer, D. Gründig, S. Joest, C. Jugel, O. Krieger, C. Massow, S. Mischinger, P. Dr. Prein, H. Seidl, S. Siegemung, C. Stolte, N. Wendt, J. Willke, R. Zurhold, J. Wagner, M. Gierking, und P. Theile. Impuls zur aktuellen klimapolitischen Debatte: Einschätzungen auf Basis der dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, 2019. URL: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Impuls\\_zur\\_aktuellen\\_klimapolitischen\\_Debatte.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Impuls_zur_aktuellen_klimapolitischen_Debatte.pdf) [Zugriff am 01.05.2020]. 13
- [14] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016): Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Auszahlungen, Marktintegration der Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-Anlagen, 2016. 96
- [15] A. Bloess, W.-P. Schill, und A. Zerrahn. Power-to-heat for renewable energy integration: A review of technologies, modeling approaches, and flexibility potentials. *Applied Energy*, 212:1611–1626, 2018. doi:10.1016/j.apenergy.2017.12.073. 17, 44
- [16] S. Boyd und L. Vandenberghe. *Convex Optimization*. Cambridge University Press, Cambridge, 2014. 29
- [17] T. Bründlinger, J. E. König, O. Frank, D. Gründig, C. Jugel, P. Kraft, O. Krieger, S. Mischinger, P. Dr. Prein, H. Seidl, S. Siegemung, C. Stolte, M. Teichmann, J. Willke, und M. Wolke. dena-Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050, 2018. URL: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261\\_dena-Leitstudie\\_Integrierte\\_Energiewende\\_lang.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf) [Zugriff am 23.09.2019]. 13, 91, 93, 99, 104, 105, 111, 112
- [18] T. Bründlinger, J. E. König, O. Frank, D. Gründig, C. Jugel, P. Kraft, O. Krieger, S. Mischinger, P. Dr. Prein, H. Seidl, S. Siegemung, C. Stolte, M. Teichmann, J. Willke, und M. Wolke. dena-Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050: Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen, 2018.

- URL: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9262\\_dena-Leitstudie\\_Integrierte\\_Energiewende\\_Ergebnisbericht.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9262_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_Ergebnisbericht.pdf) [Zugriff am 01.05.2020]. 13
- [19] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Die Energie der Zukunft: Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende - Berichtsjahr 2016. URL: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zur-energiewende.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=20](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zur-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=20) [Zugriff am 05.09.2020]. 95
- [20] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Zahlen und Fakten Energiedaten: Nationale und Internationale Entwicklung, 31.10. 2016. URL: <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html> [Zugriff am 01.01.2017]. 96
- [21] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Zahlen und Fakten Energiedaten: Nationale und Internationale Entwicklung, 09.09. 2019. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html> [Zugriff am 21.08.2019]. 160
- [22] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Zahlen und Fakten Energiedaten: Nationale und Internationale Entwicklung, 20.06. 2020. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html> [Zugriff am 27.07.2020]. 8, 175, 179
- [23] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. URL: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=3) [Zugriff am 05.09.2020]. 7
- [24] Bundesnetzagentur. Marktdaten: Stromerzeugung - Realisierte Erzeugung, Region: DE, Exportzeitraum: 01.01.2019 - 31.12.2019, 2019. URL: [https://www.smard.de/home/downloadcenter/download\\_marktdaten](https://www.smard.de/home/downloadcenter/download_marktdaten) [Zugriff am 20.01.2020]. 95, 97, 103
- [25] Bundesregierung. Energiespeicher im Salz, 2016. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/energiespeicher-im-salz-248396> [Zugriff am 29.12.2019]. 123
- [26] G. B. Dantzig und A. Jaeger. *Lineare Programmierung und Erweiterungen*, volume 2 of *Ökonometrie und Unternehmensforschung / Econometrics and Operations Research*. Springer, Berlin and Heidelberg, 1966. URL: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-87362-1>, doi:10.1007/978-3-642-87362-1. 29
- [27] R. Dornmair, D. Atabay, F. Sängler, M. de Borja Torrejón, und J. Maderspacher. Einfluss von Gebäuden als Wärmespeicher auf das Energiesystem. In *10. Internationale Energiewirtschaftstagung der TU Wien*, Wien, 2017. TU Wien. 138, 139

- [28] R. Dornmair, C. Durner, P. Kuhn, und T. Hamacher. DSM in der Industrie als Flexibilisierungsmaßnahme in einem Stromsystem mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien. In *Von Smart Grids zu Smart Markets 2015 - ETG Fachbericht Band 145*, page 6. Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), März 2015. 23, 29, 69
- [29] R. Dornmair und P. Kuhn. Dynamische Primärenergiefaktoren - Konzept mit einem Stromsystemmodell. Technical report, Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme. 121, 158
- [30] R. Dornmair und P. Kuhn. Modellgestützte Untersuchung dynamischer Primärenergiefaktoren für Flexibilisierungstechnologien. In *EnInnov 2018 - 15. Symposium Energieinnovation*, 2018. 158
- [31] S. Eisenhauer, M. Reichart, A. Sauer, S. Weckmann, und F. Zimmermann. Energieflexibilität in der Industrie: Eine Metastudie. URL: [https://www.eep.uni-stuttgart.de/dokumente/20180502\\_Metastudie\\_Energieflexibilitaet-in-der-Industrie.pdf](https://www.eep.uni-stuttgart.de/dokumente/20180502_Metastudie_Energieflexibilitaet-in-der-Industrie.pdf) [Zugriff am 04.11.2019]. 108, 109
- [32] P. Elsner, M. Fishedick, und D. U. Sauer. *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien - Szenarien - Systemzusammenhänge*. Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. München, November 2015. 16
- [33] entsoe - european network of transmission system operators for electricity. ENTSO-E Transparency Platform, 2013. URL: <https://www.entsoe.eu/db-query/consumption/mhlv-a-specific-country-for-a-specific-month> [Zugriff am 15.01.2017]. 89, 95
- [34] ESI GmbH. Machbarkeitsstudie Integration einer Hochtemperatur-Wärmepumpe in der TU München, Campus Garching, 2018. 101, 102
- [35] Europäische Kommission. Der europäische Green Deal: COM(2019) 640 final - Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Europäischen Rat, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN> [Zugriff am 05.09.2020]. 7
- [36] Fraunhofer IWES/IBP. Wärmewende 2030: Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. 2017. URL: [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Sektoruebergreifende\\_EW/Waermewende-2030\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Sektoruebergreifende_EW/Waermewende-2030_WEB.pdf) [Zugriff am 30.08.2020]. 10, 175, 179
- [37] A. Frei, H. Kaumeier, H. Kiefer, W. Nowak, G. Radlinger, K. Wegner, U. Wenge, J. Arthkamp, B. Oschatz, B. Mailach, und B. Winiewska. Ratgeber Wärmeversorgung: mit Kostenvergleich Heizung 2011 - Neubau/Grundsanierung. URL: [https://asue.de/sites/default/files/asue/themen/energie\\_im\\_haus/2011/broschueren/09\\_05\\_11\\_asue-waermeversorgung.pdf](https://asue.de/sites/default/files/asue/themen/energie_im_haus/2011/broschueren/09_05_11_asue-waermeversorgung.pdf) [Zugriff am 08.08.2020]. 107

- [38] L. Göransson, J. Goop, T. Unger, M. Odenberger, und F. Johnsson. Linkages between demand-side management and congestion in the European electricity transmission system. *Energy*, 69:860–872, 2014. doi:10.1016/j.energy.2014.03.083. 17
- [39] N. Hartmann, L. Eltrop, N. Bauer, J. Salzer, S. Schwarz, und M. Schmidt. Stromspeicherpotenziale für Deutschland. URL: [http://www.zfes.uni-stuttgart.de/deutsch/downloads/20120727\\_Final\\_Stromspeicherpotenziale\\_fuer\\_Deutschland-.pdf](http://www.zfes.uni-stuttgart.de/deutsch/downloads/20120727_Final_Stromspeicherpotenziale_fuer_Deutschland-.pdf) [Zugriff am 29.12.2019]. 123
- [40] F. Hauptmann, G. Layer, und W. Mauch. Analyse des Bestandes von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Bayern: KWK-Bestand in Bayern: Endbericht der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). URL: <https://www.ffe.de/download/langberichte/kwkinbay.pdf> [Zugriff am 05.09.2020]. 49
- [41] C. Heilek. *Modellgestützte Optimierung des Neubaus und Einsatzes von Erzeugungsanlagen und Speichern für elektrische und thermische Energie im deutschen Energiesystem*. Dissertation, Technische Universität München, München, 2015. URL: <http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn:nbn:de:bvb:91-diss-20150414-1230817-1-3> [Zugriff am 18.07.2020]. 17, 24, 25, 26, 31, 43, 44, 91, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 107, 108
- [42] B. Höflich, P. Kreutzkamp, H. Peinl, J. Völker, M. Kühne, P. Kuhn, P. Tzscheuschler, R. Hermes, S. Krahl, und K. Meisa. Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien (Kurz: PSW - Integration EE): Abschlussbericht, 2010. 103
- [43] K. A. Janker. *Aufbau und Bewertung einer für die Energiemodellierung verwendbaren Datenbasis an Zeitreihen erneuerbarer Erzeugung und sonstiger Daten*. Dissertation, Technische Universität München, München, 2015. URL: <http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn:nbn:de:bvb:91-diss-20150319-1207265-1-2> [Zugriff am 31.01.2017]. 91, 96
- [44] Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung". Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" - Abschlussbericht, 2019. URL: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile&v=4) [Zugriff am 15.10.2019]. 97
- [45] P. Kuhn. *Iteratives Modell zur Optimierung von Speicherausbau und -betrieb in einem Stromsystem mit zunehmend fluktuierender Erzeugung*. Dissertation, Technische Universität München, München, 2012. URL: <http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn:nbn:de:bvb:91-diss-20121219-1093222-1-8> [Zugriff am 31.01.2017]. 19, 20, 21, 25, 29, 30, 31, 32, 33, 35, 36, 43, 105, 138, 139, 175, 179
- [46] P. Kuhn und M. Kühne. Optimierung des Kraftwerks- und Speicherausbaus mit einem iterativen und hybriden Modell. In *9. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft. Nürtingen, 22.-23.11.2011*. VDI Berichte 2157, 2011. 20, 30

- [47] P. Kuhn, M. Kühne, und C. Heilek. Integration und Bewertung erzeuger- und verbraucherseitiger Energiespeicher. Technical report, TUM Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Sep 2012. URL: <https://mediatum.ub.tum.de/node?id=1271190>. 22, 39, 70, 99, 105, 110, 111
- [48] M. R. Kühne. *Drivers of energy storage demand in the German power system: an analysis of the influence of methodology and parameters on modeling results*. Dissertation, Technische Universität München, München, 2016. URL: <http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn:nbn:de:bvb:91-diss-20160613-1280982-1-7> [Zugriff am 31.01.2017]. 19, 20, 21, 25, 29, 30, 31, 32, 33, 35, 39, 43, 58, 64, 70, 89, 91, 99, 104, 138, 139, 175, 179
- [49] B. Lubinski. EnEV und Fernwärme, 2014. URL: [http://medien.enev-online.de/infos\\_2010/100525\\_agfw\\_enev\\_und\\_fernwaerme.pdf](http://medien.enev-online.de/infos_2010/100525_agfw_enev_und_fernwaerme.pdf) [Zugriff am 09.08.2020]. 10, 121, 158
- [50] D. G. Luenberger. *Introduction to linear and nonlinear programming*. Addison-Wesley, Reading, Mass., 1973. 29
- [51] M. Wietschel et al. Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen, 2018. 14
- [52] P. Matt. Die Kraftwerksanlage Obervermuntwerk II und deren Flexibilität. *VGB PowerTech*, 3, 2016. URL: <https://flexibility.vgb.org/wp-content/uploads/2019/03/VGB-PowerTech-2016-03-021-026-MATT-Referenzexemplar.pdf> [Zugriff am 25.10.2019]. 103
- [53] O. T. Mezger Echeverri. *Modellierung und Analyse von Lademodellen für Elektroautos aus energiewirtschaftlicher und Fahrzeugnutzer-Sicht*. Dissertation, Technische Universität München, München, 2013. 110, 111, 112
- [54] National Aeronautics and Space Administration. The modern-era retrospective analysis for research and applications, 2015. URL: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA/> [Zugriff am 15.01.2017]. 91, 96
- [55] U. Remme, M. Blesl, und T. Kober. The Dual Solution of a TIMES Model: its interpretation and price formation equations. URL: [https://iea-etsap.org/docs/times\\_interpetation\\_dual.pdf](https://iea-etsap.org/docs/times_interpetation_dual.pdf) [Zugriff am 21.06.2019]. 57
- [56] J. Repenning, L. Emele, R. Blanck, H. Böttcher, G. Dehoust, H. Förster, R. Harthan, K. Hennenberg, H. Hermann, W. Jörß, C. Loreck, S. Ludig, M. Scheffler, K. Schumacher, K. Wiegmann, C. Zell-Ziegler, S. Braungardt, W. Eichhammer, R. Elsland, T. Fleiter, J. Hartwig, J. Kockat, B. Pfluger, W. Schade, B. Schlomann, F. Sensfuß, H. Ziesing, und F. Matthes. Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht. URL: <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>. 14, 15
- [57] S. Richter. *Entwicklung einer Methode zur integralen Beschreibung und Optimierung urbaner Energiesysteme: Erste Anwendung am Beispiel Augsburg*. doctoralthesis, Universität Augsburg, 2004. 17, 26

- [58] H.-K. Ringkjøb, P. M. Haugan, und I. M. Solbrekke. A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96:440–459, 2018. doi:10.1016/j.rser.2018.08.002. 18
- [59] A. Rosenkranz. Pufferspeicher: Kosten verschiedener Art, 2020. URL: <https://heizung.de/heizung/wissen/pufferspeicher-kosten-verschiedener-arten/> [Zugriff am 08.08.2020]. 107
- [60] B. Safner. Grundlagenpapier Primaerenergiefaktoren: Der Zusammenhang von Primärenergie und Endenergie in der energetischen Bewertung. URL: [https://www.bdew.de/media/documents/20150422\\_Grundlagenpapier-Primaerenergiefaktoren.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/20150422_Grundlagenpapier-Primaerenergiefaktoren.pdf) [Zugriff am 09.08.2020]. 10, 121, 158
- [61] The Mobility House. Ladezeitenübersicht für Elektroautos: Welche Reichweite hat mein E-Auto und wie lange dauert das Aufladen? URL: [https://www.mobilityhouse.com/de\\_de/ratgeber/ladezeitenuebersicht-fuer-elektroautos](https://www.mobilityhouse.com/de_de/ratgeber/ladezeitenuebersicht-fuer-elektroautos) [Zugriff am 30.10.2019]. 111
- [62] Thermondo GmbH. Pufferspeicher: Restwärme sinnvoll nutzen, 2018. URL: <https://www.thermondo.de/info/rat/vergleich/pufferspeicher/> [Zugriff am 29.12.2020]. 107
- [63] United Nations. Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change. URL: <https://unfccc.int/sites/default/files/kpeng.pdf> [Zugriff am 05.09.2020]. 7
- [64] United Nations. Paris Agreement. URL: [https://unfccc.int/files/essential\\_background/convention/application/pdf/english\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/english_paris_agreement.pdf). 7
- [65] A. Zerrahn und W.-P. Schill. On the representation of demand-side management in power system models. *Energy*, 84:840–845, 2015. doi:10.1016/j.energy.2015.03.037. 17