

Masterarbeit

**Cross-sektoraler Einsatz von Wasserstofftechnologien – Erhebung des
Standes der Technik sowie Modellierung für die wasserstoffbasierte
Versorgung eines Wohnquartiers**

Name: Tim Eisenbach
Matr.-Nr.: 108 014 219 607
Studiengang: Maschinenbau

1. Prüfer: Prof. Dr.-Ing. C. Doetsch
2. Prüfer: Dr.-Ing. A. Grevé

Fach. Betreuung: Christoph Goetschkes

Dezember 2020

Masterarbeit

von Tim Eisenbach, Matr.-Nr.: 108014219607

Thema: Cross-sektoraler Einsatz von Wasserstofftechnologien – Erhebung des Stands der Technik sowie Modellierung für die wasserstoffbasierte Versorgung eines Wohnquartiers

Im Zuge der erneuerbaren Energiewende und der zunehmenden Integration von regenerativen Energien soll Wasserstoff als wichtige Kopplungs- und Energiespeichertechnologie in den Sektoren Strom und Wärme Anwendung finden. Vor dem Hintergrund der Reduzierung von Emissionen und Einsparung von Energie ist das ausgesprochene Ziel der Bundesregierung bis zum Jahr 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu realisieren. Mit 35 % des Endenergieverbrauchs in Deutschland entfällt auf den Gebäudebereich der größte Anteil und rückt damit energiesparende Gebäude, integrative Energiekonzepte und effiziente Versorgungsstrukturen für Quartiere immer mehr in den Vordergrund von Forschung und Entwicklung. Der Einsatz von Wasserstoff bietet dabei ein erhöhtes Maß an Flexibilität in der regenerativen Stromerzeugung, Speicherung und Nutzung in regionalen sowie dezentralen Energiesystemen.

Ziel: Im Rahmen dieser Arbeit soll Aufschluss darüber gewonnen werden, wie Wasserstofftechnologien als Energiespeicher, sowie Wärme- und Stromerzeuger, als integrativer Teil eines Wohnquartier-Energiesystems mit fluktuierendem Energieangebot und schwankendem Wärme- und Strombedarf, funktionieren können. Zunächst soll im Rahmen einer umfangreichen Literaturrecherche der aktuelle Stand der Technik erhoben werden und anschließend ein Energiesystem für ein Quartier konzeptionell herausgearbeitet werden. Anschließend erfolgt die Implementierung aller relevanten Wasserstofftechnologien in das *Open Energy Modelling Framework (oemof)* und deren Verschaltung zu einem Energiesystem für ein Quartier. Die abschließende Simulation eines beispielhaften Jahresbetriebs soll die Lauffähigkeit des Modells bestätigen und plausible Ergebnisse liefern.

Vorgehen:

- Ausführliche Literaturrecherche und Erhebung des Stands der Technik mit dem Schwerpunkt auf den Einsatz von Wasserstofftechnologien in Wohnquartieren
- Herausarbeiten eines Konzepts für ein Energiesystem eines Wohnquartiers auf Basis der angestellten Literaturrecherche
- Implementierung und Verschaltung der relevanten Wasserstoff-Komponenten im *python*-basierten *Open Energy Modelling Framework (oemof)* unter besonderer Berücksichtigung der angewandten Methodik
- Simulation eines optimierten Betriebs auf Grundlage generierter Wärme- und Stromlastgängen und anschließende Diskussion im Hinblick auf die Lauffähigkeit des Modells und der Plausibilität der Ergebnisse

Beginn der Arbeit: 01.07.2020

Prüfer: Prof. Dr.-Ing. Christian Doetsch (Fraunhofer UMSICHT, Ruhr-Universität Bochum)

Dr.-Ing. Anna Grevé (Fraunhofer UMSICHT)

Fach. Betreuung: Christoph Goetschkes

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre, dass ich keine Arbeit in gleicher oder ähnlicher Fassung bereits für eine andere Prüfung an der Ruhr-Universität Bochum oder einer anderen Hochschule eingereicht habe.

Ich versichere, dass ich diese Arbeit selbstständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen benutzt habe. Die Stellen, die anderen Quellen dem Wortlaut oder dem Sinn nach entnommen sind, habe ich unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht. Dies gilt sinngemäß auch für verwendete Zeichnungen, Skizzen, bildliche Darstellungen und dergleichen.

Ich versichere auch, dass die von mir eingereichte schriftliche Version mit der digitalen Version übereinstimmt. Ich erkläre mich damit einverstanden, dass die digitale Version dieser Arbeit zwecks Plagiatsprüfung verwendet wird.

Official Declaration

Hereby I declare that I have not submitted this thesis in this or similar form to any other examination at the Ruhr-Universität Bochum or any other institution or university.

I officially ensure that this paper has been written solely on my own. I herewith officially ensure that I have not used any other sources but those stated by me. Any and every parts of the text which constitute quotes in original wording or in its essence have been explicitly referred by me by using official marking and proper quotation. This is also valid for used drafts, pictures and similar formats.

I also officially ensure that the printed version as submitted by me fully confirms with my digital version. I agree that the digital version will be used to subject the paper to plagiarism examination.

Not this English translation but only the official version in German is legally binding.

22.12.2020

Datum / Date

Eisenbach

Unterschrift / Signature

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	I
Tabellenverzeichnis.....	III
Nomenklatur.....	IV
1 Einleitung.....	1
2 Wasserstoff als Energieträger der Zukunft.....	2
2.1 Technologien der Wasserstofferzeugung.....	3
2.1.1 Herstellungsarten von Wasserstoff.....	3
2.1.2 Elektrolyseure und Power-to-Gas-Anlagen.....	4
2.1.3 Weitere Technologien zur Wasserstofferzeugung.....	9
2.2 Technologien der Wasserstoffspeicherung und einer Trans- portinfrastruktur.....	14
2.2.1 Physikalische Speicherung von Wasserstoff.....	14
2.2.2 Weitere Speichermöglichkeiten.....	18
2.2.3 Das Gasnetz als Speicher- und Transporttechnologie.....	20
2.3 Technologien der Wasserstoffnutzung.....	23
2.3.1 KWK-Anlagen und BHKW mit Brennstoffzellentechnologie.....	24
2.3.2 Das motorische Wasserstoff-BHKW.....	30
2.4 Auswahl relevanter Wasserstoff-Technologien für die Nutzung in einem Wohnquartier.....	31
3 Realisierte und geplante Wasserstoffquartiere.....	36
3.1 Wohnquartiere mit geringem Grad an Wasserstoffnutzung.....	36
3.2 Kleine Wohnquartiere mit hohem Grad an Wasserstoffnutzung.....	39
3.3 Große Wohnquartiere mit hohem Grad an Wasserstoffnutzung.....	42
4 Konzeptionierung und Modellierung eines wasserstoffbasierten und konventionellen Energiesystems.....	46
4.1 Entwicklung der Energiesysteme.....	46
4.1.1 Wasserstoffbasiertes Energiesystem.....	47
4.1.2 Konventionelles Referenzenergiesystem.....	49
4.1.3 Generierung von angebots- und bedarfsseitigen Lastgängen.....	51
4.2 Grundlagen der Modellierung und Optimierung.....	52
4.2.1 Open Energy System Modeling Framework.....	52
4.2.2 Zielfunktion und Definition der zulässigen Menge der Optimierung.....	53
4.3 Entwicklung und Parametrisierung der Wasserstoff-Komponenten.....	54
4.3.1 Wasserstoffspeicher.....	54
4.3.2 Wasserstoffkompressor.....	57
4.4 Modellierung der Wasserstoff-Komponenten.....	59
4.4.1 Wasserstoffspeicher.....	60

4.4.2 Wasserstoffkompressor	66
4.4.3 Elektrolyseur.....	71
5 Simulation eines optimierten Betriebs	74
5.1 Definition der untersuchten Key-Performance-Indikatoren.....	74
5.1.1 Energieautarkiegrad und PV-Eigenverbrauchsanteil.....	74
5.1.2 Nutzungsgrad des Speichersystems und SOC des Druckspeichers	76
5.2 Ergebnisdarstellung und -auswertung.....	77
6 Ergebnisdiskussion	89
7 Zusammenfassung und Ausblick	95
8 Literaturverzeichnis.....	97
9 Anhang	106
9.1 Anhang: Interviewprotokolle	1
9.1.1 ENaQ	1
9.1.2 SmartQuart.....	3
9.1.3 QUARREE100.....	4
9.2 Anhang: Ergebnisdarstellung.....	6

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1	Darstellung der berechneten Dichte für die Isotherme bei $T = 293,15$ K bzw. der gesättigten Flüssigkeit nach Bell et al. (2014) mit Einordnung der unterschiedlichen Druckniveaus für die genannten Speicher- und Transporttechnologien.	15
Abbildung 2.2	Schematische Darstellung der Haupt-Transportprozesse in einer PEM-Brennstoffzelle nach Jörissen und Garche (2014).	25
Abbildung 2.3	Übersicht der eingesetzten BHKW-Technologien und –Leistungsklassen (eigene Darstellung).....	27
Abbildung 3.1	Einordnung der Wasserstoffquartiere nach der Größe (WE), dem Grad der Realisierung, dem Nutzungsgrad von Wasserstoff im Quartier und der Elektrolyseurleistung (eigene Darstellung).....	36
Abbildung 4.1	Darstellung des Blockschaltdiagramms für die Verschaltung der Komponenten für das wasserstoffbasierte Energiesystem.....	49
Abbildung 4.2	Darstellung des Blockschaltdiagramms für die Verschaltung der Komponenten für das konventionelle Referenzenergiesystem.....	50
Abbildung 4.3	Betrachtung des monatlich anfallenden bzw. benötigten Volumens an Wasserstoff aus den jeweiligen Stromüberschüssen bzw. -defiziten.....	56
Abbildung 5.1	Darstellung des Energieautarkiegrads eines optimierten Betriebs für das konventionelle Referenzenergiesystem (oben) und das wasserstoffbasierte Energiesystem mit Speicher (unten).	77
Abbildung 5.2	Darstellung des PV-Eigenverbrauchsanteils für den optimierten Betrieb des konventionellen Referenzenergiesystems (oben) und des wasserstoffbasierten Energiesystems mit Speicher (unten).....	79
Abbildung 5.3	Verlauf des Speicherstands (SOC) des Wasserstoffdrucktanks sowie der erzeugten PV-Leistung über den gesamten Optimierungszeitraum.....	81
Abbildung 5.4	Abbildung der verschiedenen Lastgänge für einen Typ-Tag im Sommer (07-01-2018) des optimierten Betriebs des konventionellen Referenzenergiesystems.....	82

Abbildung 5.5	Abbildung der verschiedenen Lastgänge für einen Typ-Tag im Winter (12-04-2018) des optimierten Betriebs des konventionellen Referenzenergiesystems.....	83
Abbildung 5.6	Abbildung der verschiedenen Lastgänge für einen Typ-Tag im Sommer (07-01-2018) des optimierten Betriebs des wasserstoffbasierten Energiesystems.	83
Abbildung 5.7	Abbildung der verschiedenen Lastgänge für einen Typ-Tag im Winter (12-04-2018) des optimierten Betriebs des wasserstoffbasierten Energiesystems.	84
Abbildung 5.8	Gegenüberstellung der für die Versorgungsaufgabe des Quartiers bezogenen Energiemengen aus den Endenergiequellen Erdgas und Strom sowie aus eigen-erzeugtem PV-Strom.....	85
Abbildung 5.9	Darstellung der Stromversorgungsaufgabe für das betrachtete Quartier unter Berücksichtigung der im Referenzbetrieb (Ref) bzw. wasserstoffbasierten Betrieb (H ₂) eingesetzten Anlagen.....	86
Abbildung 5.10	Darstellung der Wärmeversorgungsaufgabe für das betrachtete Quartier unter Berücksichtigung der im Referenzbetrieb (Ref) bzw. wasserstoffbasierten Betrieb (H ₂) eingesetzten Anlagen.....	87
Abbildung 9.1	Darstellung der monatlichen Energieautarkiegrade für den optimierten Betrieb des Referenzenergiesystems (Referenz) und des wasserstoffbasierten Energiesystems (H ₂).....	6

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1	Übersicht der aktuell relevanten Elektrolysetechnologien nach Smolinka et al. (2011).....	5
Tabelle 2.2	Bewertung der einzelnen Wasserstofftechnologien für den Einsatz in einem dezentralen Energiesystem für ein Wohnquartier auf Basis vorher definierter Kriterien.....	32
Tabelle 4.1	Übersicht und Auswahl der Anlagentechnik der betrachteten Energiesysteme	46
Tabelle 4.2	Übersicht der verwendeten Größen und Nebenbedingungen in der Modellierung des Wasserstoffspeichers	60
Tabelle 4.3	Übersicht der verwendeten Größen und Nebenbedingungen in der Modellierung des Wasserstoffkompressors	66
Tabelle 4.4	Übersicht der verwendeten Größen und Nebenbedingungen in der Modellierung des Elektrolyseurs	71

Nomenklatur

Abkürzungen

Abkürzung	Beschreibung	Abkürzung	Beschreibung
AEL	Alkalischer Elektrolyseur	NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle	NOP	Normal Operating Point
BHKW	Blockheizkraftwerk	PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie	PE	Polyethylen
BZ	Brennstoffzelle	PEM	Polymer Electrolyte Membrane
CCS	Carbon Capture & Storage	PEMFC	Polymer Electrolyte Fuel Cell
DWD	Deutscher Wetterdienst	PEZ	Photoelektrolyse-Zelle
EAG	Energieautarkiegrad	PTFE	Polytetrafluorethylen
EHC	Electrochemical Hydrogen Compressor	PV	Photovoltaik
F&E	Forschung & Entwicklung	PVC	Polyvinylchlorid
GDL	Gas Diffusion Layer	PVEV	Photovoltaik-Eigenverbrauchsanteil
HT	Hochtemperatur	QEMS	Quartier-Energiemanagementsystem
JNG	Jahresnutzungsgrad	SOC	State of Charge
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung	SOEL	Solid Oxide Electrolyser
LHV	Unterer Heizwert	SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier	TRL	Technology Readiness Level
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell	TRY	Test Reference Year
MOFs	Metal-Organic Frameworks	TWW	Trinkwarmwasser

NASA	National Aeronautics and Space Administration	VBS	Vollbenutzungstunden
------	---	-----	----------------------

Formelzeichen

Formelzeichen	Beschreibung	Formelzeichen	Beschreibung
c_{Straf}	Strafkosten	$f_{\text{Ely}}^{\text{aus}}$	Fluss am Elektrolyseur-Austritt
c_{Ely}	Umwandlungsfaktor (Elektrolyseur)	$h_{\text{DS}}^{\text{Speicher}}$	Durchschnittliche Speicherenthalpie
δ	Stromkennzahl	$h_{\text{Komp}}^{\text{aus}}$	Enthalpie am Kompressor-Austritt
E_{DS}^0	Initiale Speicherenergie	$h_{\text{Komp}}^{\text{kühl}}$	Enthalpie nach isobarer Kühlung
$E_{\text{DS}}^{\text{min}}$	Minimale Speicherenergie	$h_{\text{Komp}}^{\text{saug}}$	Enthalpie am Kompressor-Eintritt
$E_{\text{DS}}^{\text{max}}$	Maximale Speicherenergie des Druckspeichers	κ	Isentropenexponent
E_{DS}	Aktuell gespeicherte Energie des Druckspeichers	$LOAD_{\text{DS}}$	Betriebszustand des Druckspeichers
\dot{E}_{Br}	Energiestrom des Brennstoffes	$\dot{m}_{\text{DS}}^{\text{ein}}$	Eingehender Massenstrom des Druckspeichers
$E_{\text{H}_2, \text{Nutz}}$	Nutzbare Energie des Wasserstoffs	$\dot{m}_{\text{DS}}^{\text{aus}}$	Ausgehender Massenstrom des Druckspeichers
E_{Komp}	Energiebedarf des Kompressors	$\dot{m}_{\text{DS}}^{\text{max}}$	Maximaler Massenstrom des Druckspeichers
E_{Ely}	Energiebedarf des Elektrolyseurs	$\dot{m}_{\text{Komp}}^{\text{max}}$	Maximaler Massenstrom des Kompressors
fac_{DS}	Umwandlungsfaktor (Druckspeichermodell)	$\dot{m}_{\text{Komp}}^{\text{min}}$	Minimaler Massenstrom des Kompressors
fac_{Komp}	Umwandlungsfaktor (Kompressormodell)	\dot{m}_{Komp}	Massenstrom des Kompressors
fac_{Ely}	Umwandlungsfaktor (Elektrolyseurmodell)	\mathcal{M}_T	Zulässige Menge (Optimierungsmodell)

f_{DS}^{\max}	Maximaler Fluss des Speichers	n	Polytrophenexponent
η_{poly}	Polytroper Wirkungsgrad	$P_{\text{th,K}}$	Therm. Leistung des Spitzenlastkessels
η_{isen}	Isentroper Wirkungsgrad	$P_{\text{el,WP}}$	Elektr. Leistungsaufnahme der Wärmepumpe
η_{ges}	Wirkungsgrad einer KWK-Anlage	P_{DS}^{\max}	Maximale Leistung des Druckspeichers
$\eta_{\text{Komp}}^{\text{el}}$	Elektrischer Wirkungsgrad des Kompressors	P_{DS}^{ein}	Einspeicherleistung des Druckspeichers
OP_{Ely}	Betriebszustand (Elektrolyseur)	P_{DS}^{aus}	Ausspeicherleistung des Druckspeichers
OP_{Komp}	Betriebszustand (Kompressor)	$P_{\text{Komp}}^{\text{Nenn}}$	Elektr. Nennleistung des Kompressors
$P_{\text{el,PV-Modul}}$	Peak-Leistung des eingesetzten PV-Moduls	$P_{\text{Komp}}^{\text{min}}$	Minimale Leistung des Kompressors
$P_{\text{el,BZ}}$	Elektr. Leistung des eingesetzten BZ-BHKW	$P_{\text{Komp}}^{\text{el}}$	Aktuelle elektr. Leistung des Kompressors
$P_{\text{el,BHKW}}$	Elektr. Leistung des eingesetzten Erdgas-BHKW	$P_{\text{Komp}}^{\text{Ab}}$	Aktuelle Abwärme-Leistung des Kompressors
$P_{\text{th,BZ}}$	Therm. Leistung des eingesetzten BZ-BHKW	$P_{\text{el,KWK}}$	elektrische Leistung einer KWK-Anlage
$P_{\text{th,BHKW}}$	Therm. Leistung des eingesetzten Erdgas-BHKW	$P_{\text{source,el}}$	Leistungsfluss (aus Stromnetz)
$P_{\text{el,Ely,nom}}/P_{\text{Ely}}^{\max}$	Elektr. Leistung des eingesetzten Elektrolyseurs	$P_{\text{source,gas}}$	Leistungsfluss (aus Gasnetz)
$P_{\text{Ely}}^{\text{min}}$	Minimale Leistung des Elektrolyseurs	$P_{\text{sink,el}}$	Leistungsfluss (ins Stromnetz)
$P_{\text{H2,Ely,nom}}$	Produktionskapazität des Elektrolyseurs	$P_{\text{sink,Wärme}}$	Leistungsfluss (Abwärme)
P_{Ely}	Aktuelle Leistung des Elektrolyseurs	$P_{\text{Bedarf,el}}$	Strombedarf des Quartiers

$P_{th,WP}$	Therm. Leistung der Wärmepumpe	$P_{\text{Bedarf,th}}$	Wärmebedarf des Quartiers
$P_{PV,Eigen}$	Eigenverbrauch der erzeugten PV-Leistung	SOC_{DS}^{bil}	Einstellen eines balanzierten SOC
$P_{PV,gesamt}$	Erzeugte PV-Leistung (gesamt)	$T_{DS}^{Speicher}$	Konstante Speichertemperatur
p_{DS}^{max}	Maximaler Speicherdruck	LHV_{Ely}	Unterer Heizwert des produzierten Wasserstoffs
p_{DS}^{min}	Minimaler Speicherdruck	$unit_{Ely}$	Einheit der Flüsse im Modell (Elektrolyseur)
p_{DS}	Aktueller Speicherdruck	$unit_{DS}$	Einheit der Flüsse im Modell (Druckspeicher)
$\dot{Q}_{th,KWK}$	Therm. Leistung einer KWK-Anlage	$unit_{Komp}$	Einheit der Flüsse im Modell (Kompressor)
ρ	Dichte	\dot{V}_{Ely}^{min}	Produzierter Volumenstrom (Minimum)
ρ_{Ely}^{norm}	Normdichte (H ₂)	\dot{V}_{Ely}^{max}	Produzierter Volumenstrom (Maximum)
r	Druckverhältnis	\dot{V}_{Ely}	Aktueller Volumenstrom des Elektrolyseurs
R_S	Spezifische Gaskonstante	V_{DS}^{dim}	Dimensioniertes Speichervolumen
SOC_{DS}	State of Charge des Druckspeichers	$Z_{DS}^{Speicher}$	Durchschnittlicher Kompressibilitätsfaktor
SOC_{DS}^0	Initialer Speicherstand		

1 Einleitung

Der Plan der Bundesregierung ist bis 2050 den Anteil an erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch in Deutschland auf 60 % anzuheben, sowie den Anteil des erneuerbaren Stroms im Netz auf mindestens 80 % zu erhöhen (vgl. BMWi 2019a). Die damit einhergehende Integration von erneuerbaren Energiequellen in die Strom- und Wärmenetze bringt ein vermehrt unstetiges Energieangebot mit sich, welches selten zeitliche Kongruenz mit dem Energiebedarf in Deutschland aufzeigt. Diese Problematik erfordert den Ausbau von Energiespeichern und die damit verbundenen Verteilungsmechanismen in überregionalen, regionalen und lokalen Maßstäben. Neben dem Ausbau des Stromnetzes und der Integration von Großspeichern zur Vermeidung von Netzengpässen und einem Energieausgleich innerhalb Deutschlands, rücken dezentrale Lösungen auf regionaler Ebene in den Fokus von Forschung und Entwicklung. Als Bindeglied zwischen zeitlich entkoppelter, regenerativer Energieerzeugung, -transport und -nutzung sind Wasserstofftechnologien hochgradig interessant für zukünftige Forschungs- und Entwicklungsprojekte (vgl. BMWi 2019c). Neben dem Ausbau einer überregionalen Wasserstoff-Transportinfrastruktur, teils im Erdgasnetz integriert, teils in reinen Wasserstoff-Verteilungssystemen, sind dezentrale Lösungen besonders relevant. Wasserstofftechnologien haben ein großes Potential, um sowohl die fluktuierenden Stromangebote aus erneuerbaren Quellen abzufangen als auch in den Sektoren Strom und Wärme eine bedarfsgerechte Energieversorgung sicherzustellen.

Im Rahmen dieser Arbeit soll Aufschluss darüber gewonnen werden, wie Wasserstofftechnologien als Energiespeicher, sowie Wärme- und Stromerzeuger, als integrativer Teil eines Energiesystems mit fluktuierendem Energieangebot und schwankendem Wärme- und Strombedarf, fungieren können. Der Kontext des Energiesystems beschränkt sich dabei auf ein Wohnquartier mit exemplarischen Strom- und Wärmelastgängen.

Zunächst wird im Rahmen einer umfassenden Literaturrecherche Aufschluss über die aktuell diskutierten Wasserstofftechnologien gewonnen. Im Hinblick auf eine vollständige Erhebung des Stands der Technik werden alle Technologien berücksichtigt, wobei der Schwerpunkt auf für Quartierskonzepte relevante Anwendungen gelegt wird.

Anschließend wird der Einsatz von ausgewählten Wasserstofftechnologien der Erzeugung, Speicherung und Nutzung für einen beispielhaften, optimierten Betrieb eines Energiesystems für ein Quartier untersucht.

2 Wasserstoff als Energieträger der Zukunft

Im Jahr 2016 wurden ca. 19 Mrd. Nm³ Wasserstoff pro Jahr in Deutschland produziert, was einem Energieinhalt von ca. 53 TWh entspricht. Nach Schütz und Härtel (2016) entfällt der größte Anteil des produzierten Wasserstoffs auf die Herstellung in Prozessen der Raffinerieindustrie (45 %), während ein Drittel der Dampfreformierung von Erdgas und 7 % den Elektrolyseverfahren zuzuordnen sind. Durch die Umstellung der Stahl- sowie Raffinerie- und Ammoniakproduktion auf eine regenerative Energieversorgung ist bis 2050 ein Bedarf von über 100 TWh an grünem Wasserstoff zu erwarten.

Weiterhin besitzt der Energieträger Wasserstoff ein großes Potential zur Speicherung von volatilen Strommengen aus erneuerbaren Quellen. Nach Einschätzung von Norbert Fisch (Leiter des Instituts für Gebäude und Solartechnik) muss bis 2050 eine Erzeugerleistung von 500 GW_{el} aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen kommen, um die CO₂-Emissionen um 80 % zu senken. Zur Speicherung der Überkapazitäten von Strom soll Wasserstoff eine Schlüsselrolle einnehmen und die Energie über Sektorenkopplung im Mobilitäts- und Gebäudesektor nutzbar machen. (vgl. Fuhs 2020)

Der von der Bundesregierung bis 2030 insgesamt erwartete Bedarf an Wasserstoff von 90 bis 110 TWh soll überwiegend regenerativ erzeugt werden und damit die Grundlage für eine klimaneutrale Energieerzeugung und -bereitstellung schaffen. Dem zukünftig absehbaren Mehrbedarf an Wasserstoff soll mit Power-to-Gas- bzw. Power-to-H₂-Technologien begegnet werden (vgl. BMWi 2020). Neben den realisierten Anlagen in Deutschland sind nach Diwald (2019) weitere in Planung und können bis 2050 insgesamt 160 GW_{el} Elektrolysekapazität notwendig machen.

Zur Umsetzung der Ziele soll im Rahmen des 2. Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP2) von 2016 bis 2026 die Entwicklung von Wasserstofftechnologien und -infrastrukturen auf dem Weg zur Marktetablierung unterstützt werden. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) bewilligte 2018 in diesem Kontext ein Fördervolumen von 16 Mio. Euro für insgesamt 25 neue Projekte (vgl. BMWi 2019c). Die Wasserstofftechnologien sollen als bedeutender Bestandteil der erneuerbaren Energiewende fungieren und vermehrt in den Sektoren Wärme und Strom als Kopplungstechnologie Einzug halten. Nach Analysen des BMWi (2019c) entfällt der Endenergieverbrauch in Deutschland zu den größten Teilen auf den Gebäudebereich (35 %) und die Industrie (30 %). Zwei Drittel der insgesamt in der Industrie eingesetzten Energie ist dabei auf die Erzeugung von Prozesswärme

zurückzuführen. In Gebäuden wird der größte Anteil der Energie für die Wärmebereitstellung in Heizungskreisläufe und Warmwasser verbraucht. Daraus lassen sich wichtige Anwendungsbereiche von regenerativen bzw. klimaneutralen Wasserstofftechnologien für Gewerbegebiete, größere Gebäudekomplexe und Wohnquartiere ableiten.

In den Kapitel 2.1, 2.2 und 2.3 werden zunächst alle in Forschung und Entwicklung (F&E) sowie auf dem Markt verfügbaren und eingesetzten Technologien der Wasserstoffherzeugung, -speicherung und -nutzung dargestellt. Dabei liegt der Fokus auf marktetablierten und regenerativen Technologien, die zur Strom- und Wärmeerzeugung, sowie als Zwischenspeicher von Energie in Frage kommen könnten. In Kapitel 2.4 erfolgt dann eine Einordnung der Technologien vor dem Hintergrund einer Nutzung im Energiesystem eines Wohnquartiers.

2.1 Technologien der Wasserstoffherzeugung

Nachfolgend werden alle derzeit diskutierten Erzeugungstechnologien von Wasserstoff dargestellt und erläutert. Dabei liegt der Schwerpunkt auf die zurzeit eingesetzten Elektrolyseur-Technologien sowie deren Einsatz als Power-to-H₂-Anlagen. Obwohl der Anteil der erzeugten Wasserstoffmenge in Deutschland aus Elektrolyseuren aktuell noch klein ist (s.o.), wird dieser Technologie im Rahmen der Integration von erneuerbaren Stromquellen und Kopplung der Sektoren Gas, Wärme und Verkehr ein hohes Potential zugesprochen.

2.1.1 Herstellungsarten von Wasserstoff

Zunächst werden die Begrifflichkeiten der unterschiedlichen Gütegrade von Wasserstoff hinsichtlich der bei der Erzeugung produzierten klimaschädlichen CO₂-Emissionen voneinander abgegrenzt.

Der in Elektrolyseuren hergestellte Wasserstoff (Kapitel 2.1.2) wird als *grüner Wasserstoff* bezeichnet, insofern der zur Elektrolyse benötigte Strom aus 100 % erneuerbaren Quellen stammt. Unter Einbindung von Strom aus einem vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) für 2030 prognostizierten Strommix werden in einer Elektrolyse pro Tonne Wasserstoff 21,38 t CO₂ frei (vgl. Machhammer et al. 2015). Der in der Dampfreformierung hergestellte Wasserstoff (Kapitel 2.1.3) wird *grauer Wasserstoff* genannt. Das in der Produktion freigesetzte CO₂ wird in die Atmosphäre abgegeben und nicht weiter genutzt. Pro Tonne produzierten Wasserstoff werden in der Methan-Dampfreformierung 12,78 t CO₂ frei.

In einer bilanziell CO₂-neutralen Produktion wird der erzeugte Wasserstoff als *blauer Wasserstoff* bezeichnet. Das in der Herstellung entstehende CO₂ wird dabei über carbon capture and storage (CCS)-Prozesse abgeschieden und gespeichert. Der in der Erdgaspyrolyse entstehende Wasserstoff (Kapitel 2.1.3) wird unter der Voraussetzung der dauerhaften Bindung des elementaren Kohlenstoff und der Wärmeversorgung des Hochtemperaturreaktors aus rein regenerativen Quellen (z.B. Solarenergie) als *türkiser Wasserstoff* bezeichnet. (vgl. BMBF 2020)

2.1.2 Elektrolyseure und Power-to-Gas-Anlagen

Nachfolgend werden die unterschiedlichen Elektrolysetechnologien und ihr Einsatz als Power-to-Gas-H₂ als Möglichkeit der regenerativen Wasserstoffproduktion vorgestellt. In Power-to-Gas-Anlagen wird allgemein elektrische Energie über den elektrochemischen Prozess der Elektrolyse in Wasserstoff und unter Einbindung von Kohlenstoffquellen (z.B. CO₂ aus Abscheidungsprozessen) in Methan (Power-to-Methane) oder andere synthetische Kraftstoffe (Power-to-Fuel) umgewandelt werden. Nachfolgend werden die unterschiedlichen Elektrolysetechnologien und ihr Einsatz als Power-to-Gas-H₂ als Möglichkeit der regenerativen Wasserstoffproduktion vorgestellt.

Funktionsweise und technische Ausführung von Elektrolyseuren

Die zurzeit eingesetzten Elektrolysetechnologien basieren auf einem polymeren Festelektrolyten (PEM), einer alkalischen Elektrolyse (AEL) oder einem Hochtemperatur-Elektrolyseverfahren mit fester Oxid-Keramik (SOEL). Während die PEM-Elektrolyse als relativ neue Technik den Schritt zur Marktreife und industriellen Markterschließung geht, sind alkalische Elektrolyseure auf dem Markt etabliert und kommerziell erhältlich (vgl. Götz et al. 2016). Die verschiedenen Elektrolyseurtypen unterscheiden sich primär hinsichtlich der Betriebstemperatur und der verwendeten Elektrolyte. Durch Anschluss einer elektrischen Spannung wird eine Redoxreaktion initiiert, deren Resultat eine Spaltung von Wasser zu Wasserstoff und Sauerstoff ist. Eine Übersicht der relevanten elektrochemischen Prozesse ist in Tabelle 2.1 gegeben.

Tabelle 2.1 Übersicht der aktuell relevanten Elektrolysetechnologien nach Smolinka et al. (2011)

Technologie	Temperaturbereich	Elektrolyt	Kathodenreaktion	Anodenreaktion	Ladungsträger
AEL	40 bis 90 °C	Alkalischer Elektrolyt	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	$2\text{OH}^- \rightarrow 1/2\text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$	OH^-
PEMEL	20 bis 100 °C	Polymer-Fest-elektrolyt	$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow 1/2\text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$	H^+
SOEL	700 bis 1000 °C	Fest-Oxid-Elektrolyt	$\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}^{2-}$	$\text{O}^{2-} \rightarrow 1/2\text{O}_2 + 2\text{e}^-$	O^{2-}

Definition der Betriebsparameter von Elektrolyseuren

Nach der *NOW*-Studie des *Fraunhofer ISE* und *FCBAT* von Smolinka et al. (2011) gehören zu den wichtigen technischen Bewertungskriterien eines Elektrolyseurs neben der elektrischen Anschlussleistung bzw. Leistungsaufnahme (MW_{el}) und der Produktionsleistung von Wasserstoff (Nm^3/h) bzw. Kapazität eines Elektrolyseurs, die Lebensdauer (Betriebsstunden und Anzahl der Start-/Stop-Zyklen), das Teillastverhalten und die Dynamik der Leistungsaufnahme. Zur besseren Vergleichbarkeit von Produktionsleistungen bei unterschiedlichen Drücken und Temperaturen werden Volumenströme häufig auf den standardisierten, physikalischen Normzustand bei $p_n = 1,01325 \text{ bar}$ und $T_n = 273,15 \text{ K}$ bezogen (vgl. DIN 1343:1990-01). Eine zur Produktionsleistung proportionale Kenngröße ist die Stromdichte (A/cm^2), die häufig zur Ermittlung der spezifischen Kosten verwendet wird (vgl. Siemens AG 2019).

Weiterhin gibt es gemäß Buttler und Spliethoff (2018) bei der Betrachtung von einzelnen Elektrolyse-Stacks und gesamten Power-to- H_2 -Anlagen unterschiedliche Definitionen der Effizienz. Die Anlageneffizienz basiert auf der investierten elektrischen Energie im Gesamtprozess und dem unteren Heizwert (LHV) von Wasserstoff oder des jeweiligen Produktionsgases. Die Stack-Effizienz berücksichtigt hingegen den unteren Heizwert des Wasserstoffs und die angeschlossene elektrische Leistung des Elektrolyseurs. Nach Thema et al. (2019) ist der LHV von Wasserstoff $2,995 \text{ kWh}_{\text{Gas}}/\text{Nm}^3$.

Stand der Technik und Marktpotential der unterschiedlichen Elektrolysetechnologien

Im Folgenden werden die aktuell eingesetzten Elektrolysetechnologien und deren Betriebsparameter miteinander verglichen und der jeweilige Grad der Markterschließung erörtert.

Nach Bertuccioli et al. (2014) sind alkalische Elektrolyseure am Markt mit einer Modulleistung zwischen $1,8 \text{ kW}_{\text{el}}$ und $5,3 \text{ MW}_{\text{el}}$ und entsprechenden Produktionskapazitäten von $0,25 \text{ Nm}^3/\text{h}$ bis $760 \text{ Nm}^3/\text{h}$ verfügbar. In Einzelfällen erreichen Elektrolyseure Produktionsraten von bis zu $1400 \text{ Nm}^3/\text{h}$ bei einer Anschlussleistung von 6 MW_{el} (vgl. ELB 2012). Während in derzeit installierten Power-to- H_2 -Anlagen, AEL-Module mit Zellflächen von bis zu 3 m^2 und elektrischen Anschlussleistungen im MW-Bereich bei atmosphärischem Druck betrieben werden, gehen neuere Entwicklungstrends hin zu kompakteren Designs bei Drücken um 15 bar.

Die laufenden Forschungsvorhaben streben eine Erhöhung der momentan noch niedrigen Stromdichten von $0,4 \text{ A/cm}^2$ auf 1 A/cm^2 an, um die resultierenden spezifischen Investitionskosten von AEL-Modulen zu senken (vgl. Smolinka 2017). Der Einsatz von AEL als Power-to- H_2 -Anlagen ist etabliert und Stand der Technik. Nach Gahleitner (2013) integrierten im Jahr 2012 in einer Auswahl von untersuchten Power-to- H_2 -Anlagen 67 % der Projekte einen alkalischen Elektrolyseur, was zum größten Teil der höheren Produktionsleistung und der niedrigen Kosten aufgrund der breiten Markterschließung zuzuschreiben ist.

Aufgrund der guten Gasdichtigkeit der Polymermembran sind in einem PEM-Elektrolyseur weitaus größere Druckdifferenzen realisierbar. In Experimenten wurden Differenzdrücke von bis zu 350 bar hinsichtlich einer nachfolgenden Nutzung in der Wasserstoffbetankung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen erfolgreich getestet. Der Betrieb bei erhöhten Drücken ist bei AEL-Modulen begrenzt, da eine zunehmende Quer-Permeation zur Verunreinigung der resultierenden Gase (H_2 und O_2) führt. PEM-Elektrolyseure arbeiten mit 1 bis 2 A/cm^2 bei deutlich höheren Stromdichten als AEL-Module und wurden in der Vergangenheit überwiegend in industriellen Nischenanwendungen mit kleinen Produktionskapazitäten um $10 \text{ Nm}^3/\text{h}$ und erhöhten Drücken eingesetzt. Aktuell betriebene PEM-Elektrolyseure in Großanlagen haben Anschlussleistungen im niedrigen MW-Bereich und Wasserstoffproduktionsraten von bis zu $300 \text{ Nm}^3/\text{h}$. (vgl. Buttler und Spliethoff 2018)

Der derzeitige Fokus von Entwicklungs- und Forschungsarbeit richtet sich auf die PEM-Elektrolyseure, da sie in Verbindung mit der Energieerzeugung aus regenerativen Quellen erhebliche Vorteile bieten. Mit einer möglichen elektrischen Eingangsleistung von 5 bis 100 % der Nennlast können PEM-Elektrolyseure in einem breiten Lastbereich betrieben werden und haben im Vergleich zu AEL-Systemen ein zusätzlich schnelles Anfahr- und Kaltstartverhalten (vgl. Buttler und Spliethoff 2018). Aufgrund der robusten Polymer-Membran ist ein dynamischer

Betrieb mit häufigen Lastwechseln und resultierenden Temperaturschwankungen und Materialspannungen gut möglich (vgl. Smolinka et al. 2011). Die Entwicklungsarbeit konzentriert sich momentan auf die Skalierung der Zellflächen, um damit die mögliche Stack-Leistung von PEM-Elektrolyseuren zu erhöhen. Aktuell stehen PEM-Elektrolyseure dem Markt aufgrund der eingeschränkt möglichen Skalierbarkeit nur in einem begrenzten Leistungsspektrum zur Verfügung, wobei die Kosten einer entsprechend skalierten Polymermembran stark ins Gewicht fallen. Zum Vergleich waren die Kapitalkosten eines PEM-Systems 2014 mit 1000 bis 1.700 €/kW_{el} weitaus höher als die eines vergleichbaren alkalischen Systems (600 bis 1.000 €/kW_{el}). Nach Bertuccioli et al. (2014) könnten sich die Kosten bis 2030 deutlich annähern.

Die Technologie der Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEL) mit einer keramischen Festoxid-Elektrolyt-Zelle (engl. SOEC) produziert Wasserstoff in umgekehrter Betriebsrichtung zu einer Festoxid-Elektrolyt-Brennstoffzelle. Die SOEL arbeiten bei Betriebstemperaturen von 700 bis 900 °C mit hoher Effizienz aufgrund der erhöhten Reaktionskinetik und der thermodynamisch günstigeren Nutzung von Hochtemperaturwärme in der Prozesskette. Üblicherweise liegt der normal operation point (NOP) von SOEL im Bereich der thermoneutralen Zellspannung bei 1,28 V (700 bis 900 °C) und resultiert in einer möglichen Effizienz von circa 98 %_{LHV}. (vgl. Buttler und Spliethoff 2018)

Je nach Betriebspunkt, der bei der SOEL zwischen 0,3 und 1 A/cm² liegen kann, ist eine Effizienz von über 100 %_{LHV} möglich, da ein Teil der notwendigen elektrischen Energie zur Wasserspaltung durch Hochtemperaturenergie substituiert wird (vgl. Brinner et al. 2018). Mit Berücksichtigung der notwendigen Hochtemperatur-Dampferzeugung und weiteren integrierten Prozessschritten (z.B. Gasreinigung und Rektifikation) liegt die System-Effizienz zwischen 76 und 81 %_{LHV}. Vergleichbare PEM- und AEL-Systeme mit Anlagenperipherie liegen bei 46 bis 60 %_{LHV} bzw. 51 bis 60 %_{LHV}. Nach Buttler und Spliethoff (2018) und Smolinka (2017) werden in SOEL-Stacks hitzebeständige keramische Oxide, die durch ihre hohen Anschaffungskosten die Zellfläche und damit die Leistungsklassen auf unter 10 kW_{el} deutlich limitieren, eingesetzt. Der Betrieb bei Teillast sowie häufige Kaltstartvorgänge sind ausgeschlossen, da schwankende Zelltemperaturen zu große mechanische Spannungen in den verbauten Materialien verursachen (vgl. Smolinka et al. 2011). SOEL werden in aktuellen Forschungsvorhaben berücksichtigt, jedoch aufgrund der oben genannten Probleme nur in Nischenanwendungen eingesetzt. Die Integration von SOEL in HT-Systemen ist dann vorteilhaft, wenn Abwärme aus nachfolgenden

Synthese-Prozessen zur Verfügung steht (vgl. Gegenheimer et al. 2019). Eins der wenigen realisierten Projekte ist das *GrInHy*, welches einen reversiblen SOEL mit 150 kW_{el} Leistung und einer Wasserstoffproduktion von ca. 40 Nm³/h zur CO₂-armen Stahlerzeugung und on-site Stromerzeugung nutzt (vgl. Salzgitter Mannesmann Forschung GmbH 2020).

Power-to-H₂-Anlagen in Deutschland

In diesem Unterkapitel erfolgt eine kurze Einordnung der Elektrolyseur-Technologie als Power-to-H₂-Anlage im Kontext des zukünftig absehbaren Mehrbedarfs an Wasserstoff in Deutschland (siehe oben). Neben den schon realisierten Anlagen sind nach Diwald (2019) weitere in Planung und können bis 2050 eine Elektrolysekapazität von bis zu 160 GW_{el} erfordern. Nach einer Studie von *GermanHy* soll schon 2030 ein Anteil von 50 % des erzeugten Wasserstoffs aus Elektrolyseuren stammen (vgl. Smolinka et al. 2011). Nach Thema et al. (2019) stieg die auf den unteren Heizwert (LHV) von Wasserstoff bezogene Produktionsmenge von 143 untersuchten Power-to-H₂-Anlagen von 1,8 MW_{LHV} auf 18,6 MW_{LHV} in den Jahren 2012 bis 2019 an. Aktuell ist der Anteil der Wasserstoffproduktion aus Power-to-H₂-Anlagen im Vergleich zu konventionellen Herstellungspfaden (Kapitel 2.1.3) unterrepräsentiert. Grund dafür ist die momentan noch kosten- und energieintensive Herstellung des Wasserstoffs aus Elektrolyseuren (vgl. Gahleitner 2013).

Power-to-Gas-Anlagen im Allgemeinen besitzen ein großes Potential in der Bereitstellung von Wärmeenergie, wobei die Kopplung der bei der Elektrolyse und Methanisierung anfallenden Abwärme mit potentiellen Abnehmern aus Industrie und Gewerbe über Nah- und Fernwärmenetze realisiert werden kann. Ebenso können die Sektoren Gas und Verkehr über synthetisierte Kraftstoffe oder die Nutzung von Wasserstoff aus Power-to-H₂-Anlagen in Brennstoffzellen-Fahrzeugen gekoppelt werden. (vgl. Quaschnig 2016)

Im Hinblick auf eine dezentrale Wasserstoffproduktion zur Speicherung und Bereitstellung von Energie, können Power-to-H₂-Anlagen zusätzlich über eine Wärmenetz-Kopplung energetisch mit Gebäuden und Quartieren verbunden werden. Das Projekt *H2-Whylen* hat mit der Abwärme-Nutzung eines PEM-Elektrolyseurs in bis zu 800 Wohnungen ein Potential zur Reduzierung der Kosten in der 1 MW_{el} Power-to-H₂-Anlage erschlossen (vgl. Heißmann und Schneider 2020). In kleineren Leistungsklassen können Power-to-Gas-Anlagen auch direkt in einem Energiesystem für ein Wohnquartier fungieren. Eine weiterführende Darstellung der Integrationsmöglichkeiten in das Nahwärmenetz wird anhand von aktuellen Projekten für Quartiere in Kapitel 3 vorgenommen.

2.1.3 Weitere Technologien zur Wasserstoffherzeugung

Die im nachfolgenden Kapitel aufgeführten Technologien folgen den konventionellen Produktionspfaden aus fossilen Energieträgern oder wenig etablierten Verfahren zur Wasserstoffherstellung. Mit Anspruch einer vollständigen Erhebung des Stands der Technik werden alle Technologien berücksichtigt, wenn auch ein Schwerpunkt auf aktuell etablierte und regenerative Konzepte gelegt wird. In Kapitel 2.4 erfolgt eine Bewertung hinsichtlich der Nutzungsmöglichkeit in einem auf regenerativer Wasserstoffherzeugung basierendem Energiesystem eines Wohnquartiers.

Methan-Dampf-Reformierung

Als Reformierung bezeichnet man im Allgemeinen die Umwandlung von Kohlenwasserstoffen und Alkoholen zu Wasserstoff. Die Dampfreformierung von Erdgas ist in der chemischen Industrie ein etabliertes Verfahren zur Produktion von Wasserstoff mit Wasserdampf. Von 19 Mrd. Nm³ produzierten Wasserstoffs werden 7 Mrd. Nm³ jährlich durch Dampfreformierung erzeugt (vgl. ENCON.Europe GmbH 2018). Der Prozess ist stark endotherm, wobei die benötigte Energie auf konventionellen Weg durch Erdgasverfeuerung bereitgestellt wird. Alternativ kann gemäß Pregger et al. (2008) durch den Einsatz von solarer Wärme bis zu 40 % der fossilen Energie eingespart werden.

Methan wird in der Dampfreformierung bei circa 800 °C und 20 bis 40 bar Prozessdruck katalytisch umgesetzt. Zunächst entsteht ein Gemisch aus H₂, CO₂, CH₄ und CO. In einer parallelen oder nachgeschalteten Wassergas-Shift-Reaktion wird das entstandene CO mit Wasserdampf zu CO₂ und H₂ umgesetzt (vgl. Pregger et al. 2008). Der Volumenanteil von CO kann damit auf bis zu 0,5 vol-% reduziert werden (vgl. Hübner 2002).

In Blockheizkraftwerken mit PEM-Brennstoffzellen werden noch geringere CO Konzentrationen (<10 ppm) gefordert und durch eine nachfolgende Feinreinigung des wasserstoffreichen Gemischs erreicht. Dabei wird der restliche CO-Anteil bei überstöchiometrischer Luftzugabe in einer selektiven Oxidation verbrannt. Eine Feinreinigung kann auch über Druckwechselsorptions- oder Membranabtrennungsverfahren durchgeführt werden. (vgl. Pregger et al. 2008)

Nach Machhammer et al. (2015) ist die Methan-Dampf-Reformierung zur Herstellung von Wasserstoff mit knapp 2000 €/t_{H₂} Produktionskosten nach der Kohlevergasung mit 1800 €/t_{H₂} der günstigste Herstellungspfad und überwiegend abhängig vom Erdgaspreis.

Erdgas-Pyrolyse (Kvaerner-Prozess)

Die Pyrolyse von Kohlenwasserstoffen unter Sauerstoffabschluss resultiert in elementarem Kohlenstoff (Ruß) und Wasserstoff. Die Reaktion findet erst bei einem ausreichend hohen Temperaturniveau von ca. 1.600 °C statt, welches durch einen Plasmabrenner und Katalysator erreicht wird. Der ursprüngliche Prozess, entwickelt von der Firma *Kvaerner Engineering S.A.*, stellt die Nutzung des erzeugten elementaren Kohlenstoffs in industriellen Prozessen der Reifenproduktion und der Herstellung von metallurgischen Koks in den Vordergrund. Wasserstoff wird dabei eher als Nebenprodukt behandelt (vgl. Pregger et al. 2008). Eine Pilotanlage des Kvaerner Prozesses arbeitet fast mit 100 % Effizienz bei Nutzung aller entstandenen Produkte. Gemessen an dem unteren Heizwert (LHV) des eingesetzten Stroms und Erdgases werden 48 % der Energie in Wasserstoff, 40 % in elementarem Kohlenstoff und 10 % in Hochtemperatur-Dampf umgesetzt (vgl. Krewitt und Schmid 2005). Die Herstellung von Wasserstoff über eine Erdgaspyrolyse ist somit in groß-industriellen Maßstäben mit gleichzeitigem Bedarf an Kohle und Prozessdampf wirtschaftlich rentabel.

Partielle Oxidation von Schweröl

Die partielle Oxidation wird in Raffinerieprozessen für die Umwandlung schwerer Kohlenwasserstoffe mit hoher Viskosität und erhöhtem Schwefelgehalt eingesetzt. Die Produkte sind zum größten Teil Wasserstoff, CO und CO₂ (vgl. Krewitt und Schmid 2005). Die Reformierung erfolgt mit unterstöchiometrischer Luftzugabe bei Temperaturen zwischen 1300 und 1500 °C und Prozessdrücken von bis zu 100 bar. Bei einer katalytisch partiellen Oxidation werden Temperaturen von bis zu 1000 °C erreicht. Nach der exothermen Umsetzung liegen die Gleichgewichtsanteile von Wasserstoff und Kohlenmonoxid bei 20 vol-% vor (vgl. Hübner 2002). Bis zur Nutzung des Wasserstoffs muss das Synthesegas ähnliche Feinreinigungs-Prozesse durchlaufen wie in der Methan-Dampf-Reformierung (vgl. Krewitt und Schmid 2005). In Abhängigkeit des eingesetzten Energieträgers muss das Synthesegas einer Entschwefelung unterzogen werden. Zum Teil wird das Synthesegas aufgrund des günstigen H₂/CO-Verhältnisses direkt zur Methanolherstellung verwendet (vgl. Pregger et al. 2008).

Autotherme Reformierung

In einer autothermen Reformierung wird versucht, die Vorteile der partiellen Oxidation und der Dampfreformierung zu vereinen. Die Dampfreformierung hat eine größere Ausbeute an produziertem Wasserstoff und die frei werdende Energie in der katalytischen partiellen Oxidation

kann für die Erzeugung des Dampfes verwendet werden. Dieser Prozess stellt erhöhte Anforderung an den Katalysator, der sowohl die Wassergas-Shift Reaktion als auch die partielle Oxidation begünstigen soll. (vgl. Hübner 2002)

Kohlevergasung

In der Kohlevergasung wird Kohle mit Wasserdampf und Sauerstoff zu einem Synthesegas synthetisiert, welches neben Wasserstoff auch Kohlenmonoxid, Kohlendioxid, Schwefel und Asche enthält. Nach Gray und Tomlinson (2002) können zwei unterschiedliche Prozessketten der Wasserstoffproduktion mit Kohlevergasung unterschieden werden. Das konventionelle Vergasungssystem nutzt Wassergas-Shift-Reaktion, Entschwefelung, CO₂-Entfernung und Druckwechseladsorption zur Abtrennung des im Synthesegas enthaltenen Wasserstoffs, während Membranverfahren den Wasserstoff selektiv von den anderen Synthesegasbestandteilen trennen. Das Abgas kann anschließend über Verbrennung in Turbinen zur Stromerzeugung genutzt oder in CCS-Prozessen von CO₂ gereinigt werden (vgl. Krewitt und Schmid 2005).

Pyrolyse und Vergasung von Biomasse

Die üblichen Energieträger für die Pyrolyse von Biomasse sind Holz, Stroh oder andere feste, trockene und organische Bestandteile. In sauerstofffreier Umgebung entsteht bei circa 600 °C ein Pyrolyseöl, welches dann weiter vergast werden kann (vgl. Pregger et al. 2008). Die Pyrolyse wird vornehmlich in der Vergasung von trockener Biomasse eingesetzt, da der Anteil flüchtiger Bestandteile mit bis zu 86 % deutlich höher ist als bei Kohle (30 %). In einem nächsten Schritt wird das Pyrolyseöl nach Abtrennung von CO-Produkte in einer katalytischen Dampfreformierung bei 750 bis 850 °C zu wasserstoffreichem Prozessgas umgesetzt. Alternativ kann feuchte Biomasse auch direkt vergast werden. Dabei kann die Hitze für die endotherme Vergasung von außen zugeführt oder durch Zugabe von Sauerstoff erzeugt werden. In der Prozesskette zur Erzeugung von Wasserstoff werden dann Dampf-Reformierung, Wassergas-Shift-Reaktion und Druckwechseladsorption nachgeschaltet. (vgl. Krewitt und Schmid 2005)

Aufgrund der langen Prozessketten und der resultierenden geringen Effizienz ist eine zunehmende Herstellung von Wasserstoff aus Biomasse unwahrscheinlich. Ein Hauptnutzungspfad des erzeugten Prozessgases wird auch in Zukunft die Wärme- und Stromerzeugung über Kraft-Wärme-Kopplung sein. (vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH 2009)

Thermische Wasserspaltung

Bei Temperaturen von über 3000 °C rückt das thermodynamische Gleichgewicht von Wasser soweit in Richtung Sauerstoff und Wasserstoff, das eine theoretische Nutzung von Wasserstoff möglich wird. Wasserdampf und Wasserstoff liegen dann in äquivalenten Konzentrationen vor. Die technisch schwer umzusetzende Abtrennung von Wasserstoff aus einem Gasgemisch bei über 3000 °C und der hohe Energiebedarf zur Erzeugung eines entsprechenden Temperaturniveaus schließen eine Realisierung in Anlagen zur Wasserstofferzeugung bis heute aus. (vgl. Schnurnberger et al. 2004)

Thermochemische Kreisprozesse

Zur Reduzierung der hohen Prozesstemperaturen in der thermischen Wasserspaltung und unter Berücksichtigung einer technisch umsetzbaren Produkttrennung werden thermochemische Kreisprozesse in Betracht gezogen. Allgemein nimmt bei steigender Summe an Teilreaktionen die notwendige Temperatur aber auch der Prozesswirkungsgrad ab. Aktuell werden überwiegend Schwefelsäure-Hybrid-Prozesse, Schwefel-Iod-Prozesse und Prozesse basierend auf Metalloxiden diskutiert und angewendet. In diesen Kreisprozessen werden alle Nebenprodukte der Wasserspaltung intern verwendet und nicht freigesetzt. (vgl. Pregger et al. 2008)

Der Schwefelsäure-Hybrid-Kreisprozess ist in zwei Stufen unterteilt. Zunächst wird in einem rein thermischen oder thermisch-katalytischen Prozess die Schwefelsäure in Schwefeldioxid, Wasserdampf und Sauerstoff umgesetzt. Im nachfolgenden elektrochemischen Schritt wird Schwefeldioxid auf der anodischen Seite einer Elektrolyse bei 80 °C zu Schwefelsäure oxidiert. An der Kathode werden die frei gewordenen Wasserstoffprotonen zu Wasserstoff reduziert. (vgl. Pregger et al. 2008)

Der erste Prozessschritt des Schwefel-Iod-Prozesses ist identisch zum Schwefelsäure-Hybrid-Kreisprozess. In der so genannten Bunsen-Reaktion wird Iod-Wasserstoffsäure bei 120 °C aus Wasser, Iod und Schwefeldioxid gebildet wobei die Schwefelsäure dann als Nebenprodukt wieder der Hochtemperatur (HT)-Schwefelsäurespaltung hinzugefügt. In einem dritten Schritt wird die Iod-Wasserstoffsäure unter thermischer Energiezufuhr bei etwa 300 °C gespalten. Der geringe thermische Wirkungsgrad liegt zum Teil in dem hohen Energieaufwand zur Trennung von Schwefelsäure und Iod-Wasserstoffsäure begründet. Neben der Schwefel-Iod-Destillation und -Spaltung ist die Materialbeständigkeit gegenüber der Schwefelsäure eine der größten Schwierigkeiten in der Entwicklung des Verfahrens. (vgl. Pregger et al. 2008)

In einem Metalloxid-Kreisprozess kommen Metalloxide oder auch Metall-Metalloxidredoxpaare mit unterschiedlichen Oxidationsstufen zum Einsatz, wobei Wasserdampf das Oxidationsmittel darstellt. Die Reaktion der Sauerstoffaufnahme aus dem thermisch gespaltenen Wasserdampfmolekülen hat eine Wasserstofffreisetzung zur Folge. Das oxidierte Eisenmischoxid wird im in einem zweiten Reaktionsschritt bei circa 1200 °C durch Sauerstoffabgabe reduziert. (vgl. Pregger et al. 2008)

Die für Kreisprozesse notwendige Hochtemperaturenergie wird üblicherweise mit Solarenergie in Reaktions-Receivern bereitgestellt. Die aktuell relevanten Kreisprozesse werden im Labormaßstab getestet und stehen vor der Anwendung in Pilotanlagen. Die Verbesserung der Materialbeständigkeit, Erhöhung des Receiver-Wirkungsgrades, sowie die Optimierung der chemischen Reaktionen steht dabei im Mittelpunkt der Forschung. (vgl. Pregger et al. 2008)

Photoelektrolyse

Ein Photoelektrolyse-System nutzt die in der Sonneneinstrahlung enthaltene Energie direkt zur Herstellung von Wasserstoff aus der Dissoziation von Wasser. Photoelektrolyse-Zellen (PEZ) bestehen aus einer Photo-Anode aus einem Halbleitermaterial, welches, ähnlich zu einer Photovoltaik (PV)-Zelle, die Energie der Photonen nutzt, um eine Spannung zu erzeugen. Diese Photo-Spannung initiiert eine Redoxreaktion an einem Elektrolyten. Dabei wird Wasser in Wasserstoffprotonen und Sauerstoff getrennt, wobei elementarer Wasserstoff an der Kathode gewonnen wird. Die in der PEZ verwendeten Halbleiter produzieren oft zu geringe Spannung, um die 1,23 V zur Wasserspaltung zu erreichen. Zur Überbrückung der Spannungslücken können externe sowie interne Bias-Spannungen angelegt werden. Die Wasserstoffproduktion in einer etablierten PV-versorgten Elektrolyse bietet eine höhere Betriebsflexibilität und bei vergleichbaren Materialkombinationen einen Effizienzvorteil gegenüber einer PEZ. (vgl. Pregger et al. 2008)

In diesem Kapitel wurden alle Erzeugungstechnologien aufgeführt, da Wasserstoff, unabhängig von der Art der Herstellung, einen Nutzen in der Produktion von elektrischer und thermischer Energie aufweist.

2.2 Technologien der Wasserstoffspeicherung und einer Transportinfrastruktur

Mit der angebotsorientierten Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbaren, fluktuierenden Energiequellen sowie der zusätzlich drastisch steigenden Produktionskapazität geht ein zunehmender Bedarf an Speichermöglichkeiten einher.

Nach Andersson und Grönkvist (2019) und Müller und Arlt (2013) können die aktuellen Speichermöglichkeiten in die physikalischen Speicher, die Adsorptionsspeicher und die chemischen Hydride unterteilt werden. Die Verfahren lassen sich über den Grad der chemischen Bindung des Wasserstoffs abgrenzen und definieren. Dieses Kapitel soll die unterschiedlichen Speicher- und Transportmöglichkeiten für Wasserstoff näher beleuchten, wobei genauer auf marktetaillierte Technologien mit letztendlicher Integrationsfähigkeit in ein wasserstoffbasiertes Energiesystem für ein Wohnquartier eingegangen wird.

2.2.1 Physikalische Speicherung von Wasserstoff

Ein wichtiger Parameter in der Speicherung von Wasserstoff ist die auf den Heizwert von Wasserstoff bezogene volumetrische Energiedichte $LHV_{H_2} = 2,995 \text{ kWh/Nm}^3$ (Thema et al. 2019). Während die spezifische Energie oder auch gravimetrische Energiedichte von Wasserstoff unter Normbedingungen mit $33,33 \text{ kWh}_{LHV}/\text{kg}$ konstant bleibt, kann über eine Erhöhung der Dichte von Wasserstoff in Kompressions- oder Verflüssigungsprozessen eine Erhöhung der volumetrischen Energiedichte herbeigeführt werden (vgl. Tietze et al. 2016).

Bei der Speicherung von Wasserstoff wird versucht mit geringem Energieaufwand eine möglichst hohe volumetrische Energiedichte zu erreichen. Im Hinblick auf die jeweilige Anwendung kann gasförmiger Wasserstoff bis zu Drücken von 1.000 bar verdichtet oder bei kryogenen Temperaturen von -253 °C verflüssigt werden. Bis ca. 300 bar und 20 K besteht die Möglichkeit über Verdichtung des flüssigen Wasserstoffs ein Maximum an volumetrischer Dichte zu erreichen. (vgl. Barthélémy et al. 2017)

Kompression von gasförmigem Wasserstoff

Nach Geitmann (2004) liegt Wasserstoff bei Normbedingungen (siehe Kapitel 2.1.2) gasförmig mit einer Dichte von $0,0899 \text{ kg/Nm}^3$ vor. Bei Verdichtung auf kleinere Druckniveaus steigt die Dichte von Wasserstoff stärker an als bei höheren Drücken. Während die Dichte von Wasserstoff bei 20 °C und 100 bar bei $7,797 \text{ kg/m}^3$ liegt, führt eine weitere Verdichtung nur noch zu

vergleichsweise kleinen Steigerungen. Bei 20 °C und 1.000 bar hat Wasserstoff eine Dichte von 49,938 kg/m³ (siehe Abbildung 2.1). Die Abweichung von dem Verhalten eines idealen Gases wird über den Kompressibilitätsfaktor Z beschrieben und kann bei höheren Drücken nicht vernachlässigt werden. Je nach Anwendung wird der gasförmige Wasserstoff auf unterschiedliche Druckniveaus verdichtet.

Die Dichten von Wasserstoff entlang der Isotherme von $T = 293,15$ K und für die gesättigte Flüssigkeit wurden mit der open-source Bibliothek *CoolProp* von Bell et al. (2014) berechnet und sind in Abbildung 2.1 zusammen mit den Druckbereichen der unten genannten Speichertechnologien abgebildet.

Für den lokalen Transport in einem Wasserstoff-Microgrid werden Drücke zwischen 1 bar und 4 bar erzeugt. Für die Nutzung in der chemischen Industrie und der Synthese von Methan werden Druckniveaus von 10 bis 60 bar gebraucht (vgl. Fallisch et al. 2019), während überregionale Wasserstoffleitungen bei Drücken bis zu 100 bar und Temperaturen von 300 K (26,85 °C) betrieben werden (vgl. Witkowski et al. 2017). In Untergrundspeichern und Drucktanks wird Wasserstoff bei Drücken bis maximal 300 bar gespeichert. Bei Einsatz von Wasserstofftanks in der Brennstoffzellen-Mobilität werden Drücke von 750 bis 950 bar realisiert, um die volumetrische Energiedichte des gasförmigen Wasserstoffs unter Berücksichtigung der für die Verdichtung aufgewendeten Kosten soweit es geht zu erhöhen (vgl. Fallisch et al. 2019).

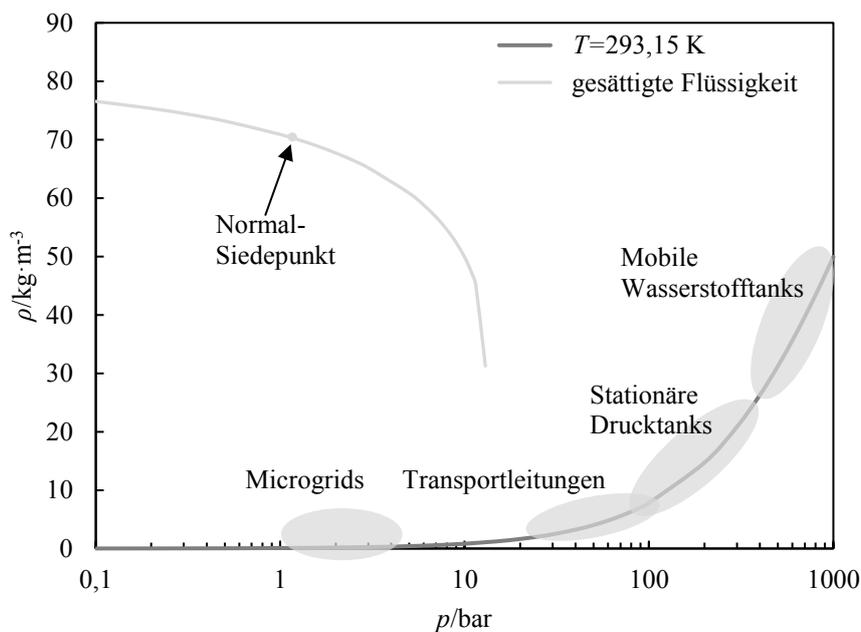


Abbildung 2.1 Darstellung der berechneten Dichte für die Isotherme bei $T = 293,15$ K bzw. der gesättigten Flüssigkeit nach Bell et al. (2014) mit Einordnung der unterschiedlichen Druckniveaus für die genannten Speicher- und Transporttechnologien.

In stationären Anlagen zur Herstellung und Speicherung von Wasserstoff für z.B. Wasserstoff-tankstellen werden überwiegend ölfreie oszillierende Kolbenkompressoren eingesetzt. Bei Durchflussraten von $300 \text{ Nm}^3/\text{h}$ können in mehreren Stufen Drücke von bis zu 1000 bar erreicht werden. Die Nachteile des oszillierenden Kolbenkompressors können anderen mechanischen Kompressoren zum Teil ausgleichen. Der Diaphragma-Kompressor arbeitet mit hohem Durchsatz an Wasserstoff, hoher Effizienz bei kleinem Kühlbedarf und hoher Gasreinheit. Ebenso ist er gut skalierbar und auch in kleinen Anwendungen einsetzbar. Mit mechanischen Flüssig-Verdichtern (Rotation- oder Kolben-Verdichter) können aufgrund der guten Kühleigenschaften hohe Wirkungsgrade erreichen. (vgl. Sdanghi et al. 2019)

Neben den etablierten mechanischen Verdichtern, können Metall-Hydrid-, elektrochemische und adsorptive Kompressoren eingesetzt werden. In thermisch angetriebenen Metall-Hydrid-Kompressoren wird Wasserstoff zwischen Absorptions- und Desorptions-Prozessen gespeichert bzw. bei der endothermen Desorption auf einen höheren Gleichgewichtsdruck mit dem reagierenden Metall gebracht. Durch thermische Verluste haben diese Kompressoren eine sehr geringe Effizienz. Die elektrochemischen Verdichter (EHC) arbeiten nach dem Prinzip einer PEM-Brennstoffzelle und können bis zu 95 % des hineingegebenen Wasserstoffs auf Drücke von 1000 bar verdichten, wobei die größte Effizienz bei moderaten Drücken erreicht wird. Eine relativ neue Kompressionstechnik basiert auf der thermisch angetriebenen Adsorptionsverdichtung. Dabei wird der Wasserstoff an hoch porösen Materialien (z.B. Zeolite oder MOFs) adsorbiert und unter Wärmezufuhr wieder freigesetzt. (vgl. Sdanghi et al. 2019)

Verflüssigung von Wasserstoff

Neben der Verdichtung von gasförmigem Wasserstoff zu hohen Drücken gibt es Lösungen zur Speicherung und Verdichtung von kryogenem, flüssigem Wasserstoff vornehmlich für den Transport und für die Nutzung in Wasserstofftankstellen (vgl. Sdanghi et al. 2019). Der vorherrschende Grund für die Verflüssigung von Wasserstoff ist die drastisch erhöhte Energiedichte bei Temperaturen um den Normal-Siedepunkt von Wasserstoff bei $-252,781 \text{ °C}$ und 1,01325 bar. Die Energiedichte von Wasserstoff bei Normal-Siedebedingungen ist mit $70,848 \text{ kg/m}^3$ deutlich höher als bei 20 °C und 1000 bar ($49,938 \text{ kg/m}^3$) (siehe Abbildung 2.1). Der im Zuge eines Verflüssigungsprozesses relevante Vorgang zur Änderung des thermischen Gleichgewichts zwischen Ortho- und Parawasserstoff wird in Tietze et al. (2016) näher erläutert. Ein etabliertes Verfahren zur Verflüssigung von Wasserstoff ist das Linde-Verfahren, wel-

ches einen Helium-Kälte-Kreislauf und einen Joule-Thomson-Prozess integriert. Die Verflüssigung von Wasserstoff ist mit einem sehr hohen Energieaufwand verbunden, der zwischen 30 und 45 % des LHV von Wasserstoffs betragen kann. Die Verdichtung von Wasserstoff auf 1000 bar bei Umgebungstemperatur bedarf etwa 12 % des LHV von Wasserstoff. (vgl. Tietze et al. 2016)

Druckspeicher

Nach heutigem Stand der Technik werden in der Speicherung von Wasserstoff hauptsächlich zylindrische Drucktanks (Typ I bis IV) eingesetzt. Wichtige Auslegungsparameter für die Druckspeicherung von Wasserstoff sind der spezifische Massenanteil von Wasserstoff in einer Speicherlösung sowie die Kosten der Drucktanks. In stationären Anwendungen in der Industrie werden hauptsächlich günstige Druckspeicher aus Stahl oder Aluminium (Typ I) verwendet. Bei eher kleinen Massenanteil von Wasserstoff (1 wt-%) können Drücke von bis zu 300 bar realisiert werden. Druckspeicher des Typs II können einen erweiterten Speicherdruck-Bereich im Vergleich zu Typ I abdecken. Die Außenhülle besteht dabei aus einer dünnen Schicht Komposit-Fasern und einer verstärkten Metalleinlage (eng.: liner). Druckspeicher des Typs III und IV werden aus dünneren Metall-Linern sowie Komposit-Fasern mit Anteilen von Glas, Aramiden, Karbon und unterschiedlichen Polymeren produziert. Mit einer leichten Bauweise und einem möglichen Speicheranteil von 4,8 wt-% Wasserstoff bei Drücken bis zu 750 bar sind Typ III und IV für den Einsatz in der Wasserstoff-Mobilität und dem Transportsektor geeignet (vgl. Barthélémy et al. 2017). Typische industriell genutzte Druckflaschen vom Typ I haben ein Volumen von 54 l und speichern bis zu 0,61 kg Wasserstoff bei 156 bar und 21 °C. Größere, stationäre Module bestehen dabei aus mehreren Flaschen und können bis zu 700 kg Wasserstoff bei 165 bar speichern (vgl. FreedomCAR and Fuel Partnership 2005). In stationären Modulen können im Allgemeinen Drucktanks des Typs I bei Drücken von 150 bis 300 bar betrieben werden (vgl. Barthélémy 2013).

Gemäß Andersson und Grönkvist (2019) können Wasserstofftanks aufgrund der Materialeigenschaften sowie der notwendigen Betriebskosten nicht wirtschaftlich bei Drücken weit über 100 bar für überirdische und 200 bar für unterirdische Speicherung betrieben werden. Damit ist die Menge des speicherbaren Wasserstoffs mit einer Dichte von $7,8 \text{ kg/m}^3$ bei 100 bar begrenzt. Für die Speicherung von großen Mengen Wasserstoff sind unterirdische Kavernenspeicher, Gasnetze bei 100 bar Betriebsdruck und Metallhydrid-Speicher relevant.

Kavernenspeicher

Nach Witkowski et al. (2017) bieten sich Salzkavernen aufgrund ihrer Größe für die Wasserstoffspeicherung in großen Maßstäben an und verursachen nach Andersson und Grönkvist (2019) wesentlich geringere Investitionskosten als die überirdische Speicherung von großen Mengen Wasserstoff. Kavernen sind aufgrund der strukturellen Eigenschaften von Salz gasdicht und langzeitstabil und können flexibel für die Glättung von Spitzenlasten eingesetzt werden (vgl. Michalski et al. 2017). Für den Betrieb mit Wasserstoff wird jedoch erwartet, dass ein nicht unerheblicher Teil von 15 % der Speicherkapazität als Puffergas zurückbleibt (vgl. Witkowski et al. 2017). Aktuell werden in Deutschland Erdgas-Kavernen auf die Tauglichkeit für Wasserstoffspeicherung untersucht. Das Potential der Speicherkapazität von drei aussichtsreichen Regionen (Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen und Mitteldeutschland) in Deutschland liegt bei 8,8 Mrd. m³ (26,5 TWh), was ca. der Hälfte in 2016 produzierten Energiemenge an Wasserstoff entspricht (siehe Kapitel 2). Im Rahmen der Forschungskonsortiums *HYPOS* wird in einem Reallabor der Anschluss von insgesamt 140 MW_{el} Elektrolyseurleistung an den Standorten Leuna und Bad Lauchstädt an Kavernenspeicher mit 50 mio. m³ Speicherkapazität getestet. Der Kavernenspeicher soll eine unterbrechungsfreie Versorgung von Großabnehmern von Wasserstoff über das bestehende Wasserstoff-Pipelinesystem in Mitteldeutschland garantieren (vgl. *HYPOS* 2019). Weiterhin wird der Anschluss eines wasserstoffbasierten Wohnquartiers untersucht (siehe Kapitel 3.2: H₂-Home).

Flüssigspeicher

Aufgrund der bei langen Speicherzeiten auftretenden Verdampfungsverluste, werden Speichertanks für flüssigen Wasserstoff überwiegend im Transport oder der stationären Speicherung großer Mengen Wasserstoff eingesetzt (vgl. Barthélémy et al. 2017). Die meisten Flüssigtanks sind aus Edelstahl gefertigt, wobei eine Vakuumschicht in die doppelwandige Edelstahlhülle eingelassen wird. Neben weiteren zusätzlich verbauten Materialien soll das Vakuum den Wärmefluss in den Flüssigtank minimieren.

2.2.2 Weitere Speichermöglichkeiten

Neben der physikalischen Speicherung gibt es die Möglichkeiten zur Speicherung von Wasserstoff über Adsorption und chemische Hydride. Die Technologien werden nur kurz diskutiert, da ihre Anwendungsmöglichkeit, aufgrund des Entwicklungsstandes oder der abweichenden

Nutzungspfade, bezüglich eines Einsatzes in einem wasserstoffbasierten Energiesystem für ein Wohnquartier eingeschränkt sind.

Adsorptionsspeicher

In der Adsorptionsspeicherung gehen die Wasserstoffmoleküle bei Temperaturen von -196 °C und 10 bis 100 bar van-der-Waals-Bindungen mit der großen Oberfläche eines Adsorbents ein. Üblicherweise bestehen die Adsorbenten aus porösen Kohlenstoff- oder MOFs. Das Prinzip der Ein- und Ausspeicherung des Wasserstoffs ist vergleichbar mit der des Adsorptions-Kompresors (siehe Kapitel 2.2.1). Die Technik des Adsorptionsspeichers ist bis jetzt wenig erprobt und wird hauptsächlich in Labormaßstäben getestet. Eine aktuell noch niedrige Speicherdichte (40 bis 50 kg/m^3) ist auf ein mangelhaftes Wärmemanagement und eine geringe Adsorbent-Dichte zurückzuführen. (vgl. Andersson und Grönkvist 2019)

Metallhydrid-Speicher

In Metallhydrid-Speichern werden Wasserstoffmoleküle in verschiedenen Metallen chemisch gebunden. Im Gegensatz zu Adsorptionsspeicher kann eine Speicherung in Metallhydriden bei Umgebungsbedingungen erfolgen, da die eingegangenen chemischen Bindungen deutlich stärker sind. In einer exothermen Reaktion wird unter erhöhten Druck das Metallhydrid gebildet, während bei der Dehydrierung große Wärmemengen zugeführt werden müssen, um den Wasserstoff wieder zu lösen. Für die Anwendung in Großspeicher werden aktuell Magnesium-Hydride (MgH_2) und Aluminium-Hydride (AlH_3) diskutiert. Bei MgH_2 -Systemen besteht die Schwierigkeit in der Wärmebereitstellung für die Dehydrierung, wohingegen die Gewinnung des Wasserstoffs aus Aluminium-Hydriden Irreversibilitäten aufzeigt. Neben der Wärmebereitstellung ist der Wärmetransport durch die festen Metallhydride noch problematisch (vgl. Andersson und Grönkvist 2019). Eine Markterschließung und Kommerzialisierung konnte bislang nicht erfolgen.

Chemische Hydride

Chemische Hydride können mit der Bindung von Wasserstoff an andere gasförmige Substanzen wie z.B. in der Synthese von Methanol und Ammoniak oder über Speicherung in LOHC (eng. Liquid organic hydrogen carrier) entstehen. Nach Definition werden Ammoniak und Methanol nicht zu den LOHC gezählt, da in Dehydrierungsprozessen ausschließlich gasförmige Produkte entstehen. (vgl. Andersson und Grönkvist 2019)

Für viele chemische Hydride wie Methanol, Ammoniak oder Methansäure (Ameisensäure) existiert bereits eine breit ausgebaute Infrastruktur für Speicherung, Transport und Nutzung. Das etablierte Verfahren zur Erzeugung von erneuerbarem Methanol ist die CO₂-Hydrogenisierung, die bei Temperaturen zwischen 220 und 280 °C und Drücken bis 80 bar stattfindet. Methanol besitzt eine hohe gravimetrische Speicherkapazität für Wasserstoff von 12,5 wt-% (99 kg/m³), wird aber überwiegend direkt genutzt. Die Syntheseprozesse (z.B. Haber-Bosch) von Ammoniak auf Grundlage einer Wasserelektrolyse sind weit entwickelt und Stand der Technik. Die Wasserstoffgewinnung über eine Dehydrierung bei bis zu 650 °C ist aufgrund des hohen Energieaufwands nicht wirtschaftlich. (vgl. Andersson und Grönkvist 2019)

LOHC als Träger von Wasserstoff haben unterschiedliche hydrierte und dehydrierte Formen. In der exothermen, katalytischen Hydrierungsreaktion wird bei ca. 200 °C und 20 bis 50 bar Wasserstoff an die ungesättigte Form des LOHC gebunden. Bei der Ausspeicherung bzw. Dehydrierung werden in einer endotherm-katalytischen Reaktion höhere Temperaturen von bis zu 350 °C benötigt. Je nach verwendeter Substanz können gravimetrische Speicherkapazitäten von 6,2 wt-% (64 kg/m³) erreicht werden. Nachteilig für die Energiebilanz ist der große Bedarf an Hochtemperatur-Wärme im Dehydrierungsprozess, der im Vergleich zu allen anderen Speichertechnologien pro kg Wasserstoff am größten ist. (vgl. Andersson und Grönkvist 2019)

2.2.3 Das Gasnetz als Speicher- und Transporttechnologie

In diesem Kapitel wird das Erdgasnetz in Deutschland hinsichtlich eines möglichen Potentials für die Speicherung und den Transport von Wasserstoff untersucht. Zukünftig könnten Überkapazitäten aus regenerativem Strom zwischengespeichert und dezentral in wasserstoffbasierten Energiesystemen genutzt werden, wobei Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz eingespeist oder komplett substituiert werden kann.

Speicherkapazität des Gasnetzes und Einspeisung von Wasserstoff

Nach dem DVGW (2019) hat das Erdgasnetz in Deutschland mit 220 TWh eine große Energiespeicherkapazität (eng. linepack in Nm³ Gas). Da unterschiedliche Netze mit variablen Drücken betrieben werden können, besitzt das Gasnetz eine gewisse Speicherflexibilität (eng. linepack flexibility) (vgl. Quarton und Samsatli 2020). Im Vergleich zur geringen Speicherdauer von Stromspeichern kann das Gasnetz in Deutschland Energie über einen längeren Zeitraum von bis zu drei Monaten die gespeicherte Energie halten (vgl. DVGW 2019).

Durch die Beimischung von Wasserstoff in ein bestehendes Erdgasnetz nimmt der Energiegehalt des transportierten Gemischs mit steigendem Volumenanteil von Wasserstoff ab. Dieser Effekt nimmt aufgrund der schlechteren Kompressibilität von Wasserstoff gegenüber Erdgas bei steigenden Drücken zu (vgl. Abeysekera et al. 2016). Nach einer Untersuchung von Quarton und Samsatli (2020) ist eine Zumischung von 10 vol-% aus Sicht der Verteil- und Transportstrukturen unbedenklich. Das Ziel ist die Einspeisung von 20 vol-% Wasserstoff, wobei auch bei einer Kombination von passenden Angebots- und Nachfragestrukturen von Wasserstoff ein Transport von 100 % möglich ist (vgl. DVGW 2019). In einer von Quarton und Samsatli (2018) durchgeführten globalen Studie speisen 18 % der Power-to-H₂-Anlagen den gewonnenen Wasserstoff in das Erdgasnetz ein.

Einfluss auf relevante Komponenten der Transportinfrastruktur

Nach Erhebung des DVGW ist die Beimischung von mindestens 20 vol-% Wasserstoff für die Verbrennung in Gasthermen und konventionellen Blockheizkraftwerken für die Beheizung von Wohngebäuden unproblematisch (vgl. Syring-Müller 2014). Dagegen sind Gasturbinen in der industriellen Stromerzeugung empfindlicher und werden nach DVGW (2019) im Rahmen von Forschungsprojekten auf die Tauglichkeit für Gasgemische untersucht.

Das Transportnetz wird üblicherweise bei Drücken von 60 bis 80 bar betrieben und ist aufgrund des vergleichsweise hohen Druckniveaus anfälliger für Wasserstoff-Versprödung. Durch Diffusion von Wasserstoff in kleine Fehlstellen der aus hochfestem Stahl gefertigten Leitungen, nimmt die Duktilität des Materials ab und das Risiko von Versprödung und Rissbildung wird erhöht. Anhand von durchgeführten Feldversuchen konnte bis zu einer Beimischung von 25 vol-% kein signifikanter Einfluss des Wasserstoffgehaltes auf die Versprödung des Materials beobachtet werden. Mit Verwendung von weicheren Stählen könnte sogar ein Gehalt von mehr als 50 vol-% realisiert werden. (vgl. Hodges et al. 2015)

Aufgrund der auftretenden, aber noch nicht vollständig auf deren Folgen für ein Hochdruck-Transportnetz untersuchte Versprödung, werden aktuell die Umrüstung auf weichere Stähle oder die Integration von PTFE-liners diskutiert. Die mit niedrigeren Drücken betriebenen Verteilnetze bestehen schon zum größten Teil aus geeigneten Materialien (PVC und PE), wobei die bestehenden Erdgas-Verteilnetze auf einen sicheren Betrieb bei höheren Durchsätzen und Drücken untersucht werden müssten. (vgl. Speirs et al. 2017)

Nach Berechnungen des DVGW nimmt die elektrische Antriebsleistung von Verdichterstationen mit Bereitstellung der gleichen Energiemenge bei H₂-Zumischung überproportional zu. Beispielsweise ist die benötigte Leistung zur Anpassung des Energieinhaltes durch größere Volumenströme und Drücke bei 10 vol-% Beimischung um ca. 25 % höher. Gegebenenfalls ist ein Austausch der Antriebsmaschine in verbauten Erdgasverdichtern notwendig. (vgl. Syring-Müller 2014)

Rückgewinnung von Wasserstoff aus einem Gemisch mit Erdgas

Aktuell gibt es die Möglichkeit der dezentralen Nutzung von Wasserstoff durch eine Abtrennung aus einem Erdgas-Wasserstoffgemisch. Das von der TU Wien entwickelte Verfahren *HylyPure* sieht eine Prozesskette von Membran-Trennung und anschließender Druckwechseladsorption vor. Mit diesem Verfahren können Wasserstoffqualitäten für die Nutzung in Brennstoffzellen und Wasserstofftankstellen von über 99,97 % realisiert werden. Nach einem in Liemberger et al. (2016) aufgeführten Vergleich mit einer dezentralen Wasserstoffproduktion in einem Elektrolyseur ist die Abtrennung über das *HylyPure*-Verfahren deutlich energiesparender.

Potential für Wasserstoffnetze in Deutschland

Nach heutigem Stand erscheint der Transport von groß-industriell produzierten Wasserstoff aus Power-to-H₂-Anlagen über große Distanzen nur in Gasleitungen ökonomisch (vgl. Witkowski et al. 2017). Ein reines Wasserstoffnetz ist unter Berücksichtigung einer CO₂-freien Energieversorgung gerade für Systeme mit einer hohen Abhängigkeit vom Gasnetz, wie z.B. Energiesysteme zur Beheizung von Gebäuden, attraktiv (vgl. Quarton und Samsatli 2020). Nach einer Sektorenkopplungs-Studie der Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin entfallen 56 % des Endenergieverbrauchs (2014) in Deutschland auf die Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme. Damit wird gezeigt, welche Sektoren ein großes Potential in der Substitution von Wasserstoff zur Reduktion der GHG-Emissionen innehaben (vgl. Quaschnig 2016). Analysen des DVGW ergaben eine hohe H₂-Verträglichkeit (bis zu 100 %) für Verteilungsleitungen aus PVC und PE (vgl. Syring-Müller 2014).

Bei 80 bar kann ein 100 %-H₂-Netz nur circa 64 % der Energie eines Erdgasnetzes bei gleichem Massenstrom transportieren und besitzt nur circa 17 % der Speicherflexibilität (vgl. Quarton und Samsatli 2020). Bei geringeren Drücken in Verteilnetzen hat die unzureichende Kompressibilität des Wasserstoffs einen weniger starken Einfluss auf die transportierte Energiemenge.

In Deutschland gibt es mehrere Leuchtturmprojekte (z. B. *GetH₂* und *ElementEins*), die eine Beimischung sowie eine vollständige Substitution von grünem Wasserstoff realisieren. In der Projektinitiative *HYPOS* wird neben einer Power-to-H₂-Anlage und einem Kavernenspeicher-System eine Verteilnetzinfrastuktur im Rahmen von *HYPOS H₂-Netz* erprobt (vgl. HYPOS 2019). In hochdichten Metall-Kunststoff-Verbundrohren soll eine Verteilung von 100 % Wasserstoff bei erhöhtem Druck und der Anschluss an das im Projekt *H₂-Home* geplante Wasserstoff-Quartier (siehe 3.2) getestet werden.

Eine Versorgung von einzelnen Wohnquartieren mit zentral erzeugtem Wasserstoff über Wasserstoffpipelines wird momentan wenig diskutiert, da dafür eine Umstellung des Netzsystems erforderlich ist und erst durch eine ausreichende dezentrale Wasserstoffnachfrage einen direkten wirtschaftlichen Nutzen hat. Aktuell werden Technologien zur dezentralen Erzeugung von Wasserstoff, konventioneller Drucktanks und Transport in H₂-Microgrids zur Nutzung in geplanten und umgesetzten Energiesystemen für Wohnquartiere berücksichtigt (siehe Kapitel 3).

2.3 Technologien der Wasserstoffnutzung

Im nachfolgenden Kapitel wird der aktuelle Stand von Wasserstoffnutzungstechnologien untersucht, wobei ausschließlich Einsatzmöglichkeiten von Brennstoffzellentechnologien in der emissionsfreien Energieerzeugung und der Sektorenkopplung von Strom und Wärme betrachtet werden. Die Untersuchung von weiteren Nutzungspfaden der chemischen Industrie und des Verkehrssektors werden aufgrund fehlender Bezüge zur energetischen Nutzung innerhalb eines Wohnquartiers ausgelassen.

Trotzdem bietet der Mobilitäts- und Transportsektor ein viel diskutiertes Anwendungsfeld für Brennstoffzellentechnologien, die mit Wasserstoff als emissionsfreien Treibstoff ein großes Potential zur Reduzierung klimaschädlicher Emissionen innehaben. Der größte Anteil von Wasserstoff in Deutschland (55 TWh) wird dagegen in chemischen Industrie- und Raffinerieprozessen genutzt (vgl. BMWi 2020). Dabei liegen die größten Anteile in der Ammoniak- und Methanol-Produktion sowie der Stahlherstellung und der Synthese von Brennstoffen (z.B. Methan).

Mit dem zukünftig absehbaren Ausbau von erneuerbaren Energien und der damit einhergehenden geplanten Zunahme des Produktionsvolumens von Wasserstoff als Energieträger, rücken stationäre Brennstoffzellentechnologien zur emissionsfreien Rückverstromung und zur zeitlich entkoppelten Nutzung von erneuerbaren Energien vermehrt in den Vordergrund von F&E.

Durch zusätzliche Förderungen im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) kann Wasserstoff zukünftig ein großes Nutzungspotential in großen KWK-Anlagen oder in dezentralen Blockheizkraftwerken (BHKW) zur Strom- und Wärmeerzeugung zugeschrieben werden (vgl. ASUE e.V. 2019). Aufgrund der derzeit noch beschränkten Möglichkeit der Beimischung von Wasserstoff in das vorhandene Erdgasnetz sowie der unzureichenden Wasserstoffinfrastruktur, gewinnen dezentrale Nutzungskonzepte für Wasserstoffanwendungen an Bedeutung (vgl. Schenuit et al. 2016).

2.3.1 KWK-Anlagen und BHKW mit Brennstoffzellentechnologie

Im Allgemeinen wird eine KWK-Anlage im KWK-Gesetz als solche definiert, wenn der eingesetzte Energieträger in einem Prozess in elektrische Energie und Nutzwärme umgewandelt wird (vgl. ASUE e.V. 2017). Nach Spiegel (2007) können stationäre KWK-Anlagen mit Integration einer Brennstoffzelle in große Leistungsklassen von 300 kW_{el} bis 20 MW_{el}, in mittlere Leistungsumfänge von 10 kW_{el} bis 300 kW_{el} und in Kleinanwendungen bis 10 kW_{el} unterteilt werden. Nach ASUE e.V. (2019) bezeichnet man dezentral installierte, kompakte KWK-Anlagen kleinerer Leistungsklassen als Blockheizkraftwerke (BHKW), welche mit unterschiedlichen Energieumwandlungssystemen betrieben werden können (siehe Abbildung 2.3).

Mit dem KWK-Prinzip kann eine wesentlich höhere Effizienz in der Umwandlung der eingesetzten Primärenergieträger erreicht werden als in der getrennten Strom- und Wärmeerzeugung. In einem beispielhaften Erdgas-BHKW können bis zu 36 % Primärenergie im Vergleich zur konventionellen Umwandlung eingespart werden (vgl. ASUE e.V. 2017). Im Vergleich zu konventionellen BHKW gelten Anlagen mit Brennstoffzellentechnologien als effizienter und werden bundesweit durch das NIP und BAFA gefördert (vgl. Wurster et al. 2016).

Funktionsweise und technische Ausführung von Brennstoffzellen

Die hocheffiziente, elektrochemische Umwandlung von Wasserstoff in einer Brennstoffzelle (BZ) in elektrische und thermische Energie läuft ohne die Emissionen klimaschädlicher Gase ab. Eine Brennstoffzelle besteht im Allgemeinen aus Anode und Kathode sowie einem Elektrolyten. Im Nachfolgenden werden die Technologien der Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzelle (PEMFC) und der fest-oxidkeramischen Brennstoffzelle (SOFC) aufgrund ihrer potentiellen Einsatzmöglichkeiten in Brennstoffzellen-BHKW zur Strom- und Wärmeerzeugung in Wohnquartieren genauer untersucht. Für die Anwendung in großen industriellen Maßstäben sind weiterhin phosphorsaure Brennstoffzellen (PAFC) und Schmelzkarbonat-Brennstoffzellen

(MCFC) auf dem Markt verfügbar. Wesentliche Unterschiede der genannten Brennstoffzellentypen bestehen hinsichtlich der Eigenschaften der Elektrolytmembran, des Temperaturniveaus der ablaufenden elektrochemischen Reaktion sowie der durch die Membran transportierten Ionen. Nachfolgend werden die Prozesse in einer PEM-Brennstoffzelle genauer beschrieben.

Die namensgebende Polymerelektrolytmembran (PEM) einer PEM-Brennstoffzelle trennt den an der Anode zugeführten Wasserstoffstrom von dem zugeführten Sauerstoff auf der Kathodenseite. Eine Hauptfunktion der PEM ist außerdem die elektrische Isolation und eine selektive Leitfähigkeit für Wasserstoffprotonen. Ein häufig verwendetes Material ist *Nafion*, was aus hydrophoben PTFE Ketten und hydrophilen Sulfonsäuregruppen besteht. Erst durch Hydratisierung der durch die Sulfonsäuregruppen gebildeten Nanoporen und Kanäle, können die Wasserstoffprotonen transportiert werden. Die anodische Wasserstoffoxidation sowie die kathodische Sauerstoffreduktion erfordert eine katalytische Aktivierung an der so genannten 3-Phasen-Grenze von Elektrolyt, Katalysator und zugeführtem Wasserstoff bzw. Sauerstoff. Als Katalysatoren werden oft Platin oder Platin-Ruthenium-Gemische eingesetzt, wobei die nanoskaligen Partikel auf porösen und hochoberflächigen Grafitträger platziert sind. An der Anode wird Wasserstoff in Elektronen und Protonen gespalten. Die Elektronen werden über eine elektrisch leitende Gasdiffusionsschicht (GDL) aus PTFE abgeleitet und über eine Last der Kathode zugeführt, während über die hydratisierte PEM ein Protonenfluss zur Kathode entsteht. Auf der Kathodenseite gelangen Sauerstoff und Elektronen über die GDL zur 3-Phasen-Grenze wo der Sauerstoff mit den transportierten Wasserstoffprotonen zu Wasser reduziert wird.

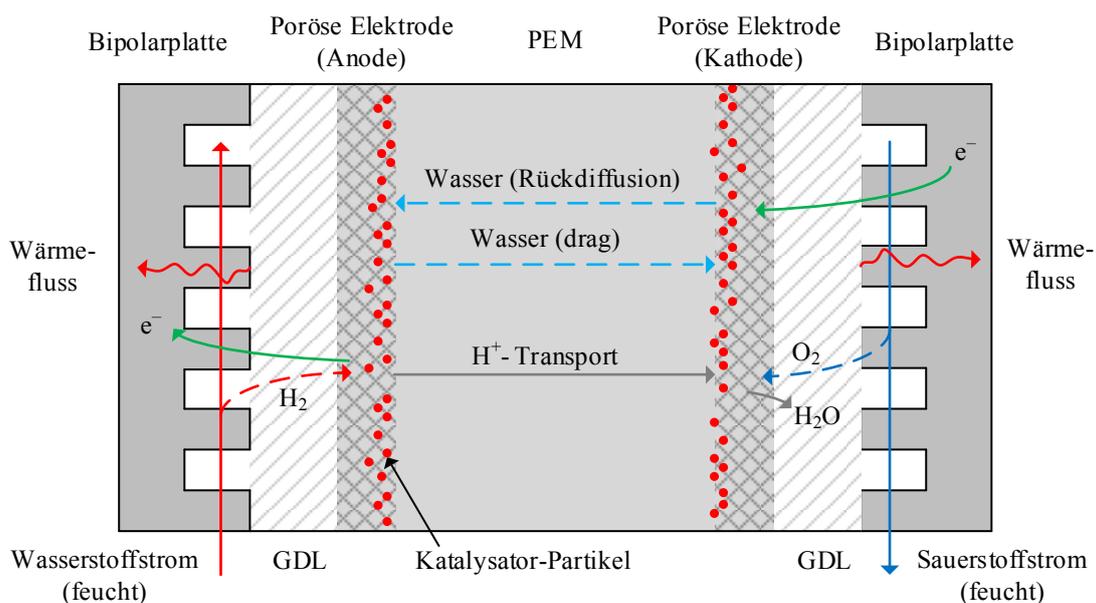


Abbildung 2.2 Schematische Darstellung der Haupt-Transportprozesse in einer PEM-Brennstoffzelle nach Jörissen und Garcke (2014).

Die Abführung des produzierten Wassers sowie die Hydrierung der PEM erfordert ein umfassendes Wassermanagement. Aufgrund der schlechten CO-Verträglichkeit der Katalysatoren ist eine umfangreiche Aufbereitung des eingesetzten Brennstoffs notwendig. Bei Einsatz in einer NT-Brennstoffzelle muss Erdgas zunächst in einer Reformierung zu Wasserstoff umgesetzt werden. Der Einsatz bei höheren Temperaturen (HT-PEM) senkt das Potential einer Katalysatorvergiftung mit CO, stellt jedoch höhere Anforderungen an die PEM. (vgl. Jörissen und Garche 2014)

Die fest-oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC) arbeitet bei Betriebstemperaturen zwischen 650 und 1.000 °C. Als wärme- und korrosionsbeständiger Elektrolyt wird häufig Yttrium-stabilisiertes, keramisches Zirkondioxid verwendet, welches erst bei hohen Temperaturen eine Durchlässigkeit für die in der elektrochemischen Reaktion frei gesetzten Sauerstoff-Ionen entwickelt. Entgegen der PEM-Brennstoffzelle fließen Sauerstoff-Ionen von der Kathode zur Anode und reagieren unter Oxidation des zugeführten Brennstoffs (H₂ oder CO) in zwei unterschiedlichen Reaktionen zu Wasser und CO₂. Der extern zugeführte Brennstoff ist häufig Erdgas, welches durch die hohe Betriebstemperatur intern zu CO und H₂ reformiert wird.

In größere KWK-Anlagen kommen überwiegend HT-Brennstoffzellen (MCFC und SOFC) zum Einsatz, da durch die hohe Arbeitstemperatur die Erzeugung von industriellem Prozessdampf möglich ist und Erdgas durch eine interne Reformierung direkt genutzt werden kann. Die SOFC ist sowohl in kleinen BHKW-Leistungsklassen als auch in großen Dimensionen auf dem Markt verfügbar, während MCFC vornehmlich in größeren Anlagen eingesetzt werden. Eine PAFC wird bei Temperaturen von 120 bis 200 °C vornehmlich mit Wasserstoff aus reformierten Erdgas, ähnlich zu einer HT-PEM, betrieben. (vgl. Wurster et al. 2016)

Zur Realisierung geeigneter Ausgangsspannungen und Stromdichten werden einzelne Zellen in Reihe geschaltet und als Zellstapel (engl. stacks) betrieben. Je nach Anzahl der eingesetzten Zellstapel stehen Brennstoffzellen in verschiedenen Leistungsklassen zur Verfügung und können in unterschiedlich skalierten BHKW eingesetzt werden. Der Einsatz von kompakten BHKW-Anlagen zur Haus und Quartierenergieversorgung wird im Folgenden diskutiert.

Einordnung von Brennstoffzellen-BHKW

Im Gegensatz zu einer zentralen Energieerzeugung können in dezentralen KWK-Anlagen über die gezielte Wärmekopplung an einzelnen Häusern, Wohnblöcke und Gebäudekomplexe eine über 30 % bessere Brennstoffausnutzung erreicht werden. Je nach Leistungsklasse (siehe Abbildung 2.3) reichen die Anwendungsfelder von Einfamilienhäusern über Wohnquartiere bis

hin zu öffentlichen Gebäudekomplexen von Schulen und Krankenhäuser. In Krankenhäusern und Kliniken können BHKW auch als Notstromversorgungssystem fungieren. (vgl. ASUE e.V. 2019)

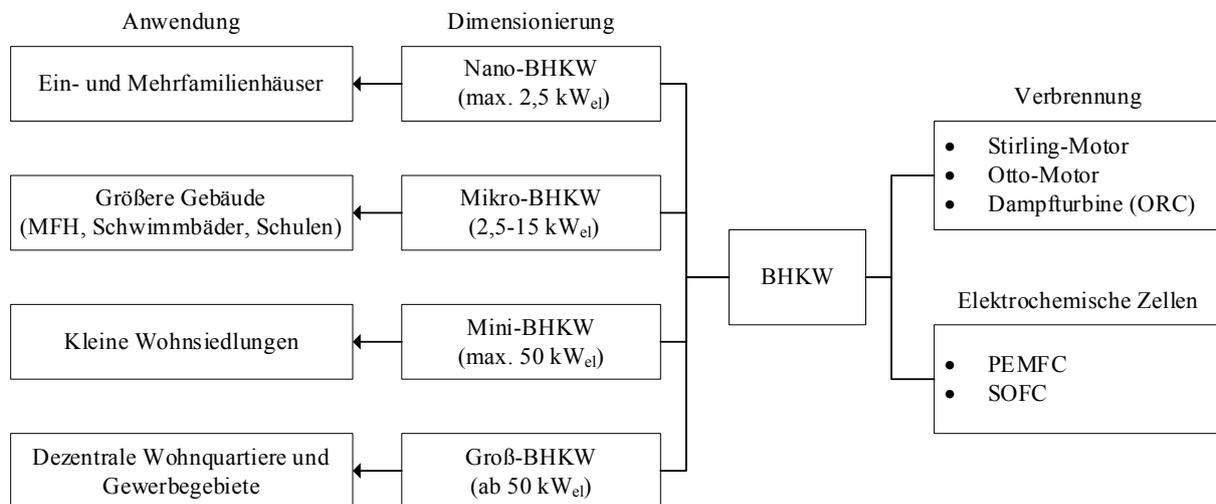


Abbildung 2.3 Übersicht der eingesetzten BHKW-Technologien und –Leistungsklassen (eigene Darstellung).

Ein Großteil der aktuell am Markt verfügbaren BHKW Technologien sind konventionelle Verbrennungsmotoren (Otto- Motor bzw. Stirling-Motor). Weitere Bauformen sind Gasturbinen-BHKW und Anlagen mit einem ORC (Organic Rankine Cycle) Prozess. Im Zuge der Dekarbonisierung des Gebäudestandes in Deutschland bezuschusst das BMWi seit 2016 den Einbau von Brennstoffzellen-BHKW bzw. Brennstoffzellenheizungen in Privathaushalten. Nach ASUE e.V. (2019) und Wurster et al. (2016) sind SOFC- und PEMFC-BHKW am weitesten entwickelt und werden im Rahmen des KfW-Förderprogramms 433, des NIP und durch das BAFA abhängig von ihrer Leistungsklasse und Anwendung unterschiedlich gefördert. Aufgrund des hohen Potentials für den Einsatz in Wohnquartieren wird im Folgenden die Funktionsweise von PEMFC- und SOFC-Systemen genauer betrachtet.

Kennzahlen und Betriebsparameter von Brennstoffzellen-BHKW

Der elektrische Wirkungsgrad von konventionellen KWK-Anlagen wird durch den Carnot-Faktor eines thermisch-mechanisch gekoppelten Prozesses beschränkt. Nach Angaben des VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt (2020) kann ein rein elektrochemischer Umwandlungsprozess in einer Brennstoffzelle unabhängig des Carnot-Faktors wesentlich höhere elektrische Wirkungsgrade erreichen (35 bis 55 %). Oft werden thermische und elektrische Wirkungsgrade von BZ-BHKW in einem Gesamtwirkungsgrad zusammengefasst (siehe Gleichung (1)).

$$\eta_{\text{ges}} = \frac{\dot{Q}_{\text{th,KWK}} + P_{\text{el,KWK}}}{\dot{E}_{\text{Br}}} \quad (1)$$

Die Gesamtwirkungsgrade von BZ-BHKW können je nach Grad der Abwärme-Nutzung und Berücksichtigung von peripheren Anlagenkomponenten bis zu 80 % betragen. (vgl. ASUE e.V. 2019)

Das für die Anwendung in Wohngebäuden relevante Verhältnis von elektrischer und thermischer Leistung wird in der Stromkennzahl ρ nach Gleichung (2) beschrieben:

$$\delta = \frac{P_{\text{el,KWK}}}{\dot{Q}_{\text{th,KWK}}} = \frac{\eta_{\text{el}}}{\eta_{\text{th}}} \quad (2)$$

Nach der VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt (2020) liegt die Stromkennzahl einer PEMFC im Mikro-KWK-Bereich bei circa 0,7. Im Vergleich zu konventionellen Anlagen in der Gebäudeenergieversorgung ist der Wert relativ hoch. SOFC-BHKW der gleichen Leistungsklasse erreichen weitaus höhere Stromkennzahlen von bis zu 2,5. Konventionelle, nicht modulierende BHKW erzeugen Strom und Wärme über ein definiertes Teilungsverhältnis wobei eine Leistungsanpassung über Ein- und Ausschalten (sog. Taktung) geregelt wird. Ein wärmegeführtes BHKW passt die Leistung an den Wärmebedarf an während ein stromgeführtes BHKW den Strombedarf zugrunde legt (vgl. VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt 2020). PEMFC-BHKW haben ein sehr gutes Teillastverhalten und können zusätzlich modular betrieben werden. In dem EU-Demonstrationsprojekt *CISTEM* können bis zu 20 HT-PEM-Module mit jeweils 5 kW_{el} miteinander verschaltet und auf 100 kW_{el} hochskaliert werden. Diese Betriebsweise verspricht größtmögliche Flexibilität in der Energieversorgung mit schwankendem Bedarf (vgl. Wurster et al. 2016). BHKW werden im Allgemeinen häufig wärmegeführt betrieben, passen sich also an den Wärmebedarf der Verbraucher an. Bei einer Flexibilisierung wird das BHKW tendenziell größer und die Vollbenutzungsstunden (VBS) weniger. Ein möglichst wirtschaftlicher Betrieb wird bei einer jährlichen Auslastung von mehr als 5.000 VBS erreicht und erfordert deshalb eine Auslegung zu kleinen Leistungsklassen im Grundlastbereich. Zukünftig könnte Anlagen auch mit geringeren VBS ausgelegt und dann in Zeiten hoher Strompreise betrieben werden (vgl. ASUE e.V. 2015).

Während konventionelle BHKW in der Gebäudeheizung oft auf 10 bis 40 % der maximalen Leistung ausgelegt sind, können BZ-BHKW (Typ PEM) durch ihre gute Teil- und Überlastfähigkeit und einen möglichen modularen Aufbau höhere Grundlastniveaus abdecken (vgl. ASUE

e.V. 2015). Der für die Deckung von Spitzenlasten (< 1000 Vollbenutzungsstunden) häufig verwendete Spitzenlastkessel kann zusammen mit einer Brennstoffzelle in einer Anlage kombiniert werden (vgl. ASUE e.V. 2019).

Marktpotential der verschiedenen Brennstoffzellen-BHKW-Technologien

Das Potential zur Markterschließung von Brennstoffzellensystemen in BHKW bzw. größeren KWK-Anlagen variiert stark mit der jeweiligen Technologie und der Anlagengröße.

Im Bereich der Mikro-BHKW bis 5 kW_{el} ist die Brennstoffzellentechnik der PEMFC und SOFC weit entwickelt und steht nach Blum (2017) kurz vor einer Marktetablierung in Deutschland. Mit 500 installierten PEM- und 1.500 SOFC-Anlagen ist die Technologie erfolgreich demonstriert worden. In Deutschland wird die Markteinführung vorbereitet und mit dem KfW-Förderprogramm mit 7.000 bis 28.200 € für Anlagen bis 5 kW_{el} unterstützt (vgl. ASUE e.V. 2019). Aktuell hindern die noch hohen Investitionskosten die Brennstoffzellentechnologien (< 3.000 €/kW) an der Marktdurchdringung und Kommerzialisierung. Vergleichbare konventionelle BHKW-Anlagen bewegen sich im Bereich von 1.500 €/kW (vgl. Blum 2017).

Ein PEMFC-BHKW hat aufgrund der geringen Betriebstemperaturen und der robusten Membran eine gute Kaltstartfähigkeit und kann relativ dynamisch auf wechselnde Lasten reagieren. Dahingegen ist die Komplexität einer Anlage durch die in der Peripherie notwendigen Systemkomponenten (Wassermanagement, Reformier und Entschwefelung) ungleich größer als die eines SOFC-Systems. Das hohe Temperaturniveau der SOFC-Module ermöglicht eine optimale Wärmeauskopplung bei 80 °C bis 120 °C und damit hohe Gesamtwirkungsgrade. Eine dynamische Betriebsweise ist aufgrund des wenig variablen Temperaturniveaus nicht möglich und auftretende Temperaturunterschiede können mechanische Spannungen in den verbauten Komponenten verursachen, was eine reduzierte Zyklenfestigkeit zur Folge hat. (vgl. ASUE e.V. 2019)

Aktuell verzeichnet Deutschland nur wenig Entwicklungsaktivität im Bereich größerer KWK-Anlagen zur Versorgung von Industrie- und Gewerbegebieten oder zur dezentralen Stromerzeugung. Dabei ist die PEMFC-Technik mit drei Anlagen in Deutschland vertreten und konnte erfolgreich demonstriert werden. Die PEMFC hat eine hohe Leistungsdichte aber aufgrund der niedrigen Betriebstemperaturen eine eingeschränkte Möglichkeit zur Nutzung von Abwärme. Im Betrieb mit Erdgas wird der Anlagenwirkungsgrad durch energieintensive Reformierung auf ca. 36 % beschränkt, was jedoch den Einsatz von Wasserstoff begünstigt. Momentan befassen sich F&E mit der Kostenreduzierung durch Einsparungen in der Platinbeladung, Ersatz der

teuren *Nafion* Membran, insbesondere bei größeren Querschnitten, und der Verbesserung der Langzeitstabilität. (vgl. Blum 2017)

SOFC in großen KWK-Anlagen können zwar durch ein hohes Temperaturniveau ausreichende Wärmemengen liefern, sind aber aufgrund der verbauten keramischen Materialien auf kleine Stack-Größen (bis 10 kW_{el}) beschränkt. Beispielsweise ist bei einer eingesetzten 200 kW_{el}-Anlage mit Stack-Einheiten von 1,5 kW_{el} der Anspruch an die Anlagentechnik relativ hoch (vgl. Bloom Energy Corporation 2012). Nach Blum (2017) befindet sich die Technologie noch in einer Entwicklungs- und Erprobungsphase, wobei wichtige Forschungsfragen die Skalierbarkeit und Langzeitstabilität der Stacks untersuchen.

Im Hinblick auf die unterbrechungsfreie Energieversorgung eines Wohnquartiers über ein BZ-BHKW werden Leistungsklassen in Betracht gezogen, die sich zwischen Mikro- bzw. Mini-BHKW und großskaligen, dezentralen Stromerzeugungsanlagen befinden. Der derzeitige Stand der Technik bezogen auf die Einsätze von Brennstoffzellentechnologien in Modellversuchen und Demonstrationsprojekten von Quartieren wird in Kapitel 3 dargestellt und diskutiert.

2.3.2 Das motorische Wasserstoff-BHKW

Eine weitere Möglichkeit einer dezentralen Nutzung von Wasserstoff in der Strom- und Wärmeerzeugung bietet ein motorisches BHKW. Mit der Umrüstung eines erprobten, konventionellen BHKW mit Erdgasmotor ist ein Betrieb mit 100 % Wasserstoff sowie auch Gasgemische mit Erdgasanteil in einem Leistungsspektrum von 115 bis 360 kW_{el} möglich. Durch die schnellere Verbrennung von Wasserstoff können höhere Motorwirkungsgrade erzielt werden wobei der Gesamtwirkungsgrad der Strom- und Wärmeerzeugung zwischen 80 und 82 % liegen kann. Die Anlagen haben aufgrund der relativ einfachen Umrüstung der schon bewährten und entwickelten Erdgas-BHKW eine Serienreife erreicht. Aktuell kommen die motorischen Wasserstoff-BHKW in einigen wenigen Projekten zur Anwendung. In Hassfurt kann durch Kombination mit einem PEM-Elektrolyseur (1,25 MW_{el}) und einem Wasserstoffspeicher ein 12 Stunden-Dauerbetrieb des H₂-BHKW (140 kW_{el}) und damit eine hohe Flexibilität des Gesamtsystems realisiert werden. (vgl. 2G Energy AG 2020)

2.4 Auswahl relevanter Wasserstoff-Technologien für die Nutzung in einem Wohnquartier

Um das Ziel der Bundesregierung bis zum Jahr 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu erreichen, rücken energiesparende Gebäude, integrative Energiekonzepte und effiziente Versorgungsstrukturen für Quartiere immer mehr in den Vordergrund von F&E (vgl. BMWi 2019b). Um die Relevanz der vorgestellten Wasserstofftechnologien für den Einsatz in einem Energiesystem für ein Wohnquartier abschätzen zu können, werden nachfolgend alle Wasserstofftechnologien der Erzeugung, Nutzung und Speicherung auf Basis vorher definierter Kriterien bewertet.

Definition der Bewertungskriterien

Aus der Energieversorgungsaufgabe einzelner Haushalte kann ein Bedarf an Wasserstoff für ein Wohnquartier und weiterhin die entsprechenden Leistungsdimensionen der verwendeten Anlagen abgeleitet werden. Dementsprechend können die *Leistungs- und Kapazitätsparameter* der betrachteten Wasserstofftechnologien als erstes Kriterium zur grundsätzlichen Bewertung der Eignung herangezogen werden. Vermehrt wird zur Definition der Leistung eines Elektrolyseurs die Produktionskapazität in Nm^3/h in Betracht gezogen, während die elektrische Anschlussleistung als Parameter der Energieaufwendung zur elektrochemischen Spaltung von Wasser dagegen abgegrenzt werden muss. Für die Speichertechnologien wird häufig die gravimetrische/volumetrische Speicherkapazität und das Speichervolumen bei gegebenem Druck betrachtet. Die für Nutzungstechnologien relevanten Leistungsparameter sind die elektrische und thermische Leistung, die aus einer zur Verfügung stehenden Energiemenge Wasserstoff durch Umwandlung erzeugt werden können.

Ein weiteres Kriterium der Eignung von aktuellen Wasserstofftechnologien für Wohnquartiere ist das *Technology Readiness Level* (TRL). Die ursprünglich von der NASA in 9 Stufen eingeteilte Skala beschreibt den Entwicklungsgrad einer Technologie von ersten theoretischen Grundprinzipien (TRL 1) bis zur wettbewerbsfähigen Kommerzialisierung (TRL 9). Das in Brinner et al. (2018), Viebahn et al. (2017) und Blum (2017) verfolgte 12 Kriterien-Raster zur Technologiebewertung basiert auf einer TRL Einordnung (Kriterium 2) und wird im Folgenden als Grundlage für die Einordnung der Marktreife von Brennstoffzellen- und Elektrolyseur- und Speichertechnologien verwendet.

Das nächste Kriterium bewertet die „Farbe“ (siehe Kapitel 2.1.1) des im Energiesystem hergestellten bzw. genutzten Wasserstoffs sowie die Integration und den Betrieb weiterer Wasserstofftechnologien hinsichtlich des langfristigen Ziels eines klimaneutralen Gebäudestands. In Tabelle 2.2 wird das Kriterium mit dem Anteil an *regenerativen Energiequellen* gleichgesetzt.

Weiterhin werden alle Wasserstofftechnologien auf die *Integrationsfähigkeit* in ein dezentrales Quartierskonzept in Deutschland untersucht. Dabei steht die Bewertung der Integrationsmöglichkeiten eventuell notwendiger, zusätzlicher Energie- und Transportinfrastruktur für den Betrieb der jeweiligen Wasserstofftechnologien im Vordergrund. Dazu zählen zum einen Prozessperipherie und zum anderen die Bereitstellung notwendiger Energieformen bzw. Primärenergiequellen.

Tabelle 2.2 Bewertung der einzelnen Wasserstofftechnologien für den Einsatz in einem dezentralen Energiesystem für ein Wohnquartier auf Basis vorher definierter Kriterien.

Technologie	Geeignete Leistung/Kapazität	TRL	Regenerative Energiequellen	Integrationsfähigkeit
Erzeugungstechnologien				
Elektrolyseure/PtH ₂	✓	6 bis 8	✓	✓
Methan-Dampf-Reformierung	✓	9	✗	(✓)
Weitere konventionelle Prozesse ^a	✓	9	✗	✗
Thermische Kreisprozesse	(✓)	2 bis 4	✓	✗
Photoelektrolyse/Photokatalyse	✓	2 bis 4	✓	(✓)
Transport- & Speichertechnologien				
Druckspeicher (Typ I und II)	✓	9	✓	✓
Flüssigtanks	✓	9	✓	✗
Kavernenspeicher	(✓)	6 bis 8	✓	(✓)
Adsorptionsspeicher	(✓)	2 bis 4	✓	✗
Metallhydrid-Speicher	✓	7 bis 9	✓	(✓)
Chemische Hydride	(✓)	9	✓	(✓)
LOHC	✓	9	✓	(✓)
Einspeisung (bis 20 vol-%)	✓	8 bis 9	(✓)	✓
H ₂ -Netz	✓	6 bis 8	✓	✓

Nutzungstechnologien

BZ-BHKW	✓	6 bis 8	✓	✓
Motorisches H ₂ -BHKW	✓	6 bis 8	✓	✓

^aErdgaspyrolyse, partielle Oxidation von Schweröl, Kohlevergasung und Pyrolyse und Vergasung von Biogas.

Einordnung und Bewertung der Wasserstofftechnologien

Die durchgeführte Bewertung und Einordnung der Wasserstofftechnologien hinsichtlich selbst gewählter Kriterien für den Einsatz in einem Energiesystem eines Wohnquartiers ist in Tabelle 2.2 zusammengefasst und kann mit aktuell diskutierten Quartierskonzepten mit Wasserstoffintegration (Kapitel 3) verglichen werden. Die nicht durch Literatur belegten Werte des TRL für einige in Tabelle 2.2 aufgeführten Technologien sind im Rahmen dieser Arbeit unter Berücksichtigung der oben genannten Informationen selbst gewählt.

Elektrolyseure stehen aktuell in einem breiten Leistungsspektrum (Kapitel 2.1.2) dem Markt zur Verfügung und können im Allgemeinen für den Einsatz in dezentralen Energiekonzepten in Erwägung gezogen werden. Die einzelnen Elektrolyseur-Technologien (PEMEL, AEL und SOEL) befinden sich in unterschiedlichen Entwicklungsstadien und haben somit auseinandergehende Einsatzpotentiale. Nach Brinner et al. (2018) sind AEL-Technologien mit einem TRL von 8, PEMEL mit 6 und SOEL mit 4 zu bewerten. Gemäß Viebahn et al. (2017) besitzen Technologien mit einem TRL von 2-4 den Status von F&E, während den TRL von 5-8 ein zunehmender Demonstrationsgrad zugeschrieben wird. Das TRL von 9 entspricht einer vollständigen Marktetablierung im kommerziellen Sinn. Nach Brinner et al. (2018) sind kleinere Anlagen mit höherem TRL zu bewerten als Großanlagen, die bis jetzt nur über Parallelschaltungen von Stacks realisiert werden konnten. Kurzfristige Entwicklungsziele sehen ein Anheben der PEMEL- und AEL-Technologie auf eine kommerzielle Stufe (TRL 9) vor und eine Festigung der SOEL auf einem Demonstrationsstatus bis 2030. Für den Einsatz in der Wasserstoffherzeugung aus fluktuierenden, regenerativen Energiequellen ist die PEMEL aufgrund der möglichen dynamischen Betriebsweise und des guten Teillastverhaltens zu bevorzugen.

Die Methan-Dampf-Reformierung ist ein etablierter Prozess zur konventionellen Produktion von Wasserstoff in Industrieprozessen. Der überwiegend graue Wasserstoff hat über Beimischung in das bestehende Erdgasnetz ein theoretisches Einbindungspotential in dezentrale Energiesysteme von Quartieren, wird aber überwiegend in existierenden Infrastrukturen von chemischen Prozessen genutzt. Als dezentrale Nutzung in der Hausenergieversorgung kann

Erdgas zu Wasserstoff reformiert werden, um dann in einer PEMFC genutzt zu werden. Die in Tabelle 2.2 aufgeführten weiteren konventionellen Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff aus fossilen Energieträgern sind Stand der Technik und überwiegend in Prozessen der chemischen Industrie, Raffinerieprozessen und der Stahlproduktion integriert. Eine Anwendung in regenerativen Energiesystemen auf Quartiersebene ist somit nicht praktikabel. Weiterhin wird die Integrationsfähigkeit durch den Bedarf an Hochtemperatur-Prozesswärme stark reduziert.

Die drei anwendungsorientierten thermischen Kreisprozesse (siehe Kapitel 2.1.3) werden im Labormaßstab getestet und sind in vereinzelt solthermischen Pilotanlagen vertreten. Aufgrund der Anlagengröße der realisierten Solarturmkraftwerke zur Bereitstellung der Hochtemperatur-Wärme kann eine Integration in dezentrale Energiekonzepte ausgeschlossen werden. Die Verfahren der Photoelektrolyse bzw. -Katalyse befinden sich in der Entwicklungsphase und stehen in Flexibilität und Effizienz einem vergleichbaren System aus PV-Anlage und Elektrolyseur nach. Eine wirtschaftliche Nutzung in wasserstoffbasierten Energiesystemen in Quartieren ist damit nicht zu erwarten (siehe Kapitel 2.1.3).

Gemäß Rönnebro (2012) sind Druckspeicher für die Nutzung von gasförmigem Wasserstoff in LKW und in Verbindung mit PEM-Brennstoffzellensystemen auf dem Markt kommerziell erhältlich (TRL 8/9). Die Speicherkapazität von zylindrischen Drucktanks kann modular erweitert und bedarfsgerecht angepasst werden. Den Flüssigtanks wird dagegen aufgrund der hohen Energieinvestitionen nur eine Nischenanwendung in der Betankung von Wasserstofffahrzeugen und dem Transportsektor zugeschrieben. Der Einsatz von Kavernenspeicher ist aufgrund der großen Speicherkapazität nur über eine entsprechende Wasserstoffpipeline mit mehreren dezentralen Anwendungen zu koppeln. Aktuell werden in Pilotprojekten die Eignung von Salzkavernen und die Umrüstung von Erdgaskavernenspeicher für die Speicherung von Wasserstoff untersucht (Kapitel 2.2.1). Nach Rönnebro (2012) kann den Metall-Hydrid-Speichern neben den etablierten Druckspeichern das höchste TRL (7 bis 9) und ein großes Potential für den Einsatz in stationären Anlagen zugesprochen werden. Eine Anwendung in stationären, dezentralen Energiesystemen ist möglich, erfordert jedoch eine Integration von Wärme für den Dehydrierungsvorgang.

Die Technik der Adsorptionsspeicher ist erst in Labormaßstäben getestet und findet noch keine Anwendung. Die größten Potentiale werden im Wasserstofftransport und in großen, stationären Speicherlösungen gesehen. (vgl. Rönnebro 2012)

Die Synthese von Methanol aus Wasserstoff und CO₂ ist ein etabliertes Verfahren in großindustriellen Anlagen. Eine dezentrale Lösung erscheint nicht praktikabel, da die Synthesewege bzw. Wasserstoffgewinnungspfade über chemische Hydride fast ausschließlich Anwendung in großskaligen Prozessen der chemischen Industrie finden. (vgl. Andersson und Grönkvist 2019)

Nach Niermann et al. (2019) ist das TRL von LOHC stark abhängig von den eingesetzten Trägersubstanzen. Eine umfassende Analyse von relevanten Substanzen ergab für Dibenzyltoluol und Toluol ein TRL von 9. Im Gegensatz zu Toluol ist Dibenzyltoluol schon problemlos in Prozessdesigns integrierbar. LOHC haben im Allgemeinen einen sehr hohen Energiebedarf bei relativ hohen Prozesstemperaturen in der Dehydrierung. Eine Integration in dezentrale Energiesysteme ist über einen Export von überschüssigem Wasserstoff in hydrierten LOHC möglich, da der Energiebedarf der Hydrierung deutlich geringer ausfällt. In Deutschland sind mehrere Anlagen realisiert und mit einem Transport über LKW kombiniert.

Eine Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz bis 20 vol-% ist für die Nutzung in einem Wohnquartier unproblematisch und hinsichtlich aller beteiligten Komponenten realisierbar. Für einen Anspruch eines rein auf Wasserstoff basierten, regenerativen Energiesystems ist eine Abtrennung des Wasserstoffs und Rückspeisung des Erdgases notwendig. Ein Netz mit 100 vol-% Wasserstoff wird aktuell in einzelnen Pilotprojekten für die Nutzung in Clustern von energieintensiven chemischen Anlagen sowie in Wohnquartiere mit entsprechendem Strom- und Wärmebedarf getestet. Eine alternative Umrüstung des vorhandenen Erdgasnetzes wird momentan untersucht und ist noch wenig fortgeschritten (siehe Kapitel 2.2.3).

Für die Nutzung von Wasserstoff zur Wärme- und Stromerzeugung in Wohnquartieren sind BZ-BHKW prädestiniert. Auch wenn das TRL von 8 auf 6 mit größeren Anlagen abnimmt und eine zeitnahe Anwendung in dezentralen Energiesystemen von der Größenordnung eines Quartiers behindert, bietet diese Technologie ein hohes Ausbau- und Entwicklungspotential (siehe Kapitel 2.3.1). In Leistungsstufen, die für die Versorgung eines Wohnquartiers geeignet sind, können auch motorische Erdgas-BHKW auf einen Wasserstoffbetrieb umgerüstet werden. Die technisch einfache Umstellung verspricht ein angemessenes Betriebsverhalten bei ähnlicher Wirtschaftlichkeit. Aktuell zeigt die Technologie eine geringe Marktpräsenz, da nur eine geringe Anzahl von Herstellern entsprechende Anlagen vertreiben (siehe Kapitel 2.3.2).

3 Realisierte und geplante Wasserstoffquartiere

Der in Kapitel 2.4 durchgeführten Einordnung der Wasserstofftechnologien auf Grundlage von relevanten Bewertungskriterien wird nachfolgend die Umsetzung in aktuell geplanten bzw. realisierten wasserstoffbasierten Wohnquartieren gegenübergestellt. In Abbildung 3.1 sind die Wasserstoffquartiere auf Basis von vier relevanten Einordnungskriterien dargestellt: Größe bzw. Anzahl der Wohneinheiten (WE), Grad der Realisierung, Nutzungsgrad von Wasserstoff und Produktionskapazität bzw. Elektrolyseurleistung.

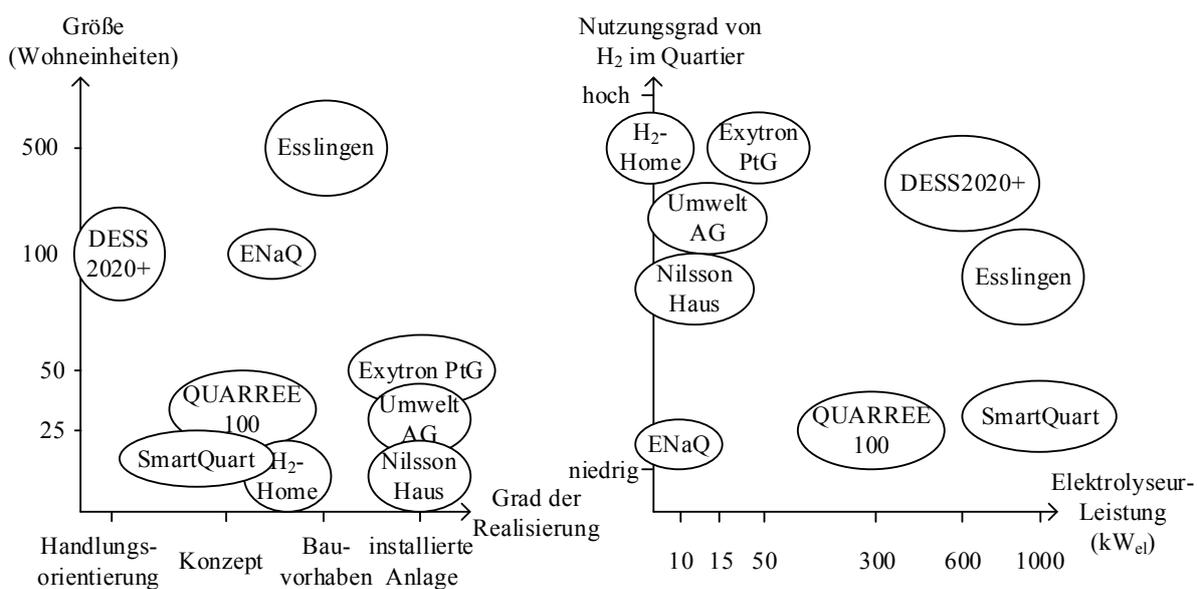


Abbildung 3.1 Einordnung der Wasserstoffquartiere nach der Größe (WE), dem Grad der Realisierung, dem Nutzungsgrad von Wasserstoff im Quartier und der Elektrolyseurleistung (eigene Darstellung).

Nachfolgend werden alle Wohnquartiere auf Grundlage der in Abbildung 3.1 verwendeten Einordnungs- und Abgrenzungsmerkmale unterteilt und genauer beschrieben. Dabei werden alle Quartiere mit einem hohen Grad an Wasserstoffexport in Kapitel 3.1, kleine Wohnquartiere bzw. Wohnkomplexe und Mehrfamilienhäuser (MFH) (<70 WE) mit einer nahezu vollständigen Eigennutzung des produzierten Wasserstoff in Kapitel 3.2 und große Quartiere mit einer verhältnismäßig großen Wasserstoffproduktion und hohem Nutzungsgrad an Wasserstoff in Kapitel 3.3 zusammengestellt.

3.1 Wohnquartiere mit geringem Grad an Wasserstoffnutzung

Die in diesem Unterkapitel zusammengefassten Quartiere integrieren Wasserstoffabnehmer des Gewerbes, der Industrie und des Mobilitätssektors. In der Beheizung und Stromversorgung des

Wohnbereichs wird verhältnismäßig wenig Wasserstoff genutzt und der Fokus auf eine Infrastruktur für die Verteilung und den Transport von Wasserstoff gelegt.

SmartQuart

Das Quartiersprojekt *SmartQuart* ist Teil des Förderprogramms „Reallabore der Energiewende“ des BMWi. Neben den Quartieren in Essen und Bedburg soll in Kaisersesch ein Wasserstoffquartier entstehen. Die hier aufgeführten Informationen stammen aus online verfügbaren Präsentationen zu Projektzwischenständen (vgl. E.ON SE 2020) und dem in dieser Arbeit durchgeführten Experten-Interview mit Paul Lückmann und Jörg Heinen der E.ON SE-Sparte Netze & Infrastruktur (siehe Anhang 9). *SmartQuart* (Kaisersesch) zeichnet sich durch eine große Wasserstoffproduktion und anteilig große Abnahme durch Industrie, Gewerbe und Export aus. In dem Zuge wird ein H₂-Microgrid zum Vernetzen der Sektoren Wärme, Strom und Mobilität aufgebaut. Ein Elektrolyseur mit 1 MW_{el} Leistung erzeugt Wasserstoff aus lokal produziertem erneuerbaren Strom und führt die anfallende Wärme und den Sauerstoff an ein Klärwerk ab. Das H₂-Microgrid stellt die Anbindung industrieller Abnehmer, eines umgerüsteten H₂-BHKW mit 150 kW_{el} Leistung sowie eines H₂-Spitzenlastkessels sicher. Das motorische H₂-BHKW liefert Wärme an das Nahwärmenetz eines Gewerbegebiets. Wasserstoff wird außerdem im kleinen Umfang für die Heizung des Rathauses mittels BZ-BHKW (5 kW_{el}) genutzt. Neben dem deutlichen Fokus auf industriell-, gewerbliche Nutzung des Wasserstoffs in den Sektoren Wärme und Strom wird auch eine Speicherung in H₂-Tankstellen für den ÖPNV und der Export über LOHC Trägersubstanzen im Gesamtkonzept berücksichtigt.

ENaQ

Im Rahmen der Förderinitiative „Solares Bauen/Energieeffiziente Stadt“ als Teil des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung werden insgesamt 6 Quartiersprojekte mit Leuchtturmcharakter gefördert. Die Projekte *ENaQ*, *QUARREE100* und das *Klimaneutrale Stadtquartier Neue Weststadt Esslingen* berücksichtigen dabei Integration von Wasserstofftechnologien. Die nachfolgenden Informationen sind dem in dieser Arbeit durchgeführten Experten-Interview mit Hilmer Heineke der *New Power Pack GmbH* zu entnehmen (siehe Anhang 9).

Das Flurstück „Helle Heide“ des insgesamt 1000 WE umfassenden Quartiers am Fliegerhorst in Oldenburg hat 110 Wohnungen, welche in die Wasserstoffversorgung eingebunden werden. Zur Versorgung der Haushalte und des Elektrolyseurs wird grüner Strom aus dem Netz und von

einzelnen PV-Anlagen bezogen. Der Strombedarf der Haushalte und der Zukauf von grünem Strom wird im Energie-Management-System „QEMS“ analysiert und gesteuert. Ein Elektrolyseur mit 10 kW_{el} Leistung produziert Wasserstoff, der in 200 bis 300 bar Flaschenbündeln gespeichert wird.

Die produzierte Menge an Wasserstoff wird hauptsächlich für die Mobilität und den Export verwendet. Außerdem ist die Integration einer mobilen Wasserstoff-Station der Firma *anleg* für die Betankung von Bussen und Autos geplant. Ein kleiner Anteil wird in einem 5 kW_{el} PEM-BHKW in den Häusern des Quartiers verstromt. Zur Beheizung werden vorwiegend Wärmepumpen eingesetzt, da die erzeugte Wärmeenergie des BZ-BHKW nur einen kleinen Anteil (20 %) der Wasserstoffumwandlung ausmacht. Neben Batterien für die Kurzzeitspeicherung fungiert der Energieträger Wasserstoff als mittelfristige Speichertechnologie von Strom. Nach Heineke wird als Grund für die geringe Wasserstoffnutzung die hohen Produktionskosten des Stroms aus Brennstoffzellen genannt. Damit einhergehend werden in zukünftigen Projekten höhere Elektrolyseurleistungen angestrebt, um die Produktionskosten von Wasserstoff durch geringere Kapitalkosten zu senken. Das Projekt dient somit einer ersten Erprobung und Annäherung an ein Energiesystem mit Wasserstoffintegration. Als langfristige Vision für die Nutzung von Wasserstoff in Quartieren sieht Heineke eine dezentrale Wasserstoffherzeugung aus Wind und PV außerhalb von Städten und ein H₂-Microgrid als Infrastruktur für die Versorgung von Städten.

QUARREE100

Das Mischquartier aus Ein- und Zweifamilienhäusern, historischen Altbauten, Gewerbeflächen und Neubauten soll als Flexibilitätsoption im norddeutschen Energiesystem in der Region Heide dienen. Das fluktuierende Stromangebot aus Windenergie-Anlagen kann zum Teil im Quartier gespeichert und über Wasserstoff in den gekoppelten Sektoren Strom, Wärme und Mobilität genutzt werden. Als integrativer Teil des ganzheitlichen Energiesystems *ENTREE100* in der Region Heide bietet das Quartier einen Beitrag zur Speicherung und Nutzung des lokal erzeugten Windstroms über die Power-to-H₂-Technologie. (vgl. ENTREE100 2016)

Ein Hauptteil der Wasserstoffproduktion in dem 300 kW_{el}-Elektrolyseur wird über ein H₂-Microgrid zu den Stadtwerken transportiert und dann in der Mobilität genutzt (vgl. QUARREE100 2020). Nach Eckhard (siehe Anhang 9) soll gezeigt werden, wie die Abwärme des Elektrolyseurs im Wohnquartier mit 20 Häusern und im Gewerbegebiet genutzt werden kann. Der Wärmebedarf in Häusern wird überwiegend mit Wärmepumpen gedeckt (vgl.

QUARREE100 2020). Im Notfall oder an sehr kalten Tagen könnte Wasserstoff nach Eckhard auch in einem motorischen H₂-BHKW zur Wärmeerzeugung genutzt werden.

3.2 Kleine Wohnquartiere mit hohem Grad an Wasserstoffnutzung

Die im folgenden Kapitel dargestellten Wohnkomplexe bzw. Häuser zeichnen sich durch eine nahezu vollständige Autarkie hinsichtlich der Strom- und Wärmeversorgung mit wasserstoffbasierten Technologien und erneuerbaren Stromquellen aus. Dabei reicht der Größenmaßstab von einem einzelnen Haus über ein MFH bis hin zu einem kleineren Wohnkomplex mit 70 WE.

Mehrfamilienhaus der Umwelt AG

In Brütten in der Schweiz steht ein MFH mit 9 Wohnungen, dessen Energiesystem mit kurzfristigen Stromspeichern und mittelfristigen Wasserstoffspeichern energieautark betrieben werden kann.

Mit der 1.000 m² großen PV-Anlage auf Dach und Fassade kann über das Jahr eine Energiemenge von circa 100.000 kWh_{el} mit einer Peak-Leistung von 126,5 kW_p bereitgestellt werden. Das MFH verfügt über keinen externen Netzanschluss und bezieht seine gesamte Energie aus der PV-Anlage. Für die anfallende Überkapazität des produzierten Stroms wird eine Lithium-Eisen-Phosphat-Batterie mit einer Kapazität von 153 kWh_{el} netto zur Kurzzeitspeicherung (Tag-Nacht) verwendet. Durch den Batteriespeicher erhöht sich der Autarkiegrad auf bis zu 80 %. Nach Analysen der Umwelt Arena AG (2018) verbleibt über das Jahr ein Stromdefizit von 25 Tagen im Dezember und Januar, welches durch langfristig gespeicherten Wasserstoff überbrückt werden soll. (vgl. Umwelt Arena AG 2018)

Der eingesetzte PEM-Elektrolyseur (14,5 kW_{el}) produziert bei 30 bar 2 Nm³ H₂ pro Stunde. Dabei wird über das Kühlwasser eine thermische Leistung von 8 kW_{th} bei 35 °C Quelltemperatur für die Wärmepumpe bereitgestellt. Der hergestellte Wasserstoff wird ohne weitere Verdichtung bei einem Fülldruck von 27,5 bar in zwei Stahltanks 120 m³ gespeichert. Der Wasserstoff kann somit unterirdisch und saisonal gespeichert werden. (vgl. Umwelt Arena AG 2018)

Bei Bedarf kann der zentrale Batteriespeicher mit einer PEM-Brennstoffzelle mit einer elektrischen Dauerleistung von 5,6 kW_{el} aufgeladen werden. Durch die Wasserkühlung der Brennstoffzelle kann eine Leistung von 5,5 kW_{th} bei 60 °C zum Heizen oder die Warmwasseraufbereitung verwendet werden. Der Bedarf an Wärme wird über eine zweistufige Wasser-/Wasser-

Wärmepumpe gedeckt. Im Betrieb kann neben der Abwärme des Elektrolyseurs und der Außenluft auf Erdsonden und Warmwasser-Langzeitspeichern als potentielle Wärmequelle zurückgegriffen werden. Durch die Auswahl von verschiedenen Temperaturniveaus der Wärmequellen kann situativ die effizienteste Betriebsweise eingestellt werden. Die Wärmepumpe hebt in den Sommermonaten das Temperaturniveau des Elektrolyseur-Kühlwassers von 35 °C auf bis zu 65 °C zur Brauchwarmwassererzeugung bzw. Einlagerung in den zwei unterirdischen Wärmespeichern (à 125 m³) an. Über Boden- und Wandheizungen und entsprechender Konfiguration der Wärmepumpe ist eine äußerst effiziente Beheizung und Kühlung des Hauses möglich. (vgl. Umwelt Arena AG 2018)

Nilsson-House

Ein weiteres Beispiel für eine autarke Energieversorgung mit der Integration von Wasserstofftechnologien ist das Haus von Hans-Olof Nilsson, Direktor der Energieberatungsfirma *Nilsson Energy AB*, in Schweden. Die vorliegenden Informationen stammen aus einem Interview des *HZwei Magazins* mit Herrn Nilsson. (vgl. Jensen 2019)

Die PV-Anlage mit 23 kW_p liefert 7.000 kWh/a direkt in das Hausstromnetz oder einen Bleisilizium-Akkumulator mit 144 kWh_{el} Fassungsvermögen und 15.000 kWh/a direkt an den Elektrolyseur. Der aus zwei PEM-Modulen bestehende Elektrolyseur mit 9,9 kW_{el} Leistung (2x4,95 kW_{el}) produziert 2 Nm³ pro Stunde bei Drücken bis zu 50 bar. Von den jährlich ca. 3.000 Nm³ produzierten Wasserstoff werden 2.200 Nm³ in einer ähnlich zum MFH in Brütten dimensionierten PEM-Brennstoffzelle verstromt. Nutzbare Abwärme wird überwiegend von der Brennstoffzelle erzeugt und zur Warmwassererzeugung bei 65 °C verwendet. In der Heizungsanlage wird eine 13 kW_{el} Wärmepumpe eingesetzt. Ein Hauptunterschied zu dem Energiesystem der Umwelt AG liegt in der Speicherung des Wasserstoffs. Der Wasserstoffspeicher aus einem Verbund an Hochdruckflaschen befindet sich außerhalb des Hauses und umfasst nur ca. 12 m³. Durch eine Verdichtung des Wasserstoffs in einem Metallhydridverdichter von *Hystorsys* auf 300 bar können bis zu 3.600 Nm³ gespeichert werden. Etwa 800 der 3.000 Nm³ sollen zukünftig als Kraftstoff für ein BZ-Auto dienen.

Exytron – Smart Energy Technology

Das von der Firma *EXYTRON* patentierte Katalyseverfahren *SmartEnergyTechnology* (vgl. Exytron GmbH 2020) zur Strom und Wärmeversorgung von Quartieren kommt in Augsburg (70 WE-Bestandsquartier) und Alzey (37 WE) zum Einsatz. Nach Koller (2018) und Petersen

(2017) wird in beiden Quartieren Teilautarkie angestrebt, da ein Anschluss an das Stromnetz besteht, um bei Bedarf zusätzlichen Grünstrom für die Elektrolyse zu beziehen.

Innerhalb des Energiekonzepts wird der Strombedarf der Mieter aus einer PV-Anlage auf den Dächern des Quartiers mit 105 kW_p in Augsburg bzw. 125 kW_p in Alzey gedeckt. In Augsburg beträgt der jährliche Bedarf circa 150.000 kWh. In beiden Quartieren wird ein alkalischer Elektrolyseur mit einer Produktionskapazität von maximal 10 Nm³/h eingesetzt, die überwiegend aus PV-Strom versorgt werden. In dem exothermen Katalyseprozess werden bei 300 bis 400 °C je nach Bedarf bis zu 2,5 Nm³ synthetisches Erdgas erzeugt und in unterirdischen Tanks gespeichert. Bis zu 40 % des Wärmebedarfs kann durch die Abwärme von Katalyse und Elektrolyse gedeckt werden und steigert zusätzlich die Effizienz der jeweiligen Prozessschritte. Die restliche thermische Energie wird in einem Erdgas-BHKW und einer Gastherme erzeugt. Dabei wird der Verbrennung der Sauerstoffstrom aus der Elektrolyse zugeführt und CO₂ aus den Abgasen separiert und in einen abgeschlossenen Kreislauf mit der Katalyse integriert. Damit ist die Technologie nach außen hin CO₂-neutral. Nach Exytron GmbH (2020) kann ein Nutzungsgrad von 90 % durch eine Abwärme-Nutzung erreicht werden. Durch die Bindung des in der zentralen Anlage produzierten Wasserstoffs im Quartier an die nachfolgende Katalyse liegt der Wasserstoffnutzungsgrad bei 100 %.

H₂-Home

Das aus verschiedenen Projektverbunden bestehende Innovationsprojekt *HYPOS* deckt die gesamte Wertschöpfungskette von grünem Wasserstoff ab. Neben der Erforschung einzelner Komponenten in einer 1,25 MW_{el} Elektrolyse-Demonstrationsanlage (*HYPOS-Megalyseur-Plus*) für die spätere Integration in Power-to-Gas-Anlagen, beleuchten die Projekte *H₂-Home* und *H₂-Netz* Problemlösungsansätze auf Ebene der Wasserstoffnutzung in Gebäuden.

Mit 16 WE und den damit einhergehenden repräsentativen Lastgängen gehört das Quartier *H₂-Home* zu den kleinen Wohnkomplexen, integriert aber eine Energieversorgung auf Basis von 100 % Wasserstoff durch eine H₂-Pipeline (vgl. Block et al. 2019). Mit insgesamt 150 km hat die *HYPOS*-Modellregion das zweitgrößte Wasserstoffnetz, welches sich über die Städte Leuna und Bitterfeld erstreckt und mit Wasserstoff aus Windenergie und Photovoltaik versorgt wird sowie Kavernenspeicher in näherer Umgebung integriert. Nach Herrmann et al. (2017) bestehen grundlegende Voraussetzungen der Infrastruktur für einen Anschluss von Gebäuden an das H₂-Netz.

Wasserstoff aus der Pipeline soll in einem 5 kW_{el} PEM-Brennstoffzellen-BHKW genutzt werden. Zusätzlich zu der thermischen Leistung der Brennstoffzelle von 4,75 kW_{th} mit Quelltemperaturniveau für die Wärmepumpe soll mit einem H₂-Spitzenlastbrenner (12 kW_{th}) der gesamte Wärmebedarf der 16 WE abgedeckt werden.

Ein aus 16 WE bestehender repräsentativer Wohnkomplex sowie geeignete Referenzlastzyklen wurde als Grundlage für eine Wirtschaftlichkeitsanalyse hinsichtlich der Dimensionierung der eingesetzten Technologien verwendet. Weiterhin wurde auch der Einfluss der Wasserstoffkosten aus verschiedenen Herstellungspfaden sowie die Kosten des BZ-BHKW mit anderen Energieversorgungskonzepten verglichen. Bei der Herstellung von Wasserstoff aus Windenergie und Elektrolyse liegen die mittleren Kosten für Wasserstoff bei 0,15 €/kWh, wohingegen eine Erzeugung aus einer zentralen Dampfreformierung von Erdgas bei 0,042 €/kWh liegt. Die Energieerzeugung in BZ-BHKW aus grünem Wasserstoff ist mit fast 30 € pro Wohnquadratmeter und Jahr am teuersten. Im Vergleich liegen Erdgas-BHKW und BZ-BHKW mit grauem Wasserstoff bei circa 20 €/m²a. (vgl. Block et al. 2019)

Aktuell werden in Kooperation mit dem Projekt *H₂-Netz* Schnittstellenprobleme zur Nutzung von Wasserstoff in Gebäuden bearbeitet. Dabei werden vor allem unterschiedliche Druckniveaus für einen Anschluss und die Auswirkungen von Odorierungsmitteln auf die Qualität des Wasserstoffs untersucht.

3.3 Große Wohnquartiere mit hohem Grad an Wasserstoffnutzung

Die nachfolgend dargestellten Konzepte des *District Energy Storage and Supply System 2020+(DESS2020+)* und des *Klimaneutralen Stadtquartiers Neue Weststadt Esslingen (Es_West_P2G2P)* integrieren die meisten WE in ein Versorgungssystem mit hohem Anteil an Wasserstoffnutzung für die Energiebereitstellung. Während *Es_West_P2G2P* einen höheren Realisierungsgrad hat und unmittelbare Bauvorhaben plant bzw. umsetzt, dient das Projekt *DESS2020+* mit betriebsgerechten Funktionsmuster, Systemsimulationen und Wirtschaftlichkeitsberechnungen als Handlungsempfehlung für eventuell nachfolgende Feldtests.

DESS2020+

Als Zielebene ist ein Wohnquartier mit ca. 100 Haushalten und deren Energieversorgung auf Basis von grünem Wasserstoff geplant. Die Funktionalität des Systems bestehend aus Elektrolyseur, Wasserstoffverdichter bzw. -speicher und Brennstoffzelle wird jedoch an einem deutlich

verkleinerten, maßstäblichen Funktionsmuster durch das *Fraunhofer ISE* getestet (vgl. Fallisch et al. 2019). Das angestrebte hochskalierte Energiesystem soll aus einem PV-Park mit ca. 1 MW_p auf 10.000 m² bestehen und bis zu drei Elektrolyse-Stacks à 300 kW_{el} mit Strom versorgen.

In mehreren Drucktanks können bis zu 2 MWh Energie in Form von Wasserstoff bei 50 bar für den Tag-Nacht-Ausgleich gespeichert werden. Nach Fallisch et al. (2019) sind Batteriespeicher in der Absicherung der Eigenbedarfsdeckung in großen Energieversorgungssystemen durch die überproportionale Zunahme der Speichergröße und damit der Leistung nicht praktikabel und wirtschaftlich. Die Wasserstoffspeicherung hat den Vorteil der Entkopplung von Leistung und Kapazität und ist damit besser geeignet. Für eine Langzeitspeicherung oder die Nutzung in der Mobilität soll Wasserstoff über einen elektrochemischen Kompressor auf bis zu 800 bar komprimiert und gespeichert werden.

Wärme und Strom soll in ein bis zwei SOFC-Stacks à 200 bis 300 kW_{el} erzeugt werden. Während ein elektrischer Wirkungsgrad von nur 50 % angenommen wird, kann der thermische Wirkungsgrad durch Nutzung der Wärme auf über 90 % gesteigert werden. Gemäß Fallisch et al. (2019) bieten SOFC ein gutes Strom-zu-Wärme Verhältnis (55 % zu 40 %) und sind damit als KWK-Anlagen in der Wärmeversorgung gut geeignet. Ein deutlich kleinerer PEM-Elektrolyseur (10 kW_{el}) und ein entsprechend dimensionierter EHC für die Verdichtung von Wasserstoff auf 100 bar wurde vom *Fraunhofer ISE* entwickelt (vgl. Fallisch et al. 2019) und soll als Funktionsmuster im Labor der *Robert Bosch GmbH* mit einer SOFC getestet werden.

Es_West_P2G2P

Das Quartiersprojekt ist mit insgesamt fünf Wohnblöcken (A-E), einer Hochschule und einem Gewerbegebiet das größte Vorhaben mit Integration von Wasserstofftechnologien. Nach Fisch et al. (2020) werden die Hochschule, die Blöcke E und D sowie ein geplanter Block A mit Wärme und Strom aus der Energiezentrale mit Elektrolyseur und motorischem H₂-BHKW versorgt. Von den mehr als 550 WE entfallen etwa 290 auf die Blöcke D, E und A, welche aktuell noch im Bau oder in Planung befindlich sind. Die Blöcke B (132 WE) und C (128 WE) sind bereits errichtet und werden mit Strom und Wärme aus konventionellen BHKW, Spitzenlastkesseln und PV-Anlagen versorgt.

Die Energiezentrale wird von PV-Anlagen auf den Dächern der Hochschule und der Blöcke D und E mit insgesamt etwa 1 MW_p Leistung versorgt. Ergebnisse aus einer Simulation ergaben, dass nur etwa 12 % des Strombedarfs (610 MWh/a) durch PV-Strom gedeckt wird und der Rest

(4170 MWh/a) durch erneuerbaren Strom aus dem Netz bereitgestellt werden muss. (vgl. Fisch et al. 2020)

Der Wasserstoff wird in einem Elektrolyseur-System mit alkalischem Elektrolyt und insgesamt 1 MW_{el} Antriebsleistung (2x500 kW_{el}) produziert. An einem Tag können bei 10 bar im Nominalbetrieb 400 kg H₂ produziert werden. Nach Fisch et al. (2020) wird nur eine geringe Menge an Wasserstoff gespeichert und vornehmlich in dem motorischen H₂-BHKW verbrannt oder an die Stadtwerke Esslingen über eine H₂-Pipeline mit 10 bar Druck zur Weiterverwendung in Industrie und Mobilität geliefert. Perspektivisch ist auch eine Einspeisung in das bestehende Erdgasnetz möglich (vgl. Reinhard 2019), wobei das lokale Mitteldruck-Netz 5 bis 6 vol-% Wasserstoff aufnehmen kann und einen großen virtuellen Speicher darstellt (vgl. Fuhs 2020).

Das auf den Wasserstoffbetrieb umgerüstete motorische H₂-BHKW kann bis zu 150 kW_{el} (vgl. Fuhs 2020) und 200 kW_{th} (vgl. Fisch et al. 2020) günstig bereitstellen und wurde damit einer teureren Option mit Brennstoffzelle vorgezogen. Mit der thermischen Leistung durch Abwärme der Elektrolyse bei circa 60 °C und einem Spitzenlastbrenner (250 kW_{th} bzw. 1.200 kW_{th}) können die Hochschule und die Blöcke D und E über das Nahwärmenetz versorgt werden. Der Wärmebedarf kann, nach einer durchgeführten Simulation mit 50 % durch die Elektrolyse gedeckt werden. Durch die Wärmenutzung steigt der Wirkungsgrad des Elektrolysesystem von 55 auf 90 % und ist damit wirtschaftlich (vgl. Fisch et al. 2020).

Auf dem Gelände der Stadtwerke Esslingen werden täglich zwischen 200 und 400 kg H₂ in Trailer bei 350 bar gespeichert und bei 700 bar für eine H₂-Tankstelle bereitgestellt. Die Trailer können zwei Tagesmengen Wasserstoff speichern und dienen dem Export an lokale Industrieabnehmer. Die notwendige Kompressionsleistung wird über ionische Verdichter realisiert.

Für die aktuell hohen Wasserstoffgestehungskosten im Quartier von 5 bis 7 €/kg_{H₂} (ca. 20 ct/kWh_{Gas}) sind im Wesentlichen von den hohen Strombezugskosten von 12 ct/kWh_{el} abhängig (vgl. Fuhs 2020). Ein Großteil des Stroms für die Elektrolyse muss, zum Teil durch gesetzliche Regelungen forciert, aus dem Netz entnommen werden. Zusätzlich sind die Investitionskosten von 1.850 bis 2.000 €/kW_{el} für die alkalische Elektrolyse noch zu hoch und sollten für bessere Wirtschaftlichkeit unter 1.000 €/kW_{el} sinken (vgl. Fisch et al. 2020). Durch das Fehlen einer entsprechenden Einspeisevergütung für Wasserstoff ist der Absatz von Wasserstoff über das Erdgasnetz nicht lohnend. Nach Schenuit et al. (2016) schwankt der Preis für Wasserstoff zwischen 1 und 2 €/kg (ca. 3 bis 6 ct/kWh_{Gas}). Nach Fisch muss eine Nutzung von Wasserstoff in Quartieren zukünftig über eine großskalige Wasserstoffproduktion außerhalb

der Stadt mit grünem Strom über PV- und Windenergieanlagen laufen. Die Abwärme wird dann über das Nahwärmenetz der Stadt und Großwärmepumpen für die einzelnen Quartiere genutzt (vgl. Fuhs 2020).

Insgesamt ist durch die breite Nutzungsmöglichkeit von Wasserstoff in Wohnquartieren eine hohe Diversität in der Ausgestaltung von Energieversorgungskonzepten als aktueller Stand der Technik festzuhalten. Abhängig von der Struktur des Quartiers sowie lokalen Begebenheiten bezüglich Infrastruktur und Nutzungsinteressen gibt es eine Vielzahl an Energiekonzepten mit Berücksichtigung von Wasserstoff.

Der Nutzungsanteil von Wasserstoff für die direkte Energieversorgung ist in Wohnquartieren mit weniger Wohneinheiten deutlich größer. Im Rahmen von Leuchtturmprojekten für einzelne Häuser werden Energiekonzepte bedarfsgerecht dimensioniert und bei hohen Anlagennutzungs- und Autarkiegraden betrieben. Deutlich ist auch der momentane Trend des Wasserstoffexports zu erkennen, wobei vermehrt Quartierskonzepte mit hoher Wasserstoffproduktionskapazität, Anschlusspunkte für weitere Nutzungspfade in der Industrie oder dem Mobilitätssektor berücksichtigen. Probleme sind aktuell die unsicheren Absatzmöglichkeiten aber auch fehlende Infrastrukturen bezüglich des Gasnetzes oder Wasserstoffabfüllstationen. Aus wirtschaftlicher Sicht gibt es Unsicherheiten bezüglich der Einspeisevergütung für Wasserstoff, sowie die rechtlich uneingeschränkte Nutzung von im Quartier erzeugtem PV-Strom. Der Anschluss an ein H₂-Netz ist prinzipiell möglich, jedoch stark abhängig von der individuellen Gasnetz-Infrastruktur der Region.

Die in Kapitel 2.4 durchgeführte Eingrenzung auf eine Auswahl von regenerativen, markterschlossenen Anlagen für die theoretische Integration in Quartierskonzepten ist mit den real eingesetzten Technologien vergleichbar, wobei Einsatz und Dimensionierung je nach Ausgestaltung der Energiesysteme variieren. In der nachfolgenden Konzeptionierung eines eigenen wasserstoffbasierten Energiesystems steht die Energieversorgungsaufgabe eines vorher definierten Wohnquartiers im Vordergrund und etwaige externe Nutzungspfade bzw. Exporte werden nicht betrachtet.

4 Konzeptionierung und Modellierung eines wasserstoffbasierten und konventionellen Energiesystems

Im Rahmen dieser Arbeit steht die Implementierung und Integration eines Wasserstoffspeichers in ein funktionsfähiges wasserstoffversorgtes Energiesystem für die Versorgung eines Wohnquartiers im Vordergrund. Als Orientierung für die Entwicklung eines beispielhaften Energiesystems für eine wasserstoffbasierte Versorgung eines Wohnquartiers dient das Konzept der *Vonovia SE*, die mit der *Energiezentrale der Zukunft* in Bochum-Weitmar Energieerzeugungs- und –verteileranlagen berücksichtigt. (vgl. Vonovia SE 10.12.2020)

Das entwickelte Energiesystem soll vor dem Hintergrund einer grundsätzlichen Funktionalität im Zuge einer Betriebsoptimierung hinsichtlich einer vorher festgelegten Zielfunktion und Key-Performance-Indikatoren (KPI) mit einem gleichwertig dimensionierten, konventionellen Referenzenergiesystem ohne Wasserstoffintegration für die Versorgung eines Wohnquartiers verglichen werden.

4.1 Entwicklung der Energiesysteme

In der Auswahl, Dimensionierung sowie Verschaltung der einzelnen Komponenten zu einem funktionsfähigen wasserstoffbasierten Energiesystem werden weitestgehend die mit der *Energiezentrale der Zukunft* getroffenen Annahmen und Entscheidungen berücksichtigt und zum größten Teil auf das zusätzlich betrachtete, konventionelle Referenzenergiesystem übertragen. Die Technologien bzw. Betriebsparameter der eingesetzten Anlagen der beiden Energieversorgungskonzepte können Tabelle 4.1 entnommen werden. Weiterhin wird zur Substitution der Wasserstoffnutzungstechnologien für das Referenzenergiesystem im Rahmen dieser Arbeit auf ähnlich dimensionierte Komponenten zurückgegriffen (siehe Tabelle 4.1).

Tabelle 4.1 Übersicht und Auswahl der Anlagentechnik der betrachteten Energiesysteme

Eingesetzte Technologie	Wasserstoffbasiertes Energiesystem	Abgeleitetes Referenzenergiesystem
PV-Anlage	PV-Modul $P_{el,PV-Modul} = 32,16 \text{ kW}_p$	
BZ-/Erdgas-BHKW	Brennstoffzellen-BHKW ⁴ $P_{el,BZ} = 5,1 \text{ bis } 35,5 \text{ kW}_{el}$ $\eta_{el,BZ} = 30 \text{ bis } 45 \text{ \% (angenommen)}$	Erdgas-BHKW ¹ $P_{el,BHKW} = 10 \text{ bis } 20 \text{ kW}_{el}$ $\eta_{el,BHKW} = 32,2 \text{ \% (100 \% Last)}$

	$P_{th,BZ} = 5,95 \text{ bis } 42 \text{ kW}_{th}$ $\eta_{th,BZ} = 50 \text{ bis } 65 \text{ \% (angenommen)}$	$P_{th,BHKW} = 19,5 \text{ bis } 39 \text{ kW}_{th}$ $\eta_{th,BHKW} = 62,7 \text{ \% (100 \% Last)}$
Wasserstoffherzeugung	AEL-Elektrolyseur (20 Module) ⁵ $P_{el,Ely,nom} = 48 \text{ kW}_{el} \text{ (35 bar)}$ $P_{H_2,Ely,nom} = 10 \text{ Nm}^3/\text{h}$ $c_{Ely} = 4,8 \text{ kWh}_{el}/\text{Nm}^3$	
Wasserstoffspeicher	Siehe Kapitel 4.3.1	
Kompressor	Siehe Kapitel 4.3.2	
Wärmepumpe	Sole/Wasser-Wärmepumpe ² $P_{el,WP} = 12,8 \text{ kW}_{el} \text{ (COP = 4,4)}$ $P_{th,WP} = 56,1 \text{ kW}_{th}$	
Kessel	Gas-Brennwertkessel ³ $P_{th,K} = 48 \text{ bis } 240 \text{ kW}_{th}$	

¹(Viessmann 2019a), ²(Viessmann 2019b), ³(Viessmann 2019c), ⁴(Proton Motor Fuel Cell GmbH 2019), ⁵(Enapter 2020)

Für das lastabhängige BZ-BHKW werden beispielhafte Wirkungsgradbereiche für die Umwandlung des Wasserstoffs angenommen. Das Erdgas-BHKW wird hingegen mit dem Anspruch für einen Referenzbetrieb mit konstantem Wirkungsgrad bei 100 % Last betrachtet.

In den folgenden Kapiteln 4.1.1 bis 4.1.3 wird die Verschaltung und Funktionsweise der einzelnen Technologien im Kontext des wasserstoffbasierten Energieversorgungssystems und des konventionellen, abgeleiteten Referenzenergiesystems beschrieben. Weiterhin wird auf das Vorgehen in der Berechnung der bedarfsseitigen Lastgänge sowie des Stromangebots aus Photovoltaik für das betrachtete Wohnquartier eingegangen.

4.1.1 Wasserstoffbasiertes Energiesystem

Im Folgenden wird die genaue Struktur des wasserstoffbasierten Energiesystems dargestellt und erläutert.

Während in der *Energiezentrale der Zukunft* zusätzliche Energiespeicher für Strom und Wärme geplant sind, wird im Zuge dieser Arbeit vornehmlich die Speicherung von nicht genutzter PV-Energie mittels Umwandlung in Wasserstoff untersucht. Dementsprechend beschränken sich die Speichermöglichkeiten des entwickelten Energiesystems auf die Wasserstofftechnologien

(siehe Tabelle 4.1), wobei die für die Ausspeicherung von Wasserstoff notwendige Expander-Komponente sowie eine entsprechende Wärmebereitstellung vereinfacht ausgelassen werden. Die in dieser Arbeit getroffene Auswahl eines Druckspeichertanks sowie eines vorgeschalteten Kompressors beruht auf der in Kapitel 2.4 angestellten Einordnung und Bewertung von Technologien hinsichtlich eines Einsatzes in einem Energieversorgungssystem für ein Wohnquartier.

In der *Energiezentrale der Zukunft* ist ebenfalls ein Wasserstoffdrucktank vorgesehen, der jedoch in der Konzeptionierung des Energiesystems durch eine eigen dimensionierte Speicherlösung ersetzt wird. Die Grundüberlegung ist, die fehlende Energiekapazität eines Stromspeichers durch ein größeres Volumen an produziertem Wasserstoff zu kompensieren.

Neben der in Kapitel 4.3 und 4.4 vorgestellten Entwicklung und Modellierung der Komponenten eines Wasserstoffkompressors und eines Wasserstoffdruckspeichers, wird für die zusätzlich verwendeten Komponenten auf bereits bestehende Modelle des Fraunhofer-Instituts UM-SICHT zurückgegriffen. Die Parametrisierung wird entsprechend der Leistungs- und Betriebsparameter der verbauten Anlagen in der *Energiezentrale der Zukunft* (siehe Tabelle 4.1) vorgenommen bzw. für die neu implementierten Komponenten hergeleitet. Die Verschaltung der verwendeten Komponenten zu einem Energieversorgungssystem ist in Abbildung 4.1 dargestellt.

Die in Abbildung 4.1 verwendeten Begrifflichkeiten der Klassenzugehörigkeit im Rahmen einer Optimierung mit dem *Open Energy System Modeling Framework (oemof)* werden in Kapitel 4.2.1 näher erläutert.

Gemäß Abbildung 4.1 werden die Strom- und Wärmebedarfe (TWW- und Heizbedarf) des Quartiers sowohl durch konventionelle Energieumwandlungstechnologien als auch durch regenerative Wasserstofferzeugung und -rückumwandlung gedeckt. Ein Großteil des Strombedarfs soll über den im Energiesystem erzeugten PV-Strom und die zeitversetzte Rückverstromung des gespeicherten Wasserstoffs aus PV-Stromüberschüssen gedeckt werden. Ein Teil des Wärmebedarfs kann sowohl durch das BZ-BHKW als auch die Wärmeleistung einer Wärmepumpe bereitgestellt werden. Den Leistungsspitzen aus TWW und Heizbedarf wird innerhalb des wasserstoffbasierten Energiesystems mit einem erdgasbetriebenen Spitzenlastkessel begegnet.

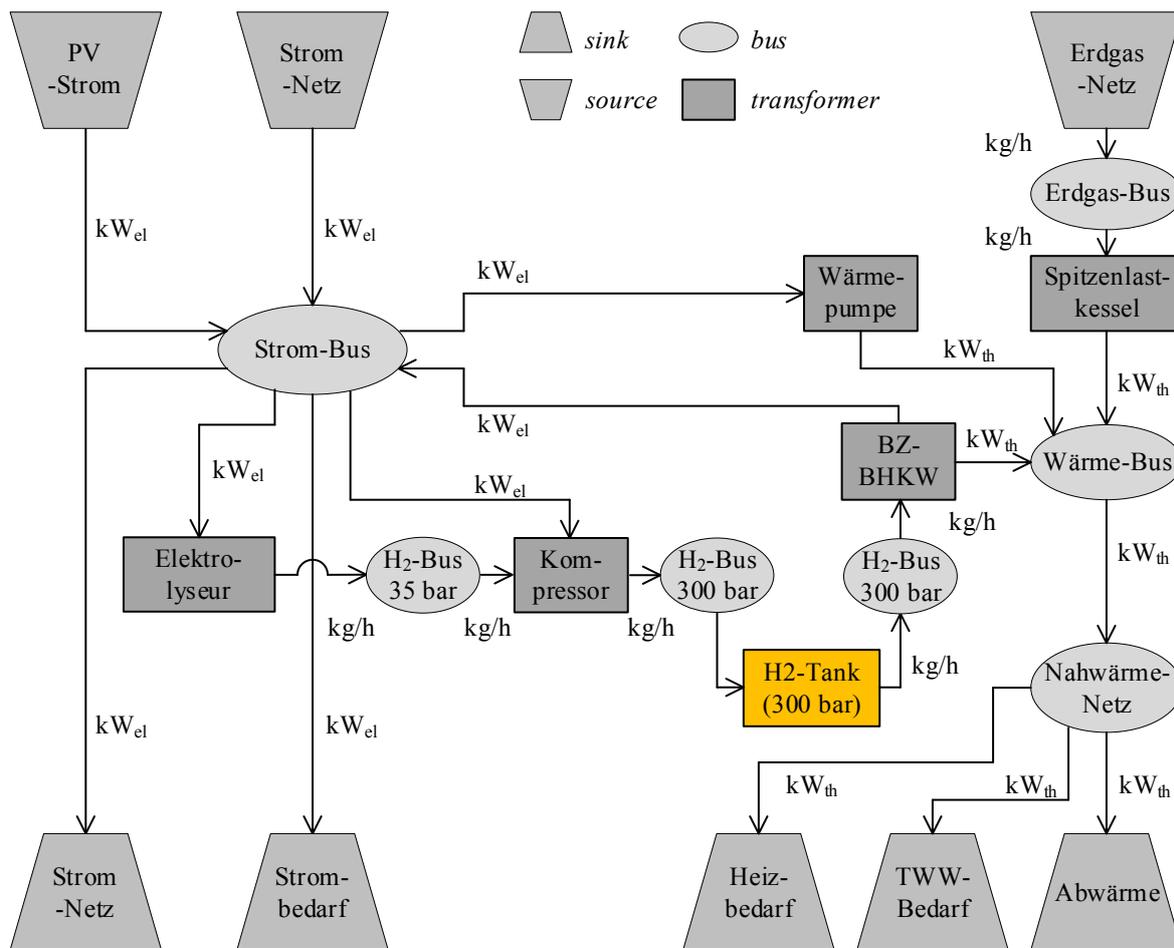


Abbildung 4.1 Darstellung des Blockschaltdiagramms für die Verschaltung der Komponenten für das wasserstoffbasierte Energiesystem.

Die Komponente des Nahwärme-Netzes bilden dabei lediglich auftretende Wärmeverluste in der Wärmebereitstellung durch ein Rohrsystem ab und berücksichtigt keine Wärmespeichereigenschaften bzw. Trägheiten. Der Wärmeverlustanteil wird gemäß Leitfadens für Nahwärmeversorgung (vgl. Dötsch et al. 1998) mit 5 % für die Wärmebereitstellung von Mehrfamilienhäusern festgelegt. Ein Teil des Strombedarfs des Quartiers kann über Photovoltaik gedeckt werden, wobei fehlende Leistung aus dem Stromnetz bezogen oder überschüssig produzierter Strom ins Netz eingespeist werden kann.

4.1.2 Konventionelles Referenzenergiesystem

Die Struktur des konventionell betriebenen Referenzenergiesystems wird auf Grundlage des wasserstoffbasierten Energiesystems entwickelt. Dabei sind sowohl die generierten Bedarfslastgänge und PV-Leistungen (siehe Kapitel 4.1.3) als auch die Komponenten der Wärmepumpe und des Spitzlastkessels identisch mit denen des wasserstoffbasierten Energiesystems

(siehe Tabelle 4.1). Ein beispielhaftes, konventionelles Erdgas-BHKW, welches das BZ-BHKW ersetzt, wurde anhand von vergleichbaren Leistungsbereichen ausgewählt und in die Modellierung integriert.

Das Energieversorgungskonzept des Referenzenergiesystems integriert keine Energiespeicher, um die Charakteristiken eines Wasserstoffspeicher-Systems im Zuge einer vergleichenden Auswertung besser hervorzuheben. In Abbildung 4.2 ist die Struktur des Energiesystems in Form eines Blockschaltdiagramms dargestellt.

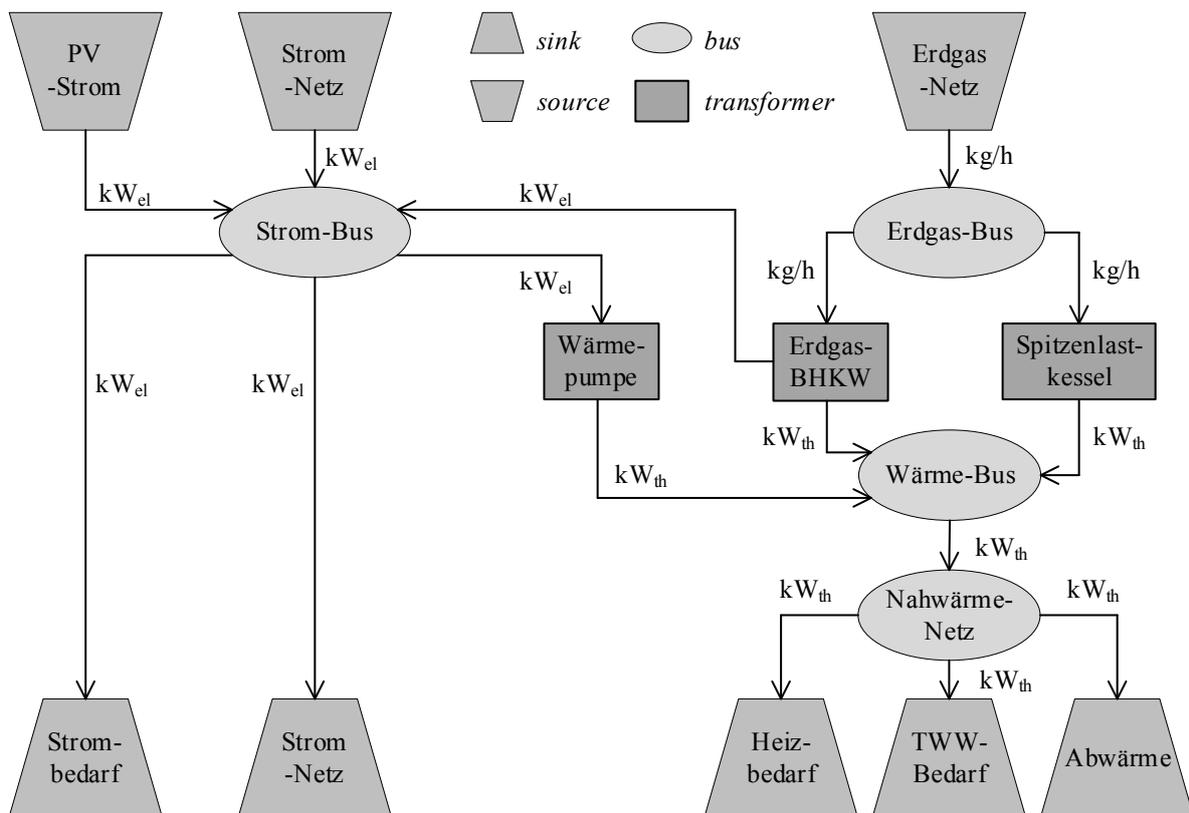


Abbildung 4.2 Darstellung des Blockschaltdiagramms für die Verschaltung der Komponenten für das konventionelle Referenzenergiesystem.

Die in Abbildung 4.2 abgebildete Struktur des Referenzenergiesystems folgt im Wesentlichen der Funktionalität des wasserstoffbasierten Energiesystems hinsichtlich der Bereitstellung von Strom und Wärme zur Deckung der entsprechenden Bedarfe. Der grundsätzliche Unterschied liegt in der fehlenden Speicherung des überschüssigen PV-Stroms und der konventionellen Versorgung des BHKW mit Erdgas.

4.1.3 Generierung von angebots- und bedarfsseitigen Lastgängen

Der in dieser Arbeit durchgeführten Optimierung des Referenzenergiesystems und des wasserstoffbasierten Energiesystems (siehe oben) liegen die bedarfsseitigen Lastgänge für Strom und Wärme (Heizwärme und TWW) des betrachteten Bestandsquartiers zugrunde. Für die Berechnung von angebotsseitigen PV-Strom-Leistungen können tagesgetreue Strahlungsdaten eines Testreferenzjahres (TRY) herangezogen werden.

Erzeugung von synthetischen Lastgängen

Die synthetischen Lastgänge für den Strom- und Wärmebedarf (Heiz- und TWW) des Wohnquartiers werden nach VDI 4655:2008-05 erzeugt. Dabei werden die zur Berechnung der Lastgänge notwendigen Jahresenergiebedarfe der einzelnen Mehrfamilienhäuser (MFH) unterschiedlich ermittelt. Der Heiz- und Trinkwarmwasserbedarf kann aus realen Energieverbräuchen (2018) für die 13 MFH des in der *Energiezentrale der Zukunft* betrachteten Quartiers direkt gewonnen werden, während der Jahresstrombedarf nach VDI 4655:2008-05 mit $3000 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{WE}$ angenommen wird.

Der in dieser Arbeit verwendete Lastganggenerator des Fraunhofer-Instituts UMSICHT für die Generierung der Lastgänge eines einzelnen MFH verwendet die oben beschriebenen Jahresenergiebedarfe, die Klimadatensätze für die Lufttemperatur und den Bewölkungsgrad sowie die Anzahl der Wohneinheiten (WE) jedes MFH. Dabei können viertelstündige Zeitreihen der Lastgänge für ein Jahr erzeugt werden, die der in Kapitel 4.2.2 definierten Menge an Zeitschritten entsprechen. Die Lastgänge des gesamten Quartiers können dann durch Addition der erzeugten Lastgänge für die einzelnen MFH generiert werden.

Die in dieser Arbeit verwendete Modell-Komponente eines PV-Moduls benötigt zur Berechnung von Leistungszeitreihen neben den stündlich generierten Strahlungsdaten eines TRY eine Angabe der Modulfläche. Diese kann aus der gegebenen Modulleistung (siehe Tabelle 4.1) und einer für kommerzielle Module auf den Quadratmeter bezogenen Nennleistung von $175 \text{ W}_p/\text{m}^2$ nach Wirth (2020) berechnet werden. Zur Erzeugung von entsprechenden viertelstündlichen Leistungszeitreihen für ein Jahr werden die fehlenden Werte linear interpoliert.

Klimadaten eines Testreferenzjahres

Die in der Erzeugung der bedarfsseitigen Lastgänge benötigten Werte für die Lufttemperatur und den Bewölkungsgrad für den Standort Bochum-Weitmar wurden aus Klimadatensätzen ei-

nes Testreferenzjahres (TRY) des Deutschen Wetterdienstes (DWD) entnommen. Die Grundlage der Berechnung des Stromangebots aus Photovoltaik bilden Sonnenstrahlungsdaten, die ebenfalls aus dem TRY-Datensatz des DWD stammen.

Die Datengrundlage für die Berechnung eines TRY für einen spezifischen Standort bilden die räumlich interpolierten Klimadaten des Zeitraums 1995 bis 2012. In der Ermittlung eines TRY werden die Datenzeitreihen (Stundenwerte) des gesamten Zeitraums segmentiert und zu einer neuen Zeitreihe rekombiniert. Die Auswahl der Segmente orientiert sich dabei an der bestmöglichen Reproduktion des mittleren Jahresgangs sowie der Varianz bzw. Streuung der Daten der Lufttemperatur und der Globalstrahlung. Die auf 10 bis 30 Tage beschränkten, ermittelten Witterungsabschnitte werden tagesgetreu in die Datenzeitreihe des TRY eingefügt. (vgl. DWD 2017)

4.2 Grundlagen der Modellierung und Optimierung

In diesem Kapitel wird kurz auf die Begrifflichkeiten der verwendeten Tools und Frameworks zur Modellierung und betriebsgerechten Optimierung der Energiesysteme eingegangen.

4.2.1 Open Energy System Modeling Framework

Die Implementierung von einzelnen Technologie-Komponenten und deren Verschaltung zu einem Energiesystem wird über das *Open Energy System Modeling Framework (oemof)* realisiert. *Oemof* besteht aus unterschiedlichen Bibliotheken, die genutzt werden können, um eine Anwendung für ein Energiesystem zu entwerfen. Für die letztendliche Optimierung wird das *oemof*-Packet *solph* verwendet, welches wiederum auf der Optimierungssprache *pyomo* basiert. Dabei wird mit *oemof-solph* ein definiertes Energiesystem in ein lineares Optimierungsproblem in *pyomo* überführt und anhand einer festgelegten Zielfunktion gelöst. (vgl. Nagel 2019)

Oemof-solph besitzt weiterhin wichtige Klassen, die für die Modellierung des Energiesystems entscheidend sind: *bus*, *transformer*, *sink*, *storage* und *source*. Die Objekte der Klasse *bus* kontrollieren die Zu- und Abflüsse von Energie (*flows*) bzw. weisen diese den anderen Objekten zu. Die *transformer*-Objekte wandeln Energieformen und berücksichtigen dabei Verluste, Wirkungsgrade und Konversions-Faktoren der jeweiligen Komponenten. Die *storage*-Objekte können mit jedem Zeitschritt Energie ein- oder speichern, während *source*- und *sink*-Objekte nur unidirektional Energie erzeugen bzw. verbrauchen. Die Energie-Inputs und –Outputs der

Modelle bestimmen die Energieflüsse der Modellkomponenten bzw. des Optimierungsmodells und werden über die Klasse *flows* abgebildet. Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Modelle für einen Wasserstoffdruckspeicher und einen Wasserstoffkompressor erzeugen Objekte der Klassen *storage* und *transformer*. (vgl. Röder et al. 2020)

Insgesamt werden die Modellkomponenten der Energiesysteme für einen wasserstoffbasierten und für einen konventionellen Betrieb auf Grundlage der oben beschriebenen Konventionen verschaltet (siehe Abbildung 4.1 und Abbildung 4.2) und zwei Optimierungsmodelle erzeugt.

4.2.2 Zielfunktion und Definition der zulässigen Menge der Optimierung

Die beiden mathematischen Optimierungsprobleme werden innerhalb einer vorher definierten *zulässigen Menge* \mathcal{M}_T aus der festgelegten Reihe an Zeitschritten hinsichtlich der Zielfunktion gelöst.

Die in der Optimierung verwendeten Eingangsparameter der Lastgänge für Strom und Wärme bzw. des generierten PV-Stroms sind auf Basis von Wetterdaten für ein TRY erzeugt (siehe Kapitel 4.1.3) und geben keine jahresgetreue Definition eines Zeitraums vor. Für die Optimierung wird ein beispielhafter Zeitraum vom 1. April 2018 bis zum 31. März 2019 betrachtet, da ab April mit einer beginnenden Beladung des im Winter geleerten Speichers zu rechnen ist.

Mit einer für die Simulation der Optimierungsmodelle ausreichend genauen Auflösung des Zeitraums in Viertel-Stunden-Schritte, ergibt sich eine *zulässige Menge* von $\mathcal{M}_T = 35040$ innerhalb derer die Entscheidungsvariablen der Modellkomponenten unter Berücksichtigung der Zielfunktion ihren optimalen Wert annehmen. Die Werte der Entscheidungsvariablen werden durch die in den Modellen festgelegten und definierten Nebenbedingungen auf eine begrenzte Menge an positiven Werten begrenzt (siehe Kapitel 4.4).

Der Betrieb der Energiesysteme wird hinsichtlich der Zielfunktion in Gleichung (3) für einen möglichst hohen Eigenverbrauchsanteil der im Quartier erzeugten PV-Leistung bzw. einer möglichst hohen Unabhängigkeit (Autarkie) von Strom- und Gasnetz optimiert.

$$\min \sum_{t \in \mathcal{M}_T} \tau \cdot [(P_{\text{source,el}} + P_{\text{source,gas}} + P_{\text{sink,el}} + P_{\text{sink,W\ddot{a}}\text{rme}}) \cdot c_{\text{Straf}}] \quad (3)$$

Damit steht der optimierte Betrieb eines Wasserstoffspeichers mit vornehmlich eigen erzeugter Energie im Fokus der Untersuchung. Die in Gleichung (3) definierten *flows* $P_{\text{source,el}}$, $P_{\text{source,gas}}$,

$P_{\text{sink,el}}$ und $P_{\text{Sink,Wärme}}$ repräsentieren die bezogenen und nicht genutzten Leistungen. In der Zielfunktion rechnet *Oemof* die relevanten *flows* auf Energieflüsse mit dem Zeitinkrement τ aus zwei diskreten Zeitschritten zurück.

Durch die Belegung der *flows* mit den konstanten Strafkosten c_{Straf} für den Bezug oder die Abgabe von Energie, werden die Entscheidungsvariablen aller Komponenten für alle Zeitschritte $t \in \mathcal{M}_T$ hinsichtlich eines hohen Autarkiegrads berechnet.

Für die Lösung des linearen Optimierungsproblems im Rahmen dieser Arbeit verwendet *Oemof-solph* den Solver *Cplex* mit einer eingestellten MIP-Gap-Genauigkeit von 0.1 %.

4.3 Entwicklung und Parametrisierung der Wasserstoff-Komponenten

Nachfolgend werden die Eigenschaften und ein abgeleitetes Betriebsverhalten der in dieser Arbeit entwickelten Komponenten des Wasserstoffspeichers und des Wasserstoffkompressors näher beschrieben und die relevanten Parameter für den Einsatz in einem wasserstoffbasierten Energiesystem festgelegt.

4.3.1 Wasserstoffspeicher

Mit der in Kapitel 2.4 durchgeführten Bewertung und Einordnung für die Nutzung von Wasserstoffspeichern im Kontext eines Wohnquartiers, sowie der Berücksichtigung in der *Energiezentrale der Zukunft*, fällt die Wahl der Speicherkomponente auf den Wasserstoffdrucktank.

In diesem Kapitel werden die Betriebsparameter des Druckspeichers auf Grundlage schon etablierter Speichersysteme in der Industrie sowie eingesetzter Komponenten in anderen Projekten der Quartiersenergieversorgung (siehe Kapitel 3) festgelegt und eine Annahme für das benötigte Speichervolumen getroffen. Über die schon beschriebenen Quartiersprojekte hinaus werden Informationen eines weiteren Konzepts für eine Gebäudeenergieversorgung der Bergwelt Kandel (2020) genutzt.

Auswahl von Betriebsparametern

Für den Einsatz in der stationären Wasserstoffspeicherung in einem Wohnquartier gibt es aktuell die Anwendungsbeispiele des Mehrfamilienhaus der Umwelt AG und des Nilsson-House.

Erstes setzt zwei große Wasserstofftanks mit 48 und 72 m³ Volumen auf Elektrolyseurdruckniveau (max. 30 bar) ohne weiter Verdichtung ein. Zweites speichert nach Verdichtung auf 300 bar in einem Modul aus Hochdruckfalschen mit insgesamt 12 m³ Volumen Fassungsvermögen. Das Energiekonzept der Bergwelt Kandel (2020) integriert 11 Druckflaschen mit einem Speichervolumen von je 50 L (0,05 m³) bei 200 bar Speicherdruck.

In stationären Modulen werden im Allgemeinen Drucktanks des Typs I bei Drücken von 150 bis 300 bar betrieben (vgl. Barthélémy 2013). Der volumetrischen Energiedichte sowie dem spezifischen Speichergewicht wird in der Auslegung von stationären Speichern eine eher untergeordnete Relevanz zugeschrieben.

In der Speicherdimensionierung für das in dieser Arbeit entwickelte wasserstoffbasierte Energiesystem werden die Parameter der Druckzylinder mit $p_{DS}^{max} = 300$ bar und $T_{DS}^{Speicher} = 293,15$ K angenommen. Der minimale Speicherdruck p_{DS}^{min} wird vereinfacht mit dem herrschenden Umgebungsdruck von 1 bar beschrieben. Das Volumen eines Drucktanks bei gegebenem Druck- und Temperaturniveau, kann mit der Menge des produzierten Wasserstoffs und der vorher definierten Dauer einer möglichen Energiespeicherung bzw. –bereitstellung bestimmt werden (siehe unten). Im Rahmen der Optimierung des wasserstoffbasierten Energiesystems wird für den anfänglichen Speicherstand SOC_{DS}^0 (eng.: state of charge) ein Wert von 1 % angenommen.

Annahme des benötigten Speichervolumens

Grundlage der Speicherdimensionierung bilden die im Vorfeld generierten elektrischen Lastgänge für das betrachtete Quartier sowie die aus Strahlungsdaten berechneten PV-Leistungen für ein TRY (siehe Kapitel 4.1.3). Aus der Differenz der Zeitreihe des überschüssigen PV-Stroms und der zusätzlich benötigten elektrischen Leistung zur Deckung des Bedarfs an elektrischer Leistung kann dann die Ein- und Ausspeicherleistung eines Speichers für den entsprechenden Zeitraum bestimmt werden. Die Annahme ist strombedarfsbasiert und vernachlässigt die durch Wasserstoffumsetzung in einem BZ-BHKW bereitgestellte Wärmeenergie die einen parallel anfallenden Wärmebedarf deckt.

Für die überschlägige Berechnung des speicherbaren Normvolumens an Wasserstoff aus der oben beschriebenen eingespeicherten elektrischen Energie wird die nominale Leistungsaufnahme (bezogen auf eine Stunde) des eingesetzten Elektrolyseurs (siehe Tabelle 4.1) von 4,8 kWh_{el}/Nm³ herangezogen. Für die Berechnung des benötigten Wasserstoffs aus der Ausspeicherleistung wird vereinfacht der Faktor von 1,5 kWh_{el}/Nm³ betrachtet, da der Heizwert

von $2,995 \text{ kWh/Nm}^3$ ein Maß für die gesamte Reaktionsenthalpie ist und die bei der elektrochemischen Umsetzung in einer Brennstoffzelle produzierte Wärme berücksichtigt. Zusätzlich wird angenommen, dass im Jahresdurchschnitt $2/3$ der benötigten elektrischen Leistung durch das BHKW und damit einer entsprechenden Energie des Wasserstoffs gedeckt werden können.

Mit einer Dichte von $0,0899 \text{ kg/Nm}^3$ (vgl. Bell et al. 2014) kann die Masse an produzierten bzw. benötigten Wasserstoff bestimmt werden und über das ideale Gasgesetz mit $T_{\text{DS}}^{\text{Speicher}} = 293,15 \text{ K}$ und $p_{\text{DS}}^{\text{max}} = 300 \text{ bar}$ in ein entsprechendes Volumen bei einem maximalen Speicherdruck umgerechnet werden.

Wasserstoffspeicher werden überwiegend als Langzeitspeicher ausgelegt, da die insgesamt niedrigen Wirkungsgrade (ca. 40 %) in der Umwandlung mit vergleichsweise geringen spezifischen Kosten der Speicherkapazität ausgeglichen werden können (vgl. ISEA 2012). Im Folgenden wird von einem saisonalen Speicher für Wasserstoff ausgegangen und das Volumen dementsprechend dimensioniert. In Abbildung 4.3 sind die monatlichen Bilanzen der benötigten und eingespeicherten Volumina an gespeichertem Wasserstoff als Balken dargestellt.

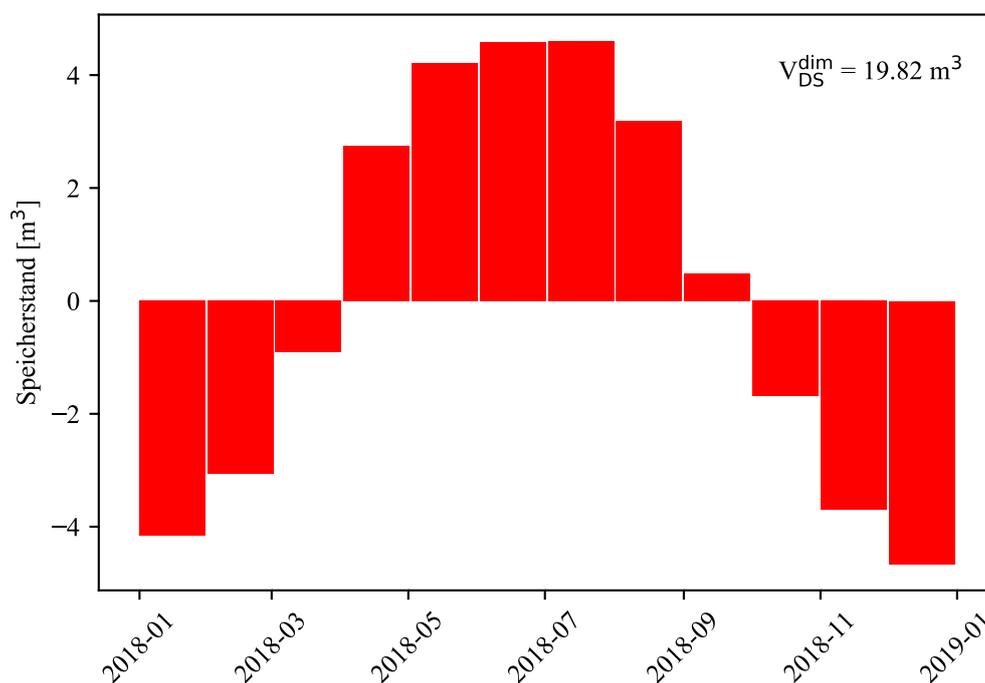


Abbildung 4.3 Betrachtung des monatlich anfallenden bzw. benötigten Volumens an Wasserstoff aus den jeweiligen Stromüberschüssen bzw. -defiziten.

Zu erkennen ist der in den Monaten von April bis September vorhandene Überschuss an Wasserstoff aus produziertem PV-Strom gegenüber der benötigten elektrischen Energie aus einer

Rückumwandlung von Wasserstoff. Aufgrund des saisonal bedingt geringen Heizbedarfs, welcher nicht in die Abschätzung integriert wurde, werden für die Dimensionierung des gesamten Speichervolumens die Monate mit einer positiven Bilanz herangezogen. Aus der Summe der betrachteten Volumenbilanzen kann dann für V_{DS}^{dim} ein Wert von $19,82 \text{ m}^3$ bei oben genannten Speicherbedingungen angenommen werden.

4.3.2 Wasserstoffkompressor

Mit der Speicherung von Wasserstoff in Drucktanks ist die Integration einer Verdichter-Technologie notwendig, welche im Folgenden für das betrachtete wasserstoffbasierte System ausgewählt und hinsichtlich des Verdichtungsverhaltens beschrieben wird.

Auswahl der Verdichtertechnologie und der Betriebsparameter

In der Verdichtung von Wasserstoff für stationären Speicheranwendungen sowie mobile Drucktanks ist der oszillierende, ölfreie Kolbenverdichter auf dem Markt etabliert. Je nach Anwendung werden auch andere mechanische Verdichter eingesetzt (siehe Kapitel 2.2.1).

Aufgrund mehrere Vorteile gegenüber vergleichbarer mechanischer Verdichter werden thermisch angetriebene Metall-Hydrid Kompressoren, aus der Kategorie der nicht-mechanischen Verdichter, häufig diskutiert. Die Kompressoren haben deutlich reduzierte Kapitalkosten, stark reduzierte, elektrische Antriebsleistungen und deutliche Gewichts- und Größenvorteile gegenüber anderen Speichersystemen. Der aktuell noch geringe Wirkungsgrad von unter 25 %, verursacht durch den hohen Bedarf an thermischer Energie, hindert die Technologie an einer breiten Markterschließung. Aufgrund des hohen spezifischen Energieverbrauchs und die damit verbundenen thermischen Verluste im Verdichtungsprozess wird das mögliche Anwendungsfeld auf Prozesse mit Zugang zu industrieller Abwärme beschränkt. (vgl. Sdanghi et al. 2019)

Das Nilsson-House als Beispiel für ein autarkes, wasserstoffbasiertes Energiesystem zur Hausenergieversorgung, integriert einen Metall-Hydrid-Verdichter (vgl. Hystorsys AS 2018), welcher den produzierten Wasserstoff mit der Abwärme des Elektrolyseurs auf 300 bar verdichtet. In dem beispielhaften Energiekonzept der Bergwelt Kandel (2020) werden bezüglich der Speicherung von Wasserstoff bei 200 bar in einem Druckflaschenbündel mechanische Membranverdichter und pneumatisch angetriebene Kolbenverdichter diskutiert.

Gerade für Speicheranwendungen mit große Druckverhältnisse ($r > 8$) werden zweistufige Kolbenkompressoren aufgrund ihrer hohen Entladedrücke und der Flexibilität in Größe und Kapazität bevorzugt eingesetzt (vgl. Sdanghi et al. 2019). Beispielsweise kann ein zweistufiger Kolbenkompressor mit Zwischenkühlung den Wasserstoff bei 20 bis 40 bar Saugdruck mit entsprechenden 8,2 bis 16 Nm³/h auf 200 bar mit einer Motorleistung von 2,3 kW_{el} verdichten (vgl. Hydro-Pac, Inc. 2011).

In der weiteren Entwicklung und Modellierung einer Verdichter-Komponente wird ein oszillierender Kolbenverdichter mit einem Austrittsdruck von $p_{\text{Komp}}^{\text{aus}} = 300$ bar entsprechend des maximalen Druckniveaus des Speichers (vgl. Kapitel 4.3.1) und einem Saugdruck von $p_{\text{Komp}}^{\text{saug}} = 35$ bar entsprechend des maximalen Betriebsdruck des Elektrolyseurs (siehe Tabelle 4.1) angenommen. Die Nennleistung $P_{\text{Komp}}^{\text{Nenn}}$ des Antriebmotors wurde unter Einhaltung einer entsprechenden Größenordnung auf 2 kW_{el} beschränkt, während die minimale elektrische Leistung $P_{\text{Komp}}^{\text{min}}$ vereinfacht mit dem minimal lieferbaren Massenstrom an Wasserstoff (von Seiten der Elektrolyse) auf 60 W_{el} abgeschätzt wird.

Gemäß der (DIN EN 60034-30-1:2014-12) kann der Wirkungsgrad von Elektromotoren bei Nennleistung in vier Effizienzklassen (IE1 bis IE4) unterteilt werden und abhängig von der Nennleistung berechnet werden. Der Berechnung liegen die nach Norm erhobenen Messdaten an 4-poligen Elektromotoren zugrunde. Bei einer angenommenen Nennleistung $P_{\text{Komp}}^{\text{Nenn}}$ von 2 kW_{el} kann der elektrische Wirkungsgrad bei einer Effizienzkategorie von IE3 zu $\eta_{\text{Komp}}^{\text{el}} = 86,33$ % bestimmt werden.

Annahmen in der Bestimmung des Verdichtungsverhaltens

Bei Axial- und Radialverdichtern basiert das Kompressionsverhalten auf dem polytropen Wirkungsgrad und ist, nach Smith (2005), von einem kontinuierlich zugeführten Volumenstrom abhängig. Nach Smith (2005) und Rothuizen et al. (2013) werden Kolbenkompressoren bzw. Verdrängungsmaschinen dagegen auf Grundlage einer isentropen, adiabaten Kompression zusammen mit dem isentropen Wirkungsgrad ausgelegt. Unter Berücksichtigung des Maschinen-
designs und des Druckverhältnisses r kann der isentrope Wirkungsgrad η_{isen} mit

$$\eta_{\text{isen}} = 0,1091 \cdot \ln(r)^3 - 0,5247 \cdot \ln(r)^2 + 0,8577 \cdot \ln(r) + 0,3727 \quad (4)$$

abgeschätzt werden. Um die Realität einer diabaten und nicht idealen Kompression möglichst genau abbilden zu können, kann eine polytrope Kompression mit dem isentropen Verhalten angenähert werden. Mit Gleichung (5) für den Polytropenexponenten

$$n_{\text{poly}} = \frac{\ln(r)}{\ln\left(\frac{\eta_{\text{isen}} \cdot r}{\eta_{\text{isen}} - 1 + r^{(\kappa-1/\kappa)}}\right)}, \quad (5)$$

kann das Kompressionsverhalten eines beispielhaften Kolbenkompressors abhängig von Maschinendesign und Gaseigenschaften, wobei der Isentropenexponent κ das Verhältnis von isobarer und isochorer Wärmekapazität beschreibt, bestimmt werden. (vgl. Smith 2005)

Unter Annahme, dass die reale Kompression einem polytropen Verhalten folgt, kann mit der Polytropenbeziehung

$$T_{\text{Komp}}^{\text{aus}} = T_{\text{Komp}}^{\text{saug}} \cdot \left(\frac{p_{\text{Komp}}^{\text{aus}}}{p_{\text{Komp}}^{\text{saug}}}\right)^{\frac{n_{\text{poly}}-1}{n_{\text{poly}}}} \quad (6)$$

die Austrittstemperatur der Kompression berechnet werden.

Im Zuge der Modellentwicklung eines zweistufigen Kompressors wird angenommen, dass die anfallende Kompressionswärme vollständig durch isobare Kühlung am Ende der Kompression entzogen und der verdichtete Wasserstoff auf die saugseitige Eintrittstemperatur gekühlt werden kann. Die Temperatur $T_{\text{Komp}}^{\text{kühl}}$ ist dann mit der in Kapitel 4.3.1 definierten Speichertemperatur $T_{\text{DS}}^{\text{Speicher}} = 293,15 \text{ K}$ und der saugseitigen Temperatur des Kompressors $T_{\text{Komp}}^{\text{saug}}$ gleichzusetzen. Mit den vorhandenen Zustandsinformationen vor und nach der Verdichtung bzw. nach einer isobaren Kühlung können dann jeweils die spezifischen Enthalpien berechnet werden.

4.4 Modellierung der Wasserstoff-Komponenten

Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Modelle der Komponenten eines Wasserstoffspeichers sowie eines Wasserstoffkompressors basieren auf den in Kapitel 4.3 getroffenen Annahmen bezüglich des Betriebsverhaltens und der Parametrisierung. In diesem Kapitel werden außerdem notwendige Vereinfachungen in der Modellierung des Betriebsverhaltens im Kontext einer linearen Optimierung durchgeführt und erläutert.

In Kapitel 4.4.3 wird zusätzlich ein stark vereinfachtes Modell eines Elektrolyseurs, ohne eine Untersuchung des Betriebsverhaltens und der Parametrisierung voran zu stellen, entwickelt.

4.4.1 Wasserstoffspeicher

Im folgenden Kapitel erfolgt die Modellierung der Wasserstoffspeicher-Komponente sowie die damit einhergehende Definition und Berechnung relevanter Modellparameter, -attribute und Entscheidungsvariablen.

Tabelle 4.2 Übersicht der verwendeten Größen und Nebenbedingungen in der Modellierung des Wasserstoffspeichers

Art	Bezeichnung	Symbol	Einheit/Typ	Berechnung	Dimension
Modellparameter	Speichervolumen	V_{DS}^{dim}	m ³	Kapitel 4.3.1	1×1
	Speichertemperatur	$T_{DS}^{Speicher}$	K	Kapitel 4.3.1	1×1
	Maximaler Speicherdruck	p_{DS}^{max}	bar	Kapitel 4.3.1	1×1
	Minimaler Speicherdruck	p_{DS}^{min}	bar	Kapitel 4.3.1	1×1
	Spezifische Speicherenthalpie (Durchschnitt)	$h_{DS}^{Speicher}$	J/kg	Gl. (7)	1×1
	Kompressibilitätsfaktor (Durchschnitt)	$Z_{DS}^{Speicher}$	–	Gl. (8)	1×1
	Maximaler Fluss	f_{DS}^{max}	kg/h, Nm ³ /h, kWh/h		1×1
	SOC für $t = 0$	SOC_{DS}^0	%		1×1
	Spezifische Gaskonstante	R_S	kJ/kg · K		1×1
	Einheit (Fluss)	$unit_{DS}$	–		1×1
Modellattribute	SOC Bilanz	SOC_{DS}^{bil}	boolesch		1×1
	Umwandlungsfaktor	fac_{DS}	–, kg/Nm ³ , kg/kWh	Gl. (14)	1×1
	Speicherenergie für $t = 0$	E_{DS}^0	kWh	Gl. (11)	1×1
	Minimale Speicherkapazität	E_{DS}^{min}	kWh	Gl. (9)	1×1

Art	Bezeichnung	Symbol	Einheit/Typ	Berechnung	Dimension
	Maximale Speicherkapazität	E_{DS}^{\max}	kWh	Gl. (10)	1×1
	Maximaler Lade-/ Entlademassenstrom	\dot{m}_{DS}^{\max}	kg/h	Gl. (13)	1×1
	Maximale Lade-/ Entladeleistung	P_{DS}^{\max}	kW	Gl. (12)	1×1
Entscheidungs- variablen	Speicherstand	E_{DS}	kWh	Gl. (18) und Gl. (19)	$1 \times \mathcal{M}_T$
	Ladeleistung	P_{DS}^{ein}	kW	Gl. (16)	$1 \times \mathcal{M}_T$
	Entladeleistung	P_{DS}^{aus}	kW	Gl. (17)	$1 \times \mathcal{M}_T$
	Lademassenstrom	$\dot{m}_{DS}^{\text{ein}}$	kg/h	Gl. (15)	$1 \times \mathcal{M}_T$
	Entlademassenstrom	$\dot{m}_{DS}^{\text{aus}}$	kg/h	Gl. (15)	$1 \times \mathcal{M}_T$
	Aktueller Speicherdruck	p_{DS}	bar	Gl. (21)	$1 \times \mathcal{M}_T$
	SOC	SOC_{DS}	%	Gl. (20)	$1 \times \mathcal{M}_T$
	Betriebsstatus	$LOAD_{DS}$	binär		$1 \times \mathcal{M}_T$
Nebenbedingungen	Speicherkapazität			Gl. (22)	
	Laden/Entladen			Gl. (23)	
	Speicherbilanz			Gl. (18)und (19)	
	Speicherstandbilanz			Gl. (24)	

Definition von Parametern und Attributen

Aus den festgelegten Werten für den Speicherdruck $p_{DS}^{\max} = 300$ bar und $p_{DS}^{\min} = 1$ bar und der konstanten Temperatur $T_{DS}^{\text{Speicher}} = 293,15$ K kann eine gemittelte, spezifische Speicherenthalpie h_{DS}^{Speicher} bestimmt werden:

$$h_{DS}^{\text{Speicher}} = \frac{h(p_{DS}^{\max}, T_{DS}^{\text{Speicher}}) + h(p_{DS}^{\min}, T_{DS}^{\text{Speicher}})}{2}. \quad (7)$$

In ähnlicher Weise wird ein durchschnittlicher Realgasfaktor von Wasserstoff mit

$$Z_{DS}^{\text{Speicher}} = \frac{h(p_{DS}^{\text{max}}, T_{DS}^{\text{Speicher}}) + h(p_{DS}^{\text{min}}, T_{DS}^{\text{Speicher}})}{2} \quad (8)$$

berechnet. Der Realgasfaktor beschreibt die Abweichung des Wasserstoffs unter gegebenen Speicherbedingungen von seinem idealen Verhalten. Für die in Gleichung (7) und (8) durchgeführten Zustandsberechnungen der gemittelten Speicherenthalpie h_{DS}^{Speicher} und des Realgasfaktors Z_{DS}^{Speicher} aus dem maximalen und minimalen Druck und der konstant angenommenen Speichertemperatur wird die thermophysikalische, open-source Bibliothek *CoolProp* mit der integrierten Funktion *PropsSI* verwendet (vgl. Bell et al. 2014).

Die maximale und minimale Speicherkapazitäten E_{DS}^{max} und E_{DS}^{min} gehen aus dem idealen Gasgesetz, bei maximalen und minimalen Speicherdruck p_{DS}^{max} und p_{DS}^{min} , hervor:

$$E_{DS}^{\text{min}} = \frac{h_{DS}^{\text{Speicher}} \cdot p_{DS}^{\text{min}} \cdot V_{DS}^{\text{dim}}}{R_S \cdot T_{DS}^{\text{Speicher}} \cdot Z_{DS}^{\text{Speicher}}} \quad (9)$$

$$E_{DS}^{\text{max}} = \frac{h_{DS}^{\text{Speicher}} \cdot p_{DS}^{\text{max}} \cdot V_{DS}^{\text{dim}}}{R_S \cdot T_{DS}^{\text{Speicher}} \cdot Z_{DS}^{\text{Speicher}}} \quad (10)$$

Mit dem festgelegten initialen Speicherstand $SOC_{DS}^0 = 1\%$ kann die gespeicherte Energiemenge zum Zeitpunkt $t = 0$ zu

$$E_{DS}^0 = SOC_{DS}^0 \cdot (E_{DS}^{\text{max}} - E_{DS}^{\text{min}}) + E_{DS}^{\text{min}} \quad (11)$$

berechnet werden.

Die für den Druckspeicher zulässige, maximale Lade- und Entladeleistung P_{DS}^{max} kann mit dem vorher definierten $\dot{m}_{DS}^{\text{max}}$ (siehe unten) berechnet werden:

$$P_{DS}^{\text{max}} = \dot{m}_{DS}^{\text{max}} \cdot h_{DS}^{\text{Speicher}} \quad (12)$$

Das Modell des Druckspeichers verwendet für interne Nebenbedingungen (siehe unten) den Massenstrom $\dot{m}_{DS}^{\text{max}}$. Der als Eingangsparameter gesetzte maximale Fluss f_{DS}^{max} kann jedoch entweder als Massenstrom (*mf*), Volumenstrom (*vf*) oder Energiestrom (*ef*) formuliert werden. Das

Modell berechnet dann $\dot{m}_{\text{DS}}^{\text{max}}$ über den Parameter $unit_{\text{DS}}$ und den damit einhergehenden Faktor fac_{DS} :

$$\dot{m}_{\text{DS}}^{\text{max}} = f_{\text{DS}}^{\text{max}} \cdot fac_{\text{DS}} \quad (13)$$

mit

$$fac_{\text{DS}} = \begin{cases} 1[-] & \text{if } unit_{\text{DS}} = mf \\ 0,0899 \left[\frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3} \right] & \text{if } unit_{\text{DS}} = vf \\ \frac{1}{33,33} \left[\frac{\text{kg}}{\text{kWh}} \right] & \text{if } unit_{\text{DS}} = ef \end{cases} \quad (14)$$

Definition von Entscheidungsvariablen und Nebenbedingungen

Die eingehenden und ausgehenden Massenströme $\dot{m}_{\text{DS}}^{\text{ein/aus}}$ werden mit den jeweiligen zeitabhängigen Flüssen $f_{\text{DS}}(t)$ des Energiesystems für alle $t \in \mathcal{M}_T$ analog zum Massenstrom $\dot{m}_{\text{DS}}^{\text{max}}$ in Gleichung (13) berechnet:

$$\dot{m}_{\text{DS}}^{\text{ein/aus}}(t) = f_{\text{DS}}(t) \cdot fac_{\text{DS}} \quad (15)$$

Der Speicherstand $E_{\text{DS}}(t)$ ergibt sich aus der gespeicherten Energiemenge aus den vorherigen Zeitschritten (siehe Gleichung (18)) und der Bilanz der Lade- und Entladeleistungen (siehe Gleichung (16) und (17)), wobei die gemittelte, spezifische Speicherenthalpie für alle Speicherstände als konstant angenommen wird:

$$P_{\text{DS}}^{\text{ein}}(t) = \dot{m}_{\text{DS}}^{\text{ein}}(t) \cdot h_{\text{DS}}^{\text{Speicher}} \quad \forall t \in \mathcal{M}_T \quad (16)$$

$$P_{\text{DS}}^{\text{aus}}(t) = \dot{m}_{\text{DS}}^{\text{aus}}(t) \cdot h_{\text{DS}}^{\text{Speicher}} \quad \forall t \in \mathcal{M}_T \quad (17)$$

Für die Umrechnung in eine Energie wird die Bilanz der Leistungen noch mit dem Zeitinkrement τ multipliziert.

$$E_{\text{DS}}(t) = E_{\text{DS}}(t-1) + (P_{\text{DS}}^{\text{aus}}(t) - P_{\text{DS}}^{\text{ein}}(t)) \cdot \tau \quad \forall t \in \mathcal{M}_T \setminus \{1\} \quad (18)$$

Die Berechnung der Lade- und Entladeleistungen dient vielmehr der Feststellung des Betriebszustands des Speichers (siehe Gleichung (23)).

Für $t = 1$ wird $E_{DS}(t)$ mit einem initialen Speicherstand E_{DS}^0 für $E_{DS}(t-1)$ und der Bilanz der ein- und ausgehenden Lade- bzw. Entladeleistungen berechnet:

$$E_{DS}(t) = E_{DS}^0 + (P_{DS}^{aus}(t) - P_{DS}^{ein}(t)) \cdot \tau \quad \forall t \in \{1\} \quad (19)$$

Der initiale Speicherstand ist abhängig von dem vorgegebenen Speicherstand SOC_{DS}^0 (siehe Gleichung (11)). Der $SOC_{DS}(t)$ für einen Zeitschritt ergibt sich dann aus der gespeicherten Energiemenge und der maximalen und minimalen Speicherkapazität:

$$SOC_{DS}(t) = \left(\frac{E_{DS}(t) - E_{DS}^{min}}{E_{DS}^{max} - E_{DS}^{min}} \right) \cdot 100 \% \quad \forall t \in \mathcal{M}_T \quad (20)$$

Der Speicherstand kann mit dem aktuellen $SOC_{DS}(t)$ oder einem Speicherdruck $p_{DS}(t)$ dargestellt werden. Über die gemittelte, spezifische Speicherenthalpie $h_{DS}^{Speicher}$ kann der Speicherstand $E_{DS}(t)$ für jeden Zeitschritt in eine im Druckspeicher befindliche Masse an Wasserstoff umgerechnet und daraus ein zeitlich veränderlicher Speicherdruck bestimmt werden:

$$p_{DS}(t) = \frac{E_{DS}(t)}{h_{DS}^{Speicher}} \cdot \frac{R_S T_{DS}^{Speicher}}{V_{DS}^{dim}} Z_{DS}^{Speicher} \quad \forall t \in \mathcal{M}_T \quad (21)$$

Die Beziehung für den Tankdruck wird über das ideale Gasgesetz hergeleitet, wobei R_S die spezifische Gaskonstante für Wasserstoff, $T_{DS}^{Speicher}$ und V_{DS}^{dim} die konstanten Speicherkonstanten und $Z_{DS}^{Speicher}$ die Abweichung vom idealen Gas beschreiben.

Für eine über alle Zeitschritte konstante Speicherkapazität bei minimalem und maximalem Speicherdruck ergibt sich für den Speicherstand jedes Zeitschritts die Bedingung

$$E_{DS}^{min} \leq E_{DS}(t) \leq E_{DS}^{max} \quad \forall t \in \mathcal{M}_T \quad (22)$$

Der Betriebszustand des Wasserstoffspeichers kann mit Gleichung (23) definiert werden. Die Zustandsvariable $LOAD_{DS}(t)$ trennt dabei den Lade- und Entladevorgang und vermeidet ein

gleichzeitiges Laden und Entladen. Nimmt $LOAD_{DS}(t)$ den Wert eins an, wird der Speicher beladen, wohingegen ein Wert von null eine Ausspeicherung sowie einen Ruhezustand zulässt.

$$\begin{aligned} P_{DS}^{in}(t) &\leq P_{DS}^{max} \cdot LOAD_{DS}(t) \\ P_{DS}^{in}(t) &\leq P_{DS}^{max} \cdot (1 - LOAD_{DS}(t)) \end{aligned} \quad \forall t \in \mathcal{M}_T \quad (23)$$

Eine letzte Nebenbedingung, die je nach Anwendung und Betrachtungsszenario über den boolschen Operator SOC_{DS}^{bil} berücksichtigt oder ausgelassen werden kann, setzt den Speicherstand $SOC_{DS}(t)$ des ersten und letzten Zeitschritt der Optimierung auf den gleichen Wert.

$$SOC_{DS}(t=1) = SOC_{DS}(t=35040) \quad \forall t \in \{1, 35040\} \quad (24)$$

Für die in dieser Arbeit durchgeführte Nutzungsgradbetrachtung ist ein Vergleich zwischen aufgewendeter und genutzter Energie erst möglich, wenn jegliche speicherstandabhängige Energie aus der Bilanz ausgeschlossen werden kann. In der betrachteten Simulation eines optimierten Betriebs ist der initiale Speicherstand so gering gewählt, dass kein Gleichsetzen der Speicherstände nötig ist, wenn die komplette Speicherenergie genutzt wird (siehe Kapitel 5.1.2).

Vereinfachungen im Zuge einer linearen Optimierung und Ausblick

Der im Modell berechnete, variable Speicherdruck $p_{DS}(t)$ ist linear abhängig von der Menge des gespeicherten Wasserstoffs. Als Vereinfachung und Vermeidung umfangreicher Linearisierungen geht der veränderliche Speicherdruck nicht in die Berechnung der spezifischen Speichenthalpie und des Realgasfaktors ein. Innerhalb eines linearen Optimierungsproblems ist die Berechnung der Zustandsgrößen mit der oben genannten Funktion $PropsSI$ für jeden Zeitschritt als auch die Multiplikation von zwei zeitlich veränderlichen Variablen nicht zulässig. Die Zustandsberechnungen finden demnach vor der Erstellung eines linearen Optimierungsproblems durch *pyomo* statt.

Ein bei der Speicherung von verdichteten Wasserstoff auftretendes Phänomen ist der Joule-Thomson-Effekt. In den relevanten Druck- und Temperaturbereichen ist der Joule-Thomson-Effekt für Wasserstoff negativ und führt zu einer Erwärmung des Gases bei Expansion in einem Befüllungsventil (vgl. Rothuizen et al. 2013). Nach einer Studie von Dicken und Mérida (2007)

zur Näheren Untersuchung der Temperaturverteilung in Befüllungsprozessen von Wasserstoff-tankstellen kann die Temperaturerhöhung durch den Joule-Thomson-Effekt gegenüber der Erwärmung durch Kompression vernachlässigt werden.

In realen Prozessen steigt demnach während der Befüllung die Temperatur des verdichteten Wasserstoffs aufgrund der erzeugten Kompressionswärme an. Abhängig von der Menge des gespeicherten Wasserstoffs bei konstanten Speichervolumen steigt damit auch der Druck innerhalb des Tanks. Durch Wärmeaustausch mit der Umgebung nimmt die Temperatur des komprimierten Gases ab, was zu einem Druckverlust innerhalb des Speichers führt (vgl. Dicken und Mérida 2007). Im Rahmen dieser Arbeit wird die konstante Speichertemperatur T_{DS}^{Speicher} nach Abführen der Kompressionswärme im vorgelagerten Verdichtungsprozess (Kapitel 4.3.2) und eine homogene Temperaturverteilung innerhalb des Speichers angenommen.

Mit dem definierten Modellparametern des minimalen Drucks ist ein $SOC_{DS}(t) = 0\%$ gleichzusetzen mit einer Restbefüllung an Wasserstoff von E_{DS}^{min} bei $p_{DS}^{\text{min}} = 1$ bar Gasdruck (siehe Gleichung (9) und (20)). Durch das vorgegebene Druckniveau des Elektrolyseurs (35 bar) ist ein Realbetrieb mit zwischengeschaltetem Verdichter mit einem entsprechenden Gegendruck von größer als 35 bar auf Seite des Speichers vorgesehen. Bei Modellierung einer strikten Abhängigkeit des Kompressor-Gegendrucks von dem momentanen Speicherstand könnten in weiterführenden Überlegungen die Modelle des Kompressors und des Druckspeichers um eine Bypass-Regelung bei Speicherdrücken unter Elektrolyseur-Betriebsdruck erweitert werden.

4.4.2 Wasserstoffkompressor

Nachfolgend wird die Modellkomponente des Wasserstoffkompressors sowie die für die Modellierung im Zuge dieser Arbeit entwickelten Definitionen und Berechnungen von Modellparameter, -attribute und Entscheidungsvariablen vorgestellt. (vgl. Tabelle 4.3)

Tabelle 4.3 Übersicht der verwendeten Größen und Nebenbedingungen in der Modellierung des Wasserstoffkompressors

Art	Bezeichnung	Symbol	Einheit	Berechnung	Dimension
Modellparameter	Elektr. Wirkungsgrad	$\eta_{\text{Komp}}^{\text{el}}$	-	Kapitel 4.3.2	1×1
	Max. Motorleistung	$P_{\text{Komp}}^{\text{Nenn}}$	kW	Kapitel 4.3.2	1×1
	Min. Motorleistung	$P_{\text{Komp}}^{\text{min}}$	kW	Kapitel 4.3.2	1×1

Art	Bezeichnung	Symbol	Einheit	Berechnung	Dimension
	Spezifische Enthalpie (Saugseite)	$h_{\text{Komp}}^{\text{saug}}$	J/kg	Gl. (25)	1×1
	Spezifische Enthalpie (Austritt)	$h_{\text{Komp}}^{\text{aus}}$	J/kg	Gl. (26)	1×1
	Spezifische Enthalpie (Kühlung)	$h_{\text{Komp}}^{\text{kühl}}$	J/kg	Gl. (27)	1×1
	Einheit (Fluss)	$unit_{\text{Komp}}$	-		1×1
Modellattribute	Umwandlungsfaktor	fac_{Komp}	-, kg/Nm ³ , kg/kWh		1×1
	Maximaler Massenstrom	$\dot{m}_{\text{Komp}}^{\text{max}}$	kg/h	Gl. (28)	1×1
	Minimale Massenstrom	$\dot{m}_{\text{Komp}}^{\text{min}}$	kg/h	Gl. (29)	1×1
Entscheidungs- variablen	Massenstrom (Kompressor)	\dot{m}_{Komp}	kg/h	Gl. (31)	$1 \times \mathcal{M}_T$
	Motorleistung	$P_{\text{Komp}}^{\text{el}}$	kW	Gl. (33)	$1 \times \mathcal{M}_T$
	Abwärmeleistung	$P_{\text{Komp}}^{\text{Ab}}$	kW	Gl. (34)	$1 \times \mathcal{M}_T$
	Betriebsstatus	OP_{Komp}	binär		$1 \times \mathcal{M}_T$
Nebenbedingungen	Betrieb			Gl. (35)	
	Flussbilanz			Gl. (30)	

Definition von Parametern und Attributen

In die Berechnung der spezifischen Enthalpien der polytropen Kompression und der isobaren Kühlung ($h_{\text{Komp}}^{\text{saug}}$, $h_{\text{Komp}}^{\text{aus}}$ und $h_{\text{Komp}}^{\text{kühl}}$) gehen die in Kapitel 4.3.2 festgelegten Größen für Temperatur und Druck ein:

$$h_{\text{Komp}}^{\text{saug}} = h(T_{\text{Komp}}^{\text{saug}}, p_{\text{Komp}}^{\text{saug}}) \quad (25)$$

$$h_{\text{Komp}}^{\text{aus}} = h(T_{\text{Komp}}^{\text{aus}}, p_{\text{Komp}}^{\text{aus}}) \quad (26)$$

$$h_{\text{Komp}}^{\text{kühl}} = h(T_{\text{Komp}}^{\text{kühl}}, p_{\text{Komp}}^{\text{aus}}) \quad (27)$$

Die Zustandsberechnungen werden mit der thermophysikalischen, open-source Bibliothek *CoolProp* und der integrierten Funktion *PropsSI* durchgeführt. (vgl. Bell et al. 2014)

Durch die als konstant definierten Enthalpien besteht in der Optimierung eine lineare Abhängigkeit zwischen Massenstrom und Verdichterleistung. Die Begrenzung des zu verdichtenden Massenstroms wird durch die Parameter der minimalen und maximalen Motorleistung $P_{\text{Komp}}^{\text{min}}$ und $P_{\text{Komp}}^{\text{Nenn}}$ über

$$\dot{m}_{\text{Komp}}^{\text{max}} = \frac{P_{\text{Komp}}^{\text{Nenn}} \cdot \eta_{\text{Komp}}^{\text{el}}}{h_{\text{Komp}}^{\text{aus}} - h_{\text{Komp}}^{\text{saug}}} \quad (28)$$

und

$$\dot{m}_{\text{Komp}}^{\text{min}} = \frac{P_{\text{Komp}}^{\text{min}} \cdot \eta_{\text{Komp}}^{\text{el}}}{h_{\text{Komp}}^{\text{aus}} - h_{\text{Komp}}^{\text{saug}}} \quad (29)$$

erreicht. Dabei wird der elektrische Wirkungsgrad bei Nennleistung über den gesamten Leistungsbereich des Kompressors als konstant angenommen.

Definition von Entscheidungsvariablen und Nebenbedingungen

Das Modell des Kompressors rechnet, analog zu dem Modell des Druckspeichers, mit einem Massenstrom \dot{m}_{Komp} . Dadurch, dass die im Optimierungsmodell definierten Flüsse sowohl als Massenströme (*mf*), Volumenströme (*vf*) oder Energieströme (*ef*) formuliert werden können, wird für die Berechnung des Kompressor-Massenstroms \dot{m}_{Komp} der Faktor fac_{Komp} eingeführt. Dieser kann je nach Beschaffenheit der Flüsse mit dem Eingangsparameter $unit_{\text{Komp}}$ ausgewählt werden.

Gemäß der Bilanz für einen verlustfreien Betrieb gilt für die eintretenden- bzw. austretenden Flüsse:

$$f_{\text{Komp}}^{\text{ein}}(t) = f_{\text{Komp}}^{\text{aus}}(t) = f_{\text{Komp}}(t) \quad \forall t \in \mathcal{M}_T \quad (30)$$

Der Massenstrom des Kompressors ergibt sich dann für alle $t \in \mathcal{M}_T$ zu

$$\dot{m}_{\text{Komp}}(t) = f_{\text{Komp}}(t) \cdot fac_{\text{Komp}} \quad (31)$$

mit

$$fac_{\text{Komp}} = \begin{cases} 1[-] & \text{if } unit_{\text{Komp}} = mf \\ 0,0899 \left[\frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3} \right] & \text{if } unit_{\text{Komp}} = vf \\ \frac{1}{33,33} \left[\frac{\text{kg}}{\text{kWh}} \right] & \text{if } unit_{\text{Komp}} = ef \end{cases} \quad (32)$$

Die elektrische Antriebsleistung $P_{\text{Komp}}^{\text{el}}$ kann aus der Differenz der Eintritts- und Austrittsenthalpien zusammen mit dem konstanten elektrischen Wirkungsgrad $\eta_{\text{Komp}}^{\text{el}}$ und dem Massenstrom des Kompressors \dot{m}_{Komp} berechnet werden (siehe Gleichung (33)).

$$P_{\text{Komp}}^{\text{el}}(t) = \frac{\dot{m}_{\text{Komp}}(t) \cdot (h_{\text{Komp}}^{\text{aus}} - h_{\text{Komp}}^{\text{saug}})}{\eta_{\text{Komp}}^{\text{el}}}. \quad \forall t \in \mathcal{M}_T \quad (33)$$

Die nach der Kompression abzuführende Wärmeleistung wird über die entsprechend definierten Enthalpien der isobaren Kühlung berechnet:

$$P_{\text{Komp}}^{\text{Ab}}(t) = \dot{m}_{\text{Komp}}(t) \cdot (h_{\text{Komp}}^{\text{aus}} - h_{\text{Komp}}^{\text{kühl}}). \quad \forall t \in \mathcal{M}_T \quad (34)$$

In der Modellierung wird der Betriebszustand des Kompressors für jeden Zeitschritt durch die binäre Entscheidungsvariable $OP_{\text{Komp}}(t)$ definiert. Der Kompressor ist im Betrieb für $OP_{\text{Komp}}(t) = 1$, wobei der Massenstrom $\dot{m}_{\text{Komp}}(t)$ einen Wert zwischen $\dot{m}_{\text{Komp}}^{\text{min}}$ und $\dot{m}_{\text{Komp}}^{\text{max}}$ annimmt:

$$\begin{aligned} \dot{m}_{\text{Komp}}(t) &\leq \dot{m}_{\text{Komp}}^{\text{max}} \cdot OP_{\text{Komp}}(t) \\ \dot{m}_{\text{Komp}}(t) &\geq \dot{m}_{\text{Komp}}^{\text{min}} \cdot OP_{\text{Komp}}(t). \end{aligned} \quad \forall t \in \mathcal{M}_T \quad (35)$$

Nachfolgend werden die in der Modellierung getroffenen Annahmen und Vereinfachungen erläutert und eventuelle Erweiterungen des Modells diskutiert.

Vereinfachungen im Zuge einer linearen Optimierung und Ausblick

Die zu optimierenden Entscheidungsvariablen als Teil eines linearen Optimierungsproblems in *pyomo* sind auf ihren linearen Charakter limitiert. Etwaig auftretende quadratische Zusammenhänge in der Berechnung der Entscheidungsvariablen müssten dementsprechend linearisiert werden. Aufgrund des verhältnismäßig niedrigen Beitrags der elektrischen Leistung des Kompressors im Kontext des gesamten Energiesystems wurde im Rahmen dieser Arbeit von umfangreichen Linearisierungen abgesehen und die Berechnungen der Entscheidungsvariablen vereinfacht mit linearen Abhängigkeiten angenommen.

Damit sind die in der Optimierung berechneten Leistungen $P_{\text{Komp}}^{\text{el}}$ und $P_{\text{Komp}}^{\text{Ab}}$ proportional zu dem Massenstrom des Kompressors \dot{m}_{Komp} . Dennoch wurden erste Überlegung für eine mögliche Linearisierung bei einer quadratischen Abhängigkeit der elektrischen Leistung $P_{\text{Komp}}^{\text{el}}$ von dem zeitlich veränderlichen Massenstrom \dot{m}_{Komp} und einer zeitlich veränderlichen Enthalpie des Wasserstoffs am Austritt des Kompressors angestellt. Die aus dem variablen Druck am Austritt des Kompressors $p_{\text{Komp}}^{\text{aus}}$ bzw. dem veränderlichen Druck im Speicher $p_{\text{DS}}^{\text{Speicher}}$ resultierende Enthalpie kann über eine lineare Annäherung in Abhängigkeit des Drucks berechnet werden. Anschließend müsste die quadratische Abhängigkeit der elektrischen Leistung von zwei zeitlich veränderlichen Variablen in eine lineare Form gebracht werden. Eine mögliche Linearisierung könnte über die Diskretisierung einer der beiden Variablen unter Verwendung von Binärvariablen und diskreten Stützstellen durchgeführt werden (bilineare Optimierung).

Des Weiteren ist im Betrieb des Kompressors eine Lastabhängigkeit des elektrischen Wirkungsgrades $\eta_{\text{Komp}}^{\text{el}}$ zu erwarten, was eine zusätzliche Linearisierung notwendig macht.

In der Annahme einer vereinfachten, isobaren Kühlung wurde die komplette Kompressionswärmemenge berücksichtigt und abgeführt. In der Realität kann jedoch nur ein Teil der erzeugten Wärme über einen begrenzten Kühlmassenstrom abgeführt werden.

Aufgrund der vergleichsweise geringen Leistungsdimension des Kompressors, wurde auf eine detaillierte Modellierung einer Kühlung sowie bilinearen Optimierung der elektrischen Leistung im Rahmen dieser Arbeit verzichtet.

4.4.3 Elektrolyseur

Der Fokus in der Entwicklung und Modellierung eines funktionsfähigen, wasserstoffbasierten Energiesystems (siehe Tabelle 4.1) liegt auf den Komponenten des Kompressors und des Druckspeichers. Um eine funktionsfähige Verschaltung der entwickelten und verfügbaren Modelle zu einem Optimierungsmodell eines wasserstoffbasierten Energiesystems zu gewährleisten, wird im Rahmen dieser Arbeit ein stark vereinfachtes Elektrolyseur-Modell entwickelt und integriert. Ziel war in erster Linie eine funktionsfähige Verschaltung und Simulation der Elektrolyseurkomponente mit den vor und nachgeschalteten Komponenten des Energiesystems.

Nachfolgend wird das Modell mit allen relevanten Parametern und Nebenbedingungen zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 4.4 Übersicht der verwendeten Größen und Nebenbedingungen in der Modellierung des Elektrolyseurs

Art	Bezeichnung	Symbol	Einheit	Berechnung	Dimension
Modellparameter	Umwandlungsfaktor H_2	c_{Ely}	kWh/Nm ³	Tabelle 4.1	1×1
	Max. Anschlussleistung (20 Module)	P_{Ely}^{max}	kW	Tabelle 4.1	1×1
	Min. Anschlussleistung (1 Modul)	P_{Ely}^{min}	kW		1×1
	Normdichte H_2	ρ_{Ely}^{norm}	kg/Nm ³		1×1
	Unterer Heizwert H_2	LHV_{Ely}	kWh/kg		1×1
	Einheit (Fluss)	$unit_{Ely}$	-		1×1
Modellattribute	Umwandlungsfaktor	fac_{Ely}	kg/Nm ³ , -	Gl. (41)	1×1
			kWh/Nm ³		
	Minimale Volumenstrom	\dot{V}_{Ely}^{min}	Nm ³ /h	Gl. (36)	1×1
	Maximaler Volumenstrom	\dot{V}_{Ely}^{max}	Nm ³ /h	Gl. (37)	1×1
Entscheidungsvariablen	Volumenstrom Elektrolyseur	\dot{V}_{Ely}	Nm ³ /h	Gl. (38)	1× \mathcal{M}_T
	Anschlussleistung	P_{Ely}	kW		1× \mathcal{M}_T

Art	Bezeichnung	Symbol	Einheit	Berechnung	Dimension
	Fluss (Austritt)	$f_{\text{Ely}}^{\text{aus}}$	kg/h, Nm ³ /h, kWh/h	Gl. (40)	$1 \times \mathcal{M}_T$
	Betriebsstatus	OP_{Ely}	binär		$1 \times \mathcal{M}_T$
Nebenbedingungen	Betrieb			Gl. (39)	

Der maximal und minimal lieferbare Volumenstrom wird durch die maximal und minimal mögliche Anschlussleistung des Elektrolyseurs bestimmt. Die maximale Anschlussleistung wird durch den gleichzeitigen Volllast-Betrieb aller 20 Module realisiert, während die minimale Anschlussleistung vereinfacht die Leistung eines einzelnen Moduls wiedergibt:

$$\dot{V}_{\text{Ely}}^{\min} = \frac{P_{\text{Ely}}^{\min}}{c_{\text{Ely}}}. \quad (36)$$

$$\dot{V}_{\text{Ely}}^{\max} = \frac{P_{\text{Ely}}^{\max}}{c_{\text{Ely}}}. \quad (37)$$

Die Größen der Modellparameter c_{Ely} , P_{Ely}^{\min} und P_{Ely}^{\max} sind in Tabelle 4.1 definiert. Der Volumenstrom \dot{V}_{Ely} kann dann über

$$\dot{V}_{\text{Ely}}(t) = \frac{P_{\text{Ely}}(t)}{c_{\text{Ely}}} \quad \forall t \in \mathcal{M}_T \quad (38)$$

berechnet werden und wird über die Nebenbedingung

$$\begin{aligned} \dot{V}_{\text{Ely}}(t) &\leq \dot{V}_{\text{Ely}}^{\max} \cdot OP_{\text{Ely}}(t) \\ \dot{V}_{\text{Ely}}(t) &\geq \dot{V}_{\text{Ely}}^{\min} \cdot OP_{\text{Ely}}(t) \end{aligned} \quad \forall t \in \mathcal{M}_T \quad (39)$$

an das zulässige Leistungsspektrum des Elektrolyseurs angepasst.

Der definierte Volumenstrom des Elektrolyseurs kann dann mit dem Eingangsparameter dem Faktor fac_{Ely} für alle $t \in \mathcal{M}_T$ in einen Fluss am Gasaustritt mit beliebiger Einheit umgerechnet werden.

$$f_{\text{Ely}}^{\text{aus}}(t) = \dot{V}_{\text{Ely}}(t) \cdot \text{fac}_{\text{Ely}} \quad (40)$$

Die im Optimierungsmodell verwendete Einheit kann, wie in den Modellen des Druckspeichers und Kompressors, auch über den Eingangsparameter unit_{Ely} übergeben werden:

$$\text{fac}_{\text{Ely}} = \begin{cases} 0,0899 \left[\frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3} \right] & \text{if } \text{unit}_{\text{Ely}} = mf \\ 1 [-] & \text{if } \text{unit}_{\text{Ely}} = vf \\ 2,995 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{Nm}^3} \right] & \text{if } \text{unit}_{\text{Ely}} = ef \end{cases} \quad (41)$$

Das Modell des Elektrolyseurs ist stark vereinfacht und kann im Zuge weiterführender Entwicklungen mit einer Mindestlaufzeit bzw. Mindeststillstandzeit analog zum verwendeten Brennstoffzellen-BHKW (Fraunhofer-Institut UMSICHT) versehen werden. Außerdem wird in der Berechnung des produzierten Volumenstroms von dem optimalen Betriebspunkt bei einer definierten Arbeitstemperatur ausgegangen. Die Berücksichtigung einer Zeitspanne des Aufheizens auf Arbeitstemperatur bzw. weitere lastabhängige Wirkungsgradeinschränkungen sind für weitergehende Modellierungen des Elektrolyseurs sinnvoll.

Insgesamt kann der in dieser Arbeit erreichte Detailgrad der entwickelten Modelle für eine erste Funktionalitätsuntersuchung eines wasserstoffbasierten Energiesystems in Größendimensionen eines Wohnquartiers als ausreichend angenommen und erste Kenngrößen eines optimierten Betriebs berechnet werden (siehe Kapitel 5).

5 Simulation eines optimierten Betriebs

In folgenden Kapitel wird der optimierte Betrieb des wasserstoffbasierten Energiesystems dem des konventionellen Referenzenergiesystem gegenübergestellt.

Einhergehend mit der Zielfunktion der Optimierung (siehe Kapitel 4.2.2) werden die zu untersuchenden und zum Vergleich herangezogenen Key-Performance-Indikatoren (KPI) definiert und auf Grundlage der Simulationsergebnisse für einen optimierten Betrieb der Energiesysteme berechnet. Der Vergleich der KPI lässt eine erste Beurteilung der Funktionalität des wasserstoffbasierten Energiesystems zu.

5.1 Definition der untersuchten Key-Performance-Indikatoren

Im Kontext der Untersuchung von Energiesystemen und Anlagen sind Leistungskennzahlen (KPI), als Größen zu verstehen, die die Betriebsweise bzw. Funktionalität bezüglich vorher definierter Zielsetzungen einordnen und eine vergleichende Bewertung zulassen. Der Betrieb der untersuchten Energiesysteme ist hinsichtlich eines möglichst hohen Energieautarkiegrads (EAG) optimiert und kann mit dem entsprechenden KPI beschrieben werden. Eine damit einhergehende Kennzahl ist der PV-Eigenverbrauchsanteil (PVEV) der Energiesysteme, der durch Integration des Wasserstoffspeichers ein höheres Niveau annehmen soll. Mit dem KPI des Nutzungsgrads kann zusätzlich der Betrieb des Wasserstoffspeichers und die im Vorfeld angestellte Dimensionierung des Speichervolumens bewertet werden.

5.1.1 Energieautarkiegrad und PV-Eigenverbrauchsanteil

Nach einem Definitions-Ansatz von McKenna et al. (2015) kann eine betrachtete Energieautarkie je nach Grad in eine *tendenzielle*, *bilanzielle* und *komplette Energieautarkie* unterteilt werden. Die in dieser Arbeit betrachtete Autarkie ist per Definition einer *tendenziellen Energieautarkie* zuzuordnen, die eine Tendenz aufweist die lokale/dezentrale Nachfrage durch das lokale/dezentrale Energieangebot anteilmäßig zu decken. Eine Energieautarkie kann über die KPI des Energieautarkiegrads (EAG) und des Eigenverbrauchsanteils bestimmt und bewertet werden. (vgl. McKenna et al. 2015)

Der Energieautarkiegrad (EAG) beschreibt im Allgemeinen das Verhältnis zwischen der Eigenenerzeugung und dem Energieverbrauch (vgl. McKenna et al. 2015). Die in Gleichung (42) hergeleitete Beziehung beschreibt, durch Subtraktion des von außen bezogenen Energieanteils

von 100 %, genau dieses Verhältnis. Im Fall eines Wohnquartiers bedeutet ein steigender Energieautarkiegrad demnach eine zunehmende Selbstversorgung mit Energie aus Strom und Wärme ohne dabei Strom und Gas aus dem Netz zu beziehen:

$$\text{EAG} = \left(1 - \frac{P_{\text{source,el}} + P_{\text{source,Gas}}}{P_{\text{Bedarf,el}} + P_{\text{Bedarf,th}}} \right) \cdot 100 \%. \quad (42)$$

Die Definition des Energieautarkiegrads für die Energiesysteme eines wasserstoffbasierten und eines konventionellen Quartiers unterscheiden sich lediglich hinsichtlich der jeweiligen Strombedarfsanteile in $P_{\text{Bedarf,el}}$. Im wasserstoffbasierten Energiesystem zählen dabei, zuzüglich des Strombedarfs des Quartiers, die Wärmepumpe, der Elektrolyseur und der Kompressor als Stromverbraucher. Das konventionelle Referenzenergiesystem fasst dagegen in $P_{\text{Bedarf,el}}$ nur den Strombedarf des Quartiers und der Wärmepumpe zusammen. Insgesamt ist eine positive Auswirkung der Speichermöglichkeit von PV-Strom auf den Grad der Autarkie zu erwarten.

Die zweite wichtige Kenngröße in der Bestimmung der Energieautarkie eines Wohnquartiers ist der Eigenverbrauchsanteil der nach McKenna et al. (2015) den Anteil an Eigenerzeugung beschreibt, der selbst verbraucht wird. Im Rahmen der betrachteten Energiesysteme ist die Eigenerzeugung von Energie mit der des erzeugten PV-Stroms gleichzusetzen. Folglich kann der KPI eines PV-Eigenverbrauchsanteils (PVEV) mit:

$$\text{PVEV} = \left(\frac{P_{\text{PV,Eigen}}}{P_{\text{PV,gesamt}}} \right) \cdot 100 \% \quad (43)$$

definiert werden. Erwartungsgemäß erhöht sich durch Integration eines Energiespeichers der PVEV eines Energieversorgungssystems.

Die für die Energieversorgung des Quartiers aufgewendete Endenergie aus Strom und Erdgas kann auf eine in der Nutzung bzw. Umwandlung anfallende Menge an CO₂ zurückgerechnet werden und als Vergleichsgröße für eine regenerative Betriebsweise herhalten. Die insgesamt in einem Zeitraum für die Energieversorgung verursachte Menge an CO₂ kann dabei mit den Emissionsfaktoren für Strom und Erdgas berechnet werden. In dieser Arbeit wurde der für 2018 berechnete Emissionsfaktor für Strom von 0,468 kg_{CO2}/kWh_{el} auf Basis der netto verfügbaren Endenergie und der CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung verwendet (vgl. Icha und Kuhs 2020). Der Emissionsfaktor für L-Erdgas kann gemäß Jührich (2016) zu 0,202 kg_{CO2}/kWh_{Gas}

aus einem Mittel der Emissionsfaktoren für Winter und Sommer in Deutschland bestimmt werden.

5.1.2 Nutzungsgrad des Speichersystems und SOC des Druckspeichers

Für das untersuchte wasserstoffbasierte Energiesystem ist weiterhin der Speicherstand (SOC)-Verlauf über den betrachteten Zeitraum eines optimierten Betriebs von Relevanz. Über den Zeitraum eines Jahres kann folglich die volumetrische Ausnutzung des Wasserstoffspeichers festgestellt und bewertet werden. Die Berechnung des Speicherstands über die Energiebilanz der ein- und ausgehenden Wasserstoffströme wird in der Modellierung des Wasserstoffspeichers (siehe Kapitel 4.4.1) näher beschrieben.

Im Rahmen dieser Arbeit wird zusätzlich der Jahresnutzungsgrad (JNG) des Wasserstoffspeichersystems aus Elektrolyseur, Kompressor und Druckspeicher ermittelt, um die über das Jahr nutzbare Energiemenge aus Wasserstoff ins Verhältnis zur insgesamt aufgebrauchten Endenergiemenge aus Strom setzen zu können.

Für ein beispielhaftes Heizsystem wird der Jahresnutzungsgrad aus der zugeführten Energie des Brennstoffs mit dem Heizwert und der tatsächlich nutzbaren Heizwärme berechnet. Für das in dieser Arbeit betrachtete Wasserstoffspeichersystem wird die zugeführte Energiemenge mit der in der Produktion und Kompression anfallenden elektrischen Endenergie definiert. Die nutzbare Energie des Wasserstoffspeichersystems ist dabei die genutzte Energiemenge des Wasserstoffs, die über den Zeitraum eines ganzen Jahres ausgespeichert wurde (siehe Gleichung (44)).

$$\text{JNG} = \left(\frac{\sum_{\forall t \in \mathcal{M}_T} E_{\text{H}_2, \text{Nutz}}(t)}{\sum_{\forall t \in \mathcal{M}_T} (E_{\text{Ely}}(t) + E_{\text{Komp}}(t))} \right) \cdot 100 \% \quad (44)$$

In der Betrachtung des Jahresnutzungsgrad eines Langzeitspeichers ist das Niveau des Speicherstands (SOC) zu Beginn und am Ende des Betrachtungszeitraums von besonderer Wichtigkeit. Der Speicherstand sollte in Berechnung des JNG zu Beginn und am Ende des Betrachtungszeitraums denselben Speicherstand aufweisen, da sonst Energieinhalte eingeschlossen werden, die nicht in der Aufwand-Nutzen-Bilanz berücksichtigt werden.

Nachfolgend werden die oben definierten KPI im Zuge einer Simulation eines optimierten Betriebs der beiden betrachteten Energiesysteme berechnet und die Ergebnisse ausgewertet.

5.2 Ergebnisdarstellung und -auswertung

Das nachfolgende Kapitel fasst die Ergebnisse der Berechnungen der in Kapitel 5.1 definierten KPI für den optimierten Betrieb des wasserstoffbasierten und des konventionellen Energiesystems zusammen. Dabei werden die Energieautarkiegrade der beiden Systeme für den gesamten Zeitraum in Abbildung 5.1 und die Eigenverbrauchsanteile des produzierten PV-Stroms in Abbildung 5.2 gegenübergestellt. Der zu einer Nutzung des überschüssigen PV-Stroms korrespondierende Speicherstand des Wasserstoffdrucktanks wird in Abbildung 5.3 gezeigt. Darüber hinaus werden Unterschiede und heraus tretende Merkmale der optimierten Betriebe für einen Sommer- und einen Winter-Typ-Tag sichtbar gemacht (siehe Abbildung 5.4 - Abbildung 5.7).

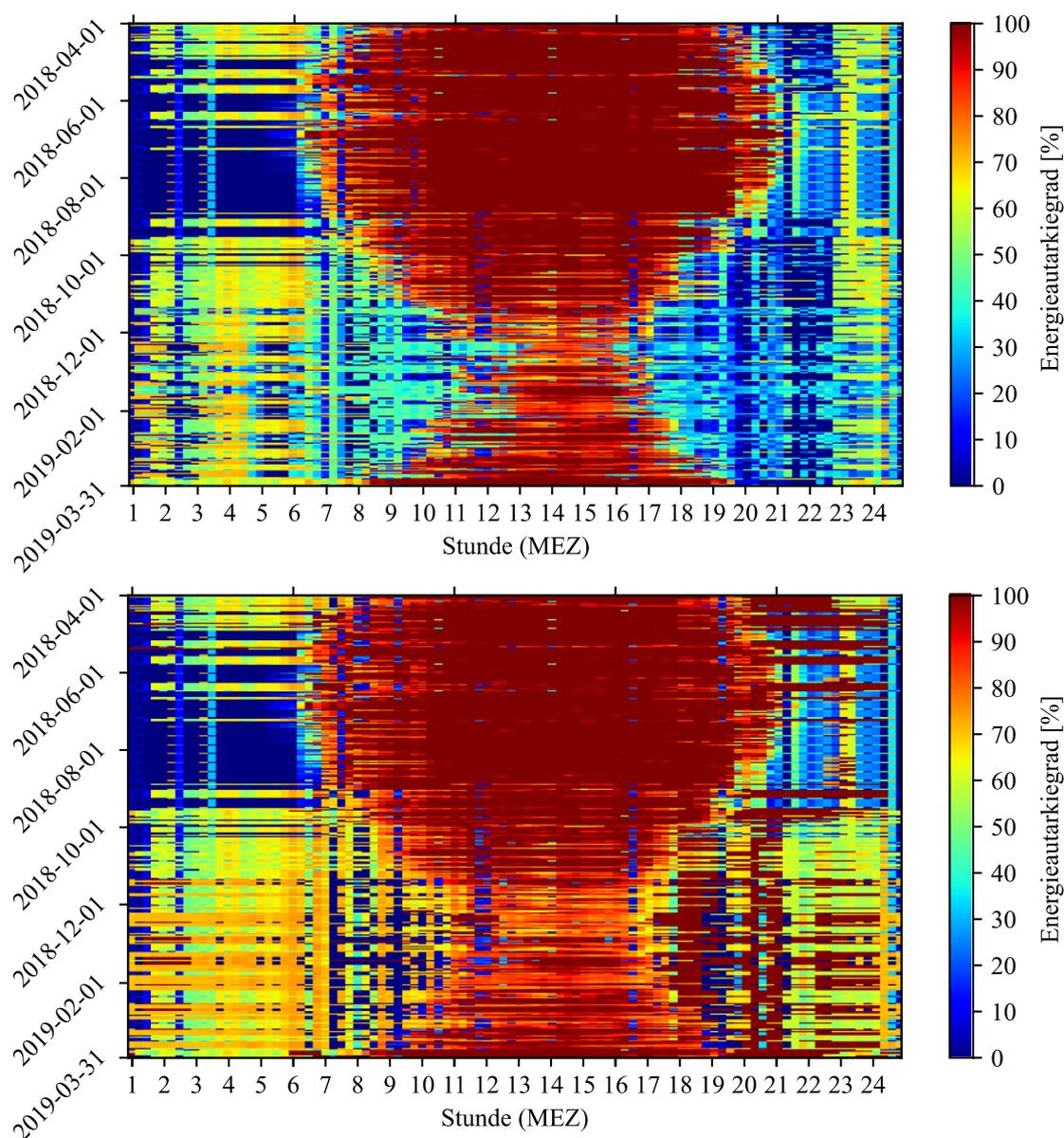


Abbildung 5.1 Darstellung des Energieautarkiegrads eines optimierten Betriebs für das konventionelle Referenzenergiesystem (oben) und das wasserstoffbasierte Energiesystem mit Speicher (unten).

Abbildung 5.1 zeigt die Tagesverläufe des Energieautarkiegrades unter Berücksichtigung der im Quartier benötigten Energie aus Strom und Wärme von Beginn (2018-04-01 00:00 Uhr) bis Ende (2019-03-31-23:45 Uhr) des in der Optimierung berücksichtigten Zeitraums. Sowohl für das konventionelle als auch für das wasserstoffbasierte Energiesystem kann tagsüber ein hoher Grad an Autarkie erreicht werden, der wesentlich durch die tages- und jahreszeitabhängige PV-Leistung beeinflusst wird (siehe auch Abbildung 5.2).

In den Sommermonaten von April bis September werden in weiten Teilen des Tages (je nach Sonnenaufgang und -Untergang) EAG von bis zu 100 % erreicht, während in der Zeit von 23:30 bis 06:00 Uhr für beide Systeme vergleichbare Autarkieverläufe mit geringem Niveau auftreten. Gerade für die Hochsommer-Monate von Mitte Juni bis Ende August dominieren von 23:30 bis 06:00 Uhr geringe EAG mit Werten gegen 0 %. Für den wasserstoffbasierten Betrieb sind jedoch in den genannten Sommermonaten in den Abendstunden von Sonnenuntergang bis ca. 23:00 Uhr vereinzelte Betriebsphasen von 100 % Autarkie zu erkennen. Abbildung 9.1 zeigt die für die einzelnen Sommermonate errechneten durchschnittlichen Energieautarkiegrade der beiden Energiesysteme, wobei von April bis Juli eine deutliche Annäherung der Werte des Referenzbetriebs (65 auf 73,44 %) an die des wasserstoffbasierten Betriebs (87,26 auf 87,3 %) festzustellen ist.

Für die Wintermonate von Oktober bis März zeichnet sich eine deutliche Zunahme des Autarkiegrads des wasserstoffbasierten Betriebs in der Zeit von 23:30 bis 06:00 Uhr ab. Während das Wasserstoffsystem vermehrt auf EAG von bis zu 70 % kommt, ist der Betrieb des Referenzenergiesystems für eine vergleichbare Tageszeit in weiten Teilen nur zu 55 % autark (siehe Abbildung 5.1). Durch die jahreszeitbedingte Abnahme der PV-Leistung im Vergleich zu den Sommermonaten wird der Zeitbereich hoher EAG für beide Energiesysteme kürzer. Für den optimierten Betrieb mit Wasserstoff sind jedoch insgesamt im Winter längere Zeitbereiche mit größtenteils 80 % Autarkie zu erkennen, während der konventionelle Betrieb, vor allem in der Zeit von Dezember bis Ende Januar, deutlich kürzere Bereiche hoher Autarkie aufweist. Von Oktober bis April in den Zeiträumen von 19:30 bis 22:00 Uhr bleibt das Referenzenergiesystem unterhalb eines EAG von 30 %. In dieser Zeit weist das wasserstoffbasierte Energiesystem ein insgesamt deutlich höheres Niveau an Autarkie von weitestgehend 50 % auf. Zusätzlich wird zwischen 17:00 und 18:00 Uhr und 19:00 und 20:00 Uhr für die Mehrzahl der Tage im Winter ein Autarkiegrad von 100 % erreicht. Die für die jeweiligen Wintermonate berechneten EAG (siehe Abbildung 9.1) zeigen eine deutliche Zunahme des wasserstoffbasierten im Vergleich

zum konventionell betriebenen Energiesystems. Die Werte liegen insgesamt zwischen 21,42 und 29,2 Prozentpunkte auseinander.

Eine für den Energieautarkiegrad maßgeblicher KPI eines Energiesystems mit integrativer PV-Erzeugung ist der PV-Eigenverbrauchsanteil. Abbildung 5.2 zeigt den Anteil des Eigenverbrauchs an produziertem PV-Strom über den gesamten Zeitraum der Optimierung.

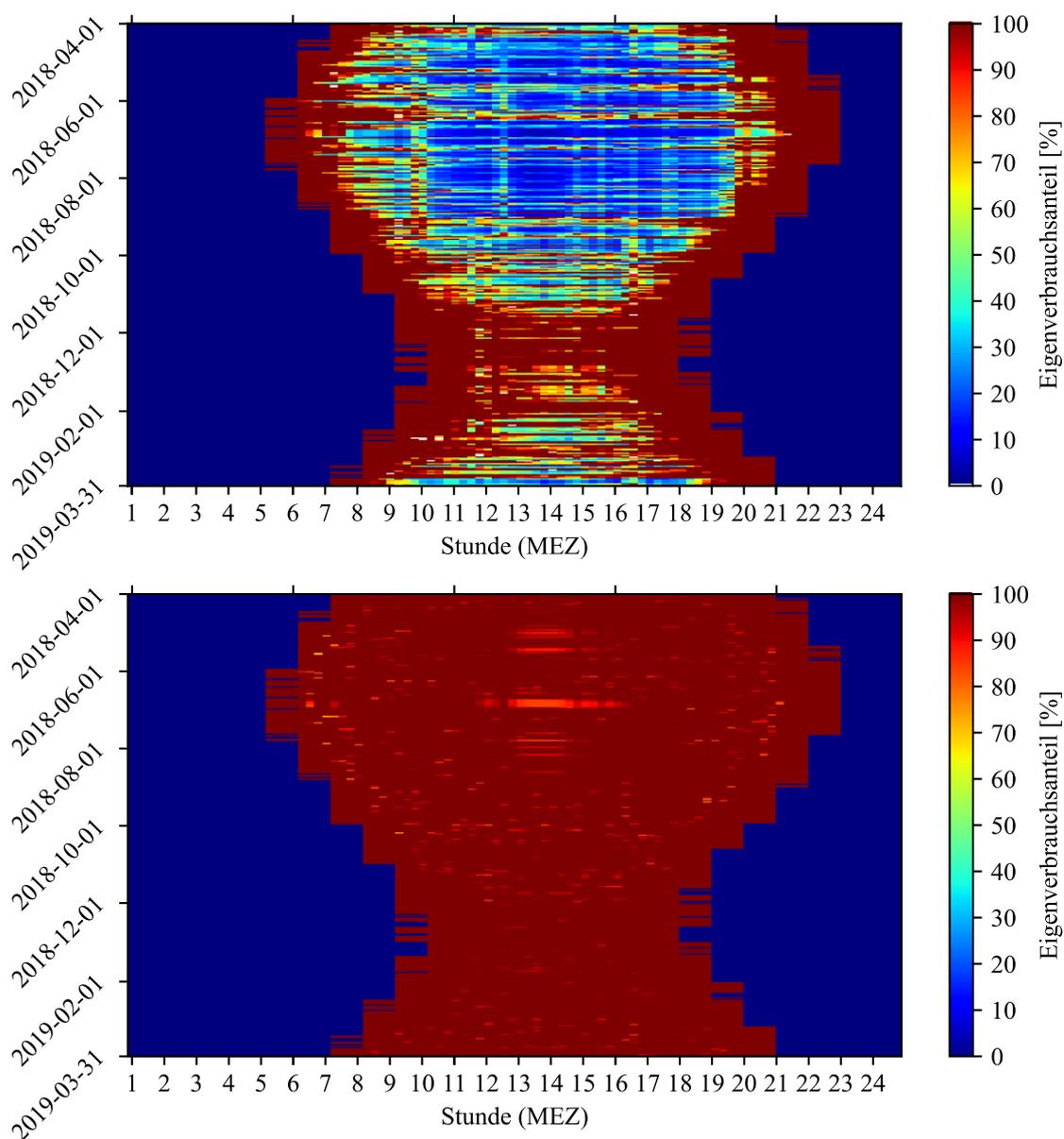


Abbildung 5.2 Darstellung des PV-Eigenverbrauchsanteils für den optimierten Betrieb des konventionellen Referenzenergiesystems (oben) und des wasserstoffbasierten Energiesystems mit Speicher (unten).

Durch fehlende PV-Leistungen in der Nacht ist der KPI des PV-Eigenverbrauchsanteils zu entsprechenden Tageszeiten nicht definiert. In Abbildung 5.2 sind diese Bereiche mit einem Anteil von 0 % gleichgesetzt.

Mit der Zunahme der in den Sommermonaten tagsüber zur Verfügung stehenden PV-Leistung sinkt der Eigenverbrauchsanteil des Referenzenergiesystems. Während morgens und abends noch der produzierte PV-Strom im Quartier verbraucht werden kann, sinkt der Eigenverbrauchsanteil für die Zeitspanne hoher PV-Leistungen größtenteils unter 30 %. Der im Sommer große Zeitraum niedriger Eigenverbräuche wird mit abnehmendem Niveau der erzeugten PV-Leistung im Winter kürzer. Im Dezember steigt das Niveau des Eigenverbrauchsanteils wieder auf über 90 % für den gesamten Tagesverlauf an.

Das wasserstoffbasierte Energiesystem kann durch Integration einer Speicheroption flächendeckend einen hohen Eigenverbrauchsanteil erreichen. Mit Ausnahme von kurzen Zeitabschnitten und einer Erzeugungsspitze Ende Juli in der Zeit von 12:30 bis 15:00 Uhr können annähernd 100 % der PV-Leistung im Quartier genutzt werden. Unter Berücksichtigung aller Zeitschritte liegt der Eigenverbrauchsanteil tagsüber immer über 90 %.

Einhergehend mit dem Jahresverlauf der Leistung aus erzeugtem Photovoltaik-Strom (siehe Abbildung 5.3) kann eine Abhängigkeit des Speicherstands des Wasserstoffdrucktanks beobachtet werden. Der im Gesamtkontext stetig steigende Speicherstand in den Monaten von Mai bis September ist auf das allgemein hohe Niveau der PV-Leistung von größtenteils über 40 kW_{el} zurückzuführen. Bis Ende Oktober folgt eine Stagnation des Füllstands bei annähernd 100 % gefolgt von einer stetigen Abnahme bis Mitte März. Die kleinen lokalen Einbrüche von wenigen Prozentpunkten im zeitlichen Verlauf der Sommermonate können auf zeitgleiche tagesbedingt niedrige PV-Leistung zurückgeführt werden. In den Übergangsmonaten März und Oktober ist eine Stagnation mit kleinen lokalen Schwankungen des Speicherfüllstands zu erkennen, wobei der maximale Speicherstand von 100 % im September und das Minium des gespeicherten Wasserstoffs (0 %) Ende März bzw. Mitte April erreicht wird.

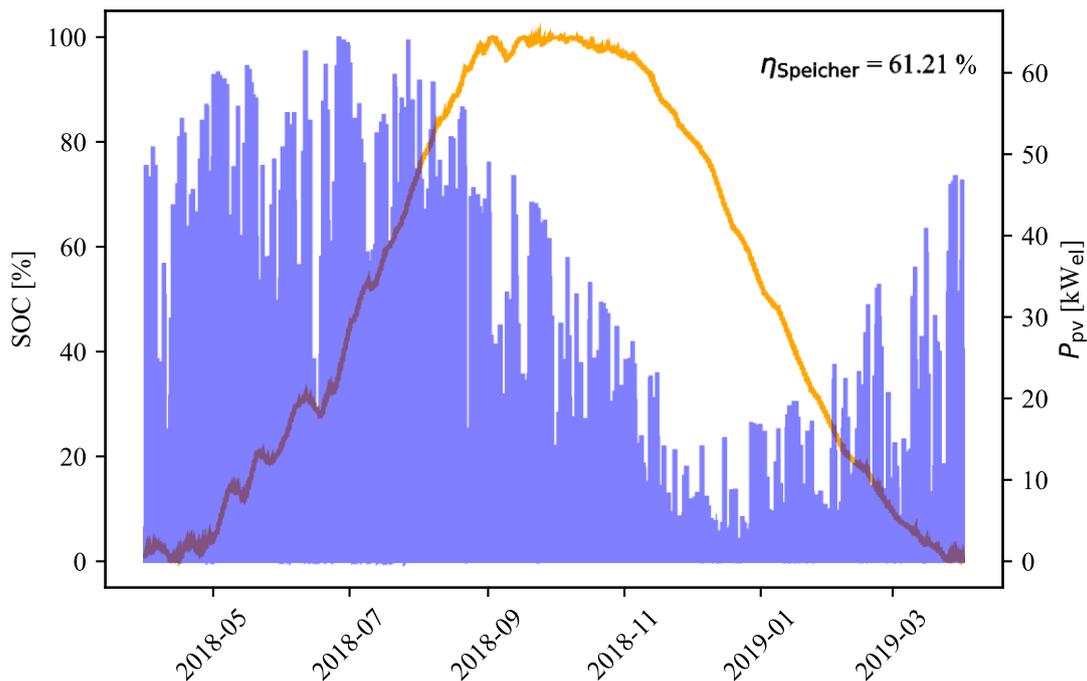


Abbildung 5.3 Verlauf des Speicherstands (SOC) des Wasserstoffdrucktanks sowie der erzeugten PV-Leistung über den gesamten Optimierungszeitraum.

Die Modell-Komponenten des Elektrolyseurs und des Kompressors geben eine lineare Beziehung zwischen elektrischer Leistungen und erzeugtem bzw. verdichteten Wasserstoffmassenstrom vor. Mit der elektrischen Energie für die Erzeugung eines Normkubikmeter Wasserstoffs in einer Stunde von $4,8 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{Nm}^3$, der entsprechenden Energie der Kompression von $0,122 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{Nm}^3$ und dem Heizwert von $2,99 \text{ kWh}_{\text{Gas}}/\text{Nm}^3$ kann der Wirkungsgrad der Umwandlung von elektrischer Energie in verdichteten Wasserstoff zu $60,75 \%$ berechnet werden. Durch das lastunabhängige, lineare Verhalten und das Fehlen zeitabhängiger Verluste im Speicherprozess sind der bestimmte Jahresnutzungsgrad ($61,21 \%$) und der zeitlich entkoppelte, fixe Wirkungsgrad gleich definiert.

In den folgenden Abbildungen werden die optimierten Betriebe der Blockheizkraftwerke (BHKW), der Wärmepumpen (WP) und der Spitzenlastkessel (Kessel) zusammen mit den Energiebedarfen und –bezügen für beide betrachteten Energiesysteme dargestellt. Anhand von Typ-Tagen für Sommer und Winter können so Unterschiede und Gemeinsamkeiten in der Betriebsweise festgestellt werden.

Abbildung 5.4 und Abbildung 5.5 zeigen die Anlagenbetriebe des konventionellen Referenzenergiesystems für einen beispielhaften Sommer-Typ-Tag bzw. Winter-Typ-Tag. Deutlich ist der durch ausreichend PV-Leistung in der Zeit von 06:00 bis 20:30 Uhr substituierte Strom-

bezug aus dem Netz für den Typ-Tag im Sommer zu erkennen. Der Wärmebedarf des Wohnquartiers wird genau durch die mit der Wärmepumpe produzierte Wärmeleistung bedient. Zusätzlich kann in der Zeit von 06:00 bis 20:30 Uhr der gesamte Strombedarf des Quartiers durch den produzierten PV-Strom gedeckt werden. Aufgrund fehlender PV-Leistung in der Zeit von 21:00 bis 06:00 Uhr wird die fehlende Leistung aus dem Stromnetz bezogen. Für einen Sommer-Typ-Tag wird das Erdgas-BHKW nicht betrieben.

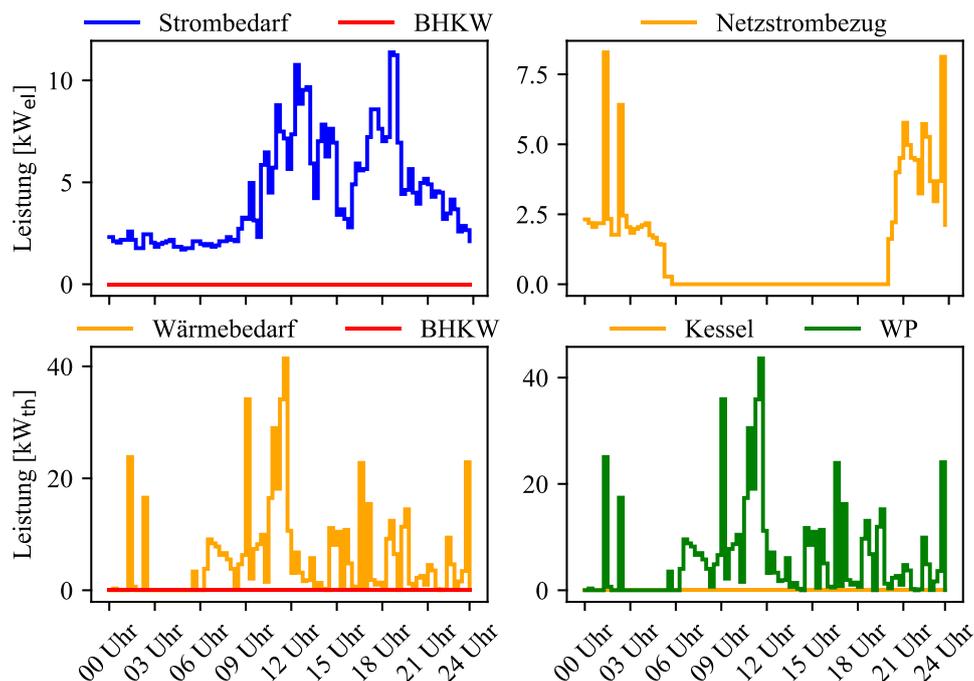


Abbildung 5.4 Abbildung der verschiedenen Lastgänge für einen Typ-Tag im Sommer (07-01-2018) des optimierten Betriebs des konventionellen Referenzenergiesystems.

Für den beispielhaften Winter-Typ-Tag des optimierten Betriebs des Referenzenergiesystems ist im Vergleich zum Sommer-Typ-Tag ein deutlich höheres Niveau des Wärmebedarfs zu erkennen. Eine Wärme-Grundlast wird dabei über weite Teile des Tages durch das Erdgas-BHKW gedeckt, welches zusätzlich zwischen 18:00 und 21:00 Uhr Lastspitzen des Strombedarfs deckt. Insgesamt produziert das BHKW im Teillastbetrieb mit 10 kW_{el} über den Bedarf an elektrischer Leistung. Bei Betrieb des BHKW werden, wie in Abbildung 5.5 (rechts-oben) zu erkennen, keine Leistung aus dem Stromnetz bezogen. Die Wärmepumpe deckt in der Zeit einer maximal lieferbaren PV-Leistung und geringen Wärmebedarfs von 12:00 bis 15:00 Uhr die gesamte Wärmenachfrage des Quartiers und produziert in der restlichen Zeit notwendige Leistungsspitzen. Der Spitzenlastkessel liefert ausschließlich Peak-Leistungen zu Tageszeiten hoher Wärmenachfrage.

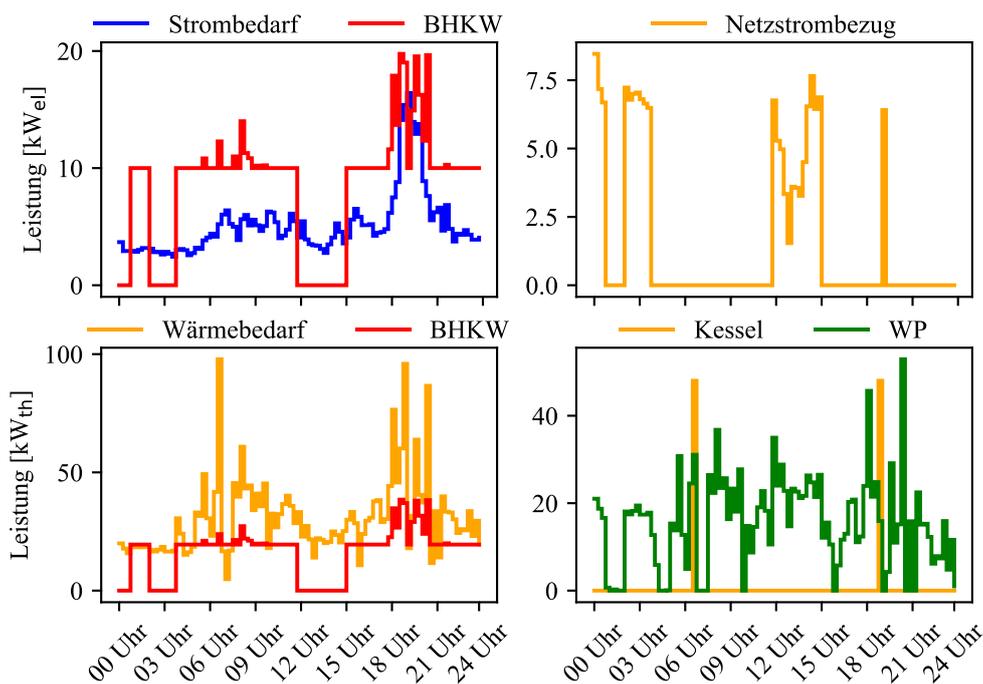


Abbildung 5.5 Abbildung der verschiedenen Lastgänge für einen Typ-Tag im Winter (12-04-2018) des optimierten Betriebs des konventionellen Referenzenergiesystems.

Nachfolgend ist der Anlagenbetrieb des wasserstoffbasierten Energiesystems für den beispielhaften Sommer-Typ-Tag bzw. Winter-Typ-Tag in Abbildung 5.6 und Abbildung 5.7 dargestellt.

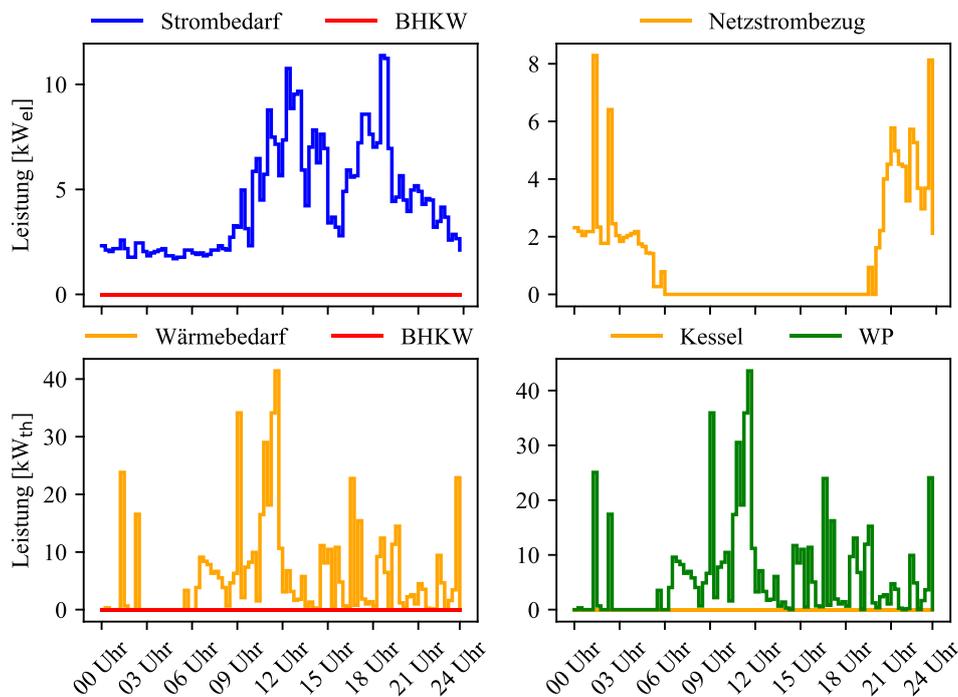


Abbildung 5.6 Abbildung der verschiedenen Lastgänge für einen Typ-Tag im Sommer (07-01-2018) des optimierten Betriebs des wasserstoffbasierten Energiesystems.

Für den Sommer-Typ-Tag sind die optimierten Anlagenbetriebe des wasserstoffbasierten Energiesystems und des Referenzsystems nahezu identisch (siehe Abbildung 5.4 und Abbildung 5.6).

Der optimierte Betrieb des wasserstoffbasierten Energiesystems für einen Winter-Typ-Tag unterscheidet sich dagegen deutlich von dem des Referenzenergiesystems. Die über das gesamte Jahr niedrigeren Energiebeiträge des BZ-BHKW (siehe Abbildung 5.9) können mit dem für die Wintertage vergleichbar reduzierten Betrieb in Verbindung gebracht werden. Das BZ-BHKW deckt nur einen im Vergleich zum Referenzbetrieb kleinen Anteil des Wärmebedarfs des Quartiers vornehmlich in der Zeit von 16:00 bis 23:00 Uhr. Entsprechend hoch fällt der aus dem Netz bezogene Strom für den Betrieb der Wärmepumpe in den verbleibenden Stillstandszeiten des BZ-BHKW zur Deckung der im Winter erhöhten Wärmebedarfe aus. Außerdem ist zur Bedienung der auftretenden Wärmelastspitzen von 06:00 bis 09:00 Uhr und 18:00 bis 21:00 Uhr ein deutlich erhöhter Betrieb des Spitzenlastkessels im Vergleich zum Referenzbetriebe festzustellen.

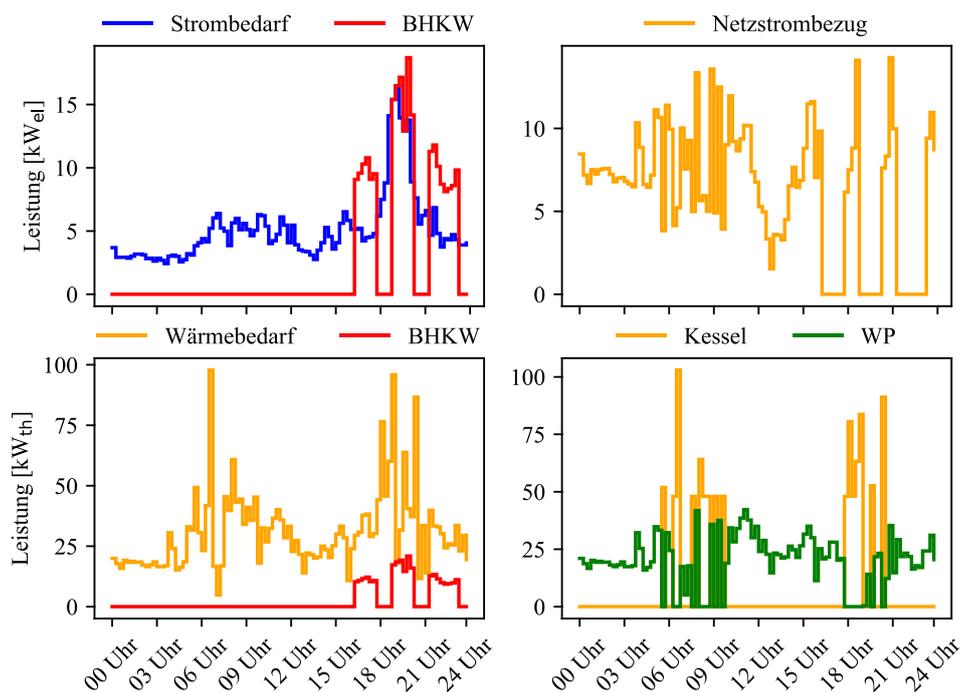


Abbildung 5.7 Abbildung der verschiedenen Lastgänge für einen Typ-Tag im Winter (12-04-2018) des optimierten Betriebs des wasserstoffbasierten Energiesystems.

Der Strombedarf des Quartiers wird zu Tageszeiten niedriger oder nicht vorhandener PV-Leistung sowie Stillstands-Phasen des BZ-BHKW (00:00 bis 16:00 Uhr) zum Größten Teil durch

Netzstrom gedeckt. In Stunden maximaler PV-Leistungen (10:00 bis 14:00 Uhr) kann im Winter nur ein Teil des Strombedarfs des Quartiers und der Wärmepumpe im wasserstoffbasierten sowie im referenziellen Energiesystem durch PV-Strom gedeckt werden.

Für eine Beurteilung der regenerativen Betriebsweise kann das Maß an Substitution der für die Versorgungsaufgabe aus dem Netz bezogenen Endenergiemenge an Strom und Erdgas durch eigenverbrauchten PV-Strom herangezogen werden. Dabei stellt Abbildung 5.8 die über den gesamten betrachteten Zeitraum genutzten Energiebeträge aus den genannten Energiequellen für die beiden Energiesysteme gegenüber.

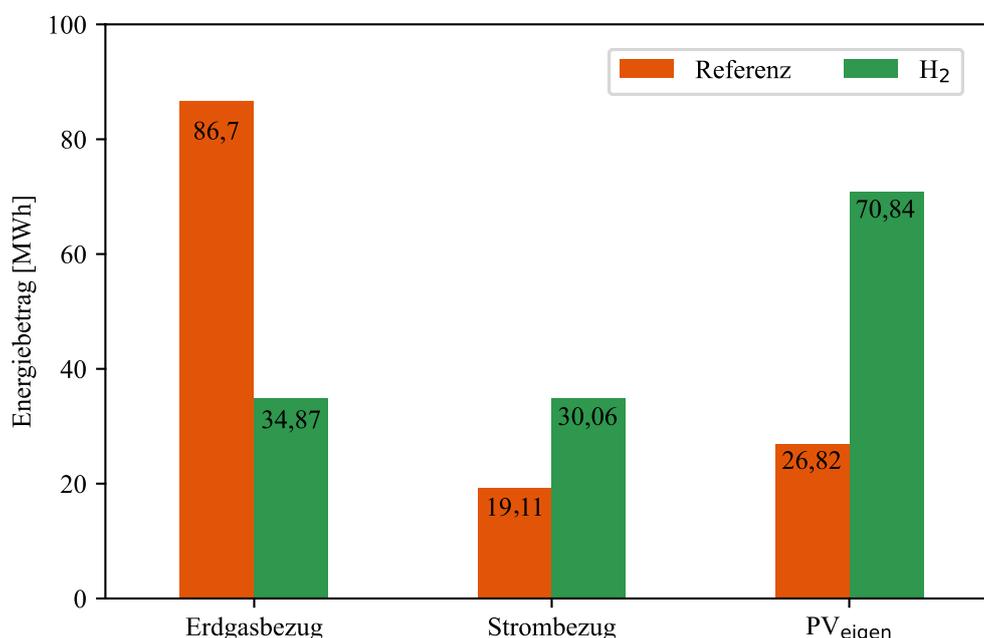


Abbildung 5.8 Gegenüberstellung der für die Versorgungsaufgabe des Quartiers bezogenen Energiemengen aus den Endenergiequellen Erdgas und Strom sowie aus eigen-erzeugtem PV-Strom.

Der Bezug von Erdgas ist für den wasserstoffbasierten Betrieb deutlich von 86,7 MWh_{Gas} auf 34,7 MWh_{Gas} bezüglich des Referenzbetriebs gesunken. Hinsichtlich der verbrauchten Energiemengen aus netzbezogenem Strom liegt der Betrieb mit Wasserstoff (30,06 MWh_{el}) deutlich vor dem Referenzbetrieb (19,11 MWh_{el}). Durch Integration des Wasserstoffspeichersystems können ca. 44 MWh_{el} zusätzlicher PV-Strom im Quartier zur Energiespeicherung und späteren Nutzung verwertet werden.

Mit den in Kapitel 5.1.1 genannten Emissionsfaktoren für den in Deutschland 2018 produzierten Strom und das betrachteten L-Erdgas kann eine für die Bereitstellung der jeweiligen Endenergieträger aufgewendete Masse an CO₂ berechnet werden. Diese beträgt für den optimierten

Betrieb des Referenzenergiesystems für den betrachteten Zeitraum circa 26,45 t und für das wasserstoffbasierte Energiesystem 21,11 t.

Die für die Verbraucherseite insgesamt erzeugten Energiebeträge der jeweiligen Anlagen für die Strom- und Wärmebereitstellung sind in Abbildung 5.9 und 5.10 gezeigt, wobei die gegenübergestellten Energiebeträge den gesamten betrachteten Zeitraum von einem Jahr abbilden. Abbildung 5.9 stellt dabei die produzierte Strommenge aus BHKW, genutzten PV-Strom und bezogenen Energie aus dem Stromnetz und den Strombedarf des Quartiers für die beiden diskutierten Betriebsarten (referenziell und wasserstoffbasiert) gegenüber.

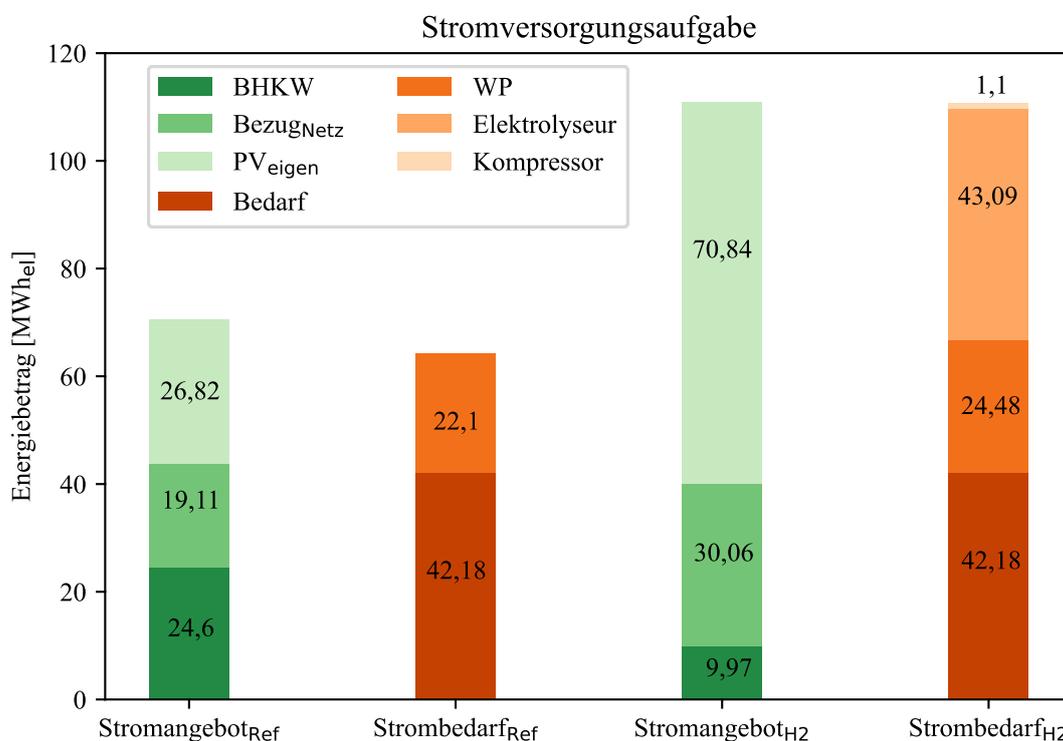


Abbildung 5.9 Darstellung der Stromversorgungsaufgabe für das betrachtete Quartier unter Berücksichtigung der im Referenzbetrieb (Ref) bzw. wasserstoffbasierten Betrieb (H₂) eingesetzten Anlagen.

Die im Strombedarf mit eingeschlossenen Energieanteile unterscheiden sich für die beiden Energiesysteme hinsichtlich der berücksichtigten Anlagen. Während im Referenzenergiesystem nur der Strombedarf des Quartiers und die für den Betrieb der Wärmepumpe (WP) notwendige elektrische Energie berücksichtigt wird, bezieht die Definition des Strombedarfs für das wasserstoffbasierte Energiesystem die für die Speicherung relevanten Anlagen des Elektrolyseurs und des Kompressors mit ein.

In Abbildung 5.9 wird der schon in Abbildung 5.8 ersichtliche Mehranteil von Netzstrom an der Deckung des Strombedarfs des wasserstoffbasierten Energiesystems deutlich. Zusätzlich ist

zu erkennen, dass der Anteil an produziertem Strom aus dem BZ-BHKW mit 9,97 MWh_{el} deutlich geringer ist als der des konventionellen BHKW (24,6 MWh_{el}). Der elektrische Energiebedarf des Elektrolyseurs zur Produktion von Wasserstoff aus überschüssigem PV-Strom nimmt mit 43,09 MWh_{el} den größten Anteil des Strombedarfs ein, während der korrespondierende Kompressor zur Verdichtung des produzierten Wasserstoffs mit 1,1 MWh_{el} nur eine untergeordnete Rolle im Gesamtbedarf des wasserstoffbasierten Betriebs einnimmt. In den Gegenüberstellungen der Energiebeträge aus Strom für die betrachteten Energiesysteme sind die eventuell anfallenden Anteile von NetZRückspeisungen nicht berücksichtigt und erklärt die sichtbare Differenz zwischen Stromangebot und -bedarf von circa 6 MWh_{el} für den Referenzbetrieb und circa 0,02 MWh_{el} für den wasserstoffbasierten Betrieb.

Die Erfüllung der durch die Heiz- und Trinkwarmwasserbedarfe (TWW) des betrachteten Quartiers vorgegebene Wärmeversorgungsaufgabe durch die im jeweiligen Energiesystem eingesetzten Anlagen ist in Abbildung 5.10 gezeigt.

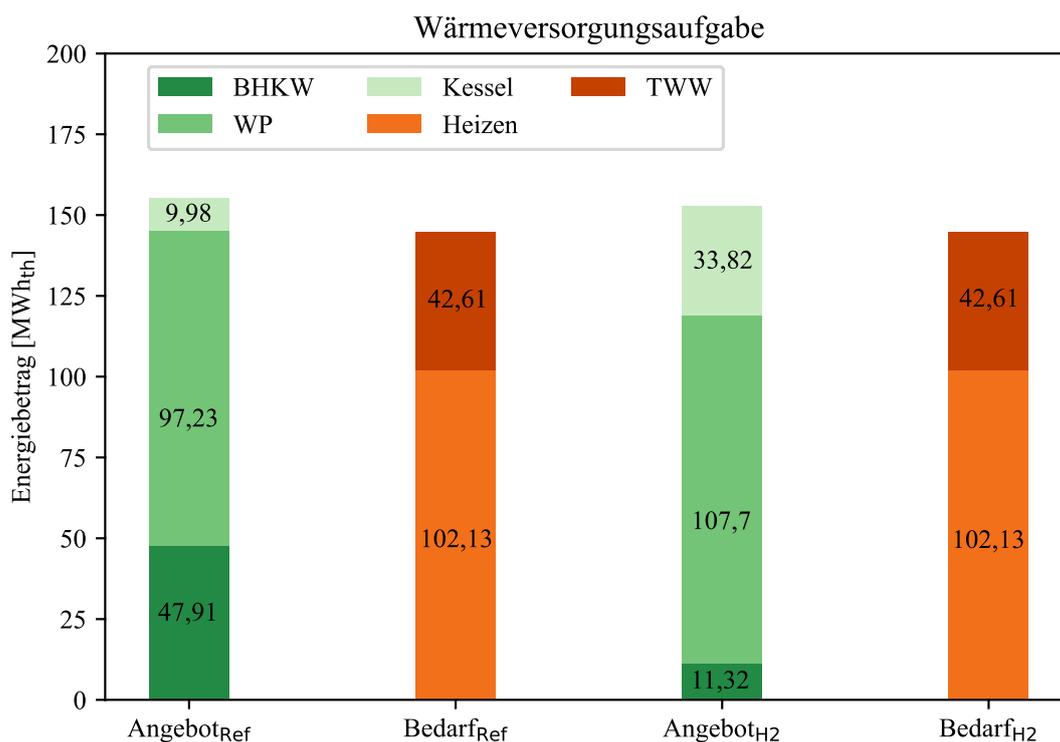


Abbildung 5.10 Darstellung der Wärmeversorgungsaufgabe für das betrachtete Quartier unter Berücksichtigung der im Referenzbetrieb (Ref) bzw. wasserstoffbasierten Betrieb (H₂) eingesetzten Anlagen.

Die über den betrachteten Zeitraum aufsummierten Energiebeträge des Wärmebedarfs (Heizen und TWW) sind für beide Betriebe gleich groß. Die Anteile der produzierten Wärmemengen unterscheiden sich jedoch aufgrund der unterschiedlichen Betriebsweisen der Anlagen für das

referenzielle und das wasserstoffbasierte Energiesystem. Einhergehend mit der größeren bereitgestellten Strommenge des konventionellen BHKW (siehe Abbildung 5.9) ist der Anteil an produzierter Wärmeenergie am gesamten Angebot mit 47,91 MWh_{th} größer als für das BZ-BHKW im Wasserstoff-Energiesystem (11,32 MWh_{th}). Der dadurch entstehende Mehrbedarf an Wärmeenergie wird durch den Betrieb der Wärmepumpe (WP) und des Spitzenlastkessels (Kessel) kompensiert. Dabei werden im wasserstoffbasierten Energiesystem circa 10 MWh_{th} mehr durch die Wärmepumpe und 23,84 MWh_{th} durch den Spitzenlastkessel bereitgestellt. Ein kleiner Anteil der produzierten Wärme (5 %) wird als Wärmeverlust des simulierten Nahwärmenetzes berücksichtigt, sowie eine durch Überproduktion anfallende Abwärme.

In Kapitel 6 werden die oben dargestellten Ergebnisse der berechneten KPI sowie der Anlagenbetriebe der optimierten Energiesysteme vergleichend bewertet und diskutiert.

6 Ergebnisdiskussion

Die nachfolgende Diskussion der Ergebnisse bezieht sich primär auf die hervortretenden Merkmale und Unterschiede in der optimierten Betriebsweise sowie deren Begründung hinsichtlich der Zielfunktion der Optimierung. Weiterhin können die spezifischen Energieautarkiegrad-Verläufe der beiden betrachteten Energiesysteme und die Eigenschaften des Speicherbetriebs für das wasserstoffbasierte Energiesystem in den Kontext der übrigen Ergebnisse gesetzt werden.

Unterschiede in der optimierten Betriebsweise zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe

Für beide Energiesysteme wird die Versorgungsaufgabe des Quartiers durch die eingesetzten Anlagen erfüllt (siehe Abbildung 5.9 und Abbildung 5.10). Ein Großteil des im Referenzenergiesystem ungenutzten PV-Stroms kann für den wasserstoffbasierten Betrieb gespeichert werden (siehe Abbildung 5.2 und Abbildung 5.9). Dabei kommt es über die gesamte Betriebszeit zu einer vollständigen Umsetzung der produzierten und gespeicherten Energie in dem BZ-BHKW zur Bereitstellung von Strom und Wärme (siehe Abbildung 5.3).

Gleichwohl können mit Betrachtung der Aufteilungen der Energiebeträge der jeweiligen Anlagen für den gesamten optimierten Zeitraum wesentliche Unterschiede in den Betriebsweisen der beiden Energiesysteme festgehalten werden (Abbildung 5.9 und Abbildung 5.10).

Ein Hauptunterschied ist der unterschiedliche Betrieb des BZ- und des Erdgas-BHKW. Die über den betrachteten Zeitraum wesentlich kürzere Betriebszeit des BZ-BHKW ist auf die begrenzte Energiemenge in Form von Wasserstoff zurückzuführen. Aus ca. 43 MWh_{el} elektrischer Energie aus überschüssigem PV-Strom können unter Einbezug des in Kapitel 5.2 berechneten konstanten Umwandlungswirkungsgrads von 60,75 % nur ca. 26 MWh_{Gas} der Energie in Form von Wasserstoff im BZ-BHKW umgesetzt werden. Unter Berücksichtigung der Verluste des BZ-BHKW werden 21,29 MWh als elektrische und thermische Energie für die Versorgung des Quartiers genutzt. Der gesamte Energiebetrag für den konventionellen Betrieb eines BHKW liegt im Vergleich bei 72,51 MWh.

Hinsichtlich der Wärmeversorgungsaufgabe erfolgt die Kompensation der fehlenden thermischen Leistung im wasserstoffbasierten Energiesystem durch den Spitzenlastkessel und die Wärmepumpe. Der deutliche Mehrbedarf an Netzstrom kann auf die ausbleibende elektrische Leistung des BZ-BHKW zurückgeführt werden, wobei der größte Anteil der bezogenen elektrischen Leistung für die Deckung des Strombedarfs des Quartiers gebraucht wird (siehe Abbildung 5.9).

Die oben angestellte Analyse des optimierten Betriebs für beide Energiesysteme bezieht sich auf die Bilanz der Energiebeträge der einzelnen Anlagen unter Berücksichtigung des gesamten Optimierungszeitraums. Bei zusätzlicher Bewertung der beispielhaften Typ-Tage für Sommer und Winter können maßgebliche Unterschiede in der Betriebsweise der beiden Energiesysteme ausschließlich auf den Winter-Betrieb zurückgeführt werden.

Für einen Winter-Typ-Tag eines optimierten Referenzbetriebs wird vornehmlich das Erdgas-BHKW eingesetzt, da zu Betriebszeiten, neben einem Grundbedarf an Wärme, die komplette Stromnachfrage des Quartiers sowie die elektrische Leistung der Wärmepumpe gedeckt werden können. Aufgrund der in der Optimierung angestrebten Reduktion von Netzbezügen wird der Wärmebedarf zur Tageszeit ausreichender PV-Leistung mit einem alleinigen Betrieb der Wärmepumpe gedeckt. Außerdem gibt in Zeitbereichen mit geringem Wärmebedarf (nachts) Beschränkungen des BHKW-Betriebs, da überproduzierter Strom nicht von der Wärmepumpe abgenommen werden kann und ins Netz eingespeist wird.

Der Winter-Typ-Tag des wasserstoffbasierten Betriebs unterscheidet sich deutlich von dem des Referenzenergiesystems. Im Vergleich zum Referenzenergiesystem reicht die in Form von Wasserstoff in den Sommermonaten gespeicherte und im BZ-BHKW umgesetzte Energie nicht für eine ausreichende Bereitstellung einer Grundlast für die Deckung des Bedarfs an Strom und Wärme aus. Der Betrieb des BZ-BHKW wird dementsprechend hinsichtlich der Vermeidung hoher Leistungsbezüge aus dem Netz optimiert. Zum größten Teil betrifft das die Peak-Zeiten am Abend eines Wintertages. Zu diesen Tageszeiten können bei gleichzeitig auftretenden hohen Lasten für Strom und Wärme die größten Netzbezüge bzw. -einspeisungen vermieden werden.

Es ist anzunehmen, dass das BZ-BHKW mit einem großen Leistungsbereich von $5,95 \text{ kW}_{\text{th}}$ bis $42 \text{ kW}_{\text{th}}$ bei ausreichend zur Verfügung stehenden Mengen an Wasserstoff eine Grundlast über weite Teile des Tages stellen könnte. Durch die fehlende Grundlast des BZ-BHKW wird die Wärmepumpe in weiten Teilen des Tages mit moderat höheren Leistungen betrieben, während der Spitzenlastkessel größere Anteile der Wärmespitzen in zusätzlich ausgeweiteten Tageszeitbereichen um die Bedarfslastspitzen herum abdeckt. Dabei ist festzuhalten, dass die Wärmepumpe insgesamt nur eine geringfügig größere Energiemenge bereitstellt als im Referenzsystem, jedoch den benötigten Strom zu einem deutlich größeren Anteil aus dem Netz beziehen muss. Ebenso wird der Strombedarf im wasserstoffbasierten Energiesystem zu einem deutlich größeren Anteil mit Netzstrombezügen gedeckt (siehe Abbildung 5.7). Die Unterschiede in der

optimierten Betriebsweise der Energiesysteme für die Wintermonate haben einen direkten Einfluss auf die Energieautarkiegrade für den betrachteten Zeitraum (siehe unten).

Im Gegensatz zu einem Winter-Typ-Tag gleichen sich die modellierten Betriebe für das Referenzenergiesystem und das wasserstoffbasierte Energiesystem für einen Sommer-Typ-Tag. Der vergleichsweise geringe Wärmebedarf wird dabei vollständig durch die Wärmepumpe gedeckt. Einhergehend mit der in der Optimierung gesetzten Zielfunktion zur Reduktion der Leistungsbezüge aus dem Netz, wird die Wärmepumpe durch den eigenen produzierten PV-Strom betrieben. In der sonnenfreien Zeit werden die benötigten elektrischen Leistungen durch das Stromnetz bereitgestellt, da das Erdgas-BHKW mit einer minimalen thermischen Leistung von $19,472 \text{ kW}_{\text{th}}$ über weite Bereiche über den benötigten Wärmebedarfen liegt.

Die mögliche thermische Leistung des BZ-BHKW ist dagegen mit $5,95 \text{ kW}_{\text{th}}$ im Bereich eines möglichen Betriebs zur Deckung der Wärmebedarfe. Aufgrund der Limitierung des Betriebs des BZ-BHKW durch eine begrenzte Menge an Wasserstoff (siehe oben) beschränkt sich der Betrieb des BHKW auf die Wintermonate.

Unterschiede in den Verläufen der Energieautarkiegrade

Die Unterschiede in den Energieautarkiegraden der betrachteten Energiesysteme für den Zeitraum eines gesamten Jahres sind auf zwei Hauptursachen zurückzuführen. Der anteilige Mehrbetrieb der Wärmepumpe mit einem definierten COP (eng.: coefficient of performance) von 4,4 führt zu einem erhöhten Energieautarkiegrad, der per Definition sowohl Strom- als auch Wärmebedarfe berücksichtigt (siehe Gleichung (42)). Bei Betrieb der Wärmepumpe können somit aus einer Kilowattstunde elektrischer Energie über das vierfache an thermischer Energie generiert werden. Darüber hinaus sind die Betriebszeiten des BZ-BHKW in der Gegenüberstellung der Energieautarkiegrad-Verläufe der beiden Energiesysteme deutlich mit Werten von 100 % abgrenzbar (siehe Abbildung 5.2).

Die für beide Energiesysteme für einen beispielhaften Sommertag gleichen Anlagenbetriebe werden hauptsächlich durch die Wärmebereitstellung der Wärmepumpe charakterisiert (siehe Abbildung 5.4 und Abbildung 5.6). Der Betrieb der Wärmepumpe hat dabei einen direkten Einfluss auf den Verlauf der Energieautarkiegrade. Der EAG erhöht sich bei gleichzeitiger Strom- und Wärmenachfrage im Sommer (abends), da die Wärmepumpe, wie oben beschrieben, eine bestimmte Wärmeleistung aus dem bezogenen Netzstrom bereitstellt. Bei Peaks der Wärmenachfrage können sogar kurzzeitig EAG von bis zu 50 % erreicht werden. Die deutlich

erkennbaren Zeitbereiche mit 0 % Energieautarkie sind dabei durch einen alleinigen Strombezug aus dem Netz zur Deckung der Stromnachfrage des Quartiers zu erklären.

Zu den sonnenfreien Tageszeiten im Winter ist das erhöhte Niveau der EAG des wasserstoffbasierten Energiesystems (siehe Abbildung 5.1) ebenfalls durch den Mehrbetrieb der Wärmepumpe bestimmt (siehe Abbildung 5.7). Trotz der für den Betrieb der Wärmepumpe im Winter erhöhten Bedarf an Netzstrom (siehe oben) wird der EAG in den betrachteten Zeiträumen durch die hohe Effizienz in der Umwandlung von elektrischer Leistung in Wärmeleistung positiv beeinflusst. Zusätzlich kann über die oben diskutierten Zeitbereiche eines aktiven Betriebs des BZ-BHKW im Winter auf die in Abbildung 5.1 für das wasserstoffbasierte Energiesystem maximalen EAG von 100 % geschlossen werden.

Speichernutzungsgrad und Speicherbetrieb

Allgemein ist festzustellen, dass das verfügbare Volumen des Speichers für einen optimierten Betrieb komplett genutzt wurde. Der für einen saisonalen Betrieb mit entsprechendem Volumen (siehe Kapitel 4.3.1) dimensionierte Speicher weist einen charakteristischen Speicherstandverlauf über den betrachteten Zeitraum auf, wonach im Sommer hauptsächlich die beabsichtigte Einspeicherung von ungenutzter PV-Energie (siehe Abbildung 5.2) und im Winter eine entsprechende Nutzung der gespeicherten Energie stattfindet. Die kleine Diskrepanz in den Ergebnissen des Jahresnutzungsgrads von 61,21 % und des Wirkungsgrads von 60,75 % (siehe Kapitel 5.2) ist auf die marginal unterschiedlichen Speicherstände am Anfang und am Ende des optimierten Zeitraums (1 % bzw. 0 %) zurückzuführen. Durch Integration eines lastabhängigen Betriebs der Modellkomponenten des Elektrolyseurs und des Kompressors ist mit niedrigeren Nutzungsgraden bzw. Wirkungsgraden zu rechnen.

Aus dem resultierenden optimierten Speicherbetrieb kann gefolgert werden, dass die im Vergleich zum Wärme- und Strombedarf geringen Energiemengen aus Wasserstoff, im Zuge einer Optimierung hinsichtlich Reduktion von Netzbezügen, bevorzugt in den Tageszeiten großer Strom- und Wärmebedarfslastspitzen genutzt werden. Dabei wird mit gegebener Zielfunktion der Optimierung, unter Ausnutzung des gesamten Speichervolumens, primär die Ausspeicherung und Nutzung von Wasserstoff in den Peak-Bedarfszeiten im Winter bevorzugt. Damit kann eine größtmögliche Menge an Energiebezügen aus dem Netz vermieden werden.

Die in dieser Arbeit getroffene Annahme bezüglich des benötigten Speichervolumens (siehe Kapitel 4.3.1) vernachlässigt die zur Deckung des Wärmebedarfs nötige Umwandlung an zusätzlichem Wasserstoff. Dementsprechend sind die betrachteten monatlichen Bilanzen mit dem

Anspruch einer umfassenderen Vordimensionierung des benötigten Speichervolumens nach unten zu korrigieren.

Insgesamt wird festgehalten, dass die Wasserstoffumwandlungs- und Nutzungskette als integrierter Teil eines Energieversorgungssystems für ein Wohnquartier eine allgemeine Funktionsfähigkeit aufweist. Die geringe produzierte Menge an Wasserstoff über den Zeitraum von einem Jahr führt allerdings zu einer Verschiebung der Schwerpunkte in der Betriebsweise des Energieversorgungssystems. Dabei rückt die anteilige Energiebereitstellung durch Wasserstofftechnologien zu Gunsten der Wärmepumpe und des Spitzenlastkessels in den Hintergrund. Im Kontext des in dieser Arbeit entwickelten und optimierten Energiesystems würde eine größere, speicherbare Energiemenge aus Wasserstoff zu erwartungsgemäß größeren Anteilen des BZ-BHKW in der Energiebereitstellung führen. Eine Verkleinerung des Speichervolumens könnte weiterhin eine über das Jahr breitere Verteilung der Ausspeicherleistungen mit sich ziehen und die Betriebscharakteristik hinsichtlich einer Verkürzung von Ein- und Ausspeicherzeiträumen verändern. Die in der Optimierung über die Zielfunktion sanktionierten Energiebezüge aus dem Strom- und Erdgasnetz führen zu der gewünschten Speicherung und Nutzung des über den Bedarf des Quartiers produzierten PV-Stroms. Dabei zeigen die im Zuge dieser Arbeit entwickelten Wasserstoff-Komponenten eine volle Funktionsfähigkeit im Kontext eines Energieversorgungssystems für ein Wohnquartier.

Gleichwohl sollten die in dieser Arbeit im Kontext einer Versorgungsaufgabe für ein Wohnquartier entwickelten Modelle für größer dimensionierte, wasserstoffbasierte Energiesysteme erweitert werden. So könnte eine lineare Annäherung der betriebspunktabhängigen (bzw. druckabhängigen) Speicherenthalpie der Druckspeicher-Modellkomponente eingeführt werden. Der durch einen Massenstrom an Wasserstoff eingebrachte bzw. bezogene Energiegehalt könnte damit, in Abhängigkeit des jeweiligen Betriebspunktes, deutlich genauer bestimmt und die Physik eines Druckspeichers besser abgebildet werden. Da in dieser Arbeit ein großer, saisonaler Ein- und Ausspeicherzyklus betrachtet wird, ist eine Mittelung der Speicherenthalpie hinsichtlich der Berechnung der gespeicherten Energiemenge für eine erste Betrachtung eines optimierten Speicherbetriebs angemessen.

Für größere Fördermengen an Wasserstoff sollte die in dieser Arbeit entwickelte Modellkomponente des Kompressors um eine lastabhängige Anpassung des Wirkungsgrads ergänzt werden. Darüber hinaus könnte auch eine Abhängigkeit der in die Berechnung der elektrischen Leistung eingehenden Enthalpie am Austritt des Kompressors von der angenäherten, variablen

Speicherenthalpie (siehe oben) eingeführt werden. Mit Berücksichtigung der in dieser Arbeit für einen optimierten Betrieb erzeugten Leistungsanteile des Kompressors an der gesamten Umwandlungskette des Wasserstoffs, kann dem entwickelten Modell ein ausreichender Genauigkeitsgrad zugesprochen werden.

Für die Abschätzung der produzierten Menge an Wasserstoff aus volatilen Leistungen erneuerbarer Energiequellen ist eine mit dem Betriebspunkt einhergehende Abbildung und Modellierung des Umwandlungswirkungsgrads eines Elektrolyseurs unabdingbar und sollte in weiterführenden Untersuchungen und Modellentwicklungen berücksichtigt werden.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Die in der Strategie der Bundesregierung gesetzten Schwerpunkte zur Förderung und Weiterentwicklung von Wasserstofftechnologien spiegeln sich in aktuellen F&E Trends für die Energieversorgung von Wohnquartieren und Häusern wieder.

Dabei wird die Integration und Nutzung von Wasserstofftechnologien in Energieversorgungskonzepten für Wohnquartiere im Zuge von Leuchtturmprojekten und in größeren Modellregionen erprobt. Aufgrund der regional unterschiedlichen, infrastrukturellen Begebenheiten und Voraussetzungen zeigen die aktuell diskutierten Quartiere individuelle und spezifische Ausgestaltungs- und Nutzungskonzepte auf und folgen noch keiner gemeinsamen Umsetzungsstrategie. Mit der aktuell hohen Dynamik in der Entwicklung und Etablierung von Wasserstofftechnologien in Deutschland insbesondere einer bundesweiten Strategie für eine Wasserstoffinfrastruktur könnten dezentrale, wasserstoffbasierte Energieversorgungskonzepte für Wohnquartiere zukünftig immer mehr an Bedeutung gewinnen.

Neben der Zusammenstellung relevanter Wasserstofftechnologien und deren Anwendung in aktuell diskutierten Konzepten für die Energieversorgung eines Wohnquartiers, konnte die Funktionsfähigkeit des in dieser Arbeit entwickelten wasserstoffbasierten Energiesystems gezeigt und ein optimierter Betrieb simuliert werden.

Im Rahmen der in der Modellierung und Optimierung gesetzten Annahmen und Zielfunktionen kann eine Plausibilität des optimierten, wasserstoffbasierten Betriebs festgestellt werden. In weiterführenden Untersuchungen und Modellierungen sollten jedoch zusätzliche Energiespeicher berücksichtigt werden. Gerade im Hinblick auf eine effiziente und bedarfsgerechte Speicherung eines volatilen Stromangebots aus regenerativen Energiequellen sowie zunehmender Flexibilitätsansprüche in der Wärmeversorgung ist eine Integration von Stromspeichern und Wärmespeichern sinnvoll.

Mit höheren Genauigkeitsansprüchen an eine Modellierung, gerade zur Abbildung größerer Energiesysteme und Leistungsdimensionen, sollten die in dieser Arbeit entwickelten Modellkomponenten des Wasserstoffspeichers, des Kompressors und des Elektrolyseurs erweitert werden. In weitergehenden Überlegungen könnten Nichtlinearitäten in der Berechnung von relevanten Modellvariablen über Linearisierungsverfahren angenähert werden. Im Rahmen dieser Arbeit wurden die betriebsrelevanten Kosten des modellierten Energiesystems vernachlässigt

und sollten für zukünftige Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen von Wasserstofftechnologien als Teil eines Energieversorgungssystems in die Parametrisierung des Modells aufgenommen werden.

Insgesamt bildet das in dieser Arbeit entwickelte Modell eines wasserstoffbasierten Energiesystems einen funktionsfähigen Betrieb ab und zeigt dabei eine Möglichkeit auf, wie Wasserstofftechnologien im Rahmen eines Energieversorgungssystems für ein Wohnquartier fungieren können. Darüber hinaus kann das entwickelte Modell für weitergehende Untersuchungen und Modellierungen als Orientierungs- und Bewertungsgrundlage dienen.

8 Literaturverzeichnis

- 2G Energy AG (2020): agenitor 406 H2. Hg. v. 2G Energy AG. Online verfügbar unter <https://www.2-g.com/de/agenitor-75-bis-450-kw/>, zuletzt aktualisiert am 28.09.2020.
- Abeysekera, M.; Wu, J.; Jenkins, N.; Rees, M. (2016): Steady state analysis of gas networks with distributed injection of alternative gas. In: *Applied Energy* 164, S. 991–1002.
- Andersson, J.; Grönkvist, S. (2019): Large-scale storage of hydrogen. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 44, S. 11901–11919.
- Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE e.V.) (Hg.) (2015): BHKW-Fibel.
- Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE e.V.) (Hg.) (2017): Das KWK-Gesetz 2017. zur weiteren Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung.
- Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE e.V.) (Hg.) (2019): Brennstoffzellen für die Hausenergieversorgung. Funktionsweise, Entwicklung und Marktübersicht. 2. Aufl.
- Barthélémy, H. (2013): Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives. Hg. v. International Conference on Hydrogen Safety 2013 (ICHS 2013).
- Barthélémy, H.; Weber, M.; Barbier, F. (2017): Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 42, S. 7254–7262.
- Bell, I. H.; Wronski, J.; Quoilin, S.; Lemort, V. (2014): Pure and Pseudo-pure Fluid Thermophysical Property Evaluation and the Open-Source Thermophysical Property Library CoolProp. In: *Industrial & Engineering Chemistry Research* 53, S. 2498–2508.
- Bergwelt Kandel (Hg.) (2020): Energiespeicherkonzept auf Wasserstoffbasis.
- Bertuccioli, L.; Chan, A.; Hart, D. (2014): Study on development of water electrolysis in the EU. Hg. v. E4tech Sàrl. E4tech Sàrl.
- Block, M.; Giesel, S.; Herrmann, A.; Klüber, N. (2019): Das Projekt H2home. Stationäre Strom- und Wärmeversorgung mit wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellen-BHKW. Hg. v. gwf Gas + Energie.

Bloom Energy Corporation (2012): Bloom Energy ES-5700. Hg. v. Bloom Energy Corporation. Online verfügbar unter www.bloomenergy.com.

Blum, L. (2017): Technologiebericht 2.2a Dezentrale Kraftwerke (Brennstoffzellen). Hg. v. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) und Institut für Zukunftsenergie- und Stoffstromsysteme (IZES).

Brinner, A.; Schmid, S.; Schwarz, S.; Wagener, L.; Zuberbühler, U. (2018): Technologiebericht 4.1 Power-to-gas (Wasserstoff). Hg. v. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) und Institut für Zukunftsenergie- und Stoffstromsysteme (IZES).

Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) (2020): Eine kleine Wasserstoff-Farbenlehre. Hg. v. Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Hg.) (2019a): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2018. Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2019b): Bundesbericht Energieforschung 2019. Forschungsförderung für die Energiewende. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2019c): Innovation durch Forschung. Erneuerbare Energien und Energieeffizienz: Projekte und Ergebnisse der Forschungsförderung 2018. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin.

Buttler, A.; Spliethoff, H. (2018): Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82, S. 2440–2454.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (2009): Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland 2050 ? Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin.

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) (Hg.) (2019): Wasserstoff. Schlüssel für das Gelingen der Energiewende in allen Sektoren. Daten, Fakten und Initiativen der Gaswirtschaft.

- Deutscher Wetterdienst (DWD) (2017): Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse. Hg. v. Deutscher Wetterdienst (DWD). Offenbach.
- Dicken, C. J.B.; Mérida, W. (2007): Measured effects of filling time and initial mass on the temperature distribution within a hydrogen cylinder during refuelling. In: *Journal of Power Sources* 165 (1), S. 324–336. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2006.11.077.
- Diwald, W. (2019): CO₂-freier Wasserstoff als Schlüsselement für die Energiewende und den Klimaschutz. Nun gilt es, technologische Schlüsselkompetenzen der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland zu etablieren und abzusichern. In: *DVGW ewp-kompakt-Wasserstoff*, 2019, S. 9.
- Dötsch, C.; Taschenberger, J.; Schönberg, I. (1998): Leitfaden Nahwärme. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (Fraunhofer UMSICHT).
- DIN EN 60034-30-1:2014-12, Dezember 2014: Drehende elektrische Maschinen - Teil 30-1: Wirkungsgrad-Klassifizierung von netzgespeisten Drehstrommotoren (IE-Code).
- E.ON SE (2020): SmartQuart. Kaisersesch - Das Wasserstoff-Quartier. Hg. v. E.ON SE.
- ELB Elektrolysetechnik (ELB) (2012): Alkalische Elektrolyse in der Industriellen Anwendung. Hg. v. ELB Elektrolysetechnik (ELB).
- Enapter (Hg.) (2020): EL 2.1.
- ENCON.Europe GmbH (2018): Potentialatlas für Wasserstoff. Analyse des Marktpotentials für Wasserstoff, der mit erneuerbaren Strom hergestellt wird, im Raffineriesektor und im zukünftigen Mobilitätssektor. Hg. v. ENCON.Europe GmbH.
- ENTREE100 (2016): ENTREE100. Hg. v. Entwicklungsagentur Region Heide.
- Exytron GmbH (2020): Das Prinzip der SmartEnergyTechnology/ZeroEmissionTechnology. Hg. v. Exytron GmbH. Online verfügbar unter <https://exytron.online/smartenergytechnology/>.
- Fallisch, A.; Bromberger, K.; Höfling, N. (2019): District Energy Storage and Supply System 2020+. Abschlussbericht. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE).
- Fisch, N.; Nusser, T.; Marx, S. (2020): Es_West_P2G2P-Wasserstoff-Energiekonzept. 8. PL Treffen Energiewende Bauen. Hg. v. Steinbeis-Innovationszentrum Energie-, Gebäude- und

- Solartechnik (SIZ-EGS). Steinbeis-Innovationszentrum Energie-, Gebäude- und Solartechnik (SIZ-EGS).
- FreedomCAR and Fuel Partnership (Hg.) (2005): Hydrogen Delivery Technology Roadmap.
- Fuhs, M. (2020): Klimaneutrales Quartier mit Wasserstoff. In: *pv magazine*, 17.04.2020.
- Gahleitner, G. (2013): Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 38, S. 2039–2061.
- Gegenheimer, J.; Verleger, S.; Graf, F. (2019): Optimierung des PTG-Prozesses. MethQuest: Erneuerbares Methan effizient erzeugen. In: *Hzwei* 19, April 2019 (2), S. 16–18.
- Geitmann, S. (2004): Wasserstoff und Brennstoffzellen. Die Technik von Morgen. 2. Aufl. Kremmen: Hydrogeit Verlag.
- Götz, M.; Lefebvre, J.; Mörs, F.; McDaniel Koch, A.; Graf, F.; Bajohr, S. et al. (2016): Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. In: *Renewable Energy* 85, S. 1371–1390.
- Gray, T.; Tomlinson, G. (2002): Hydrogen from Coal. In: *Mitretek Technical Paper* 31, S. 1–15.
- Heißmann, N.; Schneider, M. (2020): Wind of Change. Deutschland will klimaneutral werden. Aber was heißt das eigentlich für unsere Gesellschaft ? Über den Preis des Wandels. In: *der Stern*, 07.05.2020.
- Herrmann, A.; Krause, H.; Block, M.; Hildebrandt, C. (2017): H₂-Home -Dezentrale Energieversorgung mit Wasserstoff-Brennstoffzellen. 3. HYPOS-Forum. Hg. v. Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany (HYPOS). TU Bergakademie Freiberg; inhouse engineering GmbH. Leipzig.
- Hodges, J.P.; Geary, W.; Graham, S.; Hooker, P.; Goff, R. (2015): Injecting hydrogen into the gas network. a literature search. Hg. v. Health and Safety Executive (HSE).
- Hübner, P. (2002): Reformierung von Kohlenwasserstoffen zur Wasserstofferzeugung für Brennstoffzellen. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE). Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE). Freiburg.

- Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany (HYPOS) (2019): HYPOS-nahes Konsortium reicht Reallabor für Mitteldeutschland ein. Hg. v. Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany (HYPOS).
- Hydro-Pac, Inc. (Hg.) (2011): LX-Series Compressors for Hydrogen Gas.
- Hystorsys AS (Hg.) (2018): HYMEHC - Hydrogen Compressor.
- Icha, P.; Kuhs, G. (2020): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2019. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau.
- Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA) (Hg.) (2012): Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien. RWTH Aachen.
- Jensen, M. (2019): Ein Pionier geht vom Netz. Zu Besuch bei Hans-Olof Nilsson in Schweden. In: *Hzwei* 19, April 2019 (2), S. 22–26.
- Jörissen, L.; Garche, J. (Hg.) (2014): Polymerelektrolytmembran - Brennstoffzellen (PEFC) Stand und Perspektiven. Unter Mitarbeit von J. Töppler und J. Lehmann. Berlin und Heidelberg: Springer (Wasserstoff und Brennstoffzellen).
- Juhrich, K. (2016): CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau.
- Koller, P. (2018): Power-to-Gas: Wenn sich alle Kreise schließen. In: *Energie & Management Jahresmagazin*, 01.12.2018, S. 44–45.
- Krewitt, W.; Schmid, S. (2005): Fuel Cell Technologies and Hydrogen Production/Distribution Options. Hg. v. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR). Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR).
- Liemberger, W.; Groß, M.; Miltner, M.; Prazak-Reisinger, H.; Harasek, M. (2016): Extraction of Green Hydrogen at Fuel Cell Quality from Mixtures with Natural Gas. In: *Chemical Engineering Transactions* 52, S. 427–432. Online verfügbar unter DOI: 10.3303/CET1652072.
- Machhammer, O.; Bode, A.; Hormuth, W. (2015): Ökonomisch/ökologische Betrachtung zur Herstellung von Wasserstoff in Großanlagen. In: *Chem. Ing. Tech.* 87 (4), S. 409–418.
- McKenna, R.; Herbes, C.; Fichtner, W. (2015): Energieautarkie: Definitionen, Für- bzw. Gegenargumente, und entstehende Forschungsbedarfe. Hg. v. Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Karlsruher Institut für Technologie (KIT).

- Michalski, J.; Bünger, U.; Crotogino, F.; Donadei, S.; Schneider, G.-S.; Pregger, T. et al. (2017): Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 42, S. 13427–13443.
- Müller, K.; Arlt, W. (2013): Status and Development in Hydrogen Transport and Storage for Energy Applications. In: *Energy Technology* 1, S. 501–511.
- Nagel, J. (Hg.) (2019): Optimization of Energy Supply Systems. Modelling, Programming and Analysis: Springer (Lecture Notes in Energy (LNE), 69).
- Niermann, M.; Beckendorff, A.; Kaltschmitt, M.; Bonhoff, K. (2019): Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) e Assessment based on chemical and economic properties. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 44, S. 6631–6654.
- Petersen, N.H. (2017): Power-to-Gas fürs Eigenheim. In: *Hzwei* 17, Januar 2017 (1), S. 18–19.
- Pregger, T.; Graf, D.; Krewitt, W.; Sattler, C.; Möller, S. (2008): Perspektiven solarthermischer Verfahren zur Wasserstoffherzeugung. Hg. v. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR). Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR). Stuttgart.
- Proton Motor Fuel Cell GmbH (Hg.) (2019): PMGen4 Fuel Cell.
- QUARREE100 (2020): QUARREE100. Hg. v. Entwicklungsagentur Region Heide. Heide.
- Quarton, C.J.; Samsatli, S. (2018): Power-to-gas for injection into the gas grid: What can we learn from real-life projects, economic assessments and systems modelling? In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 98, S. 302–316.
- Quarton, C.J.; Samsatli, S. (2020): Should we inject hydrogen into gas grids? Practicalities and whole-system value chain optimisation. In: *Applied Energy* 275, S. 115172–115192.
- Quaschnig, V. (2016): Sektorkopplung durch die Energiewende. Hg. v. Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin.
- VDI 4655:2008-05, Mai 2008: Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen.
- DIN 1343:1990-01, Januar 1990: Referenzzustand, Normzustand, Normvolumen; Begriffe und Werte.

Reinhard, A. (2019): Transfer. Das Steinbeis Magazin. Hg. v. Steinbeis GmbH & Co. KG für Technologietransfer.

Röder, J.; Beier, D.; Meyer, B.; Nettelstroth, J.; Stührmann, T.; Zondervan, E. (2020): Design of Renewable and System-Beneficial District Heating Systems Using a Dynamic Emission Factor for Grid-Sourced Electricity. In: *Energies* 13, S. 1–22.

Rönnebro, E.C.E. (2012): Technology and Manufacturing Readiness of Early Market Motive and Non-Motive Hydrogen Storage Technologies for Fuel Cell Applications. Hg. v. U.S. Department of Energy.

Rothuizen, E. D.; Rokni, M.; Elmegaard, B. (2013): Hydrogen Fuelling Stations: A Thermodynamic Analysis of Fuelling Hydrogen Vehicles for Personal Transportation. Technical University of Denmark. Department of Mechanical Engineering.

Salzgitter Mannesmann Forschung GmbH (Hg.) (2020): GrInHy. Green Industrial Hydrogen.

Schenuit, C.; Heuke, R.; Paschke, J. (2016): Potenzialatlas Power to Gas. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/potenzialatlas-power-to-gas/>, zuletzt geprüft am 17.04.2020.

Schnurnberger, W.; Janßen, H.; Wittstadt, U. (2004): Wasserspaltung mit Strom und Wärme. Hg. v. Forschungsverbund Erneuerbare Energien. Berlin (Themenhefte).

Schütz, S.; Härtel, P. (2016): Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger – Infrastruktur und Systemanpassung zur Versorgung mit regenerativen chemischen Energieträgern aus in- und ausländischen regenerativen Energien. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau.

Sdanghi, G.; Maranzana, G.; Celzard, A.; Fierro, V. (2019): Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 102, S. 150–170.

Siemens AG (Hg.) (2019): Wirkungsgrad – Elektrolyse.

Smith, R. (2005): Chemical Process Design and Integration: John Wiley & Sons, Ltd.

Smolinka, T. (2017): H₂-Erzeugung durch Wasserelektrolyse. Entwicklungstrends und Herstellerübersicht. In: *Hzwei* 17, April 2017 (2), S. 19–22.

Smolinka, T.; Günther, M.; Garche, J. (2011): Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien, 05.07.2011.

- Speirs, J.; Balcombe, P.; Johnson, E.; Martin, J.; Brandon, N.; Hawkes, A. (2017): A Greener Gas Grid: What are the Options ? Hg. v. Imperial College London. Sustainable Gas Institute.
- Spiegel, C. (2007): *Designing and Building Fuel Cells*. 1. Aufl.: McGraw-Hill.
- Syring-Müller, G. (2014): Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen. Hg. v. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW). Bonn.
- Thema, M.; Bauer, F.; Sterner, M. (2019): Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 112, S. 775–787.
- Tietze, S.; Luhr, S.; Stolten, D. (2016): Bulk Storage Vessels for Compressed and Liquid Hydrogen. In: *Hydrogen Science and Engineering: Materials, Processes, Systems and Technology* 2, S. 659–689.
- Umwelt Arena AG (2018): Erstes Energieautarkes Mehrfamilienhaus ohne Netzanschluss. Hg. v. Umwelt Arena AG.
- VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt (2020): Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Hg. v. VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt.
- Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojektes TF_Energiewende. Hg. v. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), Institut für Zukunftsenergie- und Stromsysteme (IZES) und Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH.
- Viessmann Werke GmbH & Co. KG (Viessmann) (Hg.) (2019a): VITOBLOC 200 Typ EM-20/39.
- Viessmann Werke GmbH & Co. KG (Viessmann) (Hg.) (2019b): Vitocal 350-G Pro BW 352.B056.
- Viessmann Werke GmbH & Co. KG (Viessmann) (Hg.) (2019c): VITOCROSSAL 200.
- Vonovia SE (10.12.2020): Vonovia feiert in Bochum-Weitmar Richtfest für "Energiezentrale der Zukunft". Online verfügbar unter <https://www.vonovia.de/de-de/nachhaltigkeit/klima-und-umweltschutz/innovationen>.
- Wirth, H. (2020): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE). Freiburg.

Witkowski, A.; Rusin, A.; Majkut, M.; Stolecka, K. (2017): Comprehensive analysis of hydrogen compression and pipeline transportation from thermodynamics and safety aspects. In: *Energy* 141, S. 2508–2518.

Wurster, R.; Zerta, M.; Albrecht, U. (2016): Stationäre Brennstoffzellen-Anwendungen. Hg. v. HA Hessen Agentur GmbH. Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung (HMWEVL).

9 Anhang

9.1	Anhang: Interviewprotokolle	1
9.1.1	ENaQ	1
9.1.2	SmartQuart	3
9.1.3	QUARREE100	4
9.2	Anhang: Ergebnisdarstellung.....	6

9.1 Anhang: Interviewprotokolle

9.1.1 ENaQ

Besprechungsprotokoll

Bearbeiter: Tim Eisenbach	Datum: 10.07.2020
-------------------------------------	-----------------------------

Thema: Austausch über das Quartiersprojekt ENaQ in Oldenburg

Tag:	10.07.2020
Zeit:	10 Uhr

Teilnehmer:	Firma
Hilmer Heineke (H.H.)	New Power Pack GmbH
Tim Eisenbach (T.E.)	Fraunhofer UMSICHT

Revision	Datum	Bearbeiter	Änderung
1.0	10.07.2020	T.E.	T.E.
1.1	27.11.2020	H.H.	H.H.

Protokoll	
T.E.	Welche Größe und welchen Umfang besitzt das Quartier ENaQ am Fliegerhorst in Oldenburg?
H.H.	Es gibt mehrere Flurstücke mit insgesamt 1000 Wohneinheiten. Das Flurstück ‚Helle Heide‘ mit 110 Wohnungen (gemischt, studentisch) wird in eine Wasserstoffversorgung eingebunden.
T.E.	Aus welchen Quellen wird der Strom für das Quartier gewonnen ?
H.H.	Ursprünglich war eine PV-Anlage (25 kW _{el}) auf ca. 200 m ² Dachfläche geplant. Das Vorhaben ist aufgrund von Beschränkungen durch gesetzlicher Rahmenbedingungen zum Betrieb von Kundenanlagen ausgesetzt. Stattdessen wird grüner Strom aus dem Netz oder von einzelnen PV-Anlagenpächtern bezogen. Das Energie-Management-System ‚QEMS‘ dient dabei als Prognosemöglichkeit zur Ermittlung des Strombedarfs und zum Zukauf von grünem Strom. Als Kurzzeitspeicher werden Batterien mit kleinen Leistungsumfängen eingesetzt. Insgesamt werden circa 20 kW _{el} für die Deckung des Eigenbedarfs (10 kW _{el}) und des Elektrolyseurs vorgehalten.
T.E.	Wie wird der Wasserstoff im Quartier produziert ?
H.H.	Ein Elektrolyseur mit 10 kW _{el} Leistung produziert Wasserstoff, welcher über einen Kompressor bei 200 bis 300 bar in Flaschenbündeln gespeichert wird.

Protokoll	
T.E. H.H.	<p>Wie wird der Wasserstoff im Quartier genutzt ?</p> <p>Kleine BZ-BHKW von <i>ProtonMotor</i> mit 5 kW_{el} Leistung (80 % in Strom, 20 % in Wärme) werden den Mietern als Strombezugsquelle angeboten. Die im Betrieb anfallende Wärme ist dabei in weiterführenden Konzepten theoretisch nutzbar. Wasserstoff wird hauptsächlich verkauft, da der Brennstoffzellenstrom aktuell noch zu teuer ist. Eine Idee ist die Integration eines Notstromsystems im Quartier, welches eine größere Brennstoffzelle rentabel machen könnte. Außerdem ist die Einbindung eines mobilen Wasserstoff-Anhängers der Firma <i>Anleg</i> geplant, der mit einer weiteren Verdichtung auf 500 bis 750 bar Wasserstoff für die Betankung von Fahrzeugen nutzbar macht.</p>
T.E. H.H.	<p>Wie ist der Stand der Realisierung und was wird aktuell geplant ?</p> <p>Die Container mit dem Elektrolyseur und der Brennstoffzelle (10 kW_{el} und 5 kW_{el}) können im Frühjahr 2021 auf das Gelände und erprobt werden. Eine Anpassung an größere Leistungen wird eventuell in einem Nachfolgeprojekt realisiert. Weiterhin ist eine Integration einer App und eines ‚Green-Coin-Systems‘ mit gleichzeitiger Einbindung in das Management-System ‚QEMS‘ geplant. Über das ‚Green-Coin-System‘ soll eine nachhaltige Lebensweise der Bewohner gefördert werden.</p>
T.E. H.H.	<p>Was sind die aktuellen Schwierigkeiten und Herausforderungen ?</p> <p>Die Produktion von Wasserstoff ist zurzeit noch zu kostenintensiv. Eine Skalierung des Elektrolyseurs ist bei weiter steigendem Bedarf von Wasserstoff notwendig. Kleine Anlagen zur Wasserstoffproduktion sind verhältnismäßig teuer. Ein weiteres Problem könnte eine fehlende Akzeptanz der Bewohner für den Zukauf von grünem Strom und die bestehenden Hindernisse durch Rahmenbedingungen in der Nutzung von Wasserstoff in Quartierskonzepten sein.</p>
T.E. H.H.	<p>Gibt es eine Zukunftsvision für die Nutzung von Wasserstoff in Quartieren ?</p> <p>Wasserstoff sollte dezentral (außerhalb des Quartiers) mit Grünstrom aus Wind und PV produziert werden und dann über eine H₂-Pipeline oder autonomen Transportfahrzeugen in die Städte geleitet und genutzt werden. Eine so genannte ‚Klima Cloud‘ könnte als intelligentes Mess- und Datenerhebungssystem für die Bewertung von Technologien bezüglich z.B. CO₂-Footprint und Stromkosten eingesetzt werden.</p>

9.1.2 SmartQuart

Besprechungsprotokoll

Bearbeiter: Tim Eisenbach	Datum: 03.07.2020
-------------------------------------	-----------------------------

Thema: Austausch über das Quartiersprojekt SmartQuart in Kaisersesch

Tag:	03.07.2020
Zeit:	10 Uhr

Teilnehmer:	Firma
Jörg Heinen (J.H.) / Paul Lückmann (P.L.)	E.ON SE
Tim Eisenbach (T.E.)	Fraunhofer UMSICHT

Revision	Datum	Bearbeiter	Änderung
1.0	03.07.2020	T.E.	T.E.
1.1	26.11.2020	P.L.	-

Protokoll	
T.E.	Welche Struktur bzw. welche Größe hat das Quartier in Kaisersesch ?
J.H./ P.L.	Das Quartier ist industriell und gewerblich geprägt und hat einen großen Energiebedarf aus der lokalen Kläranlage und dem Rathaus. Die direkte Integration von Wohnhäusern ist nicht geplant.
T.E.	Wie wird das Quartier mit Strom versorgt ?
J.H./ P.L.	Das Quartier wird ausschließlich mit erneuerbarem Strom aus lokalen PV- und Windenergieanlagen versorgt.
T.E.	Wie wird der Wasserstoff im Quartier produziert ?
J.H./ P.L.	Ein Elektrolyseur mit 1 MW _{el} Leistung erzeugt Wasserstoff aus erneuerbarem Strom. Der Wasserstoff wird im Quartier auf unterschiedliche Weise genutzt. Die Abwärme und der Sauerstoff aus der etwas außerhalb gelegenen Power-to-Gas-Anlage wird im nahe gelegenen Klärwerk genutzt.
T.E.	Welche Nutzungspfade für Wasserstoff gibt es im Quartier bzw. welche Abnehmer werden versorgt ?
J.H./ P.L.	Es ist der Aufbau eines eigenen Wasserstoff-Microgrids geplant. Etwas außerhalb des Quartiers sollen über eine H ₂ -Tankstelle der ÖPNV (Busse und Züge) mit Wasserstoff versorgt werden. Die Pipeline liefert außerdem Wasserstoff an ein umgerüstetes motorisches H ₂ -BHKW mit 150 kW _{el} Leistung und einen H ₂ -Spitzenlastkessel, die zusammen das Nahwärmenetz des Gewerbegebiets mit

Protokoll	
	Energie versorgen. Zusätzlich wird Wasserstoff in einem BZ-BHKW mit 5 kW _e Leistung zur Wärmeversorgung des Rathauses genutzt und außerdem noch an andere Industrieabnehmer geliefert. Ein kleiner Teil des Wasserstoffs kann auch mit LOHC für den Transport in Zügen (Trailer) gespeichert werden.
T.E.	Welche Herausforderungen und Probleme stellen sich in der Planung des Quartiers ?
J.H./ P.L	Aktuell ist es schwer abzuschätzen, wieviele Abnehmer für Wasserstoff noch hinzukommen bzw. wieviel Wasserstoff exportiert werden kann.

9.1.3 QUARREE100

Email-Protokoll

Bearbeiter: Tim Eisenbach	Datum: 07.07.2020
-------------------------------------	-----------------------------

Thema: Austausch über das Quartiersprojekt QUARREE100 in der Region Heide

Tag:	07.07.2020
Zeit:	15 Uhr

Teilnehmer:	Firma
Martin Eckhard (M.E.)	Leitstelle Fördermittelmanagement Entwicklungsagentur Region Heide & EA Rendsburg
Tim Eisenbach (T.E.)	Fraunhofer UMSICHT

Revision	Datum	Bearbeiter	Änderung
1.0	07.07.2020	T.E.	T.E.

Protokoll	
T.E.	Welche Struktur bzw. welche Größe hat das Quartier in der Region Heide ?
M.E.	Das Quartier umfasst ca. 20 ha Fläche mit verschiedenen Gewerbebetrieben und Wohneinheiten (ca. 400 Bewohner).
T.E.	Wie wird das Quartier mit Energie versorgt ?
M.E.	Grundsätzlich wird das Quartier Wärmenetz versorgt und integriert die Nutzung der Abwärme eines Elektrolyseurs.

Protokoll	
T.E.	Wie wird der Wasserstoff im Quartier produziert ?
M.E.	Ein Elektrolyseur mit 300 kW _{el} Leistung erzeugt Wasserstoff. Dabei soll vor Allem gezeigt werden, dass die Abwärme in das Wärmenetz des Quartiers integrierbar ist..
T.E.	Welche Nutzungspfade für Wasserstoff gibt es im Quartier bzw. welche Abnehmer werden versorgt ?
M.E.	Über eine Pipeline soll der produzierte Wasserstoff zu den benachbarten Stadtwerken transportiert werden und dort vornehmlich für die Mobilität bereitgestellt werden. Somit ist kein Wasserstoffspeicher innerhalb des Quartiers notwendig. Bei Ausfall von Wärmepumpen und an sehr kalten Tagen kann auch ein H ₂ -BHKW mit Wasserstoff betrieben werden.

9.2 Anhang: Ergebnisdarstellung

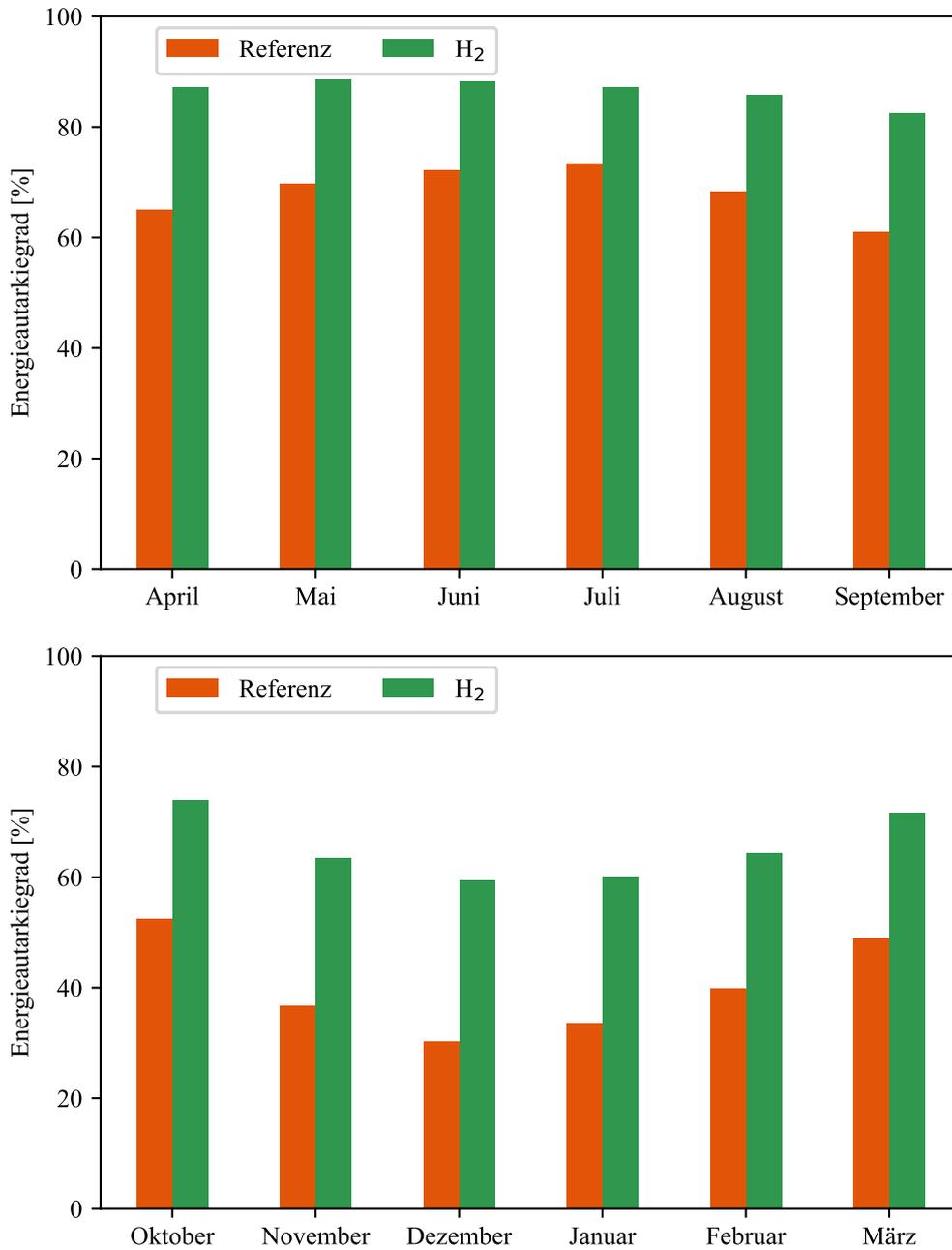


Abbildung 9.1 Darstellung der monatlichen Energieautarkiegrade für den optimierten Betrieb des Referenzenergiesystems (Referenz) und des wasserstoffbasierten Energiesystems (H₂).