

Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem

Abschlussbericht

31. März 2014



Projektleitung

PLANET Planungsgruppe Energie und Technik GbR

Dipl.-Phys. Klaus Stolzenburg

E-Mail: k.stolzenburg@planet-energie.de; Tel.: +49 (0)441 - 8 50 51

Projektpartner

fachhochschule lübeck PROJEKT-GMBH

Dr.-Ing. Roland Hamelmann

E-Mail: hamelmann@fhl-projekt-gmbh.de; Tel.: +49 (0)451 - 300 - 5444

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung

Prof. Dr. Martin Wietschel, Dr. Fabio Genoese, Dipl.-Kaufrau Univ. Julia Michaelis

E-Mail: martin.wietschel@isi.fraunhofer.de; Tel.: +49 (0)721 - 68 09 - 254

Institut für Energie und Umwelt e.V. an der Fachhochschule Stralsund

Prof. Dr. Jochen Lehmann, Dipl.-Ing. (FH) Andreas Mieke, Dipl.-Ing. (FH) Stephan Krause,
Dipl.-Ing. (FH) Christian Sponholz

E-Mail: jochen.lehmann@fh-stralsund.de; Tel.: +49 (0)3831 - 45 - 6703

KBB Underground Technologies GmbH

Dipl.-Ing. Sabine Donadei, Dipl.-Ing. Fritz Crotogino, Dipl.-Ing. Andreas Acht,

Dipl.-Geol. Peter-Laszlo Horvath

E-Mail: donadei@kbbnet.de; Tel.: +49 (0)511 - 542817-38

Gefördert durch



Nationales Innovationsprogramm
Wasserstoff- und
Brennstoffzellentechnologie

Beauftragt vom

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI)

Invalidenstraße 44, 10115 Berlin

In Abstimmung mit der

Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH)

Fasanenstraße 5, 10623 Berlin

Dr. Oliver Ehret

E-Mail: oliver.ehret@now-gmbh.de; Tel +49 (0)30 - 311 61 16 - 17

Hinweise und Haftungsausschluss

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt des Auftraggebers.

Die in diesem Bericht geäußerten Sichtweisen und Schlüsse sind jene der Studienersteller. Sie müssen nicht mit denen des BMVI, der NOW GmbH oder der Mitglieder des Beirates übereinstimmen.

Alle Informationen in diesem Bericht wurden sorgfältig recherchiert und aufbereitet. Allerdings geben weder die Studienersteller noch das BMVI oder die NOW GmbH eine Garantie oder übernehmen eine rechtliche oder sonstige Verantwortung für die Richtigkeit, Vollständigkeit oder Nutzbarkeit der enthaltenen Informationen oder versichern, dass durch deren Nutzung private Rechte nicht verletzt würden.

Sämtliche Abbildungen wurden von den Studienerstellern erstellt, soweit nicht anders angegeben.

INHALTSVERZEICHNIS

Inhaltsverzeichnis	4
Abbildungen	9
Tabellen	12
Begriffe und Abkürzungen	15
1 Hintergrund, Zielsetzung, Ansatz und Aufbau der Studie	19
1.1 Hintergrund	20
1.2 Ziel und Ansatz der Studie	22
1.3 Beirat	25
1.4 Schritte der Bearbeitung und Aufbau der Studie	26
2 Definition von Szenarien und Abschätzung des Speicherbedarfs für Überschussstrom	28
2.1 Beschreibung des Strommarktmodells PowerACE	28
2.2 Definition der Zonen Nordwest und Nordost	30
2.3 Definition der Szenarien 1 (moderat) und 2 (ambitioniert)	32
2.3.1 Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks	33
2.3.2 Entwicklung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien	34
2.3.3 Annahmen zu den Preisen von CO ₂ - Zertifikaten und fossilen Energieträgern	36
2.3.4 Annahmen zur Stromnachfrage	37
2.3.5 Annahmen zum Netzausbau	37
2.4 Verwendung zonenspezifischer Last- und Einspeiseprofile	39
2.5 Abschätzung der Überschussmengen anhand statischer Berechnungen	41
2.5.1 Methodik	41
2.5.2 Ergebnisse	42
3 Skizzierung von Wind-Wasserstoff-Systemen	47
3.1 Kernkomponenten und wesentliche Energieflüsse	47
3.2 Eckdaten	48
3.2.1 Dimensionierung der Elektrolyse	48
3.2.2 Dimensionierung des Wasserstoffspeichers	50
3.2.3 Dimensionierung der Wiederverstromung	50
3.2.4 Dimensionierung der Abfüllstation für Trailer	50
3.3 Betriebsstrategien	51
3.3.1 System / Betriebsweise K-1: ausschließlich Kraftstoffherstellung	52
3.3.2 System / Betriebsweise K-2: Priorität Kraftstoffherstellung plus Regelfunktion der Elektrolyse	54
3.3.3 System / Betriebsweise G-1: Kraftstoffherstellung und Aktivität am Strommarkt ohne vorgegebene Priorität	56

3.3.4	System / Betriebsweise G-2: Kraftstoffherstellung und Aktivität am Strommarkt ohne vorgegebene Priorität, einschließlich Regelfunktion der Elektrolyse	58
3.3.5	Optionen für weitere Systemtypen	58
3.4	Systemtyp für die weitere Untersuchung	60
4	Technische und wirtschaftliche Parameter der Komponenten	62
4.1	Netzanbindung	63
4.1.1	Technische Beschreibung und Kenndaten	63
4.1.2	Parameter der Netzanbindung für die Systemanalyse	65
4.2	Elektrolyse	68
4.2.1	Technische Beschreibung und Kenndaten	68
4.2.2	Parameter der Elektrolyse für die Systemanalyse	71
4.3	Pufferspeicher	76
4.3.1	Technische Beschreibung und Kenndaten	76
4.3.2	Parameter des Pufferspeichers für die Systemanalyse	76
4.4	Gemeinkosten	79
4.5	Verdichter	81
4.5.1	Technische Beschreibung und Kenndaten	81
4.5.2	Parameter der Verdichter für die Systemanalyse	82
4.6	Kavernenspeicher	85
4.6.1	Schnittstellen	85
4.6.2	Technische Parameter der Kavernenanlage für die Systemanalyse	86
4.6.3	Wirtschaftliche Parameter der Kavernenanlage für die Systemanalyse	90
4.7	Rückverstromung	94
4.7.1	Gasturbinen- bzw. Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke	94
4.7.2	Gasmotoren	98
4.7.3	Niedertemperatur-Brennstoffzellen	101
4.7.4	Hochtemperatur-Brennstoffzellen	105
4.7.5	Technologie-Entscheidung in Bezug auf die Rückverstromung und Parameter für die Systemanalyse	107
4.8	Füllstation für Lkw-Trailer	109
4.8.1	Anzahl der Stellplätze	109
4.8.2	Transport ab Wind-Wasserstoff-System	111
4.8.3	Alternativen zum Kraftstoff-Transport mit Hochdruck-Trailern	111
4.9	Ergänzende Bemerkungen zur Betriebstechnik	111
4.9.1	Abwärmenutzung/Wärmemanagement	111
4.9.2	Notstromversorgung/Schwarzstartfähigkeit	112
4.9.3	Funktionsfähigkeit der Sicherheitseinrichtungen	113
4.10	Nächste Schritte	114

5	Untertagespeicherung von Wasserstoff	115
5.1	Gasspeicherung im Untergrund	115
5.1.1	Optionen für die Gasspeicherung im geologischen Untergrund	117
5.1.2	Erfahrungen mit der unterirdischen Speicherung von Stadtgas	120
5.1.3	Stand der Technik bei Wasserstoffkavernen	121
5.2	Technisches Konzept der Kavernenanlage (untertage) und Herausstellung des Bedarfs für Forschung und Entwicklung	123
5.2.1	Geologische Erkundung	123
5.2.2	Gebirgsmechanik	124
5.2.3	Thermodynamik	128
5.2.4	Bohrtechnik	131
5.2.5	Nachweis der Dichtheit der Speicherkaverne	132
5.2.6	Soltechnik	133
5.2.7	Komplettierungstechnik	134
5.2.8	Gaserstbefüllung und Snubben	136
5.3	Technisches Konzept der Kavernenanlage (obertägige Betriebsanlagen)	137
5.3.1	Einlagerungsstrang bis Kavernenkopf	138
5.3.2	Auslagerungsstrang ab Kavernenkopf	138
5.3.3	Rohrleitungen	140
5.3.4	Sicherheitseinrichtungen	141
5.3.5	Flächenbedarf	142
5.4	Genehmigungsverfahren und Zeitbedarf für Planung und Bau	143
5.4.1	Genehmigungsverfahren	143
5.4.2	Zeitbedarf	145
5.4.3	Öffentlichkeitsarbeit zur Erhöhung der Akzeptanz	146
5.5	Geologische Voraussetzungen für die Errichtung von Wasserstoffkavernen in Norddeutschland	146
5.5.1	Salzvorkommen in Deutschland	146
5.5.2	Eignung der Salzvorkommen für den Kavernenbau	147
5.5.3	Regionale Verbreitung der Salzstrukturen in Norddeutschland	149
5.5.4	Geologisches Potenzial und Auswahlkriterien	149
5.5.5	Mögliche Standorte für die Errichtung von Kavernen in der Nähe von Einspeisepunkten von Offshore-Windstrom	151
5.6	Zusammenfassung: Machbarkeit, F&E- und Zeitbedarf	155
6	Übersicht über das Gesamtsystem	156
6.1	Betriebsweise	156
6.2	Nennleistungen und Wirkungsgrade	157
6.3	Kosten und Kostendeckung	160
6.4	Parameter für die Sensitivitätsanalyse	163
6.5	Flächenbedarf	164

6.6	Einzugsbereiche zur Belieferung mit H ₂ -Kraftstoff	165
7	Systemanalyse zur Nutzbarmachung von Überschussstrom und zur Vermarktung von Wasserstoff	167
7.1	Übersicht und Zielsetzung	167
7.2	Erlösmöglichkeiten am Kraftstoffmarkt	168
7.2.1	Wasserstoffnachfrage	169
7.2.2	Referenzerlöse für H ₂ -Kraftstoff	170
7.3	Einkaufs- und Erlösmöglichkeiten an den Elektrizitätsmärkten	175
7.3.1	Situation am Spotmarkt im Jahr 2030	175
7.3.2	Situation am Reservemarkt im Jahr 2030	178
7.4	Bestimmung der Überschussstrommengen	179
7.4.1	Berücksichtigung von „Must Run“-Anlagen	179
7.4.2	Berechnete Überschussstrommengen	181
7.4.3	Dauer der Phasen mit Überschüssen	184
7.5	Optimierungsverfahren und Optionen der Betriebsweise	186
7.5.1	Optionen für den Betrieb der Elektrolyse	187
7.5.2	Vergleich der überschuss- und preisgesteuerten Betriebsweisen der Elektrolyse	190
7.5.3	Optionen für den Verkauf von Kraftstoff	191
7.5.4	Bestimmung des notwendigen Erlöses für Wasserstoff als Kraftstoff	192
7.6	Ergebnisse der Systemsimulationen für die Zone Nordost	193
7.6.1	Allgemeine Bedingungen	193
7.6.2	Übersicht	194
7.6.3	Elektrolyse überschussgesteuert – Kraftstoffmenge Fix	197
7.6.4	Elektrolyse überschussgesteuert – Kraftstoffmenge Band	199
7.6.5	Elektrolyse preisgesteuert – Kraftstoffmenge Band	201
7.6.6	Elektrolyse preisgesteuert – Kraftstoffmenge Frei	204
7.6.7	Alternativfall ohne Netzausbau	205
7.6.8	Alternativfall unter Verwendung des Szenarios 1	205
7.6.9	Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse für die Zone Nordost	206
7.7	Ergebnisse der Systemsimulationen für die Zone Nordwest	210
7.7.1	Allgemeine Bedingungen	210
7.7.2	Übersicht	210
7.7.3	Elektrolyse überschussgesteuert – Kraftstoffmenge Fix	213
7.7.4	Elektrolyse überschussgesteuert – Kraftstoffmenge Band	214
7.7.5	Alternativfall ohne Netzausbau	214
7.7.6	Fazit zu den Ergebnissen für die Zone Nordwest und im Vergleich zum Nordosten	214
7.8	Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse	215
7.8.1	Senkung der spezifischen Investition des GuD-Kraftwerks und der Elektrolyse	215

7.8.2	Einsatz eines GT- anstelle eines GuD-Kraftwerks	218
7.8.3	Fazit zur Sensitivitätsanalyse	219
7.9	Deckung des Kraftstoffbedarfs durch Einsatz mehrerer Wind-Wasserstoff-Systeme	219
7.9.1	Überschussgesteuerte Betriebsweise in der Nordost-Zone	220
7.9.2	Preisgesteuerte Betriebsweise in der Nordwest-Zone	223
7.9.3	Fazit Deckung der Kraftstoffnachfrage	224
7.10	Zusammenfassung	225
7.10.1	Randbedingungen	225
7.10.2	Ergebnisse	227
8	Fazit und Schlussfolgerungen	230
8.1	Technische Aspekte	230
8.1.1	Leistungsfähigkeit des untersuchten Wind-Wasserstoff-Systems	230
8.1.2	Forschungs- und Entwicklungsbedarf; Zeithorizont	232
8.1.3	Überschussstrommengen und ihre Nutzung	232
8.2	Wirtschaftliche Aspekte	233
8.2.1	Randbedingungen für kostendeckenden Betrieb	234
8.2.2	Synergien aus der Bedienung unterschiedlicher Märkte	236
8.3	Weitergehende Überlegungen	237
8.4	Handlungsempfehlungen	238
	Literatur	240

ABBILDUNGEN

Abbildung 1-1:	Vier wesentliche Probleme bei der Einbindung von Windenergie in das elektrische Netz.	20
Abbildung 1-2:	Nutzbarmachung von Überschussstrom mittels Wasserstoff.	24
Abbildung 1-3:	Schritte der Bearbeitung bzw. Aufbau des Studentextes.	27
Abbildung 2-1:	Struktur des Strommarktmodells PowerACE.	29
Abbildung 2-2:	Grafische Darstellung der Zonen Nordwest (dunkelgrün) und Nordost (mittelgrün).	31
Abbildung 2-3:	Schematische Darstellung der Vorgehensweise bei der modellgestützten Simulation.	33
Abbildung 2-4:	Installierte EE-Kapazität in Deutschland gemäß Szenario 1 und 2 im Jahr 2020 im Vergleich zu 2008.	35
Abbildung 2-5:	Installierte EE-Kapazität in Deutschland gemäß Szenario 1 und 2 im Jahr 2030 im Vergleich zu 2008.	35
Abbildung 2-6:	Erwartete Übertragungskapazitäten zwischen den Zonen und mit dem Ausland in 2030.	38
Abbildung 2-7:	Modellstruktur ISI-Wind.	40
Abbildung 2-8:	EE-Einspeisung, Last und resultierende Überschüsse.	43
Abbildung 2-9:	Jahresdauerlinie der Überschüsse in der Nordwest-Zone, 2030, mit Netzausbau.	45
Abbildung 3-1:	Prinzipdarstellung eines Wind-Wasserstoff-Systems mit seinen wichtigsten Komponenten und Energieflüssen.	48
Abbildung 3-2:	Veranschaulichung der erreichbaren Volllaststunden der Elektrolyse.	49
Abbildung 3-3:	Komponenten und Funktionalitäten des Systems K-1.	53
Abbildung 3-4:	Beispiel für den Betriebsverlauf der Elektrolyse im System K-1.	53
Abbildung 3-5:	Komponenten und Funktionalitäten des Systems K-2.	55
Abbildung 3-6:	Beispiel für den Betriebsverlauf der Elektrolyse im System K-2.	55
Abbildung 3-7:	Komponenten und Funktionalitäten des Systems G-1.	57
Abbildung 3-8:	Beispiel für den Betriebsverlauf von Elektrolyse und Kraftwerk im System G-1.	57
Abbildung 3-9:	Komponenten und Funktionalitäten des Systems G-2.	59
Abbildung 3-10:	Beispiel für den Betriebsverlauf von Elektrolyse und Kraftwerk im System G-2.	59
Abbildung 4-1:	Aufbau der Netzanbindung.	66
Abbildung 4-2:	Wesentliche Komponenten und Bilanzgrenze des Kavernenspeichers.	85
Abbildung 4-3:	Schema und Kennzahlen der Modellkaverne.	87

Abbildung 4-4:	Spezifische Investition und Skaleneffekte bei der Erstellung von Kavernen.	91
Abbildung 5-1:	Optionen für die Speicherung von Energieträgern im Untergrund.	116
Abbildung 5-2:	Lokationen der Wasserstoffkavernen in den USA und in England.	121
Abbildung 5-3:	Vereinfachte, beispielhafte Betriebsdruckbestimmung einer Salzkaverne.	126
Abbildung 5-4:	Zeitlich erlaubte Fahrweise einer Kaverne.	127
Abbildung 5-5:	Beispielhafte Füllstandsverläufe (Füllstandslinien) der Modellkaverne.	128
Abbildung 5-6:	Simulationsergebnisse für Druck und Temperatur bei der Aus- und Einlagerung von Erdgas bzw. Wasserstoff.	130
Abbildung 5-7:	Mögliches Verrohrungsschema einer Gaskaverne.	131
Abbildung 5-8:	Mögliches Komplettierungsschema einer Gaskaverne.	136
Abbildung 5-9:	Erstbefüllung einer Gaskaverne.	137
Abbildung 5-10:	Druckreduzierung im Auslagerungsstrang.	139
Abbildung 5-11:	Vorauslegung des Flächenbedarfs einer Kavernenanlage.	142
Abbildung 5-12:	Beispielhafter Zeitplan für die Erstellung einer Kavernenanlage.	145
Abbildung 5-13:	Salzvorkommen in Deutschland.	148
Abbildung 5-14:	Salzstöcke im Nordwesten von Deutschland.	150
Abbildung 5-15:	Salzstrukturen im Bereich Diele/Dörpen.	152
Abbildung 5-16:	Salzstrukturen im Bereich Büttel.	153
Abbildung 5-17:	Salzstrukturen im Bereich Rostock /Lubmin.	154
Abbildung 6-1:	Schema des Wind-Wasserstoff-Systems mit den Elementen, die in Bezug auf die Kosten bzw. den Wirkungsgrad eine wesentliche Rolle spielen.	156
Abbildung 6-2:	Anteile der Komponenten an der Investition.	162
Abbildung 6-3:	Anteile der Komponenten an den jährlichen fixen Kosten für Wartung und Betrieb.	163
Abbildung 6-4:	Mögliche Anordnung der Komponenten auf dem Gelände des Wind-Wasserstoff-Systems.	164
Abbildung 6-5:	Einspeisepunkte von Offshore-Windstrom als mögliche Standorte von Wind-Wasserstoff-Systemen sowie Auslieferungsbereiche von H ₂ -Kraftstoff im nördlichen Teil Deutschlands.	165
Abbildung 6-6:	Erwarteter Zubau von Wasserstoff-Tankstellen in der Nordhälfte Deutschlands.	166
Abbildung 7-1:	Veranschaulichung der Referenzerlöse als Maßstäbe für die Wettbewerbsfähigkeit von Wind-Wasserstoff.	171
Abbildung 7-2:	Jahresdauerlinie der Spotmarktpreise.	177
Abbildung 7-3:	Jahresdauerlinie der Leistungspreise am Markt für Minutenreserve.	179
Abbildung 7-4:	Jahresdauerlinien der Überschussleistung, Nordost-Zone, Szenario 2.	184

Abbildung 7-5:	Jahresdauerlinien der Überschussleistung, Northwest-Zone, Szenario 2.	184
Abbildung 7-6:	Verteilung der Dauer der Überschussphasen.	185
Abbildung 7-7:	Abfolge von Phasen mit und ohne Überschüssen während der ersten drei Wochen des Jahres.	185
Abbildung 7-8:	Übersicht der simulierten Fälle.	186
Abbildung 7-9:	Abbildung des Wind-Wasserstoff-Systems im Optimierungsmodell.	187
Abbildung 7-10:	Jahresdauerlinien der Spotmarktpreise ohne und mit Einfluss eines Wind-Wasserstoff-Systems.	190
Abbildung 7-11:	Zusammenhang zwischen Überschussleistung bzw. Spotmarktpreis und überschussgesteuerter bzw. preisgesteuerter Fahrweise des Elektrolyseurs.	191
Abbildung 7-12:	Zusammensetzung der Einnahmen und der Kosten im Basisfall der NO-Zone.	197
Abbildung 7-13:	Täglich ausgelieferte Kraftstoffmenge im Basisfall der NO-Zone mit überschussgesteuerter Elektrolyse und Band-Option für den H ₂ -Kraftstoff.	200
Abbildung 7-14:	Beispielhafter Verlauf des EE- und KWK-Anteils im Strommix.	202
Abbildung 7-15:	Zusammensetzung der Einnahmen und der Kosten im Basisfall der NW-Zone.	212
Abbildung 7-16:	Anteile der Komponenten an der Investition bei Absenkung der spezifischen Investition für die Elektrolyse auf 500 €/KW _{el} .	218
Abbildung 7-17:	Ausschnitt aus der Jahresdauerlinie der Überschussleistung in der NO-Zone mit schematischer Darstellung der Nutzung von Überschüssen durch 3 Systeme.	222
Abbildung 7-18:	Ausschnitt aus der Jahresdauerlinie der Überschussleistung in der NW-Zone mit schematischer Darstellung der Stromaufnahme von 2 Systemen mit preisgesteuerter Betriebsweise.	224
Abbildung 8-1:	Vergleich der Kapazität von Pumpspeicher-Kraftwerken und Wind-Wasserstoff-Systemen.	231

TABELLEN

Tabelle 2-1:	Eingespeiste Jahresarbeit aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2008.	32
Tabelle 2-2:	Konventioneller Kraftwerkspark in 2030, aggregiert nach Energieträger und Zone.	34
Tabelle 2-3:	Annahmen für die eingespeiste Jahresarbeit aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2030 für das Szenario 2.	36
Tabelle 2-4:	Annahmen für die Preisentwicklung für CO ₂ -Zertifikate und Energieträger.	36
Tabelle 2-5:	Annahmen für den Nettostromverbrauch.	37
Tabelle 2-6:	Annahmen für die Entwicklung der Kapazitäten zum Austausch elektrischer Energie im Übertragungsnetz zwischen den Zonen.	39
Tabelle 2-7:	Überschussmengen und Anzahl der Stunden mit Überschuss im Jahr 2020, statische Berechnung.	43
Tabelle 2-8:	Überschussmengen und Anzahl der Stunden mit Überschuss im Jahr 2030, statische Berechnung.	44
Tabelle 3-1:	Zusammenfassung wesentlicher Eigenschaften der betrachteten Systemtypen.	60
Tabelle 4-1:	Kenndaten von Transformatoren heute und wie für 2030 zu erwarten.	64
Tabelle 4-2:	Kenndaten von Hochleistungsstromrichtern heute und wie für 2030 zu erwarten.	65
Tabelle 4-3:	Annahmen für die techno-ökonomischen Parameter der Netzanbindung im Jahr 2030.	67
Tabelle 4-4:	Kenndaten von Wasser-Elektrolyseuren: Stand der Technik heute und wie langfristig zu erwarten.	70
Tabelle 4-5:	Annahmen für die techno-ökonomischen Parameter der Elektrolyse im Jahr 2030.	75
Tabelle 4-6:	Kenndaten von Stahl-Zylinderspeichern für Wasserstoff heute und wie langfristig zu erwarten.	77
Tabelle 4-7:	Annahmen für die techno-ökonomischen Parameter des oberirdischen Pufferspeichers im Jahr 2030.	78
Tabelle 4-8:	Annahmen für die techno-ökonomischen Parameter der Gemeinkosten im Jahr 2030.	80
Tabelle 4-9:	Kenndaten von ionischen Wasserstoffverdichtern heute und wie langfristig zu erwarten.	83
Tabelle 4-10:	Annahmen für die techno-ökonomischen Parameter der Wasserstoffverdichter im Jahr 2030.	84
Tabelle 4-11:	Massenstrom und Zustand des Wasserstoffs an der Bilanzgrenze des Kavernenspeichers.	86
Tabelle 4-12:	Annahmen für die technischen Parameter der Modellkaverne.	88

Tabelle 4-13:	Annahmen für die wirtschaftlichen Parameter der Modellkaverne.	92
Tabelle 4-14:	Kenndaten von Gasturbinen- und GuD-Kraftwerken im Bereich um 200 MW _{el} heute und in 2030.	96
Tabelle 4-15 :	Ausgewählte Standorte von Gasturbinen des Herstellers General Electric für wasserstoffhaltige Brenngase.	97
Tabelle 4-16:	Kenndaten großer Gasmotoren heute und in 2030.	100
Tabelle 4-17:	Kenndaten von PEMFC-Systemen heute und in 2030.	103
Tabelle 4-18:	Erwartete Kostenentwicklung für PEMFC-Stacks in der Automobilindustrie.	104
Tabelle 4-19:	Kenndaten von SOFC-Systemen heute und in 2030.	105
Tabelle 4-20:	Annahmen für die techno-ökonomischen Parameter der Rückverstromung in einem Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk im Jahr 2030.	108
Tabelle 4-21:	Annahmen für die techno-ökonomischen Parameter der Füllstation für Hochdruck-Trailer im Jahr 2030.	110
Tabelle 5-1:	Vergleich zwischen Poren- und Kavernenspeicher.	119
Tabelle 5-2:	Kenngößen der Wasserstoffkavernen in den USA und in England.	122
Tabelle 5-3:	Stoffparameter der Trocknungsanlage.	140
Tabelle 5-4:	Abschätzung der Verfahrensdauern des Genehmigungsverfahrens.	144
Tabelle 6-1:	Nennleistungen und Wirkungsgrade der Komponenten und des Gesamtsystems.	158
Tabelle 6-2:	Investition und fixe jährliche Kosten für Wartung und Betrieb.	161
Tabelle 6-3:	Aufgliederung der fixen Kosten für die Systemanalyse.	162
Tabelle 6-4:	Variation von Parametern im Rahmen der Sensitivitätsanalyse.	163
Tabelle 7-1:	Bestimmung der Nachfrage nach H ₂ -Kraftstoff im Jahr 2030.	170
Tabelle 7-2:	Referenzerlöse A und B zur Bewertung der Wettbewerbsfähigkeit von Wind-Wasserstoff als Kraftstoff sowie resultierende Kraftstoffpreise an der Zapfsäule pro kg H ₂ .	174
Tabelle 7-3:	Referenzerlöse A und B sowie Kraftstoffpreise an der Zapfsäule pro MWh H ₂ .	174
Tabelle 7-4:	Statistische Kennzahlen der Simulationsergebnisse für Preise an der Strombörse.	176
Tabelle 7-5:	Jährliche EE- und KWK-Einspeisung in den Nordzonen in beiden Szenarien.	180
Tabelle 7-6:	Überschüsse aus dynamischer Simulation unter der Annahme „mit Netzausbau“.	182
Tabelle 7-7:	Überschüsse aus dynamischer Simulation unter der Annahme „ohne Netzausbau“.	182
Tabelle 7-8:	Wesentliche Resultate aus den Simulationsrechnungen für den Basisfall Nordost.	195

Tabelle 7-9:	Übersicht über Börsenstrompreise, zu denen Strombezug für die Elektrolyse erfolgt.	203
Tabelle 7-10:	Wesentliche Resultate aus den Simulationsrechnungen für den Basisfall Nordwest.	211
Tabelle 7-11:	Auswirkungen geringerer Investitionen für das Kraftwerk und die Elektrolyse auf den notwendigen Erlös im Basisfall Nordost.	216
Tabelle 7-12:	Auswirkungen geringerer Investitionen für das Kraftwerk und die Elektrolyse auf den notwendigen Erlös im Basisfall Nordwest.	217
Tabelle 7-13:	Kombination von überschuss- und preisgesteuerten Wind-Wasserstoff-Systemen zur Deckung der Kraftstoffnachfrage.	221

BEGRIFFE UND ABKÜRZUNGEN

Studienspezifische Definitionen

kostendeckend	Seite 161
Nordost-Zone	Seite 30
Nordwest-Zone	Seite 30
notwendiger Erlös	Seite 193
preisgesteuert	Seite 189
Referenzerlös A	Seite 170
Referenzerlös B	Seite 171
überschussgesteuert	Seite 187
Überschussstrom	Seite 23
Wind-Wasserstoff-System	Seite 23
Wirkungsgrad	Seite 56

Abkürzungen und fachliche Begriffe

AC	Alternating Current (Wechselstrom)
AEL	alkalische Elektrolyse
AfA	Absetzung für Abnutzung
AFC	Alkaline Fuel Cell (alkalische Brennstoffzelle)
Arbeitsgas	Gasmenge, die in eine Kaverne ein- bzw. aus ihr ausgelagert werden kann (im Gegensatz zum Küssengas)
API	American Petroleum Institute
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ANSI	American National Standards Institute
BergG	Bundesberggesetz
BHKW	Blockheizkraftwerk
BZ	Brennstoffzelle
DC	Direct Current (Gleichstrom)
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell (Direktmethanol-Brennstoffzelle)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)

EOH	Equivalent Operating Hours (Äquivalent-Betriebsstunden, bei Gasturbinen- bzw. GuD-Kraftwerken)
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle (Brennstoffzellenfahrzeug)
F&E	Forschung und Entwicklung
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfturbinen-Anlage bzw. Kraftwerk
H ₂	Wasserstoff
Hrsg.	Herausgeber
Kissengas	Gasmenge, die ständig in einer Kaverne verbleiben muss, um den minimalen Kavernendruck aufrechtzuerhalten
KW	Kohlenwasserstoff(e)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Lkw	Lastkraftwagen
LZRT	letzte zementierte Rohrtour (eines Kavernenspeichers)
MEA	Membrane Electrode Assembly (Membran-Elektroden-Einheit)
O&M	Operations and Maintenance (Betrieb und Wartung)
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell (Phosphorsäurebrennstoffzelle)
PEM	Proton Exchange Membrane (Protonen-Austauschmembran), auch: Polymer Electrolyte Membrane (Polymer-Elektrolyt-Membran)
PEMEL	Protonen-Austausch- oder Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell (Protonenaustauschmembran-Brennstoffzelle)
PFV	Planfeststellungsverfahren
Pkw	Personenkraftwagen
PV	Photovoltaik
ROV	Raumordnungsverfahren
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell (Festoxid-Brennstoffzelle)
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
UVP-V	Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbau-licher Vorhaben

Institutionen und Unternehmen

BMVI / BMVBS	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, vormals Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
NOW / NOW GmbH	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie - NOW GmbH
EU	Europäische Union
DoE	Department of Energy (USA)
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organisation (Japan)

Nomenklatur

bar	Einheit für den Druck; in dieser Studie zu verstehen als der Überdruck über dem atmosphärischen Druck
GW	Gigawatt Leistung (1.000 MW, 1.000.000 kW)
GWh	Gigawattstunde Energie (1.000 MWh, 1.000.000 kWh)
GWh _{el}	Gigawattstunde Energie in Form von Elektrizität (elektrische Arbeit)
ha	Hektar (10.000 m ²)
H _i	Heizwert („i“ für englisch/lateinisch „inferior“) früher „unterer Heizwert“ H _u
kg H ₂	Kilogramm Wasserstoff 1 Kilogramm Wasserstoff enthält 33,33 kWh _{H2} (Heizwert)
kV	Kilovolt elektrische Spannung
kVA	Kilovoltampere elektrische Scheinleistung
kW	Kilowatt Leistung
kWh	Kilowattstunde Energie
kWh _{el}	Kilowattstunde in Form von Elektrizität (elektrische Arbeit)
kWh _{H2}	Kilowattstunde Energie in Form von Wasserstoff (1 kWh _{H2} entspricht dem Heizwert von rund 30 g Wasserstoff)
m u NN	Meter unter Normalnull
m ³ _{geometrisch}	Kubikmeter Hohlraum, z.B. in einem Stahlzylinder oder einer Kaverne
MVA	Megavoltampere elektrische Scheinleistung (1.000 kVA)
MW	Megawatt Leistung (1.000 kW)

MW _{el}	Megawatt Leistung in Form von Elektrizität
MW _{H2}	Megawatt Leistung in Form eines Stoffstroms von Wasserstoff, bezogen auf dessen Heizwert H _i
MWh	Megawattstunde Energie (1.000 kWh)
MWh _{el}	Megawattstunde Energie in Form von Elektrizität (elektrische Arbeit)
MWh _{H2}	Megawattstunde Energie in Form von Wasserstoff, bezogen auf H _i
MWh _{th}	Megawattstunde Energie in Form von z.B. Steinkohle bzw. Erdgas, bezogen auf deren Heizwert H _i
Nm ³	gebräuchliche Abkürzung für den Norm-Kubikmeter Normbedingungen nach DIN 1343: Druck p _n = 1,01325 bar, Luftfeuchtigkeit 0% (trockenes Gas) und Temperatur T _n = 273,15 K (t _n = 0°C); nach DIN EN ISO 13443 wäre „m ³ i.N.“ für „im Normzustand“ zu verwenden; 1 Nm ³ Wasserstoff entspricht 0,0899 kg Masse bzw. 3,0 kWh Energieinhalt bezogen auf seinen Heizwert H _i .
ppm	parts per million
t H ₂	Tonne Wasserstoff (1.000 kg H ₂)
TWh	Terawattstunde Energie (1.000.000.000 kWh)
TWh _{el}	Terawattstunde Energie in Form von Elektrizität

1 Hintergrund, Zielsetzung, Ansatz und Aufbau der Studie

Die Einbringung wachsender Mengen fluktuierender Energie aus erneuerbaren Quellen in das Energiesystem ist eine große Herausforderung. Insbesondere Windstrom kann oftmals nicht mehr von den Netzen aufgenommen werden und geht durch Abregelung verloren¹. Für die Nutzbarmachung solcher „Überschussenergie“ bietet sich Wasserstoff sowohl als stationärer Energiespeicher herausragend großer Kapazität wie auch als Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge an.

Windstrom kann mittels Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt, gespeichert und nach Bedarf verwendet werden. Zu den Vorteilen von Wasserstoff gehört, dass er zahlreiche Nutzungsoptionen aufweist: Neben dem Einsatz als Kraftstoff kommen die Rückwandlung in elektrische Energie und die Verwendung als industrieller Rohstoff infrage. Ferner kann Wasserstoff Erdgas beigemischt und über dessen Transport- und Verteilnetze einer Nutzung zugeführt werden.

Wasserstoff eignet sich vor allem für die zentrale Speicherung großer Energiemengen über längere Zeiträume. Daher bieten sich als Standorte von Wasserstoff-Speichersystemen zum Beispiel die Einspeisepunkte großer Windparks in das Übertragungsnetz an, insbesondere derjenigen, die auf dem Meer („offshore“) errichtet wurden.

Heute sind Überschüsse im Übertragungsnetz noch eine Ausnahmeerscheinung. Es ist jedoch zu erwarten, dass sich die Situation mit dem fortschreitenden Ausbau der Erneuerbaren Energien innerhalb der nächsten 10 bis 15 Jahre signifikant verändern wird. In der Folge könnte Windstrom, den das Übertragungsnetz nicht aufnehmen kann, zu erheblichen Problemen führen. Geeignete Lösungen müssen rechtzeitig entwickelt werden und bedürfen eines langen Vorlaufs.

Im Jahr 2006 wurde von der Bundesregierung das „Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“ (NIP) beschlossen [BMVBS/BMBF/BMWi 2006]. Ein wesentliches Ziel des NIP ist die Vorbereitung einer breiten Markteinführung von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien unter anderem im Verkehrsbereich. Die Verfügbarkeit von Wasserstoff als Kraftstoff, der auf Basis regenerativer Energie gewonnen wird, nennt das NIP als Voraussetzung für die Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen. Zudem stellt es Wasserstoff als ein vielversprechendes Speichermedium heraus, das zum Gelingen der Energiewende notwendig ist, um einen Ausgleich fluktuierender Erneuerbaren Energien (im Folgenden auch abgekürzt „EE“) zu ermöglichen. Das NIP legt die vertiefende Untersuchung von Wind-Wasserstoff-Systemen nahe, mittels derer CO₂-freie bzw. CO₂-arme Energie sowohl in die Verkehrs- wie auch Energiewirtschaft eingebracht werden und dabei von Synergien profitieren können.

Die Studie „GermanHy“ zu den Quellen von Wasserstoff in Deutschland bis zum Jahr 2050 identifizierte Windenergie als bedeutendste erneuerbare Ressource für die Herstellung von Was-

¹ Physikalisch kann Energie weder erzeugt noch vernichtet, sondern nur in unterschiedliche Formen überführt werden. Die Verwendung von Begriffen wie Erneuerbaren Energien, Energiequellen, Energieerzeugung etc. ist in diesem Sinne zu verstehen. Ähnliches gilt für die Erzeugung von Wasserstoff: Gemeint ist damit die Herstellung von molekularem Wasserstoff (H₂) aus Wasserstoffverbindungen, hier insbesondere aus Wasser (H₂O).

serstoff [dena et al. 2009]. Allerdings blieben wesentliche Fragen zu großen Wind-Wasserstoff-Systemen, die Leistung im mindestens dreistelligen Megawattbereich aufnehmen und abgeben sowie Energiemengen von mehr als 100 GWh speichern können, offen: In welchem Umfang ist „überschüssige“ Windenergie in Deutschland bis 2030 tatsächlich zu erwarten? Wie kann aus dieser Energie technisch und wirtschaftlich sinnvoll Wasserstoff erzeugt und im großen Maßstab gespeichert werden? Welche Mengen an Wasserstoff und Strom können zu welchen Kosten für Verkehr und stationäre Energieversorgung bereitgestellt werden? Lassen sich Synergien im Sinne einer Zusammenführung von Energiewirtschaft und Verkehrsenergiewirtschaft erreichen?

Als wesentlicher Beitrag zur Beantwortung dieser Fragestellungen wurde vom Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), vertreten durch die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH), diese Studie beauftragt. (Ende 2013 wurde das Ministerium in Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, kurz BMVI, umbenannt.)

1.1 Hintergrund

Abbildung 1-1 veranschaulicht die wesentlichen Schwierigkeiten, die bei der großskaligen Einbindung von Windenergie – bzw. allgemein von intermittierenden Erneuerbaren Energien – auftreten:

- die Stromerzeugung weicht mehr oder weniger stark von der Prognose ab,
- während einer Flaute wird fast kein Strom aus Wind eingespeist,
- zeitweise treten sehr hohe Gradienten der regenerativen Erzeugung auf und

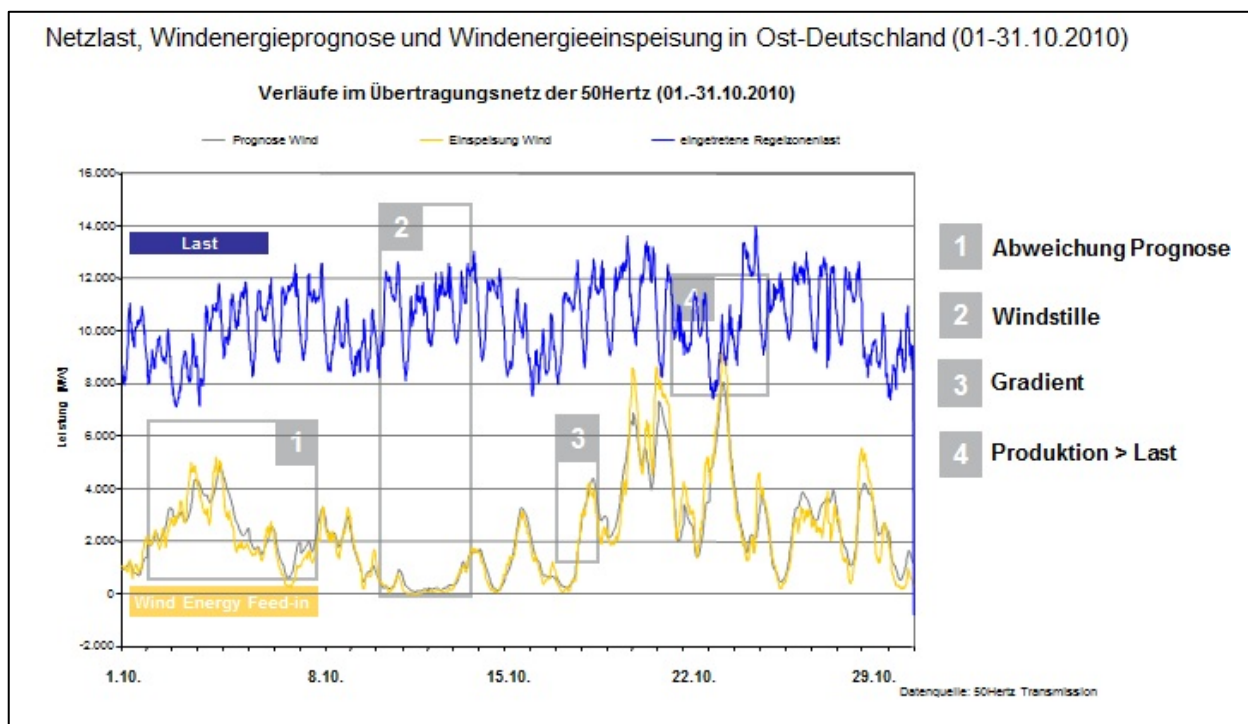


Abbildung 1-1: Vier wesentliche Probleme bei der Einbindung von Windenergie in das elektrische Netz.
Grafik: Vattenfall Europe Innovation GmbH; mit freundlicher Genehmigung.

- zu windstarken Zeiten kann die Stromerzeugung aus Wind die Last im Netz bzw. in einer Netzregion oder Netzebene überschreiten.

Eine Maßnahme zur Eindämmung der Problematik überschüssiger Einspeisung ist das sogenannte Einspeisemanagement gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (§ 11 in [EEG 2012]). Dabei wird erneuerbare Erzeugung (ab-) geregelt, um eine Netzüberlastung zu vermeiden und insbesondere die gesetzlich verlangte Spannungs- und Frequenzstabilität sicherzustellen. Die so nicht erzeugte erneuerbare elektrische Energie (Ausfallarbeit) wird dem Anlagenbetreiber trotzdem vergütet. Einspeisemanagement findet heute vor allem auf der Ebene der Verteilnetze statt. Die gesamte Ausfallarbeit lag im Jahr 2010 bei rund 127 Gigawattstunden (GWh), etwa 0,1% der EE-Erzeugung. Das entspricht einer Steigerung von 72% im Vergleich zu 2009 (ca. 74 GWh) [BNetzA 2012a]. Mehr als jeweils 98% der Ausfallarbeit entfiel auf die Windenergie.

Im Jahr 2010 traten erstmals Engpässe im Übertragungsnetz (d.h. der Netzebene mit 220 bzw. 380 Kilovolt Spannung, kurz „kV“) auf, die Einspeisemanagement zur Folge hatten [Bömer 2011]. Mit der Anbindung großer Offshore-Windparks an das Übertragungsnetz in den kommenden Jahren ist eine deutliche Zunahme von Engpässen auf dieser obersten Netzebene zu erwarten. Selbst ein optimaler (und wirtschaftlich kaum darstellbarer) Netzausbau würde bei einem weiter wachsendem Anteil der Erneuerbaren Energien am Strommix mittel- bis langfristig kaum vermeiden können, dass regenerative Erzeugungsspitzen abgeregelt werden müssen, weil sie die gesamte Last übersteigen.

Soll Energie, die durch Einspeisemanagement verloren ginge, einer Nutzung zugeführt werden, so muss sie umgewandelt bzw. gespeichert werden, da eine unmittelbare Verwertung in Form von elektrischem Strom offensichtlich nicht möglich ist.

Zur Pufferung großer Energiemengen kommen vor allem Pumpspeicher-Kraftwerke, Druckluftspeicher-Kraftwerke und Wasserstoff-Speicherkraftwerke (mit Elektrolyse, Speicher und Rückverstromung) infrage, die relativ hohe volumetrische Speicherkapazitäten bieten [VDE 2009].

- Pumpspeicher-Kraftwerke gelten als ausgereifte Standardtechnologie. Moderne Systeme erreichen einen Wirkungsgrad für die Wandlung von elektrischer Energie zu potentieller Energie und zurück von rund 80% [Teller 2012]. In Deutschland sind derzeit Pumpspeicher-Kraftwerke mit rund 7.000 MW Leistung und einigen Stunden Lade- bzw. Entladezeit installiert [VDE 2009]. Die Bundesnetzagentur rechnet mit einem Zubau von Speicherleistung in den kommenden 10 Jahren von bis 2.400 MW [VDI-Nachrichten 2011] mit ähnlichen Lade- und Entladezeiten.
- Druckluftspeicher-Kraftwerke wurden weltweit bisher zweimal realisiert und erreichen Wirkungsgrade von 42% (Huntorf, Deutschland, 60 MW Kompressionsleistung bis zu 8 Stunden, 321 MW Erzeugungsleistung bis zu 2 Stunden) bzw. 54% (McIntosh, USA, 110 MW Erzeu-

gungsleistung bis zu 26 Stunden)². Konzeptstudien für Druckluftspeicher-Kraftwerke mit Wirkungsgraden bis zu 70% existieren [VDE 2009].

- Zukünftige großskalige Wasserstoff-Speicherkraftwerke werden einen Wirkungsgrad der Speicherung von voraussichtlich etwa 40% erreichen, sind also in dieser Hinsicht gegenüber Pump- und Druckluft-Systemen nachteilig. Allerdings bieten sie als chemische Energiespeicher eine deutlich höhere Energiedichte pro Einheit geometrischen Speichervolumens als die beiden auf mechanischer Speicherung beruhenden Alternativen.

Wirkungsgrade von 70% (Druckluft) bzw. 40% (Wasserstoff) vorausgesetzt, kann mit Wasserstoff mehr als die 50-fache Energiemenge als mittels Druckluft pro im gleichen geometrischen Volumen gespeichert werden. Gegenüber Pumpspeichern besitzt Wasserstoff, abhängig von den genauen Randbedingungen, eine mehr als 200-fache spezifische Energiedichte [VDE 2009]. Dies ermöglicht der Energiespeicherung mittels Wasserstoff entsprechend längere Lade- und Entladezeiten.

Ein Vergleich der spezifischen Kosten (€/kWh_{el} für elektrische Energie nach Rückverstromung) von Systemen für Langzeitspeicherung hat gezeigt, dass Systeme auf der Basis von Wasserstoff den Druckluftspeichern wirtschaftlich immer überlegen sind und gegenüber Pumpspeichern, abhängig von deren Standort, in rund 10 Jahren konkurrenzfähig werden können. Dabei wurden eine maximale Ein- bzw. Auslagerdauer bei Nennbetrieb von rund 8 Tagen (0,06 Zyklen pro Tag), 500 MW Auslagerleistung und 100 GWh rückverstromte Energie angenommen [VDE 2009].

Für kurzfristige Speicherung wurden ein Zyklus pro Tag, 1 GW Auslagerleistung und 8 GWh rückverstromte Energie angesetzt, vergleichbar mit Deutschlands größtem Pumpspeicher in Goldisthal. In diesem Fall ergaben sich spezifische Kosten zu Ungunsten des Wasserstoffs [VDE 2009].

1.2 Ziel und Ansatz der Studie

Zentrale Aufgabe dieser Studie ist, die Bedingungen zu ermitteln, unter denen Wind-Wasserstoff-Systeme im Jahr 2030 technisch und wirtschaftlich sinnvoll betrieben werden können. Dabei geht es insbesondere darum, einen kostendeckenden Betrieb bei moderater Verzinsung des eingesetzten Kapitals zu erreichen.

Ziel ist es, eine grundsätzliche, konkrete Perspektive für großskalige Anlagen zu entwickeln anhand eines beispielhaften, repräsentativen Systemtyps. Eine vollständige Untersuchung aller infrage kommenden Betriebsweisen und Optionen ist nicht beabsichtigt.

Die Studie konzentriert sich auf das Übertragungsnetz und auf die längerfristige Speicherung von Wasserstoff. Die genannten Ergebnisse in [VDE 2009] bezüglich der spezifischen Kosten legen dies nahe. Wasserstoff besitzt mit seiner vergleichsweise hohen Energiedichte ein Allein-

² Die Rückverstromung erfolgt jeweils unter Zufeuerung von Erdgas, daher wird anhand der für Huntorf genannten Zahlen scheinbar mehr Energie aus- als eingelagert.

stellungsmerkmal und ist daher prädestiniert für die Speicherung großer Mengen über längere Zeiträume. Überschüsse auf Verteilnetzebene und Speicherung in Stundenzyklen bleiben ausdrücklich unberücksichtigt.

Wasserstoff soll auf zwei Märkten bzw. in drei Marktsegmenten verwendet werden und Einnahmen erzielen:

- Verkehrssektor:
 - Verkauf des erzeugten Wasserstoffs auf dem Kraftstoffmarkt für Personenkraftwagen (Pkw);
- Stromsektor:
 - Spotmarkt: Rückverstromung des Wasserstoffs und Stromverkauf an der Börse;
 - Regelleistungsmarkt: Vorhaltung von Reserveleistung.

Aus diesem Ansatz heraus ist unter einem **Wind-Wasserstoff-System** im Rahmen dieser Studie eine Anlage zu verstehen, welche die genannten Verwendungsoptionen bedienen kann und folgende wesentliche Einheiten umfasst:

- Netzanbindung,
- Elektrolyse,
- Kaverne zur unterirdischen Speicherung,
- Stromerzeugung,
- Abfüllung von Wasserstoff in Hochdruckbehältern zum Transport zu Tankstellen sowie
- Konditionierung von Wasserstoff (Trocknung und Verdichtung) und alle ferner benötigten Nebenanlagen.

Entsprechend der Anforderung „großmaßstäblich“ liegt die elektrische Leistung der Wandler Elektrolyse und Verstromung im Bereich über 100 MW, die Kaverne kann entsprechend der Bedingung „längerfristige Speicherung“ mehr als 100 GWh in Form von Wasserstoff aufnehmen. Die Funktionalitäten, die ein solches System bietet, gehen über ein Wasserstoffspeicher-Kraftwerk (in Analogie zu Pumpspeicher- bzw. Druckluftspeicher-Kraftwerken) hinaus, da der Wasserstoff nicht ausschließlich zur Wiederverstromung eingesetzt wird.

Überschussstrom wird im Rahmen dieser Studie in erster Linie verstanden als elektrischer Strom aus Windenergie und anderen EE, der die Nachfrage übersteigt und aufgrund von beschränkten Kapazitäten vom Übertragungsnetz nicht mehr aufgenommen und abgeleitet werden kann. Hinzu kommen Strommengen aus fossil befeuerten Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung, die wärmegeführt betrieben werden. Um die Wärmeversorgung sicherzustellen müssen diese Kraftwerke auch dann arbeiten und entsprechend in das elektrische Netz einspeisen, wenn die Last bereits aus EE gedeckt wird bzw. bereits ein Überangebot vorhanden ist („Must Run“-Anlagen). Überschussstrom besitzt daher in der Regel auch einen geringen nicht-regenerativen Anteil.

Abbildung 1-2 stellt die Nutzbarmachung von überschüssigem Strom mittels Wasserstoff vereinfachend dar. In Bezug auf die Auslieferung von Kraftstoff wird im Rahmen dieser Arbeit eine Entfernung zwischen dem Ort der Speicherung und den einzelnen Tankstellen von bis zu etwa 300 km angenommen.

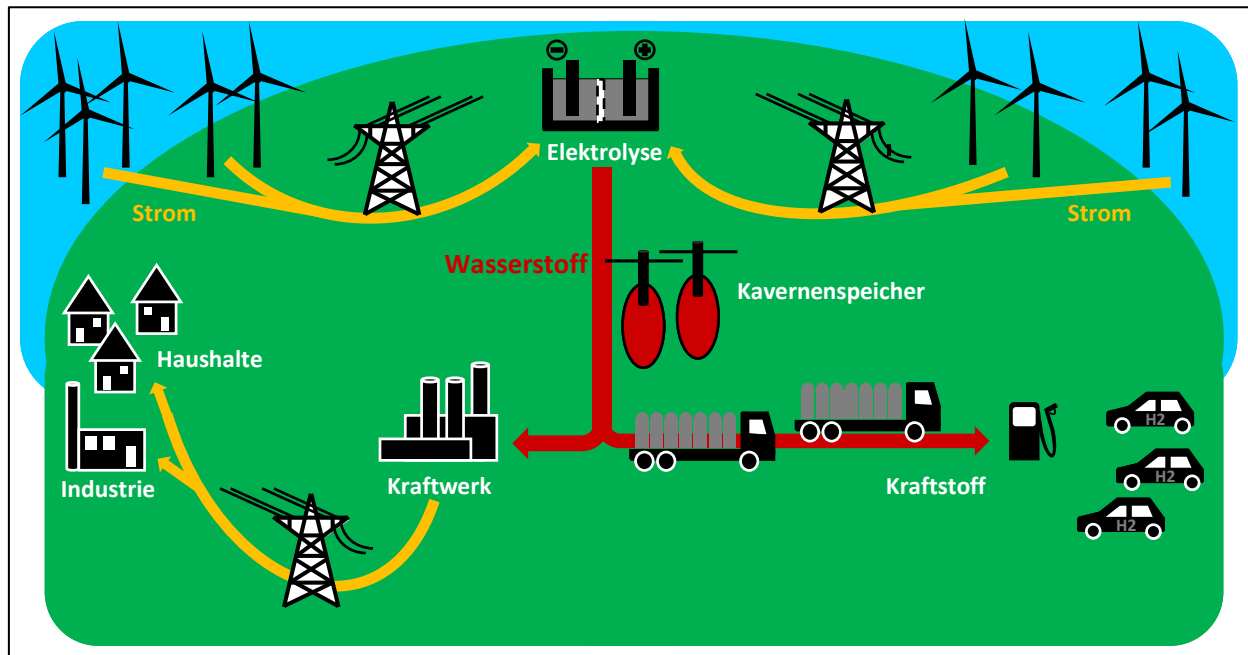


Abbildung 1-2: Nutzbarmachung von Überschussstrom mittels Wasserstoff.

Überschüssiger Windstrom wird mittels Elektrolyse in Wasserstoff umgesetzt, gespeichert und nach Bedarf genutzt, um wieder elektrischen Strom zu erzeugen, Reserveleistung vorzuhalten bzw. als Kraftstoff für Fahrzeuge im Straßenverkehr zu dienen.

Das Potenzial der Windenergie ist in Deutschland am größten entlang der Küste, sowohl an Land als auch auf See. Es liegt somit nahe, große zentrale Speichersysteme in dieser Region anzusiedeln. Infrage kommen z.B. die Punkte, an denen Offshore-Windparks der Nord- bzw. Ostsee an das Übertragungsnetz auf dem Festland angebunden werden. Diese könnten sich in Bezug auf Netzengpässe und somit auf den Transport elektrischer Energie als besonders kritisch erweisen.

Deshalb werden zwei Zonen – Nordwest und Nordost – definiert, an deren Grenzen eingeschränkte Transportkapazitäten für Strom zur Verfügung stehen, welche das heutige Übertragungsnetz zuzüglich eines erwarteten Ausbaus bis zum Jahr 2030 widerspiegeln, innerhalb Deutschlands und zum benachbarten Ausland. Die Zweiteilung des Nordens wird u.a. gewählt, weil das Übertragungsnetz über die ehemalige innerdeutsche Grenze hinweg in dieser Region nur geringere Austauschkapazitäten aufweist.

Zu den wesentlichen Untersuchungsgegenständen dieser Arbeit gehören:

- die jährliche Anzahl von Stunden mit Überschüssen und die Menge der Überschüsse,
- die davon in Wasserstoff umsetzbaren Mengen bzw. Anteile,

- die technischen und ökonomischen Charakteristika von Wind-Wasserstoff-Systemen im Kraftwerksmaßstab bzw. ihrer Komponenten,
- die unterirdische Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen,
- die Verwendung des Wasserstoffs in unterschiedlichen Märkten und
- potentielle Synergien, die sich aus der parallelen Versorgung mehrerer Marktsegmente erreichen lassen.

Die Studie adressiert in erster Linie die Nutzbarmachung von Überschussstrom. Aber auch die weiteren in Abbildung 1-1 gezeigten Problemfelder werden angegangen: Wiederverstromung von Wasserstoff unterstützt das Überbrücken von Flauten erneuerbarer Erzeugung. Positive und negative Regelleistung zum Ausgleich von Prognoseabweichungen und hohen Gradienten können mit Hilfe einer entsprechenden Fahrweise der Elektrolyse bzw. des Kraftwerks zur Verfügung gestellt werden. Dies macht die Betriebsstrategie komplexer.

Viele Annahmen sind zu treffen, nicht nur in Bezug auf das Wind-Wasserstoff-System selbst, sondern auch hinsichtlich des Ausbaus der EE bzw. deren Einspeisung, der Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks, der Preise für konventionelle Energieträger, der Stromnachfrage etc. Zum Ansatz der Studie gehört es ausdrücklich, Annahmen und Ergebnisse bestehender Arbeiten aufzugreifen und weiterzuentwickeln. In diesem Sinne werden nicht zuletzt die „Leitstudie 2010“ für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit [Nitsch et al. 2010] und das Energiekonzept der Bundesregierung [Bundesregierung 2010] bzw. die „Energieszenarien 2011“ für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie [Schlesinger et al. 2011] verwendet. Darüber hinaus werden Annahmen in der Regel konservativ und einfach gewählt, z.B. voraussetzend, dass sich nichts ändert, statt etwa über zukünftige Marktmechanismen im Stromsektor zu spekulieren.

1.3 Beirat

Wesentlich für die Ausgestaltung der Studie war die Beteiligung von Unternehmen, die sich mit der Speicherung fluktuierender Erneuerbarer Energie in Form von Wasserstoff bzw. der Nutzung dieses Wasserstoffs befassen. Dafür wurde ein Beirat mit Vertretern der nachfolgend aufgeführten acht Firmen berufen und regelmäßig konsultiert:

- E.DIS AG als Energieversorger und Netzbetreiber,
- EnBW AG als Energieversorger und Netzbetreiber,
- EWE AG als Energieversorger und Netzbetreiber,
- Linde AG als Lieferant von Industriegasen und als Anlagenbauer,
- Schleswig-Holstein Netz AG als Netzbetreiber,
- Vattenfall Europe Innovation GmbH für die Vattenfall Europe AG als Energieversorger und Netzbetreiber,

- Volkswagen AG als Automobilhersteller und Entwickler von Fahrzeugen mit Brennstoffzellen-Antrieb sowie
- WIND-projekt Ingenieur- und Projektentwicklungsgesellschaft mbH als Betreiber von Windenergieanlagen und als Unternehmen, das ein Projekt zur Speicherung von Windenergie in Form von Wasserstoff vorantreibt.

Die Einbindung der Beiratsmitglieder erfolgte vor allem im Rahmen von vier internen Workshops. Aufgabe war es, die von den Studienerstellern ermittelten Parameter zu Wind-Wasserstoff-Systemen und zur Einbringung von Wasserstoff in den Verkehrsbereich zu verifizieren, Annahmen, Szenarien und Vorgehensweisen zu diskutieren, Zwischen- und Endergebnisse der Studie zu erörtern sowie Schlussfolgerungen bezüglich der Kernaussagen zu ziehen.

Ferner haben die Energieversorger/Netzbetreiber und die WIND-projekt GmbH Zeitreihen der regenerativen Einspeisung und der Last als Stundenwerte über jeweils ein Jahr zur Verfügung gestellt, anhand derer ein Simulationsmodell kalibriert werden konnte.

Studienersteller und Auftraggeber danken den Vertreterinnen und Vertretern der Beiratsmitglieder sehr herzlich für die Bereitstellung dieser Daten, für ihre engagierte Mitarbeit in den Workshops und für ihre Unterstützung darüber hinaus.

Obschon in den Diskussionen mit Beirat und Auftraggeber in der Regel Übereinstimmung erzielt werden konnte, liegt die Verantwortung für die Inhalte der Studie bei den mit der Erstellung beauftragten Projektpartnern und insbesondere bei der Projektleitung.

1.4 Schritte der Bearbeitung und Aufbau der Studie

Der Aufbau der Studie orientiert sich an den wesentlichen Schritten der Bearbeitung. Die Doppelpfeile in Abbildung 1-3 illustrieren das teils intensiv iterative Vorgehen.

- Die Mengen des Überschussstroms sind zunächst abzuschätzen.
→ Kapitel 2 definiert die beiden im Rahmen dieser Studie verwendeten Szenarien, erläutert deren Grundlagen und erklärt die Ergebnisse der Abschätzung der Überschussstrommengen. Ferner wird das später verwendete Simulationsmodell vorgestellt.
- Auf Basis der überschlägigen Überschussstrommengen sind Wind-Wasserstoff-Systeme bzw. ihre wesentlichen Funktionalitäten zu definieren und ein Systemtyp auszuwählen.
→ Kapitel 3 stellt Eckdaten vor, beschreibt vier Systemtypen und begründet die Entscheidung.
- Für den ausgewählten Systemtyp sind die erforderlichen Komponenten festzulegen, technologische Optionen zu prüfen und deren Verfügbarkeit zu bewerten. Ferner ist der erforderliche Forschungs- und Entwicklungsbedarf (F&E-Bedarf) zu ermitteln.
→ Kapitel 4 dokumentiert die technischen und wirtschaftlichen Parameter und begründet die für die weitere Analyse wesentlichen Entscheidungen.
- Aufgrund ihrer grundsätzlichen Bedeutung ist die großmaßstäbliche Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen vertiefend zu behandeln.

→ Kapitel 5 erklärt u.a. das technische Konzept einer Wasserstoffkaverne über die Inhalte des Kapitels 4 hinaus und prüft, wie weit die Voraussetzungen für die Erstellung von Kavernen in der Nähe der voraussichtlichen Netzeinspeisepunkte für die Offshore-Windenergie gegeben sind.

- Kapitel 6 fasst die für die folgende Systemanalyse eingesetzten Parameter für das definierte System zusammen und stellt übergeordnete Aspekte wie Wirkungsgrade und Flächenbedarf heraus.
- Im Rahmen der modellgestützten Systemanalyse sind die Verwendungsmöglichkeiten und die Konkurrenzfähigkeit von Wasserstoff auf den Märkten für Kraftstoff und elektrischen Strom unter verschiedenen Randbedingungen zu untersuchen.
 - Kapitel 7 stellt die Ergebnisse vor, identifiziert die Bedingungen, unter denen ein kosten-deckender Betrieb möglich ist, und analysiert, ob die Nachfrage nach Wasserstoff-Kraftstoff aus Überschussstrom im Jahr 2030 gedeckt werden kann.
- Kapitel 8 zieht abschließend Schlussfolgerungen und leitet Handlungsempfehlungen ab.

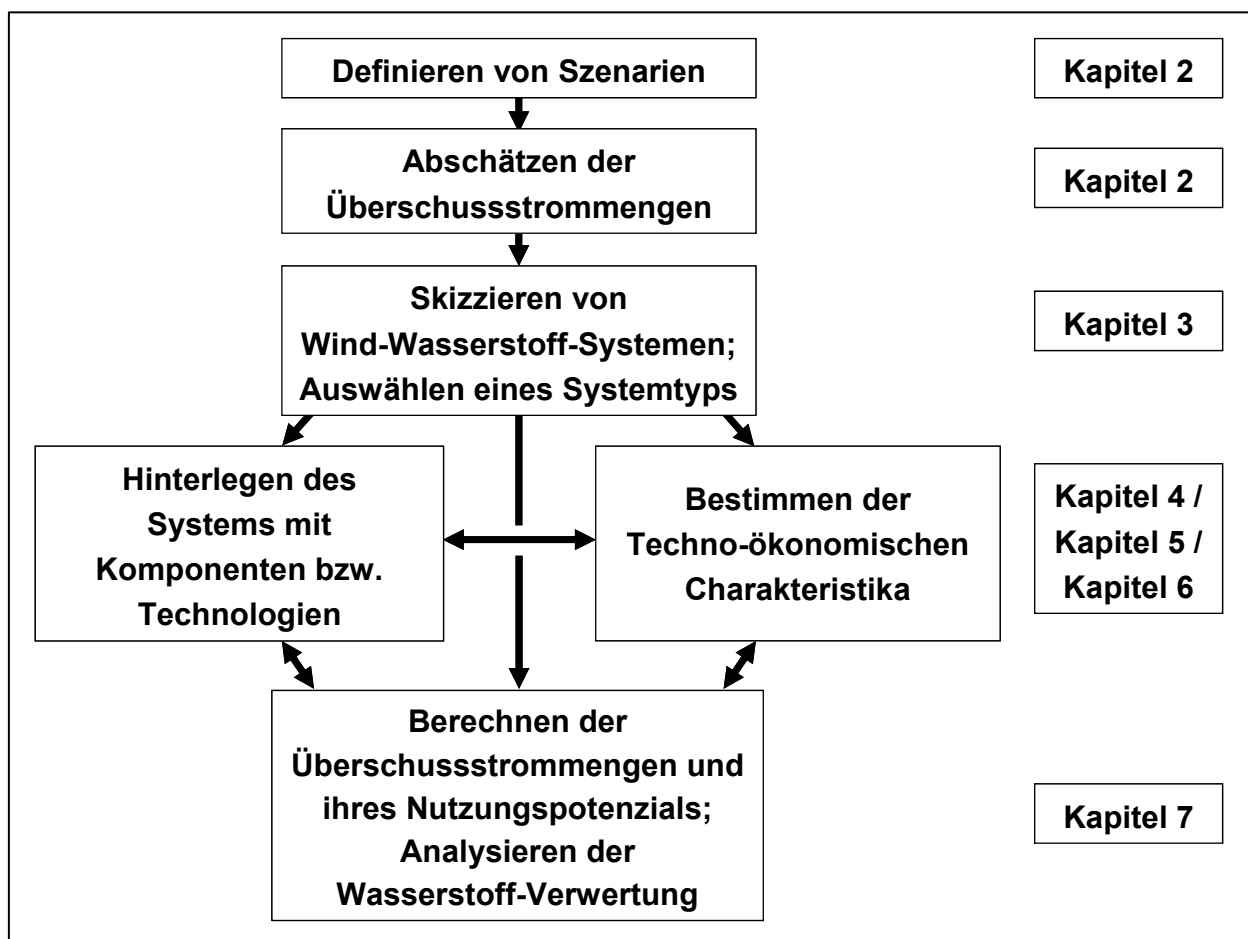


Abbildung 1-3: Schritte der Bearbeitung bzw. Aufbau des Studententextes.

2 Definition von Szenarien und Abschätzung des Speicherbedarfs für Überschussstrom

In einem zukünftigen Energiesystem mit hohen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien steigt die Notwendigkeit, Stromangebot und -nachfrage aufeinander abzustimmen, unter anderem durch Stromspeicher. Die Menge des einzuspeichernden, überschüssigen Stroms hängt hierbei von einer Reihe von Einflussfaktoren – darunter dem Ausbau des elektrischen Netzes und der Nutzung Erneuerbarer Energien – ab, die als Rahmenbedingungen ein zukünftiges Energiesystem kennzeichnen. Die Überschussstrommengen werden für diese Studie mit Hilfe einer modellgestützten Strommarktsimulation quantifiziert. Im Vorfeld sind die Bedingungen zu definieren, die die Eingangsdaten für das Modell bestimmen.

In diesem Kapitel wird erläutert, welche Annahmen bei der Modellierung und insbesondere der Festlegung von zwei Szenarien zugrunde gelegt werden. Dazu wird auch das verwendete Modell und das Vorgehen zur Berechnung der Überschussmengen vorgestellt. Anschließend erfolgt eine erste Abschätzung der Überschussstrommengen auf der Basis statischer Berechnungen mit einem Tabellenkalkulationsprogramm.

Mit den Ergebnissen dieser Abschätzung kann die technische Auslegung des Wind-Wasserstoff-Systems durchgeführt werden, was in den Kapiteln 3 bis 6 geschieht. Auf dieser Basis erfolgt im Kapitel 7 die dynamische Systemanalyse.

Neben dem Jahr 2030 wird in diesem Kapitel auch das Jahr 2020 betrachtet, um einen Eindruck der voraussichtlichen Situation in der näheren Zukunft zu gewinnen.

2.1 Beschreibung des Strommarktmodells PowerACE

Die Simulation des deutschen Strommarktes mit stündlicher Auflösung erfolgt in dem agentenbasierten Strommarktmodell PowerACE, welches in den letzten Jahren vom Fraunhofer-ISI in Kooperation mit dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT) im Rahmen verschiedener Forschungsprojekte entwickelt wurde [Sensfuss 2008]. Für die vorliegende Studie werden verschiedene Änderungen und Weiterentwicklungen am Modell vorgenommen. So werden beispielsweise einzelne Zonen definiert und in PowerACE abgebildet (siehe Abschnitt 2.2), um im deutschen Strommarkt Netzrestriktionen abbilden zu können und nicht die Annahme einer sogenannten Kupferplatte zugrunde legen zu müssen, bei der innerdeutsche Netzrestriktionen vernachlässigt werden. Dies erlaubt eine feinere Analyse, da die Quantifizierung von Stromüberschussmengen und Speicherbedarf auf zonenspezifischer Ebene erfolgen können.

Die PowerACE-Plattform simuliert das Verhalten wichtiger Akteure des Elektrizitätssektors als Softwareagenten. Zu diesen Agenten gehören Endkunden, Energieversorger, Erzeuger erneuerbaren Stroms, Netzbetreiber und Marktbetreiber (Abbildung 2-1). Einige Akteure, wie z. B. Energieversorger, werden aufgrund ihrer Komplexität mit verschiedenen Agenten modelliert, die wichtige Funktionen des Unternehmens wie z. B. Kraftwerkseinsatzplanung und Stromhandel abbilden. Die aktuelle Version des PowerACE-Modells umfasst eine Strombörse, verschiedene Regelleistungsmärkte und einen Markt für CO₂-Emissionsrechte.

Die Simulationsplattform ist modular aufgebaut. Zu den Modulen gehören Stromnachfrage, Märkte und Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken sowie Erneuerbaren Energien. Ein Überblick über die wichtigsten Module und Agenten findet sich in Abbildung 2-1.

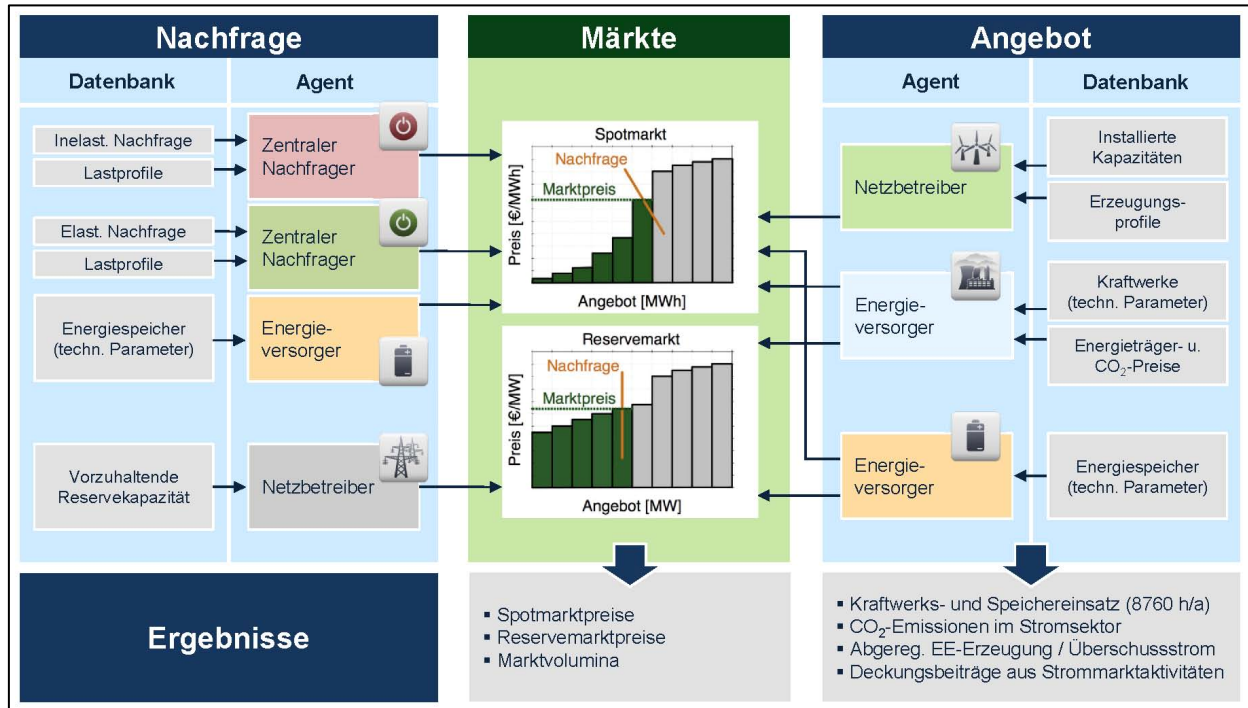


Abbildung 2-1: Struktur des Strommarktmodells PowerACE.

Eine belastbare Simulation der Auswirkungen der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien stellt erhebliche Anforderungen an die Qualität der zugrunde liegenden Eingangsdaten. Von besonderer Bedeutung ist eine hohe zeitliche Auflösung der Daten zur Nachfragelast und der EE-Einspeisung (siehe Abschnitt 2.4). Für eine detailgetreue Abbildung des konventionellen Kraftwerksparks fließt eine Vielzahl von Informationen über die einzelnen Kraftwerksblöcke in die Simulation ein. Insgesamt sind in der Datenbank mehr als 1.200 Kraftwerke mit ihren wichtigsten technischen und ökonomischen Parametern (Kapazität, Kosten³, Verfügbarkeit, Technologie, Brennstoff, Wirkungsgrad) enthalten.

In der Simulation bildet sich der stündliche Preis an der Strombörse (Spotmarkt) aus dem Schnittpunkt von Stromangebot und -nachfrage. Auf der Angebotsseite handeln Energieversorger-Agenten die Kapazitäten ihrer konventionellen Kraftwerke und Speicher auf Basis von variablen Stromerzeugungskosten. Nach diesen Kosten richtet sich die Einsatzreihenfolge, die

³ In diese Studie wird, wie es in der Energiewirtschaft häufig geschieht, der Kostenbegriff auch für Ausgaben verwendet.

Im betriebswirtschaftlichen Sinne betreffen Kosten den wertmäßigen Verzehr von Produktionsfaktoren zur Erstellung betrieblicher Leistungen. Ausgaben hingegen umfassen die tatsächlichen Abflüsse aus dem Unternehmen, die um Forderungsabgänge gekürzt und um die Erhöhung der Verbindlichkeiten ergänzt werden.

auch als „Merit Order“ bezeichnet wird: Zuerst kommen die Kraftwerke mit den niedrigsten Kosten zum Zuge, zuletzt die mit den Höchsten. Das Gebot des letzten Kraftwerks, das zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, setzt den Strompreis.

Am Spotmarkt wird elektrische Energie (auch Arbeit genannt) gehandelt. Am Reservemarkt dagegen wird elektrische Leistung (Energie pro Zeitintervall) angeboten, die für einen sicheren Netzbetrieb eventuell benötigt wird. Der Abruf erfolgt nach Bedarf. Das Gebot für den Leistungspreis orientiert sich an den entgangenen Einnahmen am Spotmarkt (Opportunitätskosten), da Erzeugungskapazität, die am Reservemarkt den Zuschlag erhält, nicht am Spotmarkt angeboten werden kann⁴. Auch hier bildet sich der Marktpreis aus dem Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage. Es wird unterschieden zwischen Primärregelleistung, die innerhalb von 30 Sekunden vollständig verfügbar sein muss, Sekundärregelleistung (volle Verfügbarkeit innerhalb von 5 Minuten) und Tertiärregelleistung (volle Verfügbarkeit innerhalb von 15 Minuten). Letztere wird auch als Minutenreserve bezeichnet.

2.2 Definition der Zonen Nordwest und Nordost

Überschussstrom tritt auf, wenn die Stromerzeugung die Nachfrage übersteigt und aufgrund von beschränkten Kapazitäten vom Übertragungsnetz nicht mehr aufgenommen und abgeleitet werden kann (vgl. Abschnitt 1.2). Um Überschussstrommengen für einzelne Regionen auszuweisen, werden für die weitere Betrachtung zwei Zonen definiert. Die Zonengrenzen werden in Anlehnung an die Netzstudie II der Deutschen Energie-Agentur (dena) [dena 2010] und unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Messdaten⁵ zur regenerativen Einspeisung und zur Last gewählt:

- Die **Nordwest-Zone** (kurz NW-Zone oder NW) umfasst die Länder Bremen, Hamburg, Schleswig-Holstein und den nordwestlichen Teil Niedersachsens sowie alle Windparks in der Nordsee, da sie sämtlich über das Gebiet von Niedersachsen bzw. Schleswig-Holstein an das elektrische Netz auf dem Festland angebunden werden. Die Zonengrenze innerhalb Niedersachsens orientiert sich am Netzgebiet der EWE Netz GmbH.
- Die **Nordost-Zone** (kurz NO-Zone oder NO) umfasst die Länder Berlin, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern sowie alle Windparks in der Ostsee, die sämtlich über Mecklenburg-Vorpommern angebunden werden.

Abbildung 2-2 zeigt dazu eine Karte. Die Zonen NW und NO zusammen werden als die Nord-Zonen oder die Nord-Zone bezeichnet. Das verbleibende Gebiet Deutschlands wird auch als „Rest-D“ abgekürzt.

Die Nord-Zonen weisen schon heute einen hohen Wind-Anteil an der Stromerzeugung auf, der sich zukünftig durch den Bau großer Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee noch deutlich erhöhen wird.

⁴ Siehe auch Abschnitte 3.3.2 und 7.3.2.

⁵ Siehe Abschnitt 2.4.



Abbildung 2-2: Grafische Darstellung der Zonen Nordwest (dunkelgrün) und Nordost (mittelgrün).

Tabelle 2-1 zeigt die eingespeiste Jahresarbeit aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2008, die sich für die einzelnen Zonen ergibt. Sie macht deutlich, dass Wasserkraft und Photovoltaik (PV) in den Nord-Zonen nur einen marginalen Anteil an der gesamten EE-Einspeisung hatten.

Tabelle 2-1: Eingespeiste Jahresarbeit aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2008.

Datengrundlage [BNetzA 2010]. Im Jahr 2008 waren noch keine Windenergieanlagen offshore installiert. Deponie-, Klär- und Grubengase sind nicht enthalten, weil sie in den Nord-Zonen keine Rolle spielen (bundesweit 2.208 GWh). Geothermie ist wegen der geringen Mengen (bundesweit 18 GWh) nicht berücksichtigt.

Zone	Wasser		Biomasse		Wind onshore		Photovoltaik		Gesamt	
	GWh	Anteil	GWh	Anteil	GWh	Anteil	GWh	Anteil	GWh	Anteil
NW-Zone	11	0,2%	2.388	12,6%	10.137	25,0%	247	5,6%	12.854	18,1%
NO-Zone	22	0,4%	2.869	15,1%	8.736	21,5%	77	1,7%	11.948	16,8%
Rest-D	4.948	99,3%	13.689	72,3%	21.699	53,5%	4.096	92,7%	46.324	65,1%
Summen	4.981	100%	18.946	100%	40.572	100%	4.420	100%	71.126	100,%

2.3 Definition der Szenarien 1 (moderat) und 2 (ambitioniert)

Die Definition konsistenter Szenarien bildet den Ausgangspunkt für die Bestimmung der Überschussstrommengen. Zu den Parametern, die die Rahmenbedingungen eines Szenarios vorgeben, zählen neben dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks auch die Übertragungskapazitäten für Strom zwischen den Zonen, die Preisentwicklung von Brennstoffen und CO₂-Zertifikaten und die Entwicklung der Stromnachfrage. Diese Parameter werden bestehenden Studien entnommen. Für diese Studie werden ein moderates und ein ambitioniertes Szenario analysiert:

- Szenario 1 (moderat):
Das Energiekonzept der Bundesregierung [Bundesregierung 2010] stellt einen möglichen Entwicklungspfad für die Ausgestaltung des deutschen Energiesystems dar. Im Rahmen dieser Studie wird als Grundlage für das Szenario 1 daher das „Szenario Ausstieg“ der Studie „Energieszenarien 2011“ [Schlesinger et al. 2011] gewählt, die die aktualisierte Version der Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ aus dem Jahr 2010 ist [Schlesinger et al. 2010].
- Szenario 2 (ambitioniert):
Dieses Szenario orientiert sich an den Annahmen des „Basisszenarios 2010 A (Pfad mäßig)“ der Leitstudie des Bundesumweltministeriums [Nitsch et al. 2010], die insbesondere für den Ausbau der Erneuerbaren Energien ambitioniertere Ziele vorgibt als die Energieszenarien 2011.

Die Rahmenbedingungen und Parameter der beiden Szenarien werden im Unterabschnitt 2.3.1 beschrieben.

Abbildung 2-3 zeigt schematisch die Vorgehensweise der Simulation auf Basis dieser Eingangsparameter:

- Im ersten Schritt sind die Ausbauziele für Erneuerbare Energien und Übertragungskapazitäten, die Preise für Energieträger und CO₂-Zertifikate sowie die Stromnachfrage für die beiden Szenarien festzulegen und in der Modelldatenbank zu hinterlegen.
- Die Modellläufe liefern als Ergebnis die Börsen- und Reservemarktpreise für Strom, die Überschussstrommengen, den Einsatzfahrplan für Kraftwerke und Speicher sowie die entstandenen CO₂-Emissionen.
- Diese Resultate dienen als Datengrundlage für die anschließende Wirtschaftlichkeitsbewertung von Wind-Wasserstoff-Systemen. Die Bewertung erfolgt anhand eines separaten Optimierungsmodells zur Speicherung und Nutzung von Wasserstoff, das die Simulationsergebnisse aus PowerACE als Eingangsdaten verwendet.

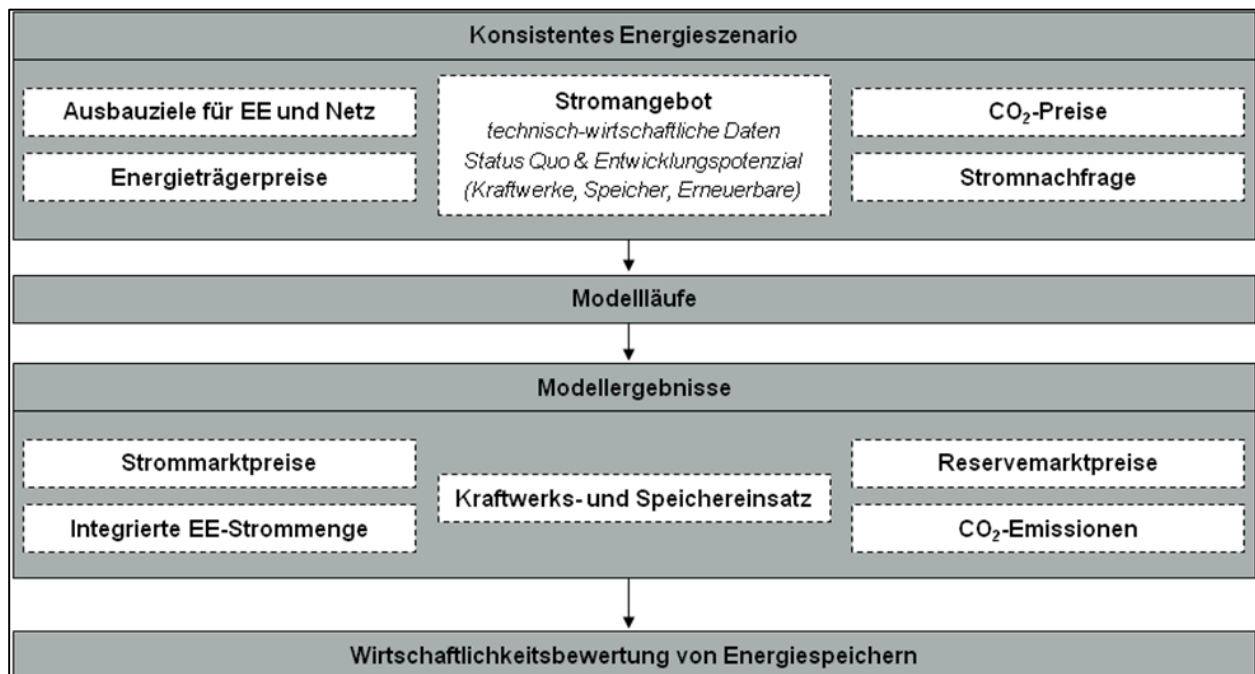


Abbildung 2-3: Schematische Darstellung der Vorgehensweise bei der modellgestützten Simulation.

2.3.1 Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks

Der deutsche Stromerzeugungssektor befindet sich derzeit im Wandel. Zum einen steht ein Übergang von großtechnischen, konventionellen, zentralen Anlagen hin zu kleineren, regenerativen, dezentralen Anlagen an. Zum anderen findet im konventionellen Bereich ein Erneuerungsprozess statt, da viele thermische Anlagen zwischen 2020 und 2030 das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreichen oder aufgrund des Ausstiegsgesetzes abgeschaltet werden. Dieser Prozess wird in den Modellläufen berücksichtigt. Die Kraftwerksdatenbank von PowerACE wird um die derzeit bekannten Neubauprojekte erweitert. Der weitere Zubau konventioneller Kapazitäten orientiert sich an [Schlesinger et al. 2011]. Tabelle 2-2 zeigt den resultierenden konventionellen Kraftwerkspark in 2030, aggregiert nach Brennstoff und Zone.

Tabelle 2-2: Konventioneller Kraftwerkspark in 2030, aggregiert nach Energieträger und Zone.

Typ	Installierte Leistung (MW _{el})		
	NW-Zone	NO-Zone	Rest-D
Steinkohlekraftwerke	4.959	654	11.430
Braunkohlewerke	0	3.836	13.193
Ölkraftwerke	15	2.17	511
Erdgaskraftwerke	3.789	5.568	28.055
- davon wärmegeführte Kraft-Wärme-Kopplung	325	1.810	
Müllheizkraftwerke	316	235	1.469

2.3.2 Entwicklung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien

Für den Ausbau der installierten Leistung regenerativer Erzeugung werden für die Szenarien 1 und 2 die Annahmen aus [Schlesinger et al. 2011] bzw. [Nitsch et al. 2010] gemäß Abbildung 2-4 und Abbildung 2-5 übernommen. Die beiden Szenarien unterscheiden sich vor allem hinsichtlich des Zubaus von Offshore-Windparks und von PV. In Szenario 2 fällt der Zubau deutlich höher aus.

[Schlesinger et al. 2011] bzw. [Nitsch et al. 2010] enthalten ebenso Zahlen für die zu erwartende eingespeiste Jahresarbeit in den Jahren 2020 und 2030. Die Verteilung dieser Energiemengen auf die Zonen NO, NW und Rest-D erfolgt so, dass das Verhältnis der eingespeisten Jahresarbeit zwischen den Zonen aus dem Jahr 2008 für die einzelnen EE in die Zukunft übertragen, d.h. als unverändert angenommen wird⁶. Für die beiden Nord-Zonen spielt daher vor allem der Zubau von Windenergieanlagen eine Rolle (siehe Tabelle 2-3 für 2030 im Vergleich mit Tabelle 2-1). Dagegen wirkt sich der aktuell starke Zubau von Photovoltaik nur in geringem Umfang auf die Nord-Zonen aus.

Der Ansatz der Beibehaltung der bestehenden regionalen Aufteilung wird auch für den Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen gewählt. Im Jahr 2008 waren noch keine Windparks offshore in Betrieb. Aktuell sind (Stand 2012) ca. 470 MW in der Nordsee und ca. 50 MW in der Ostsee installiert. Da sich der Ausbau weiterer Offshore-Windparks auf die Nordsee fokussieren wird [BSH 2011], ist das Verhältnis von 90% der Offshore-Kapazität in der Nordsee und 10% in der Ostsee auch für die Zukunft als realistisch anzusehen.

⁶ Dieser Ansatz ist nötig, um die verfügbaren Zeitreihen der EE-Einspeisung für die Zonen NO und NW aus dem Jahr 2008 in die Zukunft fortschreiben zu können, siehe Abschnitt 2.4.

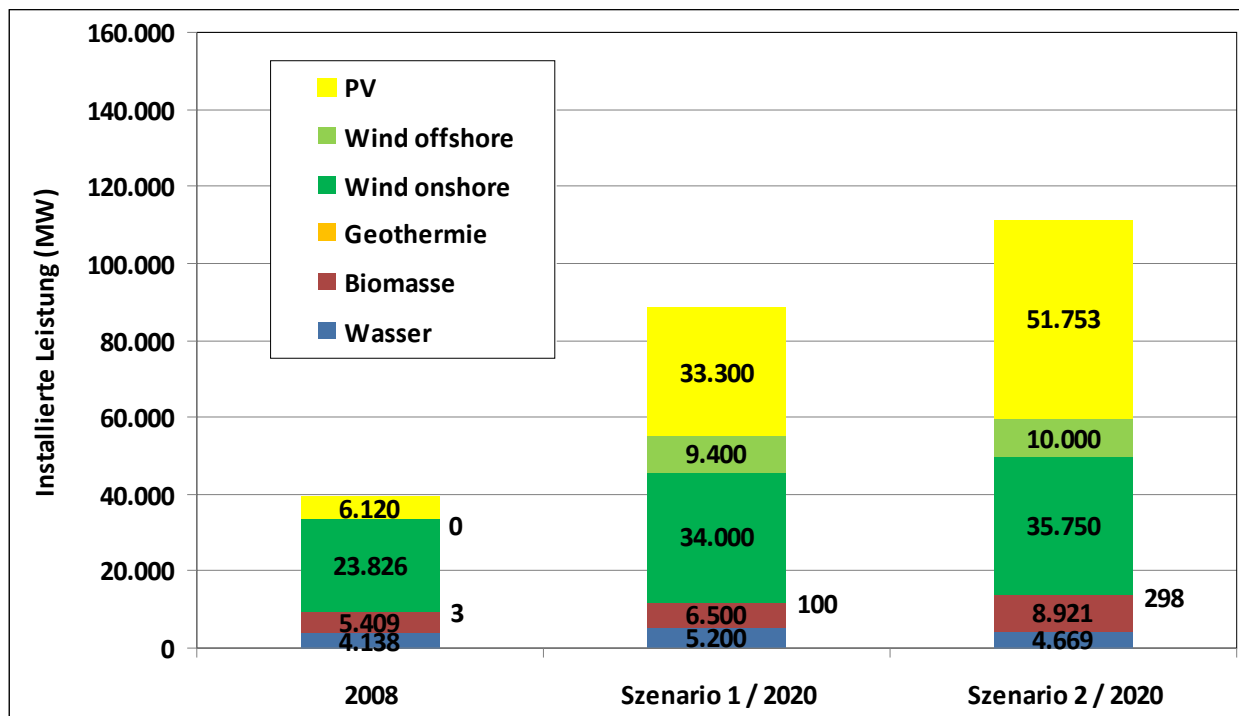


Abbildung 2-4: Installierte EE-Kapazität in Deutschland gemäß Szenario 1 und 2 im Jahr 2020 im Vergleich zu 2008.

Datenbasis [BMU 2012] für 2008, [Schlesinger et al. 2011] für Szenario 1 und [Nitsch et al. 2010] für Szenario 2.

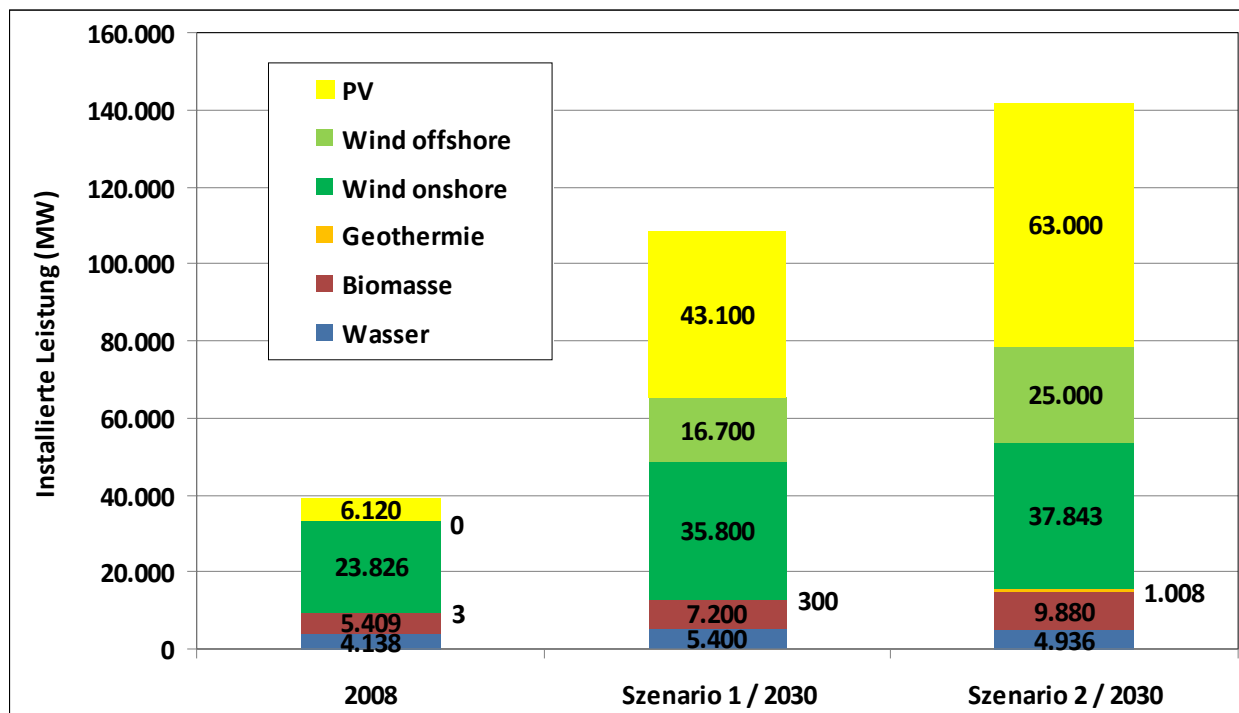


Abbildung 2-5: Installierte EE-Kapazität in Deutschland gemäß Szenario 1 und 2 im Jahr 2030 im Vergleich zu 2008.

Datenbasis [BMU 2012] für 2010, [Schlesinger et al. 2011] für Szenario 1 und [Nitsch et al. 2010] für Szenario 2.

Auf Basis dieser Annahmen steigt der Anteil der Nord-Zonen an der gesamten eingespeisten EE-Jahresarbeit von rund 35% im Jahr 2008 im Szenario 2 auf nahezu 50% im Jahr 2030, wobei die NO-Zone Anteile an die NW-Zone verliert, wegen der im Nordwesten stärkeren Einspeisung aus Offshore-Wind (Tabelle 2-3). In der NW-Zone machen Wind onshore und offshore im Jahr 2030 gemeinsam mehr als 90% der EE-Einspeisung aus (rund 107.000 GWh), in der NO-Zone rund 75% (ca. 28.000 GWh).

Tabelle 2-3: Annahmen für die eingespeiste Jahresarbeit aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2030 für das Szenario 2.

Die Summen in der letzten Zeile stammen aus [Nitsch et al. 2010] (inländische Erzeugung, ohne Geothermie). Die Aufteilung auf die Zonen erfolgt für die einzelnen EE derart, dass die Anteile an den Summen mit denen im Jahr 2008 gemäß Tabelle 2-1 übereinstimmen. Aufteilung Wind offshore: 90% NW-Zone, 10% NO-Zone, wie im Text erklärt.

Zone	Wasser		Biomasse		Wind onshore		Wind offshore		Photovoltaik		Gesamt	
	GWh	Anteil	GWh	Anteil	GWh	Anteil	GWh	Anteil	GWh	Anteil	GWh	Anteil
NW-Zone	52	0,2%	7.074	12,6%	21.746	25,0%	85.500	90,0%	3.188	5,6%	117.561	36,9%
NO-Zone	104	0,4%	8.499	15,1%	18.741	21,5%	9.500	10,0%	993	1,7%	37.836	11,9%
Rest-D	23.345	99,3%	40.550	72,3%	46.551	53,5%	0	0,0%	52.812	92,7%	163.258	51,2%
Summen	23.501	100%	56.123	100%	87.038	100%	95.000	100%	56.993	100%	318.655	100,%

2.3.3 Annahmen zu den Preisen von CO₂- Zertifikaten und fossilen Energieträgern

Die Entwicklung der Brennstoffpreise für Erdöl, Erdgas und Steinkohle sowie die Entwicklung der Preise für CO₂-Zertifikate basieren ebenfalls auf Annahmen in [Schlesinger et al. 2011] bzw. [Nitsch et al. 2010]. Die Preisentwicklungen im Szenario 1 sind moderat verglichen mit dem eher hochpreisigen Szenario 2. Die verwendeten Preise sind Tabelle 2-4 zu entnehmen. Die Preise für CO₂-Zertifikate gehen im Rahmen der Systemanalyse (Kapitel 7) in die Kosten für den Betrieb fossil befeuerter Kraftwerke ein und beeinflussen damit die Preise am Spotmarkt.

Tabelle 2-4: Annahmen für die Preisentwicklung für CO₂-Zertifikate und Energieträger.

Werte für 2020/2030 aus [Schlesinger et al. 2011] (Szenario 1) und [Nitsch et al. 2010] (Szenario 2). Werte für 2010 zum Vergleich nach [EEX 2012] (CO₂-Zertifikate), [Bafa 2012a] (Steinkohle) und [Bafa 2012b] (Erdgas).

	Einheit	2010	2020		2030	
			Szenario 1	Szenario 2	Szenario 1	Szenario 2
CO ₂ -Preis	€/t	14,48	20,38	32,62	38,71	37,88
Steinkohlepreis	€/MWh _{th}	10,48	9,63	15,12	10,39	17,84
Erdgaspreis	€/MWh _{th}	20,61	23,43	32,62	26,49	38,93

2.3.4 Annahmen zur Stromnachfrage

In beiden Szenarien wird von einem Rückgang der Stromnachfrage ausgegangen. Dies wird in den zugrunde liegenden Studien zum einen durch steigende Energieträgerpreise begründet, die zu einem Anstieg des Strompreisniveaus führen. Zum anderen haben Energieeffizienzsteigerungen einen Rückgang des Stromverbrauchs zur Folge. Wie aus Tabelle 2-5 ersichtlich, sinkt der Stromverbrauch in Szenario 1 stärker als in Szenario 2, da in letzterem Szenario die angenommene wachsende Stromnachfrage im Verkehr (Batteriefahrzeuge) den Effekt der Effizienzsteigerungen teilweise kompensiert. Die EE-Einspeisung von rund 319 TWh_{el} (Tabelle 2-3) entspricht knapp 70% des Nettostromverbrauchs im Szenario 2 in 2030.

Tabelle 2-5: Annahmen für den Nettostromverbrauch.

Wert für 2008 aus [DEWI 2009], Werte für Szenario 1 aus [Schlesinger et al. 2011] und für Szenario 2 aus [Nitsch et al. 2010].

	Einheit	2008	2020		2030	
			Szenario 1	Szenario 2	Szenario 1	Szenario 2
Nettostromverbrauch	TWh _{el}	542,2	472,7	492,0	439,9	460,5

Analog zum Vorgehen bei der Aufteilung des EE-Zubaus erfolgt auch die Aufteilung des Nettostromverbrauchs auf die Zonen auf Basis der Verhältnisse im Jahr 2008 [DEWI 2009]:

- 9 % in der Nordwest-Zone,
- 7,4 % in der Nordost-Zone und
- 83,6 % in Rest-Deutschland.

Diese Anteile werden für die Jahre 2020 und 2030 als unverändert angenommen.

2.3.5 Annahmen zum Netzausbau

Für die Abbildung des Stromaustauschs zwischen den Zonen gemäß Abbildung 2-2 und zwischen diesen und dem benachbarten Ausland in PowerACE müssen die laut [Entso-E 2011] aktuell verfügbaren sowie die bis 2020 bzw. 2030 voraussichtlich zugebauten Übertragungskapazitäten ermittelt und im Modell hinterlegt werden.

Die Annahmen für die Erweiterung der Kapazitäten zwischen den Zonen orientieren sich an den Angaben zum Bedarf in der dena-Netzstudie II. In der Studie wurde jedoch bereits ein zeitlicher Verzug in der Umsetzung der Maßnahmen aus der dena Netzstudie I [dena 2005] festgestellt. Bis zur Veröffentlichung der zweiten Studie in 2010 wurden demnach erst 10% der in der dena Netzstudie I aus dem Jahr 2005 genannten Trassenlängen realisiert [dena 2010]. Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT bestätigte im März 2011, dass von den für 2010 geplanten 460 km nur 90 km gebaut wurden. [TenneT 2011]. Nach Angaben der Bundesnetzagentur verlaufen die Fortschritte bei den Netzausbauprojekten weiterhin äußerst schleppend. Bei der Mehrzahl der 24

Projekte, die im Rahmen des Energieleitungsausbaugesetzes beschlossen wurden, sind teils deutliche Verzögerungen zu verzeichnen [BNetzA 2012b].

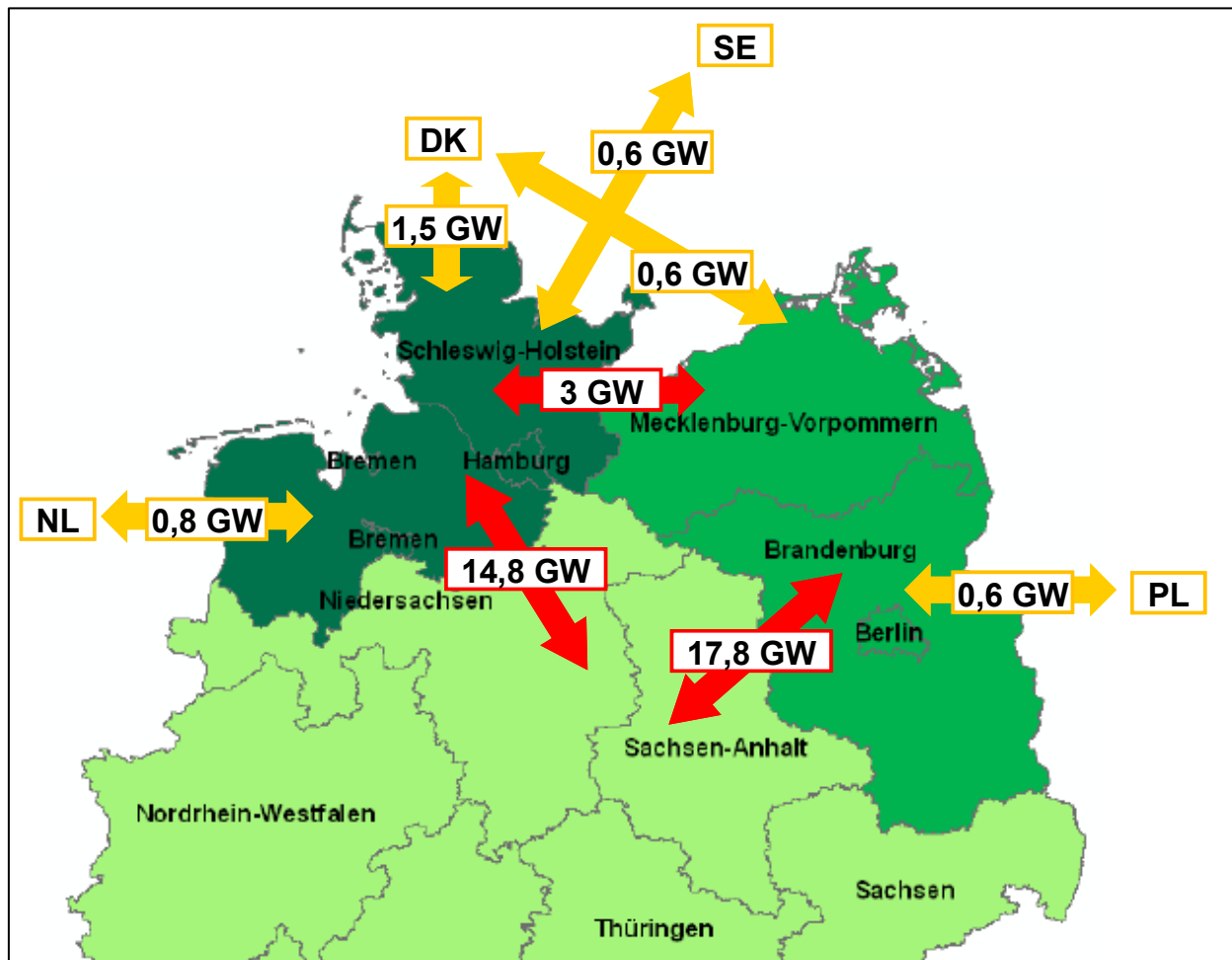


Abbildung 2-6: Erwartete Übertragungskapazitäten zwischen den Zonen und mit dem Ausland in 2030.
Eigene Darstellung nach [Entso-E 2011] und [dena 2010].

Für diese Studie wird daher angenommen, dass nur ein Teil des in der dena-Netzstudie II geforderten Ausbaus umgesetzt wird. Es wird zugrunde gelegt, dass bis 2020 ein Viertel und bis 2030 die Hälfte des dort ermittelten zusätzlich erforderlichen Übertragungsbedarfs zugebaut wird. Damit ergeben sich Übertragungskapazitäten gemäß Tabelle 2-6. Für den Austausch mit dem Ausland wird kein Zubau gegenüber 2011 angenommen⁷.

Die sich daraus für das Jahr 2030 ergebenden Kapazitäten zum Stromaustausch sind in Abbildung 2-6 dargestellt. Innerhalb der Zonen werden im Modell keine Restriktionen in Bezug auf das elektrische Netz angenommen, d.h. Strom kann beliebig transportiert werden. Die Ver-

⁷ Die Berücksichtigung zusätzlicher Kapazitäten zum Austausch von Strom mit dem Ausland hätte europaweite Simulationen erfordert sowie die Verfügbarkeit von Informationen zur Entwicklung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien auf dieser Ebene, Zeitreihen zur Kalibrierung des Modells etc.

teilnetzebene wird im Modell also nicht abgebildet bzw. es wird ein ideal ausgebautes Verteilnetz vorausgesetzt.

Tabelle 2-6: Annahmen für die Entwicklung der Kapazitäten zum Austausch elektrischer Energie im Übertragungsnetz zwischen den Zonen.

Annahmen für 2020/2030 auf der Basis von [dena 2010] wie im Text erläutert. Werte für 2011 nach [Entso-E 2011] zum Vergleich; dabei ist die Ende 2012 zwischen Görries (Mecklenburg-Vorpommern) und Krümmel (Schleswig-Holstein) in Betrieb genommene Höchstspannungsleitung berücksichtigt. Für die Übertragungskapazitäten in das benachbarte Ausland siehe Abbildung 2-6.

Übertragungskapazität	Einheit	2011/12	2020	2030
NW-Zone ↔ NO-Zone	GW	3	3	3
NW-Zone ↔ Rest-D	GW	10	12,4	14,8
NO-Zone ↔ Rest-D	GW	15	16,4	17,8

2.4 Verwendung zonenspezifischer Last- und Einspeiseprofile

Die Einspeisung von Energie aus Wind- und Solaranlagen ist starken Fluktuationen unterworfen, die von den aktuellen Wetterverhältnissen abhängen. Diese Schwankung der EE-Einspeisung wird in den Simulationen über historische Zeitreihen abgebildet. Für diese Studie wird als Basisjahr das Jahr 2008 gewählt, das als ein Jahr mit durchschnittlicher Windstromerzeugung gilt [IWES 2012]. Für dieses Jahr werden Einspeiseprofile für die Stromerzeugung aus PV-, Windenergie-, Wasserkraft- und Biomasseanlagen verwendet sowie Lastzeitreihen, die das Verbrauchsmuster der Stromnachfrage abbilden. Für Deutschland insgesamt und für die angrenzenden Länder sind diese Daten öffentlich verfügbar⁸.

Für die Berücksichtigung zonenspezifischer Unterschiede sind entsprechende Zeitreihen nötig. Diese wurden von Mitgliedern des Beirats für einzelne Netzgebiete in den Zonen NW und NO zur Verfügung gestellt. Die verwendeten Profile der Nordwest-Zone basieren auf Zeitreihen für die Netzgebiete der EWE Netz GmbH, der Vattenfall Europe Distribution Hamburg GmbH und der Schleswig-Holstein Netz AG (ehemals Netz der E.ON Hanse AG). Analog dazu werden für die Nordost-Zone Einspeise- und Lastdaten des Netzgebiets der E.ON edis AG und Vattenfall Europe Distribution Berlin GmbH verwendet sowie Zeitreihen einzelner Windenergieanlagen von der WIND-projekt Ingenieur- und Projektentwicklungsgesellschaft berücksichtigt. Die daraus für die beiden Zonen ermittelten Durchschnittszeitreihen werden anschließend normiert (d.h. auf 1 kWh Einspeisung pro Jahr umgerechnet) und mit den erneuerbaren Einspeisemengen (für 2030 gemäß Tabelle 2-3) bzw. Stromnachfragemengen der beiden Szenarien skaliert. Damit

⁸ Wind: [ÜNB 2008/09a], PV: [ÜNB 2008/09b]; Wasserkraft: [Statistisches Bundesamt 2008/09], Ausland: [ENTSO-E 2008/09]; Biomasse: keine Daten, Fluktuationen jedoch vernachlässigbar, daher Annahme konstanter Einspeisung auf der Basis „Gesamtstromerzeugung geteilt durch installierte Leistung“.

stehen die benötigten Last- und Einspeiseprofile bereit. Die Dauer eines Zeitschritts beträgt eine Stunde.

Für Einspeisezeitreihen von Offshore-Windenergieanlagen kann auf keine historischen Daten zurückgegriffen werden, da 2008 noch keine Windparks vor der Nord- oder Ostseeküste installiert waren. Mit Hilfe des Technologiemoells „ISI-Wind“ werden daher auf Basis von Wetterdaten von Offshore-Messstationen und technischen Daten der Windenergieanlagen Zeitreihen synthetisiert [Schubert 2012]. Die Struktur des dafür zur Verfügung stehenden Modells ist in Abbildung 2-7 dargestellt:

Für jede einzelne Wetterstation und jeden Anlagentyp („Referenzanlage“) wird die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe mittels exponentieller Höhenkorrektur berechnet (1). Anschließend findet eine Korrektur zur Berücksichtigung der Luftdichte (2) statt. Mit den errechneten Windgeschwindigkeiten wird die für die Referenzanlage hinterlegte relative Leistungskennlinie ausgelesen (3). Nach der Gewichtung der einzelnen Referenzanlagen kann die Stationszeitreihe für ein Megawatt installierter Leistung ermittelt werden (4). Der nächste Schritt aggregiert Stationen nach Regionen (5). Nach dieser Berechnung liegen stündliche Zeitreihen zur relativen Einspeisung vor. Die Zeitreihen geben gleichermaßen die stündlich zur Verfügung stehende Leistung pro Megawatt installierter Leistung an und werden im letzten Schritt mit der installierten Leistung multipliziert (6). Im hier betrachteten Fall beziehen sich die Schritte (5) und (6) nicht auf Regionen und Länder, sondern auf die Zonen NW bzw. NO bzw. die dort installierten Offshore-Windparks.

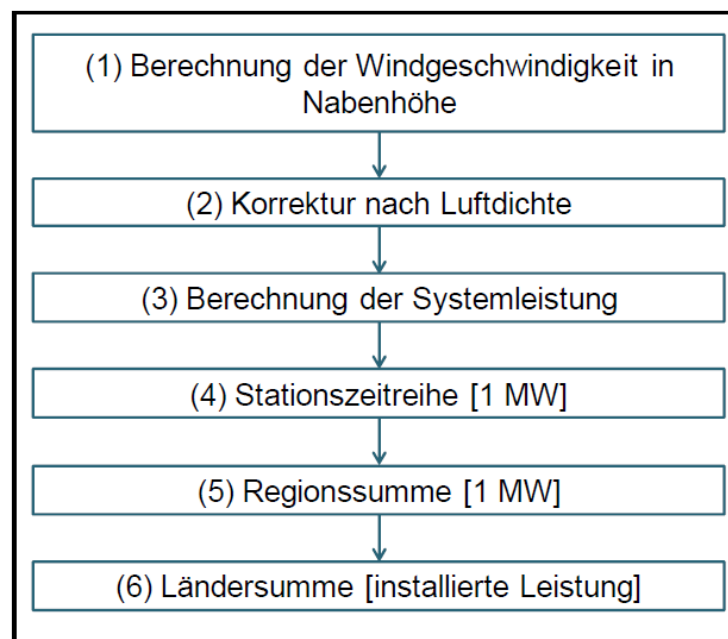


Abbildung 2-7: Modellstruktur ISI-Wind.

[Schubert 2012], mit freundlicher Genehmigung. Im hier betrachteten Fall beziehen sich die Schritte 5 und 6 auf die Offshore-Windparks, die zu den Zonen NW bzw. NO gehören.

2.5 Abschätzung der Überschussmengen anhand statischer Berechnungen

2.5.1 Methodik

Auf Basis der entwickelten Szenarien und Randbedingungen lassen sich Überschussstrommengen für die Zonen NO und NW quantifizieren. In Kapitel 7 werden im Rahmen einer dynamischen Systemsimulation in PowerACE detaillierte Berechnungen erfolgen, die das Verhalten der relevanten Akteure des Strommarktes abbilden und die verfügbaren Austauschkapazitäten zwischen den Zonen zu jedem Zeitschritt in Abhängigkeit der aktuellen Situation im elektrischen Netz berücksichtigen.

Vorab wird hier eine einfachere, statische Abschätzung der Überschussmengen anhand eines Tabellenkalkulationsprogramms durchgeführt. Diese Zwischenergebnisse ermöglichen einen vorläufigen Eindruck der Situation in 2020 bzw. 2030 und schaffen eine Grundlage, um die techno-ökonomischen Parameter von Wind-Wasserstoff-Systemen zu bestimmen. Diese Vorgehensweise ermöglicht es, die Auslegung solcher Anlagen von vornherein hinsichtlich einer hohen Auslastung zu optimieren.

Das Vorgehen für die statische Abschätzung gliedert sich in zwei Schritte. Dabei werden, anders als später bei der dynamischen Abschätzung, die Zonen NW und NO unabhängig voneinander betrachtet:

- (1) Für jede Stunde des Jahres wird die Residuallast berechnet als Differenz aus der Last und der EE-Einspeisung.
- (2) Ist die Residuallast negativ, wird die Möglichkeit zum Export von überschüssigem EE-Strom geprüft. Durch Nutzung der Übertragungskapazitäten wird so viel Strom wie möglich in die anderen innerdeutschen Zonen und das Ausland transportiert.

Der danach verbleibende Strom gilt als Überschussstrom. Diese Mengen würden ohne Möglichkeit zur Speicherung durch Einspeisemanagement abgeregelt.

Für die tatsächlich verfügbare Übertragungskapazität werden zwei Optionen berücksichtigt:

- „100% freie Kapazität“:
Die gesamte installierte Übertragungskapazität gemäß Tabelle 2-6 bzw. Abbildung 2-6 steht zum Stromexport zur Verfügung.
- „50% freie Kapazität“:
Die Hälfte der installierten Übertragungskapazität steht zum Stromexport zur Verfügung.

Konventionelle Stromerzeugung bleibt hier bei der Bestimmung der Residuallast bzw. Überschüsse zwar unberücksichtigt. Durch die Option „50% freie Kapazität“ kommt sie jedoch mittelbar zur Geltung, indem das Übertragungsnetz nur zum Teil verfügbar ist, weil es auch durch andere Strommengen als EE-Überschüsse beansprucht wird.

Zudem bietet ein Vergleich der Ergebnisse für die Optionen „100% freie Kapazität“ und „50% freie Kapazität“ einen Hinweis darauf, wie stark die Überschussstrommengen von den zugrunde liegenden Netzrestriktionen abhängen.

Um den Einfluss des Netzausbaus auf die Überschussstrommengen zu ermitteln, wird im Folgenden ferner neben dem Fall „mit Netzausbau“ gemäß den Werten für 2020 bzw. 2030 in Tabelle 2-6 auch eine Variante „ohne Netzausbau“ berücksichtigt, d.h. die in 2011 bestehenden Kapazitäten werden somit für 2020/2030 als unverändert angenommen.

Der Einfluss von fossil befeuerten „Must Run“-Anlagen, die auch dann einspeisen, wenn die Last bereits aus EE gedeckt wird (vgl. Abschnitt 1.2), wird erst im Rahmen der dynamischen Bestimmung der Überschüsse berücksichtigt (Abschnitt 7.4.1).

2.5.2 Ergebnisse

In Abbildung 2-8 wird beispielhaft der EE-Einspeiseverlauf und die anfallende Last für das Szenario 2, mit Netzausbau, 2030 in der Nordwest-Zone grafisch dargestellt. Die drei Kurven geben verschiedene Profile in Bezug auf Exporte wieder:

- Die reine Last, d.h. alle Kundenentnahmen, die in der Zone anfallen, ohne Exporte (rot).
- Die Summe aus Last und den Exporten, die möglich sind, wenn 50 % der Übertragungskapazitäten zur Verfügung stehen (grün).
- Die Summe aus Last und Exporten, die möglich sind, wenn 100 % der Übertragungskapazitäten zur Verfügung stehen (blau).

Übersteigt die EE-Einspeisung die Summe aus Last und Exporten, entsteht Überschussstrom, der in den Flächen unterhalb der Abszissenachse dargestellt ist. Diese Überschussmengen fallen für den Fall „50% verfügbare Kapazität“ natürlich höher aus als für „100% verfügbar“.

100% verfügbare Kapazität zum Export von Strom aus der NW-Zone entsprechen 19,2 MW und setzen sich zusammen aus:

- 1,5 GW Übertragungskapazität in die NO-Zone; da die beiden Zonen hier entkoppelt voneinander betrachtet werden, ist nur der halbe Wert gemäß Tabelle 2-6 bzw. Abbildung 2-6 angesetzt,
- 14,8 GW Übertragungskapazität nach Rest-D sowie
- 2,9 GW als Summe der Übertragungskapazitäten in die Niederlande, nach Dänemark und nach Schweden.

Anders als durch die Doppelpfeile in Abbildung 2-6 dargestellt, berücksichtigt die statische Abschätzung der Überschüsse nur Exporte *aus* der NW- bzw. NO-Zone, aber nicht die Möglichkeit, dass auch Strom in der umgekehrten Richtung fließen kann.

Die Ergebnisse aller Berechnungen sind in Tabelle 2-7 und Tabelle 2-8 zusammengefasst. Neben den überschüssigen Strommengen ist auch die Anzahl der Stunden mit Überschüssen angeführt.

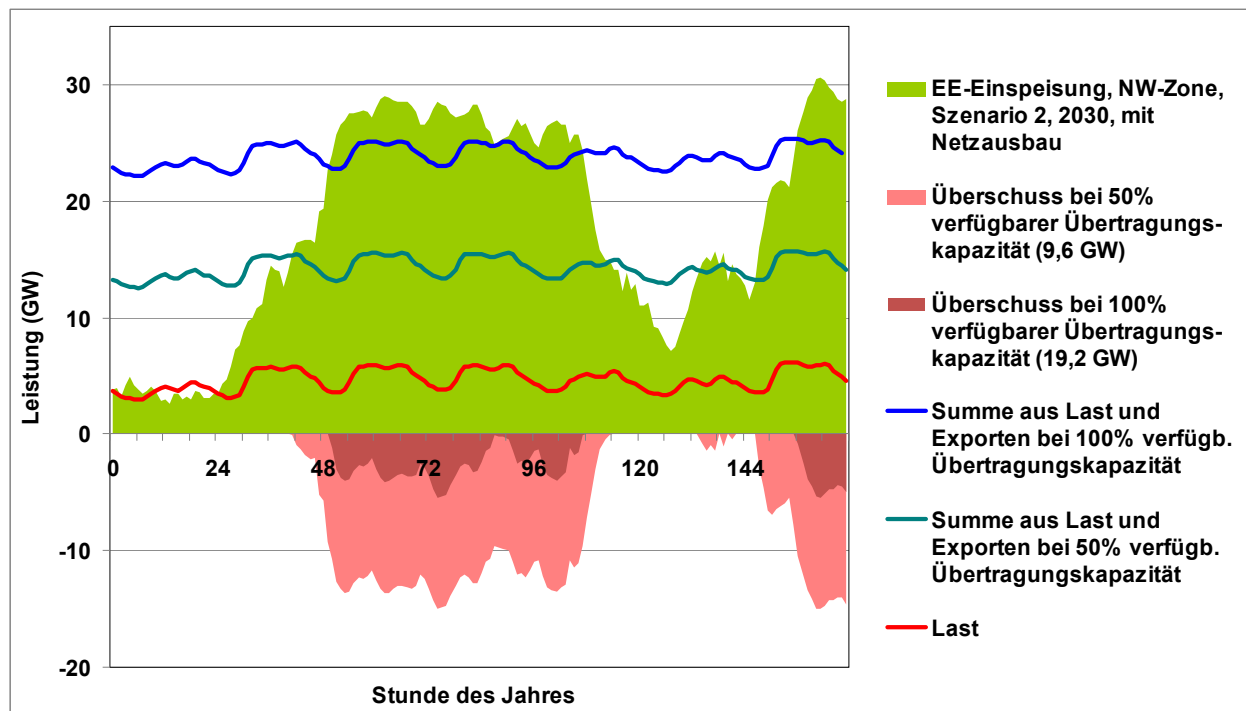


Abbildung 2-8: EE-Einspeisung, Last und resultierende Überschüsse.
 Überschüsse in Abhängigkeit der verfügbaren Übertragungskapazität, 1. – 7. Januar 2030 (Stunden 1 bis 168 des Jahres), NW-Zone, Szenario 2, 2030, mit Netzausbau.

Tabelle 2-7: Überschussmengen und Anzahl der Stunden mit Überschuss im Jahr 2020, statische Berechnung.

Zone	Szenario	Überschuss im Fall mit Netzausbau				Überschuss im Fall ohne Netzausbau			
		100% der Übertragungskapazität verfügbar		50% der Übertragungskapazität verfügbar		100% der Übertragungskapazität verfügbar		50% der Übertragungskapazität verfügbar	
		GWh	Anzahl der Stunden	GWh	Anzahl der Stunden	GWh	Anzahl der Stunden	GWh	Anzahl der Stunden
NO	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	0	0	0	0	0	0	0	0
NW	1	0	0	523	423	0	0	1.215	737
	2	0	0	898	588	0	0	1.790	931

Tabelle 2-8: Überschussmengen und Anzahl der Stunden mit Überschuss im Jahr 2030, statische Berechnung.
Für die NW-Zone und für den Fall „Überschuss mit Netzausbau“ (fett gesetzt) zeigt Abbildung 2-9 zusätzlich die Jahresdauerlinien der Überschussleistung.

Zone	Szenario	Überschuss im Fall mit Netzausbau				Überschuss im Fall ohne Netzausbau			
		100% der Übertragungskapazität verfügbar		50% der Übertragungskapazität verfügbar		100% der Übertragungskapazität verfügbar		50% der Übertragungskapazität verfügbar	
		GWh	Anzahl der Stunden	GWh	Anzahl der Stunden	GWh	Anzahl der Stunden	GWh	Anzahl der Stunden
NO	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	0	0	0	0	0	0	2	7
NW	1	2	11	8.139	2.126	1.477	754	14.330	3.034
	2	3.830	1.204	26.447	3.661	12.108	2.328	36.193	4.492

Die Ergebnisse für das Jahr 2020 zeigen, dass zu diesem Zeitpunkt keine hohen Überschussmengen durch Engpässe im Übertragungsnetz zu erwarten sind:

- In der Nordost-Zone ergeben sich in keinem der betrachteten Fälle Überschüsse.
- In der Nordwest-Zone werden nur dann Überschüsse festgestellt, wenn vorausgesetzt ist, dass lediglich 50 % der Übertragungskapazität für Stromexporte aus der Zone heraus zur Verfügung stehen.

Wie zu erwarten, weist die Nordwest-Zone die größten Überschussmengen auf, wenn kein Netzausbau angenommen wird und nur die Hälfte der Transportkapazitäten frei ist. In diesem Fall treten 1.790 GWh Überschuss verteilt auf 931 Stunden im Jahr auf. Unter diesen Bedingungen wäre eine Anlage zur Wasser-Elektrolyse, die ausschließlich Überschussstrom einsetzt, jedoch sehr gering ausgelastet.

Tabelle 2-7 macht deutlich, dass im Jahr 2020 selbst in der NW-Zone nur eine geringe Anzahl von Stunden mit Überschüssen zu erwarten ist. Damit wäre die Auslastung eines Wind-Wasserstoff-Systems gering, insbesondere wenn der Netzausbau wie angenommen erfolgte. Zudem bestehen Zweifel, ob das Ausbauziel von ca. 10 GW Offshore-Windleistung in 2020, das Element beider Szenarien ist (Abbildung 2-4), noch erreicht werden kann [VDI Nachrichten 2012].

Im Jahr 2030 ergeben sich aufgrund der größeren EE-Einspeisemengen und einer weiter gesunkenen Stromnachfrage höhere Überschussmengen in der Nordwest-Zone. Dabei zeigt sich der Einfluss von Netzausbau und verfügbarer Übertragungskapazität noch deutlicher:

- Im Szenario 1 entsteht eine Spannweite der Überschüsse von 2 GWh (mit Netzausbau, 100% Übertragungskapazität) bis zu 14.330 GWh während mehr als 3.000 Stunden (ohne Netzausbau, 50 % Kapazität).
- Im Szenario 2 „mit Netzausbau“ steigen die Überschüsse fast um den Faktor 7 (von 3.830 GWh auf 26.447 GWh), wenn die verfügbare Übertragungskapazität halbiert wird. Der Vergleich „mit“ und „ohne Netzausbau“ bei 100 % Übertragungskapazität zeigt eine Verdreifachung der Überschüsse (auf 12.108 GWh).
Deutlich höhere Werte im Vergleich zu 2020 ergeben sich auch für die Anzahl der Stunden mit Überschuss.
- Für die Nordost-Zone zeigen sich auch im Jahr 2030 keine nennenswerten Überschussmengen. Dies hängt im Wesentlichen an der Voraussetzung, dass 90% der Offshore-Windleistung in der Nordsee zugebaut wird und damit an die Nordwest-Zone angebunden ist.

In Abbildung 2-9 sind Jahresdauerlinien in der Nordwest-Zone im Jahr 2030 für den Fall „mit Netzausbau“ dargestellt, die zeigen, an wie vielen Stunden im Jahr eine bestimmte Überschussleistung auftritt⁹:

- Für „50% Übertragungskapazität“ ergeben sich bis zu 18 GW (Szenario 2) bzw. 10 GW (Szenario 1) Überschuss.
- Ist die installierte Übertragungskapazität zu 100% verfügbar, verringern sich die Leistungspeaks der Überschüsse deutlich auf 8 GW (Szenario 2) bzw. 0.5 GW (Szenario 1).

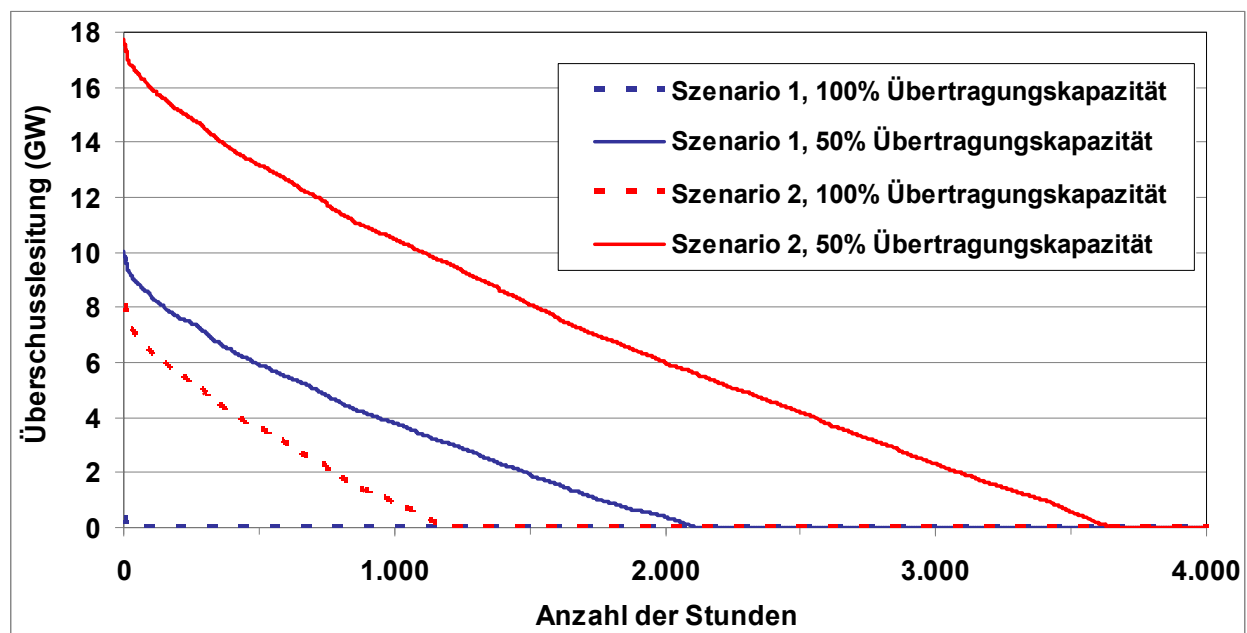


Abbildung 2-9: Jahresdauerlinie der Überschüsse in der Nordwest-Zone, 2030, mit Netzausbau.

⁹ Dazu werden die stündlichen Werte der Überschussleistung in absteigender Reihenfolge sortiert.

Die Flächen unter den Kurven entsprechen jeweils den in Tabelle 2-8 aufgeführten Mengen an Überschussenergie.

In der statischen Berechnung, bei der die Zonen entkoppelt voneinander betrachtet werden, bleibt unberücksichtigt, dass zu Zeiten hoher Windeinspeisung in einer Zone auch in den benachbarten Zonen und im Ausland die Stromerzeugung aus Wind in der Regel ansteigen wird und somit die zur Verfügung stehende Übertragungskapazität ggf. stärker beschränkt ist, als dies durch die Option „50% freie Kapazität“ pauschal berücksichtigt werden kann. Solche Effekte finden erst in der dynamischen Berechnung mit PowerACE Berücksichtigung (Abschnitt 7.4).

3 Skizzierung von Wind-Wasserstoff-Systemen

In diesem Kapitel werden Wind-Wasserstoff-Systeme skizziert, die einen Teil der in Zukunft zu erwartenden Überschüsse aus dem elektrischen Übertragungsnetz aufnehmen und nutzbar machen können. Dazu stellt der erste Abschnitt die Kernkomponenten und die wesentlichen Abläufe sowie Energieflüsse vor. Anschließend werden einige wesentliche Eckdaten festgelegt. In Abschnitt 3.3 folgt eine Diskussion der unterschiedlichen Funktionen, die ein Wind-Wasserstoff-System übernehmen kann, mit dem auf zwei sehr verschiedenen Märkten – Kraftstoff und Strom – Einnahmen erzielt werden sollen. Daraus ergeben sich mehrere Systemtypen, aus denen abschließend einer für die weitere Analyse ausgewählt wird.

Konkrete Technologien für die einzelnen Komponenten des Systems werden erst in Kapitel 4 ausgewählt. Allerdings wird vorab festgelegt:

- dass die Speicherung von Wasserstoff unterirdisch in Salzkavernen erfolgt, da nur auf diese Weise ausreichend große Mengen zu wirtschaftlich darstellbaren Bedingungen gelagert werden können und
- dass der Kraftstoff per Lkw-Sattelaufleger transportiert wird, da der Aufbau eines Wasserstoff-Pipelinenetzes zur Versorgung von über einen weiten Bereich verstreuten Tankstellen bis 2030 nicht realistisch erscheint.

3.1 Kernkomponenten und wesentliche Energieflüsse

Kernkomponenten eines Wind-Wasserstoff-Systems im Sinne der Definition in Abschnitt 1.2 sind:

- die Elektrolyse,
- der eigentliche Wasserstoff-Energiespeicher,
- ein Kraftwerk, das Wasserstoff als Brennstoff verwendet, und
- eine Einheit, in der Trailer mit Wasserstoff für die Auslieferung an Tankstellen befüllt werden (Abfüllstation).

Zu den Nebenaggregaten gehören eine Netzanbindung mittels Transformatoren und Stromrichtern sowie Verdichter für den Wasserstoff. Abbildung 3-1 zeigt eine Prinzipdarstellung mit den wesentlichen Energieflüssen in Form von Elektrizität und Wasserstoff:

- Elektrischer Strom wird dem Netz entnommen und der Elektrolyse (sowie den Nebenaggregaten) zugeführt. Der Wasserstoff (im Folgenden auch abgekürzt „H₂“) aus der Elektrolyse wird weiter verdichtet und in der Kaverne gespeichert.
- Aus der Kaverne entnommen kann der Wasserstoff nach erneuter Verdichtung in Trailer abgefüllt und verkauft werden. Alternativ er wird wiederverstromt und elektrische Energie in das Netz zurückgespeist.
- Es besteht die Möglichkeit, gerade erzeugten Wasserstoff direkt in Trailer abzufüllen.

- Elektrolyse und Kraftwerk können ferner Regelleistung bereitstellen.

Die Funktionalitäten, die ein solches System bietet, gehen über ein Wasserstoffspeicher-Kraftwerk (in Analogie zu Pumpspeicher- bzw. Druckluftspeicher-Kraftwerken) hinaus, da der Wasserstoff nicht ausschließlich zur Verstromung eingesetzt, sondern zusätzlich als Kraftstoff abgegeben wird.

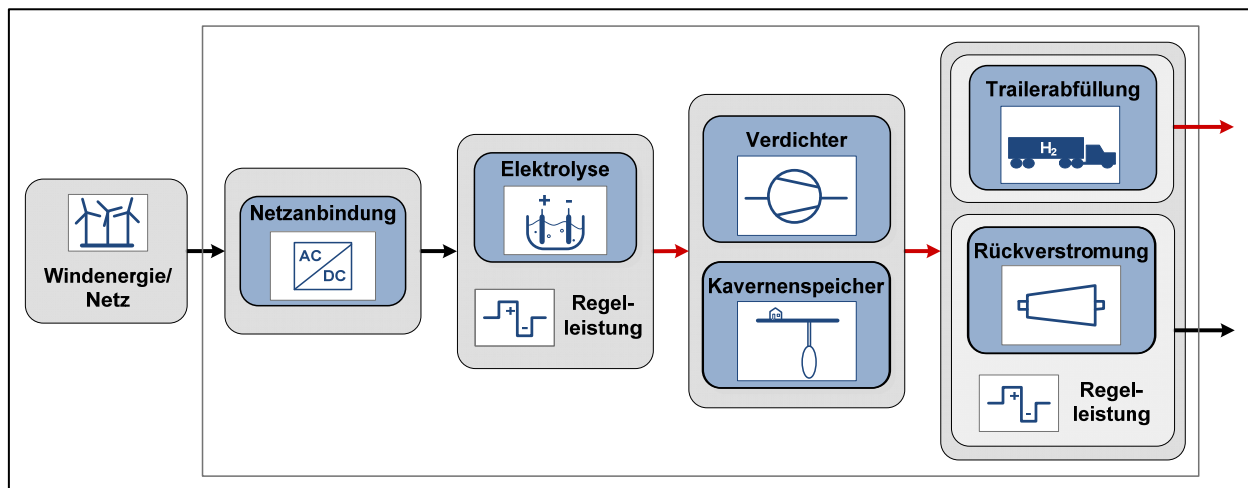


Abbildung 3-1: Prinzipdarstellung eines Wind-Wasserstoff-Systems mit seinen wichtigsten Komponenten und Energieflüssen.

Schwarze Pfeile stehen für elektrische Energie, rote Pfeile für Wasserstoff.

Im Folgenden wird vorausgesetzt, dass sich alle Komponenten des Systems auf demselben Gelände befinden, so dass ein Transport des Wasserstoffs zwischen z.B. Elektrolyse und Kaverne keinen nennenswerten Aufwand erfordert. Die Standortwahl solcher Systeme wird im Abschnitt 5.5.5 bezüglich Kriterien wie der Entfernung zu den Netzeinspeisepunkten der Offshore-Windparks, Eignung des Salzes zur Kavernenerstellung und Möglichkeiten der Soleentsorgung diskutiert.

3.2 Eckdaten

Einige der Festlegungen in diesem Abschnitt setzen Technologien voraus, die mit den geforderten Charakteristika heute noch nicht entwickelt oder zugelassen sind (z.B. die Auslieferung von Wasserstoff per Lkw in Behältern mit einem Druck von 500 bar, um hinreichend große Mengen pro Fahrt transportieren zu können), von denen aber für das Jahr 2030 zu erwarten ist, dass sie kommerziell verfügbar sein werden. Insofern wird der Diskussion in Kapitel 4 zum Teil vorgegriffen.

3.2.1 Dimensionierung der Elektrolyse

Weil die spezifische Investition für Elektrolyseure hoch ist, sollte diese Einheit möglichst klein ausgelegt werden, um durch hohe Auslastung eine Kostendämpfung zu erreichen. Andererseits muss die Leistungsaufnahme der Elektrolyse groß sein, um im Vergleich zur installierten Leis-

tung der Windenergieanlagen in den Zonen Nordost bzw. Nordwest Überschüsse in nennenswertem Umfang abfangen zu können.

Im Rahmen dieser Studie wird für die Elektrolyse eine elektrische Nennleistung von 500 MW_{el} angesetzt. Sie wirkt damit im Netz als Last im Kraftwerksmaßstab.

Abbildung 3-2 zeigt noch einmal die im Rahmen der Abschätzung in Abschnitt 2.5.2 ermittelten Jahresdauerlinien der Überschussleistung. Betrachtet wird für die Szenarien 1 und 2 der Fall „mit Netzausbau“ bei 50% verfügbarer Übertragungskapazität in der Nordwest-Zone im Jahr 2030. Die Kurven entsprechen denen in Abbildung 2-9, jedoch mit einer anderen Skalierung der y-Achse. Zusätzlich ist für beide Szenarien je ein 500 MW_{el} breites Band über der Nulllinie eingefügt, das die Entnahme einer entsprechenden Leistung durch eine Elektrolyse-Anlage kennzeichnet. Als Ergebnis der vorläufigen, statischen Berechnungen kann die Elektrolyse während rund 2.050 Volllaststunden (Szenario 1, grünes Rechteck) bzw. 3.600 Volllaststunden (Szenario 2, gelbes Rechteck, teils durch das Grüne verdeckt) Überschussenergie aufnehmen und in Wasserstoff umsetzen.

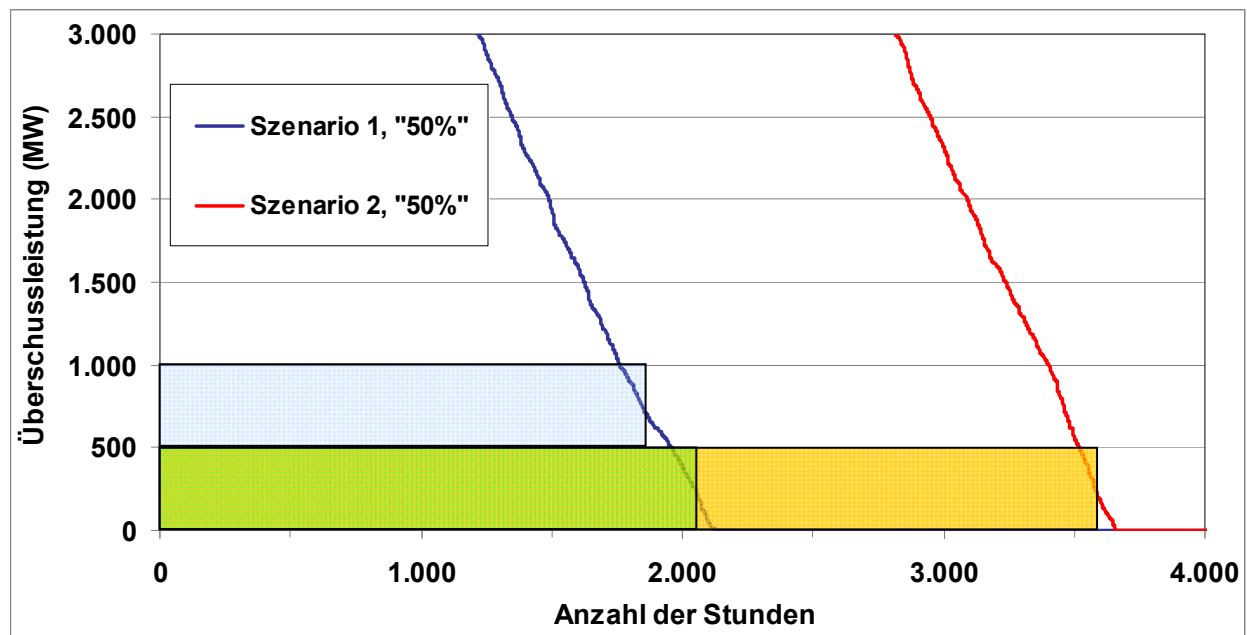


Abbildung 3-2: Veranschaulichung der erreichbaren Volllaststunden der Elektrolyse.

In Jahresdauerlinien aus der Abbildung 2-9 wurden 500-MW-Bänder eingefügt, die eine entsprechende Entnahme von Leistung bzw. Energie aus dem elektrischen Netz kennzeichnen. Gezeigt ist der Fall „mit Netzausbau“ bei 50% verfügbarer Übertragungskapazität in der Nordwest-Zone im Jahr 2030 für die Szenarien 1 und 2.

Mit dieser Auslegung können also circa 1.025 GWh_{el} bzw. 1.800 GWh_{el} an Überschüssen der Energiespeicherung zugeführt werden¹⁰. Das entspricht etwa 12,6% (Szenario 1) bzw. 6,8% aller Überschüsse, die gemäß der Abschätzung im Kapitel 2 über ein Jahr auftreten (vgl. Tabelle 2-8).

¹⁰ Der Energiebedarf von Nebenaggregaten wird erst an späterer Stelle einbezogen.

Mit einem weiteren System mit 500 MW Elektrolyse ließen sich im Szenario 1 nur noch rund 1.800 Volllaststunden erzielen (blaues Rechteck in Abbildung 3-2). Die Auslastung eines zweiten Systems wäre also im Vergleich zum Ersten schon über 10% geringer.

3.2.2 Dimensionierung des Wasserstoffspeichers

Aufgabe des Speichers ist es, die unregelmäßig auftretenden Zeiträume mit Überschussstrom und die damit einhergehende unbeständige Erzeugung von Wasserstoff einerseits und den kontinuierlichen Bedarf an Kraftstoff bzw. den Bedarf an Wasserstoff zur Wiederverstromung andererseits zu entkoppeln. Die Speicherkapazität soll, ausgehend von einer Kaverne bei minimalem Betriebsdruck, eine Einlagerung über mindestens zwei Wochen erlauben, ohne dass Entnahmen stattfinden.

Geht man für die Elektrolyse von 70% Wirkungsgrad aus bezogen auf den Heizwert H_i des Wasserstoffs, so lassen sich unter Volllast der Elektrolyse rund 10,5 Tonnen Wasserstoff pro Stunde (10,5 t H_2 /h) herstellen. Über zwei Wochen entstehen so rund 3.500 t H_2 .

Im Vorgriff auf die Auslegung einer Modellkaverne in Abschnitt 4.6.2 wird – unter Verwendung typischer Parameter für den norddeutschen Raum – für die Kaverne im Weiteren eine speicherbare Arbeitsgasmenge¹¹ von 4.000 t H_2 angesetzt. Das entspricht knapp 18 Tagen Produktion bei Nennleistung und liegt damit über dem geforderten Minimum.

3.2.3 Dimensionierung der Wiederverstromung

Wasserstoff kann nicht in beliebigen Raten in eine Kaverne eingelagert bzw. aus ihr wieder entnommen werden. Das Maximum für die Modellkaverne, die in Abschnitt 4.6.2 definiert wird, liegt bei 13,5 t H_2 /h, was einer Leistung von 450 MW_{H₂} (H_i) des dabei geförderten Wasserstoffs entspricht¹². Nimmt man für die Rückverstromung einen Wirkungsgrad von 60% an, so lässt sich daraus eine elektrische Leistung von 270 MW_{el} erzeugen.

Ein Kraftwerk mit 270 MW_{el} Nennleistung wird (zunächst vorläufig) im Weiteren angesetzt.

3.2.4 Dimensionierung der Abfüllstation für Trailer

Für die Auslieferung des Wasserstoffs vom Standort des Wind-Wasserstoff-Systems zu Tankstellen wird ein Transport mit Sattelzügen in Druckbehältern angenommen. Dabei ist ein Druck von 500 bar in den Behältern während der Beförderung vorausgesetzt. Solche Auflieger („Trailer“) befinden sich derzeit in der Entwicklung. Sie sollen ca. 1 t H_2 liefern können¹³.

Der Transport des Wasserstoffs wird nicht dem Wind-Wasserstoff-System zugeordnet, sondern als externe und dem Spediteur zu vergütende Dienstleistung angesehen (siehe Abschnitt 7.2.2.1).

¹¹ Gasmenge, die in eine Kaverne ein- bzw. aus ihr ausgelagert werden kann, im Gegensatz zum Kissengas, das ständig in einer Kaverne verbleiben muss, um den minimalen Kavernendruck aufrechtzuerhalten.

¹² Der Energieinhalt von 1 t H_2 beträgt 33,33 MWh bezogen auf seinen Heizwert H_i . Somit gilt:
 $13,5 \text{ t } H_2/h * 33,33 \text{ MWh}_{H_2}/t \text{ } H_2 = 450 \text{ MW}_{H_2}$.

¹³ Siehe z.B. [DeliverHy 2013]. Heute liegen die Trailer-Drücke in der Regel bei 200 oder 300 bar.

Allerdings gehört es zu den Aufgaben des Wind-Wasserstoff-Systems, die Trailer bedarfsgerecht zu befüllen. Dafür wird von einer Abfüllstation mit 100 Stellplätzen ausgegangen: Unter Annahme eines minimalen täglichen Zeitfensters von 8 Stunden für die Befüllung von Trailern (siehe dazu Abschnitt 3.3.3) und der maximalen Auslagerrate von 13,5 t H₂/h, lassen sich bis zu 108 t H₂ abfüllen, d.h. alle 100 Stellplätze können bedient werden.

Die Elektrolyse kann in 8 Stunden 84 t H₂ erzeugen. Daher müsste zusätzlich Wasserstoff aus der Kaverne entnommen werden, um Trailer innerhalb des 8-Stunden-Fensters an sämtlichen Stellplätzen zu versorgen.

3.3 Betriebsstrategien

Das in Abbildung 3-1 gezeigte Wind-Wasserstoff-System kann als Stromverbraucher, als Stromerzeuger, Bereitsteller von Regelleistung und als Lieferant von Wasserstoff-Kraftstoff auftreten und damit vielfältige Funktionen übernehmen. Diese Funktionen werden in diesem Abschnitt Schritt für Schritt erläutert. Dabei kommt der Wechselwirkung mit dem elektrischen Netz besondere Bedeutung zu.

Zwei Sichtweisen sind möglich: Im Folgenden werden einerseits unterschiedliche Systeme mit einer bestimmten (begrenzten) Ausstattung in Bezug auf ihre Komponenten beschrieben, z.B. eine Anlage ohne Möglichkeit zur Rückverstromung, die ausschließlich Kraftstoff erzeugt. Andererseits können diese Beschreibungen als Betriebsweise einer Anlage gemäß Abbildung 3-1 dienen, die aufgrund ihrer Ausstattung alle genannten Funktionen übernehmen kann, die jedoch – den jeweils aktuellen Marktbedingungen folgend – ggf. zeitweise nur einzelne Produkte bzw. Dienstleistungen anbietet, ihre Betriebsstrategie also an die wirtschaftlichen Bedingungen anpassen kann.

Die Bezeichnung der Anlagentypen orientiert sich an der vorgegebenen hauptsächlichen Verwendung des Wasserstoffs:

- Systeme vom Typ „K“ dienen ausschließlich oder vorrangig der Kraftstoffproduktion,
- Systeme vom Typ „R“ dienen ausschließlich oder vorrangig der Rückverstromung von Wasserstoff, und
- Systeme vom Typ „G“ sind für einen gemischten Betrieb vorgesehen, sollen also gleichermaßen Kraftstoff abgeben und der Rückverstromung dienen, ohne dass im Vorhinein für das eine oder andere eine Priorität gesetzt wird.

Die Aufgabenstellung der Studie bedingt, dass in den Kapiteln 4 bis 7 eine Anlage des Typs G untersucht wird. Daher werden hier zunächst Systeme vom Typ K betrachtet, die den einfachsten Funktionsumfang besitzen, und – darauf aufbauend – Anlagen vom Typ G. Der Typ „R“ wird im Folgenden nicht eigenständig erörtert, weil die Charakteristika der Rückverstromung bzw. der Bereitstellung von Regelleistung im Kontext der Typen K und G hinreichend diskutiert werden.

3.3.1 System / Betriebsweise K-1: ausschließlich Kraftstoffherstellung

Das System mit diesem Funktionsumfang ist die einfachste der betrachteten Anlagen mit dem ausschließlichen Zweck, Überschussstrom in Wasserstoff umzusetzen und nach Bedarf zur Nutzung als Kraftstoff bereitzustellen. Ein Kraftwerk ist nicht installiert, eine Regelleistungsfunktion der Elektrolyse ist nicht vorgesehen (Abbildung 3-3).

Überschussstrom wird am Spotmarkt gekauft für Zeiträume des Folgetags („Day-ahead-Markt“, im Gegensatz zum „Intraday-Handel“ für Strommengen am laufenden Tag), in denen Prognosen zufolge Überschüsse anfallen werden¹⁴.

Der erzeugte Wasserstoff wird nach Möglichkeit direkt in die Trailer abgefüllt, ansonsten in der Kaverne gespeichert. Das System erzeugt Wasserstoff, solange Überschussstrom verfügbar ist und solange Trailer befüllt werden können bzw. die Kaverne nicht voll ist.

Abbildung 3-4 zeigt schematisch die Betriebsweise der Elektrolyse aus der Perspektive des elektrischen Netzes.

Anforderung an die Elektrolyse ist grundsätzlich, auch nach längeren Produktionspausen vom Zustand „Bereitschaft“ unverzüglich in den Modus „Produktion“ wechseln zu können bzw. von dort aus wieder zurück in die Bereitschaft. Dies geschieht entsprechend den Zeitfenstern, für die Strom gekauft wurde. Da diese Fenster bereits am Vortag bekannt sind, stellt ihre Einhaltung in Bezug auf Beginn und Ende der Produktion von Wasserstoff und der entsprechenden Entnahme von Energie aus dem elektrischen Netz keine besondere Herausforderung dar, da ausreichend Vorlaufzeit für die nötigen technischen Vorbereitungen zur Verfügung steht¹⁵. Mit einem geeigneten Wärmemanagement kann die Elektrolyse, soweit nötig, zudem termingerecht auf bzw. nahe an die Betriebstemperatur gebracht werden, um von Anfang an möglichst effizient zu arbeiten.

Ein Betrieb in Teillast, bei dem Überschüsse von weniger als 500 MW_{el} umgesetzt werden, wird ebenso als problemlos darstellbar vorausgesetzt („Produktion gemäß verfügbarem Überschuss“), in Abbildung 3-4 jedoch nicht gezeigt.

Für den Betrieb der Abfüllstation als einzigem „Nutzer“ des Wasserstoffs gibt es keine Einschränkungen, abgesehen von den aus der Elektrolyse bzw. Kaverne verfügbaren Mengen.

Im theoretischen Extremfall mit Überschüssen zu jeder Stunde im Jahr könnte ein System vom Typ K-1 mit 500 MW_{el} Elektrolyse knapp 92.000 Tonnen Wasserstoff erzeugen. Setzt man Pkw-Tanks mit 4 kg Wasserstoff als Füllmenge an, so entspricht dies 23 Millionen Betankungen bzw., bei einem Verbrauch von 1 kg H₂ pro 100 km, einer Fahrstrecke von 9,2 Milliarden km.

¹⁴ Prognosefehler und deren Ausgleich werden im Rahmen der Studie nicht berücksichtigt.

¹⁵ Darauf geht Abschnitt 4.2 weiter ein.

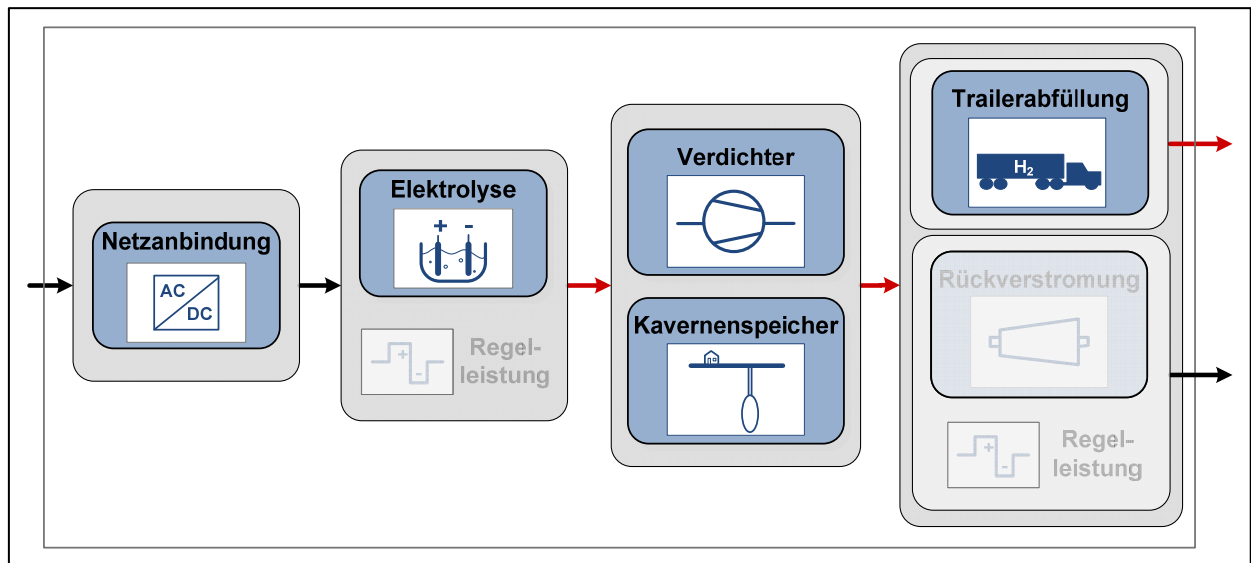


Abbildung 3-3: Komponenten und Funktionalitäten des Systems K-1.

Nicht vorhandene Einheiten bzw. nicht realisierte Funktionalitäten im Vergleich zu Abbildung 3-1 sind halbtransparent verdeckt.

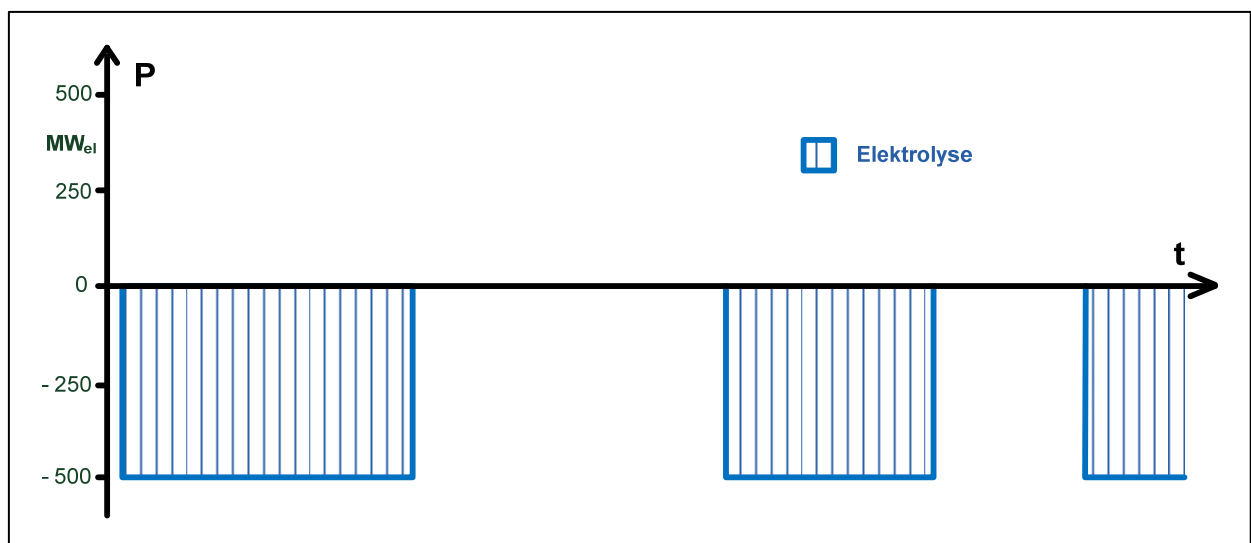


Abbildung 3-4: Beispiel für den Betriebsverlauf der Elektrolyse im System K-1.

Schematische Darstellung aus der Perspektive des elektrischen Netzes. Die blau schraffierten Bereiche stellen die Entnahme elektrischer Energie aus dem Netz zu Zeiten mit Überschussstrom zur Produktion von Wasserstoff dar. Der auf der x-Achse gezeigte Zeitraum kann Stunden, Tage oder Wochen umfassen. An- und Abfahrverhalten sowie ein Betrieb in Teillast, wenn die Überschüsse weniger als 500 MW_{el} betragen, sind hier nicht berücksichtigt.

3.3.2 System / Betriebsweise K-2: Priorität Kraftstoffherstellung plus Regelfunktion der Elektrolyse

Dieses System dient ebenso wie der Typ K-1 dem Zweck, Überschussstrom in Wasserstoff umzusetzen und als Kraftstoff bereitzustellen. Diese Funktion behält die erste Priorität. Allerdings nutzt das System K-2 zusätzlich die Möglichkeit, die Elektrolyse auf externe Anforderung als abwerf- und zuschaltbare bzw. regelbare Last zu betreiben, d.h. am Reservemarkt aktiv zu sein (Abbildung 3-5).

Die Elektrolyse arbeitet somit nicht mehr nur in den Zuständen „Bereitschaft“ und „Produktion gemäß verfügbarem Überschuss“, sondern leistet einen Beitrag zur Netzstabilität, indem die Einheit dynamisch in dem ihr möglichen Betriebsbereich gefahren wird, im optimalen Fall 0 – 100% der Nennleistung („Produktion gemäß verfügbarem Überschuss und externer Anforderung“).

Das System K-2 eröffnet die Möglichkeit, auf zwei voneinander unabhängigen Märkten zu agieren. Vorteilhaft ist der Vergütungsanspruch für die durch das System erbrachte Regel-Dienstleistung. Dabei wird bei Erteilung des Zuschlags am Regelleistungsmarkt bereits die Bereithaltung der Anlage für den dynamischen Betrieb bezahlt. Dieses Vorhalten von Regelleistung macht den Großteil der erzielbaren Vergütung aus (Leistungspreis, vgl. Abschnitt 2.1). Der tatsächliche Abruf dieser Regelleistung im Sinne einer dynamischen Elektrolysesteuerung löst eine zusätzliche Vergütung aus (Arbeitspreis). Ein Abruf erfolgt nur bei Bedarf.

Nachteil der Betriebsstrategie K-2 ist, dass potentiell weniger Wasserstoff als Kraftstoff zur Verfügung steht, d.h. dass die Einnahmen auf diesem Markt zurückgehen können. Ob K-2 gegenüber K-1 wirtschaftlich von Vorteil ist, hängt von der Höhe der Vergütungen für Regelleistung und Kraftstoff ab sowie von Häufigkeit und Dauer des tatsächlichen Abrufs der Regelfunktion. Im theoretischen Extremfall, dass am Regelleistungsmarkt häufig ein Zuschlag erteilt, die Regelleistung aber niemals abgerufen wird, wäre K-2 einträglicher. K-2 wäre auch dann vorteilhaft, wenn man den Arbeitspreis für die Regelleistung so kalkulierte, dass die im Kraftstoffmarkt entgehenden Einnahmen (Opportunitätskosten) vollständig kompensiert würden.

Der Vergleich zwischen Abbildung 3-4 und Abbildung 3-6 illustriert die Unterschiede, die sich im Betriebsverlauf der Systeme K-1 und K-2 ergeben können. Mit dem System K-1 läuft die Elektrolyse während der drei gezeigten Perioden mit Überschussstrom ständig auf Nennleistung. Mit dem System K-2 läuft die Wasserstoff-Produktion zeitweise gedrosselt. Auf diese Weise wird dem elektrischen Netz – wegen einer sogenannten Unterspeisung – benötigte zusätzliche Leistung zur Verfügung gestellt (positive Regelleistung).

Zusätzlich tritt in Abbildung 3-6 vor der zweiten Periode mit Überschüssen ein Zeitabschnitt mit Elektrolysebetrieb auf, um dem Netz – infolge einer Überspeisung – Leistung zu entziehen (negative Regelleistung).

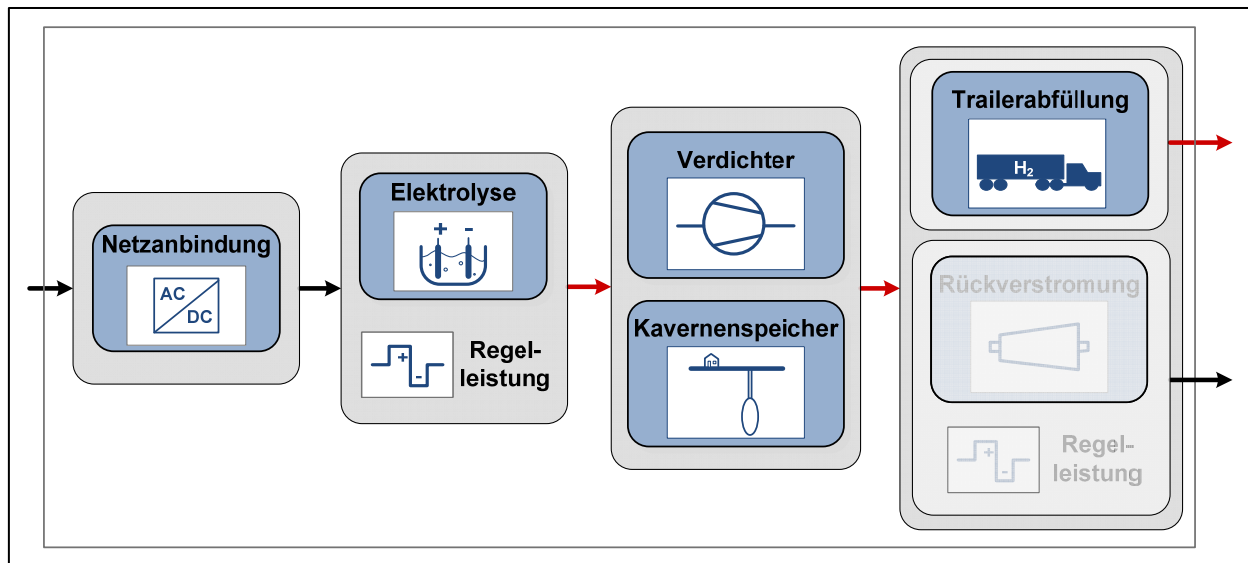


Abbildung 3-5: Komponenten und Funktionalitäten des Systems K-2.

Nicht vorhandene Einheiten bzw. nicht realisierte Funktionalitäten im Vergleich zu Abbildung 3-1 sind halbttransparent verdeckt. Im Unterschied zum System K-1 (Abbildung 3-3) ist für die Elektrolyse eine Regelfunktion vorgesehen.

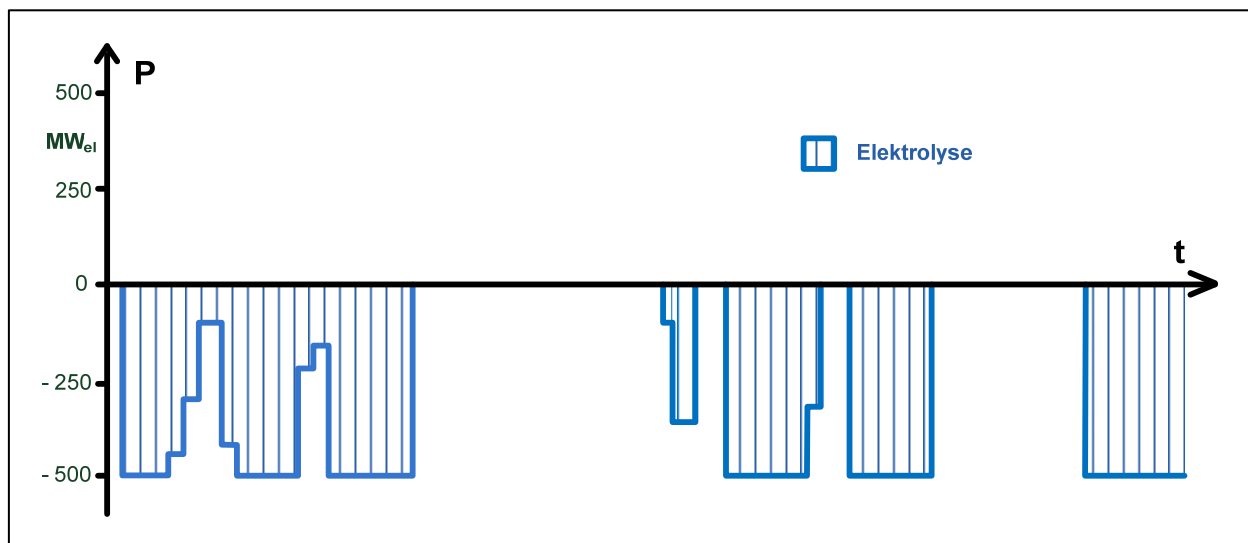


Abbildung 3-6: Beispiel für den Betriebsverlauf der Elektrolyse im System K-2.

Schematische Darstellung aus der Perspektive des elektrischen Netzes. Die blau schraffierten Bereiche stellen die Entnahme elektrischer Energie aus dem Netz zu Zeiten mit Überschussstrom zur Produktion von Wasserstoff dar. Anders als beim System K-1 (Abbildung 3-4) wird auf externe Anforderung die Wasserstoffproduktion gedrosselt, um positive Regelleistung bereitzustellen. Außerdem tritt vor der zweiten Periode mit Überschüssen im Vergleich zu Abbildung 3-4 eine zusätzliche Phase mit Elektrolysebetrieb auf, während der Leistung aus dem Netz entnommen wird (negative Regelleistung).

Die Anforderung von Regelleistung erfolgt meist über kurze Zeiträume. Je nach Skalierung der x-Achse (Stunden, Tage oder Wochen) sind die entsprechenden Zeiträume – zur Verdeutlichung – im Vergleich zur Realität übermäßig lang dargestellt.

3.3.3 System / Betriebsweise G-1: Kraftstoffherstellung und Aktivität am Strommarkt ohne vorgegebene Priorität

Das System G-1 besitzt ein Kraftwerk (Abbildung 3-7) und kann somit umfassend auf beiden Zielmärkten im Rahmen dieser Studie agieren, d.h. einerseits Kraftstoff bereitstellen, andererseits elektrische Energie am Spotmarkt bzw. positive Regelleistung am Reservemarkt anbieten. Dabei gibt es keine Vorgabe, einen der Märkte mit Priorität zu berücksichtigen. Wo der Wasserstoff zu welchen Anteilen genutzt wird, ist vielmehr Ergebnis der Systemsimulation, also der wirtschaftlichen Optimierung (Kapitel 7).

Die Elektrolyse wird im System G-1 wie im System K-1 betrieben, d.h. in den Zuständen „Bereitschaft“ und „Produktion gemäß verfügbarem Überschuss“ (vgl. Abbildung 3-8 mit Abbildung 3-4).

Rückverstromung für den Spotmarkt wird immer mit Wasserstoff aus der Kaverne erfolgen, da sie nur außerhalb von Perioden mit Überschussstrom benötigt wird. Daraus ergibt sich – neben der Nutzungskonkurrenz in Bezug auf die begrenzte verfügbare Wasserstoffmenge – eine Konkurrenz in Bezug auf die Zeitfenster zur Rückverstromung einerseits und die Befüllung von Trailern mit Kraftstoff andererseits. Die Einheit zur Rückverstromung ist so ausgelegt, dass sie die maximale Rate von 13,5 t H₂/h aus der Kaverne entnehmen muss, um ihre Nennleistung zu erreichen (270 MW_{el}, vgl. Abschnitt 3.2.3). Damit ist ein gleichzeitiger Betrieb der Abfüllstation ausgeschlossen. Heutzutage arbeiten Gaskraftwerke, die ihre Energie am Spotmarkt absetzen, bedarfsgemäß in der Regel am Tag, um Mittel- und Spitzenlasten abzudecken. Abends werden die Kraftwerke vom Netz genommen. Damit bliebe in der Nacht, z.B. zwischen 22 Uhr und 6 Uhr ausreichend Zeit, um einen Trailer pro Stellplatz zu befüllen, also 100 t H₂ Wasserstoff zum Abtransport bereitzustellen (vgl. Abschnitt 3.2.4). Dies könnte die zeitliche Konkurrenz zu einem gewissen Grad entschärfen. Erst die Systemsimulation kann jedoch zeigen, ob eine solche oder ähnliche Situation auch im Jahr 2030 noch gegeben sein wird. Ein Kraftstoffbedarf von mehr als 100 t H₂ pro Tag könnte bei einem festen 8-Stunden-Fenster nicht gedeckt werden.

In Abbildung 3-8 übernimmt das Kraftwerk die Regelfunktion, die im System K-2 von der Elektrolyse wahrgenommen wurde (Abbildung 3-6), allerdings mit Einschränkungen: Die Nennleistung des Kraftwerks ist mit 270 MW_{el} nicht so groß wie diejenige der Elektrolyse und das Kraftwerk als *Erzeugungseinheit* kann ausschließlich positive Regelleistung zur Verfügung stellen, anders als zuvor die Elektrolyse als regelbare *Last*. Ferner ist zu beachten, dass Bedarf an Regelleistung auch zu Zeiten mit Überschüssen entstehen kann. Erfolgt ein Abruf in solchen Zeiträumen, dann arbeiten Elektrolyse und Kraftwerk gleichzeitig und gerade erzeugter Wasserstoff wird unmittelbar wieder verbraucht.

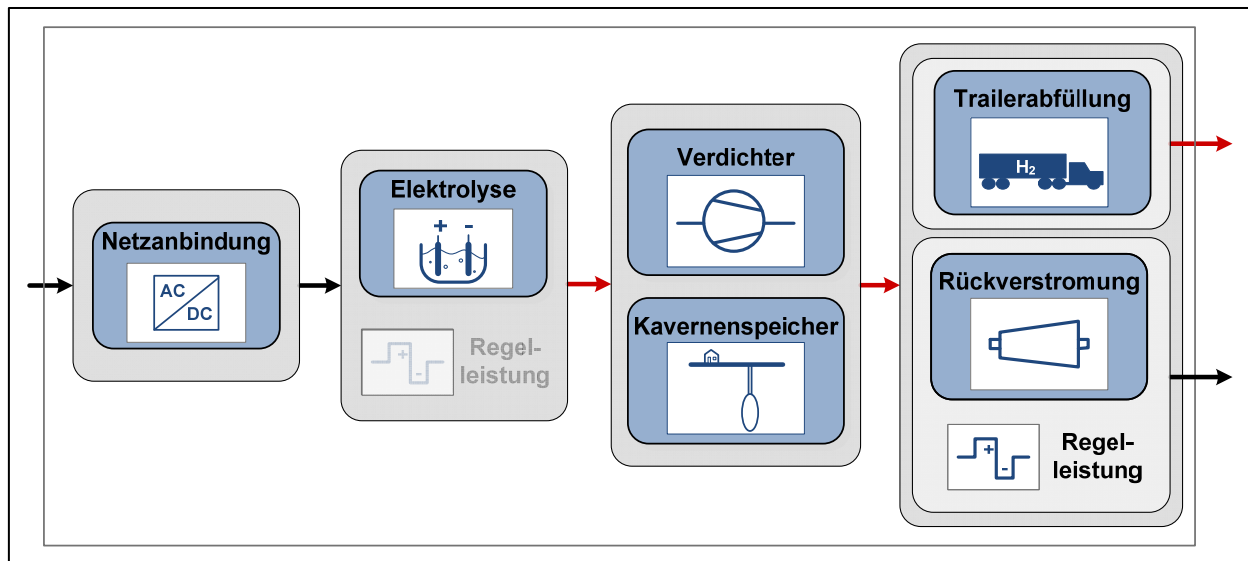


Abbildung 3-7: Komponenten und Funktionalitäten des Systems G-1.

Nicht vorhandene Einheiten bzw. nicht realisierte Funktionalitäten im Vergleich zu Abbildung 3-1 sind halbttransparent verdeckt. Im Unterschied zum System K-1 (Abbildung 3-3) ist eine Einheit zur Rückverstromung (mit Regelfunktion) vorgesehen.

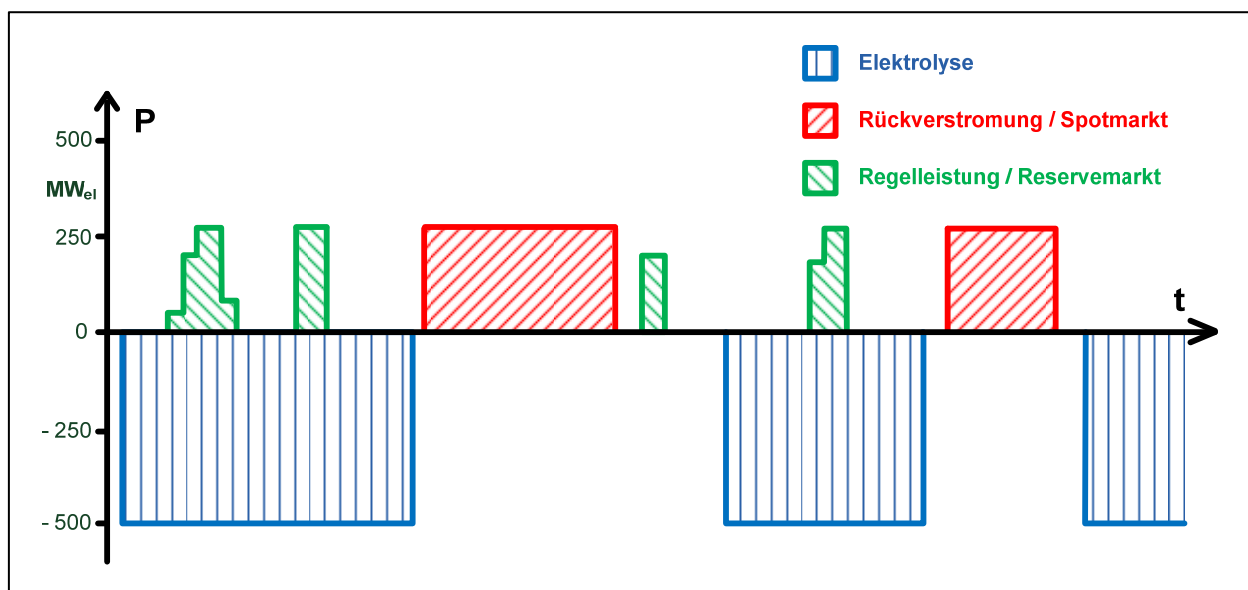


Abbildung 3-8: Beispiel für den Betriebsverlauf von Elektrolyse und Kraftwerk im System G-1.

Schematische Darstellung aus der Perspektive des elektrischen Netzes. Die blau schraffierten Bereiche stellen die Entnahme elektrischer Energie aus dem Netz zu Zeiten mit Überschussstrom zur Produktion von Wasserstoff dar und sind im Vergleich zu System K-1 (Abbildung 3-2) unverändert. Das neu hinzugekommene Kraftwerk dient der Lieferung von am Spotmarkt abzusetzender elektrischer Energie (rot schraffiert, ggf. über längere Zeiträume, ähnlich dem Betrieb der Elektrolyse) bzw. von positiver Regelleistung (grün schraffiert).

Die Anforderung von Regelleistung erfolgt meist über kurze Zeiträume. Je nach Skalierung der x-Achse (Stunden, Tage oder Wochen) sind die entsprechenden Zeiträume – zur Verdeutlichung – im Vergleich zur Realität übermäßig lang dargestellt.

3.3.4 System / Betriebsweise G-2: Kraftstoffherstellung und Aktivität am Strommarkt ohne vorgegebene Priorität, einschließlich Regelfunktion der Elektrolyse

Das Wind-Wasserstoff-System G-2 wird gegenüber dem Typ G-1 in seiner Funktionalität durch den dynamischen Betrieb (Regelfunktion) des Elektrolyseurs erweitert, kombiniert also die Eigenschaften der Typen K-2 und G-1 (Abbildung 3-9). Der Stellenwert der Regelleistung ist bei dieser Betriebsweise also größer als bei den zuvor beschriebenen:

- In Abbildung 3-10 wird die Bereitstellung positiver Regelleistung zu Zeiten mit Stromüberschuss von der Elektrolyse übernommen, z.B. während der ersten Periode mit Überschüssen, d.h. wie beim Typ K-2 (Abbildung 3-6) und damit anders als beim Typ G-1. Auf diese Weise lässt sich vermeiden, dass Wasserstoff erzeugt und für Regelzwecke sofort wieder verbraucht wird.
- Das Kraftwerk kann zu Zeiten mit Überschüssen das Leistungsband für positive Regelaufgaben über jenes der Elektrolyse hinaus vergrößern (rechtes graues Oval in Abbildung 3-10).
- Das Kraftwerk kann positive Regelleistung auch außerhalb von Zeiten mit Überschüssen liefern (linkes Oval in Abbildung 3-10).
- Die Elektrolyse kann negative Regelleistung außerhalb von Zeiten mit Überschüssen zur Verfügung stellen (linkes Oval in Abbildung 3-10).

3.3.5 Optionen für weitere Systemtypen

Es wurde bereits darauf hingewiesen, dass man weitere Systemtypen betrachten könnte, z.B. eine Anlage ähnlich den Typen G-1 bzw. G-2, die mit zwei Kavernen ausgestattet ist, um die oben erwähnte Konkurrenzsituation zwischen „Kraftstoff“ und „Rückverstromung“ in Bezug auslagerbare Mengen an Wasserstoff zu entschärfen.

Ferner könnten Systemtypen von Interesse werden, die mehrere Kavernen umfassen, welche eine strategische Wasserstoff-Energiereserve aufnehmen. Zusätzlich bzw. alternativ könnten mehrere – im Vergleich zur Elektrolyse ggf. große – Kraftwerke vorgesehen werden. Die Kombination großer Speicher- mit großen Rückverstromungseinheiten käme der Schaffung einer strategischen Reserve im Strombereich gleich.

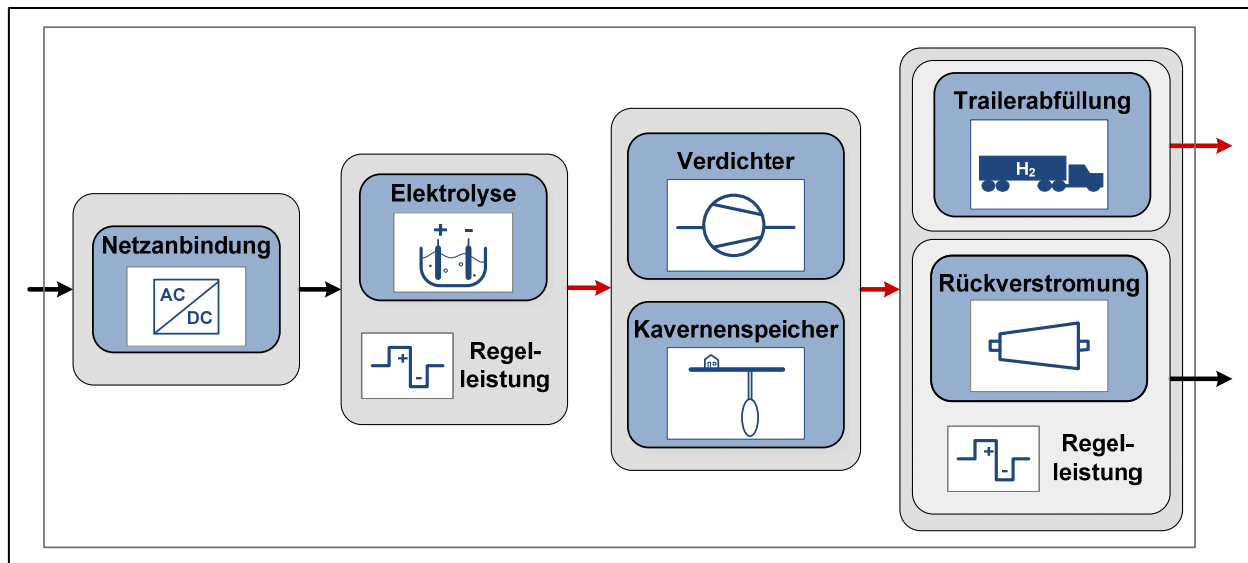


Abbildung 3-9: Komponenten und Funktionalitäten des Systems G-2.

Im Unterschied zum System G-1 (Abbildung 3-7) ist die Elektrolyse in die Bereitstellung von Regelleistung einbezogen, wie beim System K-2 (Abbildung 3-5).

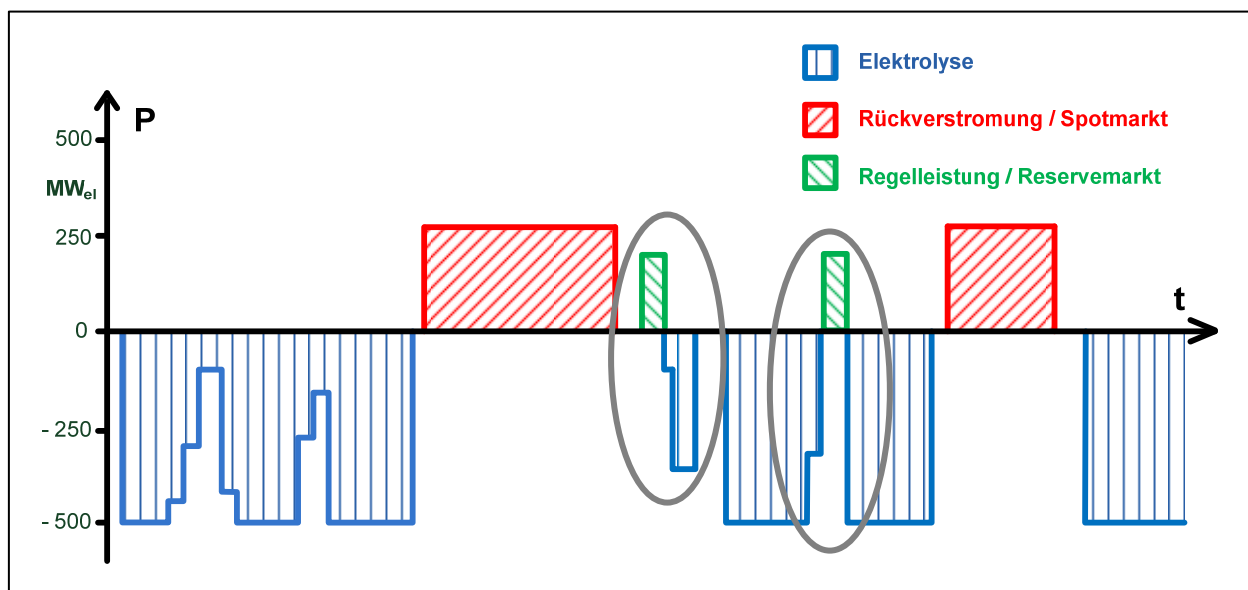


Abbildung 3-10: Beispiel für den Betriebsverlauf von Elektrolyse und Kraftwerk im System G-2.

Schematische Darstellung aus der Perspektive des elektrischen Netzes. Die blau schraffierten Bereiche stellen die Entnahme elektrischer Energie aus dem Netz zu Zeiten mit Überschussstrom zur Produktion von Wasserstoff dar. Rot schraffiert sind Zeiträume, in denen am Spotmarkt verkaufte elektrische Energie mittels Rückverstromung geliefert wird.

Positive Regelleistung wird sowohl durch Drosselung der Elektrolyse als auch (grün schraffiert) durch Anfahren der Einheit zur Rückverstromung bereitgestellt. Die beiden Komponenten können bei Bedarf in Kombination agieren und damit einen größeren Leistungsbereich abdecken (siehe zweites graues Oval). Die Elektrolyse kann durch Anfahren außerhalb von Zeiträumen mit Überschüssen auch negative Regelleistung verfügbar machen (siehe erstes Oval).

Die Anforderung von Regelleistung erfolgt meist über kurze Zeiträume. Je nach Skalierung der x-Achse (Stunden, Tage oder Wochen) sind die entsprechenden Zeiträume – zur Verdeutlichung – im Vergleich zur Realität übermäßig lang dargestellt.

3.4 Systemtyp für die weitere Untersuchung

Tabelle 3-1 fasst wesentliche Eigenschaften der betrachteten Systemtypen bzw. Betriebsweisen zusammen.

Tabelle 3-1: Zusammenfassung wesentlicher Eigenschaften der betrachteten Systemtypen.

Systemtyp	K-1	K-2	G-1	G-2
Elektrolyse	Produktion gemäß verfügbarem Überschuss	Produktion gemäß verfügbarem Überschuss und externer Anforderung	Produktion gemäß verfügbarem Überschuss	Produktion gemäß verfügbarem Überschuss und externer Anforderung
Stromkauf am Day-ahead-Spotmarkt	ja	ja	ja	ja
Regelleistung während Perioden mit Überschüssen	nein	positiv	nein	positiv
Regelleistung außerhalb von Perioden mit Überschüssen	nein	negativ	nein	negativ
Kraftwerk	nein	nein	ja	ja
Stromverkauf am Day-ahead-Spotmarkt			ja	ja
Regelleistung			positiv	positiv
Verkauf von H₂ als Kraftstoff	ja	ja	ja	ja

Wie erläutert, besitzt ein System G-2 mit Regelfunktion der Elektrolyse ein hohes Potenzial zum Vermarkten von Regelleistung. Für die weitere Untersuchung wird jedoch der Typ G-1 ausgewählt. Er macht im Rahmen der Analyse eine eindeutige Zuordnung von Aufgaben zu einzelnen Komponenten bzw. Gruppen von Komponenten innerhalb des Wind-Wasserstoff-Systems möglich. Dies vereinfacht unter anderem eine Bewertung der Resultate der Systemanalyse. Insbesondere die Kapitel 6 und 7 werden zeigen, dass die Anzahl der Faktoren, die das wirtschaftliche Ergebnis beeinflussen, relativ groß ist und, auch nach dieser Entscheidung für *einen* Systemtyp, eine nennenswerte Anzahl von Fällen bzw. Unterfällen in Betracht zu ziehen ist. Daher ist die mit Entscheidung für den Typ G-1 einhergehende Trennung von Vorteil:

- Die Elektrolyse ist ausschließlich dafür vorgesehen, Überschussstrom aufzunehmen und für die Speicherung in Wasserstoff zu wandeln. Damit hängt die produzierte Menge Wasserstoff

nur von Höhe und Verlauf der Überschüsse ab¹⁶, jedoch nicht von (im Rahmen der wirtschaftlichen Analysen veränderlichen) Randbedingungen in Bezug auf Regelleistung.

- Einnahmen werden ausschließlich mit Komponenten jenseits von Elektrolyse und Speicher realisiert, also mit dem Kraftwerk (Wiederverstromung und Regelleistung) und mit dem Verkauf von Kraftstoff und seiner Auslieferung über die Abfüllstation für H₂-Trailer. Änderungen der Randbedingungen führen z.B. zu einer anderen Aufteilung der Anteile, die in den einzelnen Marktsegmenten für Einnahmen sorgen. Die Menge des verfügbaren Wasserstoffs bleibt dabei aber gleich. Auf diese Weise ist es einfacher Bedingungen zu identifizieren, die wirtschaftlich mehr bzw. weniger von Vorteil sind.

Für die weitere Untersuchung im Rahmen dieser Studie wird somit ein Wind-Wasserstoff-System vom Typ G-1 vorausgesetzt, das als Kernkomponenten eine Elektrolyse mit 500 MW_{el} Nenn-Leistungsaufnahme ohne Regelfunktion, eine Kaverne mit einer Arbeitsgasmenge von 4.000 t H₂, ein Kraftwerk zur Rückverstromung mit 270 MW_{el} Leistung und Regelfunktion sowie eine Abfüllstation mit 100 Stellplätzen für Trailer umfasst (Abbildung 3-7).

¹⁶ Dies gilt, solange die Kaverne zu keiner Zeit den maximalen Füllstand erreicht oder diesen ohne Abregelung der Elektrolyse überschreiten würde bzw. solange solche Ereignisse nur vereinzelt auftreten.

4 Technische und wirtschaftliche Parameter der Komponenten

In diesem Kapitel werden die techno-ökonomischen Charakteristika der einzelnen Komponenten eines Wind-Wasserstoff-Systems des ausgewählten Typs G-1 bestimmt. Wesentliche Parameter von Elektrolyse, Kavernenspeicher, Rückverstromung und Abfüllstation für Lkw-Trailer wurden bereits im vorangehenden Kapitel festgelegt. Jetzt geht es darum, die Auslegung zu konkretisieren, mit Technologien zu hinterlegen und gegebenenfalls aus unterschiedlichen Optionen die am besten Geeignete auszuwählen. Dabei ist nicht der heutige Stand der Technik maßgebend, sondern der voraussichtlich bis zum Jahr 2030 erreichte technologische Reifegrad.

Bezüglich der Perspektive für 2030 wird auf Bestehendem aufgebaut. So kann z.B. hinsichtlich der Elektrolyse auf die Ergebnisse der im Auftrag des BMVBS angefertigten Studie zu Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zurückgegriffen werden [Smolinka et al. 2011]. Gespräche mit Herstellern anderer Komponenten zur Ermittlung techno-ökonomischer Parameter wurden nach Bedarf geführt.

Die Abschnitte zu den einzelnen Komponenten bzw. Technologien beginnen in der Regel mit einer kurzen Beschreibung, gefolgt von Tabellen mit Kenndaten zum Stand heute (2010/2012) und den für 2030 erwarteten Werten (z.B. bezüglich verfügbarer Modulgröße, Wirkungsgrad und spezifischer Investition). Anschließend wird ggf. eine Technologie ausgewählt und die Kenndaten werden gemäß den Festlegungen in Abschnitt 3.2 skaliert. Diese Werte dienen anschließend als Eingangsgrößen für die Systemanalyse (Kapitel 7).

Annahmen sind in der Regel konservativ getroffen. Nach Bedarf werden mehrere Module für eine Komponente angesetzt, um diese in der benötigten Größe zu realisieren, sowie spezifische Beträge für Investition und Betriebskosten in absolute Beträge umgerechnet. Die Kosten für elektrischen Strom als variabler Faktor spielen erst in Kapitel 7 eine Rolle. Verbindungsleitungen zwischen den einzelnen Komponenten werden als Teil derselben angenommen, da alle als auf demselben Gelände installiert vorausgesetzt werden.

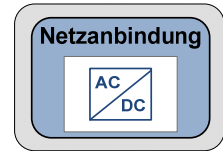
Der Begriff **Wirkungsgrad** ist im Folgenden so zu verstehen:

Der Wirkungsgrad wird bestimmt als der Quotient aus der Energiemenge, die eine Komponente in Form von elektrischem Strom und gebunden in molekularem Wasserstoff, bezogen auf seinen Heizwert H_i , während eines Zeitintervalls verlässt und der Energiemenge in Form von elektrischem Strom und gebunden in molekularem Wasserstoff, die dieser Komponente im gleichen Zeitintervall und bei stationärem Betrieb zugeführt wird^{17,18}. Dabei ist vorausgesetzt, dass an keiner Stelle Wasserstoff durch Leckagen, bei seiner Trocknung o.ä. verloren geht.

¹⁷ Beispiel: Aufnahme von 7,2 MWh_{el} und 350 MWh_{H₂} pro Stunde durch einen Verdichter, Abgabe von 350 MWh_{H₂} pro Stunde, resultierender Wirkungsgrad 350 MWh/357,2 MWh, also rund 98%.

¹⁸ Wenn Wirkungsgrade von Komponenten diskutiert werden, die mit anderen Brennstoffen betrieben werden, z.B. Gasmotoren auf der Basis von Erdgas, so gilt dieser Wirkungsgradbegriff analog.

4.1 Netzanbindung



4.1.1 Technische Beschreibung und Kenndaten

Für den elektrischen Netzanschluss werden im Wesentlichen Transformatoren und Stromrichter benötigt. Transformatoren sind verfügbar aus dem Kraftwerksbereich als Blocktransformatoren zur Netzkupplung der Generatoren, aus dem Übertragungsnetzbereich zur Kupplung der Hochspannungsnetze und aus dem Industriebereich z.B. als Stromrichtertransformatoren¹⁹. Hochleistungsumrichter in der hier relevanten Größenordnung finden Anwendung in der chemischen Industrie, insbesondere für die Versorgung von Anlagen zur Chlor-Alkali-Elektrolyse und bei der Aluminiumherstellung.

Tabelle 4-1 zeigt Kenndaten von Transformatoren für die Verbindung der Höchst- und Hochspannungsebene (380 kV/110 kV) sowie der Hoch- und Mittelspannungsebene (110 kV/20 kV). Erstere werden für die Kupplung des Gesamtsystems und insbesondere der Elektrolyse mit dem Übertragungsnetz benötigt, Letztere für die interne Versorgung von kleineren Aggregaten.

Der Stromrichter als leistungselektronische Komponente ist bei Energiebezug als Gleichrichter und entsprechend im Netzeinspeisefall als Wechselrichter ausgeführt. Die Gleichrichtereinheit in Tabelle 4-2 besteht aus dem Transformator, dem eigentlichen Stromrichter und der zugehörigen Kühleinheit für die Leistungselektronik. Die Ankupplung der Gleichrichtereinheit erfolgt auf der 110-kV-Ebene. Die maximale Modulgröße liegt bei 250 MVA (Megavoltampere, elektrische Scheinleistung), wobei eine Überlastreserve von 20% verfügbar ist.

Die Technologie ist ausgereift, sodass für 2030 keine deutlich besseren Kenndaten zu erwarten sind. Der elektrisch-dynamische Betrieb stellt für die Netzkopplung keine Neuerung dar und ist sowohl für die Transformatoren als auch für die Stromrichter Stand der Technik. Die in Tabelle 4-1 und Tabelle 4-2 genannten Wirkungsgrade verändern sich über einen weiten Teillastbereich nur unwesentlich.

Die Dimensionierung der Stromrichter orientiert sich maßgeblich an dem maximal zu erwartenden Strom. Deshalb sind die angekuppelten Gleichstromkomponenten auf möglichst hohe Spannung und damit niedrigere Ströme auszulegen. So kann die Investition für die Leistungselektronik minimiert werden.

F&E-Bedarf

Der Wirkungsgrad von rund 98% für die Versorgung der Elektrolyse (Tabelle 4-3) führt zu einer Verlustleistung von rund 10 MW bei Nennleistung. Sowohl Lebensdauer als auch Wirkungsgrad der Hauptkomponenten der Netzanbindung können bereits nach heutigem Stand der Technik erhöht werden. In Konsequenz würde die spezifische Investition jedoch überproportional steigen. Zukünftig gilt es, diese Parameter durch technologische Innovationen und die Verbesserung der Materialeigenschaften zu optimieren, ohne dabei die Investition signifikant zu erhöhen.

¹⁹ Stromrichtertransformatoren sind speziell für die Kopplung mit nachgeschalteten Stromrichtern ausgelegt, da diese eine Vielzahl von Oberwellen erzeugen, die Transformatoren zusätzlich belasten.

Tabelle 4-1: Kenndaten von Transformatoren heute und wie für 2030 zu erwarten.

Datenbasis: [Oeding/Oswald 2011], [Heuck et al. 2010], [Pundt/Schegner 1997], Informationen der Hersteller Siemens und ABB.

^I Maximalgröße bei Anlieferung per Bahn / Schiff.

^{II} Gebäude und Schaltanlagen, ohne den Transformator.

	Einheit	Spannungsebene			
		380/110 kV	110/20 kV	380/110 kV	110/20 kV
Bezugszeitraum		2012		2030	
Technische Daten					
max. verfügbare Modulgröße (Nennleistung)	MVA	1.200 / 2.000 ^I	63	1.200 / 2.000 ^I	63
Wirkungsgrad bei Nennlast	%	99,4	99,4	99,5	99,5
Leistungsbereich im Betrieb	%	0 – 100	0 – 100	0 – 100	0 – 100
Anfahrzeit	Minuten	0	0	0	0
technische Lebensdauer	Jahre	25 – 40	25 – 40	25 – 40	25 – 40
Ökonomische Parameter / Investition					
leistungsspezifisch	€/kVA	14	14	12	14
zuzüglich Umspannwerk ^{II}	€/Stück	3.000.000		3.000.000	
Ökonomische Parameter / Betrieb					
spezifische fixe Kosten (Instandhaltung)	€/(MVA*a)	150	150	150	150

Tabelle 4-2: Kenndaten von Hochleistungsstromrichtern heute und wie für 2030 zu erwarten.
Schnittstelle ist 110 kV-Hochspannungsebene; Datenbasis: [Oeding/Oswald 2011], [Heuck et al. 2010], Informationen des Herstellers ABB.

- ^I Bei Tausch der Sicherungen alle zehn Jahre, Wechsel der Kühlschläuche nach 20 Jahren.
^{II} Für eine Auslegung auf 1,2 kV bei 250 MW Nennleistung.
^{III} Halbjährliche Wartung im Betrieb, jährliche Wartung außer Betrieb.

	Einheit	Spannungsebene 110 kV _{AC} / 1,2 kV _{DC}	
Bezugszeitraum		2012	2030
Technische Daten			
max. verfügbare Modulgröße (Nennleistung, sekundärseitig)	MW _{el}	250	250
Wirkungsgrad bei Nennlast	%	98,5	98,6
Leistungsbereich im Betrieb	%	0 – 100	0 – 100
Anfahrzeit	Minuten	0	0
technische Lebensdauer ^I	Jahre	30 – 40	30 – 40
Ökonomische Parameter / Investition			
leistungsspezifisch ^{II}	€/kW _{el}	30 – 50	40
Ökonomische Parameter / Betrieb			
spezifische fixe Kosten (Instandhaltung) ^{III}	€/(MW _{el} *a)	100	70

4.1.2 Parameter der Netzanbindung für die Systemanalyse

Abbildung 4-1 zeigt die zur Netzanbindung des Wind-Wasserstoff-Systems benötigten Module: Einen Transformator zur Netzkopplung, zwei Stromrichtereinheiten zur Versorgung der Elektrolyse und einen Transformator für Verbraucher auf Mittelspannungsebene. Dementsprechend leitet Tabelle 4-3 aus den Kenndaten in Tabelle 4-1 und Tabelle 4-2 die techno-ökonomischen Parameter für die Netzanbindung ab.

Auf der Mittelspannungsebene wird zunächst ein Leistungsbedarf von 60 MW abgeschätzt. Für die Elektrolyse müssen gleichstromseitig 500 MW ($2 \cdot 250$ MW) zur Verfügung gestellt werden. Mit 630 MVA ist der Transformator zur Netzkupplung mit ausreichender Reserve dimensioniert²⁰.

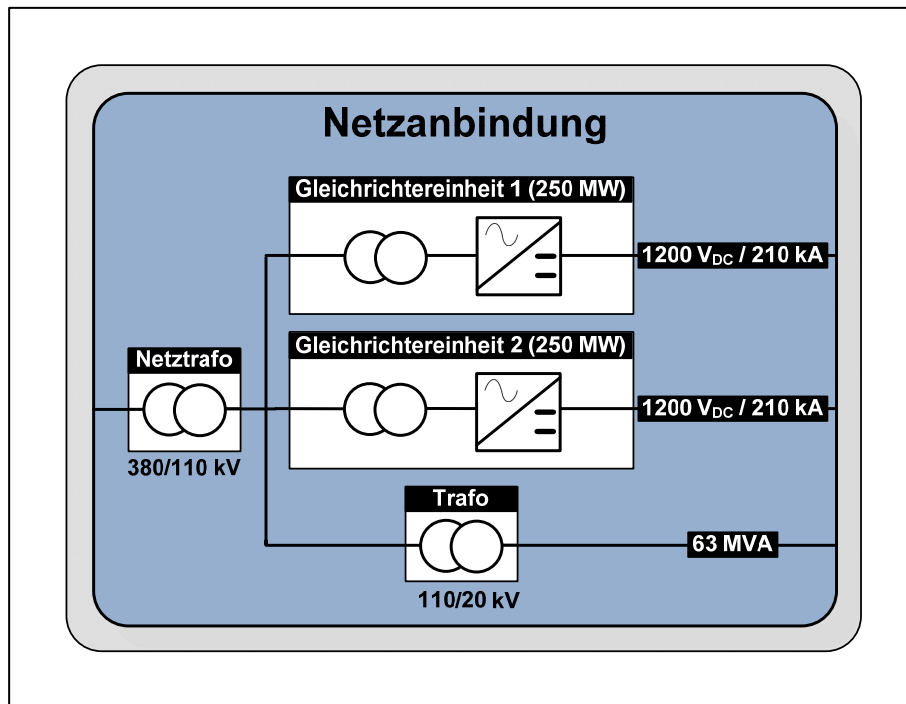


Abbildung 4-1: Aufbau der Netzanbindung.

Ob ggf. ein weiterer Transformator zur Einspeisung der rückverstromten Energie nötig wird, entscheidet sich in Abschnitt 4.7.

²⁰ Bei einem Leistungsfaktor von 0,95 zwischen Wirkleistung und Scheinleistung stehen knapp 598,5 MW_{el} zur Verfügung, selbst bei nur 0,9 noch 567 MW_{el}. Für den Mittelspannungstransformator folgen entsprechend 59,9 MW_{el} bzw. 56,7 MW_{el}. Es wird sich zeigen, dass der Leistungsbedarf auf der Mittelspannungsebene bei nur 42 MW_{el} liegt (Tabelle 6-1). Damit ist auch dieser Transformator ausreichend dimensioniert.

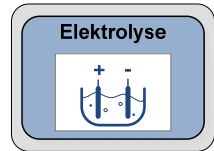
Tabelle 4-3: Annahmen für die techno-ökonomischen Parameter der Netzanbindung im Jahr 2030.

^I Beinhaltet die Gleichrichtertransformatoren.

^{II} Einschließlich 3 Mio. € für Umspannwerk, vgl. Tabelle 4-1.

	Einheit	Transformator für Netzkupp- lung	Gleichrichter- einheit für Elektrolyse ^I	Transformator für Mittel- spannung	Netzanbindung gesamt
Technische Parameter		380 / 110 kV_{AC}	110 kV_{AC} / 1,2 kV_{DC}	110 / 20 kV_{AC}	
Nötige Komponenten- größe		> 560 MVA	500 MW	60 MW	
verfügbare Standard- Modulgröße (Nennleis- tung)		630 MVA	250 MW	63 MVA	
nötige Anzahl Module	Stück	1	2	1	
Wirkungsgrad					
- Versorgung Elektrolyse	%	99,4	98,6		98,0
- Vers. Mittelspannung	%	99,4		99,5	98,9
max. el. Leistung (sekundärseitig)		630 MVA	2 * 250 MW	63 MVA	
Leistungsbereich	%	0 – 100	0 – 100	0 – 100	
Anfahrzeit	Minuten	0	0	0	
Mindest-Lebensdauer	Jahre	30	30	30	
Ökonomische Parameter / Investition					
spezifische Investition		12 €/kVA	40 €/kW _{el}	14 €/kVA	
resultierende Investition	€	10.560.000 ^{II}	20.000.000	882.000	31.442.000
Ökonomische Parameter / Betrieb					
spezifische fixe Kosten (Instandhaltung)		150 €/(MVA*a)	70 €/(MW _{el} *a)	150 €/(MVA*a)	
resultierende fixe Kosten	€/a	94.500	35.000	9.450	138.950

4.2 Elektrolyse



4.2.1 Technische Beschreibung und Kenndaten

Die Wasser-Elektrolyse dient als Wandler von elektrischer Energie in chemisch gebundene Energie in Form von molekularem Wasserstoff, indem Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt wird. Technologische Details und Herausforderungen werden in diesem Abschnitt nur auszugsweise diskutiert. Zu dieser Thematik liegt die aktuelle Studie „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien“ [Smolinka et al. 2011] vor, auf die im Folgenden Bezug genommen wird (siehe Tabelle 4-4). Ferner werden die in [Wenske 2010] und [Wenske/Tillmann 2012] genannten Potenziale berücksichtigt.

Zwei Verfahren der Wasser-Elektrolyse sind im Rahmen dieser Studie von Interesse: die alkalische Elektrolyse mit einem flüssigen, basischen Elektrolyten (AEL) und die saure Elektrolyse mit einem polymeren Festelektrolyten (PEMEL; PEM für „Polymer-Elektrolyt-Membran“).

Alkalische Elektrolysesysteme gelten als technisch ausgereift und zuverlässig. Bezüglich des Betriebs in Teillast bzw. mit hoher Dynamik (Leistungsgradienten), wie er bei Kopplung mit fluktuierenden Erneuerbaren Energien zu erwarten ist, besteht jedoch noch Entwicklungsbedarf [Smolinka et al. 2011]. Auch in Hinsicht auf die Größe verfügbarer Zellenstapel (Stacks) und daran gekoppelt die Höhe der spezifischen Investition existiert noch Potenzial, wie Tabelle 4-4 zeigt.

In der Vergangenheit wurde die alkalische Elektrolyse meist drucklos oder nahezu drucklos gegenüber der Umgebung betrieben (atmosphärische Elektrolyse). Zu den Vorteilen der Druckelektrolyse zählt die Verringerung des Platzbedarfs durch Erhöhung der Stromdichte (und die dadurch kleinere Anzahl von für die gleiche Produktionsrate benötigten Zellen), geringere Querschnitte von Rohren etc., weniger Aufwand bei der Gaswäsche und die Möglichkeit, auf einen Kompressor zu verzichten oder zumindest auf eine Stufe der Kompression, je nach Art der Nutzung bzw. Speicherung des Wasserstoffs. Dies kann zu Vorteilen in Bezug auf die Höhe der Investition und die energetische Effizienz führen [Wenske 2010]. Andererseits steigen u.a. die Anforderungen an das Steuerungssystem und an die Dichtigkeit des Elektrolyseurs.

PEM-Elektrolyseure kommen heute vor allem in Nischenanwendungen zum Einsatz. Die derzeit maximale Modulgröße von $30 \text{ Nm}^3/\text{h}$ ist klein im Vergleich zu alkalischen Druck-Elektrolyseuren mit Einheiten bis zu $760 \text{ Nm}^3/\text{h}$. Langfristig ist zu erwarten, dass die PEMEL-Technologie in dieser Hinsicht deutlich aufholen wird (Tabelle 4-4). Als Vorteile der PEMEL im Zusammenhang mit Erneuerbaren Energien werden vor allem die niedrigere untere Grenze für den Teillast-Betrieb (ggf. bis herunter auf 0%), eine kurzzeitige Überlastfähigkeit (bis zu 300%, jedoch bei verringertem Wirkungsgrad gegenüber Nennlast [Hotellier 2012]), schnelleres dynamisches Reaktionsvermögen und schnelleres Erreichen der Betriebstemperatur in der Startphase genannt. Außerdem erlaubt sie höhere Stromdichten und damit bei gleichem Druck eine noch kompaktere Bauweise als die alkalische Technologie.

Tabelle 4-4 unterscheidet im Hinblick auf Produktionsraten zwischen verfügbaren Stackgrößen und der Größe von Modulen, die ggf. mehrere Stacks mit gemeinsamer Peripherie umfassen²¹. Dabei konzentriert sich die Darstellung auf die Druck-Elektrolyse.

Die technische Lebensdauer der Module wird in Kalenderjahren angegeben. Die technische Lebensdauer des Stacks dagegen bezieht sich auf die Anzahl der Betriebsstunden. Bei ihrem Erreichen ist eine Generalüberholung fällig, bei der z.B. die Elektroden ausgetauscht oder reaktiviert werden. Ein Stack mit einer Lebensdauer von 90.000 Betriebsstunden und einer Auslastung von 8.000 Stunden pro Jahr müsste nach etwa 11 Kalenderjahren überholt werden. Der Ansatz für die fixen Betriebskosten in Höhe von jährlich 4% der Investition berücksichtigt diesen Aufwand in Form eines (Voll-) Wartungsvertrages.

Bei einer Auslastung von nur 3.000 Stunden pro Jahr wäre die Überholung jedoch erst nach 30 Kalenderjahren fällig und damit ungefähr mit Ende der nominellen Standzeit des Moduls gemäß Tabelle 4-4²². In diesem Fall wären weniger als 4% für die spezifischen fixen Kosten anzusetzen.

Die in [Smolinka et al. 2011] angegebene, „erlaubte“ Degradationsrate ist so gewählt, dass die Zellspannung über die genannte Lebensdauer des Stacks um nicht mehr als 300 mV ansteigt. Nimmt man bei Inbetriebnahme eine Zellspannung von 1,6 V an, so wäre diese nach 90.000 Stunden und 3 $\mu\text{V/h}$ Degradation auf knapp 1,9 V angestiegen (1,87 V), was einem Wirkungsgradverlust von etwa 10% entspricht, d.h. statt 78,5% würde der Stack in diesem Beispiel nur noch rund 67,2% erreichen. (Die in Tabelle 4-4 enthaltenen Wirkungsgrade sind Werte für das gesamte Modul und bei Inbetriebnahme.)

Die Beträge für spezifische Investition in Tabelle 4-4 gelten für Anlagen in Einzelfertigung, d.h. Skaleneffekte durch automatisierte Produktion größerer Stückzahlen sind auch für die Zukunft nicht berücksichtigt. Damit wird die spezifische Investition in 2030 potentiell überschätzt. Andererseits bleibt damit Reserve für den Aufwand der Verrohrung, Verkabelung etc. der gesamten Elektrolyse-Einheit mit Kosten, die anderswo in diesem Kapitel nicht berücksichtigt sind. Die Werte für die Gegenwart basieren auf Angeboten und Preisanfragen im Zeitraum 2002 – 2009. Dabei ist die Datenbasis für PEMEL „ $> 1 \text{ Nm}^3/\text{h}$ “ dünn. Die Zahlen für große PEMEL-Anlagen, die es heute noch nicht gibt, sind aus theoretischen Berechnungen abgeleitet [Smolinka et al. 2011].

F&E-Bedarf

Der Forschungs- und Entwicklungsbedarf zum Erreichen der mittel- bis langfristigen technologischen und wirtschaftlichen Ziele wird in [Smolinka et al. 2011] im Detail diskutiert (AEL: u.a. Stromdichten, Dynamik, Teillastbereich und Druckfestigkeit; PEMEL: größere Leistungsklassen, Lebensdauer und spezifische Investition).

²¹ Die Tabelle zeigt in dieser Hinsicht Unterschiede für die PEM-Technologie. Es gibt aber auch Hersteller alkalischer Elektrolyseure, die Einheiten aus mehreren Stacks mit gemeinsamer Peripherie anbieten.

²² [Wenske 2010] nennt für die alkalischen Technologien von Lurgi bzw. Bamag Anlagenlebensdauer von über 30 Jahren.

Tabelle 4-4: Kenndaten von Wasser-Elektrolyseuren: Stand der Technik heute und wie langfristig zu erwarten.

Datenbasis: [Smolinka et al. 2011], soweit nicht anders erwähnt.

- ^I Wert für Druckelektrolyse (30 bar); atmosphärische Module bis 485 Nm³/h.
^{II} Werte bei Inbetriebnahme bzw. nach Überholung des Stacks; erreichbar mit großen Modulen (AEL: > 100 Nm³/h; PEMEL heute: > 10 Nm³/h).
^{III} Quotient aus Wasserstoff ausgangsseitig (Heizwert H_i) und Wechselstrom eingangsseitig; Werte für 80°C Zelltemperatur, Druckbetrieb, H₂-Produktgas getrocknet, Reinheit 99,999%.
^{IV} [Wenske/Tillmann 2012] nennen ein Potenzial von bis zu rund 73% (4,1 kWh/Nm³).
^V Ein Wirkungsgrad von 69,8% entspricht ca. 4,3 kWh/Nm³. Bei 1.000 Nm³/h Produktionsrate würden somit 4,3 MW benötigt, bei 1.500 Nm³/h 6,45 MW.
^{VI} [Wenske/Tillmann 2012] nennen 5% als Entwicklungsziel.
^{VII} [Wenske 2010] nennt rund ca. 100 bar für AEL bzw. ca. 200 bar für PEMEL.
^{VIII} Die erlaubte Degradationsrate ist so gewählt, dass die Zellspannung über die genannte Lebensdauer des Stacks um nicht mehr als 300 mV ansteigt.
^{IX} [Wenske 2010] nennt ein Potenzial „< 500 €/kW“ für alkalische Module größer als ca. 200 Nm³/h und „< 1.000 €/kW“ für PEM-Module größer als ca. 100 Nm³/h.

	Einheit	Technologie			
		AEL	PEMEL	AEL	PEMEL
Bezugszeitraum		2012		in 10 – 20 Jahren	
Technische Daten					
verfügbare Stackgröße	Nm ³ /h	≤ 760 ^I	≤ 10	≤ 1.500	≤ 250
verfügbare Modulgröße	Nm ³ /h		≤ 30		≤ 500
Wirkungsgrad bei Nennlast (bezogen auf H _i) ^{II, III}	%	max. 66,7	max. 66,7	max. 69,8 ^{IV, V}	max. 73,2
untere Grenze für Teillastbetrieb	%	20 – 40	0 – 10	10 – 20 ^{VI}	0 – 5
maximaler Betriebsdruck	bar	≤ 30	< 30	60 ^{VII}	< 100 ^{VII}
Anfahrzeit		wenige Minuten			
technische Lebensdauer Modul	Jahre	20 – 30	10 – 20	30	30
technische Lebensdauer Stack	Betriebs- stunden	< 90.000	< 20.000	< 90.000	< 60.000
erlaubte Degradationsrate pro Betriebsstunde ^{VIII}	µV/h	< 3	< 14	< 3	< 5

Tabelle 4-4: Kenndaten von Wasser-Elektrolyseuren: Stand der Technik heute und wie langfristig zu erwarten (Fortsetzung).

	Einheit	Technologie			
		AEL	PEMEL	AEL	PEMEL
Ökonomische Daten / Investition					
leistungsspezifisch (für genannte Modulgröße, Einzelfertigung, inkl. Anlieferung und Aufbau)	€/kW	1.100 (500 Nm³/h)	2.735 (bei 30 Nm³/h)	880 ^{IX} (1.500 Nm³/h)	1.320 ^{IX} (250 Nm³/h)
Ökonomische Daten / Betrieb					
spezif. fixe Kosten pro Jahr (Instandhaltung, Betrieb, Versicherung)	% der Investition	4	4	4	4
variable Kosten	€/MWh	siehe Abschnitt 4.2.2.5			

Seit der Veröffentlichung von [Smolinka et al. 2011] waren einige interessante Entwicklungen bzw. Aktivitäten zu beobachten. Beispiele sind:

- Die Siemens AG will langfristig (> 5 Jahre) ein PEMEL-System mit einer Nennleistung „> 90 MW“ auf den Markt bringen. Aus in Präsentationen gezeigten Grafiken lässt sich vermuten, dass es sich um Stacks im Bereich 5 MW_{el} handeln soll, die zu einem großen System kombiniert werden [Hotellier 2012].
- Die McPhy Energy Deutschland GmbH, welche 2013 die ENERTRAG HyTec GmbH übernahm, entwickelt die atmosphärische Elektrolyse weiter und arbeitet parallel dazu an der Verbesserung der alkalischen Druckelektrolyse mit vergleichsweise hohen Stromdichten und Teillastbetrieb bis auf 5% der Nennleistung [Wenske/Tillmann 2012].
- ITM Power Plc hat ein System mit 80 bar Betriebsdruck und einer Leistung von 1 MW_{el} vorgestellt, dass in einem 20-Fuß-Standardcontainer untergebracht werden kann. Das Modul ist aus mehreren PEM-Stacks aufgebaut [ITM 2012]. Das Unternehmen arbeitet ferner an Entwicklung von Elektrolyseuren mit alkalischen Membranen, um Vorteile der basischen und der sauren Technologie kombinieren zu können [ITM 2011].

4.2.2 Parameter der Elektrolyse für die Systemanalyse

Für das Jahr 2030 wird eine Elektrolyseanlage mit 60 bar Druck und Modulen zu 5 MW_{el} Nennleistung angenommen. Die techno-ökonomischen Parameter in Tabelle 4-5 sind auf Basis dieser Annahmen, den Informationen im vorangehenden Abschnitt sowie gemäß den Anforderungen der Betriebsstrategie G-1 (Abschnitt 3.3.3) abgeleitet.

Bei einem angenommenen Wirkungsgrad von 70% bezogen auf H_i werden pro Modul 1.167 Nm^3/h Wasserstoff erzeugt, d.h. stündlich rund 10,5 Tonnen von der gesamten Komponente „Elektrolyse“.

4.2.2.1 Betriebsweise, Anfahrzeit, Teillast-Betrieb

Die Elektrolyse erhält bezüglich des elektrischen Netzes keine Regelfunktion und muss keine Überlasten aufnehmen. Ihre Aufgabe ist es, elektrischen Strom in Wasserstoff umzusetzen, sobald Überschüsse im Netz auftreten. Die elektrische Energie wird an der Strombörse am Vortag gekauft auf der Basis von Day-ahead-Prognosen für die regenerative Erzeugung und die zu erwartende Last. Damit ist der Einsatz planbar, die Elektrolyse kann „über Nacht“ vorbereitet (z.B. vorgewärmt) werden, vgl. Abschnitt 4.9.1.

Es gibt zwei wesentliche Betriebszustände:

- Bereitschaft (unter Druck)
- Produktion gemäß verfügbarem Überschuss

Beim Wechsel von der Bereitschaft in die Produktion kann die Elektrolyse schnell und nach Bedarf gleitend „Modul für Modul“ hochgefahren werden. Gleiches gilt für den Wechsel zurück in die Bereitschaft. Dies kann binnen weniger Sekunden geschehen, ohne die Module kritisch zu belasten.

Wegen der großen Anzahl von Modulen spielt die untere Grenze für Teillastbetrieb einzelner Module (oder Stacks) keine wesentliche Rolle. Daher kann sie mit 15% auch relativ konservativ vorausgesetzt werden.

Es wird angenommen, dass die Elektrolyse nur zu Wartungszwecken in einen Zustand „aus“ versetzt werden muss. Vielmehr können die Module in „Bereitschaft“ bleiben, solange ein interner Überdruck von wenigstens 0,5 bar besteht, der eine Diffusion von Sauerstoff in das System unterbindet. Erreicht der Druck diese untere Grenze, kann er durch Produktion auf geringem Niveau (ggf. auf 15% der Nennleistung) wieder angehoben werden. Danach geht die Anlage oder das Modul wieder in Bereitschaft. Die Elektrolyse der Wasserstoff-Tankstelle HafenCity in Hamburg, Fabrikat Hydrogenics, wird auf diese Weise betrieben [Hustadt 2012, De Maeyer 2012]. Bei einem Nenndruck von 10 bar kann sie, ohne Probleme in Bezug auf die Gasreinheit (Sauerstoff in Wasserstoff und umgekehrt) rund zwei Wochen in Bereitschaft bleiben, bevor der Druck auf etwa 0,5 bar abgefallen ist und durch H_2 -Produktion wieder auf 10 bar angehoben wird. Das entspricht rechnerisch ca. 0,6 bis 0,7 bar Druckabfall pro Tag. Nimmt man für ein 60 bar-System im Mittel 1 bar pro Tag Druckabfall an, so könnte ein Zeitraum von mehr als 8 Wochen Dauer überbrückt werden, ohne dass eine Druckanhebung (oder eine Inertisierung mit Stickstoff etc.) nötig würde.

Die Anforderungen an die Elektrolyse sind also moderat.

4.2.2.2 AEL versus PEMEL

Die angesetzte Modulgröße (5 MW_{el} bzw. 1.167 Nm³/h) liegt deutlich unter dem Limit, das für die AEL für das Jahr 2030 zu erwarten ist. Dagegen übersteigt die geforderte Modulgröße die absehbare Kapazität von PEMEL-Stacks erheblich, sodass die Anzahl der Module deutlich größer wäre als im Fall der AEL. Ein System mit Stacks, die im 5 MW-Bereich liegen könnten, ist inzwischen jedoch angekündigt worden (siehe [Hotellier 2012] bzw. die Diskussion dazu unter F&E-Bedarf oben).

Auf technischer Ebene wird hier explizit keine Entscheidung für oder gegen eine der Technologien getroffen. Von beiden ist zu erwarten, dass sie in 2030 die Anforderungen des Systemtyps G-1 erfüllen können.

4.2.2.3 Peripherie

Wasser-Elektrolyseure werden heute üblicherweise als Komplettsysteme angeboten, insbesondere mit Einheiten für die Aufbereitung der Medien Strom (Gleichrichter) und Wasser (Deionisierung etc.), zur Kühlung/ggf. Heizung und zur Wasserstoff-Aufbereitung (katalytische Entfernung von Sauerstoff und Trocknung) für jedes Modul. Im Kontext eines großtechnischen Anlagenbaus bzw. einer Gesamtanlage mit unterirdischer Speicherung und Rückverstromung kann es von Vorteil sein, einzelne Elemente der Peripherie aus der Modulebene herauszunehmen und zu zentralisieren (z.B. elektrische Netzanbindung) bzw. zusätzlich an eine andere Stelle innerhalb des Gesamtsystems zu verlagern: Für die unterirdische Speicherung in Salzkavernen ist ein hoher Feuchtegehalt des Wasserstoffs unkritisch. Nach Auslagerung aus der Kaverne ist ohnehin ein Trockner vorzusehen (siehe Abschnitt 4.6.2.4). Damit kann die Entfeuchtung unmittelbar nach der Erzeugung entfallen, soweit keine anderen Komponenten negativ von einer Sättigung des Wasserstoffs mit Wasser beeinflusst werden.

4.2.2.4 Wirkungsgrad

Die in Tabelle 4-4 genannten Wirkungsgrade von knapp 70% (AEL) bzw. gut 73% (PEMEL) gelten für Komplettsysteme heutiger Bauart und beziehen sich auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Laut [Wenske/Tillmann 2012] können AEL-Komplettsysteme zukünftig bei Betriebsbeginn ebenfalls einen Wirkungsgrad von 73% erreichen. Damit würden die beiden Technologien in dieser Hinsicht wieder gleichziehen. Dies wird nachfolgend der Einfachheit halber angenommen.

- Folgt man der Bedingung, dass sich auf Grund von Degradation die Zellspannung bis zu einer Überholung bzw. einem Austausch des Stacks um bis zu 300 mV erhöhen darf und somit der Wirkungsgrad um etwa 10% sinkt, dann dürfen im Mittel nur jeweils rund 5% weniger angenommen werden. Mit diesem Abschlag liegt der Wert für ein Komplettsystem bei 68%.
- Andererseits sind etwa 1,5% Effizienzgewinn für die Umrichtereinheit anzurechnen, da deren Verluste bereits im vorangehenden Abschnitt berücksichtigt wurden.
- Außerdem kann für einen geringeren bzw. ggf. entfallenden Aufwand für Trocknung eine weitere Verbesserung des Wirkungsgrades der Elektrolyse-Einheit angesetzt werden.

Aus diesen Überlegungen heraus ist der für die weitere Analyse bestimmte Wirkungsgrad von 70% plausibel.

4.2.2.5 Kosten

Eine spezifische Investition in Höhe von 900 €/kW (Tabelle 4-5) entspricht dem leicht aufgerundeten Wert für die AEL im Jahr 2030 aus Tabelle 4-4. Im Hinblick darauf, dass Gleichrichter (40 €/kW) und Trockner darin enthalten sind, stellt dieser Betrag eine konservative Abschätzung dar.

Ferner beziehen sich die Werte für Tabelle 4-4, wie erläutert, auf die Einzelfertigung von Elektrolyseuren. Inwieweit sich bei einem (einmaligen) Auftrag über 100 Einheiten Potenziale zur Kostensenkung realisieren lassen (z.B. durch Automatisierung bei der Fertigung; dies hängt auch vom Gesamtmarkt in 2030 ab), ist im Rahmen dieser Studie schwierig zu ermitteln. Um mögliche Reserven bei der Reduzierung der spezifischen Investition trotzdem zu berücksichtigen, wird im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse im Abschnitt 7.8 auch der Fall einer spezifischen Investition in Höhe von 500 €/kW betrachtet.

Für die PEMEL liegt der für 2030 erwartete Wert mit 1.320 €/kW rund 50% über den 880 €/kW der AEL. Der Einfachheit halber wird für die Systemanalyse jedoch nur der Betrag von 900 €/kW zugrunde gelegt. Die Folgen einer deutlich höheren spezifischen Investition werden im Zusammenhang mit den Ergebnissen erwähnten Sensitivitätsanalyse diskutiert. Serienproduktion und intensivierte F&E-Anstrengungen bzw. innovative technische Lösungen könnten zudem dazu führen, dass die PEMEL-Technologie einem Wert von 900 €/kW nahe kommt oder ihn gar erreichen kann.

Die jährlichen spezifischen fixen Kosten in Tabelle 4-5 beruhen auf dem Ansatz „4% der Investition“ wie in Tabelle 4-4 zugrunde gelegt.

Die spezifischen variablen Kosten umfassen Wasser, Wasseraufbereitung und Stickstoff. Die Kosten für Wasser sind mit 1 €/m³ angesetzt, der Wasserbedarf mit 10 kg Wasser (bzw. 0,01 m³) pro 1 kg Wasserstoff. Umgerechnet auf 1 MWh_{el}, die von der Elektrolyse zur Wasserstoffproduktion aufgenommen wird, ergeben sich gut 0,25 €/MWh_{el}. Aufgerundet auf 0,30 €/MWh_{el} gelten die Kosten für Wasseraufbereitung und Stickstoffbedarf als mit berücksichtigt. Pro Kilogramm Wasserstoff betragen die Kosten knapp 0,012 € und wären selbst bei einer Verdopplung zu vernachlässigen²³.

Eine Nutzung des von der Elektrolyse erzeugten Sauerstoffs wird im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet. Sie könnte einerseits das wirtschaftliche Potenzial erhöhen, brächte allerdings auch zusätzliche Investitionen und Herausforderungen mit sich.

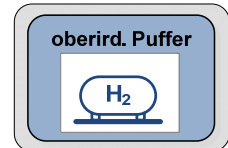
²³ Für die Produktion von 100.000 Tonnen Wasserstoff werden demnach ca. 1 Million Kubikmeter Wasser verbraucht. Zum Vergleich: Der jährliche Trinkwasserverbrauch der Stadt Oldenburg (rund 150.000 Einwohner) einschließlich Handel, Gewerbe und öffentlicher Einrichtungen beträgt ca. 8,3 Millionen Kubikmeter [EWE Netz 2013].

Nachfolgend sind in Tabelle 4-5 die Parameter der Elektrolyse für die Systemanalyse zusammengefasst.

Tabelle 4-5: Annahmen für die techno-ökonomischen Parameter der Elektrolyse im Jahr 2030.
Die Annahmen werden im Abschnitt 4.2.2 diskutiert.

	Einheit	
Technische Parameter		
nötige Komponentengröße	MW_{el}	500
verfügbare Modulgröße (Nennleistung)	MW _{el}	5
Wirkungsgrad bei Nennleistung (bezogen auf H ₂)	%	70
Produktionsrate Modul	Nm ³ /h	1.167
nötige Anzahl Module	Stück	100
Produktionsrate Komponente	Nm ³ /h kg/h	116.700 10.501
untere Grenze für Teillastbetrieb	%	15
Betriebsdruck	bar	60
Anfahrzeit	Minuten	< 10 Minuten
Mindest-Lebensdauer	Jahre	30
Ökonomische Parameter / Investition		
spezifische Investition	€/kW _{el}	900
resultierende Investition	€	450.000.000
Ökonomische Parameter / Betrieb		
spezifische fixe Kosten (Instandhaltung, Versicherung)	€/(MW _{el} *a)	36.000
resultierende fixe Kosten	€/a	18.000.000
spezifische variable Kosten (Wasser, -aufbereitung, Stickstoff)	€/MWh _{el} €/kg _{H2}	0,300 0,012

4.3 Pufferspeicher



4.3.1 Technische Beschreibung und Kenndaten

Druckelektrolyseure geben den Wasserstoff pulsierend ab: Ein Ventil öffnet, wenn ein bestimmter interner Druck erreicht wird, (z.B. 60 bar) und schließt wieder, wenn der Druck auf einen unteren Grenzwert gefallen ist (z.B. 58 bar). Um den Massenstrom zwischen Elektrolyse und Kompressor zu vergleichmäßigen bzw. Schwankungen des Drucks zu verringern, werden Pufferspeicher eingesetzt. Dies sind stehende oder liegende, geschweißte Stahlbehälter, deren Kapazität durch den Nenndruck und die Praktikabilität bei der Anlieferung (Maße und Gewicht) begrenzt werden. Sie sind durch Stichleitungen angebunden, werden also nicht von der produzierten Gasmenge durchflossen.

Wasserstoffdruckspeicher sind eine technisch ausgereifte und zuverlässige Technik, die auch dort ihre Anwendung findet, wo das Gas per Lkw-Sattelaufleger extern angeliefert und bis zu seiner Nutzung gelagert wird.

Für einen Betriebsdruck von 80 bar sind Zylinder mit ca. 2,30 m Außendurchmesser und ca. 23 m Gesamthöhe bzw. -länge und einem Gewicht von 59 Tonnen verfügbar.

Für die weiteren Betrachtungen werden die Kenndaten gemäß Tabelle 4-6 zugrunde gelegt. Für 2030 sind gegenüber 2012 keine Veränderungen zu erwarten. Ein Entwicklungsbedarf besteht nicht.

4.3.2 Parameter des Pufferspeichers für die Systemanalyse

Die Elektrolyse stellt Wasserstoff mit 60 bar bereit, d.h. der Druck im Pufferspeicher steigt nicht über diesen Wert. Der Pufferspeicher gilt daher bei 60 bar als voll.

Als Anforderung an die Kapazität wird festgelegt, dass der Kompressor beginnend mit vollem Pufferspeicher und ohne Wasserstoffproduktion bis zu 15 Minuten arbeiten kann (d.h. Wasserstoff in die Kaverne fördert), bis der Druck in der Verbindungsleitung Elektrolyse – Kompressor bzw. im Puffer auf 20 bar gefallen ist. Umgekehrt soll beginnend bei 20 bar Druck im Pufferspeicher die Elektrolyse ohne Betrieb des Kompressors 15 Minuten bei Nennleistung produzieren können, bevor 60 bar erreicht werden. Damit muss der Pufferspeicher, bei einem Druckspiel von 40 bar, 2.625 kg Wasserstoff aufnehmen bzw. abgeben können. Aus dieser Vorgabe ergeben sich die techno-ökonomischen Parameter in Tabelle 4-7, u.a. ein Bedarf für 10 Speicherzylinder. In der Betriebspraxis ist davon auszugehen, dass Zyklen unter voller Ausnutzung des Druckspiels die Ausnahme bilden.

Für den Betrieb des Pufferspeichers sind feuchte Gase unproblematisch, solange Kondensat abgeführt wird und eine frostfreie Hallenaufstellung gewählt wird. Optional wäre ein Drucktaupunkt von ca. 5 – 7°C erreichbar, indem der Wasserstoff durch einen konventionellen Kaltwassersatz entfeuchtet (und ggf. mittels Abwärme aus der Elektrolyse wieder auf höheres Temperaturniveau angehoben) wird.

Bei liegender Aufstellung belegen die 10 Zylinder ohne Abstände eine Fläche von rund 530 m².

Tabelle 4-6: Kenndaten von Stahl-Zylinderspeichern für Wasserstoff heute und wie langfristig zu erwarten.

- ^I Unter Berücksichtigung von Realgasbedingungen (Umgebungstemperatur, Kompressionsfaktor für Wasserstoff).
^{II} Auslegung auf 11.000 Lastwechsel; das entspricht über 30 Jahre im Mittel einem Zyklus pro Tag.

	Einheit		
Bezugszeitraum		2012	2030
Technische Daten			
verfügbare Modulgröße (Volumen)	m ³ _{geometrisch}	82	82
Wirkungsgrad	%	100	100
maximaler Betriebsdruck	bar	80	80
Speicherkapazität ^I	kg _{H2}	509	509
Anfahrzeit	Minuten	0	0
Technische Lebensdauer ^{II}	Jahre	30	30
Ökonomische Parameter / Investition			
pro Speicherzylinder	€/Stück	300.000	300.000
Ökonomische Parameter / Betrieb			
spezifische fixe Kosten pro Jahr (Instandhaltung, Prüfung)	% der Investition	2	2

Tabelle 4-7: Annahmen für die techno-ökonomischen Parameter des oberirdischen Pufferspeichers im Jahr 2030.

¹ Unter Berücksichtigung von Realgasbedingungen (Umgebungstemperatur, Kompressionsfaktor für Wasserstoff).

	Einheit	
Technische Parameter		
nötige Komponentengröße (Speicherkapazität)	kg_{H2}	2.625
Nenndruck	bar	80
Wirkungsgrad	%	100
maximaler Druck in der Anwendung	bar	60
minimaler Druck in der Anwendung	bar	20
nutzbares Druckspiel	bar	40
Speicherkapazität pro Modul bei gegebenem Druckspiel ¹	kg _{H2}	258
nötige Anzahl Module (abgerundet)	Stück	10
Anfahrzeit	Minuten	0
Mindest-Lebensdauer	Jahre	30
Ökonomische Parameter / Investition		
spezifische Investition	€/Stück	300.000
resultierende Investition	€	3.000.000
Ökonomische Parameter / Betrieb		
spezifische fixe Kosten	€/(Stück * a)	6.000
resultierende fixe Kosten	€/a	60.000



4.4 Gemeinkosten

Für die Komponenten Netzanbindung, Elektrolyse und Pufferspeicher bzw. für das gesamte Wind-Wasserstoff-System ist eine geeignete Infrastruktur vorzusehen. In diesem Abschnitt werden diejenigen Kosten behandelt, die im Zusammenhang mit den drei genannten Komponenten entstehen. Für Kavernenanlage, Abfüllstation und Rückverstromung sind Gemeinkosten bereits in den jeweiligen Ansätzen für Investition und Betrieb enthalten (siehe Abschnitte 4.6 bis 4.8).

Der Flächenbedarf für Netzanbindung, Elektrolyse und Pufferspeicher wird auf rund 3 Hektar (ha) bebautes Gelände geschätzt, das entspricht 120 m * 250 m oder rund 175 m * 175 m.

Für Abstands- und Erschließungsflächen zwischen den Komponenten wird ein Bedarf von rund 5 ha angesetzt. Zur externen und internen Erschließung und Zuwegung einschließlich einer Ringstraße sind 4.100 m veranschlagt.

Zur Kontrolle des Gesamtsystems werden übergreifenden Steuerungs- und Sicherheitseinrichtungen benötigt. Für deren Betrieb wird ein konstanter Leistungsbedarf von 2 MW_{el} angenommen.

Tabelle 4-8 fasst die techno-ökonomischen Parameter zusammen.

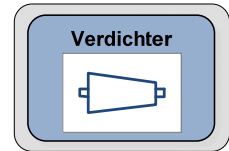
Tabelle 4-8: Annahmen für die techno-ökonomischen Parameter der Gemeinkosten im Jahr 2030.

^I Für Netzanbindung, Pufferspeicher, Grundstück, Gebäude, Erschließung, Steuerung und Sicherheitseinrichtungen.

^{II} Für Steuerung und Sicherheitseinrichtungen.

	Einheit	
Technische Parameter		
Flächenbedarf gesamt	m ²	80.000
Flächenbedarf für Gebäude	m ²	30.000
Erschließung / Zuwegung	m	4.100
Leistungsbedarf Steuerungs- und Sicherheitseinrichtungen Gesamtsystem	MW _{el}	2
technische Lebensdauer	Jahre	30
Ökonomische Parameter / Investition, Projektierung, Reserve		
spezifische Investition Grundstück	€/m ²	20
resultierende Investition Grundstück	€	1.600.000
spezifische Investition Gebäude	€/m ²	850
resultierende Investition Gebäude	€	25.500.000
spezifische Investition Erschließung	€/m	1.000
resultierende Investition Erschließung	€	4.100.000
Investition Steuerung/Sicherheitseinrichtungen	€	20.000.000
<u>gesamte Investition</u>	€	51.200.000
spezifische Kosten Projektierung ^I	% der Investition	10
resultierende Kosten Projektierung	€	8.596.000
Reserve ^{II}	% der Investition	10
resultierende Reserve	€	8.596.000
<u>gesamte Gemeinkosten</u>	€	68.392.000
Ökonomische Parameter / Betrieb		
spezifische fixe Kosten	% der Investition	2
resultierende fixe Kosten	€/a	1.024.000

4.5 Verdichter



4.5.1 Technische Beschreibung und Kenndaten

Die Elektrolyse stellt den Wasserstoff bei 60 bar bereit. Zur Einlagerung in die Kaverne werden jedoch bis zu 180 bar Druck benötigt, zur Befüllung der Lkw-Sattelaufleger sogar bis zu 500 bar. Die entsprechenden Kompressoren sind im Rahmen dieser Untersuchung Teil der Kavernenanlage bzw. der Abfüllstation. Die Verdichtertechnologie wird jedoch in diesem Abschnitt vorab gesondert diskutiert.

Die Verdichtung von Gasen erfolgt entweder durch Verringerung des Volumens (Verdrängersysteme) oder durch Nutzung aerodynamischer Effekte an Blattschaufeln (Turbokompressoren). Sie erfordert Kompressionsarbeit, die im besten Fall bei isothermer Wärmeabfuhr aus dem Verdichtungsprozess ihr Minimum findet. Neben der Güte von Antrieb und Transmission des Drehmoments wird die Effizienz von Verdichtern maßgeblich durch die Nähe zum isothermen Prozess sowie die Vermeidung von Totvolumen (bspw. zwischen Kolben und Zylinderkopf) und inneren Leckagen (Rückströmung vom Hoch- in den Niederdruckteil des Kompressors) bestimmt.

Generell gilt, dass:

- aerodynamisch arbeitende Maschinen einen hohen Volumenstrom bei geringer Druckerhöhung und
- Verdrängermaschinen einen hohen Druck bei vergleichsweise geringem Volumenstrom fördern.

Dementsprechend werden im weiteren Verlauf nur Verdrängermaschinen betrachtet.

Konventionelle Verdrängermaschinen sind Kolben- und Schraubenkompressoren. Beide arbeiten in der Regel mit Öl, das einerseits zur Schmierung, andererseits auch zur Abdichtung und Wärmeabfuhr dient. Da diese Ölanteile im Nachgang wieder aus dem komprimierten Wasserstoff entfernt werden müssen, wären diese Systeme im Betrieb aufwändig. Ölfreie Schrauben- und Kolbenkompressoren haben diesen Malus nicht, arbeiten aber aufgrund der eingeschränkten Wärmeabfuhr über die Gehäuseoberflächen systembedingt unwirtschaftlicher. Kolbenkompressoren besitzen eine relativ geringe Lastvariabilität.

Eine Sonderform des Kolbenkompressors ist der Membrankompressor, bei dem der Arbeitsraum durch eine flexible, ggf. mehrschichtige Membran abgeschlossen ist und auf die Weise schmiermittelfrei bleibt. Nachteile des Membrankompressors sind ein geringer Wirkungsgrad und kleine Fördermengen.

Das derzeit ersichtliche Optimum für die Wasserstoffverdichtung stellt der sog. „ionische“ Verdichter dar, der (vereinfacht) die Kolben eines Kolbenverdichters durch eine oszillierende Flüssigkeitssäule ersetzt. Die Flüssigkeit ist ein organisches Salz mit einem Schmelzpunkt deutlich unter Umgebungstemperatur. Aufgrund ihres äußerst geringen Dampfdrucks ist eine Verunreinigung des Arbeitsgases ausgeschlossen. Die Flüssigkeit dichtet die Zylinderwandung ab (minimale Leckrate), passt sich der Kontur des Zylinderkopfes an (minimales Totvolumen) und nimmt

die Kompressionswärme am Entstehungsort auf. Da die ionische Flüssigkeit in Bewegung ist und eine hohe Wärmeleitfähigkeit besitzt, kann auch die Wärmeauskopplung über Wärmetauscher vergleichsweise einfach dargestellt werden [Linde 2012].

Das Betriebsverhalten bei wechselnden Massenströmen und auch gleitendem Eingangsdruck ist unkritisch und kann durch eine Drehzahlregelung des Antriebs stabilisiert werden. Da keine Leckverluste zu erwarten sind und der Verdichtungsprozess bei reduzierter Drehzahl gegen den isothermen Grenzfall strebt, wird das Teillastverhalten effizienter sein als bei Volllast.

Aus dem maximalen Verdichtungsverhältnis von 1:4 (günstiger ist 1:3) ergibt sich unter Umständen die Notwendigkeit einer zweistufigen Verdichtung.

Die Technologie der ionischen Verdichter wird seit einigen Jahren in kleineren Einheiten erfolgreich erprobt. 2011 wurde z.B. ein Aggregat an der Wasserstofftankstelle in der HafenCity Hamburg in Betrieb genommen (siehe Tabelle 4-9). Dort werden Fahrzeuge mit 350 bar bzw. 700 bar betankt.

F&E-Bedarf

Die Betriebserfahrungen der ionischen Verdichtung sind bisher vergleichsweise gering. Die Förderleistung aktueller verfügbarer Module am Beispiel der Tankstelle HafenCity macht deutlich, dass eine deutliche Steigerung der Förderleistung nötig ist, um die hier benötigte Größenordnung zu erreichen.

4.5.2 Parameter der Verdichter für die Systemanalyse

Für die Einlagerung in die Kaverne bzw. die Befüllung der Trailer kommen jeweils zwei ionische Verdichtermodule zum Einsatz (siehe Tabelle 4-10):

- Zur Beladung der Kaverne ist in der Regel ein Modul mit $10,5 \text{ t}_{\text{H}_2}/\text{h}$ Förderleistung ausreichend (Druckerhöhung von 45 bis 60 bar auf 180 bar). Die zweite Einheit mit gleicher Kapazität wird eingesetzt, wenn der Druck auf der Strecke Elektrolyseur – Kompressor unter 45 bar liegt und ein Verdichtungsverhältnis größer 1:4 benötigt wird. Ansonsten dient dieses Modul der Redundanz.
- Zur Beladung der Trailer sind beide Module (Förderleistung je $13,5 \text{ t}_{\text{H}_2}/\text{h}$) regulär in Reihe zu betreiben, um ein Verdichtungsverhältnis von 1:10 zu ermöglichen (50 bar an der Bilanzgrenze des Kavernenspeichers, siehe Abschnitt 4.6.1). Für die Bestimmung des Wirkungsgrads wird daher ständig der Betrieb beider Einheiten angenommen ($24 \text{ MW}_{\text{el}}$), auch wenn eine ausreicht, solange der Druck in den Trailern unter 200 bar liegt.

Tabelle 4-9: Kenndaten von ionischen Wasserstoffverdichtern heute und wie langfristig zu erwarten.
Die Daten für 2011 entsprechen denen der Module, die an der Tankstelle HafenCity in Hamburg eingesetzt werden [Linde 2012].

^I Im Bereitschaftsmodus.

^{II} Annahme der Studiersteller auf der Basis von heute in Kavernenanlagen eingesetzten Kompressoren.

	Einheit		
Bezugszeitraum		2011	2030
Technische Daten			
verfügbare Modulgröße (Fördermenge)	kg H ₂ /h	36	≥ 10.000
untere Grenze für Teillastbetrieb	%	k.A.	15
Verdichtungsverhältnis	maximal	1:4	1:4
Anfahrzeit	Minuten	< 5 ^I	
technische Lebensdauer	Jahre	k.A.	30 ^{II}
Ökonomische Parameter / Investition			
pro Modul	€/Stück	k.A.	siehe folgende Tabelle
Ökonomische Parameter / Betrieb			
spezifische fixe Kosten pro Jahr (Instandhaltung)	% der Investition	k.A.	3

Tabelle 4-10: Annahmen für die techno-ökonomischen Parameter der Wasserstoffverdichter im Jahr 2030.

^I Bei einstufigem Betrieb / Verdichtungsverhältnis $\leq 1:4$.

^{II} Annahme der Studienersteller auf der Basis von heute in Kavernenanlagen eingesetzten Kompressoren.

	Einheit	Verdichtung zum Beladen der Kaverne	Verdichtung zum Beladen der Trailer
Technische Parameter			
nötige Komponentengröße (Fördermenge)	kg_{H2}/h	10.500	13.500
verfügbarer Saugdruck	bar	20 – 60	50
nötiger Ausgangsdruck	bar	max. 180	max. 500
nötiges Verdichtungsverhältnis		1:3 bis 1:9	1:10
verfügbare Modulgröße (Fördermenge)	kg _{H2} /h	10.500	13.500
verfügbares Verdichtungsverhältnis je Stufe	maximal	1:4	1:4
Nennleistung, inkl. Nebenaggregaten	MW _{el} / Modul	7,2	12
nötige Anzahl Module in Reihe - bei Verdichtungsverhältnis $\leq 1:4$ - bei Verdichtungsverhältnis $> 1:4$	Stück	1 2	2
resultierende Nennleistung unter der Be- dingung - Verdichtungsverhältnis $\leq 1:4$ - Verdichtungsverhältnis $> 1:4$	MW _{el} MW _{el}	7,2 14,4	24
resultierender Wirkungsgrad	%	98,0	94,9
Anfahrzeit	Minuten	< 5	< 5
Mindest-Lebensdauer	Jahre	30 ^{II}	30 ^{II}
Ökonomische Parameter / Investition			
spezifische Investition	€/Stück	15.000.000	18.000.000
resultierende Investition	€	30.000.000	36.000.000
Ökonomische Parameter / Betrieb			
spezifische fixe Kosten pro Modul	€/(Stück*a)	450.000	540.000
resultierende fixe Kosten	€/a	900.000	1.080.000



4.6 Kavernenspeicher

Dieser Abschnitt betrachtet den Kavernenspeicher im Kontext des Gesamtsystems. Dazu wird eine Modellkaverne ausgelegt und ihre wesentlichen Eigenschaften und Schnittstellen werden diskutiert.

Die Untertagespeicherung von reinem Wasserstoff ist in Deutschland bis heute nicht erprobt. Allerdings gibt es jahrzehntelange Erfahrungen mit der unterirdischen Speicherung von Erdgas und auch mit Stadtgas, dessen wesentlicher Bestandteil Wasserstoff ist. Ferner existieren in den USA und in Großbritannien einige Salzkavernen für Wasserstoff. Um die Thematik umfassend zu behandeln und insbesondere den F&E-Bedarf herauszuarbeiten, ist der Untertagespeicherung nachfolgend ein vertiefendes Kapitel gewidmet, das sich auch mit der Frage möglicher Standorte beschäftigt.

4.6.1 Schnittstellen

Um den Kavernenspeicher wird gemäß Abbildung 4-2 eine Bilanzgrenze gezogen.

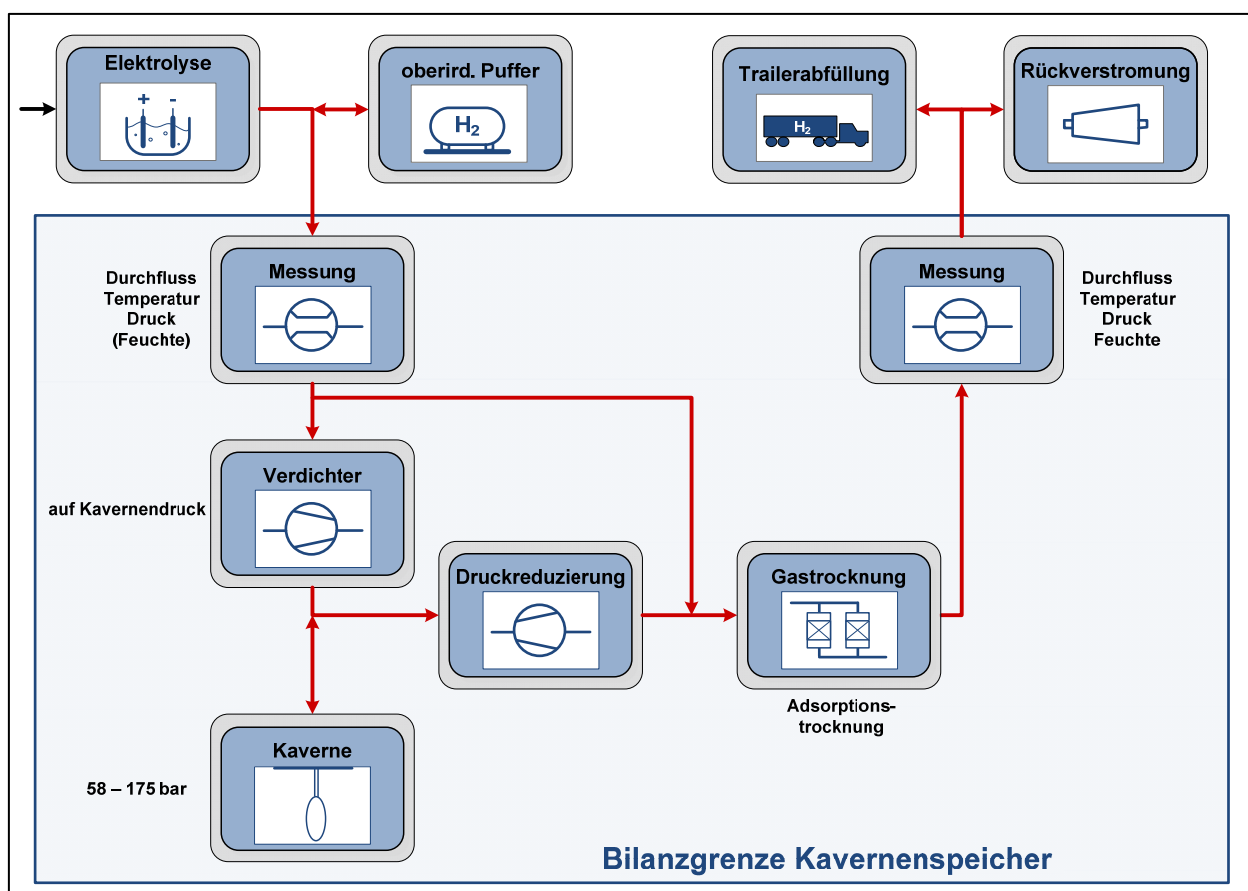


Abbildung 4-2: Wesentliche Komponenten und Bilanzgrenze des Kavernenspeichers.

Tabelle 4-11 nennt die im Rahmen der Auslegung festgelegten Wertebereiche an der Bilanzgrenze.

An der Bilanzgrenze wurden für den Massenstrom und für den Zustand des Wasserstoffs in Bezug auf Druck, Temperatur und Feuchtegehalt erlaubte Wertebereiche eingangsseitig und ausgangssseitig gemäß Tabelle 4-11 festgelegt.

Abbildung 4-2 zeigt auch den Weg des Wasserstoffs, der ohne Speicherung in der Kaverne direkt in Trailer abgefüllt wird, nachdem er getrocknet wurde.

Tabelle 4-11: Massenstrom und Zustand des Wasserstoffs an der Bilanzgrenze des Kavernenspeichers.
Wertebereiche entsprechend der Auslegung.

^I In der Regel über 50 bar.

^{II} Gemäß ISO 14687-2 [ISO 2012] bzw. SAE J2719 [SAE 2011] für Wasserstoff als Kraftstoff.

Größe	Einheit	Eingangswert	Ausgangswert
Massenstrom	t H ₂ /h	max. 10,5	max. 13,5
Druck	bar	20 – 60 ^I	50
Temperatur	°C	30 – 50	5 – 40
Feuchte	ppm	max. 2.560 (Sättigungswert bei 50°C und 50 bar)	max. 5 ^{II}

4.6.2 Technische Parameter der Kavernenanlage für die Systemanalyse

Das gewählte geometrische Volumen von 500.000 m³ orientiert sich an den durchschnittlichen Werten von Erdgaskavernen in norddeutschen Salzdomen. Eine Kaverne dieser Größenordnung erfüllt die Anforderung an das System im Hinblick auf die Möglichkeit, ohne Unterbrechung mindestens 2 Wochen lang Wasserstoff einlagern zu können (Abschnitt 3.2.2).

Für das Volumen wurde bewusst ein mittlerer Wert festgelegt, damit je nach den tatsächlichen Erfordernissen eine Modifikation sowohl nach oben als auch unten möglich ist, ohne das gesamte Speichersystem neu konfigurieren zu müssen²⁴. Je nach geologischen Gegebenheiten können in Ausnahmefällen Kavernenvolumina von nur einigen zehntausend Kubikmetern bis hin zu 800.000 m³ oder sogar mehr realisiert werden. Die Arbeitsgasmenge bzw. die Speichergasmenge ist an das geometrische Kavernenvolumen gekoppelt²⁵.

Weiterhin ist die Arbeitsgasmenge stark von der Teufenlage²⁶ der Kaverne und damit dem Druckbereich sowie der Temperatur des umgebenden Gebirges an der jeweiligen Lokation (geo-

²⁴ D.h. zum Beispiel, dass die Kavernenanlage größer ausgelegt werden kann, ohne dass unmittelbar ein zweite Kaverne nötig wird.

²⁵ Das Speichergas setzt sich zusammen aus dem ein- und ausspeicherbaren Arbeitsgas und dem Kissengas, das zur Aufrechterhaltung eines Minimaldrucks dauerhaft in der Kaverne verbleiben muss.

²⁶ Die Teufe gibt an, wie tief ein Punkt unter der Geländeoberkante liegt.

grafischer Standort) abhängig. Ein Wert von ca. 1.000 m für die Teufe des Rohrschuhs der letzten zementierten Rohrtour (LZRT) hat sich dabei als gut geeignet herausgestellt. Damit ergibt sich ein maximaler Betriebsdruck von etwa 175 bar in der Kaverne (siehe Abschnitt 5.2.2.2 für Details zu dieser Auslegung).

Liegt die Kaverne tiefer, ist der maximale Betriebsdruck höher und die Speichergasmenge nimmt zu. Allerdings steigt auch der Anteil des Kissengases am Speichergas, da der nötige Minimaldruck in der Kaverne ebenfalls wächst. Der Aufwand für die Bohrung steigert sich und die ober-tägigen Anlagen müssen ggf. auf eine höhere Druckstufe ausgelegt werden. Beides führt zu Kostensteigerungen, was den Vorteil ab einer bestimmten Teufe relativiert.

Die Speicherdichte als Quotient von Arbeitsgasmasse und geometrischem Volumen beträgt bei einer Teufenlage von 1.000 m ungefähr $8,0 \text{ kg H}_2/\text{m}^3$. Die Modellkaverne kann also 4.000 t H_2 als Arbeitsgas aufnehmen mit einem Energieinhalt von rund $133 \text{ GWh}_{\text{H}_2}$ bezogen auf den Heizwert H_i des Wasserstoffs.

Die im Rahmen dieser Studie durchgeführte Kavernenauslegung ist in Abbildung 4-3 vereinfacht dargestellt. Tabelle 4-12 fasst die zugehörigen technischen Parameter zusammen.

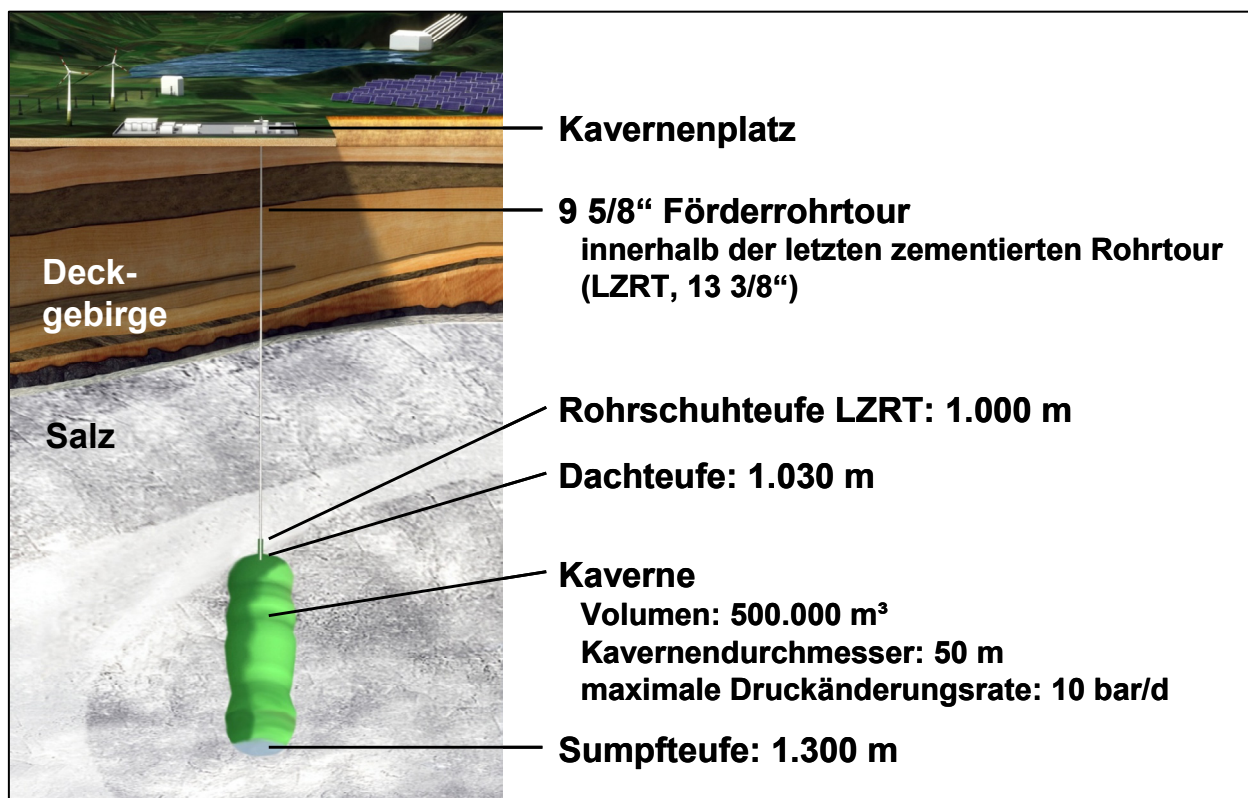


Abbildung 4-3: Schema und Kennzahlen der Modellkaverne.

Tabelle 4-12: Annahmen für die technischen Parameter der Modellkaverne.

¹ Bei einstufigem Betrieb / Verdichtungsverhältnis $\leq 1:4$, vgl. Tabelle 4-10.

Parameter	Einheit	
Kavernenvolumen (Hohlraum)	m ³ _{geometrisch}	500.000
Teufe Rohrschuh LZRT	m	1.000
minimaler Betriebsdruck	bar	58
maximaler Betriebsdruck	bar	175
Speicherichte Arbeitsgas		
- gravimetrisch	kg H ₂ /m ³ _{geometrisch}	8,0
- energetisch	kWh _{H2} /m ³ _{geometrisch}	266,6
resultierende Arbeitsgasmenge		
- Masse	t H ₂	4.000
- Energieinhalt (H _i)	GWh _{H2}	133,3
aus- bzw. einlagerbarer Gasstrom		
- Masse	t H ₂ /h	max. 13,5
- Energieinhalt	MWh _{H2} /h	max. 450
Kissengasmenge	t H ₂	2.350
Leistungsaufnahme Verdichter bei Nennlast (10,5 t _{H2} /h) ¹	MW _{el}	7,2
resultierender Wirkungsgrad Verdichtung (= Laden Kaverne) ¹	%	98,0
Leistungsaufnahme Trockner bei Nennlast (13,5 t _{H2} /h)	MW _{el}	1,4
resultierender Wirkungsgrad Trocknung (= Entladen Kaverne)	%	99,8
resultierender Wirkungsgrad des gesamten Kavernenspeichers	%	97,8
Anfahrzeit bis Nennbetrieb		
- zum Einlagern	min	ca. 5
- zum Auslagern	min	1 – 2
- Umschalten zwischen Ein- und Auslagern	min	ca. 10
technische Lebensdauer	Jahre	> 30

4.6.2.1 Maximaler Massenstrom

Der ein- bzw. auslagerbare Massenstrom ergibt sich als Produkt aus dem Volumenstrom und der Dichte des Gases, welche von Temperatur und Druck in der Kaverne abhängt. Der maximale Volumenstrom im Ein- bzw. Auslagerungsprozess wird durch den Innendurchmesser der Förderrohrtour und die Vorgabe einer maximalen Rohrströmungsgeschwindigkeit – hier konservativ zu 20 m/s angenommen - sowie der gebirgsmechanischen Forderung nach einer maximalen Druckänderung von 10 bar pro Tag in der Kaverne beschränkt. Aus diesen Bedingungen folgt ein maximaler Massenstrom von gut 13,5 t Wasserstoff pro Stunde, entsprechend 324 t H₂ pro Tag.

4.6.2.2 Anfahrdauer / Umschaltzeit zwischen Ein- und Auslagerung

Beim Befüllen des Kavernenspeichers mit Wasserstoff ist die Anfahrdauer von mehreren Variablen abhängig. Je nach Kavernendruck muss der Verdichter zunächst den Druck der Kavernenzuleitung dem aktuell herrschenden Kavernendruck anpassen. Die Dauer dieses Vorganges hängt vom Volumen der Leitung ab. Danach müssen die Absperrarmaturen des Kavernenkopfes geöffnet werden. Überschlüssig kann man von einer Anfahrdauer von ca. 5 Minuten ausgehen, bis alle Armaturen geschaltet sind und die Einlagerung im Nennbetrieb erfolgt.

Für die Auslagerung müssen lediglich die entsprechenden Armaturen am Kavernenkopf geöffnet und die Ventile in Richtung der Druckreduzierstrecke geschaltet werden. Da immer mindestens ein Adsorber in Bereitschaft steht, ist die Anfahrdauer des Trockners vernachlässigbar, wodurch sich insgesamt eine Anfahrdauer zur Auslagerung von 1 bis 2 Minuten ergibt.

Für die Umschaltzeiten zwischen Einlagerung und Auslagerung sind bis zu 10 Minuten anzunehmen, da die Armaturen nicht gleichzeitig, sondern hintereinander geschaltet werden.

4.6.2.3 Wirkungsgrade

Der Wirkungsgrad der Einlagerung ergibt sich aus der Leistungsaufnahme des Verdichters gemäß Tabelle 4-10, wobei von einer einstufigen Verdichtung ausgegangen wird: Aus 7,2 MW_{el} folgt ein Wert von 98%.

Bei der Auslagerung benötigt die Trocknungsanlage Energie. Für die Berechnung des Energiebedarfs muss ein ganzer Zyklus von 8 h Trocknung, 4 h Regeneration und 2 h Kühlung betrachtet werden. In 8 h werden bei Nennbetrieb 110,4 t H₂ (3.600 MWh_{H2}) getrocknet. Energie wird nur in der Regenerationsphase zum Aufheizen des Regeneriergases benötigt. Bei einer Heizleistung von 1,4 MW_{el} beträgt die in 4 h aufgewendete Energiemenge 5,6 MWh_{el} [ReiCat 2012]. Daraus folgt ein Wirkungsgrad für den Entladevorgang von 99,8%.

Die Berechnungen berücksichtigen keine Anfahrverluste. Die restlichen Energieverbräuche sind vernachlässigbar.

Mit diesen Werten ergibt sich ein mittlerer Wirkungsgrad für den gesamten Kavernenspeicher von 97,8%.

Für die direkte Abfüllung des Wasserstoffs in Trailer ohne Speicherung in der Kaverne muss das Gas lediglich getrocknet werden. Der Wirkungsgrad beträgt dann 99,8 %, wie oben.

4.6.2.4 Gasqualität

Das die Kaverne umgebende Salz ist inert gegenüber Wasserstoff und geht keine Verbindungen mit ihm ein, sodass keine Verminderung der Gasqualität infolge der Speicherung zu erwarten ist. Die Gasqualität beeinflussen können hingegen geringe Mengen des infolge des Herstellungsprozesses in der Kaverne verbliebenen Blanketmediums (Stickstoff)²⁷, die Feuchte des Kavernensumpfes sowie Zuflüsse aus dem umgebenden Gebirge.

- Auf Grund des Gesamtvolumens ist der Anteil des Blanketmediums im Wasserstoff sehr gering und wird während des Speicherbetriebs weiter stark abnehmen²⁸.
- Der Sumpf einer Kaverne besteht aus wasserunlöslichen Partikeln und Salzsole. Je nach Verweildauer und Eingangsfeuchte des Wasserstoffs in der Kaverne kann sich das Gas mit Wasserdampf aufsättigen. Bei schneller Fahrweise der Speicherkaverne wird hauptsächlich der Wasserstoff im oberen Bereich der Kaverne ein- und ausgespeichert, sodass in diesem Fall kein Einfluss des Sumpfes auf den Feuchtegehalt zu erwarten wäre.
Da die Auslegung des Kavernenspeichers im Kontext des Gesamtsystems für die Einlagerung von feuchtesättigtem Wasserstoff erfolgt (Tabelle 4-11) ist die Adsorptionstrocknungsanlage²⁹ so dimensioniert, dass der Wasserstoff auch unter diesen Umständen mit einer Feuchte ≤ 5 ppm beim erneuten Überqueren der Bilanzgrenze zur Verfügung gestellt werden kann.
- Gasförmige Zuflüsse treten bei Salzkavernen bisherigen Bau- und Betriebserfahrungen zufolge nur äußerst selten auf. Da solche Zuflüsse bereits während des Herstellungsprozesses zu beobachten sind, kann gegebenenfalls frühzeitig eine Abschätzung der zu erwartenden Verunreinigung und eine entsprechende Auslegung der benötigten Reinigungsfilter erfolgen.

Auf Grund der Wahl eines ionischen Wasserstoffverdichters (siehe Abschnitt 4.5) und einer Adsorptionstrocknungsanlage (siehe Abschnitt 5.3.2.2) können bei Verdichtung und Trocknung entstehende Verunreinigungen des Wasserstoffs ausgeschlossen werden.

Die Einhaltung der geforderten Gasqualität kann in der nachgeschalteten Messstation überprüft werden.

4.6.3 Wirtschaftliche Parameter der Kavernenanlage für die Systemanalyse

Die Kosten für die gesamte Speicheranlage werden unterteilt in die Investition untertage, die Investition obertage sowie die Kosten für den Betrieb (siehe Tabelle 4-13).

4.6.3.1 Untertage

Die Investition für die Erstellung einer Kaverne basiert auf den Parametern der Modellkaverne und beläuft sich auf etwa 30 Mio. €. Darin enthalten sind die geologische Erkundung, Planung

²⁷ Das Blanketmedium begrenzt während der Solphase das Kavernenwachstum nach oben, siehe Abschnitt 5.2.6.

²⁸ Der Grenzwert für Stickstoff (bzw. die Summe aus Stickstoff und Argon) in Wasserstoff-Kraftstoff beträgt 100 ppm [ISO 2012, SAE 2011].

²⁹ Adsorption bedeutet die Anlagerung an das Trockenmittel im Gegensatz zur Absorption, bei der das Wasser vom Trockenmittel aufgenommen wird, siehe auch Abschnitt 5.3.2.2.

und Genehmigung, Bohrung, Solung und Komplettierung, Dichtheitstests und Vorbereitung der Gaserstbefüllung sowie die Errichtung der erforderlichen Infrastruktur. Da zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht fest steht, inwiefern Standardmaterialien und -komponenten aus der Erdgas-speicherung für die Wasserstoffspeicherung verwendet werden können, wurde in der Kalkulation auf hochwertigere und damit teurere Materialien zurückgegriffen.

Insgesamt sind die Kosten für die einzelnen Gewerke nur sehr grob abschätzbar. Sie sind von vielen standortspezifischen Faktoren, wie beispielsweise der örtlichen geologischen Struktur des Salzes, der lokalen Wasserbeschaffungs- und Soleentsorgungssituation, etc. abhängig. Deshalb dienen die in Abbildung 4-4 dargestellten Beträge für die spezifische Investition lediglich als Richtwerte.

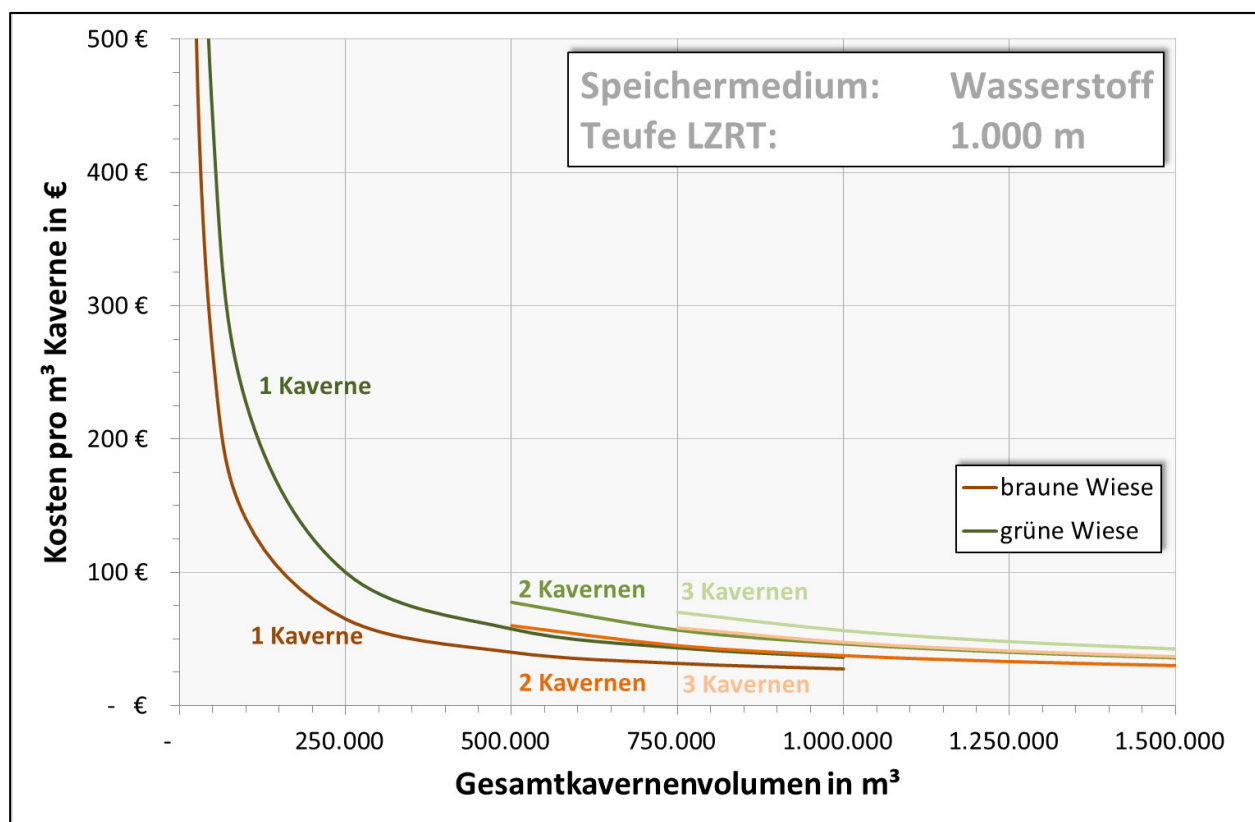


Abbildung 4-4: Spezifische Investition und Skaleneffekte bei der Erstellung von Kavernen.
Die dargestellten Beträge sind Richtwerte. Tatsächliche Kosten können je nach Bedingungen mehr oder weniger stark abweichen. Weitere Erläuterungen finden sich im Text.

Tabelle 4-13: Annahmen für die wirtschaftlichen Parameter der Modellkaverne.

^I Erzeugung vor Ort, Berechnung ausschließlich auf der Basis von Stromkosten (in Höhe von 50 €/MWh), Wirkungsgrad Elektrolyse 70%, keine Berücksichtigung des Aufwands für Netzanbindung und Verdichtung.

^{II} [ReiCat 2012].

	Einheit	
Ökonomische Parameter / Investition untertage		
spezifische Investition Erstellung Kaverne	€/m ³ geometrisch	60
resultierende Investition Erstellung Kaverne	€	30.000.000
spezifische Investition Kissengas ^I	€/t H ₂	2.381
resultierende Investition Kissengas	€	5.594.679
<u>gesamte Investition untertage</u>	€	35.594.679
Ökonomische Parameter / Investition obertage		
Investition Messstation	€	300.000
Investition 2 Verdichter (vgl. Abschnitt 4.5.2)	€	30.000.000
Investition Druckreduzierung	€	500.000
Investition Trocknungsanlage ^{II}	€	2.400.000
sonstige obertägige Infrastruktur (Gebäude und Straßen) einschließlich Engineering	€	23.000.000
<u>gesamte Investition obertage</u>	€	56.200.000
Ökonomische Parameter / gesamter Kavernenspeicher		
Reserve	€	805.321
<u>gesamte Investition Kavernenspeicher</u>	€	<u>92.600.000</u>
Ökonomische Parameter / Betrieb		
fixe Kosten Instandhaltung untertage	€/a	50.000
spezifische fixe Kosten Verdichter	% der Investition	3
resultierende fixe Kosten Verdichter	€/a	900.000
spezifische fixe Kosten sonstige Komponenten obertage und Reserve	% der Investition	2
resultierende fixe Kosten sonstige Komponenten obertage und Reserve	€/a	540.100
<u>gesamte fixe Kosten Kavernenspeicher</u>	€/a	<u>1.490.100</u>

Skaleneffekte treten bei der Erstellung größerer bzw. mehrerer Kavernen auf. Besonders größere Volumina, eine zunehmende Anzahl von Kavernen pro Lokation und ein hoher geologischer Kenntnisstand im Hinblick auf die Lokation reduzieren die spezifische Investition. Einmal gebaute Solanlagen können mehrfach genutzt werden, was die Gesamtkosten senkt. In Abbildung 4-4 werden die Kosten pro $\text{m}^3_{\text{geometrisch}}$ in Abhängigkeit von diesen Faktoren und von der infrastrukturellen Anbindung („grüne“ bzw. „braune“ Wiese) gezeigt. Die Bezeichnung „grüne Wiese“ deutet an, dass keine infrastrukturellen Vorleistungen für den Bau einer Kaverne getätigt wurden und der geologische Kenntnisstand als niedrig einzuschätzen ist. In die Kategorie „braune Wiese“ würde beispielsweise die Erweiterung eines bereits existierenden Kavernenfeldes fallen, für das bereits alle relevanten Genehmigungen vorhanden sind.

Die Modellkaverne ist in Abbildung 4-4 bei „1 Kaverne, 500.000 m^3 , grüne Wiese“ einzuordnen, sodass die Kosten auf $60 \text{ €/m}^3_{\text{geometrisch}}$ abgeschätzt werden können.

Die Kaverne muss zunächst bis zum minimalen Betriebsdruck mit Wasserstoff gefüllt werden. Das sogenannte Kissengas bleibt während der Betriebszeit im Speicher, kann nicht genutzt werden und wird deshalb zur Investition hinzugezählt. Für die Modellkaverne werden ca. 2.350 t Wasserstoff als Kissengas benötigt.

4.6.3.2 Obertage

Mit den Festlegungen zu Massenstrom und Zustand des Wasserstoffs an der Bilanzgrenze (Tabelle 4-11) kann der Investitionsbedarf für die Obertageanlagen wesentlich konkreter angegeben werden als in Hinblick auf die Erstellung der Kaverne im geologischen Untergrund.

In Summe ergibt sich für Verdichter, Adsorptionstrocknungsanlage, Messstation (eine Einheit für sowohl Eingangs- als auch Ausgangsmessung; vgl. Abschnitte 5.3.1.1/5.3.2.3), Druckreduzierung, Gebäude und Straßen sowie Engineering und einer Reserve ein Investitionsvolumen von rund 56 Mio. €.

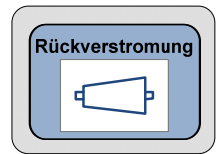
4.6.3.3 Vergleich Kavernenspeicher – Stahlzylinder

Die gesamte Investition für den Kavernenspeicher beträgt rund 92,6 Mio. € bei einer Arbeitsgasmenge von 4.000 t, also rund 23.000 €/t H_2 -Speicherkapazität. Ein Stahlzylinder mit 80 bar Betriebsdruck (siehe Tabelle 4-6) kostet dagegen rund 590.000 €/t H_2 -Speicherkapazität.

4.6.3.4 Betriebskosten

Die fixen Kosten beziehen sich auf erforderliche regelmäßige Vermessungen der Kaverne (50.000 €/a) sowie die Instandhaltung der obertägigen Anlagen. Die Instandhaltung wird mit 3% der Investition für die Verdichter bzw. mit 2 % der verbleibenden Investition für die anderen Obertageanlagen angenommen.

4.7 Rückverstromung



Im Jahr 2030 stehen voraussichtlich eine Reihe von Optionen zur Wiederverstromung des Wasserstoffs zur Verfügung:

- Gasturbinen- bzw. Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke
- Gasmotoren
- Niedertemperaturbrennstoffzellen
- Hochtemperaturbrennstoffzellen

Die einzelnen Technologien werden in den folgenden Unterabschnitten vorgestellt (technische Beschreibung und Kenndaten), bevor eine Auswahlentscheidung getroffen wird und die techno-ökonomischen Parameter der Rückverstromung festgelegt werden (Abschnitt 4.7.5).

Die Kaverne kann 450 MW_{H₂} Brennstoffleistung zur Verfügung stellen. Bei einem Wirkungsgrad von 50% könnten rund 225 MW_{el} erzeugt werden, bei 60% bzw. 70% wären es 270 MW_{el} bzw. 315 MW_{el}. Einheiten in dieser Größenordnung werden also benötigt.

4.7.1 Gasturbinen- bzw. Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke

Gasturbinen (im Folgenden auch als „GT“ abgekürzt) zum Antrieb von Generatoren sind in Kraftwerken und kleineren Stromerzeugern eine etablierte Technologie. Zu unterscheiden sind dabei reine Gasturbinen-Generatorsätze und Gas- und Dampfturbinen-Anlagen (GuD).

Der elektrische Wirkungsgrad von Gasturbinen beträgt bis zu 44,3% (GE LMS100 PB, 100 MW_{el}); gute Werte liegen im Mittel bei etwa 38%. Durch die Koppelung mit einer nachgeschalteten Dampfturbine für die Abwärmenutzung wird der Wirkungsgrad gesteigert. GuD-Kraftwerke erreichen derzeit zwischen 50% und 61%. Tendenziell verbessert sich der Wirkungsgrad einerseits bei größeren Anlagenleistungen, andererseits bei neueren Baureihen. Eine große Nennleistung ist daher nicht unbedingt mit hoher Effizienz gleichzusetzen: Kleinere Turbinen werden auch für den Antrieb von Flugzeugen eingesetzt, wo Effizienz eine große Rolle spielt, sodass aktuelle Baureihen in diesem Segment oft effizienter arbeiten als größere Kraftwerksanlagen älterer Bauart. Durch den Einsatz von Wasserstoff als Brennstoff ist keine signifikante Verschlechterung des Wirkungsgrads zu erwarten.

Durch Alterung von Baugruppen und Verschmutzung durch das Brenngas (trotz Filterung) ist bei GT innerhalb der ersten 10.000 Betriebsstunden nach Inbetriebnahme bzw. einer Revision mit einer Reduktion des Wirkungsgrads um 1 – 3% und der Nennleistung um 2 – 4% zu rechnen³⁰. Danach verändern sich beide Werte nur noch wenig. Bei Dampfturbinen spielt die Alterung eine geringere Rolle, da z.B. keine Verschmutzung durch Brenngas stattfinden kann.

Im Rahmen von Revisionen werden abgenutzte und defekte Bauteile ausgetauscht oder instand gesetzt sowie Reinigungsarbeiten durchgeführt. Das führt zu einer deutlichen Steigerung von

³⁰ Z.B. von 61% auf 60 bis 58% bzw. von 100 MW_{el} auf 98 bis 96 MW_{el}.

Wirkungsgrad und Nennleistung, wobei die Werte von Neuanlagen aber nicht mehr erreicht werden. Die Revisionsintervalle von Gasturbinen sind stark hersteller- und typabhängig und liegen im Bereich zwischen ca. 24.000 und 41.000 Äquivalent-Betriebsstunden³¹ [Lechner/ Seume 2010].

Tabelle 4-14 zeigt Kenndaten von GT- und GuD-Kraftwerken im Leistungsbereich um 200 MW_{el}. Bei höheren Leistungen verringern sich die spezifischen Kosten nicht mehr signifikant. Für 2030 sind keine Sprünge in Bezug auf Effizienz und Kosten zu erwarten. Ferner ist für 2030 angenommen, dass wasserstoffbetriebene GT- / GuD-Kraftwerke zu gleichen technischen und wirtschaftlichen Bedingungen wie erdgasbetriebene Anlagen verfügbar sind.

Das Leistungsspektrum von Gasturbinen reicht von wenigen Kilowatt bis etwa 400 MW_{el} (Siemens SGT5-8000H). Als Kraftstoffe werden heute serienmäßig gasförmige und flüssige Brennstoffe eingesetzt. Dies sind insbesondere Erdgas, Flüssiggas, Synthesegas, Biogas/ Deponiegas, Heizöl, Kerosin und Dieselkraftstoff.

Aufgrund des deutlich höheren elektrischen Wirkungsgrads ist die Verstromung von Wasserstoff in GuD-Kraftwerken der in reinen Gasturbinen vorzuziehen. Bei der Auslegung muss aber beachtet werden, dass die Anfahrzeiten von GuD-Anlagen prozessbedingt länger sind (siehe Tabelle 4-14). Die Leistung der Gasturbine steht wie bei einem reinen GT-Kraftwerk binnen 5 bis 8 Minuten zur Verfügung, nach Aufheizen des Dampfteils wird dieser zugeschaltet und das GuD-Kraftwerk kann mit seinem maximalen Wirkungsgrad betrieben werden.

Die beiden Turbinen eines GuD-Kraftwerks lassen sich entkoppeln, indem sie auf getrennten Wellen laufen. Auf diese Weise kann mit der GT allein im Markt für tertiäre Regelleistung (Minutenreserve, vgl. Abschnitt 2.1) agiert werden, während mit beiden gemeinsam der Spotmarkt bedient wird.

Für das GuD-Kraftwerk Hamm mit einer Leistung von 850 MW_{el} (2 * 425 MW_{el}) wird ein Flächenbedarf von ca. 13 ha angegeben, wobei ein Lageplan erkennen lässt, dass Kraftwerksblöcke und Kühltürme davon nur rund die Hälfte einnehmen [Trianel o.J.]. Daraus lässt sich für eine Anlage im Bereich von 270 MW_{el} ein Flächenbedarf von etwa 2,5 ha für das Kraftwerk und 2 ha für Abstands- und Erschließungsflächen grob abschätzen³².

Reiner Wasserstoff wird bisher nicht in Gasturbinen als Brennstoff genutzt. Nach Aussagen von Herstellern (Siemens, General Electric) besteht bislang keine Nachfrage in dieser Hinsicht.

³¹ Equivalent Operating Hours (EOH). Bei der Bestimmung von EOH werden Anfahrphasen und Lastwechsel mit Faktoren größer 1 gegenüber Betriebsphasen bei konstanter Leistung bewertet. Diese Aufschläge sind stark abhängig von Turbinentyp und Hersteller.

³² Abstands- und Erschließungsflächen sind auch für die anderen Technologien zur Wiederverstromung entsprechend zu berücksichtigen. In den folgenden Unterabschnitten wird auf eine explizite Erwähnung dieses Sachverhalts verzichtet.

Tabelle 4-14: Kenndaten von Gasturbinen- und GuD-Kraftwerken im Bereich um 200 MW_{el} heute und in 2030.

Daten auf der Basis von [DoE 2010], soweit nicht anders erwähnt. Die Einspeisung erfolgt unmittelbar in das Höchstspannungsnetz. „GT“ steht für Gasturbine.

- ^I Anfahrzeiten für GuD-Kraftwerke: Heißstart (nach weniger als 8 h Stillstand): 30-60 min, Warmstart (nach weniger als 48 h Stillstand): 60-90 min, Kaltstart (nach weniger als 120 h Stillstand): 120-180 min [Balling 2010].
- ^{II} Die Werte beruhen auf Betrieb mit Erdgas; für 2030 werden keine Entwicklungs- und damit Kostensprünge erwartet; Umrechnung US\$/EUR: 1,32 (Nov. 2010).
- ^{III} Instandhaltung: Löhne, Gebühren, Steuern, Bauunterhalt, Betriebsnebenkosten, Routinewartungen während des laufenden Betriebes; US\$/EUR: 1,32 (Nov. 2010).
- ^{IV} Variable Kosten (ohne Brennstoff): Wasser, Abwasser, Schmierstoffe, Chemikalien, Verbrauchsmaterial, Hauptwartungen mit erforderlicher Abschaltung inkl. Überholung und Austausch von Bauteilen; für GT bei 880 Volllaststunden pro Jahr (Jahreskapazitätsfaktor 10%), für GuD im Grundlastbetrieb.
- ^V Eigene Abschätzung, GuD: Mittelung Heiß-, Warm- und Kaltstarts.

	Einheit	GT-Kraftwerk		GuD-Kraftwerk	
Bezugszeitraum		2012 Erdgas	2030 H ₂	2012 Erdgas	2030 H ₂
Technische Daten					
Modulgröße	MW	200		200	
Wirkungsgrad bei Nennleistung	%	38 – 41	≥ 40	58 – 61	≥ 60
minimale Leistungsabgabe	MW _{el}	0		60 – 100	
Anfahrzeit	Minuten	5 – 8		30 – 180 ^I	
technische Lebensdauer	Jahre	20 – 30		20 – 30	
Ökonomische Parameter / Investition^{II}					
leistungsspezifisch	€/kW _{el}	504		760	
Ökonomische Daten / Betrieb					
spezifische fixe Kosten (Instandhaltung) ^{III}	€/(MW _{el} *a)	5.075		11.076	
spezifische variable Kosten (ohne Brennstoff) ^{IV}	€/MWh _{el}	7,48		2,36	
Anfahrkosten ^V	€/(MW _{el} *Start)	0		40	

Tabelle 4-15 : Ausgewählte Standorte von Gasturbinen des Herstellers General Electric für wasserstoffhaltige Brenngase.

Datenbasis: [Moliere et al. 2007].

Projekt/Standort	Modell Gasturbine	Brenngas	Nennleistung (MW)	Anzahl der Gasturbinen	Wasserstoffanteil im Brenngas (Vol-%)
BASF, Geismar, USA	MS6001B	Prozessgas	42,1	1	bis zu 80
Daesan, Südkorea	MS6001B	Prozessgas	42,1	1	bis zu 95
Antwerpen, Belgien	MS6001B	Raffineriegas	42,1	1	78
Donges, USA	GE10	Raffineriegas	11,25	1	76
Georgia Gulf, USA	MS7001EA	Mischgas Methan/ Wasserstoff	85,4	3	50
Vresova, Tschechien	MS9001E	Synthesegas (IGCC)	126,1	2	46,8
Exxon Mobil, Singapur	MS6241EA	Synthesegas (IGCC)	90,0	2	44,5

In Mischungen mit anderen Gasen wird Wasserstoff dagegen bereits heute als Brennstoff verwendet. Dazu gehören z.B. Synthesegas und anderweitig nicht nutzbare Raffinerie- und Prozessgase in der (petro-) chemischen Industrie. Die Wasserstoffanteile betragen heute bis zu 95 Vol.-%. Da hier „Restgase“ verwendet werden, kommen meist kleinere Turbinen zum Einsatz (siehe Tabelle 4-15). Die konkrete Auslegung der Anlagen erfolgt projektabhängig.

Beispiele für derzeit angebotene größere Gasturbinen für wasserstoffhaltige Brenngase sind:

- Alstom GT11N2: 115 MW, $\eta = 33,3\%$, für Brenngase mit einem Wasserstoffanteil über 50% [Alstom 2012],
- Siemens SGT5-2000E: 166 MW, $\eta = 34,7\%$, geeignet für H_2 -reiche Synthesegase (bis ca. 50 Vol.-% H_2 , Rest: N_2 und H_2O) [Siemens 2012],
- General Electric 9F Syngas-Turbine: 305 MW für High- H_2 -Syngas, $\eta = 41,1\%$, Wasserstoffanteil im Brenngas von 25 – 100% möglich, ab 65 Vol.-% H_2 -Anteil ist Verdünnung mit Stickstoff erforderlich [General Electric 2009].

F&E-Bedarf

Die derzeitige technologische Entwicklung bei den Gasturbinen zielt vorerst nicht auf den Einsatz von reinem Wasserstoff, sondern auf die Erhöhung des zulässigen Wasserstoffanteils im

Brenngas bei größeren Turbinen ab. Dies ist für die Hersteller vorrangig, da als konkreter Einsatzfall die IGCC-Technologie³³ mit CO₂-Abscheidung vor der Verbrennung als zukunftssträchtiges Geschäftsfeld gesehen wird, hauptsächlich für die Nutzung fossiler Brennstoffe. Das mit diesem Verfahren gewonnene Brenngas enthält bis zu 90 Vol.-% Wasserstoff [Moliere 2011, Jones et al. 2011]. Mittelbar profitiert auch die Verstromung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff von dieser Entwicklung.

Für den Betrieb mit hohen Wasserstoffanteilen bzw. reinem Wasserstoff sind konstruktive Änderungen der Brennkammer und dem höheren Temperaturniveau angepasste Materialien erforderlich [Bradley/Fadok 2009, Anderson 2010]. Auch die Einspritzung von Wasser (-dampf) wird untersucht [Paschereit 2011]. Es erscheint realistisch, die Marktreife von Gasturbinen für reinen Wasserstoff (bei entsprechender Nachfrage) ab 2020 zu erwarten.

Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit und Wartungsbedarf der Gasturbinen für wasserstoffhaltige Brenngase sind schon nach bisherigen Erfahrungen vergleichbar mit konventionellen Anlagen [Moliere 2004, Shilling/Jones 2003].

4.7.2 Gasmotoren

Seit dem Beginn ihrer Entwicklung sind Gasmotoren als Antriebsaggregate für Generatoren zur Elektroenergieerzeugung gebräuchlich. Entsprechend groß sind der allgemeine Erfahrungsschatz und die Kompetenz der Hersteller und Entwickler.

Die Verwendung von Wasserstoff als Kraftstoff ist insbesondere für Fahrzeugmotoren in Leistungsbereichen bis maximal 191 kW (BMW Hydrogen 7) langjährig erprobt. Die Motoren wurden von den Herstellern für diesen Kraftstoff konstruktiv angepasst. Der verwendete Typ ist bislang immer der Viertakt-Otto-Motor mit Fremdzündung und äußerer oder innerer Gemischbildung [Enke et al. 2007]. Auf Basis dieser Motortechnologie wurden auch speziell umgerüstete Stationärmotoren versuchsweise als BHKW mit reinem Wasserstoff betrieben (Jenbacher J156, 75 kW_{el} [Herdin 2005], Adapt H07, 42 kW_{el} [Seidel 2012]).

Der Betrieb von Viertakt-Dieselmotoren mit Wasserstoff ist derzeit noch im Versuchsstadium. Entwicklungsbedarf besteht bei der Hochdruckeinblasung des Wasserstoffs in den Zylinder und der dieselmotortypischen kontrollierten Selbstentzündung. Sein Vorteil ist, dass er durch die innere Gemischbildung keine Leistungsverluste im Vergleich mit anderen Kraftstoffen aufweist.

Als Zwischenweg für die Wasserstoffnutzung gilt der Viertakt-Dieselmotor mit Zündstrahlprinzip. Bei diesem Motortyp findet eine äußere Gemischbildung wie im Ottomotor statt und die Entzündung des Wasserstoff-Luft-Gemischs erfolgt mittels einer Piloteinspritzung von Dieselmotorkraftstoff. Durch die äußere Gemischbildung hat dieser Motor keine Leistungsvorteile gegenüber den Ottomotoren [Beckmann et al. 2005].

³³ Integrated Gasification Combined Cycle (Kombi-Prozess mit integrierter Vergasung), ein Gas-und-Dampf-Prozess mit vorgeschalteter Vergasung des Brennstoffs.

Eine bereits heute praktikable Möglichkeit, Wasserstoff in Verbrennungsmotoren zu nutzen, ist die des Erdgas-Wasserstoff-Mischbetriebs in Viertakt-Otto-Motoren. Dabei wird dem Wasserstoff ein Erdgasanteil von mindestens 30 – 50% zugemischt, um die problematischen Eigenschaften des Wasserstoffs abzumildern. Durch die Erdgaszumischung steigen die Methanzahl und die Zündenergie. Dagegen verringern sich die Zündgrenzen und die Flammenfrontgeschwindigkeit des Brenngases. Dadurch wird es möglich, auch in konventionellen Gasmotoren Wasserstoff zur Energieerzeugung zu nutzen [Beckmann et al. 2003]. Die nötigen Änderungen an der Motorentechnik reduzieren sich auf ein Mindestmaß (Änderungen an der Steuerung, Sicherheitstechnik), wodurch die Zusatzkosten gering bleiben (abhängig von Hersteller und Projektanforderungen).

Eine Serienproduktion von Gasmotoren für reinen Wasserstoff existiert derzeit nicht. Allerdings gibt es aktuell kleinere Anlagen in Einzelanfertigung:

- Im Projekt RH₂-WKA der WIND-projekt GmbH gibt es zwei Wasserstoff-BHKW unterschiedlicher Leistungsklassen mit insgesamt rund 250 kW elektrischer und 400 kW thermischer Erzeugung. Gasmotoren des Fabrikates Liebherr wurden hierfür von der Senergie GmbH umgerüstet. Diese Module werden mit 100% Wasserstoff betrieben. Auf Kundenwunsch fertigt Senergie BHKW für Wasserstoff im Leistungsbereich bis 160 kW_{el} [Weiße 2013].
- An der CO₂-neutralen Tankstelle am zukünftigen Hauptstadtflughafen BER wird ein BHKW der Firma 2G Energy mit 120 kW_{el} Leistung reinen Wasserstoff als Brennstoff nutzen. Der elektrische Wirkungsgrad soll 41% betragen, 5% mehr als bei der Verwendung von Erdgas [2G Energy 2012].

Gasmotoren für Erdgas, Biogas, Klärgas und ähnliche methanhaltige Gasgemische werden von vielen Herstellern angeboten [ASUE 2011].

Das Leistungsspektrum reicht bis zu einer Nennleistung von 18,3 MW_{el}. Bei diesem Modell handelt es sich um das 50 SG Generating Set des Herstellers Wärtsilä, derzeit angeboten für Erdgasbetrieb, Verbrennungsluftverhältnis $\lambda = 2,1$ [Wärtsilä 2010]. Die Kenndaten dieses Modells werden in Tabelle 4-16 verwendet.

Der im Erdgasbetrieb angegebene elektrische Maximalwirkungsgrad von ca. 48,6% sollte nach bisherigen Erfahrungen auch im Mischgasbetrieb zu erreichen sein. Bei Zumischung von 30 – 50% Erdgas zum Wasserstoff ist zu erwarten, dass die erreichbare maximale Leistung der Anlage sich nicht verändert, sofern das Verbrennungsluftverhältnis das gleiche wie beim reinen Erdgasbetrieb bleibt. Grund dafür ist, dass bei dieser Konstellation auch der Gemischheizwert des zugeführten Brenngas-Luft-Gemisches nahezu konstant ist. Ein Verbrennungsluftverhältnis von $\lambda = 2,1$ ist für Wasserstoff bzw. wasserstoffhaltige Brenngase grundsätzlich geeignet.

Der Betrieb mit reinem Wasserstoff bzw. wasserstoffhaltigen Brenngasen erfordert Entwicklungsaufwand für konstruktive Änderungen und ein angepasstes Motormanagement. Für 2030 ist in Tabelle 4-16 angenommen, dass reiner Wasserstoff technisch problemlos zu verwenden ist. Die Kosten erhöhen sich geringfügig.

Tabelle 4-16: Kenndaten großer Gasmotoren heute und in 2030.

Technische und wirtschaftliche Daten für den Betrieb mit Erdgas in 2012 gemäß [Wärtsilä 2010, von Zmuda 2012]; für Wasserstoff in 2030 wurden die wirtschaftlichen Daten mit dem Faktor 1,1 skaliert; es werden keine Entwicklungs-/Preissprünge erwartet.

- ^I Der Wirkungsgrad bleibt durch Zu- bzw. Abschaltung einzelner Module über den gesamten Leistungsbereich nahezu konstant.
- ^{II} Die Motoren werden – über den Kühlwasserkreislauf vorgeheizt – gestartet. Die genannte Anfahrzeit bis auf Volllast (bei dann 80° bis 90°C) gilt für den Warmstart mit 70°C Wassertemperatur. 10 Min. bei 60°C, 15 Min. bei 50°C.
- ^{III} Kostenfaktoren analog zu Turbinenkraftwerken, siehe Tabelle 4-14, Anmerkung IV.
- ^{IV} Sofern Wärme zur Vorheizung kostenlos verfügbar ist.

	Einheit		
Bezugszeitraum		2012 Erdgas	2030 Wasserstoff
Technische Daten			
verfügbare Modulgröße	MW _{el}	18,3	18,3
Wirkungsgrad ^I	%	48,5	48,5
minimale Leistungsabgabe	MW _{el}	9	9
Anfahrzeit ^{II}	Minuten	5	5
technische Lebensdauer	Jahre	20	20
Ökonomische Parameter / Investition			
leistungsspezifisch	€/kW _{el}	650	715
Ökonomische Parameter / Betrieb			
spezifische fixe Kosten (Instandhaltung)	€/(MW _{el} *a)	4.000	4.400
spezifische variable Kosten ^{III} (ohne Brennstoff)	€/MWh _{el}	6,30	6,93
Anfahrkosten ^{IV}	€/(MW _{el} *Start)	0	0

Als Gasmotor-Kraftwerke sind heute Anlagen mit bis zu 28 Motor-Generatorsätzen und einer Gesamtleistung von 244 MW_{el} in Betrieb (Aliaga, Türkei) [Wärtsilä 2011].

Die von den Gasmotorkraftwerken abgedeckten Leistungsklassen konkurrieren direkt mit der Gasturbinentechnologie. Die erforderliche Kraftwerksgröße wird durch die entsprechende Anzahl aus Einzelmodulen erreicht. Der modulare Aufbau bringt Vorteile im Betrieb mit sich:

- Leistungsregelung ist durch Ab- oder Zuschaltung einzelner Einheiten möglich – die in Betrieb befindlichen Einheiten können bei nahezu maximalem Wirkungsgrad gefahren werden.
- Bei Ausfall oder Wartung einer Einheit fehlt nur eine Teilleistung.

Aus 18,3 MW_{el} Nennleistung und einem elektrischem Wirkungsgrad von 47,5% folgt ein Brennstoffbedarf von 38,5 MW_{H₂} pro Modul. 450 MW_{H₂} kann die Kaverne zur Verfügung stellen. Damit wären 11 Module zu versorgen, die dann rund 200 MW_{el} erzeugen könnten.

Gasmotoren benötigen nach ca. 48.000 Betriebsstunden eine Generalüberholung. Ein kleiner Wartungsstillstand wird nach jeweils rund 2.000 Betriebsstunden fällig (Filter reinigen/wechseln, Zündkerzen und Öl wechseln etc.), ein großer Wartungsstillstand nach jeweils 8.000 (Überholung Gasdruckregler und Zündspulen, Kontrolle Sicherheitssystem etc.).

Der spezifische Flächenbedarf für ein Gasmotorkraftwerk mit Modulen vom Typ Wärtsilä 50 SG (18,3 MW_{el}) liegt bei ca. 70 m²/MW_{el} zuzüglich einer Fläche von ca. 2.500 m² für Zuwegung, Einrichtungen für die Versorgung mit Medien und Lagerflächen (Abschätzung anhand von Planungsunterlagen des Herstellers). Für 200 MW_{el} Erzeugung würden danach weniger als 2 ha benötigt.

4.7.3 Niedertemperatur-Brennstoffzellen

Bei der Brennstoffzellenentwicklung wurden in den letzten Jahrzehnten erhebliche technologische und fertigungstechnische Fortschritte erzielt. In einigen Nischenanwendungen und im Rahmen von Kleinserien haben Brennstoffzellen gegenüber Batterien und konventionellen Kraft-Wärme-Maschinen bereits die Konkurrenzfähigkeit erreicht³⁴.

Im Bereich der Niedertemperatur-Brennstoffzellen haben sich folgende Typen etabliert:

- die alkalische Brennstoffzelle (englisch „Alkaline Fuel Cell“, kurz AFC)³⁵,
- die Direktmethanol-Brennstoffzelle (DMFC),
- die Protonenaustauschmembran-Brennstoffzelle (englisch „Proton Exchange Membrane Fuel Cell“, PEMFC)³⁶.

Niedertemperatur-Brennstoffzellen können in einem Betriebstemperaturbereich von 30°C bis 100°C arbeiten [Larminie/Dicks 2003], wodurch sie schnell auf Betriebstemperatur zu bringen

³⁴ Z.B. Brennstoffzellen-Pkw; autarke, netzferne Energieversorgungen für Verkehrsmanagement, Umwelttechnologie und Telekommunikation; (Not-) Stromversorgung von Rechenzentren unter gleichzeitiger Ausnutzung der O₂-Abreicherung in der Kathodenabluft zur Brandprävention.

³⁵ Die AFC benötigt reinen Sauerstoff bzw. kohlendioxidfreie Luft. CO₂ würde mit der Kalilauge reagieren. Eine technische Weiterentwicklung der AFC der letzten Jahre ist die Platinum Free Membrane Fuel Cell. Technisch gesehen handelt es sich dabei um eine AFC ohne flüssigen Elektrolyten, die CO₂ toleriert. Sie soll die Vorteile der AFC und PEMFC mit einander verbinden und bei relativ hohem Wirkungsgrad kostengünstiger als PEMFCs sein [Czarnetzki/Schneider 2011]. Allerdings sind noch keine Produkte verfügbar (Stand Oktober 2012).

³⁶ Sie wird auch Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle genannt.

sind. Ihren höchsten Wirkungsgrad weisen sie im Teillastbereich auf. Sie eignen sich aufgrund ihrer kompakten Bauform für mobile Anwendungen; aber auch für stationäre Systeme gibt es auf dem Markt eine Reihe von Produkten in verschiedenen Leistungsbereichen.

Im Hinblick auf die aktuelle (kommerzielle) Verfügbarkeit dieser Technologien in größeren Leistungsklassen und weil Wasserstoff als Brennstoff zum Einsatz kommt, ist vor allem die PEMFC im Rahmen der vorliegenden Studie von Relevanz. Aus diesem Grund wird im Folgenden nur auf diese eingegangen³⁷.

Aus technischen Gründen können nicht beliebig viele Einzelzellen zu einem Stack zusammengeschaltet werden. Deswegen wird zur Erzielung großer Leistungswerte die Zellfläche vergrößert bzw. es werden mehrere Stacks parallel betrieben. Je nach Systemauslegung, Größe und Aufbau teilen sich diese dann Peripherie-Komponenten (ähnlich wie bei der PEMEL, siehe Abschnitt 4.2.1) oder besitzen, besonders bei relativ großen Stacks, eine eigene Peripherieeinheit.

Tabelle 4-17 gibt eine Übersicht wesentlicher Kenndaten großer PEMFC-Module zum aktuellen Zeitpunkt sowie eine mögliche Entwicklungsperspektive für das Jahr 2030. Die Werte für die leistungsspezifische Investition und die Wartungskosten im Jahr 2030 wurden dabei mittels einer Lernfunktion bestimmt (Jahresproduktion 3 Stück in 2012 und 500 Stück in 2030 bei einem Lernfaktor von 17%) und die übrigen Kenndaten für 2030 auf Basis der Literatur und eigener Einschätzungen festgelegt.

Die spezifische Investition für PEMFC-Systeme ist heute noch hoch, was teils in den Materialkosten, jedoch überwiegend in der Vorserien- und Kleinstserienfertigung begründet ist. Die in Tabelle 4-17 für 2012 genannten Werte sind insofern zu relativieren, als sie sich auf Einzelsysteme beziehen und die meisten Hersteller bei Abnahme größerer Stückzahlen Preisnachlässe anbieten. Tabelle 4-18 zeigt die erwartete Kostenentwicklung für PEMFC-Systeme in der Automobilindustrie und macht das Kostensenkungspotenzial deutlich. Für große stationäre Systeme ist eine derart günstige Entwicklung der leistungsspezifischen Kosten jedoch nicht zu erwarten. Die Nachteile geringer Stückzahlen im Vergleich zu einer Großserienfertigung im Automobilmarkt können durch die pro Modul benötigten größeren Materialmengen und den damit auch im stationären Sektor erzielbaren Staffelpreisen nur zum Teil aufgewogen werden.

Die Lebensdauer der Stacks für große Systeme ist mit derzeit 20.000 bis 40.000 Betriebsstunden vergleichbar zu den Überholungsintervallen anderer Rückverstromungsaggregate (vgl. Abschnitt 4.7.1).

³⁷ Auch die Phosphorsäurebrennstoffzelle (PAFC) als Mitteltemperatur-Brennstoffzelle (ca. 200°C) bleibt deshalb außer Betracht, ebenso wie die Hochtemperatur-PEMFC, die zwischen 120 und 180°C betrieben wird.

Tabelle 4-17: Kenndaten von PEMFC-Systemen heute und in 2030.

Die Daten für 2012 basieren auf Erfahrungen der Autoren sowie Informationen der Hersteller Ballard, Nedstack und Schunk. Berücksichtigt sind nur große Module.

- ^I Wirkungsgrad bezogen auf die bereits stabilisierte AC-Spannung.
- ^{II} Zeit die das System benötigt, um aus dem kalten Zustand (Umgebungstemperatur) von 0% auf Nennleistung hochzufahren.
- ^{III} Bezogen auf ein Einzelmodul.
- ^{IV} Ableitung dieser Werte auf Basis einer Lernfunktion, siehe Text.
- ^V Grob veranschlagte Kosten für Vollwartungsvertrag mit vorbeugenden und turnusmäßigen Wartungen sowie MEA-Tausch nach Ablauf der Lebensdauer.
- ^{VI} In Anlehnung an PEMFC Programmziele des United States Department of Energy und der japanischen NEDO [Borup et al. 2007].
- ^{VII} Werte bei stationärem Betrieb mit begrenzter Anzahl von Start-Stop Zyklen. Die Degradation nimmt bei häufigen Start-Stop-Zyklen und hoher dynamischer Belastung zu. Entsprechend den Aussagen in [Borup et al. 2007] könnten sich in 2030 Degradationsraten von 6,15 – 12,3 $\mu\text{V}_{\text{Zelle}}$ pro Betriebsstunde PEMFC in der automobilen Anwendung ergeben, die als Grenzfall für hochdynamischen Betrieb mit hoher Anzahl von Start-Stop-Zyklen angesehen werden kann.

	Einheit		
Bezugszeitraum		2012	2030
Technische Daten			
verfügbare Modulgröße (Nennleistung, AC-seitig)	MW _{el}	0,2 – 1	≤ 5
Wirkungsgrad bei Nennleistung ^I (AC-seitig, Neuanlage, bezogen auf H _i)	%	48 – 50	50 – 52
untere Grenze für Teillastbetrieb (bezogen auf Nennleistung)	%	0	0
Betriebstemperatur	°C	50 – 65	50 – 90
Anfahrzeit ^{II}	Minuten	7 – 10	7 – 10
technische Lebensdauer Modul	Jahre	≤ 20	20
technische Lebensdauer Stack	Betriebs- stunden	20.000 – 40.000 ^{VII}	40.000 – 90.000 ^{VI, VII}
Degradationsrate pro Betriebsstunde	$\mu\text{V}_{\text{Zelle}}/\text{h}$	4 – 6 ^{VII}	0,68 – 1,54 ^{VI, VII}
Ökonomische Parameter / Investition			
leistungsspezifisch (für die genannten Modulgrößen)	€/kW	3.500 – 3.800 ^{III}	885 – 961 ^{IV}
Ökonomische Parameter / Betrieb			
spezifische variable Kosten (Vollwartungsvertrag) ^V	€/MWh	20 – 40	5 – 10 ^{IV}

Tabelle 4-18: Erwartete Kostenentwicklung für PEMFC-Stacks in der Automobilindustrie.
Daten aus [McKinsey et al. 2010], Grafik Nr. 54.

	Einheit			
Bezugszeitraum		2010	2015	2020
installierte kumulative Anzahl	Anzahl Brennstoffzellenfahrzeuge	ca. 1.000	ca. 100.000	ca. 1.000.000
leistungsspezifische Kosten				
- maximal	€/kW	781	252	98
- typisch		500	110	43
- minimal		221	42	16

Wie bei allen stromerzeugenden Anlagen müssen bestimmte Betriebsbedingungen eingehalten werden, um eine verkürzte Lebensdauer, hier z.B. durch korrosive Prozesse, zu vermeiden. Allerdings zeigen heute verfügbare PEMFC-Systeme in der Regel noch deutlich erhöhte Degradationsraten im Fall häufiger Start-Stopp-Vorgänge. Für die Zukunft ist eine Verbesserung ihrer Robustheit in dieser Hinsicht nötig.

Die Verringerung der Degradationsraten bzw. des Problems vorzeitiger Alterung bei dynamischer Betriebsweise sind dementsprechend wesentliche Aufgaben für Forschung und Entwicklung. Eine weitere F&E-gestützte Reduktion der leistungsspezifischen Kosten für das Kernstück der PEMFC, die Membran-Elektroden-Einheit (englisch „Membrane Electrode Assembly“, kurz MEA), kann die Wettbewerbssituation gegenüber den anderen hier beschriebenen Technologien zur Rückverstromung ebenso positiv beeinflussen.

PEMFC sind für die Bereitstellung von Regelleistung geeignet, da sie schnell auf Lastwechsel reagieren können und eine kurze Anfahrzeit aufweisen.

Zwei Referenzprojekte belegen, dass PEMFC-Systeme im Bereich 1 MW_{el} heute bereits verfügbar sind:

- 1 MW-System in der SolVin Chlorfabrik, Antwerpen-Lollo (Belgien), Hersteller: Nedstack, [Solvay 2012];
- 1 MW-System als mobiles Kraftwerk zur Abdeckung von Lastspitzen in den Monaten Mai bis September, am Eastlake-Kraftwerk Ohio (USA), Hersteller: Ballard und First Energy [EHA 2010].

4.7.4 Hochtemperatur-Brennstoffzellen

Im Bereich der Hochtemperatur-Brennstoffzellen gibt es zwei wesentliche Typen:

- die Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (englisch „Molten Carbonate Fuel Cell“, MCFC) und
- die Festoxid-Brennstoffzelle (englisch „Solid Oxide Fuel Cell“, SOFC).

Im Kontext dieser Studie ist nur die SOFC von Interesse, da die MCFC Kohlendioxid für die elektrochemische Reaktion benötigt.

Tabelle 4-19 gibt eine Übersicht wesentlicher Kenndaten der SOFC zum aktuellen Zeitpunkt sowie eine mögliche Entwicklungsperspektive für das Jahr 2030. Die in 2030 zu erwartende verfügbare Modulgröße ist vergleichbar mit der PEMFC-Technologie bei einem deutlich höheren Wirkungsgrad. Allerdings ist bei der SOFC auch in 2030 noch mit einer vergleichsweise hohen leistungsspezifischen Investition im Bereich von 1.500 €/kW zu rechnen. Die erwartete Lebensdauer des Stacks von 100.000 Betriebsstunden wäre dagegen mehr als doppelt so lang z.B. wie die typischen Revisionsintervalle von Gasturbinen (vgl. Abschnitt 4.7.1).

Tabelle 4-19: Kenndaten von SOFC-Systemen heute und in 2030.

Datenbasis [Steinberger-Wilckens 2012/13].

^I Große stationäre Module.

^{II} Redox-Zyklen: Wenn konstruktionsbedingt oder durch Systemfehler während des Abfahrens Sauerstoff an die Anode gelangt, wird diese oxidiert und im anschließenden Betrieb wieder reduziert. Dies führt heute noch zu irreparablen Schädigungen. Für die Zukunft wird eine erheblich verbesserte Robustheit angestrebt. Redoxzyklen können durch Vorkehrungen in der Systemregelung vollständig vermieden werden.

	Einheit		
Bezugszeitraum		2012	2030
Technische Daten			
verfügbare Modulgröße (Nennleistung AC)	MW _{el}	0,2	5
Wirkungsgrad bei Nennleistung (AC-seitig, Neuanlage, bezogen auf H ₂)	%	60	70
untere Grenze für Teillastbetrieb (bezogen auf Nennleistung)	%	20	10
Betriebstemperatur	°C	500 – 850	400 – 800, typisch 500 – 700
Anfahrzeit			
- von Umgebungstemperatur aus ^I	Minuten	≤ 240	≤ 120
- von 300°C aus		≤ 30	≤ 15
- bei Betriebstemperatur		≤ 1	≤ 1

Tabelle 4-19: Kenndaten von SOFC-Systemen heute und in 2030 (Fortsetzung).

	Einheit		
Bezugszeitraum		2012	2030
Technische Daten			
technische Lebensdauer Modul	Jahre	5	20
technische Lebensdauer Stack	Betriebsstunden	30.000	100.000
Degradationsrate pro Betriebsstunde sofern folgende Bedingungen erfüllt sind:	$\mu\text{V}_{\text{Zelle}}/\text{h}$	≤ 10	$\leq 1,5$
- max. Warmstarts (ab 300°C)	Anzahl / a	100	1.000
- max. Kaltstarts	Anzahl / a	2	100
- max. Redox-Zyklen ^{II}	Anzahl / a	1	50
Ökonomische Parameter / Investition			
leistungsspezifisch (für genannte Modulgröße, fertig installiert)	€/kW _{el}	6.000	1.500
Ökonomische Parameter / Betrieb			
- ohne Tausch des Stacks	€ / (Modul*a)	keine Angabe	10.000
- bei Tausch des Stacks	€/kW _{el}	2.000	500

Die in Tabelle 4-19 genannten Degradationsraten entsprechen einem Wirkungsgradverlust von etwa 25% nach 30.000 Betriebsstunden (heute) bzw. rund 12% nach 100.000 Stunden (in 2030).

Die Regelbarkeit eines SOFC-Systems beträgt heute 0,5% der Nennleistung pro Sekunde, für 2030 wird 1% pro Sekunde erwartet.

SOFC-Systeme des Herstellers Bloom Energy Corporation sind heute in den Größen 50, 100 und 200 kW_{el} am Markt verfügbar [Bloom Energy 2013] zu Preisen von ca. 6.000 €/kW.

Analog zur PEMFC-Technologie müssen F&E-Anstrengungen unternommen werden, um eine deutlich erhöhte Robustheit gegenüber Betriebszuständen am Rande der Spezifikationen zu erzielen.

4.7.5 Technologie-Entscheidung in Bezug auf die Rückverstromung und Parameter für die Systemanalyse

Der Vergleich der vier vorgestellten Optionen für die Rückverstromung von Wasserstoff zeigt, dass in Bezug auf den Wirkungsgrad die SOFC-Technologie mit 70% die günstigste Perspektive bietet, gefolgt von der GuD-Anlage mit 60% sowie Gasmotor und PEMFC mit jeweils rund 50%. Bei 450 MW_{H₂} Brennstoffleistung ließe sich also mit 315 MW_{el}, 270 MW_{el} bzw. etwa 225 MW_{el} am Spotmarkt agieren. Alle diese Technologien können mit dem jeweils genannten Leistungswert dazu eingesetzt werden, am Markt für tertiäre Regelleistung teilzunehmen. Einzige Ausnahme ist das GuD-Kraftwerk, welches nur seine Gasturbine (180 MW_{el}) – wie gefordert – innerhalb von 15 Minuten auf Nennleistung bringen kann^{38, 39}.

Das GuD-Kraftwerk würde aus einem Modul bestehen, das Gasmotor-Kraftwerk aus 11 Modulen und das Brennstoffzellen-Kraftwerk aus 45 (PEMFC) bzw. 63 (SOFC) Modulen.

Eine technische Lebensdauer von mindestens 20 Kalenderjahren ist von allen Optionen gleichermaßen zu erwarten.

Im Hinblick auf die Kosten ist festzuhalten, dass die Gasmotoren-Technologie die niedrigste spezifische Investition verspricht (715 €/MW_{el}), gefolgt von GuD (760 €/MW_{el}) und PEMFC (960 €/MW_{el}). Die SOFC-Technologie ist mit 1.500 €/MW_{el} hier deutlich im Nachteil. Bezüglich der spezifischen fixen Kosten für Instandhaltung zeigen erneut die Gasmotoren die günstigsten Werte. Bei den spezifischen variablen Kosten liegen GuD-Kraftwerke deutlich vor den Gasmotoren.

Die Entscheidung wird zugunsten der GuD-Technologie getroffen, da diese bei vergleichsweise moderater Investition den höchsten Wirkungsgrad für die Vermarktung von elektrischer Energie am Spotmarkt bietet. Für die Systemanalyse wird eine Anlage mit 270 MW_{el} auf zwei Wellen ausgewählt, so dass die Gasturbine auch tertiäre Regelleistung bereitstellen kann. Tabelle 4-20 zeigt die techno-ökonomischen Parameter des Kraftwerks. Die spezifische Investition wurde auf einen vollen Betrag aufgerundet.

In Kapitel 7 wird auch die Investition in ein Gasturbinen-Kraftwerk als Alternative zur GuD-Anlage betrachtet.

³⁸ In Abbildung 3-8 und Abbildung 3-10 sind die Nennleistungen für Rückverstromung und Regelleistung gleich.

³⁹ Damit ein SOFC-Kraftwerk am tertiären Reservemarkt teilnehmen kann, muss es eine Temperatur von mindestens 300°C halten, vgl. Tabelle 4-19.

Tabelle 4-20: Annahmen für die techno-ökonomischen Parameter der Rückverstromung in einem Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk im Jahr 2030.

¹ Bei der Bereitstellung von Regelleistung.

	Einheit		
Technische Parameter		Gasturbine und Dampfturbine auf eigenen Wellen	Gasturbine allein ¹
Nennleistung	MW _{el}	270	180
minimale Leistungsabgabe	MW _{el}	80 – 135	0
Wirkungsgrad	%	60	40
Anfahrzeit	Minuten	Heißstart: 30-60 Warmstart: 60-90 Kaltstart: 120-180	8
Mindest-Lebensdauer	Jahre	20	
Ökonomische Parameter / Investition			
spezifische Investition	€/kW _{el}	800	
resultierende Investition	€	216.000.000	
Ökonomische Parameter / Betrieb			
spezifische fixe Kosten	€/(MW _{el} *a)	11.076	
resultierende fixe Kosten	€/a	2.990.520	
variable Kosten (ohne Brennstoff)	€/MWh _{el}	2,36	7,48
Anfahrkosten	€/(MW _{el} *Start)	40	0



4.8 Füllstation für Lkw-Trailer

Der Wasserstoff wird an der Bilanzgrenze des Kavernenspeichers mit einem Druck von 50 bar und einer Feuchte von maximal 5 ppm übergeben. Der Nenndruck der Trailer beträgt 500 bar (vgl. Abschnitt 3.2.4). Die Auswahl bzw. Auslegung der erforderlichen Kompressoren wurde bereits im Abschnitt 4.5 diskutiert. Die diesbezüglichen Daten in Tabelle 4-21 sind aus Tabelle 4-10 übernommen.

Es wird vorausgesetzt, dass pro Trailer 1 Tonne Wasserstoff transportiert werden kann. Der maximale Feuchtegehalt von 5 ppm stellt sicher, dass dieser Wasserstoff ohne Weiteres als Kraftstoff zu verwenden ist.

4.8.1 Anzahl der Stellplätze

Die Füllstation ist so ausgelegt, dass in einem Zeitfenster von 8 Stunden 100 Tonnen Wasserstoff über Nacht abgefüllt werden können: Eine Entnahme von 13,5 t pro Stunde aus der Kaverne über 8 Stunden hinweg entspricht 108 Tonnen. Die Elektrolyse kann in 8 Stunden maximal 84 Tonnen erzeugen, die verbleibende Menge wäre aus der Kaverne zu entnehmen.

Dahinter steht die Annahme, dass das GuD-Kraftwerk ausschließlich tagsüber am Netz ist, in einem Zeitraum von frühestens 6 Uhr bis spätestens 22 Uhr, um Mittel- und Spitzenlastphasen abzudecken, wie dies in der Vergangenheit Praxis war. Auf diese Weise stünden die Abfüllung von Kraftstoff und der Einsatz des GuD-Kraftwerkes nicht miteinander in Konkurrenz.

Um ein Rangieren von Trailern nachts, während des 8-Stunden-Fensters zu vermeiden, wird festgelegt, dass jedem Trailer ein Stellplatz zur Verfügung steht. Demnach können die Trailer bis 22 Uhr zur Befüllung abgestellt und angeschlossen werden. Am nächsten Morgen kann die Auslieferung der gesamten Menge Wasserstoff unmittelbar beginnen. Somit werden 100 Stellplätze vorausgesetzt.

Die für die Auslegung angenommene Trennung der täglichen Betriebsphasen von Abfüllstation und GuD-Kraftwerk wird im Rahmen der Systemanalyse (Kapitel 7, Abschnitt 7.6.3) allerdings nicht realisiert. Die Simulationen zeigen, dass in Zukunft ein Betrieb von Kraftwerken, die am Spotmarkt (bzw. Regelleistungsmarkt) aktiv sind, zu jeder Tageszeit attraktiv sein kann. Um den Algorithmen zur wirtschaftlichen Optimierung des Betriebs des Wind-Wasserstoff-Systems mehr Spielraum zu geben, wird die Begrenzung der Trailer-Abfüllung auf das nächtliche 8-Stunden-Fenster aufgegeben. Damit konkurrieren die Pfade „Kraftstoff“ und „Rückverstromung“.

Im Grenzfall könnten im Laufe eines Tages 324 Tonnen Kraftstoff abgefüllt werden ($24 \text{ h} * 13,5 \text{ t H}_2/\text{h}$), eine entsprechende Anzahl verfügbarer Trailer vorausgesetzt. Die Auslegung auf 100 Stellplätze in Kombination mit der Füllkapazität der Verdichter von $13,5 \text{ t H}_2/\text{h}$ bleibt bestehen.

Tabelle 4-21: Annahmen für die techno-ökonomischen Parameter der Füllstation für Hochdruck-Trailer im Jahr 2030.

Die Daten der Verdichter entsprechen denen in Tabelle 4-10, rechte Spalte.

¹ Im Bereitschaftsmodus.

	Einheit	Wert
Technische Parameter		
nötige Komponentengröße - Füllkapazität Verdichter	kg_{H2}/h	13.500
Saugdruck Verdichter	bar	50
Fülldruck Verdichter	bar	max. 500
Verdichtungsverhältnis je Stufe	maximal	1:4
nötige Anzahl Verdichterstufen (= Anzahl der nötigen Module)	Stück	2
verfügbare Modulgröße Verdichter - Füllkapazität / Fördermenge H ₂	kg _{H2} /h	13.500
Leistungsaufnahme bei Nennlast	MW _{el}	24
resultierender Wirkungsgrad	%	94,9
Anfahrzeit	Minuten	< 5 ¹
technische Lebensdauer	Jahre	30
nötige Komponentengröße - Anzahl Stellplätze	Stück	100
Anfahrzeit	Minuten	0
technische Lebensdauer	Jahre	30
Ökonomische Parameter / Investition		
spezifische Investition Verdichter	€/Stück	18.000.000
resultierende Investition Verdichter	€	36.000.000
Investition Stellplätze mit Gebäuden, Erschließung, Verrohrung etc.; pauschal	€	25.000.000
<u>gesamte Investition</u>	€	61.000.000
Ökonomische Parameter / Betrieb		
spezifische fixe Kosten	% der Investition	3
resultierende fixe Kosten	€/a	1.830.000

Die zulässigen Abmessungen von Kraftfahrzeugen mit einem Sattelanhänger bzw. Auflieger betragen 16,50 m Länge und 2,55 m Breite, also ca. 42 m² [EU 1996]. Pro Trailer-Stellplatz werden hier als Platzbedarf zum Parken, Rangieren, für Rohrleitungen etc. 250 m² grob geschätzt, also knapp das Sechsfache der maximalen „Grundfläche“ eines Sattelzugs. Damit ergeben 100 Stellplätze einen Bedarf von 2,5 ha.

4.8.2 Transport ab Wind-Wasserstoff-System

Der Transport des Wasserstoffs zum Kunden wird nicht als Teil des Wind-Wasserstoff-Systems angesehen, sondern als externe Dienstleistung, die entsprechend zu vergüten ist (siehe Abschnitt 7.2.2.1).

4.8.3 Alternativen zum Kraftstoff-Transport mit Hochdruck-Trailern

Der Transport per Pipeline wird im Rahmen dieser Studie nicht in Betracht gezogen. Die Erzeugung von 10,5 Tonnen H₂ pro Stunde entspricht einer Leistung von 350 MW_{H₂} (H_i). Selbst eine Pipeline von 400 mm Durchmesser und 14 bar Druck kann bereits etwa 1.600 MW Methan (H_i) bzw. rund 500 MW Wasserstoff transportieren [Müller-Syring/Henel 2011]. Eine Transportgasleitung mit 800 mm Durchmesser und 64 bar wäre erst bei etwa 19.000 MW Methan bzw. 6.000 MW Wasserstoff ausgelastet. Außerdem ist nicht zu erwarten, dass im Jahr 2030 bereits alle Wasserstoff-Tankstellen an eine solche Pipeline bzw. ein Pipelinenetz angeschlossen sein werden. Damit wäre ein Transport mittels Trailer ohnehin erforderlich, lediglich über kürzere Distanzen.

Der Transport von verflüssigtem Wasserstoff könnte die Anzahl der benötigten Trailer um einen Faktor von etwa 4 verringern (rund 4.000 t H₂ pro Transport). Allerdings ist die Verflüssigung derzeit noch energieaufwendig und kostenträchtig und wird deshalb hier nicht betrachtet. Sofern die Kosten entlang der gesamten Lieferkette ab Bilanzgrenze der Kavernenanlage gegenüber Hochdruck-Wasserstoff niedriger darstellbar wären, böte Flüssig-Wasserstoff eine Alternative.

4.9 Ergänzende Bemerkungen zur Betriebstechnik

In diesem Abschnitt werden Überlegungen und Ideen zu übergreifenden Fragen der Betriebstechnik zusammengefasst. Eine detaillierte Betrachtung wäre Aufgabe der Vorplanung im Rahmen eines konkreten Projektes.

4.9.1 Abwärmenutzung/Wärmemanagement

Beim Betrieb des Wind-Wasserstoff-Systems fallen erhebliche Mengen Wärme an, die einer Nutzung zugeführt werden könnten. Allein der Wirkungsgrad der Netzanbindung der Elektrolyse in Höhe von 98% (Tabelle 4-3) geht mit einem Verlust von rund 10 MW in Form von Wärme

einher⁴⁰. Die Elektrolyse generiert Wärme mit einer Leistung bis zu 150 MW, das GuD-Kraftwerk erreicht eine Wärmeleistung bis zu 180 MW.

Die Möglichkeiten zur Nutzung dieser Energie umfassen die Vorwärmung von Wasser für die Elektrolyse, die Vorwärmung der Stacks und ggf. eine Anhebung der Temperatur des Wasserstoffs nach Entfeuchtung mittels eines Kaltwassersatzes. Im Winter könnten Betriebsgebäude damit frostfrei gehalten werden. Speicher für diese Energie wären zusätzlich einzuplanen.

4.9.2 Notstromversorgung/Schwarzstartfähigkeit

Für den Fall eines Stromausfalls muss genügend elektrische Leistung vorgehalten werden, um den sicheren Betrieb des Wind-Wasserstoff-Systems zu gewährleisten. Relevante Verbraucher sind dann vor allem die unten genannten Sicherheitseinrichtungen. Dafür wird ein Bedarf von 2 MW abgeschätzt (Abschnitt 4.4).

Da die Anlage zwei Wasserstoffspeicher beinhaltet (Pufferspeicher über Tage, Kaverne), sollte das Notstromsystem mit Wasserstoff betreibbar sein; somit kämen Brennstoffzellen oder Gasmotoren in Frage. Ggf. wäre ein zweiter oberirdischer Speicher vorzusehen, der ständig so viel Brennstoff enthält, dass er das Notstromaggregat versorgen kann, bis die Armaturen der Kaverenanlage entsprechend geschaltet sind und eine dauerhafte Versorgung ermöglichen.

Schwarzstartfähigkeit⁴¹ wird zukünftig eine höhere Bedeutung bekommen, weil weniger Stromerzeuger im elektrischen Netz integriert sein werden, die planbar anzufahren sind. Die lokale Verfügbarkeit einer großen, unmittelbar zugänglichen Brennstoffreserve ist von großem Vorteil.

4.9.2.1 Gasturbine

Gasturbinen- bzw. GuD-Kraftwerke können schwarzstartfähig errichtet werden. Dazu wird in der Regel ein Notstromaggregat entsprechender Leistung im Kraftwerk integriert. Der Leistungsbedarf für einen Schwarzstart liegt bei etwa 5% der Nennleistung der Gasturbine, hier also bei rund 9 MW. Ein Brenngasverdichter, der großen Einfluss auf den Leistungsbedarf hat, wird nicht benötigt, da das benötigte Druckniveau innerhalb des Gesamtsystems immer zur Verfügung steht. Nach erfolgreichem Start der Gasturbine (ca. 5 bis 8 min) werden die restlichen Teile des Kraftwerks hochgefahren.

4.9.2.2 Gasmotor

Auch Gasmotorkraftwerke können mittels eines Notstromaggregats schwarzstartfähig errichtet werden. Der Aufwand dafür ist vergleichsweise gering. Für den Start eines Motors mit 18,3 MW_{el} Nennleistung (nur für den ersten innerhalb einer größeren Anlage) werden z.B. max. 500 kW_{el} benötigt. Diese Hilfsenergie versorgt nur Nebenaggregate (Schmierölsystem, Steue-

⁴⁰ $510,2 \text{ MW}_{\text{el}} \cdot 0,98 = 500 \text{ MW}_{\text{el}}$.

⁴¹ Ein schwarzstartfähiges Kraftwerk kann unabhängig vom elektrischen Netz hochfahren. Dies ist vor allem dann von Bedeutung, wenn nach einem (flächendeckenden) Stromausfall die Versorgung wieder aufgebaut werden muss.

rung, etc.), die eigentliche Startenergie wird von einem Anlassdruckluftsystem bereitgestellt. Es ist integraler Bestandteil des Gasmotors und ermöglicht bis zu drei Starts bei gefülltem Druckluftspeicher. Steht das Brenngas mit über 6 bar zur Verfügung, muss es nicht weiter verdichtet werden.

4.9.2.3 PEMFC

PEMFC-Module benötigen während des Betriebs immer gewisse Mengen an Elektrizität für den Betrieb ihrer Subsysteme (z.B. Luftkompressor, Kühlkreislauf usw.). Bei einem Schwarzstart muss diese Leistung, maximal ca. 150 kW_{el} pro 1 MW_{el} des Stacks, via Notstromversorgung bereitstehen, bevor sich das System nach einigen Sekunden selbst versorgen kann. Bei Anlagen mit mehreren PEMFC-Modulen können diese einzeln nach einander gestartet werden, wie bei einem Gasmotorkraftwerk.

4.9.2.4 SOFC

SOFC sind grundsätzlich schwarzstartfähig, da sie durch Verbrennen von Gas in einem Nachbrenner aufgeheizt werden können. Die Gasleistung entspricht der des Normalbetriebes. In der Regel erfolgt eine Unterstützung durch Elektroheizplatten; diese kann aber in einer Notlage entfallen.

Die Aufheizzeit großer Module, ausgehend von Umgebungstemperatur, beträgt heute üblicherweise bis zu 4 Stunden und wird in 2030 voraussichtlich bis zu 2 Stunden für stationäre Module betragen (Anfahrzeiten für höhere Starttemperaturen siehe Tabelle 4-19). Über diese Zeiträume werden 5 kW_{el} pro 5 MW_{el}-Modul zur Versorgung von Nebenaggregaten benötigt.

4.9.3 Funktionsfähigkeit der Sicherheitseinrichtungen

Eine Reihe von Sicherheitseinrichtungen muss auch bei Netzstromausfall zu jeder Zeit zu betreiben sein. Dazu gehören:

- die kontinuierliche Messung von Wasserstoffkonzentrationen in kritischen Bereichen (Sensoren, Datenübertragung sowie Auswerteeinheiten mit Warn- und Alarmgebern),
- die Grundfunktionen der Sicherheitskette (Schließen von wasserstoffführenden Leitungen, Lüften von Bereichen mit erhöhter Wasserstoffkonzentration),
- Brandmeldeanlage und Anlagen zur automatischen Brandbekämpfung,
- Überwachung der Kavernenanlage untertage und obertage,
- Notbeleuchtung für Arbeits-, Rettungs- und Sicherheitsbereiche,
- Pumpsysteme des Wärmemanagements und Umwälzsysteme, einschließlich Frostschutz,
- sicherheitsrelevante IT und die Telekommunikation,
- Sicherheitstechnik zur Verhinderung äußerer Eingriffe (Kameraüberwachung, Schließanlage, Melde- und Quittierungssystem etc.),

- betriebsrelevante Anfahrvorgänge für die Wiederherstellung des Netzbetriebs (Umschalten von Eigen- auf Netzstrombetrieb).

4.10 Nächste Schritte

Damit sind alle wesentlichen Komponenten erläutert und definiert. Die techno-ökonomischen Parameter für die Systemanalyse sind somit verfügbar. Kapitel 6 bietet eine zusammenfassende Betrachtung des Gesamtsystems. Zunächst wird jedoch im nächsten Kapitel die Untertagespeicherung von Wasserstoff im Detail diskutiert.

5 Untertagespeicherung von Wasserstoff

Die Speicherung im geologischen Untergrund ist prädestiniert für große Speichermengen und hohe Ein- und Auslagerraten. Sie spielt im Bereich der fossilen Energieträger bereits seit Jahrzehnten eine wichtige Rolle und hat einen hohen Entwicklungs- und Sicherheitsstandard erreicht. Aus diesem Grund liegt es nahe, für die Wasserstoffspeicherung auf diesen Erfahrungsschatz zurückzugreifen.

Die wesentlichen Eigenschaften und Schnittstellen einer Modellkaverne für Wasserstoff wurden bereits im Abschnitt 4.6 eingeführt. Dieses Kapitel geht vertiefend darauf ein, welche Erfahrungen mit der Untertagespeicherung von Wasserstoff bereits bestehen bzw. welche Anpassungen auf Grund der Charakteristik von Wasserstoff erforderlich scheinen:

- Abschnitt 5.1 führt in das Thema Untergrundspeicherung von Gasen unter besonderer Berücksichtigung von Wasserstoff in Salzkavernen ein.
- Das technische Konzept einer Wasserstoffkaverne in Bezug auf Planung, Auslegung und Erstellung in Anlehnung an typische Erdgaskavernenspeicher wird über die Inhalte des Abschnitts 4.6 hinaus behandelt, insbesondere der F&E-Bedarf. Abschnitt 5.2 diskutiert die Anlagen untertage, Abschnitt 5.3 die obertägigen Komponenten.
- Abschnitt 5.4 erläutert die Genehmigungen, die für Bau und Betrieb einer Kavernenspeicheranlage erforderlich sind, und schätzt den Zeitbedarf für Planung und Errichtung ab.
- Die geologischen Voraussetzungen für die Erstellung von Kavernen in räumlicher Nähe zu den geplanten Netzeinspeisepunkten der Offshore-Windenergie werden in Abschnitt 5.5 geprüft.

Abschließend erfolgt eine kurze Zusammenfassung.

5.1 Gasspeicherung im Untergrund

Erdgas hat sich in den letzten Jahrzehnten zu einem der wichtigsten Energieträger entwickelt. Hierzu wurde eine umfangreiche Infrastruktur, bestehend aus Pipeline-Netz und Speichern, installiert. Die Speicher erfüllen dabei verschiedene Aufgaben wie Ausgleich zwischen weitgehend konstanter Lieferung und saisonal unterschiedlichem Verbrauch, Ausfallreserve, Reserve für extreme Kälteperioden, Gashandel etc. Da es sich um sehr große Gasmengen handelt, kommen für die Speicherung vorrangig untertägige Speicher im geologischen Untergrund infrage (Abbildung 5-1). Gründe hierfür sind:

- Verfügbarkeit sehr großer Volumina in natürlichen Kohlenwasserstofflagerstätten (KW-Lagerstätten) oder Aquifer-Formationen,
- Möglichkeit der kostengünstigen Erstellung großer Hohlräume (Kavernen) im Salzgebirge von der Oberfläche aus,
- geringer Flächenbedarf obertage im Verhältnis zum Speichervolumen,
- hohe Sicherheit durch mächtige überlagernde Gebirgsschichten,

- geringe spezifische Kosten.

Ein Nachteil ist die Bindung an die Verfügbarkeit geeigneter geologischer Formationen, wobei Deutschland im internationalen Vergleich besonders gut aufgestellt ist. Die Kapazität der Untertagespeicher für Erdgas in Deutschland beträgt derzeit etwa 200 TWh [Sedlacek 2012].

Als Untertagespeicher kommen dabei grundsätzlich folgende Optionen infrage:

- ausgeförderte Öl- oder Gaslagerstätten,
- Aquiferformationen,
- künstlich erstellte Salzkavernen,
- künstlich erstellte Felskavernen,
- stillgelegte Bergwerke.

Nachfolgend wird auf diese Optionen näher eingegangen. Weiterhin erfolgt ein Exkurs zur Stadtgasspeicherung als Vorläufer der Erdgasspeicherung im Untergrund mit einem hohen Anteil von Wasserstoff in der Gaszusammensetzung. Eine Übersicht über den aktuellen Stand der Technik für die Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen beschließt diesen Abschnitt.

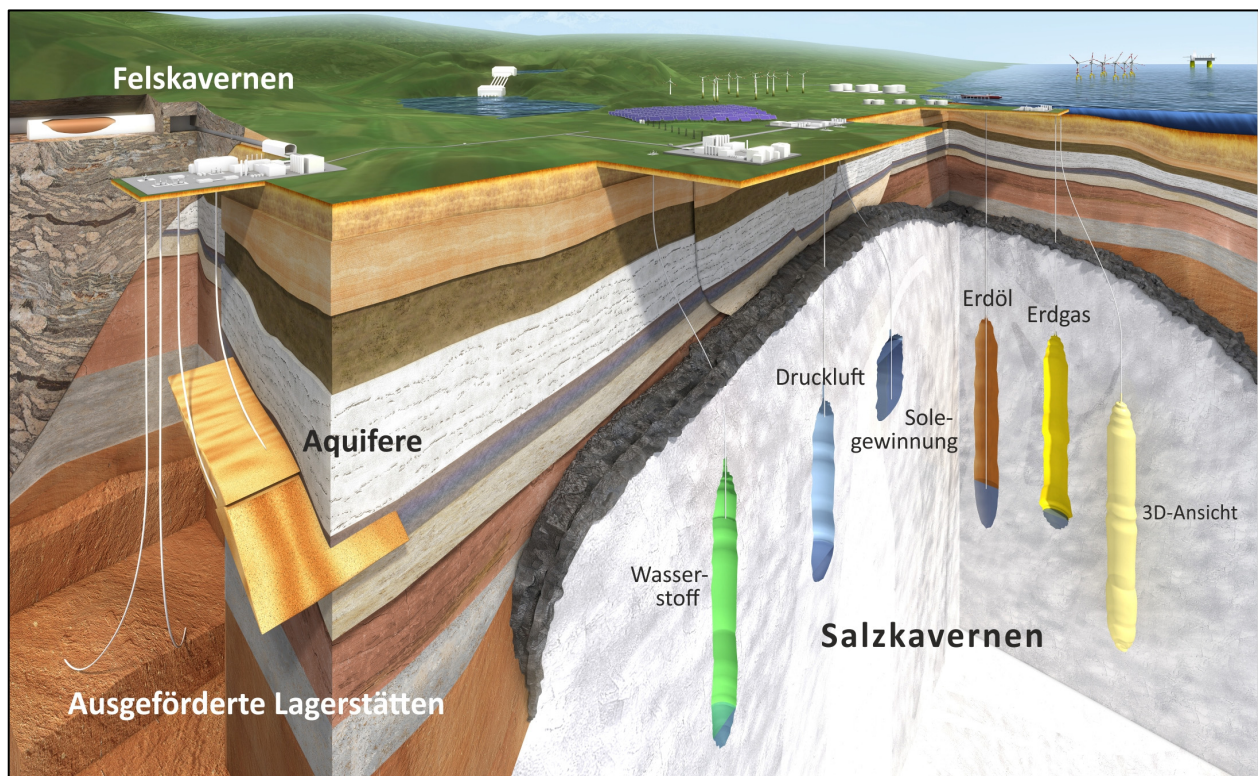


Abbildung 5-1: Optionen für die Speicherung von Energieträgern im Untergrund.

5.1.1 Optionen für die Gasspeicherung im geologischen Untergrund

5.1.1.1 Ausgeförderte Öl- oder Gaslagerstätten

Natürliche Kohlenwasserstofflagerstätten haben über Millionen Jahre ihre Dichtheit bewiesen. Exploration und Förderung ermöglichen einen hervorragenden Kenntnisstand über die Lagerstätten. Nach Ende der Förderung eignen sich deshalb viele dieser Lagerstätten für die Speicherung von Erdgas. Vorteilhaft ist weiterhin die Verfügbarkeit der Zugangsbohrungen. Ausgeförderte Lagerstätten machen deshalb weltweit den größten Anteil bei der Speicherung von Erdgas aus.

Wegen der Speicherung in engen Gesteinsporen, durch die das Gas bei Einlagerung bzw. Auslagerung zu den Bohrungen fließen muss, sind nur geringe Fließgeschwindigkeiten und damit relativ niedrige Entnahmemengen je Bohrung möglich. Daher eignen sich diese Speicher eher für saisonale Anwendungen als für kurzfristige Umschläge.

Bei einem Einsatz für die Speicherung von Wasserstoff muss beachtet werden, dass der Wasserstoff:

- mit Kohlenwasserstoffresten verunreinigt werden kann,
- mit dem Mineralbestand wie z. B. Schwefel reagieren kann, was zu Verlust an Wasserstoff und zu dessen Verunreinigung führen würde, sowie
- mit Mikroorganismen reagieren kann, was im ungünstigsten Fall zu einem Verstopfen der Poren und zum Verlust von Speichergas führen könnte.

Die Speicherung in ausgeförderten Lagerstätten würde immer eine Verunreinigung durch restliche Kohlenwasserstoffe in der Formation nach sich ziehen. Insbesondere bei der Nutzung des Wasserstoffs in Niedertemperatur-Brennstoffzellen ist jedoch eine hohe Reinheit notwendig. Eine Gasaufbereitung bzw. Gasreinigung, die den Wasserstoff wieder auf die benötigte Qualität bringt, ist verbunden mit einem Zusatzaufwand, aber grundsätzlich möglich. Generellen Forschungsbedarf erfordern mögliche Reaktionen von Wasserstoff mit Mikroorganismen oder Mineralen, da Verstopfungen der Poren bzw. der Verlust von Speichergas ein Ausschluss-Kriterium in Hinsicht der Eignung als Untergrundspeicher darstellen würde. Aus diesen Gründen werden ausgeförderte KW-Lagerstätten derzeit nicht als bevorzugte Option für die Wasserstoffspeicherung angesehen.

5.1.1.2 Aquiferformationen

Hierbei handelt es sich um natürliche wasser- bzw. soleführende Porenräume. Sind diese Räume nach oben durch eine kuppelförmige, gasundurchlässige Gesteinsschicht abgeschlossen, können sie für die Gasspeicherung genutzt werden. Bei der Einlagerung wird das Wasser verdrängt und umgekehrt.

Aquiferspeicher spielen bei der Erdgasspeicherung eine große Rolle. Nachteilig gegenüber KW-Lagerstätten ist, dass die Dichtheit durch aufwändige Explorationsmaßnahmen erst nachgewie-

sen werden muss. Vergleichbar mit KW-Lagerstätten sind auch hier Reaktionen mit dem Mineralbestand und Mikroorganismen mit den bereits beschriebenen Konsequenzen möglich⁴². Aus diesen Gründen werden auch Aquiferformationen derzeit für die Wasserstoffspeicherung in den Hintergrund gestellt.

5.1.1.3 Künstlich erstellte Salzkavernen

Salzkavernen werden erstellt, indem zunächst von der Oberfläche bis in das Salzgebirge hinein ein Bohrloch erstellt (Fachbegriff „eine Bohrung wird abgeteuft“) und verrohrt wird. Durch diese Zugangsbohrung wird Wasser nach unten gepumpt, welches das Salz auflöst und damit einen Hohlraum schafft. Die große Menge entstehender Salzsole wird nach obertage verdrängt und muss umweltgerecht entsorgt oder in der Industrie genutzt werden.

Im Gegensatz zu einer porösen Lagerstätte handelt es sich bei einer Kaverne um einen offenen Hohlraum mit nur einer – großen – Zugangsbohrung. Dies ist ein Grund, warum Kavernen wesentlich flexibler betrieben werden können – eine wichtige Voraussetzung für den Einsatz als Speicher für fluktuierende Energiequellen.

Positive Eigenschaften des Salzgesteins sind:

- Dichtheit gegen Gase auch bei hohen Drücken, solange das Salzgestein unter Druckspannung steht,
- hohe mechanische Festigkeit bei viskoser Verformung des Salzes, als Voraussetzung für die Erstellung und den langfristigen Betrieb sehr großer, unausgebauter Hohlräume, sowie
- keine Reaktivität mit Wasserstoff.

Nachteilige Eigenschaften sind:

- die Notwendigkeit, große Volumina gesättigter Sole umweltgerecht abführen zu müssen,
- ein mittlerer Aufwand für Explorationsmaßnahmen zur Erkundung der Salzstruktur und
- der Energieaufwand für die Erstellung der Kaverne.

5.1.1.4 Künstlich erstellte Felskavernen

Im Festgestein, wie Granit, können große Hohlräume bergmännisch aufgefahren werden, die auch unausgebaut langfristig stabil bleiben. Diese Hohlräume – Felskavernen genannt – werden z. B. in Skandinavien für die Lagerung von flüssigen Kohlenwasserstoffen genutzt.

Soll Gas unter hohem Druck gespeichert werden, muss die Kavernenwand mit großem Aufwand mit einer Edelstahlfolie ausgekleidet werden, da das Gestein selbst nicht dicht ist. In Schweden wurde vor einigen Jahren eine Gaskaverne im Fels erfolgreich erstellt und erprobt. Wegen der hohen Kosten wurden aber bisher keine kommerziellen Projekte realisiert.

⁴² Zu Erfahrungen in dieser Hinsicht siehe Abschnitt 5.1.2 zu Stadtgas.

5.1.1.5 Stillgelegte Bergwerke

Stillgelegte Bergwerke verfügen oft über sehr große und zum Teil unversetzte Hohlraumvolumina. Sofern es sich um eine Formation handelt, die von vornherein über dichtes Gestein verfügt, ist es naheliegend, das Bergwerk als Speicher nachzunutzen. In der Praxis konnten bisher aber nur einige wenige Bergwerke zu Gasspeichern umgerüstet werden. Hauptgründe sind der schwierige Nachweis der Dichtheit der komplexen Bergwerksgeometrie vor Inbetriebnahme und der hohe Aufwand, der erforderlich ist, um die Schächte gegen Hochdruckgas abzudichten.

5.1.1.6 Fazit

Ein Vergleich der Optionen befindet sich in Tabelle 5-1. Für Wasserstoff kommen beim derzeitigen Stand der Technik vorrangig Salzkavernen infrage. Die Eignung wird bestätigt durch drei realisierte und ein in der Fertigstellung befindliches Projekt (siehe Abschnitt 5.1.3).

Tabelle 5-1: Vergleich zwischen Poren- und Kavernenspeicher.

Typ	Vorteile	Nachteile
Porenspeicher		
Ausgeförderte KW-Lagerstätte	- geologische und reservoirmechanische Parameter der Lagerstätte bekannt - Dichtheit Lagerstätte bereits nachgewiesen - Bohrungen bereits vorhanden	- mögliche Reaktionen mit Mikroorganismen in situ - mögliche Reaktionen mit Mineralen in situ, wie z. B. Schwefel - Gefahr der Vermischung mit restlichen Kohlenwasserstoffen - Umschlagsfrequenz begrenzt - hoher Kissengasanteil
Aquifer-Formation	- keine Vermischung mit eventuellen KW-Restbestandteilen - oft sehr große Kapazitäten - Verfügbarkeit in Deutschland in Regionen, in denen keine geeigneten Salzformationen vorhanden sind	- hoher Explorationsaufwand um Kapazität, Durchlässigkeit und Dichtheit nachzuweisen - mögliche Reaktionen mit Mikroorganismen in situ - mögliche Reaktionen mit Mineralen in situ, wie z. B. Schwefel - Umschlagsfrequenz begrenzt - hoher Kissengasanteil
Salzkavernenspeicher	- Dichtheit des Salzes nachgewiesen - hohe Umschlagsfrequenz möglich - gute geologische Voraussetzungen im windreichen Norden Deutschlands - keine Reaktion mit Salz, Mikroben oder KW-Resten - relativ geringe Menge Kissengas	- Notwendigkeit, große Solevolumina zu entsorgen - mittlerer Explorationsaufwand - keine Lokationen in Süddeutschland

5.1.2 Erfahrungen mit der unterirdischen Speicherung von Stadtgas

Stadtgas war ein seit Mitte des 19. Jahrhunderts bis in die zweite Hälfte des 20. Jahrhunderts zur Beleuchtung von Straßen und Wohnungen sowie zum Betreiben von Gasherden und Gasdurchlauferhitzern verwendeter Brennstoff in Deutschland und anderen Ländern. Es wurde im Wesentlichen aus Kokereigas gewonnen, welches aus der Pyrolyse von Stein- und Braunkohle stammt.

Je nach Kokerei und Einsatzkohle variierte die Zusammensetzung des Stadtgases [Schmitz 2011]. Zu den Hauptbestandteilen zählte Wasserstoff (30 – 55%), Methan (18 – 25%), Stickstoff (7 – 28%) und Kohlenmonoxid (ca. 15%). Weitere Bestandteile waren Kohlendioxid, höhere Kohlenwasserstoffe und Schwefelwasserstoff.

Zum Ausgleich von Schwankungen im Gasbedarf wurden unterirdische Speicher angelegt, als Hoch- und Kugelbehälter den Anforderungen der Gaswirtschaft nicht mehr gewachsen waren. Von 13 deutschen Aquiferspeichern waren 8 ursprünglich mit Stadtgas gefüllt, von 15 erschöpften Gas- bzw. Erdölfeldern in Deutschland 3 [Schmitz 2011].

Bedingt durch die Entdeckung riesiger Erdgasvorkommen in Europa und Sibirien begann ab den 1970er Jahren die Umstellung auf Erdgas und damit zum Niedergang der aufwendigeren und teureren Stadtgaserzeugung und -versorgung [Arnold et al. 1993, Hauenherm/Holze 1996].

Die ersten Untergrundgasspeicher in der damaligen Bundesrepublik wurden in den 1950er Jahren errichtet. Zunächst kamen Aquiferstrukturen in Frage, da noch keine ausgeförderten Erdgaslagerstätten existierten [Brecht 1976]. 1953 wurde in Engelbostel bei Hannover der erste europäische Untergrundspeicher in Betrieb genommen. In erster Linie sollte Stadtgas gespeichert werden. Wenig später folgte der im Aquifer angelegte Stadtgasspeicher in Reitbrook bei Hamburg. Der erste Untergrundspeicher der DDR wurde 1964 in Ketzin bei Berlin errichtet. Im dortigen Aquifer wurde Stadtgas gelagert. Anschließend folgte der Aquiferspeicher Buchholz bei Berlin [Kunze/Suske 1980].

Ab der zweiten Hälfte der 1960er Jahre standen erstmalig ausgeförderte Erdgasfelder als Speicher zur Verfügung. In der Bundesrepublik wurde 1969 als erstes das Gasfeld Stockstadt bei Darmstadt zum Stadtgasspeicher umgerüstet [Brecht 1976]. In der DDR folgte 1975 der Stadtgasspeicher im ehemaligen Gasfeld Kirchheilingen bei Mühlhausen/Thüringen [Kunze/Suske 1980].

Mit der Inbetriebnahme des Speichers Burggraf-Bernsdorf, etwa mittig zwischen Erfurt und Halle (Saale) gelegen, wurde 1970 erstmals Stadtgas im Steinsalz gespeichert [Arnold/Sitz 1984]. Hauptproblem bei diesem ehemaligen Kalisalzbergwerk war die Abdichtung der Doppelschachtanlage. Als Sicherheitsmaßnahmen fanden u.a. Kohlenmonoxidmessungen ober- und untertage statt. Der erste Kavernenspeicher in der Bundesrepublik wurde 1971 in Kiel-Rönne in Betrieb genommen. Bis 1974 wurde Stadtgas gespeichert. 1974/1975 erfolgte die Umstellung auf Erdgas. Ab 1979 wurde in Bad Lauchstädt der erste Kavernenspeicher der DDR betrieben [Paprosch/Wolf 1989].

Die Speicherung von Stadtgas in Porenspeichern (Aquifer und ausgeförderte Lagerstätte) brachte einige Qualitätsprobleme mit sich. Im Entnahmegas aller mit Stadtgas betriebenen Porenspeicher

wurden Metallcarbonyle ($\text{Me}(\text{CO})_n$) festgestellt, die aus der Reaktion von Kohlenmonoxid mit nickel- und eisenhaltigen Mineralen im Speichergestein herrührten [Schwab et al. 1992]. Metallcarbonyle führen zu Störungen bei Gasgeräten, weshalb sie nach Ausspeisung entfernt werden mussten. Gleiches galt auch für Schwefelwasserstoff (H_2S), der sich durch Hydrolyse von Kohlenoxidsulfid aus dem Stadtgas, aus der Reduktion von Sulfat mittels Bakterien oder durch Freisetzung aus dem Speichergestein im Speichergas ansammelte [Schwab et al. 1992]. Ein weiteres Problem bei erschöpften Lagerstätten waren Restgase, die sich mit dem Speichergas vermischten.

Insbesondere in Aquiferspeichern traten darüber hinaus Gasvolumenverluste infolge von Gaslösung, Phasendispersion und biochemischer Umwandlung auf [Schmitz 2011]. Dichtheitsprobleme führten bei dem oben erwähnten Aquiferspeicher Engelbostel zur Stilllegung.

Aus der zur Stadtgasspeicherung vorhandenen Literatur finden sich keine (sicherheits-) technischen Auslegungen von Komponenten bzw. Einrichtungen bezüglich des hohen Wasserstoffanteils im Stadtgas, die für die aktuelle Eignungsbetrachtung von Interesse wären.

5.1.3 Stand der Technik bei Wasserstoffkavernen

Die Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen ist keine neue Anwendung. Praktische Erfahrungen bestehen mit einer Anlage in Teesside, Großbritannien, die drei Kavernen umfasst, und mit drei Anlagen in Texas mit jeweils einer Kaverne, siehe Abbildung 5-2. Dabei kann auf eine Betriebszeit von bis zu 40 Jahren zurückgeblickt werden. Eine Übersicht ausgewählter Kenndaten zeigt Tabelle 5-2.

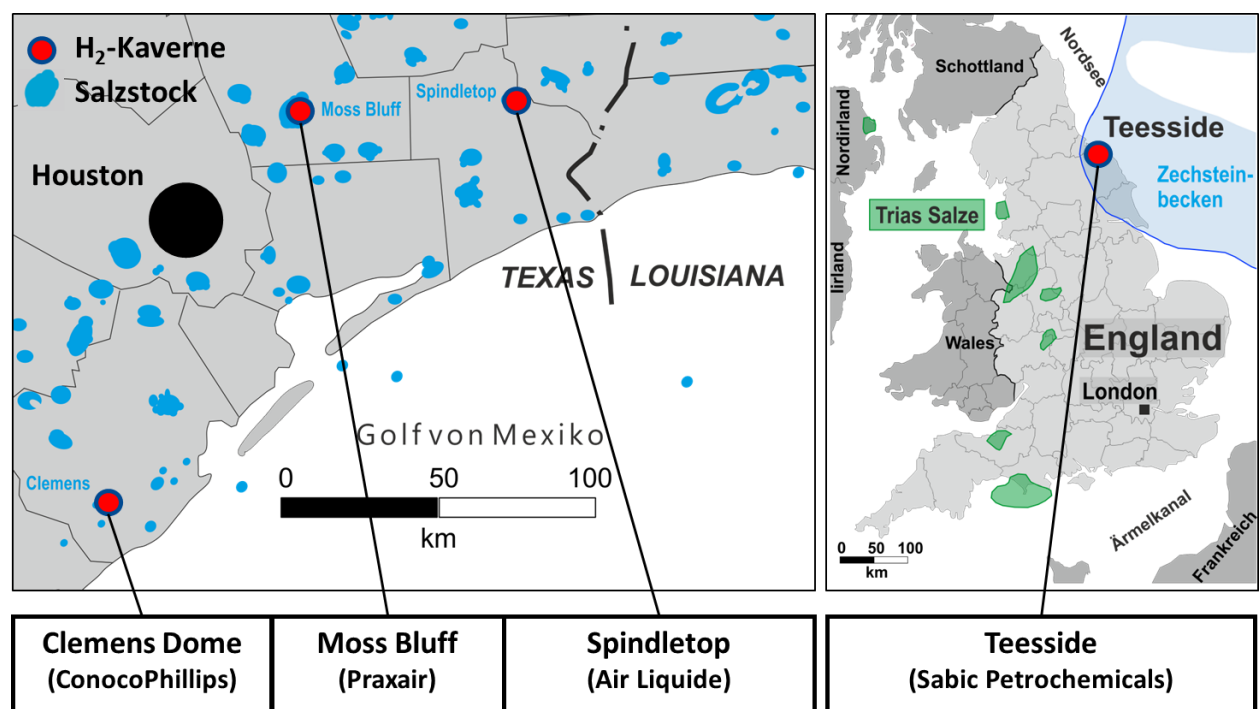


Abbildung 5-2: Lokationen der Wasserstoffkavernen in den USA und in England.

Tabelle 5-2: Kenngrößen der Wasserstoffkavernen in den USA und in England.

Kenngröße	Clemens Dome (USA)	Moss Bluff (USA)	Spindletop (USA)	Teesside (Großbritannien)
Geologie	Salzdom	Salzdom	Salzdom	Schichtensalz
Betreiber	ConocoPhillips	Praxair	Air Liquide	Sabic Petrochemicals
Inbetriebnahme	1983	2007	in Bau	ca. 1972
geom. Volumen [m ³]	580.000	max. 566.000	keine Angabe	3 * 70.000
Druckbereich [bar]	70 – 135	55 – 152	keine Angabe	45 (konstant)
H ₂ -Kapazität (Hi) [GWh]	ca. 92	ca. 120	keine Angabe	ca. 25

Die Anlagen in den USA wurden für die petrochemische Industrie erstellt. Der Wasserstoff, der in ihnen gespeichert wird, wird per Reformierung aus Erdgas hergestellt. Die Aufgabe dieser Kavernen ist es, Betriebsunterbrechungen der Erzeugungs- oder der Nutzungs-Anlagen zu überbrücken und somit eine ungestörte Produktion zu gewährleisten. Die Kavernen sind in ein mehrere Hundert Kilometer langes Wasserstoffpipelinennetz integriert.

Die Dimensionierung bzw. Formgebung der amerikanischen Kavernen entspricht im Grundsatz der moderner Erdgaskavernen. Da jedoch sicherheitsrelevante Komponenten wie eine zusätzliche Förderrohrtour⁴³ oder ein Untertagesicherheitsventil und somit die Genehmigungsfähigkeit in Deutschland fehlen [ConocoPhillips 2011], muss vor einer Errichtung in Deutschland zunächst eine Anpassung an die in der Erdgasspeicherung üblichen Anforderungen erfolgen. Das beinhaltet ggf. auch Nachweise für die verwendeten Materialien bezüglich Resistenz gegenüber wasserstoffbedingten Schädigungen.

Von Bedeutung sind die praktischen Erfahrungen bei der Durchführung von Dichtheitstests an der Kavernenbohrung. Die Tests werden mit Wasserstoff durchgeführt und sind verfahrenstechnisch mit den europäischen Tests vergleichbar. Eine „theoretische“ (= rechnerische) Leckrate der Kaverne in Clemens Dome wird mit 1,5 g/d angegeben, was einem Verlust von 0,02% pro Jahr entspricht; ein extrem niedriger Wert. Eine Leckageüberwachung wird u.a. durch akustische Sensoren realisiert [ConocoPhillips 2011].

In Teesside, Großbritannien, dienen 3 kleine Kavernen ebenfalls als Puffer in einem Verbundnetz mehrerer chemischer und petrochemischer Erzeuger und Verbraucher. Das Kavernenfeld in Teesside wurde ab Ende der 1950er zur Soleproduktion für die Chlorelektrolyse erschlossen. Die vergleichsweise geringen Ausmaße der Kavernen sind dadurch begründet, dass sie in einer nur etwa 50 m mächtigen Salzschicht erstellt wurden. Der Druck wird konstant gehalten, um die mechanische Beanspruchung des Deckgebirges der flachen Kavernen zu minimieren. Bei der

⁴³ Hier wird die LZRT als Förderrohrtour verwendet.

Auslagerung von Wasserstoff und einem Unterschreiten des einzuhaltenden Betriebsdruckes wird Sole aus einem Solependelbecken nachgefördert. Umgekehrt wird Sole aus der Kaverne in die Solebecken ausgelagert, wenn der Betriebsdruck durch die Wasserstoffinjektion überschritten wird (Solependelbetrieb). Die Kavernen sind mit Förderrohrtouren ausgestattet, besitzen jedoch kein Untertagesicherheitsventil [SABIC 2011].

5.2 Technisches Konzept der Kavernenanlage (untertage) und Herausstellung des Bedarfs für Forschung und Entwicklung

Dieser Abschnitt beleuchtet die einzelnen Aspekte der Planung und Erstellung einer Salzkaverne zur Speicherung von Wasserstoff und vertieft damit die Informationen zur Auslegung der Modellkaverne aus dem Abschnitt 4.6. Dazu werden die Grundlagen der verschiedenen Gewerke erläutert und die Auslegungskriterien für eine Wasserstoffkaverne in Anlehnung an typische Erdgaskavernenspeicher in Norddeutschland dargelegt⁴⁴.

5.2.1 Geologische Erkundung

Ziel der geologischen Erkundung ist es, einen Bereich in einer Salzlagerstätte zu finden und zu beschreiben, der sich grundsätzlich zur Anlage von Speicherkavernen eignet. Kriterien sind dabei die räumliche Ausdehnung des Bereichs und die Qualität des Salzgesteins, insbesondere der Feststoffanteil des Gesteins.

Als erste Informationsquellen bzw. Entscheidungskriterien für die Planung von Kavernen in unterirdischen Steinsalzvorkommen dienen neben bzw. nach den nicht-geologischen Standortfaktoren⁴⁵ meist öffentliche Kartenwerke [z.B. Baldschuhn et al. 1996, 2001] sowie daraus abgeleitete oder ergänzende öffentliche Darstellungen des Untergrundes bei den jeweiligen Geologischen Diensten oder Ämtern (z.B. Beispiel der NIBIS-Kartenserver des Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie in Niedersachsen). Die Daten beruhen allerdings meist auf älteren seismischen Vermessungen und Bohrdaten.

Ist ein Standort (z. B. ein bestimmter Salzstock) für einen Kavernenspeicher ausgesucht, so sind gegebenenfalls vor dem Abteufen der ersten Kavernenbohrung weitere geologische bzw. geophysikalische Untersuchungen erforderlich. Informationen über die Teufenlage sowie die vertikale und horizontale Erstreckung eines Salinars (geologischer Gesteinskomplex mit überwiegender Salzablagerung) werden über gravimetrische und seismische Vermessungen von der Oberfläche aus gewonnen. Diese Untersuchungen ermöglichen, je nach Auslegung, eine 2D- oder 3D-Abbildung des Salzvorkommens. Daraus leiten sich erste Informationen zur geometrischen Planung des Kavernenspeichers ab.

Wird der Kavernenspeicher in einem unverritzten Salinar angelegt, so sollte nach erfolgten oberflächlichen geophysikalischen Untersuchungen eine Erkundungsbohrung abgeteuft und ein um-

⁴⁴ In der Regel werden an einer Lokation mehrere Kavernen erstellt. Diese werden auch insgesamt als *ein* Kavernenspeicher bezeichnet bzw. als Kavernenfeld.

⁴⁵ Z.B. die Möglichkeit zur Entsorgung bzw. Nutzung der Sole.

fangreiches geologisches Untersuchungsprogramm durchgeführt werden. Diese Bohrung wird in der Regel so dimensioniert, dass sie später als Kavernenbohrung genutzt werden kann. Optional kann anschließend eine Bohrlochradar-Vermessung erfolgen, die dreidimensionale Strukturaussagen zum bohrlochumgebenden Gestein in Entfernungen von bis zu 300 m ermöglicht.

Im Falle der Erweiterung eines bestehenden Kavernenspeichers lassen sich mittels der vorhandenen geologischen Informationen aus Altkavernenbohrungen, z.B. mit Hilfe eines geologischen 3D-Modells, Aussagen zur Geologie der geplanten Kavernenbohrungen machen. Geologische Daten einer Kavernenbohrung liefern Informationen zur soltechnischen Planung der Kavernenentwicklung und bilden das Gerüst für die gebirgsmechanische Auslegung der späteren Kaverne.

F&E-Bedarf

Das oben beschriebene Vorgehen ist Stand der Technik und unabhängig vom Speichermedium in der geplanten Kaverne. Ein Forschungs- und Entwicklungsbedarf für den Bereich der geologischen Erkundung bei Planung einer Wasserstoffkaverne entsteht daraus nicht. Je nach zusätzlichen Anforderungen oder Testbedarf der anderen Gewerke des Kavernenbaus, z.B. der Gebirgsmechanik, kann jedoch eine Erweiterung des Untersuchungsumfangs erfolgen.

5.2.2 Gebirgsmechanik

Genau wie für obertägige Bauwerke muss auch für untertägige Bauwerke (Bergwerkskammer, Kaverne etc.) eine Auslegung in Hinblick auf Geometrie, zu verwendende Materialien, Standfestigkeit etc. erfolgen. Allerdings unterscheiden sich die Bedingungen bei untertägigen Bauwerken in vieler Hinsicht:

- Das „Baumaterial“, hier das Gebirge, ist weitgehend vorgegeben und kann nur begrenzt durch Wahl des Standorts beeinflusst werden.
- Die Kenntnis der Materialparameter des anstehenden Gebirges ist begrenzt, da sich die geologischen Formationen örtlich stark ändern können.
- Bei Salzgestein kommt hinzu, dass das Materialverhalten sehr komplex ist: Das Gestein verhält sich elastisch, plastisch und viskos; die Festigkeit ist zeitabhängig.

5.2.2.1 Ablauf der gebirgsmechanischen Auslegung

Ziel der gebirgsmechanischen Auslegung ist die Ermittlung der möglichen geometrischen Parameter (Teufenlage, Volumen, Form) und der Betriebsparameter (Drücke, Druckänderungsraten) unter besonderer Berücksichtigung:

- der Sicherstellung der Kurz- und der Langzeitstandfestigkeit,
- eines sicheren Einschlusses des Speichergases,
- des Erzielens einer maximalen Speicherkapazität pro Kaverne und
- der maximalen Ausnutzung des zugewiesenen Gebirgsbereichs.

Die Auslegung erfordert Laboruntersuchungen an Gesteinsproben, die Erstellung eines Modells für das Kavernenfeld, die Durchführung numerischer Berechnungen für vorgegebene Betriebsparameter sowie deren Auswertung und eine Empfehlung für den Kavernenbau und -betrieb.

Laboruntersuchungen werden an Kernproben durchgeführt, um unter anderem das Gesteinsgefüge, die Permeabilität sowie die Festigkeits-, Verformungs- und Kriechparameter des Salzes zu ermitteln. Die Ergebnisse dienen dann der Ermittlung der Parameter für die Stoffgesetze, die bei der numerischen Modellierung genutzt werden.

Auf der Basis der geologischen Randbedingungen sowie praktischer Erfahrung wird dann ein Modell der Kavernenanlage erstellt. Dieses enthält die Dimensionierungs- und Speicherbetriebsparameter wie z.B. theoretische Kavernenform, zulässigen Durchmesser, Teufenlage, Abstände zwischen benachbarten Kavernen, Mächtigkeit der über und unter der Kaverne minimal erforderlichen Salzschiebt sowie maximalen und minimalen zulässigen Innendruck. Die Parameter müssen während der Simulationsrechnungen ggf. angepasst werden.

Nach Ermittlung der Parameter für die Materialgesetze und Erstellung des numerischen Berechnungsmodells können die eigentlichen Berechnungen (Simulationen) durchgeführt werden. Unter Einbeziehung standortspezifischer geologischer Informationen werden u.a. die Spannungs- und Verformungszustände in den die Kaverne umgebenden Gebirgsschichten berechnet und anhand der Auslegungskriterien bewertet. Daraus ergibt sich für die spätere Solung die maximale Ausdehnung, die die Kaverne während der Erstellung erreichen darf.

5.2.2.2 Zulässige Betriebsdrücke

Die zulässigen Betriebsdrücke bestimmen maßgeblich die Leistungsparameter des Speichers. Eine beispielhafte Betriebsdruckermittlung für die im Abschnitt 4.6 diskutierte Modellkaverne ist in Abbildung 5-3 zu finden.

Der maximale Innendruck der Kaverne $p_{\max}$ darf den Gebirgsdruck am Rohrschuh der LZRT (letzte zementierte Rohrtour, vgl. Abbildung 4-3) während des Betriebes nicht überschreiten, um ein Fracken (Aufbrechen des Kavernendachs bzw. Deckgebirges) zu vermeiden. Die Dichtheit des Salzes muss gewährleistet bleiben. Als Anhaltswert kann $p_{\max}$ als Produkt der Rohrschuhteufe und des maximalen Betriebsdruckgradienten (in bar pro Meter Teufe) ermittelt werden. Letzterer ergibt sich aus dem lokationsspezifischen Gebirgsdruckgradienten minus eines auf der Grundlage von Erfahrungen herrührenden Sicherheitsabschlags (Abbildung 5-3).

Um die langfristige Bewahrung der gebirgsmechanischen Stabilität zu gewährleisten und Beschädigungen bzw. Abschalungen der Kavernenkontur zu vermeiden, muss auch ein minimaler Kavernendruck aufrechterhalten werden. $p_{\min}$ kann mit einem Drittel des Maximaldrucks abgeschätzt werden und darf nur in Ausnahmefällen unterschritten werden. Die Differenz der beiden Drücke ergibt den Betriebsdruckbereich, der je nach Gastyp und Temperaturregime die Arbeitsgasmenge der Kaverne festlegt. Für die Modellkaverne mit einer Rohrschuhteufe von 1.000 m folgt ein Betriebsdruckbereich zwischen 58 und 175 bar.

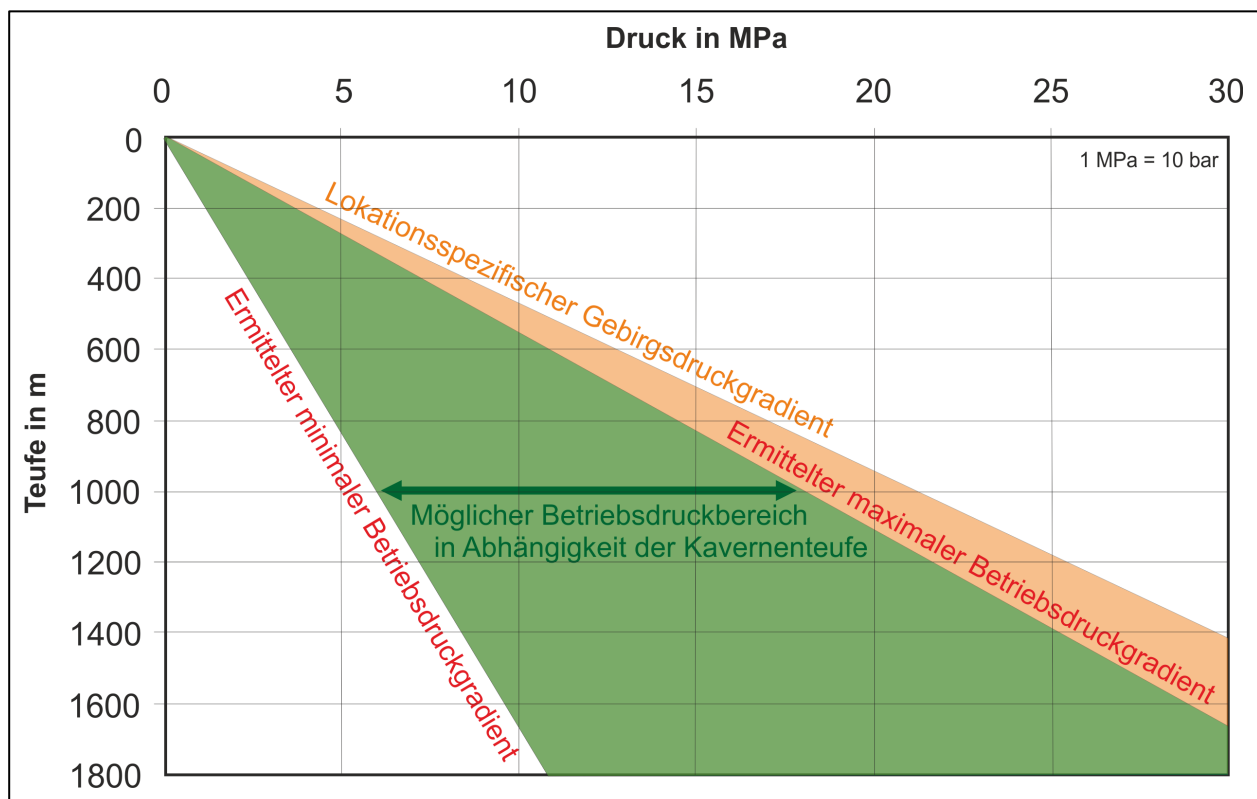


Abbildung 5-3: Vereinfachte, beispielhafte Betriebsdruckbestimmung einer Salzkaverne.

Aufgrund des komplexen Verhaltens von Salz bei unterschiedlichen Lastzuständen kommt jedoch eine weitere Anforderung hinzu: Geringe Drücke in der Kaverne dürfen nur über begrenzte Zeiträume hinweg bestehen. Je geringer das Druckniveau, desto kürzer darf eine Kaverne auf diesem betrieben werden.

In Abbildung 5-4 ist die zeitlich erlaubte Fahrweise einer Kaverne vereinfacht dargestellt.

5.2.2.3 Konvergenz

Unter hohem Druck weist Salz Fließeigenschaften auf. Ein Zufließen der Kaverne wird Konvergenz genannt. Je nach Betriebsweise der Kaverne, Teufenlage und Salzstruktur kann der durch Konvergenz entstehende Volumenverlust der Kaverne mehrere Prozent pro Jahr betragen. Wird das Kavernenvolumen im Laufe der Betriebsdauer immer geringer, besteht die Möglichkeit durch Nachsolen der Kaverne das Volumen wieder zu vergrößern.

Die Konvergenz hat weiterhin zur Folge, dass darüber liegenden Formationen sich ebenfalls bewegen und sich dies an der Erdoberfläche als Bodenabsenkung bemerkbar macht. Durch eine optimierte Auslegung und Betriebsweise sind Konvergenz und Bodenabsenkungen so gering wie möglich zu halten.

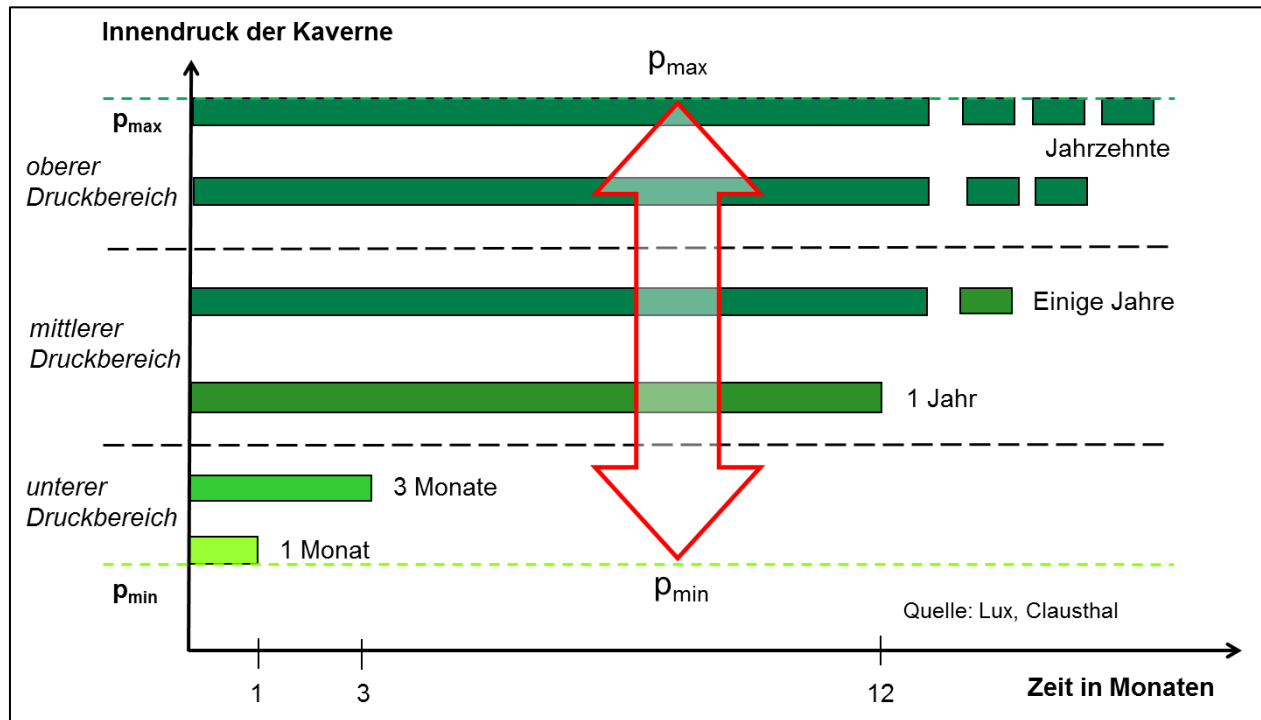


Abbildung 5-4: Zeitlich erlaubte Fahrweise einer Kaverne.

Die Verweildauer auf niedrigen Druckniveaus ist deutlich begrenzt.
Nach Prof. Lux, TU Clausthal, unveröffentlicht, mit freundlicher Genehmigung.

F&E-Bedarf

Aus gebirgsmechanischer Sicht besteht hinsichtlich Auslegung, Bau und Betrieb zukünftiger Wasserstoffkavernen nur geringer F&E-Bedarf, da die Stabilität des Gebirges vom Speichergas unabhängig ist.

Die fluktuierende Fahrweise im Kontext eines Wind-Wasserstoff-Systems unter Einbezug der Temperatur und Druckänderung in der Kaverne sowie eine Fahrweise des Speichers im unteren Füllstandsbereich über längere Zeiten hinweg ist jedoch gebirgsmechanisch zu bewerten. Fahrweisen im unteren Füllstandsbereich werden daher anschließend beispielhaft diskutiert.

5.2.2.4 Diskussion von Speicherfüllstandslinien

Die Parameter der Modellkaverne, insbesondere die speicherbare Arbeitsgasmenge auf Basis des geometrischem Kavernenvolumens, der Teufenlage und damit des Minimal- und Maximaldrucks, gehen als Eingangsparameter in die Wirtschaftlichkeitsanalysen ein. Abhängig von den dort betrachteten Szenarien können sich aber Füllstandslinien ergeben, die nicht mit den gebirgsmechanischen Vorgaben in Deckung zu bringen sind. Beispielhaft werden dazu die Füllstandslinien aus Abbildung 5-5 bewertet.

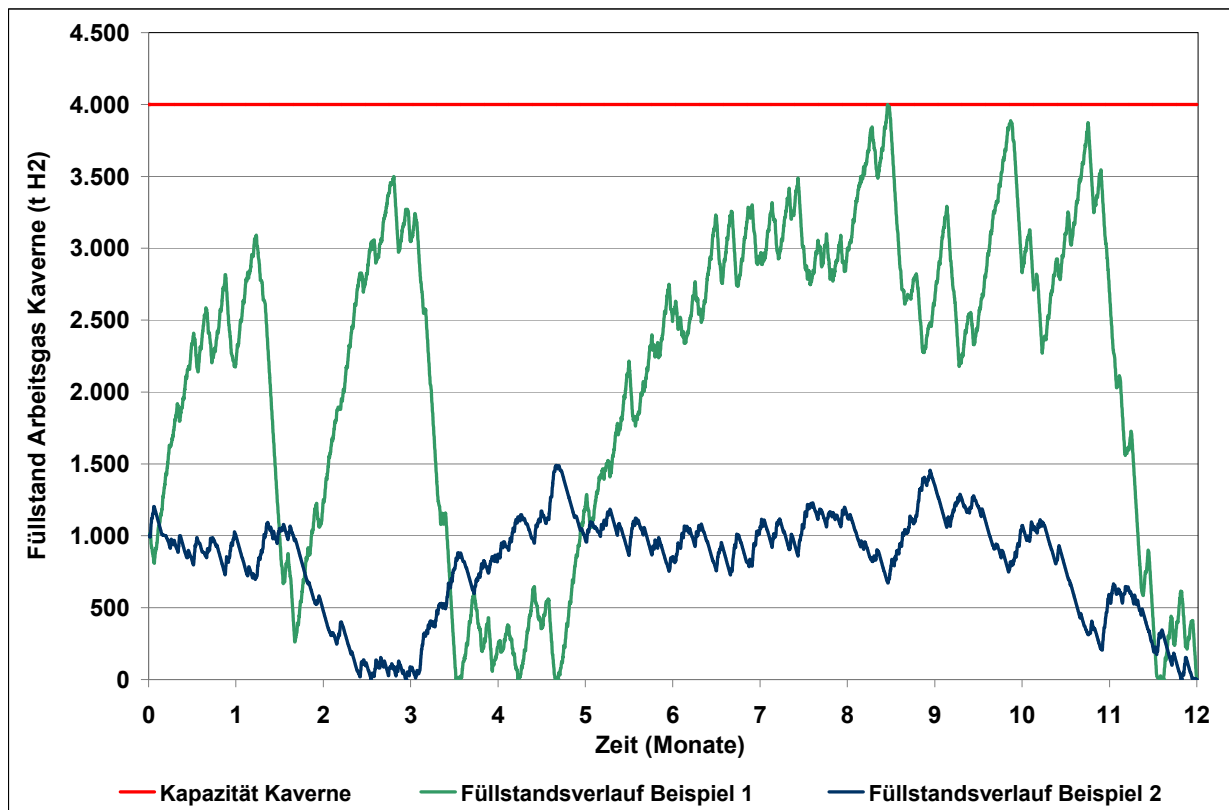


Abbildung 5-5: Beispielhafte Füllstandsverläufe (Füllstandslinien) der Modellkaverne.

Ein Füllstand von 0 Tonnen Wasserstoff-Arbeitsgas entspricht dem Minimaldruck $p_{\min}$ in Abbildung 5-4 bzw. dem unteren Ende des Betriebsdruckbereichs in Abbildung 5-3. Ein Füllstand von 4.000 Tonnen Arbeitsgas entspricht $p_{\max}$.

- Die blaue Linie befindet sich dauerhaft im Minimaldruckbereich. Dies ist für einen sicheren Kavernenbetrieb eher als kritisch zu bewerten, so dass die Genehmigungsfähigkeit einer solchen Fahrweise von einem gebirgsmechanischem Gutachter detailliert zu prüfen wäre.
- Die grüne Füllstandslinie befindet sich über rund einen Monat im absoluten Minimaldruckbereich. Da sich aber im weiteren Verlauf längere Zeiträume im oberen Druckbereich anschließen, ist diese Füllstandslinie als weniger kritisch einzuschätzen.

5.2.3 Thermodynamik

Die gebirgsmechanische Auslegung einer Kaverne definiert das in Hinblick auf die langfristige Stabilität maximale geometrische Speichervolumen. Davon abgezogen werden müssen Verluste bei der soltechnischen Erstellung infolge von Solunregelmäßigkeiten und Feststoffanteil im Sumpf.

Für den Speicherbetrieb charakterisierend sind jedoch die speicherbare Gasmasse und damit der speicherbare Energieinhalt. Die Gasmasse ergibt sich aus Volumen, Drücken und Temperaturen

in den unterschiedlichen Ladezuständen⁴⁶. Deshalb ist mittels thermodynamischer Berechnungen die aktuelle Temperatur- und Druckentwicklung in einem Gasspeicher in Abhängigkeit vom Speicherbetrieb (Entleerung – Stillstand – Füllung) zu simulieren.

Die Temperatur- und Druckentwicklung in der Kaverne hängt von verschiedenen Einflüssen ab:

- Bei der Einlagerung komprimiert das einströmende Gas das bereits vorhandene Gas, wodurch die Temperatur in der Kaverne steigt; bei der Auslagerung kommt es aufgrund der Entspannung des Speichergases zu einer Abkühlung. Dieser Zusammenhang gilt für alle Gase.
- Die Differenz zwischen Gas- und Kavernenwandtemperatur führt zu einem Wärmeaustausch mit dem Gebirge und damit zu einer Dämpfung der Temperaturspitzen. Diese Dämpfung nimmt mit abnehmender Umschlagshäufigkeit zu; d.h. bei häufigen Umschlägen sind die Temperaturschwankungen in der Kaverne hoch, bei saisonaler Fahrweise gering.

Vergleichende Simulationsrechnungen für eine mit Erdgas bzw. alternativ mit Wasserstoff gefüllte Kaverne zeigen, dass sich die Temperatur- und Druckeigenschaften bei gleichem Speicherbetrieb nicht grundsätzlich unterscheiden, vgl. Abbildung 5-6.

In der Simulation wird ein Kavernenzyklus mit jeweils 13 Tagen Auslagerung, 13 Tagen Stillstand und 11 bzw. 12 Tagen Einlagerung bis zum Erreichen des Maximaldrucks berechnet. Die Annahmen der Simulation entsprechen denen für die Modellkaverne aus Abschnitt 4.6.

Ausgehend vom maximalen Kavernendruck erfolgt die Simulation mit einer konstanten Volumenauslagerungsrate (ca. 150.000 Nm³/h, d.h. entspricht für Wasserstoff rund 13,5 t/h). Druck und Temperatur nehmen bei beiden Gasen ab, wobei der Temperaturrückgang bei Erdgas und die Druckabnahme bei Wasserstoff ausgeprägter ist. In der Stillstandsphase erwärmt das umgebende Gebirge das Gas in der Kaverne in beiden Fällen um rund 10°C, was einen Druckanstieg von jeweils etwa 5 bar zur Folge hat. Bei der nachfolgenden Einlagerung werden die gleichen Volumenströme wie bei der Auslagerung in die Kaverne geleitet. Dadurch steigen Druck und Temperatur weiter an. Eine erneute Stillstandsphase im Anschluss würde einen Temperaturabfall des Gases durch Wärmeabtransport in das Gebirge bewirken.

Insgesamt ist aus Abbildung 5-6 zu erkennen, dass sich Wasserstoff und Erdgas bei Ein- und Auslagerung in bzw. aus der Kaverne ähnlich verhalten. Mit geringfügigen Anpassungen können die bisherigen Modelle für Erdgas auf Wasserstoff als Speichergas übertragen werden.

F&E-Bedarf

Im Bereich Thermodynamik besteht nur geringer F&E-Bedarf.

⁴⁶ Konkret bedeutet dies, dass die im Abschnitt 4.6.2 genannte Speicherdichte von 8,0 kg Wasserstoff pro Kubikmeter Kavernenhohlraum eine Funktion der Temperatur ist. Das Gleiche gilt für die maximale Ein- bzw. Auslagererate von 13,5 Tonnen Wasserstoff pro Stunde.

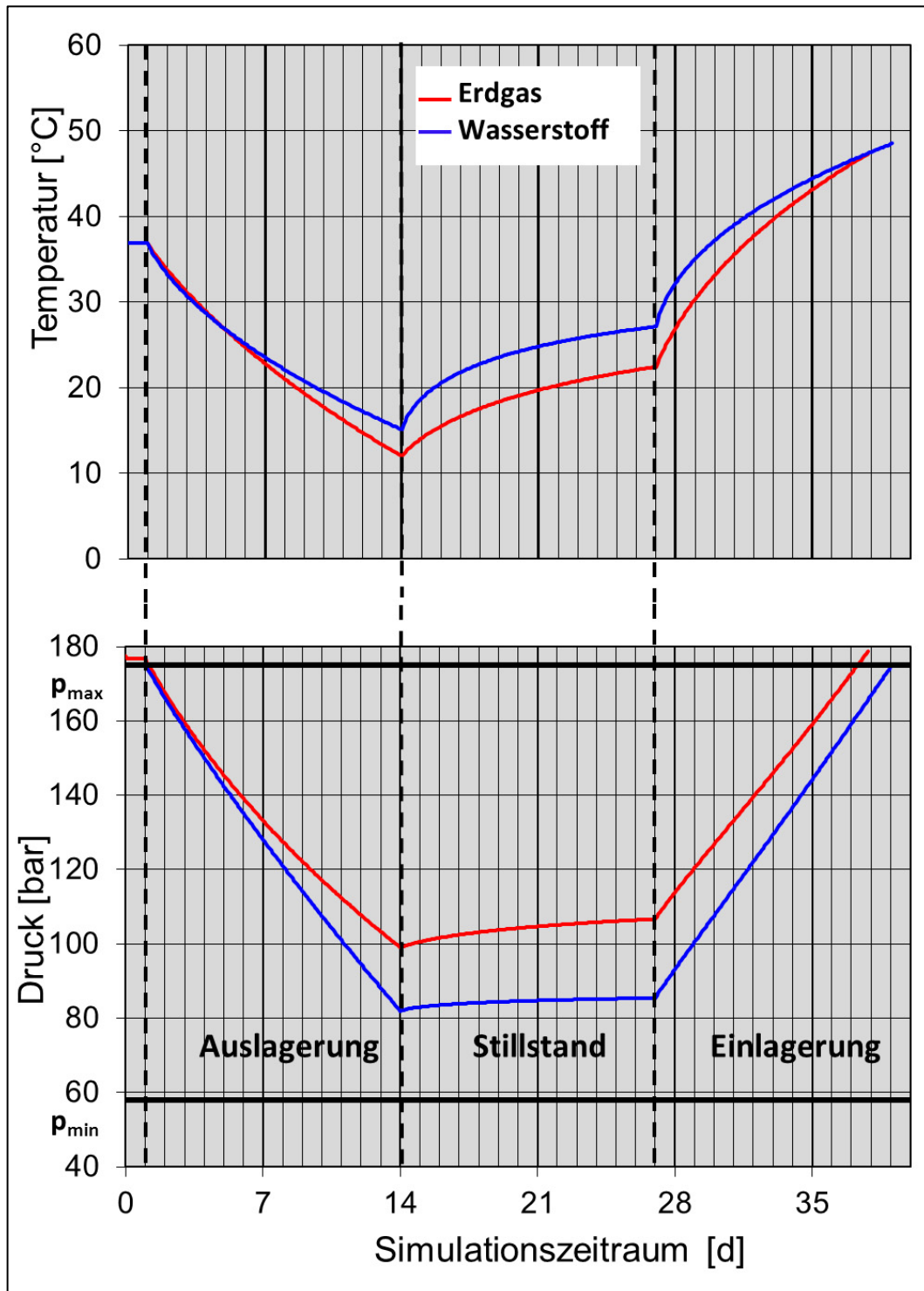


Abbildung 5-6: Simulationsergebnisse für Druck und Temperatur bei der Aus- und Einlagerung von Erdgas bzw. Wasserstoff.
Die Randbedingungen entsprechen den Auslegungsparametern der Modellkaverne in Abschnitt 4.6.

5.2.4 Bohrtechnik

Die praktische Phase der Errichtung beginnt mit dem Abteufen einer Bohrung in die Salzstruktur über dem vorgesehenen Kavernenstandort.

Die Bohrung schafft den Zugang von der Oberfläche zur späteren Kaverne. Sie wird mit mehreren Rohrtouren teleskopartig ausgestattet, die mit Zement mit dem Gebirge und untereinander verbunden werden (siehe Abbildung 5-7). Die Rohrtouren haben verschiedene Aufgaben:

- Vor Beginn der eigentlichen Bohrarbeiten wird ein Standrohr (Rammrohr) in den Boden gerammt, um ein Unterspülen der Bohrplatzfundamente durch die Bohrspülung zu verhindern und umgebende Grundwasserschichten vor Verunreinigungen zu schützen. Der Bohrplatz wird um das Standrohr herum gebaut und das Fundament entsprechend der geplanten Bohranlage ausgelegt.
- Durch das Standrohr wird die Bohrung möglichst bis in den Caprock (Gipshut über dem Salzstock) abgeteuft und anschließend die Ankerrohrtour eingebaut und zementiert. Die Ankerrohrtour dient der Bohrlochstabilität im weiteren Bohrprozess und vor allem der Lastaufnahme und -übertragung vom Kavernenkopf an das Gestein.
- Ist die Zementation abgeschlossen, wird durch die Ankerrohrtour mit einem kleineren Durchmesser bis zur Endteufe (späterer Kavernensumpf, siehe z.B. Abbildung 4-3) gebohrt und anschließend die letzte zementierte Rohrtour einzementiert. Die Einbauteufe der LZRT bildet das obere Ende der späteren Kaverne. Die LZRT dient insbesondere der Abdichtung der Bohrung und der späteren Kaverne gegen das umgebende Gebirge im späteren Gasspeicherbetrieb.

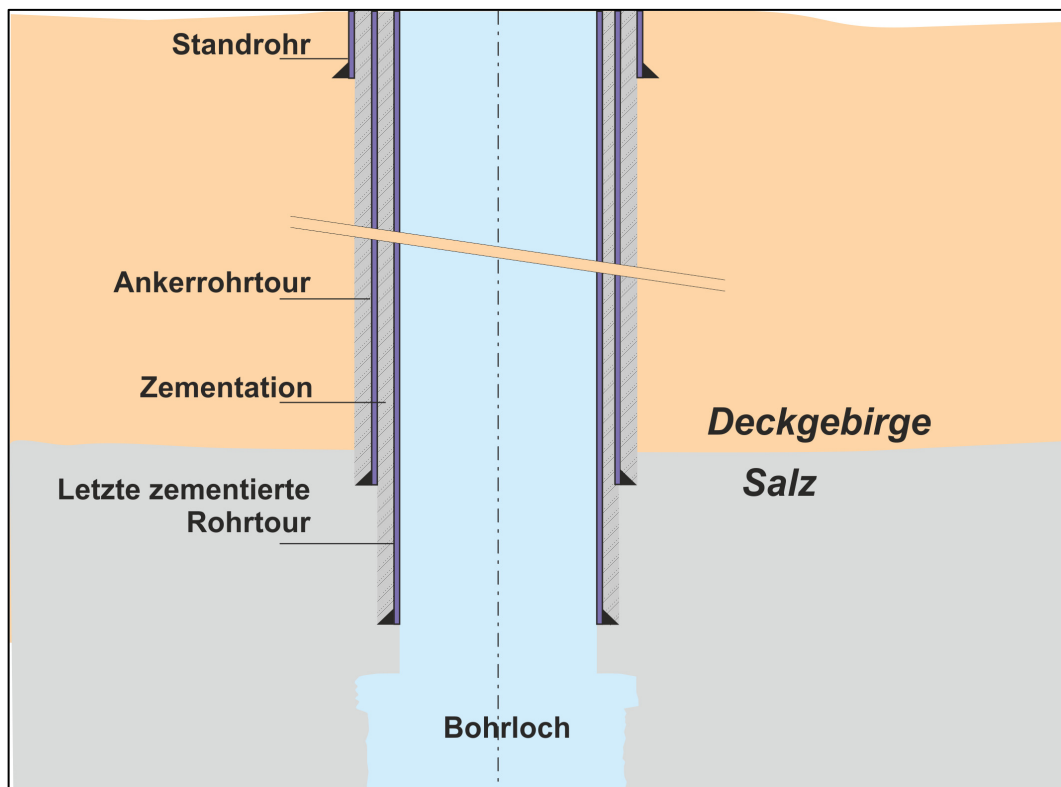


Abbildung 5-7: Mögliches Verrohrungsschema einer Gaskaverne.

F&E-Bedarf

Zementation: Vor allem in Hinblick auf das Erreichen der Dichtheit des Verbunds Rohrtour-Zementation-Salzgestein, ist eine qualitativ hochwertige und für das Speichermedium geeignete Ausführung zu wählen. Aus der praktischen Erfahrung mit Erdgaskavernen lässt sich ableiten, dass die Materialien an sich eine ausreichende Dichtheit aufweisen und das kritische Element die Grenzschicht zwischen Zement und Stahl ist. An diesen Grenzschichten muss deshalb – wie auch bei Erdgaskavernen – unbedingt für eine optimale Anbindung gesorgt werden. Hier gilt es zu prüfen, inwiefern durch die Abweichung der Eigenschaften zwischen Erdgas und Wasserstoff erhöhte Anforderungen vorliegen und ggf. eine Zementationsrezepturanpassung erforderlich ist.

Letzte zementierte Rohrtour: Wasserstoff kann insbesondere bei wechselnder Zugspannung in Metalle eindringen und den Werkstoff verspröden, was im Extremfall zu einem Spontanversagen eines Bauteils unterhalb der errechneten Belastungsgrenze führen kann. Dem ist bei allen technischen Auslegungen für Wasserstoffanwendungen durch eine geeignete Werkstoffauswahl Rechnung zu tragen.

Sollen die üblicherweise verwendeten Materialien für die Verrohrung von Wasserstoffkavernen genutzt werden, müssen ggf. entsprechende Eignungsnachweise geführt werden, um die Anfälligkeit gegenüber Wasserstoffversprödung beurteilen zu können und eine Eignung festzustellen.

Alternativ können auch wesentlich teurere austenitische Edelstähle verwendet werden, für die eine Eignung für Wasserstoffanwendungen bereits nachgewiesen wurde.

5.2.5 Nachweis der Dichtheit der Speicherkaverne

Die Dichtheit des Kavernenspeichers hängt zum einen von der Dichtheit des Salzgesteines als umgebende „Außenhülle“ ab und zum anderen von der Qualität der Abdichtung des künstlich erzeugten Zugangs in die Formation. Da die Dichtheit – bzw. der Nachweis derselben – der beiden Speicherelemente auf unterschiedlichen Mechanismen beruht, werden diese getrennt voneinander betrachtet und bewertet.

5.2.5.1 Eignung von Salzvorkommen für die Speicherung von Wasserstoff

Im Rahmen der Endlagerforschung wurden bereits Messungen hinsichtlich der Dichtheit von Steinsalz (Zechstein) durchgeführt, die eine generelle Aussage zur Dichtheit des Steinsalzes zulassen. Im ungestörten Zustand weist Steinsalz eine Permeabilität von $< 1 \cdot 10^{-20} \text{ m}^2$ bei einer Porosität von maximal 0,2 % auf und ist somit als technisch dicht für die Speicherung von Gasen einzuschätzen [Wittke 1999]. Durch die Hohlraumerstellung bei der Solung bildet sich eine lateral begrenzte Schädigungszone im Kavernenwandbereich, die eine erhöhte Permeabilität aufweisen kann. Explizite Messergebnisse für das Medium Wasserstoff unter den bei der Kavernenspeicherung üblichen Druck- und Temperaturverhältnissen liegen jedoch nicht vor. Mögliche chemische Reaktionen zwischen Wasserstoffgas und dem anstehenden Steinsalz sind nicht bekannt.

F&E-Bedarf

Von Bedeutung sind hier ergänzende Untersuchungen zum Nachweis der technischen Dichtheit von Salzgestein gegenüber Wasserstoff. Es wird empfohlen, ergänzende Messungen in situ und im Labor an Salzkavernen durchzuführen, um einen belastbaren Nachweis für die Undurchlässigkeit des Salzgesteins gegen Wasserstoff erbringen zu können, der den heutigen Anforderungen entspricht. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf dem Rotliegend-Salz, da für dieses Salz noch keine Erfahrungen mit Wasserstoff vorliegen (vgl. Abschnitt 5.5.2).

5.2.5.2 Dichtheitstest der Kavernenbohrung

Der Nachweis der Dichtheit einer Speicherkaverne ist eine wesentliche Voraussetzung sowohl für die Aufnahme des Sol- als auch für den Beginn des Gasspeicherbetriebs. Um eine hinreichende Genauigkeit zu erzielen, wird nur der Bereich der eingebauten Verrohrung bis unterhalb des Übergangs Verrohrung – Salzgestein getestet. Hauptaugenmerk liegt dabei auf dem Verbund zwischen Verrohrung, Zementation und Salzgebirge, aber auch potentielle Leckagewege über andere Komponenten können im Rahmen des Tests erfasst und bewertet sowie Handlungsbedarf zur Behebung aufgezeigt werden.

Die Testdurchführung erfolgt an der solegefüllten Kaverne zunächst durch Injektion von zusätzlicher Sole. Dadurch wird diese auf einen hohen Druck komprimiert. Im Anschluss wird Stickstoff bis unterhalb des Kavernenhalses injiziert, um eine klar feststellbare Grenzfläche (Spiegel) unterhalb der zu testenden Elemente zu erzeugen.

Der eigentliche Test besteht darin, die Masse des eingeschlossenen Gases über einen längeren Zeitraum zu verfolgen, um daraus auf eine mögliche Leckage schließen zu können. Hierzu werden das geometrische Volumen, die örtlich variable Gastemperatur und der teufenabhängige Gasdruck ermittelt. Aus diesen Daten kann eine Leckrate berechnet und bewertet werden, die sich in der Praxis meist innerhalb der Messgenauigkeit des Verfahrens bewegt.

F&E-Bedarf

Für die Durchführung des Dichtheitstest auf die Kavernenbohrung ist es gegebenenfalls erforderlich, die Messeinrichtungen für den Einsatz unter Hochdruck-Wasserstoff anzupassen sowie ggf. die Eignung des üblichen Testverfahrens in Hinblick auf die Eigenschaften von Wasserstoff zu prüfen und bei Bedarf ebenfalls anzupassen.

5.2.6 Soltechnik

Die Herstellung des untertägigen Kavernenhohlraums erfolgt durch gezieltes Lösen von Salz mittels Süßwasser an den Kontaktflächen zum Salzgestein. Hierzu wird das Wasser durch die Solstränge in das Bohrloch hineingepumpt, das Salz gelöst und die aufkonzentrierte Sole vom nachströmenden Frischwasser wieder nach obertage verdrängt. Dieser Vorgang wird als Solen bezeichnet. Die Solstränge sitzen konzentrisch in der LZRT.

Die anfallende Sole wird obertägig entsorgt oder industriell weiterverarbeitet. Die unlöslichen Bestandteile des Salzgesteins sinken in den unteren Teil der Kaverne und bilden den sogenannten Kavernensumpf.

Die Kaverne wird von unten nach oben gesolt. Eine Begrenzung des Solvorgangs nach oben wird durch ein Sperrmedium (Blanket) gewährleistet, welches zwischen äußerem Solstrang und LZRT eingeleitet wird. Als Sperrmedium sind prinzipiell Gase (Stickstoff, Luft) oder Flüssigkeiten (Öl, Diesel) geeignet. Das Medium darf kein Salz lösen, muss chemisch stabil sein und eine geringere Dichte als Wasser aufweisen. Wegen der Reinheitsanforderungen an Wasserstoff als Kraftstoff wird im Rahmen dieser Studie Stickstoff als Blanket gewählt (siehe Abschnitt 4.6.2.4).

Der Solprozess erfordert eine kontinuierliche Bereitstellung von Brauchwasser. Für das Aussolen von 1 m^3 Hohlraum im Salzgestein werden in Abhängigkeit des Solkonzeptes zwischen 7 m^3 und 10 m^3 Süßwasser benötigt. Das ergibt für eine Kaverne mit einem geometrischen Volumen von 500.000 m^3 einen Wasserbedarf von bis zu 5 Mio. m^3 . Das Wasser wird in der Regel Flüssen, dem Meer oder eigens dafür erstellten Brunnen entnommen.

Die Solstränge werden im Laufe der Entwicklung der Kaverne nach oben versetzt. Ob sich eine Kaverne wie prognostiziert entwickelt, hängt im Wesentlichen von der Salzstruktur ab. Bei homogenem Salz in flacher Lagerung entsteht gewöhnlich eine konzentrische Kaverne. Einlagerungen von Kalisalzen oder Ton sowie eine starke Schichtenneigung begünstigen oft unregelmäßige Kavernenformen. Die Entwicklung der Kavernenform wird durch Hohlraumvermessungen mit einer Ultraschallsonde kontrolliert, die an einem Kabel in die Kaverne eingefahren wird.

F&E-Bedarf

Das Solen von Kavernen ist Stand der Technik und völlig unabhängig vom Speichermedium. Deshalb besteht kein F&E-Bedarf.

5.2.7 Komplettierungstechnik

Als Komplettierung einer Kaverne werden alle nach dem Solen in die LZRT eingebauten Elemente bezeichnet. Dies umfasst die ziehbare Förderrohrtour, Dicht- und Sicherheitselemente sowie den für eine sichere Übergabe des Speichermediums an die Obertageanlagen erforderlichen Kavernenkopf. Dieser Aufbau ermöglicht im Fall einer Leckage ein schnelles Erkennen dieser sowie die Reparatur bzw. den Austausch der Förderrohrtour. Aufgrund der Dicht- und Sicherheitselemente, hier insbesondere die Packersektion mit Landenippel (siehe unten), kann eine Reparatur auch bei gefüllter Kaverne erfolgen.

Eine typische Komplettierung mit ihren Hauptelementen ist in Abbildung 5-8 dargestellt. Die gesamte Komplettierung besteht aus folgenden Komponenten und wird in aufgeführter Reihenfolge eingebaut:

- Packersektion mit Endrohr einschließlich Landenippel für einen temporären Verschluss der Bohrung mit Stopfen,

- Förderrohrtour (Produktionsrohrtour) mit Ankerdichtstück,
- Untertagesicherheitsabsperrenteil,
- Gasförderkopf und
- Soleauslagerungsstrang (siehe Abbildung 5-9).

Der Packer ist das Abdichtelement zwischen der letzten zementierten Rohrtour und der Förderrohrtour, welches den Ringraum zwischen diesen beiden Rohren im untersten Rohr zur Kaverne gasdicht abschließt.

Im oberen Abschnitt der Rohrtour wird in ca. 50 m Teufe ein von obertage ansteuerbares Untertagesicherheitsabsperrenteil eingebaut. Bei einer Beschädigung des Kavernenkopfes, erkennbar durch einen Druckabfall in der Förderrohrtour, schließt dieses Ventil automatisch und verhindert damit eine unkontrollierte Entleerung der Kaverne.

Der Gasförderstrang wird im Kavernenkopf befestigt (abgehängt) und der Ringraum zwischen Förderrohrtour und LZRT wird mit einer korrosionshemmenden Ringraumschutzflüssigkeit aufgefüllt. Ein Druckanstieg in diesem Ringraum ist messbar und ermöglicht die Kontrolle der Dichtheit der Förderrohrtour auch während des Betriebs.

Zur Förderung der Sole während der Gaserstbefüllung wird der Soleauslagerungsstrang in die Gasförderrohrtour eingebaut.

Den obertägigen Abschluss der Kaverne bildet der Kavernenkopf. Er wird auf dem Bodenflansch befestigt und besteht im Wesentlichen aus einer Hauptabsperrramatur (Master Valve) mit steuerbarem Antrieb, einem Abgang für den Gasstrom mit einer weiteren Sicherheitsabsperrramatur und mehreren Überwachungsanschlüssen.

Oberhalb befindet sich temporär der Soleentleerungskopf für die Gaserstbefüllung, in dem der Soleentleerungsstrang abgehängt ist. Nach dem Ausbau des Soleentleerungsstrangs (Snubben, siehe Abschnitt 5.2.8) und vor Beginn des regulären Speicherbetriebes wird der Soleentleerungskopf wieder entfernt.

F&E-Bedarf

Grundsätzlich kann das im Rahmen der Erdgasspeicherung über die Jahrzehnte entwickelte Komplettierungsschema auch für die Wasserstoffspeicherung beibehalten werden, da die Anforderungen an die Sicherheit und Beherrschbarkeit unabhängig vom Speichermedium gelten. Jedoch sind Dichtheit und Beständigkeit aller Komponenten der Komplettierung gegenüber Wasserstoff aufgrund seiner abweichenden Eigenschaften zu gewährleisten bzw. nachzuweisen.

Konkreter Forschungsbedarf besteht bei der Beurteilung der Tauglichkeit der bei Erdgas-komplettierungen eingesetzten Stähle für Wasserstoffanwendungen unter den für einen Speicherbetrieb typischen Belastungen, z.B. durch werkstofftechnische Materialuntersuchungen.

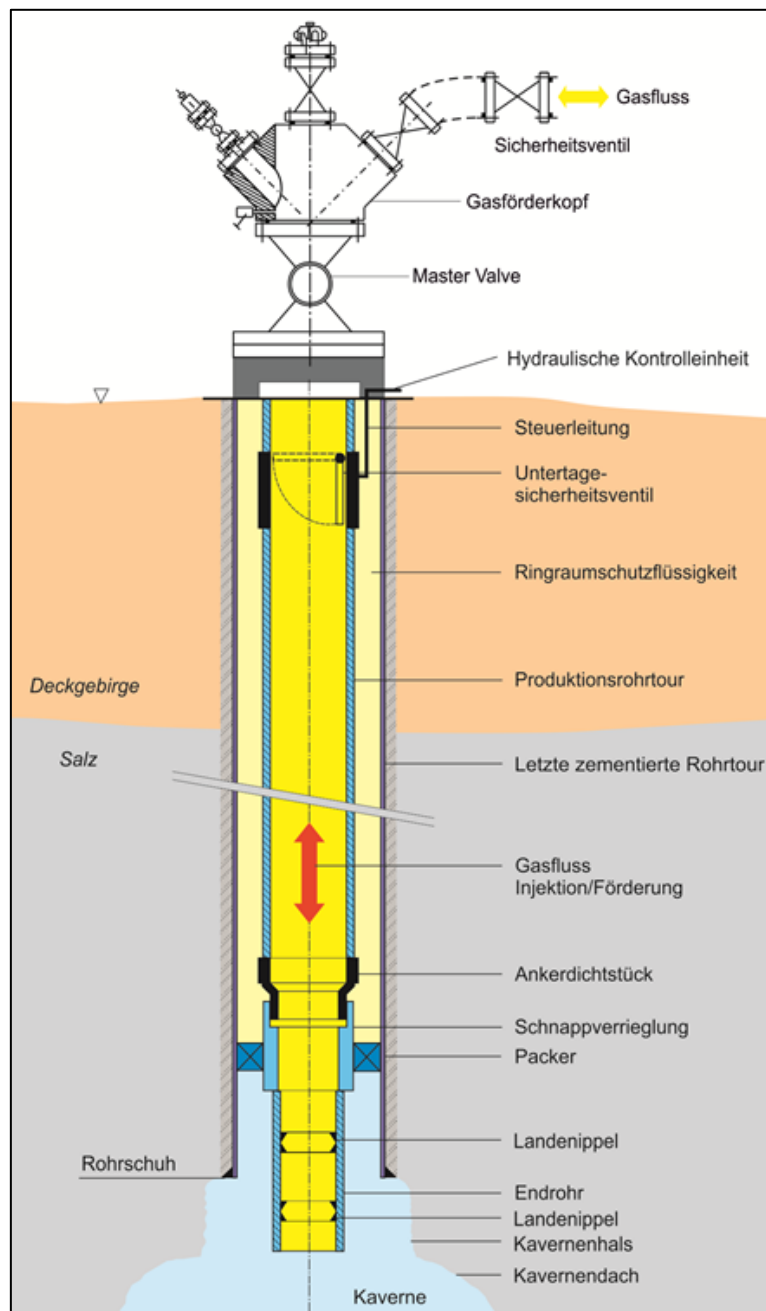


Abbildung 5-8: Mögliches Komplettierungsschema einer Gaskaverne.

Sollte sich ein Einsatz der üblicherweise im Kavernenbau eingesetzten Stähle (API-Stähle; American Petroleum Institute) als bedenklich erweisen, können Werkstoffe zum Einsatz kommen, die generell nicht anfällig für eine Versprödung durch Wasserstoff sind, beispielsweise austenitische Edelstähle (ASME 316 L; American Society of Mechanical Engineers), was - wie bereits oben erwähnt – die Investition erhöhen würde.

5.2.8 Gaserstbefüllung und Snubben

Während der Gaserstbefüllung wird über den Ringraum der Bohrung das Speichergas injiziert, welches die Sole durch den Strang nach obertage verdrängt, siehe Abbildung 5-9. Wenn die Ka-

verne vollständig mit Gas befüllt ist, wird der Solestrang bei anstehendem Gasdruck entfernt. Hierzu wird eine „Snubbing Unit“ auf den Gasförderkopf aufgesetzt, die unter hohem Gasdruck das kontrollierte Ziehen des Strangs und das Entfernen der einzelnen Rohrelemente über eine Schleuse und somit ohne Austritt des Speichergases erlaubt.

Nach Abschluss des Snubbing werden die verbliebenen Elemente des Soleentleerungskopfs oberhalb des Gasförderkopfs abgebaut. Damit ist die Kaverne bereit für den Gasspeicherbetrieb.

F&E-Bedarf

Die eigentlichen Prozesse der Gaserstbefüllung und des Snubbings sind weitgehend unabhängig vom Speichermedium. Da während der Erstbefüllung und insbesondere zum Ende hin aber Wasserstoff im Entgasungstank aus der Sole entgast, müssen die für Erdgas entwickelten Maßnahmen entsprechend angepasst werden.

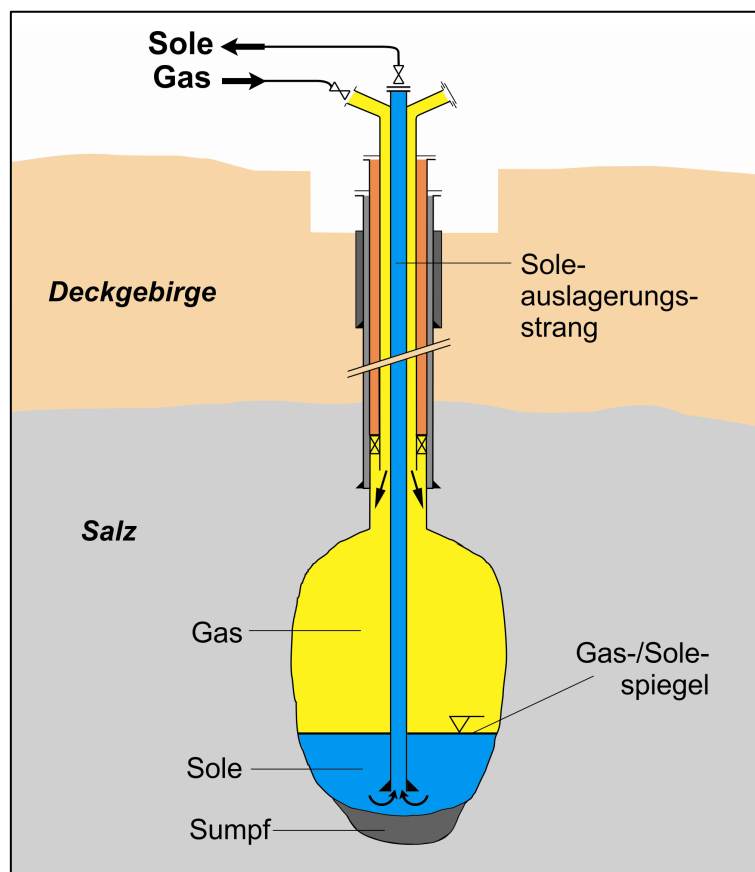


Abbildung 5-9: Erstbefüllung einer Gaskaverne.

5.3 Technisches Konzept der Kavernenanlage (obertägige Betriebsanlagen)

Obertägig ist der Kavernenspeicher mit einer Gasanlage zum Ein- und Auslagern des Wasserstoffs und zur Gasaufbereitung ausgerüstet. Abbildung 4-2 zeigt das Fließbild.

Während in Abschnitt 5.2 die Erläuterungen eher allgemeiner Natur sind, erfolgt die Auslegung der obertägigen Anlagenkomponenten konkret anhand der Ein- und Ausgangsparameter an der Bilanzgrenze der Speicheranlage gemäß Tabelle 4-11. Im Folgenden werden die Informationen aus Abschnitt 4.6.2 vertieft. Anzumerken ist, dass die Auslegung der Anlagen für Wasserstoff vorgenommen wurde, jedoch nicht für alle Komponenten entsprechende Betriebserfahrungen vorliegen.

5.3.1 Einlagerungsstrang bis Kavernenkopf

Der Einlagerungsstrang des Speichers besteht aus der Messstation und der nachfolgenden Verdichterstation.

5.3.1.1 Messung

Beim Befüllen der Kaverne werden Volumenstrom, Druck und Temperatur gemessen, von einem Prozessleitsystem erfasst und ausgewertet. Bei der Auswahl der Messinstrumente ist darauf zu achten, dass sie für die entsprechenden explosionsgefährdeten Zonen (Ex-Zonen) geeignet sind (vgl. Abschnitt 5.3.4). Die Komponenten sind Stand der Technik und am Markt erhältlich.

Die eingangsseitige Durchflussmessung wird mittels Ultraschall-ClampOn-System realisiert. Dieses Verfahren kann durch Differenzmessungen der Schallgeschwindigkeit die Strömungsgeschwindigkeit eines Gases in einer Rohrleitung von außen messen, ohne Einbauten in das Rohr. Dadurch wird die Gefahr von Undichtigkeiten minimiert.

Der Wasserstoff liegt am Ausgang des Elektrolyseurs feuchtegesättigt vor. Bei 50°C und 50 bar entspricht dies einem Wasseranteil von 2.560 ppm. Es kann angenommen werden, dass dieser Feuchtegehalt für die Komponenten der Kavernenanlage unkritisch ist. Die Option einer vorge-schalteten Kaltwasserkühlung nach der Elektrolyse (vgl. Abschnitt 4.3.2) würde den Wasseranteil reduzieren. Deren Nichtberücksichtigung stellt eine konservative Annahme dar.

Eine Feuchtemessung vor der Einlagerung ist nicht unbedingt erforderlich, da sich die Wasserbeladung des Wasserstoffs je nach Verweildauer und Temperatur in der Kaverne aufgrund der sich im Kavernensumpf befindlichen Salzsole ändern kann, vgl. Abschnitt 4.6.2.4. Kritisch ist lediglich der Feuchtegehalt beim Verlassen der Kavernenanlage.

Die elektrische Leistungsaufnahme aller Messeinheiten ist im Vergleich zu der benötigten Verdichterleistung vernachlässigbar.

5.3.1.2 Verdichter

Der Technologie und Parameter der Verdichtung werden im Abschnitt 4.5 diskutiert.

5.3.2 Auslagerungsstrang ab Kavernenkopf

Der Auslagerungsstrang besteht aus den Komponenten Druckreduzierung, Gastrocknung und der Messstation zur Überwachung der vorgegebenen Druck-, Temperatur- und Feuchtegrenzen sowie der entnommenen Gasmenge. Der maximale Auslagerungsstrom aus der Kaverne beträgt

13,5 t/h bei einer angenommenen mittleren Temperatur von 40°C. Die genannten Komponenten müssen für diese Werte ausgelegt sein.

5.3.2.1 Druckreduzierung

Eine Druckreduzierung von dem aktuellen Kavernendruck auf den Druck der isobar arbeitenden Trocknungsanlage wird durch die Druckreduzierstrecke realisiert, so dass der Wasserstoff an der Bilanzgrenze mit 50 bar zur Verfügung steht (Abbildung 5-10).

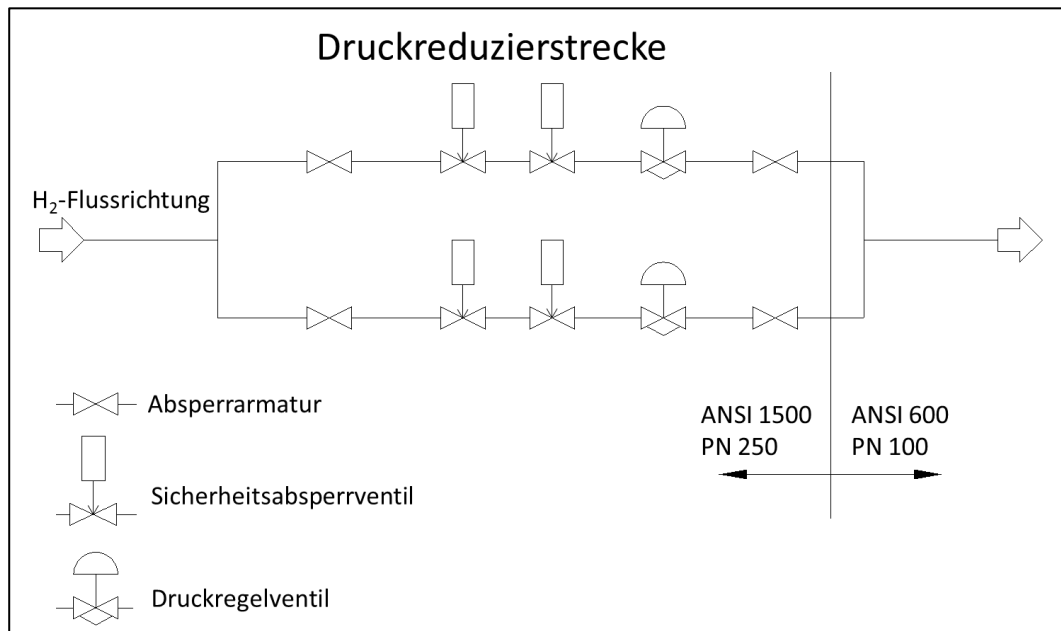


Abbildung 5-10: Druckreduzierung im Auslagerungsstrang.

ANSI: American National Standards Institute; PN (Pressure Nominal): Auslegungsdruck in bar bei 20°C.

Die Auslegung der Druckreduzierstrecke erfolgt aus Gründen der Betriebssicherheit zweisträngig. So können Wartungsarbeiten auch während des Betriebs der Anlage durchgeführt werden. Jede Reduzierstrecke besteht aus Absperrarmaturen an beiden Enden, zwei Sicherheitsabsperrentilen und einem Druckregelventil. Das Druckregelventil drosselt den Druck auf den Auslegungsdruck der Trocknungsanlage. Der Energieverbrauch ist vernachlässigbar.

Die Hochdruckseite der Strecke wird für einen Maximaldruck von 250 bar konzipiert (ANSI 1500; American National Standards Institute). Die Niederdruckseite wird auf 100 bar (ANSI 600) ausgelegt.

5.3.2.2 Trocknung

Zur Verwertung des Wasserstoffs in Brennstoffzellen wird eine maximale Restfeuchte von 5 ppm gefordert, was einem Anteil von 4 mg/Nm³ entspricht. Aus der Kaverne bzw. der Elektrolyse gelangt das Gas mit verschiedenen Feuchtegraden bis zur Feuchtesättigung bei Temperaturen von bis zu 50°C und Drücken bis zu 60 bar mit einem maximalen Wasseranteil von ca. 2.560 ppm bzw. 2.050 mg/Nm³ in die Trocknungsanlage. Die abzuscheidende Wassermenge

beträgt bei einem maximalen H₂-Massenstrom von etwa 150.000 Nm³/h gut 300 kg/h. Die Ein- und Ausgangsparameter der Trocknungsanlage sind in Tabelle 5-3 dargestellt.

Als Trocknungstechnologie wird die Adsorptionstrocknung (Adsorption: Anlagerung; vgl. Seite 90) eingesetzt. Die bei der Erdgastrocknung üblicherweise eingesetzte Absorptionstechnologie (Absorption: Aufnahme) mittels Glykol (Triethylenglykol) kann bei extrem niedrigen Restfeuchten nicht angewendet werden. Die durch Glykoltrocknung erreichbaren Wassergehalte liegen deutlich zu hoch. Auch kann unter Umständen die Reinheit des Wasserstoffs durch Glykolrückstände beeinträchtigt werden [ReiCat 2012].

Bei der Trocknung wird die Anlage von dem feuchten Gas durchströmt. Nach einer Betriebszeit von einigen Stunden ist das Adsorptionsmittel (z.B. aus der Stoffgruppe der Zeolithe) gesättigt und kann kein Wasser mehr aufnehmen. Der Trockner muss dann in einer Regenerationsphase vom aufgenommenen Wasser befreit werden. Dafür wird mittels eines heißen Gases das Wasser ausgetrieben und der Trockner danach wieder auf Betriebstemperatur heruntergekühlt. Wegen der periodischen Betriebsweise werden Adsorptionstrockenanlagen im Regelfall mindestens doppelsträngig mit zwei Adsorbern konzipiert, von denen sich jeweils einer in der Betriebs- und einer in der Regenerations- bzw. Abkühlphase befindet.

Das Prozessgas, in diesem Falle Wasserstoff, kann zur Regeneration genutzt werden. Gasverluste während der Regeneration treten nicht auf.

Tabelle 5-3: Stoffparameter der Trocknungsanlage.

Größe	Einheit	Eingangswert	Ausgangswert
Massenstrom	t H ₂ /h	max. 13,5	max. 13,5
Druck	bar	max. 60	ca. 50
Temperatur	°C	bis ca. 50	bis ca. 50
Feuchte	ppm	bis ca. 2.560	max. 5

5.3.2.3 Messung

Die Messstation überwacht die geforderte Qualität bezüglich Temperatur, Druck und Feuchte (vgl. Tabelle 4-11) und registriert die ausgespeicherten Mengen. Besonderes Augenmerk muss hierbei auf die korrekte Messung des Wassergehalts gelegt werden. Dies kann durch einen hochauflösenden Prozessfeuchteanalysator realisiert werden.

5.3.3 Rohrleitungen

Die Werkstoffauswahl und Auslegung der obertägigen Anlagen kann in Anlehnung an die von der von der EIGA (European Industrial Gases Association) erstellte Richtlinie „Hydrogen Transportation Pipelines“ erfolgen. Diese Richtlinie wird auch für die Vorauslegung von Wasserstoffpipelines angewendet [EIGA 2004].

Die obertägige Auslegung der Rohrleitung für eine Wasserstoffkaverne kann als Stand der Technik angesehen werden. Im Kavernenbau werden für die Obertageverrohrungen üblicherweise Leitungen nach DIN EN 10208 [DIN 2009] konzipiert. Dieser Norm entsprechende Werkstoffe, die bereits für Wasserstoffanwendungen genutzt werden, sind L290 MB bis L485 MB⁴⁷.

Grundsätzlich können aber auch andere geeignete Werkstoffe zur Anwendung kommen, beispielsweise stabilisierte austenitische Stähle.

5.3.4 Sicherheitseinrichtungen

Die Sicherheitseinrichtungen der obertägigen Kavernenanlage (Abbildung 5-11) beziehen sich im Wesentlichen auf den Explosionsschutz. Sie zielen auf das Vermeiden von Leckagen sowie dadurch entstehenden zündfähigen Gemischen ab. Wasserstoff ist farblos sowie geruchsneutral und verbrennt mit fast farbloser Flamme. Diese Eigenschaften müssen bei der Festlegung von Sicherheitsvorkehrungen berücksichtigt werden.

5.3.4.1 Kavernenplatz

Explosionsgefährdete Zonen (Ex-Zonen) von Erdgaskavernen werden üblicherweise nach der „WEG-Empfehlung für die Festlegung von explosionsgefährdeten Bereichen“ [WEG 2006] ausgelegt. Bei einer Auslegung für Wasserstoff ist eine Anpassung der Ex-Zonen-Abstände denkbar, um den abweichenden Eigenschaften von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas Rechnung zu tragen.

5.3.4.2 Rohrleitungen/Armaturen

Wasserstoffführende Rohrleitungen müssen zuverlässig gasdicht sein. Dies gilt insbesondere für üblicherweise unterirdisch verlegte Wasserstoffleitungen zwischen Gasanlage und Kavernenplatz. In der Nähe von Sicherheitsventilen oder Ausströmöffnungen sind Explosionsschutzzonen einzurichten.

Dichtheitsprüfungen an Wasserstoffanlagen sollten zunächst mit einem unbrennbaren Gas (Stickstoff, Helium) durchgeführt werden. Erst eine zweite Dichtheitsprüfung ist mit Wasserstoff bei Betriebsdruck durchzuführen.

Falls Wasserstoffanlagen, beispielsweise Verdichter, in Gebäuden installiert werden, ist für eine ausreichende Belüftung zu sorgen, um eine Explosionsgefährdung bei Leckagen zu vermeiden. Als zusätzliche Sicherheitsmaßnahme sind Wasserstoff- und Flammendetektoren an geeigneten Stellen zu installieren, die eine gefährliche Konzentration an Wasserstoff sofort anzeigen und die Einleitung entsprechender Gegenmaßnahmen (Lüftung, Leckageabdichtung) ermöglichen. Auch optische und akustische Leckagedetektoren sowie Wärmebildkameras stellen sinnvolle sicherheitstechnische Einrichtungen dar, besonders in gefährdeten Bereichen von Armaturen und Messseinrichtungen. Grundsätzlich sollten, wie beim Umgang mit allen brennbaren Stoffen alle

⁴⁷ DIN EN 10208 wurde im März 2013 ersetzt durch DIN EN ISO 3183 [DIN 2013].

Zündquellen von Ex-Zonen ferngehalten werden und ausschließlich geeignete Betriebsmittel verwendet werden.

Die Zugänglichkeit der einzelnen Anlagenkomponenten im Falle eines Löscheinsatzes sowie ausreichende Flucht- und Rettungsmöglichkeiten müssen durch eine geeignete Anordnung gewährleistet werden.

5.3.5 Flächenbedarf

Abbildung 5-11 enthält eine beispielhafte Auslegung einer Kavernenanlage. Für eine einzelne Kaverne kann ein Platzbedarf der Bohranlage von etwa 50 * 70 m abgeschätzt werden. Aufgrund gleichzeitiger Bautätigkeiten bei der Erstellung von Kaverne und Obertageanlagen sowie aus Sicherheitsgründen wird die Gasanlage üblicherweise nicht auf dem Kavernenplatz selbst, sondern auf einer gesonderten Fläche erstellt.

In Summe ergibt sich ein Flächenbedarf für die gesamte Anlage bestehend aus Kavernenplatz, obertägiger Gasanlage, Zuwegung und Betriebsgebäude von ca. 100 * 100 m (1 ha).

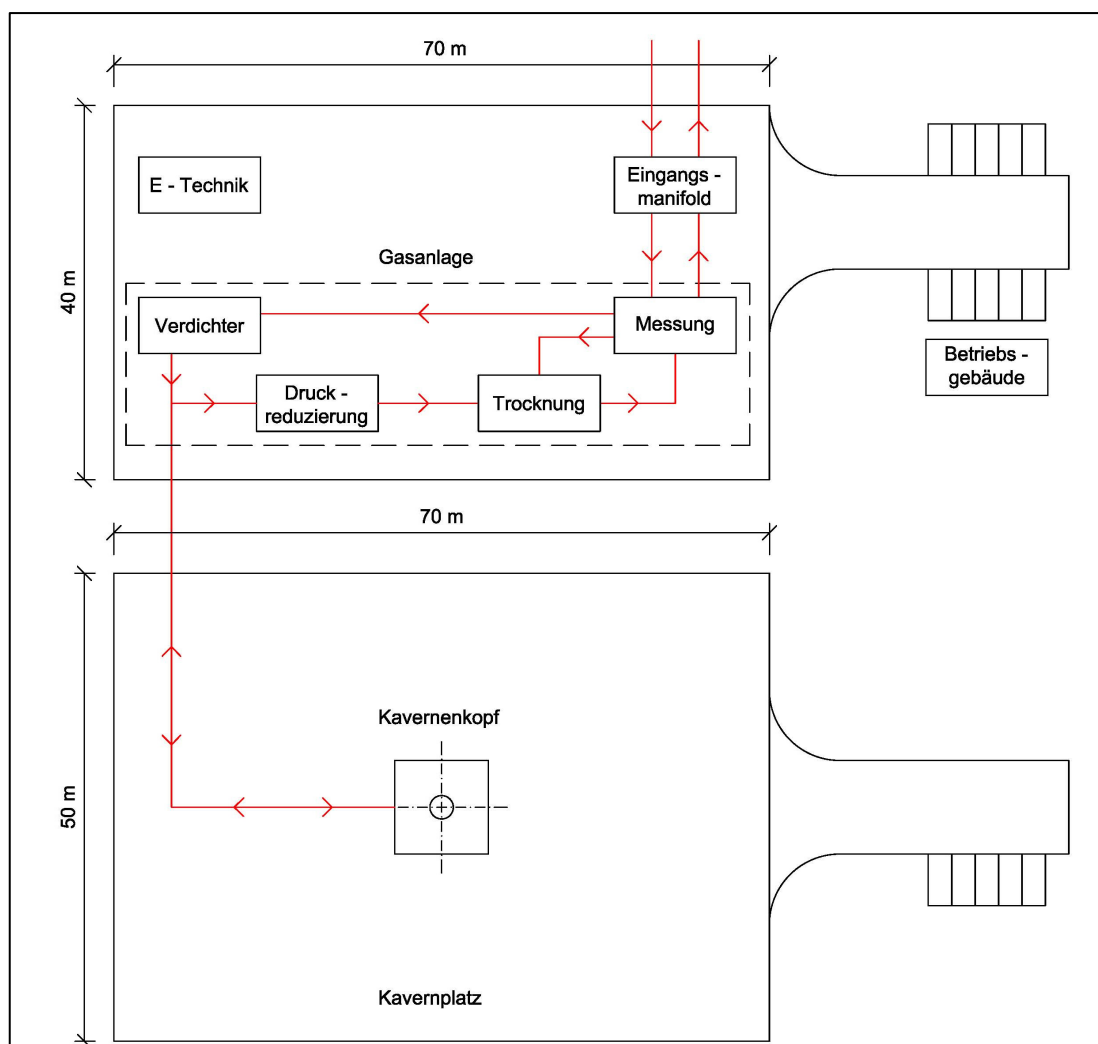


Abbildung 5-11: Vorausslegung des Flächenbedarfs einer Kavernenanlage.

5.4 Genehmigungsverfahren und Zeitbedarf für Planung und Bau

5.4.1 Genehmigungsverfahren

5.4.1.1 Betriebsplanpflicht

Bergbauliche Vorhaben wie die Untergrundspeicherung sind dem Bundesberggesetz unterworfen und damit betriebsplanpflichtig. Als Folge ist der Genehmigungsbehörde „ein Hauptbetriebsplan für einen in der Regel zwei Jahre nicht überschreitenden Zeitraum“ vorzulegen und dieser durch die Behörde zu genehmigen [BBergG 2013].

Die Genehmigungsbehörde kann darüber hinaus verlangen, dass

- „1. für einen bestimmten längeren, nach den jeweiligen Umständen bemessenen Zeitraum Rahmenbetriebspläne (fakultativer Rahmenbetriebsplan) aufgestellt werden, die allgemeine Angaben über das beabsichtigte Vorhaben, dessen technische Durchführung und voraussichtlichen zeitlichen Ablauf enthalten müssen;
2. für bestimmte Teile des Betriebes oder für bestimmte Vorhaben Sonderbetriebspläne aufgestellt werden.“ [BBergG 2013]

Für Vorhaben, die einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) bedürfen, hat die Genehmigungsbehörde die Aufstellung eines Rahmenbetriebsplanes zu verlangen (obligatorischer Rahmenbetriebsplan). Für dessen Zulassung ist ein bergrechtliches Planfeststellungsverfahren (PFV) mit Öffentlichkeitsbeteiligung durchzuführen, siehe Abschnitt 5.4.1.2.

Die Erforderlichkeit einer UVP ist für bergbauliche Vorhaben in der UVP-V Bergbau (Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben) geregelt. Diese bestimmt die UVP-Pflicht für Untergrundspeicher für Erdgas und Erdöl entweder direkt oder aufgrund einer allgemeinen bzw. einer standortbezogenen Vorprüfung [UVP-V Bergbau 2010]. So besteht z.B. für Untergrundspeicher für Erdgas eine UVP-Vorprüfungspflicht ab einer Kapazität von 1 Mrd. Nm³ ⁴⁸.

Die Untergrundspeicherung von Wasserstoff ist in der UVP-V Bergbau bisher nicht geregelt, d.h. es besteht derzeit lediglich die fakultative Betriebsplanpflicht. Zum jetzigen Zeitpunkt ist offen, ob in Zukunft für die Wasserstoffspeicherung weitere Genehmigungserfordernisse eingerichtet werden. Es ist aber davon auszugehen, dass auch für Wasserstoffspeicher mindestens die UVP-Vorprüfungspflicht eingeführt und in der Regel auf Basis dieser Vorprüfung die UVP-Pflicht beschieden wird, so dass ein bergrechtliches Planfeststellungsverfahren durchzuführen ist.

5.4.1.2 Bergrechtliches Planfeststellungsverfahren

Das PFV ist verbunden mit einer umfangreichen Beteiligung der Öffentlichkeit.

⁴⁸ Zum Vergleich: Die 4.000 Tonnen Speicherkapazität der Modellkaverne entsprechen mehr als 44 Mrd. Nm³ Wasserstoff.

Bestandteil des PFV ist die UVP, die auf einer Umweltverträglichkeitsstudie basiert, welche durch den Vorhabenträger bzw. in der Regel dessen Gutachter zu erstellen ist.

Das PFV erlaubt die Zusammenfassung von Zulassungen; hiermit entfällt die Notwendigkeit, einzelne Zulassungen bei den jeweiligen Behörden einholen zu müssen.

5.4.1.3 Raumordnungsverfahren

Gegebenenfalls ist vor Durchführung eines PFV im Rahmen eines Raumordnungsverfahrens (ROV) die Verträglichkeit des Vorhabens mit den Zielen und Grundsätzen der Raumordnung nachzuweisen.

Der Ablauf des ROV erfolgt gemäß dem Raumordnungsgesetz und der Raumordnungsverordnung bzw. der länderspezifischen Raumordnungsgesetze.

5.4.1.4 Dauer der einzelnen Verfahren

Die in Tabelle 5-4 jeweils aufgeführte Dauer der verschiedenen Verfahren bezieht sich auf bergbauliche Vorhaben. Die Zahlen sind Durchschnittswerte. Im Einzelfall können sich erhebliche Abweichungen nach oben oder unten ergeben.

Tabelle 5-4: Abschätzung der Verfahrensdauern des Genehmigungsverfahrens.

Verfahren	geschätzte Dauer
Raumordnungsverfahren	ca. 1 Jahr : - 6 Monate Vorbereitung der Unterlagen - 6 Monate Verfahrensdauer
Obligatorischer Rahmenbetriebsplan (Planfeststellungsverfahren)	ca. 3-4 Jahre inkl. UVP: - 2 – 3 Jahre Vorbereitung der Planfeststellungsunterlagen - 1 Jahr Verfahrensdauer
Fakultativer Rahmenbetriebsplan	ca. 1 Jahr: - 6 Monate Vorbereitung der Unterlagen - 6 Monate Bearbeitungsdauer Genehmigungsbehörde
Hauptbetriebsplan	ca. 1 Jahr: - 6 Monate Vorbereitung der Unterlagen - 6 Monate Bearbeitungsdauer Genehmigungsbehörde
Sonderbetriebspläne	ca. 6 Monate: - 3 Monate Vorbereitung der Unterlagen - 3 Monate Bearbeitungsdauer Genehmigungsbehörde

Insbesondere die Dauer des PFV nach Einreichung der Unterlagen bis hin zur Bestandskraft des Planfeststellungsbeschlusses lässt sich nicht vorhersagen, weil diese von Umständen abhängt, die vom Vorhabenträger nicht oder nur bedingt beeinflussbar sind. Dazu gehören die Anzahl von

Einwendungen gegen das Vorhaben im Rahmen der Öffentlichkeitsbeteiligung, die erforderliche Dauer und der Verlauf des vorgeschriebenen Erörterungstermins, die Kapazitäten der Genehmigungsbehörde zur Durchführung des Verfahrens, die Klagebereitschaft Betroffener gegen den Planfeststellungsbeschluss usw.

Teilweise können einzelne Verfahren zeitlich überschneidend durchgeführt werden.

5.4.2 Zeitbedarf

Der Zeitbedarf für Konzipierung und Erstellung einer Kavernenanlage ist ebenso wie die Kosten von lokationsspezifischen Bedingungen abhängig. Der Ablauf kann in die Phasen Erkundung und Planung sowie Bau unterteilt werden. Eine beispielhafte Übersicht sowohl für die Situation „grüne“ als auch „braune Wiese“ enthält Abbildung 5-12.

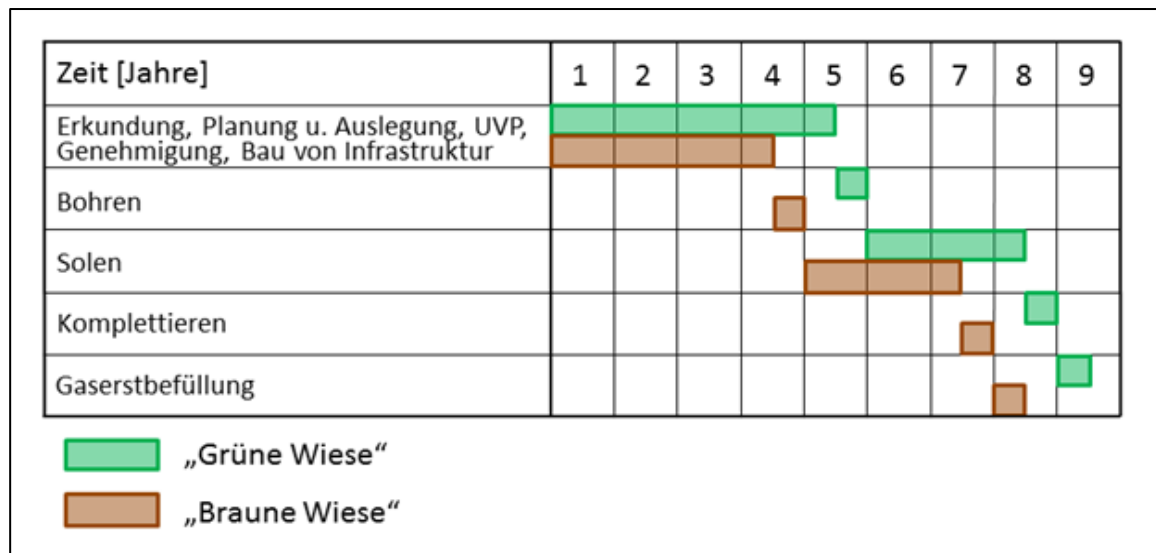


Abbildung 5-12: Beispielhafter Zeitplan für die Erstellung einer Kavernenanlage.

Die Bauphase beginnt mit dem Bohren. Der in der Zeile darüber genannte Aufbau von Infrastruktur zählt noch nicht dazu. Für die Bauphase der Modellkaverne ist von 3 bis 4 1/3 Jahren auszugehen, siehe Text.

Die Erkundungs- und Planungsphase beinhaltet die Punkte Raumordnungsverfahren, Planfeststellungsverfahren inklusive UVP, Machbarkeit inkl. geologischer Erkundung, Auslegung der Kaverne(n) und Aufbau der Infrastruktur, welche teilweise parallel bearbeitet werden. Je nach geologischem Kenntnisstand, erforderlichen Genehmigungsverfahren und daraus ggf. resultierenden Verträglichkeitsprüfungen kann diese Phase einen Zeitraum von bis zu fünf Jahren einnehmen („grüne Wiese“). Soll lediglich ein bestehendes Kavernenfeld erweitert werden („braune Wiese“) verkürzt sich die Erkundungs- und Planungsphase.

Die Dauer der Bauphase der Kaverne wird im Wesentlichen durch Bohrung, Solung, Komplettierung, Dichtheitstests und Gaserstbefüllung bestimmt:

- Je nach Endteufe der Kaverne und geologischen Gegebenheiten erstreckt sich der Bohrzeitraum über 3 bis 8 Monate. Für die Modellkaverne können etwa 6 Monate Bohrzeit veranschlagt werden.
- Die Soldauer wird beeinflusst durch das zu erzielende Endvolumen, die spezifische Salzstruktur der Lokation sowie die Möglichkeiten der Frischwasserbereitstellung und der Soleentsorgung. Dementsprechend ist der Zeitraum für die Solung einer Kaverne variabel (1 ½ bis 3 Jahre). Für die Modellkaverne kann ein Zeitraum von 2 bis 2 ½ Jahren angenommen werden.
- Die für die Komplettierung benötigte Zeit kann mit 1 bis 2 Monaten angegeben werden. Je nach erforderlicher Testkonfiguration kommen noch einmal 1 bis 2 Monate für die behördlich geforderten Dichtheitsnachweise hinzu.
- Die Gaserstbefüllung der Modellkaverne dauert bei durchschnittlicher Auslagerungsrate der Sole etwa 5 Monate.

Bei einem normalen Ablauf der Erstellung der Kaverne und rechtzeitiger Order aller benötigten Komponenten, ergibt sich für die Bauphase der Modellkaverne ein Zeitbedarf von 37 bis 45 Monaten, also 3 bis 4 Jahren. Dazu kommen ca. 4,5 Jahre für die Erkundungs- und Planungsphase im Fall einer „grünen Wiese“.

Der Kavernenspeicher ist die zeitaufwendigste Komponente des gesamten Wind-Wasserstoff-Systems in Bezug auf Planung und Umsetzung.

5.4.3 Öffentlichkeitsarbeit zur Erhöhung der Akzeptanz

Grundsätzlich ist es ratsam, die Öffentlichkeit möglichst frühzeitig einzubinden. So können im späteren Verlauf der Planung auftretende Anforderungen oder Einwände, die eventuell erhebliche Verzögerungen nach sich ziehen, frühzeitig erkannt und einer Problemlösung zugeführt werden.

Eine offene und kontinuierliche Informationspolitik über den Projektstatus trägt dazu bei, ein kooperatives Klima zwischen allen Beteiligten aufzubauen.

5.5 Geologische Voraussetzungen für die Errichtung von Wasserstoffkavernen in Norddeutschland

Nach einer Vorstellung der Salzeigenschaften und -vorkommen in Norddeutschland ist die Verfügbarkeit geeigneter Salzstrukturen in den im Rahmen der Studie interessierenden Regionen – im Bereich der zukünftigen Einspeisepunkte des Offshore-Windstroms – Thema dieses Abschnitts.

5.5.1 Salzvorkommen in Deutschland

Salzlagerstätten entstehen als chemische Sedimente durch Eindampfung von Salzseen oder temporär abgeschlossener Meeresbecken. In Mitteleuropa bestanden vorwiegend während des Perm sowie im Trias, Jura und Tertiär Bedingungen, die zur Bildung von Salzlagerstätten geführt ha-

ben, siehe Abbildung 5-13. Die dort eingezeichneten heute existierenden Kavernenspeicher weisen auf die Regionen hin, in denen geeignete Salinare auftreten.

Die mächtigsten Salzablagerungen entstanden während des Perm im Rotliegenden (vor 296 – 258 Millionen Jahren) und vor allem im Zechstein (vor 258 – 251 Millionen Jahren) in der nördlichen Hälfte Deutschlands. Das Schichtensalz lagert heute vielfach in Teufen von mehreren Kilometern. In Mitteldeutschland, am Niederrhein und im Raum südlich von Magdeburg sind auch Vorkommen in geringeren Teufen (< 2 km) bekannt. Aus dem Schichtensalz entstanden an vielen Stellen mächtige Salzstöcke und Salzkissen, die heute teilweise bis nahe unter die Erdoberfläche reichen.

Hinsichtlich ihrer Eignung für den Kavernenbau sind die permischen Salinare am besten erkundet und weisen vielfach optimale Mächtigkeiten und Teufenlagen auf.

Weitere Salzvorkommen in Deutschland – die im Folgenden z.B. wegen geringer Mächtigkeit, oder niedriger Teufen unberücksichtigt bleiben – finden sich im Raum Stuttgart/Würzburg (Trias), Bad Reichenhall (Perm/Trias) sowie im Gebiet des Oberrheingrabens (Tertiär). In Norddeutschland sind zudem Salzkissen aus dem Keuper und dem Jura verbreitet. Die Keuper-Salze treten – in relativ reiner Form – im Unterelberaum, in Ostfriesland, dem südlichen Schleswig-Holstein und der Deutschen Bucht auf. Salinare des Jura sind auf den Raum zwischen dem Emsland und der Weser nördlich des Weser- und Wiehengebirges beschränkt.

5.5.2 Eignung der Salzvorkommen für den Kavernenbau

5.5.2.1 Rotliegend

Die ältesten salinaren Sedimente in Deutschland gehören dem Rotliegenden (Unteres Perm) an. Im zentralen Beckenteil im Gebiet zwischen den Ostfriesischen Inseln, Helgoland und Schleswig-Holstein (eingegrenzt von der roten Linie in Abbildung 5-13) kam es in der Zeit des Rotliegenden zur Ablagerung einer mehrere Hundert Meter mächtigen Salinarformation, die aus Steinsalz mit einem hohen Anteil an Tonstein und Tonmergel besteht. Das Steinsalz der Rotliegendesalinare ist meist regellos von rotem, feinsandigem Mergelstein in stark wechselnden Mengenverhältnissen (20 – 40%) durchsetzt. Der Ton verbleibt als unlöslicher Feststoff bei der Aussolung der Kavernen im Kavernensumpf und führt somit zu einer Reduzierung des geometrischen Kavernenvolumens. Die praktische Erfahrung aus dem Betrieb von Erdgaskavernen hat gezeigt, dass auch der relativ hohe Anteil an dispers verteilten unlöslichen Bestandteilen die Dichtheit des Salzgesteins nicht beeinträchtigt. Ein spezieller Nachweis, dass dies auch auf Wasserstoff zutrifft, muss noch erbracht werden (vgl. Abschnitt 5.2.5).

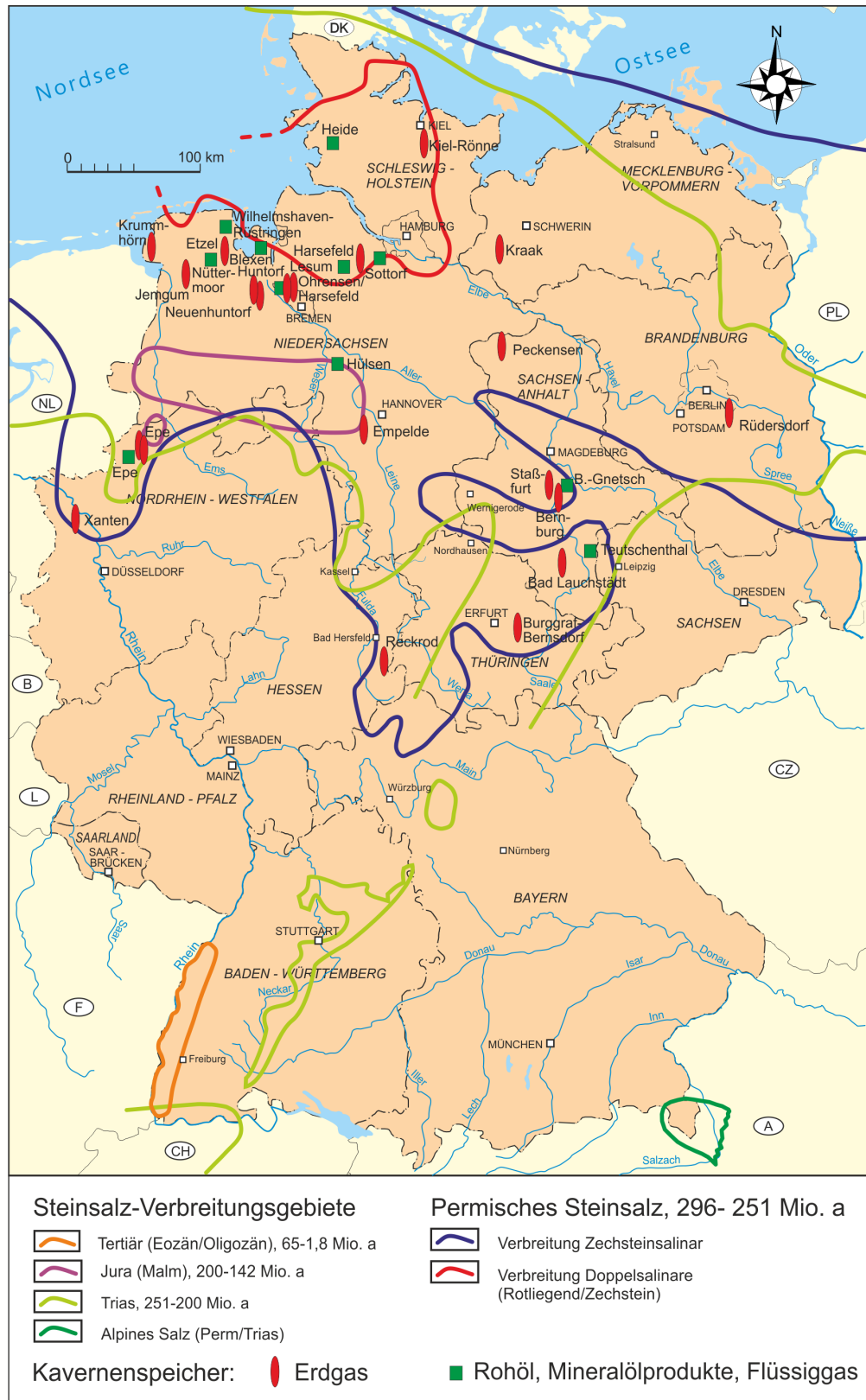


Abbildung 5-13: Salzvorkommen in Deutschland.

Abbildung nach [Hesemann 1975, Walter 1992, Gillhaus/Horvath 2008].

5.5.2.2 Zechstein

Die größte Verbreitung haben in Norddeutschland die Salzablagerungen des Zechstein (Oberes Perm). Die Zechsteinformation besteht in Norddeutschland aus maximal 7 Salinarzyklen (Zechstein 1 – 7), die jeweils aus einer Abfolge von Tonstein, Karbonaten, Sulfaten, Steinsalz und Kalisalz bestehen können, allerdings nur selten vollständig ausgebildet sind. Das Steinsalz des Zechstein 2 (Staßfurt-Folge) hat mit maximal 500 m die größte primäre Mächtigkeit. Die Gesamtmächtigkeit der Zechsteinsalze im Norddeutschen Raum beträgt 800 – 1.000 m. Durch Halokinese (Bewegung aufgrund des Druckes darüber liegenden Schichten) entstanden an vielen Stellen Norddeutschlands Salzkissen und Salzstöcke, welche Mächtigkeiten von bis zu 4.000 m aufweisen. Für den Kavernenbau sind vor allem die Salinarzyklen 2 und 3 des Zechstein von Bedeutung.

Die primären Mächtigkeiten des Zechstein 2 (Staßfurt-Folge) liegen bei 400 – 600 m. Durch die Mobilisation und Halokinese bildet das so genannte Hauptsalz den mächtigsten und für den Kavernenbau wichtigsten Steinsalzhorizont. Dieser besteht aus mäßig anhydritisch verunreinigten Salzen (2 – 10 % Anhydrit) die meist mittel- bis grobkristallin ausgebildet sind. Der Anhydrit tritt sowohl feindispers verteilt, aber auch in Knollen und Schnüren auf. Bereiche mit eingelagerten Kalisalzschichten werden aufgrund unterschiedlicher Lösungseigenschaften für die Kavernenerrichtung gemieden.

Auch im Zechstein 3 (Leine-Folge) erfolgte die Ablagerung einer mehr als 150 m mächtigen Salzfolge. An deren Basis sind der Graue Salzton und Hauptanhydrit ausgebildet. Die Salzfolge ist im unteren Teil verhältnismäßig rein, arm an unlöslichen Feststoffen und damit grundsätzlich für den Kavernenbau geeignet. Bereiche mit Anhydritbänken, Kaliflözen und Salz-Ton-Mischgesteinen kommen zur Anlage von Kavernen nicht infrage.

5.5.3 Regionale Verbreitung der Salzstrukturen in Norddeutschland

In Abbildung 5-14 sind die im Nordwesten von Deutschland existierenden Salzstöcke abgebildet.

Die rote Linie in der Abbildung 5-14 kennzeichnet das Verbreitungsgebiet des Rotliegend-Salinars. Innerhalb dieses Bereiches treten die Salzstöcke meist als Doppelsalinare auf, bestehend aus Rotliegend und Zechstein-Salz.

Die blaue Linie in Abbildung 5-14 kennzeichnet die Grenze des Zechstein-Beckens und somit die maximale horizontale Verbreitung permischer Salzablagerungen in Norddeutschland. Während im Bereich des Rotliegendsalinars langgestreckte Salzmauern dominieren, sind im Gebiet des Zechsteinsalinars sowohl Salzmauern als auch rundliche Salzstöcke zu verzeichnen.

Der nordostdeutsche Küstenraum (Mecklenburg-Vorpommern) weist lediglich im Bereich des südwestmecklenburgischen Beckens einzelne, meist rundliche Salzstöcke auf.

5.5.4 Geologisches Potenzial und Auswahlkriterien

Wie aus Abbildung 5-14 ersichtlich ist, besteht im norddeutschen Raum ein hohes Potenzial an für den Kavernenbau geeigneten Salzstrukturen. Das genaue Potenzial kann nicht quantifiziert

werden, da die tatsächliche Eignung einer Salzstruktur von vielen Faktoren – sowohl geologisch als auch technisch bzw. infrastrukturell – abhängig ist und auch die für die Kavernenerrichtung geeigneten Bereiche innerhalb einer Salzstruktur stark variieren. Dennoch verbleiben auf Basis des aktuellen Kenntnisstands über die Strukturen – auch ohne weitere Explorationen und Untersuchungen – noch eine Vielzahl potentiell geeigneter Strukturen. Diese sind über den gesamten norddeutschen Raum verteilt.

Im Rahmen einer Voruntersuchung für geeignete Kavernenstandorte werden verschiedene Kriterien herangezogen. Dabei kann davon ausgegangen werden, dass die Kriterien für die Errichtung von Erdgas- und für Wasserstoffkavernen grundsätzlich gleich sind. Nachfolgend werden die für die Salzvorkommen im norddeutschen Raum wesentlichen Kriterien kurz erläutert. Die Entfernung zu möglichen Wasserstoff-Abnehmern wird im folgenden Kapitel thematisiert.

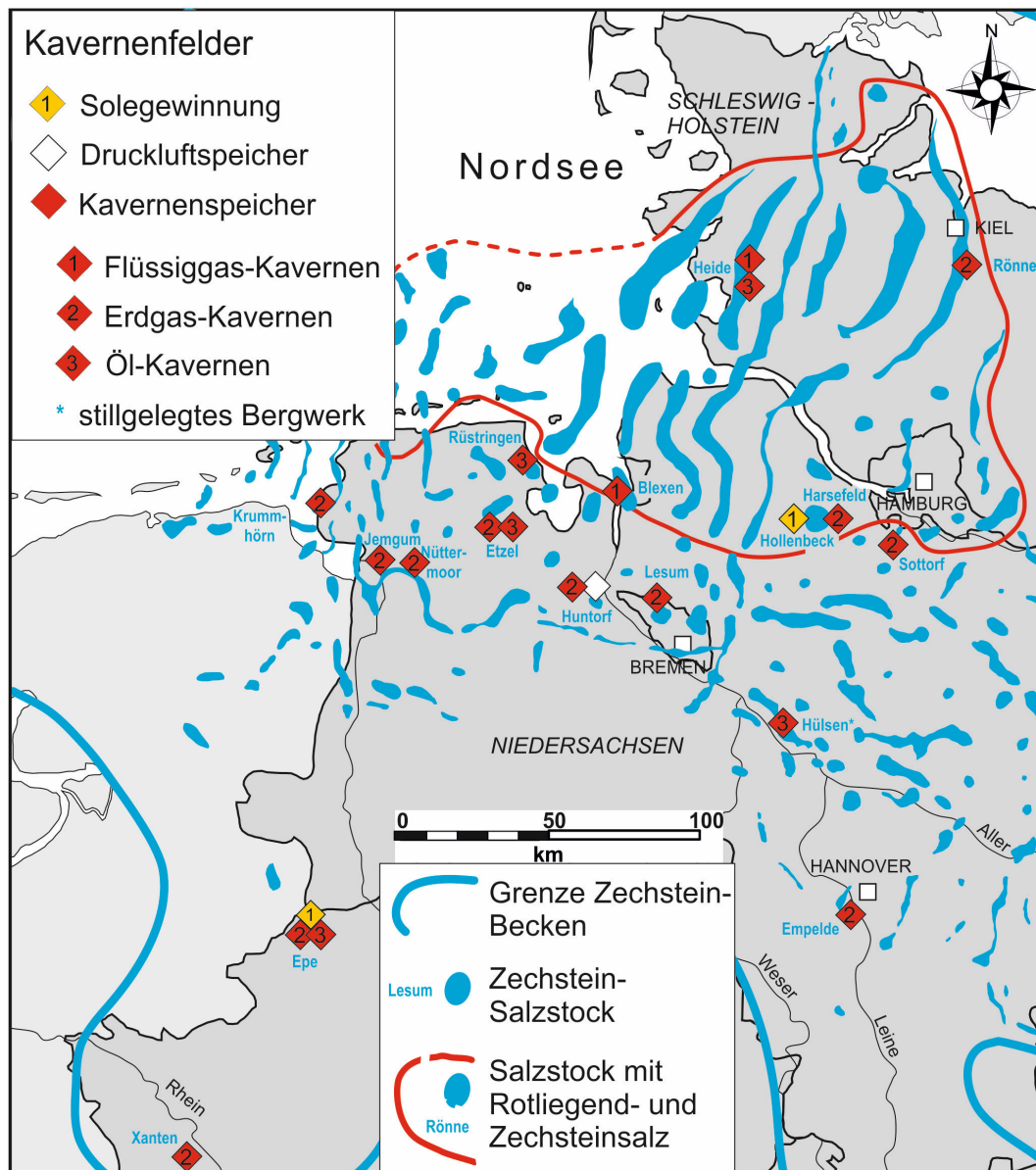


Abbildung 5-14: Salzstöcke im Nordwesten von Deutschland.

Verändert nach [Reinhold et al. 2008], [Anonym 2010] und [Leucht/Glück 2010].

Zwei wichtige Kriterien für die Ermittlung der Eignung einer Salzstruktur für die Wasserstoffspeicherung sind die Mächtigkeit und die Teufenlage des Salzvorkommens. Während eine Mindestmächtigkeit für den Bau einer Speicherkaverne mit ausreichendem geometrischem Volumen erforderlich ist, beeinflusst die gewählte Teufenlage das zulässige Druckniveau in der Kaverne und das Verhalten des Salzes. Im Bereich der norddeutschen Salzstöcke gilt, dass ihre Mächtigkeit auf Grund der tiefen Salzbasis ausreichend ist, sofern das Salztop (die oberste Begrenzungsfläche einer Lagerstätte) genügend hoch liegt. Aus wirtschaftlicher und technischer Sicht werden zu große Teufen ausgeschlossen. In norddeutschen Salzstöcken werden Kavernen typischerweise in einem Teufenfenster zwischen 500 und 1.500 m für den Kavernendachbereich errichtet.

Neben der geologischen Eignung einer Salzstruktur ist die Möglichkeit einer ausreichenden Frischwasserversorgung und einer umweltverträglichen Soleverbringung von maßgeblicher Bedeutung. Eine tatsächliche Eignung einer Struktur kann nur individuell und unter Vorlage projektspezifischer Daten geprüft werden. Grundsätzlich bieten küstennahe Strukturen jedoch vergleichsweise gute Voraussetzungen für die Erstellung von Salzkavernen, da dort das Potenzial für die Realisierung der Ver- und Entsorgung im Vergleich zu Standorten im Landesinneren deutlich höher ist. Neben der Einleitung ins Meer sind auch stillgelegte Bergwerke, Aquifer-Strukturen sowie die Nutzung als Rohstoff bei entsprechender Nähe zu Verbrauchern als Verbringungsmöglichkeit in Betracht zu ziehen.

Ein weiterer Diskussionspunkt, wenn auch kein Ausschlusskriterium im eigentlichen Sinne, ist die Anordnung des Speichers auf der braunen bzw. grünen Wiese. Dabei stellt die braune Wiese den Anschluss an ein existierendes Kavernenfeld dar, welcher – gerade für kleine Speicheranlagen von nur wenigen Kavernen – die Möglichkeit bietet, auf eine geologische Vorerkundung, bestehende Planungsgrundlagen sowie Infrastruktur in gewissem Maße aufbauen zu können. Dies kann Kostenreduzierungen und eine kürzere Realisierungszeit des Speichers ermöglichen. Soll ein größeres Speicherfeld geplant werden, bietet die grüne Wiese meist mehr Entwicklungspotenzial. Bereits nach wenigen Kavernen nähern sich die Kosten pro m³ geschaffenen Speicherhohlraums denen auf brauner Wiese an.

5.5.5 Mögliche Standorte für die Errichtung von Kavernen in der Nähe von Einspeisepunkten von Offshore-Windstrom

Nachfolgend werden die Regionen um die existierenden bzw. geplanten Einspeisepunkte für Offshore-Windstrom in das Übertragungsnetz im westlichen Niedersachsen, an der Unterelbe und an der mecklenburg-vorpommerschen Ostseeküste betrachtet. Die Erörterung dient dazu, die grundsätzliche Möglichkeit zur Errichtung von Speicherkavernen im direkten Umfeld der Einspeisepunkte aus geologisch-geotechnischer Sicht zu prüfen. Die Betrachtung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Zusätzliche Faktoren, die einer Speichernutzung widersprechen, wie z.B. örtliche Bebauung oder bestehende bergrechtliche Bewilligungen, bleiben dabei unberücksichtigt.

5.5.5.1 Diele/Dörpen (westliches Niedersachsen)

Im Umfeld der Einspeisepunkte Diele bzw. Dörpen bieten Salzstöcke des Zechsteinsalinars allgemein gute geologische Bedingungen für die Errichtung von Speicherkavernen (siehe Abbildung 5-15). Einige der Strukturen sind bislang noch nicht erschlossen, doch kann davon ausgegangen werden, dass im Zentrum dieser Salzstöcke für den Kavernenbau geeignetes Staßfurt-Hauptsalz (Zechstein-Folge 2) dominiert. Der Salztop der Strukturen liegt oft bei weniger als 400 m, sonst bei 400 – 800 m.

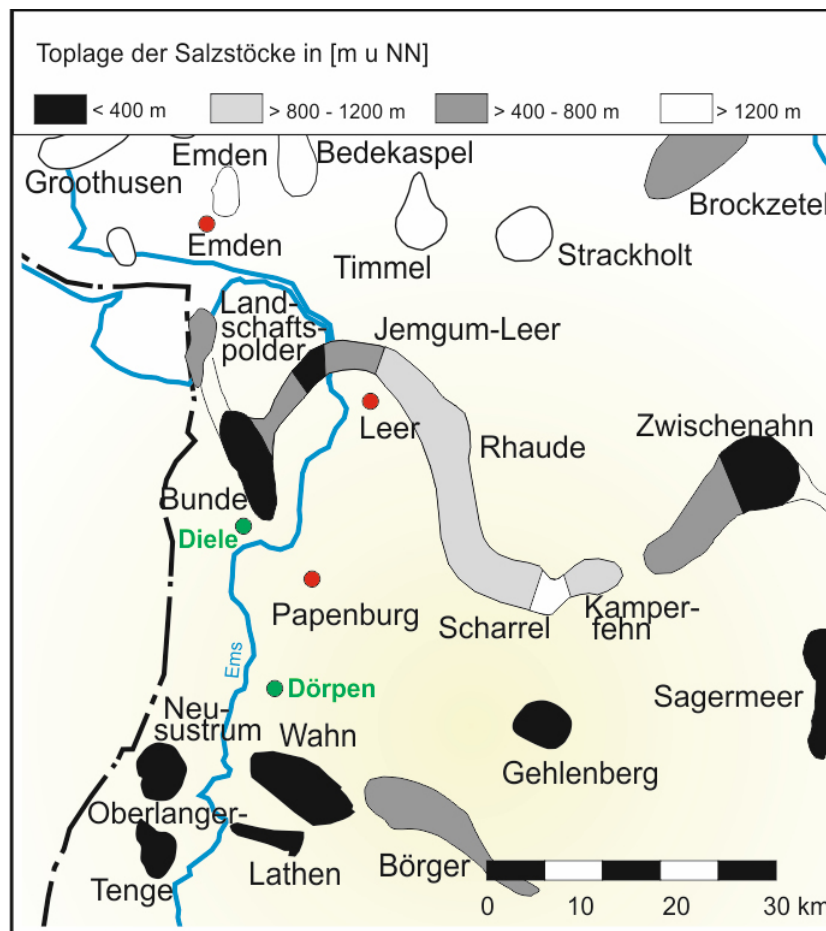


Abbildung 5-15: Salzstrukturen im Bereich Diele/Dörpen.

Die ungefähre Lage der Orte, an denen Netzeinspeisung von Offshore-Windstroms bereits erfolgt (Diele) bzw. erfolgen soll (Dörpen), sind mit grünen Punkten gekennzeichnet⁴⁹.
Verändert nach [Jaritz 1972].

Bei Berücksichtigung einer maximal 40 km großen Entfernung der genannten Salzstöcke zur Küste für eine potentiell wirtschaftliche Soleentsorgung bleiben als geeignete Standorte die Strukturen Bunde, Jemgum-Leer, Rhaude, Scharrel, Kamperfehn, Wahn und Neusustrum in der näheren Betrachtung.

⁴⁹ Die in dieser und der folgenden Abbildungen genannten Angaben in Metern unter Normalnull und die sonst verwendeten Werte mit Bezug auf die Geländeoberkante unterscheiden sich für die hier betrachteten Standorte nicht wesentlich.

Jemgum-Leer ist sowohl geologisch als auch von seiner Lage her besonders geeignet. Der Salzstock wird allerdings seit den 1980er Jahren als Standort für Erdgasspeicherung genutzt. Derzeit werden neue Kavernen errichtet und es bestehen Planungen für weitere Speicher. Ist der Anschluss an ein Kavernenspeicherfeld möglich, können Vorteile der Errichtung auf der braunen Wiese zum Tragen kommen. In den Strukturen Bunde, Rhaude, Scharrel, Kamperfehn, Wahn und Neusustrum besteht Potenzial für Kavernenspeicher auf der grünen Wiese.

5.5.5.2 Büttel (Schleswig-Holstein/Unterelbe)

Im Bereich des Einspeisepunktes Büttel sind im Untergrund bis zu mehrere zehn Kilometer lange Salzstrukturen (Salzmauern) ausgebildet (siehe Abbildung 5-16). Sie bestehen in ihrem Kernbereich aus Rotliegendesalinar, welches einen Anteil von bis zu 40 % Nichtsalzgesteinen (meist Ton) enthält. An ihren Rändern bestehen die Salzstrukturen aus stark verfaltetem Zechsteinsalinar. Diese so genannten Doppelsalinare bieten demnach die Möglichkeit, Kavernen im Rotliegendesalinar anzulegen. Die potentiell geeigneten Strukturen im Umfeld von Büttel sind Süderhastedt/ Belmhusen, Oldenbüttel, Peissen und Krempe. Der Salztop dieser Salinarstrukturen liegt zwischen 400 und 1.000 m Tiefe. Eine Konkurrenz-Situation durch bestehende oder geplante Kavernenspeicher besteht derzeit nicht. Durch die Nähe zur Nordsee ist eine Soleentsorgung potentiell möglich.

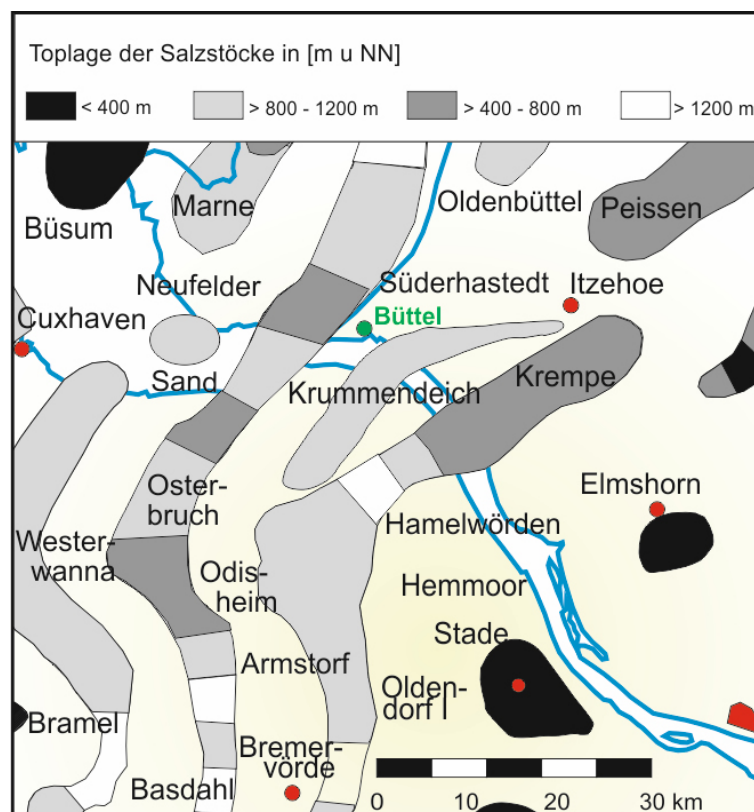


Abbildung 5-16: Salzstrukturen im Bereich Büttel.

Die ungefähre Lage des Netzeinspeisepunktes ist mit einem grünen Punkt gekennzeichnet. Verändert nach [Jaritz 1972].

5.5.5.3 Ostseeküste (Mecklenburg-Vorpommern)

Entlang der Ostseeküste besteht im Vergleich zur Nordsee deutlich geringeres Potenzial für die Errichtung von Kavernenspeichern im Untergrund. Potentiell geeignete Salzmauern bzw. Salzstöcke im Raum Kiel sind weit von den Einspeisepunkten entfernt.

Im mecklenburg-vorpommerschen Küstenabschnitt befinden sich nur die Strukturen Fresendorf (Salzkissen, bei Rostock/Bentwisch) und Moeckow (bei Lubmin) nahe genug unter der Erdoberfläche, um Speicherkavernen sinnvoll anzulegen, siehe Abbildung 5-17. Die Entfernung zur Ostsee als potentieller Soleentsorgungsmöglichkeit beträgt für beide Strukturen weniger als 25 km. Die Struktur Fresendorf ist ein bis auf ca. 1.000 – 1.100 m unter Geländeoberkante aufgestiegenes Salzkissen des Zechsteinsalinars. Der Salzspiegel des Salzstocks Moeckow wurde bei ca. 450 m angetroffen. Für diese Struktur besteht derzeit eine Planung für einen Erdgaskavernenspeicher, so dass ggf. Nutzungsvorteile einer braunen Wiese vorliegen.

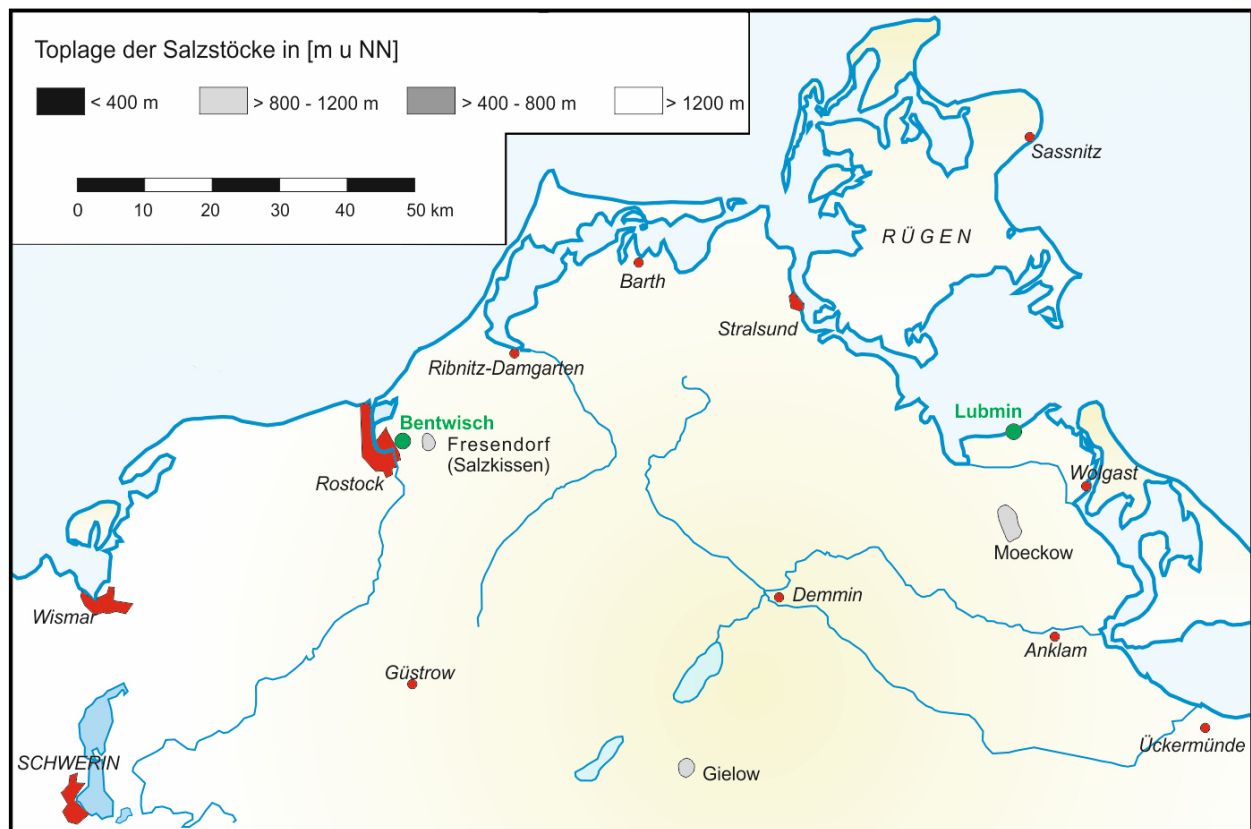


Abbildung 5-17: Salzstrukturen im Bereich Rostock /Lubmin.

Die ungefähre Lage der Orte, an denen Netzeinspeisung von Offshore-Windstroms bereits erfolgt (Rostock/Bentwisch) bzw. erfolgen soll (Lubmin), sind mit grünen Punkten gekennzeichnet.

5.6 Zusammenfassung: Machbarkeit, F&E- und Zeitbedarf

Für die Untertage-Speicherung Wasserstoff kommen beim derzeitigen Stand der Technik vorrangig Salzkavernen infrage. Die grundsätzliche Machbarkeit ist durch bis zu 40 Jahre Betriebszeit von Anlagen in den USA und in England nachgewiesen.

Für die Modellkaverne wurde ein Zeitbedarf von rund 8 Jahren für Planung und Bau ermittelt. Zuvor ist jedoch der festgestellte Forschungs- und Entwicklungsbedarf abzuarbeiten.

Die Prüfung aus geologisch-geotechnischer Sicht ergab, dass die Voraussetzungen zur Errichtung von Speicherkavernen im Umfeld der Einspeisepunkte von Offshore-Windstrom in den Zonen Nordwest und Nordost grundsätzlich gegeben sind, wobei die Situation im Nordwesten günstiger ist.

Die Ausführungen in diesem Kapitel zeigen, dass auch in Deutschland der grundlegende Aufbau einer Wasserstoffkaverne mit dem einer Erdgaskaverne identisch sein wird. Wasserstoffspezifische Anpassungen müssen ggf. bei der Materialauswahl für Stahlwerkstoffe von Komplettierung bzw. Verrohrung bezüglich Beständigkeit und für Dichtungsmaterialien der Komplettierung vorgenommen werden. Zusätzliche Nachweise für die Dichtheit von Salz und der Zugangsbohrung sollten durchgeführt werden. Im Einzelfall ist die mögliche Fahrweise der Kaverne in Hinblick auf geringe Füllstände zu prüfen, unabhängig vom Speichermedium.

6 Übersicht über das Gesamtsystem

Das Kapitel fasst die wichtigsten Eigenschaften des Wind-Wasserstoff-Systems bzw. seiner Komponenten in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht zusammen und diskutiert sie. Diese Informationen dienen als Grundlage für die Systemanalyse. Abbildung 6-1 zeigt ein Schema der Anlage mit den Elementen, die bezüglich Leistungsaufnahme, Wirkungsgrad bzw. Kosten eine wesentliche Rolle spielen.

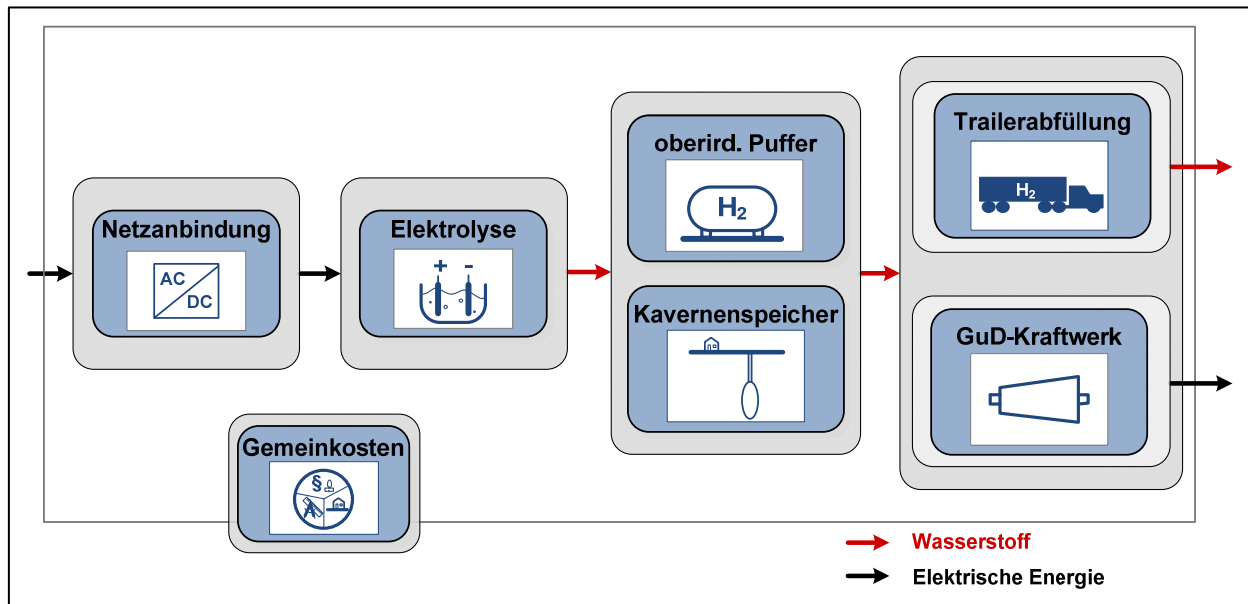


Abbildung 6-1: Schema des Wind-Wasserstoff-Systems mit den Elementen, die in Bezug auf die Kosten bzw. den Wirkungsgrad eine wesentliche Rolle spielen.

Der Kavernenspeicher und die Station zur Füllung der Lkw-Trailer beinhalten jeweils Kompressoren als Energieverbraucher, der Kavernenspeicher ferner eine Anlage zur Trocknung des Wasserstoffs. Die Gemeinkosten umfassen u.a. Erschließungsflächen, übergeordnete Steuerungs- und Sicherheitseinrichtungen und Gebäude für Netzanbindung, Elektrolyse und Pufferspeicher. Das Kraftwerk besitzt eine Gas- und eine Dampfturbine auf getrennten Wellen.

6.1 Betriebsweise

Die Betriebsweise eines Wind-Wasserstoff-Systems vom Typ „Kraftstoffherstellung und Aktivität an Strommärkten ohne vorgegebene Priorität“ (G-1) wird im Abschnitt 3.3 detailliert beschrieben. Zusammenfassend ist sie folgendermaßen zu charakterisieren:

- Wenn die Prognosen Überschüsse für den folgenden Tag ankündigen, wird dieser Strom am Spotmarkt zur Produktion von Wasserstoff gekauft (Elektrolyse mit 500 MW_{el} Nennleistung).
- Der gerade erzeugte Wasserstoff wird nach Möglichkeit direkt in Trailer abgefüllt, ansonsten in der Kaverne gespeichert.
- In Zeiten ohne Überschussstrom wird Wasserstoff aus der Kaverne entnommen und in Trailer abgefüllt oder im Kraftwerk rückverstromt.

- Rückverstromung (Gasturbine und Dampfturbine, zusammen 270 MW_{el} Nennleistung) erfolgt außerhalb von Perioden mit Überschüssen, also immer mit Wasserstoff aus der Kaverne. Der Strom wird einen Tag im Voraus am Spotmarkt verkauft.
- Das Kraftwerk bietet positive Regelleistung (Gasturbine, 180 MW_{el} Nennleistung) unabhängig davon an, ob Überschüsse im elektrischen Netz bestehen oder nicht.
- Die Elektrolyse hat im Rahmen dieser Studie keine Regelleistungsfunktion. Dies erlaubt im Rahmen der Analyse eine eindeutige Trennung der Erzeugungs- und Nutzungsseite von Wasserstoff und damit eine klarere Interpretation der Ergebnisse (vgl. Abschnitt 3.4).
- Das GuD-Kraftwerk und die Vermarktung von Wasserstoff als Kraftstoff stehen miteinander in Konkurrenz, da die Produktionsrate der Elektrolyse und die Ausspeicherrate der Kaverne begrenzt sind. Hierdurch kommt der zum jeweiligen Zeitpunkt lukrativere Pfad zum Zuge.

Die im Kapitel 4 ermittelten Anfahrzeiten der Komponenten sind für die gewählte Betriebsstrategie sämtlich ausreichend. Der oberirdische Pufferspeicher entkoppelt zudem den Betrieb der Elektrolyse und der Verdichter zur Beladung der Kaverne über einen begrenzten Zeitraum. Nur die Dampfturbine des GuD-Kraftwerks benötigt zu lange, um zur Tertiärregelung beitragen zu können. Deshalb kommt hier die – auf einer eigenen Welle laufende – Gasturbine allein zum Zuge.

6.2 Nennleistungen und Wirkungsgrade

Tabelle 6-1 fasst die elektrischen Nennleistungen und die Wirkungsgrade der Komponenten zusammen. Sie zeigt, dass der Transformator für Mittelspannung mit 63 MVA richtig ausgelegt ist und Reserve besitzt, da die Nennleistung aller Verbraucher auf dieser Ebene zusammen rund 42 MW_{el} beträgt⁵⁰. Gleiches gilt für den Netztrafo, der das System an die 380 kV-Ebene ankuppelt.

Bei der Bestimmung des Wirkungsgrades⁵¹ des Gesamtsystems werden zur Vereinfachung zwei kleinere Faktoren außer Betracht gelassen: der Wert des Trafos für die Mittelspannungsebene (98,9%) und der ständige Leistungsbedarf der übergeordneten Steuerungs- und Sicherheitseinrichtungen, der mit 2 MW_{el} abgeschätzt wurde (Abschnitt 4.4)⁵². Andererseits werden die Kompressoren zur Einlagerung in die Kaverne und zur Befüllung der Trailer konservativ als ständig mit Nennleistung betrieben angenommen, obwohl z.B. bis zum Erreichen eines Trailerdrucks von 200 bar nur eine von zwei Einheiten zu je 12 MW_{el} benötigt wird (Abschnitt 4.5.2). Der Leistungsbedarf bzw. Energieverbrauch der Kompressoren wird also tendenziell überschätzt. Diese Überschätzung gleicht die vernachlässigten Verluste durch den Mittelspannungstrafo etwa aus.

⁵⁰ Siehe Fußnote 20 auf Seite 66.

⁵¹ Die Bestimmung erfolgt gemäß der Definition auf Seite 62.

⁵² 2 MW Leistungsaufnahme über ein Jahr ergeben rund 17,5 GWh Stromverbrauch. Das entspricht etwa 35 Stunden Betrieb der Elektrolyse unter Volllast.

Tabelle 6-1: Nennleistungen und Wirkungsgrade der Komponenten und des Gesamtsystems.

Die Werte sind aus den entsprechenden Tabellen in Kapitel 4 übernommen. Nennleistungen und Wirkungsgrade stehen nicht immer in direkter Beziehung, weil z.B. bei Trocknung des Wasserstoffs nicht kontinuierlich eine Energieaufnahme für die Regeneration erfolgt.

^I Diese Wirkungsgrade berücksichtigen jeweils die Verluste durch den Netztrafo.

^{II} Dieser Faktor bleibt in der Folge unberücksichtigt, da die Wirkungsgrade der Verbraucher auf der Mittelspannungsebene ohnehin konservativ abgeschätzt sind, siehe Text.

^{III} Mittelwert über die Lebensdauer der Stacks.

^{IV} Installiert sind 2 Kompressoren mit je 7,2 MW_{el}, von denen in der Regel aber nur einer in Betrieb ist, vgl. Abschnitt 4.5.2.

^V Werte bei Inbetriebnahme.

Komponente	elektrische Nennleistung (MW bzw. MVA)	Wirkungs- grad (%)	Kraftstoff direkt	Kraftstoff über Kaverne	Rückverstromung GuD	Regelleistung GT direkt	Regelleistung GT über Kaverne	Kapazität
Externe Versorgung mit elektrischer Energie								
Netzanbindung								
- Netztrafo	630							
- Gleichrichtung Elektrolyse	500	98,0 ^I	✓	✓	✓	✓	✓	
- Trafo Mittelspannung	63	98,9 ^{I, II}						
Verbraucher elektrischer Energie								
Elektrolyse	500	70,0 ^{III}	✓	✓	✓	✓	✓	max. 10,5 t H ₂ /h Produktion
Pufferspeicher	0							
Kavernenspeicher								Kapazität:
- Einlagern / Verdichter	14,4	98,0 ^{IV}		✓	✓		✓	4.000 t H ₂ Arbeitsgas,
- Auslagern / Trockner	1,4	99,8	✓	✓	✓	✓	✓	max. Ein-/Auslagerate: 13,5 t H ₂ /h
Füllstation für Trailer	24	94,9	✓	✓				100 Stellplätze, 1 t H ₂ pro Trailer
Steuerungs- und Sicherheits- einrichtungen der Gesamtanlage (Gemeinkosten)	2							
<u>Verbraucher Mittelspannung gesamt</u>	<u>41,8</u>							

Tabelle 6-1: Nennleistungen und Wirkungsgrade der Komponenten und des Gesamtsystems (Fortsetzung).

Komponente	elektrische Nennleistung (MW bzw. MVA)	Wirkungs- grad (%)	Kraftstoff direkt	Kraftstoff über Kaverne	Rückverstromung GuD	Regelleistung GT direkt	Regelleistung GT über Kaverne	Kapazität
Elektrische Erzeugung								
GuD-Kraftwerk (Rückverstromung)	270	60,0 ^v			✓			
- nur Gasturbine (Regelleistung)	180	40,0 ^v				✓	✓	
Gesamt-Wirkungsgrade			↓	↓	↓	↓	↓	
- Kraftstoff ohne Speicherung in der Kaverne		65,0	●					
- Kraftstoff mit Speicherung in der Kaverne		63,7		●				
- Rückverstromung / GuD		40,3			●			
- Regelleistung / GT ohne Speicherung in der Kaverne		27,3				●		
- Regelleistung / GT mit Speicherung in der Kaverne		26,8					●	

Der Wirkungsgrad des Gesamtsystems hängt davon ab, welcher Nutzung der Wasserstoff zugeführt werden soll und welchen Weg er durch das System nimmt⁵³:

- Wenn Wasserstoff als Kraftstoff ohne Speicherung in der Kaverne direkt in Trailer abgefüllt wird, beträgt der Wirkungsgrad 65%.

⁵³ Die Nutzung des Wasserstoffs in einem Pkw bzw. die Nutzung der mittels Rückverstromung gewonnenen elektrischen Energie sowie der Aufwand für den Transport zum Nutzer und die damit jeweils einhergehenden Wirkungsgradverluste bleiben hier unberücksichtigt. Die im Folgenden genannten Werte sind daher nicht im Sinne z.B. einer vergleichenden Ökobilanz (Lebenszyklusanalyse) zu interpretieren.

- Muss der Wasserstoff vor seiner Abfüllung ein- und ausgespeichert werden, so beträgt der Wirkungsgrad 63,7%.
- Bei Rückverstromung im GuD-Kraftwerk können 40,3% der elektrischen Energie, die ursprünglich dem Netz entnommen wurden, diesem wieder zugeführt werden.
- Wird Regelleistung abgerufen, so liegt der Wirkungsgrad noch bei 27,3% (H₂ direkt aus der Erzeugung) bzw. 26,8% (H₂ aus der Kaverne).
Diese Werte ergeben sich auch für die Rückverstromung in einem reinen Gasturbinen-Kraftwerk, das im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse alternativ angenommen wird (vgl. Abschnitte 6.4 bzw. 7.8).

Der in Tabelle 6-1 genannte Wirkungsgrad der Elektrolyse ist ein Mittelwert über die Lebensdauer der Stacks, der Alterungsprozesse (Degradation) berücksichtigt. Die Werte für das GuD-Kraftwerk bzw. die Gasturbine gelten für Neuanlagen; über die Gesamtlebensdauer betrachtet sind die Wirkungsgrade etwas niedriger. Die Effekte von Alterung und Verschmutzung sind jedoch weniger gravierend als bei der Elektrolyse. Trotzdem wären die Wirkungsgrade der Gesamtketten für Pfade mit Rückverstromung bzw. Regelleistung im Mittel etwas niedriger anzusetzen als oben angegeben.

Würden zur Wiederverstromung und Bereitstellung von Regelleistung Festoxid-Brennstoffzellen eingesetzt und nimmt man für diese einen Wirkungsgrad von 70% bei einer Neuanlage an, könnte für den Pfad „Rückverstromung“ ein Wirkungsgrad von 47% statt gut 40% erreicht werden. Von dieser Option wurde jedoch abgesehen wegen der vergleichsweise hohen spezifischen Investition, die auch im Jahr 2030 für die Technologie noch zu erwarten ist (vgl. Abschnitt 4.7.4).

6.3 Kosten und Kostendeckung

Tabelle 6-2 zeigt die Beträge für Investition und jährliche fixe Kosten für Wartung und Betrieb. Die Investition summiert sich auf rund 922,5 Millionen €. Knapp die Hälfte davon macht die Elektrolyse aus (Abbildung 6-2). Elektrolyse und GuD-Kraftwerk gemeinsam tragen fast 72% zur Investition bei.

Für das Wind-Wasserstoff-System wird eine Nutzungsdauer von 30 Jahren angenommen. Dies geschieht in Anlehnung an den Wert von 33 Jahren für Untertagegasspeicher laut der AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig „Energie- und Wasserversorgung“ des Bundesministeriums der Finanzen [BMF 1995]⁵⁴. Abweichend davon wird die Nutzungsdauer des GuD-Kraftwerks mit 20 Jahren angesetzt, in Anlehnung an den Wert von 19 Jahren für Stromgeneratoren und Dampfturbinen bzw. 20 Jahren für Generatoren in der Gasversorgung [BMF 2000, BMF 1995].

- Die Annuität⁵⁵ wird mit einem Zinssatz von 8% berechnet. Für die gesamte Anlage ergibt sich unter den genannten Randbedingungen ein Betrag von rund 85 Millionen €/a (84.745.147 €/a).

⁵⁴ AfA = Absetzung für Abnutzung.

⁵⁵ Jährliche Zahlung für Zins und Tilgung.

- Die fixen Kosten für Wartung und Betrieb betragen rund 25,5 Mio. € pro Jahr (25.533.570 €, Tabelle 6-2). Hier dominiert die Elektrolyse noch stärker mit einem Kostenanteil von mehr als 70% wegen Rückstellungen für den Austausch der Stacks vor Ablauf der Lebensdauer des Gesamtsystems.
- Die gesamten fixen Kosten belaufen sich damit auf gut 110 Mio. € jährlich (110.278.717 €/a).

Diese fixen Kosten und die variablen Kosten (im Wesentlichen für elektrische Energie) müssen durch Einnahmen aus dem Verkauf von elektrischem Strom und Wasserstoff als Kraftstoff sowie durch das Bereithalten von Regelleistung gegenfinanziert werden, um einen kostendeckenden Betrieb zu erreichen.

Der Begriff **kostendeckend** wird vereinfachend hier und in der Folge verwendet, da die Verzinsung mit 8% vergleichsweise niedrig angesetzt ist und somit der Gewinn nach Abzug der Finanzierungskosten gering ausfällt. Ein Investor wird ggf. mit einem höheren Zinssatz kalkulieren.

Tabelle 6-2: Investition und fixe jährliche Kosten für Wartung und Betrieb.
Details zu den einzelnen Posten sind den Parameter-Tabellen in Kapitel 4 zu entnehmen.

	Investition	Fixe Kosten für Wartung und Betrieb
Einheit	€	€/a
Netzanbindung	31.442.000	138.950
Elektrolyse	450.000.000	18.000.000
Pufferspeicher	3.000.000	60.000
Kavernenspeicher	92.600.000	1.490.100
Füllstation für Trailer	61.000.000	1.830.000
GuD-Kraftwerk	216.000.000	2.990.520
Gemeinkosten	68.328.400	1.024.000
Gesamt	922.370.400	25.533.570

Für die Auswertung der Simulationsergebnisse in den Abschnitten 7.6 ff. werden die fixen Kosten wie in Tabelle 6-3 aufgeschlüsselt.

Tabelle 6-3: Aufgliederung der fixen Kosten für die Systemanalyse.
^I O&M = Operation & Maintenance (Betrieb und Wartung).

	Annuität	fixe O&M-Kosten ^I	fixe Kosten insgesamt
Einheit	€/a		
GuD-Kraftwerk	22.000.077	2.990.520	24.990.597
System ohne GuD-Kraftwerk	62.745.070	22.543.050	85.288.120
Gesamt	84.745.147	25.533.570	110.278.717

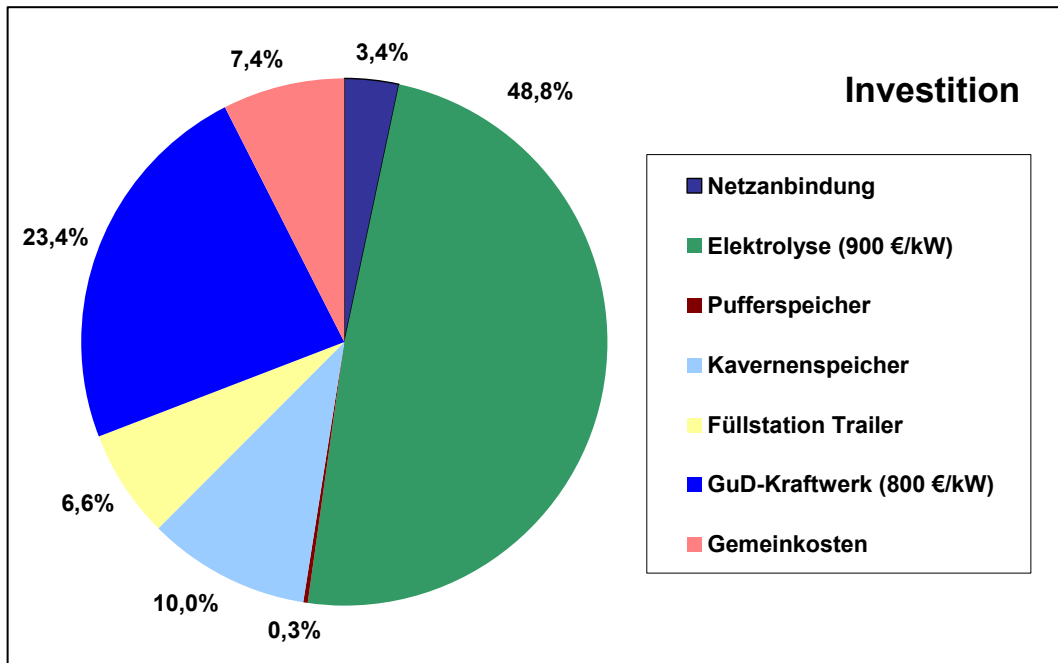


Abbildung 6-2: Anteile der Komponenten an der Investition.

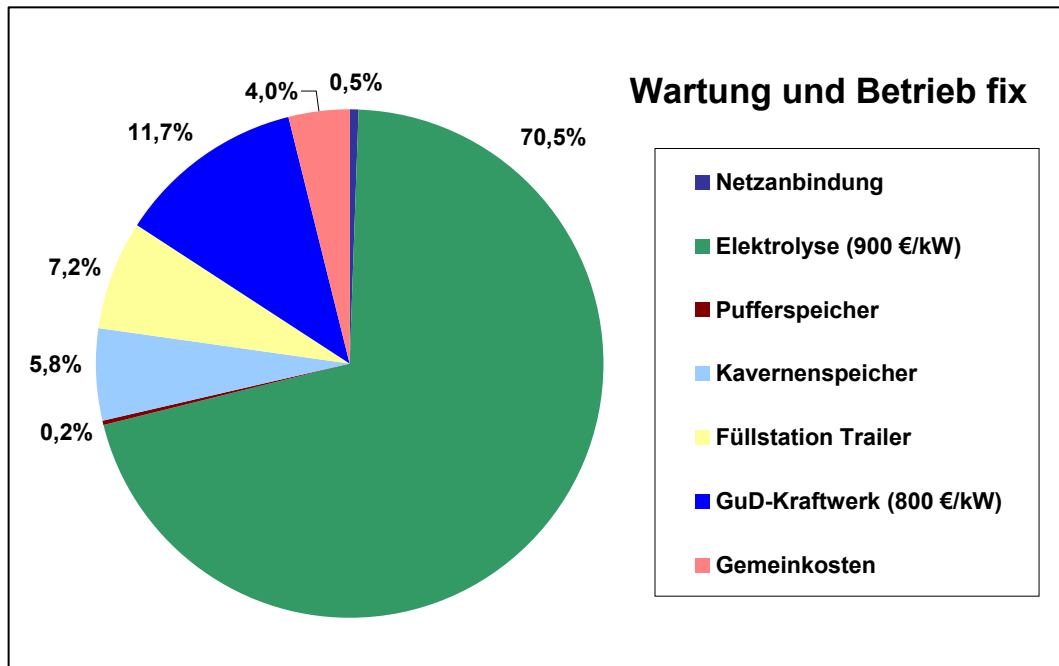


Abbildung 6-3: Anteile der Komponenten an den jährlichen fixen Kosten für Wartung und Betrieb.

6.4 Parameter für die Sensitivitätsanalyse

Um die wirtschaftliche Auswirkung einer günstigeren Entwicklung der Kosten zu beleuchten, werden die spezifischen Investitionen der in dieser Hinsicht wichtigsten Komponenten – der Elektrolyse und des GuD-Kraftwerks – im Abschnitt 7.8 einer Sensitivitätsanalyse unterworfen. Die dafür verwendeten Parameter zeigt Tabelle 6-4.

Tabelle 6-4: Variation von Parametern im Rahmen der Sensitivitätsanalyse.
Die Sensitivitätsanalyse erfolgt in Abschnitt 7.8.

Komponente	varierte Parameter	Standardbetrag	variierter Betrag
		€/kW _{el}	
Elektrolyse	spezifische Investition	900	500
GuD-Kraftwerk	spezifische Investition	800	600
Kraftwerk	GT- statt GuD-Kraftwerk		
	spezifische Investition sowie $\eta = 40\%$ und 180 MW _{el} statt $\eta = 60\%$ und 270 MW _{el}	800	504

Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse wird auch der Einsatz eines GT-Kraftwerks anstelle einer GuD-Anlage geprüft, das mit 40% zwar den geringsten Wirkungsgrad aller betrachteten Technologien zur Rückverstromung besitzt, aber auch die geringste spezifische Investition erfordert (vgl. Abschnitt 4.7). Für das GT-Kraftwerk wird kein Aufschlag für eventuell nötige Reserven

vorgenommen; damit ist diese spezifische Investition, wie alle anderen Werte in der rechten Spalte der Tabelle, als optimistisch zu bewerten.

6.5 Flächenbedarf

Der Flächenbedarf der Komponenten wurde in den Kapiteln 4 bzw. 5 ermittelt:

- für Netzanbindung, Elektrolyse und Pufferspeicher ca. 3 ha (Abschnitt 4.4),
- für die Kavernenanlage ca. 1 ha (Abschnitt 5.3.5),
- für die Abfüllstation ca. 2,5 ha (Abschnitt 4.8),
- für das Kraftwerk knapp 2,5 ha (Abschnitt 4.7.1) sowie
- für interne Erschließung und Zuwegung sowie Abstandsflächen ca. 7 ha (5 ha gemäß Abschnitt 4.4 und 2 ha gemäß Abschnitt 4.7.1).

Damit liegt der geschätzte Flächenbedarf des Wind-Wasserstoff Systems bei etwa 16 ha, also etwa 360 m * 445 m (Abbildung 6-4). In der Praxis kann sich der Bedarf jedoch erhöhen, z.B. durch Auflagen in Bezug auf Sicherheitsabstände.

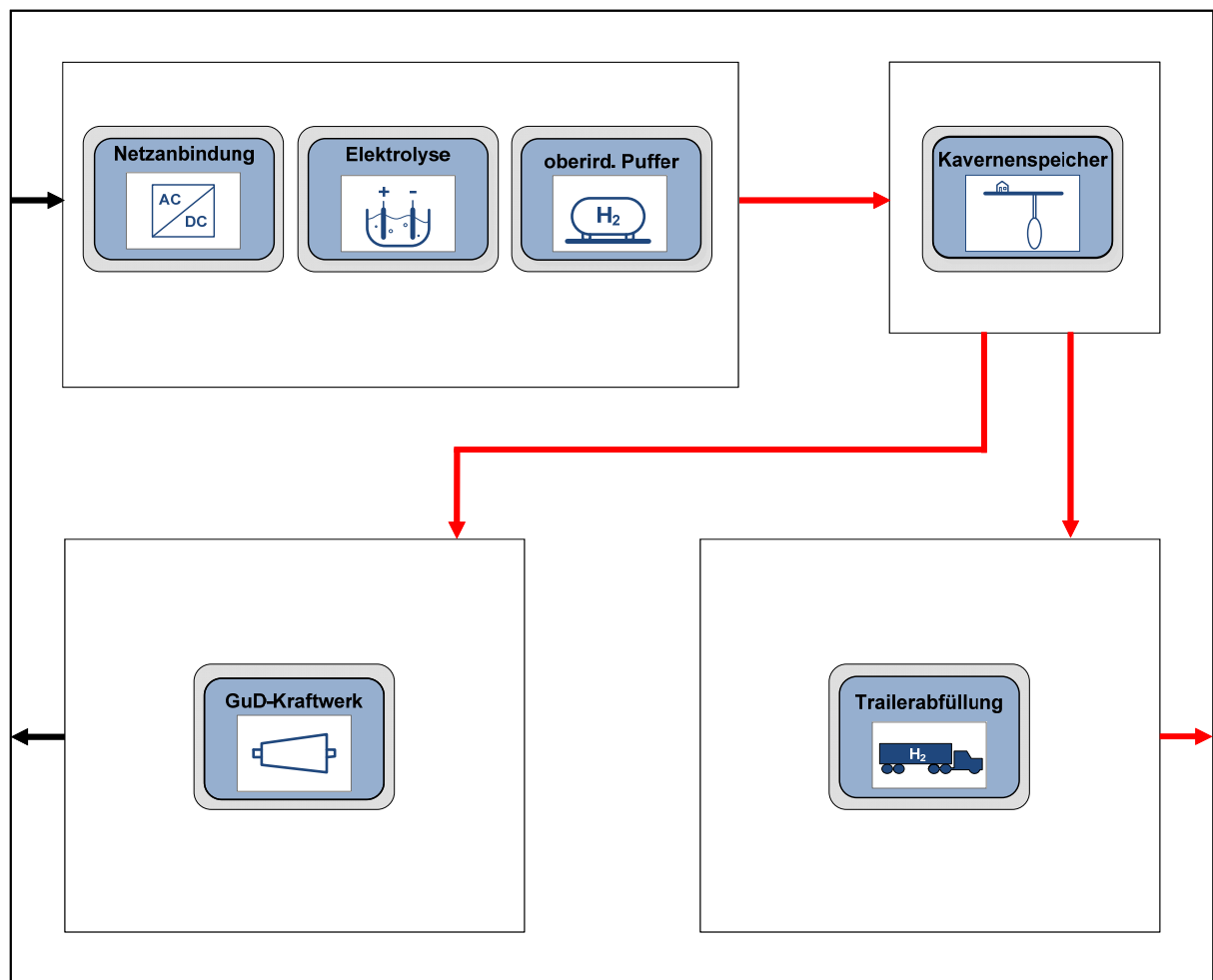


Abbildung 6-4: Mögliche Anordnung der Komponenten auf dem Gelände des Wind-Wasserstoff-Systems.
Die Länge beträgt etwa 360 m, die Breite rund 445 m und die Fläche somit ca. 16 ha.

6.6 Einzugsbereiche zur Belieferung mit H₂-Kraftstoff

In Abbildung 6-5 sind die Einspeisepunkte für Offshore-Windstrom rot eingetragen: Diele und Dörpen im westlichen Niedersachsen, Büttel an der Unterelbe, Bentwisch nahe Rostock in Mecklenburg und Lubmin an der vorpommerschen Küste. Die Untersuchung in Abschnitt 5.5.5 hat ergeben, dass die Voraussetzungen zur Errichtung von Speicherkavernen im Umfeld der Einspeisepunkte grundsätzlich gegeben sind. Im Folgenden sind daher die Einspeisepunkte als Standorte für Wind-Wasserstoff-Systeme angenommen.



Abbildung 6-5: Einspeisepunkte von Offshore-Windstrom als mögliche Standorte von Wind-Wasserstoff-Systemen sowie Auslieferungsbereiche von H₂-Kraftstoff im nördlichen Teil Deutschlands. Die Einspeisepunkte sind mit roten Punkten gekennzeichnet. Die beiden Kreise um Diele bzw. Dörpen und Bentwisch/Rostock zeigen ungefähr, welche Regionen versorgt werden können, wenn die einfache Fahrstrecke zwischen dem Standort des Wind-Wasserstoff-Systems und den zu beliefernden Tankstellen im Mittel 300 km betragen darf. Um Büttel und Lubmin sind keine eigenständigen Kreise eingezeichnet, weil von dort aus keine nennenswerten zusätzlichen Lieferbereiche erschlossen werden.

Um Diele/Dörpen und Bentwisch sind in Abbildung 6-5 Kreise mit einem Radius von je ca. 300 km gezogen. Sie illustrieren, welche Gebiete mit H₂-Kraftstoff ungefähr versorgt werden können, wenn die Fahrstrecke vom Wind-Wasserstoff-System zu den einzelnen Tankstellen im Mittel 300 km betragen darf⁵⁶. Um Büttel und Lubmin sind keine gesonderten Kreise einge-

⁵⁶ D.h., dass für Auslieferung und Rückkehr zum Standort des Wind-Wasserstoff-Systems im Mittel 600 km zurückgelegt werden.

zeichnet, da von dort aus keine nennenswerten zusätzlichen Lieferbereiche erschlossen werden. Gleichwohl stellt jeder der Standorte Lieferkapazität innerhalb der von den Kreisen abgedeckten Gebiete bereit.

Der Vergleich mit Abbildung 6-6 zeigt, dass die erwarteten Verbrauchszentren in der Nordhälfte Deutschlands sämtlich erreicht werden, insbesondere das Rhein-Ruhr-Gebiet, die Metropolregion Hamburg und Berlin/Potsdam.

Die Auslieferung des Wasserstoffs wird im Rahmen der Studie als externe Dienstleistung betrachtet. Die Kosten dafür werden im Abschnitt 7.2.2.1 bestimmt.

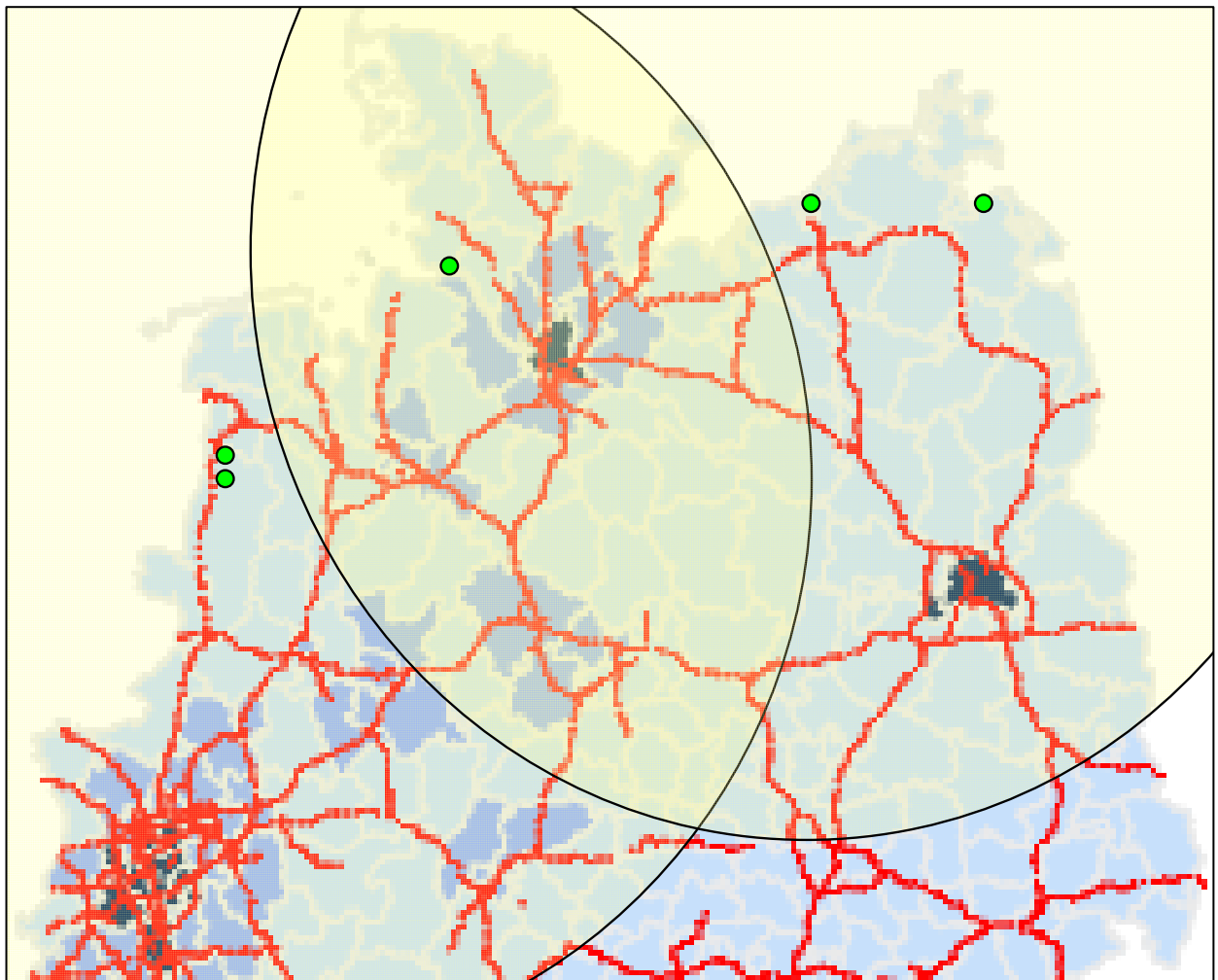


Abbildung 6-6: Erwarteter Zubau von Wasserstoff-Tankstellen in der Nordhälfte Deutschlands.

Regionen in dunkelblauer Farbe sollen bis zum Jahr 2015 eine oder mehrere Wasserstoff-Tankstellen erhalten, Mittelblaue bis 2020 und Hellblaue bis 2030. Für das Jahr 2030 wird eine flächendeckende Versorgung mit H₂-Kraftstoff angestrebt durch rund 1.000 Tankstellen bundesweit. Die beiden Kreise entsprechen denen in Abbildung 6-5 und kennzeichnen die Lieferbereiche für H₂-Kraftstoff von den Standorten Diele und Dörpen bzw. Bentwisch/Rostock aus, wie oben erläutert. Die Einspeisepunkte von Offshore-Windstrom als mögliche Standorte von Wind-Wasserstoff-Systemen sind mit grünen Punkten markiert. Karte: H₂ Mobility; mit freundlicher Genehmigung.

7 Systemanalyse zur Nutzbarmachung von Überschussstrom und zur Vermarktung von Wasserstoff

7.1 Übersicht und Zielsetzung

Auf Basis der technischen und wirtschaftlichen Parameter, die in den vorangehenden Kapiteln festgelegt und erläutert wurden, erfolgt nun die Modellierung des Wind-Wasserstoff-Systems im Hinblick auf einen wirtschaftlich optimierten Einsatz.

Auf zwei Märkten bzw. in drei Marktsegmenten soll Wasserstoff im Rahmen der Aufgabenstellung dieser Studie verwendet werden und Einnahmen erzielen:

- Verkehrssektor: Verkauf des erzeugten Wasserstoffs auf dem Kraftstoffmarkt;
- Stromsektor:
 - Spotmarkt: Rückverstromung des Wasserstoffs und Stromverkauf an der Börse und
 - Regelleistungsmarkt: Vorhaltung von tertiärer Reserveleistung⁵⁷.

Für den Verkehrssektor werden zunächst die Annahmen in Bezug auf die Nachfrage nach H₂-Kraftstoff im Jahr 2030 erläutert. Ferner werden die Kosten ermittelt:

- zu denen H₂-Kraftstoff aus der Reformierung von Erdgas voraussichtlich hergestellt werden kann und
- die sich für benzingetriebene Fahrzeuge pro 100 km Fahrstrecke ergeben.

Die beiden Werte dienen der Festlegung von Referenzerlösen, die anzeigen, ob der H₂-Kraftstoff aus dem Wind-Wasserstoff-System im Wettbewerb mit diesen Alternativen konkurrenzfähig angeboten werden kann (Abschnitt 7.2).

Im Stromsektor werden nicht nur Spot- und Regelleistungsmarkt bedient, sondern am Spotmarkt muss auch der Strom zum Betrieb des Wind-Wasserstoff-Systems und insbesondere der Elektrolyse erworben werden. Die zu erwartende Entwicklung in diesen Segmenten ist also ebenso von zentraler Bedeutung und wird in Abschnitt 7.3 untersucht.

Abschnitt 7.4 erläutert die Methodik zur Bestimmung der Überschussstrommengen und stellt die diesbezüglichen Ergebnisse der Simulationen vor. Dafür wird das in Abschnitt 2.1 beschriebene Strommarktmodell PowerACE verwendet. Die zur Verfügung stehenden Übertragungsnetzkapazitäten werden im Modell so genutzt, dass die Kosten zur Deckung der Stromnachfrage über die Zonen Nordwest, Nordost sowie den Rest Deutschlands (Abschnitt 2.2) hinweg minimiert werden. Hierdurch werden auch die Überschussmengen minimiert.

Im Gegensatz zur Abschätzung der Überschussmengen im Abschnitt 2.5, die den Stromaustausch zwischen den drei innerdeutschen Zonen bzw. mit dem Ausland lediglich durch statische

⁵⁷ Für eine Teilnahme am Markt für Sekundärregelung sind die Anfahrzeiten der Komponenten zu lang, vgl. Abschnitt 2.1.

Annahmen abbildet, werden die Stromflüsse in PowerACE dynamisch simuliert. Die Simulationläufe liefern Zeitreihen für Börsenpreise und Überschussmengen von Strom.

Abschnitt 7.5 beschreibt das Optimierungsverfahren und die Betriebsoptionen des Wind-Wasserstoff-Systems in Bezug auf den Einsatz der Elektrolyse (überschussgesteuert oder preisgesteuert) und die Abgabe von Kraftstoff (täglich zu liefernde Menge). Es wird gezeigt, welche Restriktionen dem Betrieb im Modell auferlegt bzw. welche Freiheiten gegeben werden.

Die Simulationsergebnisse aus PowerACE, d.h. die Zeitreihen der Spot- und Regelleistungsmärkte sowie der Überschüsse, dienen als Eingangsdaten für ein Optimierungsmodell des Wind-Wasserstoff-Systems. Ziel der Optimierung ist es, durch bestmögliche Verwendung des Wasserstoffs das wirtschaftliche Ergebnis zu maximieren.

Für den angestrebten kostendeckenden Betrieb muss für Wasserstoff, der als Kraftstoff verkauft wird, ein Mindesterloß pro Kilogramm erzielt werden, der als notwendiger Erlös eingeführt wird.

Im Abschnitt 7.6 werden Ergebnisse der Optimierung unter Ausnutzung der oben angesprochenen Optionen für die Nordost-Zone vorgestellt und bewertet. Die entscheidende Frage ist, unter welchen Bedingungen der notwendige spezifische Erlös unterhalb zumindest eines der beiden Referenzerlöse liegt. Die Ergebnisse geben auch darüber Aufschluss, welche Überschussstrommengen nutzbar gemacht werden können, mit welcher Auslastung die wesentlichen Systemkomponenten arbeiten, wie viel Wasserstoff erzeugt und wofür er verwendet wird.

Abschnitt 7.7 zeigt die Resultate für die Nordwest-Zone.

Abschnitt 7.8 erläutert die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse. Der Einfluss der spezifischen Investition von Elektrolyse und Kraftwerk wird gemäß den Parametern aus Abschnitt 6.4 ermittelt.

In Abschnitt 7.9 schließlich wird untersucht, wie der erwartete H₂-Kraftstoffbedarf mit Wind-Wasserstoff zu decken ist.

Abschnitt 7.10 liefert eine Zusammenfassung.

7.2 Erlösmöglichkeiten am Kraftstoffmarkt

Der heutige Wasserstoffbedarf entsteht im Wesentlichen als Nachfrage der Industrie. Sie benötigt Wasserstoff für chemische Prozesse, z.B. zur Synthese von Ammoniak und Methanol, sowie zur Entschwefelung von konventionellem Kraftstoff. Wasserstoff entsteht zum Teil als Neben- oder Koppelprodukt. Vorwiegend wird er jedoch durch Reformierung von Erdgas hergestellt, wobei CO₂-Emissionen entstehen [Wietschel et al. 2010]. Erfolgt die Wasserstoffproduktion hingegen mittels Wasserelektrolyse unter Verwendung von regenerativ erzeugtem Strom, werden diese Emissionen vermieden.

Die Möglichkeit, Wasserstoff als CO₂-freien Kraftstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen zu nutzen, ist vor dem Hintergrund der Energiewende und der angestrebten Emissionssenkungen im Verkehr zunehmend attraktiver geworden. Insbesondere deutsche und japanische Fahrzeughersteller betreiben aktiv Forschung und Entwicklung und demonstrieren die Alltagstauglichkeit von

Brennstoffzellenfahrzeugen u.a. in der deutschen „Clean Energy Partnership“. Eine Reihe von Herstellern plant die zeitnahe Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen (im Folgenden abgekürzt FCEV, von englisch „Fuel Cell Electric Vehicle“). Im Rahmen der gemeinsamen Initiative „H₂ Mobility“ unterschrieben im September 2009 verschiedene Industrieunternehmen ein Memorandum of Understanding [NOW 2009]. Dieses setzte sich zum Ziel, Möglichkeiten eines flächendeckenden Aufbaus von Wasserstofftankstellen begleitend zur Markteinführung von FCEV in Deutschland zu prüfen. Auf Basis zwischenzeitlich erfolgter Analysen werden die Planungen zur koordinierten Markteinführung von Fahrzeugen und Infrastruktur vorangetrieben. Im Jahr 2023 sollen in Deutschland rund 400 Tankstellen in Betrieb sein [NOW 2013].

7.2.1 Wasserstoffnachfrage

Um den Markteintritt wasserstoffbetriebener Fahrzeuge zu ermöglichen, bedarf es eines Tankstellennetzes, das mit steigender Marktdurchdringung ausgebaut werden muss. In der Studie GermanHy wurden der Wasserstoffinfrastrukturaufbau bis 2050 analysiert und zwei Szenarien für die Bestandsentwicklung von wasserstoffbetriebenen Pkw angenommen: Für 2030 wurde deren Penetration mit 12 % bzw. 25 % des deutschen Pkw-Bestandes angesetzt, was bei 44 Mio. Pkw ca. 5 bzw. 11 Mio. Fahrzeugen entspräche [dena et al. 2009]. Diese Werte sind relativ hoch, wenn man sie mit jüngeren Studien vergleicht.

Im Rahmen der Initiative H₂ Mobility wurde ein Szenario entwickelt, das einen Pkw-Bestand von 1,8 Mio. FCEV im Jahr 2030 für Deutschland annimmt [Ehret 2012]. Diese aktuelle Annahme scheint derzeit wahrscheinlicher als diejenigen von GermanHy, sodass die Werte von H₂ Mobility für diese Studie übernommen werden.

Ausgehend von der genannten Flottengröße wird die Menge an Wasserstoff berechnet, welche als Kraftstoff für die Fahrzeuge an Tankstellen bereitgestellt werden muss. Tabelle 7-1 zeigt den ermittelten Wasserstoffbedarf. Die Anteile je Fahrzeugklasse werden aus der Studie „A portfolio of power-trains for Europe: a fact-based analysis“ [McKinsey et al. 2010] abgeleitet, die entsprechenden Jahresfahrleistungen und Verbrauchsmengen werden der „Well-to-Wheel-Analyse von Elektrofahrzeugen“ [Bünger/Weindorf 2011] entnommen. Daraus ergibt sich für das Jahr 2030 eine Wasserstoffnachfrage von rund 274.000 t.

Im Folgenden wird angenommen, dass die Nachfrage über das Jahr keinen signifikanten Schwankungen unterliegt.

Tabelle 7-1: Bestimmung der Nachfrage nach H₂-Kraftstoff im Jahr 2030.

FCEV = Fuel Cell Electric Vehicle (Brennstoffzellenfahrzeug).

^I Segmente A/B: Kleinwagen, Segmente C/D: Mittelklasse, Segment E: Oberklasse, Segment M: Mehrzweckfahrzeuge, Segment J: Geländewagen.

^{II} Laut [McKinsey et al. 2010].

^{III} Laut [Bünger/Weindorf 2011].

	Einheit	Fahrzeugsegment ^I			Gesamt
		A/B	C/D/E	J/M	
Anteile der FCEV je Klasse ^{II}	%	7	39	54	100
Jahresfahrleistung ^{III}	km/a	11.642	14.849	15.908	
spezifischer H ₂ -Verbrauch	kWh/km ^{III}	0,174	0,2585	0,4	
	kg H ₂ /100 km	0,5221	0,7756	1,2001	
H ₂ -Kraftstoff-Nachfrage 2030	t H ₂ /a	7.658	80.846	185.569	274.073

7.2.2 Referenzerlöse für H₂-Kraftstoff

Ein zentrales Ziel der Optimierungsrechnungen ist es zu ermitteln, welcher Erlös für H₂-Kraftstoff pro Kilogramm unter verschiedenen Randbedingungen mindestens erforderlich ist, um den Betrieb eines Wind-Wasserstoff-Systems jeweils kostendeckend darzustellen. Dieser Betrag kann jedoch nicht beliebig hoch sein, da der H₂-Kraftstoff sonst nicht wettbewerbsfähig wäre. Um die Grenzen der Vermarktungsfähigkeit zu quantifizieren, werden hier zwei Referenzerlöse ermittelt.

- **Referenzerlös A** auf Basis der Produktionskosten von Wasserstoff aus Erdgasreformierung: Dieses Herstellungsverfahren ist das heute gängigste, wie erwähnt. Die Gewinnung von Wasserstoff mittels Reformierung ist Stand der Technik, insbesondere für große Mengen zu industriellen Zwecken, weil das Verfahren effizient und kostengünstig ist⁵⁸. Die Einhaltung des Referenzerlöses A stellt somit eine harte Anforderung. Der Referenzerlös A ist aus Hersteller- bzw. Betreibersicht definiert, kann also mit den Erlösen, die der Betreiber des Wind-Wasserstoff-Systems für die Deckung seiner Kosten erzielen muss, unmittelbar verglichen werden (vgl. Abbildung 7-1).

⁵⁸ Über die Frage der Kosten hinaus ist festzuhalten, dass die Reformierung von Erdgas mit Emissionen von Treibhausgasen verbunden ist. Die Nutzung von Wasserstoff aus Erdgasreformierung führt, anders als die von Wind-Wasserstoff, nur zu begrenzten Vorteilen in dieser Hinsicht gegenüber konventionellen Kraftstoffen (siehe z.B. [Choudhury et al. 2004]).

- **Referenzerlös B** auf Basis eines Zielpreises für Wasserstoff an der Zapfsäule:
Bestimmt wird der Preis, der für den Fahrer eines FCEV die gleichen Kraftstoffkosten pro 100 km Fahrleistung ermöglicht wie die Nutzung eines mit Benzin betriebenen Fahrzeugs. Der Referenzerlös B ist aus Nutzersicht definiert. Ein Vergleich zu den Erlösen aus dem Betrieb des Wind-Wasserstoff-Systems ist daher nur mittelbar gegeben: Für eine Vergleichbarkeit müssen vom Zielpreis die Kosten für den Transport des H₂-Kraftstoffs vom Wind-Wasserstoff-System zu den Tankstellen, die Kosten für Aufbau und Betrieb der Wasserstoff-Tankstellen und die Umsatzsteuer abgezogen werden. Der verbleibende Betrag bildet den Referenzerlös B, den der Betreiber des Wind-Wasserstoffs-Systems maximal verlangen kann, ohne dass der Zielpreis an der Zapfsäule überschritten wird (Abbildung 7-1).

Auf diese Weise sind die beiden Referenzerlöse sowohl untereinander vergleichbar als auch mit dem für Kostendeckung des Wind-Wasserstoff-Systems jeweils notwendigen Erlös pro Kilogramm H₂-Kraftstoff, der in Abschnitt 7.5.4 definiert wird.

Die nachfolgenden Berechnungen werden zeigen, dass der Referenzerlös B der höhere ist. Dieser begrenzt also den Rahmen des wirtschaftlich Möglichen nach oben. Das Wind-Wasserstoff-System erreicht gegenüber konventionellem Kraftstoff (Benzin) den Bereich der Wettbewerbsfähigkeit, wenn es unterhalb des Referenzerlöses B den Markt kostendeckend bedienen kann. Würde zusätzlich der Referenzerlös A unterschritten oder nahezu erreicht, wäre das System auch konkurrenzfähig gegenüber konventionell erzeugtem Wasserstoff. Zudem eröffnete dies u.a. die zusätzliche Option, Wind-Wasserstoff im industriellen Sektor abzusetzen.

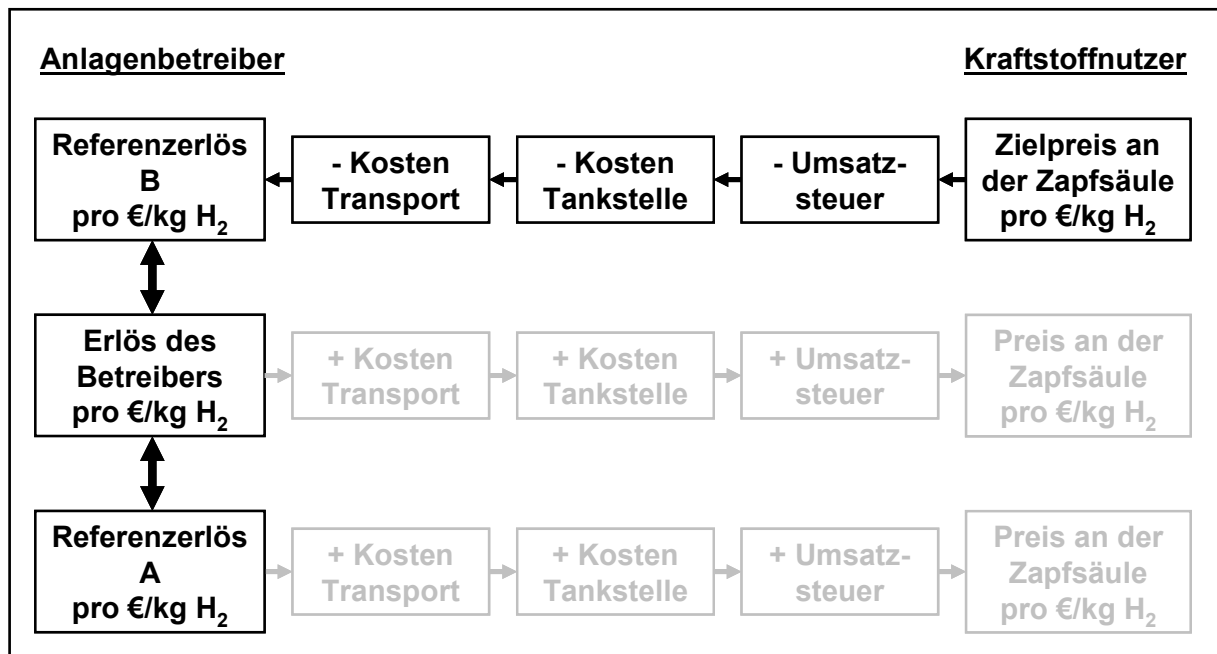


Abbildung 7-1: Veranschaulichung der Referenzerlöse als Maßstäbe für die Wettbewerbsfähigkeit von Wind-Wasserstoff.

Der Referenzerlös B wird auf Basis eines Zielpreises an der Zapfsäule ermittelt, also aus der Sicht des Kraftstoffnutzers. Der Referenzerlös A wird aus den Herstellungskosten von Wasserstoff aus der Reformierung von Erdgas abgeleitet, also aus der Sicht eines ggf. konkurrierenden Anbieters. Der notwendige Erlös, der für Wind-Wasserstoff erzielt werden kann, muss die Kosten des Betriebs decken.

7.2.2.1 Referenzerlös B auf der Basis des Wasserstoffpreises an der Zapfsäule

Für den Preis, den der Endkunde an der Tankstelle zu zahlen hat, wird im Rahmen dieser Studie ein Zielwert von 10 €/kg H₂ angesetzt. Bei dem heute gegebenen Verbrauch eines FCEV von 1 kg H₂/100 km liegen die Kosten somit bei 10 €/100 km.

Ein benzinbetriebenes Vergleichsfahrzeug (ca. 90 kW) mit einem Verbrauch von 6 l pro 100 km fährt bei einem Benzinpreis von 1,67 €/l zu den gleichen Kraftstoffkosten, d.h. 10 €/100 km.

Für 2030 wird angenommen, dass diese Parität erhalten bleibt: Es wird vorausgesetzt, dass Entwicklungen, die den spezifischen Kraftstoffverbrauch konventioneller Fahrzeuge verringern, mit ebenbürtigen Fortschritten auf Seiten der FCEV einhergehen. Die Zahlen in Tabelle 7-1, die für die Segmente A/B bzw. C/D/E deutlich unter 1 kg/100 km liegen, belegen das Potenzial dafür. Die geringeren Verbrauchswerte werden in einer Höhe unterstellt, die eine Kompensation steigender Benzinpreise erzielt, sodass der Wert von 10 €/100 km erhalten bleibt.

Zur Ermittlung des Referenzerlöses B „ab Wind-Wasserstoff-System“ müssen noch einige Kostenfaktoren vom Zielpreis an der Zapfsäule abgezogen werden:

- Die Umsatzsteuer (angenommener Satz: 19%) beträgt 1,60 €/kg H₂; abzüglich Umsatzsteuer verbleiben also 8,40 €/kg H₂.
- Für Installation und Betrieb der Tankstelle bzw. deren Wasserstoff-Komponente (hauptsächlich Speicher, Kompressoren, Kühlung und Zapfsäule) fallen Kosten in Höhe von 0,97 €/kg H₂ an. Der Betrag orientiert sich an [Bürger/Weindorf 2011].
- Die Transportkosten fallen bei der Beförderung des Wasserstoffs zu den Tankstellen an. Für die Studie wird angenommen, dass in 2030 Lkw-Trailer mit einem Nenndruck von 500 bar auf dem Markt verfügbar sind und eine Kapazität von ca. 1 t H₂ aufweisen (vgl. Abschnitt 3.2.4). Die mittlere einfache Fahrstrecke beträgt 300 km (gemäß Abschnitt 6.6) und es wird eine Hin- und Rückfahrt je Trailer täglich angesetzt.

Die Kosten setzen sich aus den Ausgaben für die Anschaffung der Trailer, sowie für Betrieb und Instandhaltung derselben, zusammen. Für 2030 wird ein Investitionsbedarf für den Sattelauflieger von 380.000 € und für die Zugmaschine von 85.500 € zugrunde gelegt [Bürger/Weindorf 2011].

Es resultieren Transportkosten in Höhe von 1,47 €/kgH₂.

Nach Abzug dieser drei Faktoren vom Zielpreis an der Zapfsäule verbleibt für den Referenzerlös B ein Betrag von 5,96 €/kg H₂, leicht aufgerundet also 6 €/kg. Das bedeutet, dass mit dem angenommenen Wind-Wasserstoff-System hergestellter H₂-Kraftstoff so lange gegenüber konventionellem Kraftstoff und damit im Sinne des Referenzerlöses B wettbewerbsfähig ist, wie seine zu deckenden Kosten 5,96 bzw. 6 €/kg H₂ nicht überschreiten.

Dabei wird angenommen, dass Wind-Wasserstoff als nahezu CO₂-freier bzw. CO₂-armer Kraftstoff⁵⁹ im Jahr 2030 noch als so förderungswürdig angesehen wird, dass er von Energiesteuern befreit ist⁶⁰.

7.2.2.2 Referenzerlös A: Produktionskosten von Wasserstoff aus Erdgasreformierung

Für die Referenzanlage der zentralen Erdgasreformierung werden eine Produktionsleistung von ca. 844 MW_{H₂} (rund 25,3 t H₂/h) und eine Auslastung von 8.000 Stunden pro Jahr angenommen. Die Investition wird über eine Nutzungsdauer von 15 Jahren abgeschrieben und – wie beim Wind-Wasserstoff-System – mit 8% abgezinst. Hieraus ergeben sich jährliche fixe Kosten in Höhe von ca. 30 Mio. €, die auf die Wasserstoffjahresproduktion umgelegt werden. Hinzu kommen variable Kosten für den Bezug von Erdgas und den Verbrauch von Wasser, Entgelte für die Nutzung des Erdgasnetzes und, analog zum Wind-Wasserstoff-System, für Elektrizität zum Betrieb der Verdichter für die Befüllung von Lkw-Trailern. Allein die Kosten für den Einkauf von Erdgas übersteigen bei heutigen Erdgaspreisen die Annuität um den Faktor 6. Somit ist der Erdgaspreis der treibende Faktor der Produktionskosten.

Da den Szenarien 1 (moderat) und 2 (ambitionierter Ausbau der Erneuerbaren Energien, siehe Festlegungen in Abschnitt 2.3) unterschiedliche Erdgaspreise zugrunde liegen (Tabelle 2-4), resultieren jeweils unterschiedliche Herstellungskosten und damit verschiedene Werte für den Referenzerlös.

Der Referenzerlös A ergibt sich für das Szenario 1 zu 1,59 €/kg H₂ und für das Szenario 2 zu 2,13 €/kg H₂. Da in den Abschnitten 7.6 ff. vor allem Ergebnisse für das Szenario 2 vorgestellt werden, spielt vor allem der höhere der beiden Werte in der Folge eine Rolle.

Mit dem Referenzerlös A kann ein Reformier, der Wasserstoff aus Erdgas herstellt und in Hochdruck-Trailern zur Auslieferung bereitstellt, kostendeckend betrieben werden. Ist der notwendige Erlös für H₂-Kraftstoff aus dem Wind-Wasserstoff-System gleich oder geringer als der Referenzerlös A, so kann dieser (überwiegend) „grüne“ Wasserstoff mit dem „fossilen“ aus dem Reformier konkurrieren.

Der Preis an der Zapfsäule auf Basis des Referenzerlöses A errechnet sich, indem – wie beim Referenzerlös B – die Kosten für Transport des Kraftstoffs, Installation und Betrieb der Tankstelle sowie die Umsatzsteuer hinzuaddiert werden. Die entsprechenden Werte für die ersten beiden Faktoren sind die gleichen wie zuvor, siehe Tabelle 7-2⁶¹.

⁵⁹ Der Transport des Wasserstoffs per Lkw-Trailer führt zu z.B. im Rahmen einer Umweltbilanzierung anzurechnenden CO₂-Emissionen, solange der Lkw nicht selbst mit Wasserstoff auf der Basis erneuerbarer Energie angetrieben wird. Zudem ist selbst bei rein überschussgesteuertem Betrieb der Elektrolyse ein Anteil nicht regenerativen Stroms aus Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung zu berücksichtigen, siehe Abschnitt 7.4.1.

⁶⁰ Eine erwartete Flotte von 1,8 Mio. FCEV bei einem Gesamtbestand von rund 44 Mio. Pkw in 2030, wie oben genannt, macht diese Annahme plausibel.

⁶¹ Streng genommen müsste ein Aufschlag für Energiesteuern berücksichtigt werden, da hier Wasserstoff aus fossiler Energie als Vergleichsbasis dient. Darauf wird aber der Einfachheit halber verzichtet.

7.2.2.3 Zusammenfassung der Referenzerlöse und Kraftstoffpreise an der Zapfsäule

Tabelle 7-2 geht von den beiden Referenzerlösen für in Trailer abgefüllten Wasserstoff aus. Die Kosten für Transport und Handhabung an der Tankstelle werden hinzuaddiert, abschließend die Umsatzsteuer aufgeschlagen. Daraus folgt der jeweilige Preis an der Zapfsäule.

Tabelle 7-2: Referenzerlöse A und B zur Bewertung der Wettbewerbsfähigkeit von Wind-Wasserstoff als Kraftstoff sowie resultierende Kraftstoffpreise an der Zapfsäule pro kg H₂.
Der Referenzerlös B wird im Weiteren um 4 Cent/kg H₂ auf einen prägnanten Wert aufgerundet.

	Referenzerlös A: auf Basis von Produktionskosten für Wasserstoff aus Erdgasreformierung		Referenzerlös B: abgeleitet von einem Zielpreis von 10 €/kg an der Zapfsäule
	Szenario 1	Szenario 2	
Einheit	€/kg H₂		
Referenzerlös	1,59	2,13	5,96
Transportkosten	1,47		
Kosten der Tankstelle	0,97		
Zwischensumme	4,03	4,57	8,40
Umsatzsteuer (19%)	0,77	0,87	1,60
resultierender Preis an der Zapfsäule	4,80	5,44	10,00

Tabelle 7-3: Referenzerlöse A und B sowie Kraftstoffpreise an der Zapfsäule pro MWh H₂.
Der Referenzerlös B wird im Weiteren um 1 €/MWh H₂ auf einen prägnanten Wert aufgerundet.

	Referenzerlös A: auf Basis von Produktionskosten für Wasserstoff aus Erdgasreformierung		Referenzerlös B: abgeleitet von einem Zielpreis von 10 €/kg an der Zapfsäule
	Szenario 1	Szenario 2	
Einheit	€/MWh H₂ (Heizwert)		
Referenzerlös	48	64	179
Transportkosten	44		
Aufbereitungskosten an der Tankstelle	29		
Zwischensumme	121	137	252
Umsatzsteuer (19%)	23	26	48
resultierender Preis an der Zapfsäule	144	163	300

Im Weiteren wird stets ein prägnanterer, auf 6 €/kg H₂ gerundeter Betrag als Referenzerlös B verwendet⁶².

Tabelle 7-3 zeigt die Referenzerlöse und resultierenden Preise an der Zapfsäule bezogen auf 1 MWh H₂ (Heizwert H_i) anstatt 1 kg H₂.

7.3 Einkaufs- und Erlösmöglichkeiten an den Elektrizitätsmärkten

Neben dem Verkauf von Wasserstoff im Mobilitätssektor bestehen Erlösmöglichkeiten durch Rückverstromung des Wasserstoffs und Stromverkauf an der Börse und durch Vorhaltung von Regelleistung. Am Spotmarkt wird auch die Energie zur Erzeugung des Wasserstoffs eingekauft.

7.3.1 Situation am Spotmarkt im Jahr 2030

Ein zentrales Ergebnis der Spotmarktauktion im Modell PowerACE ist der Preis für eine Megawattstunde Strom für jede Stunde des Folgetages (Day-ahead-Markt). Er ist für die Analyse die relevante Größe, da er einerseits die Erlöse bestimmt, die ein Wind-Wasserstoff-System durch Rückverstromung erzielen kann, andererseits die Kosten, die für den Bezug von Strom anfallen, der für den Elektrolyseprozess benötigt wird.

Im Modell werden innerhalb Deutschlands drei Zonen unterschieden: Nordost, Nordwest und Rest-Deutschland (vgl. Abschnitt 2.2). Diese Zonen sind über begrenzte Netzkapazitäten miteinander verbunden, so dass sich im Fall von Netzengpässen unterschiedliche Preise in den einzelnen Zonen bilden. Aktuell gibt es in Deutschland einen einheitlichen Spotmarktpreis, was einerseits regulatorisch so vorgegeben ist, andererseits aber auch darauf zurückzuführen ist, dass es derzeit kaum Netzengpässe auf Übertragungsnetzebene gibt.

In dem hier verwendeten Modellansatz sind unterschiedliche Preise in den Zonen explizit zugelassen. Dies dient zum einen dazu, die Preiseffekte, die sich aus dem Überschuss der Zone ergeben, zu berücksichtigen und die Wirtschaftlichkeit des Wind-Wasserstoff-Systems für die Nordost- bzw. Nordwest-Zone separat berechnen zu können. Zum anderen ist die Festlegung separater Märkte innerhalb Deutschlands eine Option, die angesichts einer zunehmend ungleichmäßigen Verteilung der installierten EE-Kapazitäten und steigenden Netzbelastungen zukünftig realisiert werden könnte. In Italien werden bspw. bereits seit dem Jahr 2004 wegen Netzengpässen zonenspezifische Börsenpreise ermittelt. Für die Endverbraucher wird anschließend ein national einheitlicher durchschnittlicher Verkaufspreis für Strom gebildet [GME 2012].

⁶² Unberücksichtigt bleibt hier in Hinblick auf den Referenzerlös B, dass der Kaufpreis für FCEV voraussichtlich über dem konventioneller Fahrzeuge liegen wird. Dementsprechend könnte sich die höhere Investition in das Fahrzeug lohnen, wenn die spezifischen Kraftstoffkosten niedriger wären als bei konventionellen Fahrzeugen. Dafür wäre ein Wasserstoffpreis unter 10 €/kg H₂ nötig.

7.3.1.1 Statistische Kennzahlen und Jahresdauerlinien

Die Simulation des Strommarktes erfolgt für die Szenarien 1 und 2. Dabei wird, soweit im Folgenden nicht anders erwähnt, immer die Variante „mit Netzausbau“ betrachtet und beschrieben (vgl. Abschnitt 2.3.5). Beide Szenarien sehen eine deutliche Reduktion der Gesamtnachfrage vor (Abschnitt 2.3.4).

Tabelle 7-4 zeigt wichtige Kennzahlen der Simulationsergebnisse für das Jahr 2030 im Überblick. Zum Vergleich sind zusätzlich die Werte von 2010 aufgeführt.

- Im Szenario 1 bleibt das Niveau der Strompreise relativ ähnlich wie in 2010. Der mittlere Spotmarktpreis sinkt leicht von 44,5 €/MWh_{el} (in 2010) auf 40,6 €/MWh_{el} in der Nordost-Zone bzw. 40,5 €/MWh_{el} in der Nordwest-Zone.
- Im Szenario 2 fällt hingegen das mittlere Preisniveau deutlich auf 24,3 (NO) bzw. 24,2 €/MWh_{el} (NW).

Für die niedrigeren Preise im Szenario 2 gibt es zwei wesentliche Gründe: Der höhere Anteil Erneuerbarer Energien im Stromsystem reduziert die residuale Last signifikant, d.h. die Nachfragelast, die von thermischen Kraftwerken gedeckt werden muss. Daher sind Kraftwerke mit höheren Stromerzeugungskosten im Rahmen der Merit Order selten preissetzend. Im Szenario 1 ist dies weniger ausgeprägt. Der zweite Grund für das niedrige Niveau der Spotmarktpreise ist die moderate Entwicklung der Brennstoffpreise für Kraftwerke der Mittellast, d.h. Steinkohle (Tabelle 2-4).

Tabelle 7-4: Statistische Kennzahlen der Simulationsergebnisse für Preise an der Strombörse.
Zahlen für den Day-ahead-Markt. Negative Preise wurden in den Simulationen für 2030 unterbunden (siehe Abschnitt 7.5.1.1).

	2010	2030			
		Szenario 1		Szenario 2	
		NO	NW	NO	NW
Einheit	€/MWh _{el}				
Mittelwert	44,5	40,6	40,5	24,3	24,2
Standardabweichung	14,0	53,8	53,9	54,2	54,2
Minimum	-20,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Maximum	131,8	236,6	236,6	264,9	264,9

Die unterschiedlichen Preisniveaus in den beiden Szenarien werden besonders gut anhand der Preisdauerlinien sichtbar (Abbildung 7-2). Zu Stunden, an denen die Nachfrage vollständig durch regenerative Erzeugung gedeckt wird bzw. ein Überschuss besteht, bilden sich am Spotmarkt Preise von 0 €/MWh⁶³. Dies ist im Szenario 1 in der NO-Zone während etwa 2.000 Stunden der Fall (8.784 minus ca. 6.700 Stunden), im Szenario 2 während mehr als 4.000 Stunden (8.784 minus ca. 4.500 Stunden), also rund der Hälfte des Jahres.

In den Zonen Nordost und Nordwest unterscheiden sich die Preiszeitreihen nur während weniger Hundert Stunden pro Jahr. Daher sind die mittleren Preise nahezu identisch (vgl. Tabelle 7-4). Der Grund ist, dass Engpässe zwischen diesen Zonen vorrangig dann auftreten, wenn auch ein Engpass zum Rest Deutschlands auftritt.

Ein zentraler Indikator für die Volatilität der Preise ist die Standardabweichung. Hier ist ein deutlicher Anstieg zu vermerken, insbesondere im Verhältnis zum Mittelwert der Preise. Während die Standardabweichung in 2010 lediglich rund 30% des Mittelwertes betrug, werden 2030 Werte von ca. 130% (Szenario 1) bzw. ca. 225% (Szenario 2) erreicht. Die hohe Volatilität ist auf die Fluktuationen der Einspeisung Erneuerbarer Energien zurückzuführen. Perioden, in denen die gesamte Last durch Erneuerbare Energien gedeckt wird, wechseln mit Zeiträumen, in denen thermische Kraftwerke einen wesentlichen Teil der Stromnachfrage befriedigen müssen.

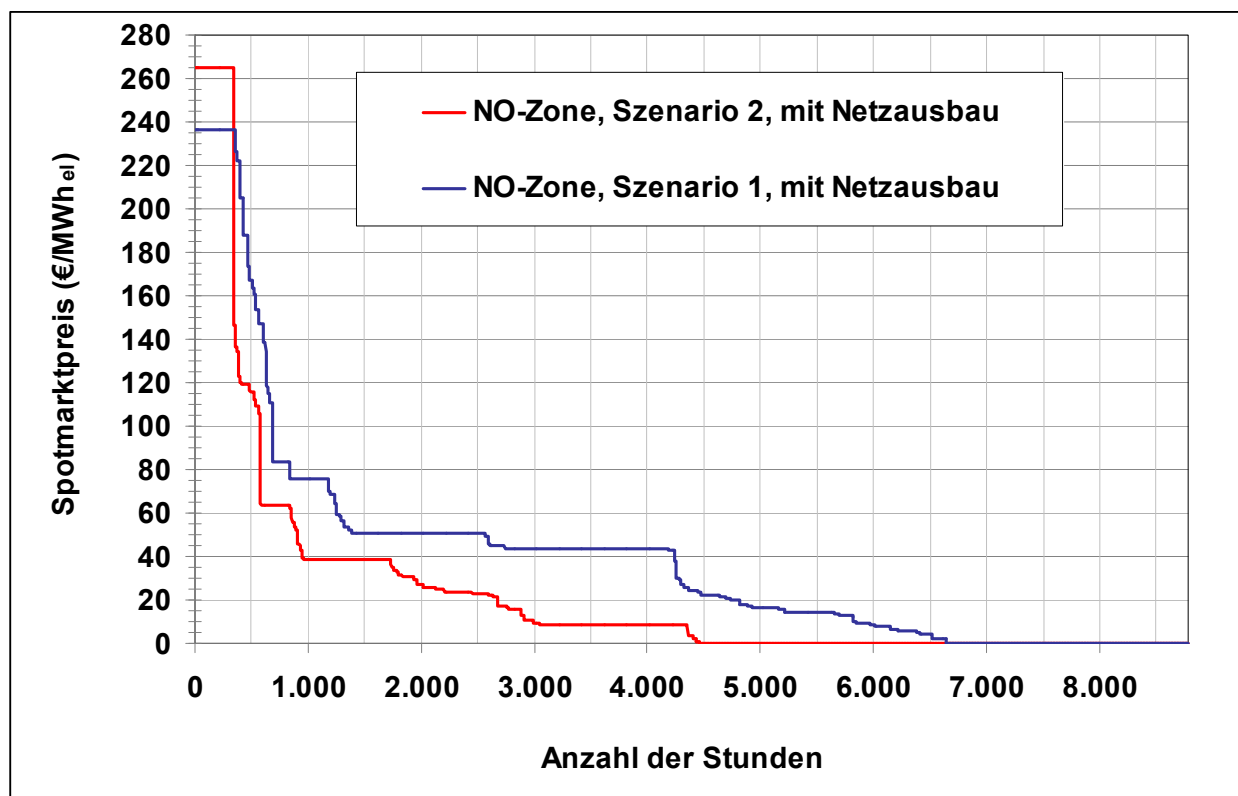


Abbildung 7-2: Jahresdauerlinie der Spotmarktpreise.
Nordost-Zone, Szenarien 1 und 2.

⁶³ Zum Unterbinden negativer Preise siehe in Abschnitt 7.5.1.1.

7.3.1.2 Vergleich mit dem Kraftstoffmarkt

Für den Kraftstoffmarkt werden Referenzerlöse angenommen, die über das Jahr konstant bleiben. Dagegen können die Erlöse auf dem Spotmarkt zu jeder Stunde des Jahres unterschiedlich sein.

Auch das Preisniveau unterscheidet sich deutlich. Gemäß Tabelle 7-3 lassen sich unter Annahme des Referenzerlöses A im Szenario 2 64 €/MWh_{H₂} für H₂-Kraftstoff erzielen. Unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades des GuD-Kraftwerkes von 60% ergeben sich daraus knapp 107 € pro MWh_{el} für Strom, der durch Rückverstromung aus Wasserstoff gewonnen wurde. Ein Erlös in dieser Höhe lässt sich am Spotmarkt nur an rund 600 Stunden im Jahr erzielen, wie Abbildung 7-10 zeigt. In der Regel ist also der Kraftstoffmarkt der lukrativere, d.h. der Optimierungsalgorithmus wird mit Priorität Wasserstoff als Kraftstoff vermarkten, sofern nicht diesbezügliche Restriktionen im Modell zum Tragen kommen, z.B. Beschränkungen für die täglich zu liefernde Kraftstoffmenge, wie sie in Abschnitt 7.5.3 eingeführt werden.

7.3.2 **Situation am Reservemarkt im Jahr 2030**

Ein Kraftwerk kann jeweils nur entweder Energie am Spotmarkt *oder* positive Regelleistung am Reservemarkt anbieten. Da die Regelleistungsauktion vor der Spotmarktauktion stattfindet, orientiert sich die Preisbildung am Reservemarkt im Wesentlichen an den Opportunitätskosten. Das sind Einnahmen, die dem Kraftwerksbetreiber am Spotmarkt für einen bestimmten Zeitraum entgehen, falls er für diesen Zeitraum am Reservemarkt den Zuschlag erhält (Abschnitt 2.1). Dieser Preisbildungsmechanismus ist im Modell entsprechend umgesetzt. In der Realität ergeben sich leichte Abweichungen hiervon aufgrund von Risikozuschlägen bzw. -abschlägen.

Abbildung 7-3 zeigt die Jahresdauerlinien des Leistungspreises am Markt für tertiäre Reserve (Minutenreserve) für die Szenarien 1 und 2 als Ergebnis der Simulationen. In beiden Szenarien sind die Jahresdauerlinien der Zonen Nordost und Nordwest gleich. Die Situation am Reservemarkt ist also in den beiden Zonen jeweils gleich. Im Szenario 1 werden an knapp 1.300 Stunden, im Szenario 2 an weniger als 600 Stunden Preise größer 0 €/MWh_{el} erzielt.

Über den Leistungspreis wird die Vorhaltung von Leistung vergütet. Wird diese tatsächlich abgerufen, erfolgt eine zusätzliche Vergütung über den Arbeitspreis. Im Rahmen der Systemanalyse wird jedoch nur der Leistungspreis betrachtet, da dieser den Großteil der Einnahmen erbringt. Zudem erfolgt ein tatsächlicher Abruf vergleichsweise selten [Genoese et al. 2012]⁶⁴.

⁶⁴ Ein Abruf von Sekundärreserve, bei der die gesamte Regelleistung innerhalb von höchstens 5 Minuten erbracht werden muss, erfolgt wesentlich häufiger. Die Minutenreserve löst die Sekundäre nach 15 Minuten ab, wenn Regelleistung über einen längeren Zeitraum benötigt wird.

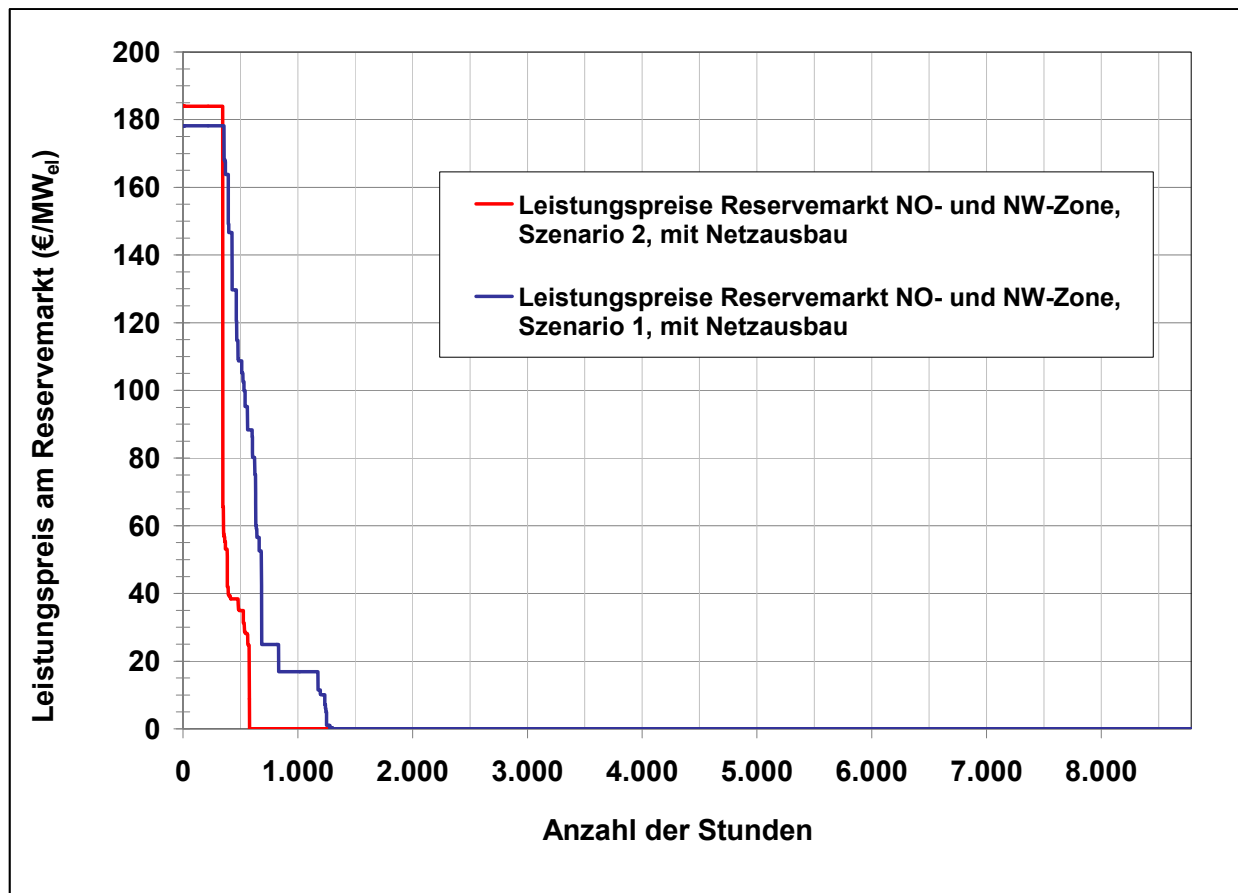


Abbildung 7-3: Jahresdauerlinie der Leistungspreise am Markt für Minutenreserve.

7.4 Bestimmung der Überschussstrommengen

7.4.1 Berücksichtigung von „Must Run“-Anlagen

In PowerACE werden zonenspezifische Zeitreihen nicht nur für die Strompreise, sondern auch für den Überschussstrom berechnet. Dabei werden die Effekte der Einspeisung aus sogenannten „Must Run“-Anlagen berücksichtigt. Das sind Stromerzeuger, deren Einspeisung nicht oder nicht ausschließlich in Abhängigkeit von der Nachfrage erfolgt, da sie aufgrund technischer Restriktionen nicht beliebig flexibel steuerbar sind. Wärmegeführte Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (auch „KWK“ abgekürzt) können beispielsweise nicht abgeschaltet werden, ohne die Wärmeversorgung einzuschränken, sodass ggf. ein durchgehender Betrieb trotz fehlender Stromnachfrage nötig ist [ÜNB 2012]. Dadurch beinhalten die Phasen mit Überschussstrom sowohl EE- als auch KWK-Anteile. Die Anlagen zur wärmegeführten KWK vergrößern die Menge der Überschüsse, teils in erheblichem Umfang.

Die installierte elektrische Leistung der wärmegeführten KWK beträgt gemäß Tabelle 2-2 in der NW-Zone 325 MW_{el} und in der NO-Zone 1.810 MW_{el}. Alle diese Anlagen sind erdgasbefeuert. Die Anteile der wärmegeführten KWK an der installierten Leistung aller Erdgaskraftwerke

(Tabelle 2-2) liegen mit rund 9% (NW) bzw. 33% (NO) in der gleichen Größenordnung wie heute.

Im Szenario 1 kommen sämtliche installierten KWK-Anlagen im Rahmen der Marktsimulationen auch zum Zuge. Wegen des stärkeren EE-Zubaus ist dies im Szenario 2 nicht mehr der Fall. Hier werden nur noch 230 MW_{el} (NW) bzw. 1.350 MW_{el} (NO) an KWK tatsächlich eingesetzt. Die im Vergleich zu Szenario 1 zusätzlichen EE-Erzeuger, die in der Merit Order günstiger liegen (geringere Arbeitskosten), verdrängen somit einen Teil der konventionellen Kraftwerke, darunter auch KWK-Anlagen, aus dem Strommarkt.

In den PowerACE-Simulationen ist die KWK-Erzeugung vereinfachend jeweils als konstantes Band abgebildet⁶⁵.

Tabelle 7-5 zeigt, dass in der NW-Zone die KWK-Einspeisung im Vergleich zu den EE-Strommengen gering ist. In beiden Szenarien bleibt der Anteil der eingespeisten elektrischen Energie aus KWK an der Summe aus EE- und KWK-Einspeisung unter 5%. In der NO-Zone liegt das Verhältnis bei rund 34% bzw. 23% (Szenario 1 bzw. 2), weil hier deutlich weniger EE-Leistung installiert ist und gleichzeitig substantiell mehr KWK-Leistung. Diese Zahlen gelten im Mittel über das Jahr.

Tabelle 7-5: Jährliche EE- und KWK-Einspeisung in den Nordzonen in beiden Szenarien.
Werte der EE-Einspeisung für das Szenario 2 gemäß Tabelle 2-3.

Zone	Szenario	EE-Einspeisung	KWK-Einspeisung	Summe aus EE- und KWK-Einspeisung	Anteil KWK an Summe Einspeisung
		GWh _{el}			%
NW	1	84.214	2.824	87.038	3,2
NO		30.279	15.437	45.716	33,8
NW + NO		114.493	18.261	132.754	13,8
NW	2	117.560	1.975	119.535	1,7
NO		37.837	11.006	48.843	22,5
NW + NO		155.397	12.981	168.378	7,7

⁶⁵ Für die KWK-Kraftwerke ist eine Verfügbarkeit von 95 % angenommen. Der Ausfall wird für jeden Block durch Ziehen einer gleichverteilten Zufallszahl abgebildet. Unter Berücksichtigung der sich so ergebenden Ausfälle wird eine mittlere Leistung bestimmt, die niedriger ist als die hinterlegte. Daher ist die eingespeiste Strommenge aus KWK geringer als der Wert, der sich aus der installierten Leistung multipliziert mit der Anzahl der Stunden eines Jahres ergibt. Ferner erhält man in jedem Simulationslauf einen anderen Wert (siehe Anmerkung I zu Tabelle 7-7).

Der prozentuale Anteil der KWK-Erzeugung an den Überschussstrommengen bleibt jedoch wesentlich unter diesen Werten: Die Erzeugung aus KWK ist zu jeder Stunde des Jahres als gleich angenommen, die Einspeisung von EE-Strom ist aber besonders hoch während der Phasen mit Überschüssen. Im Rahmen der Simulationen wird der Einspeise-Mix für jede Stunde mit Überschüssen erfasst und daraus ein Mittel für die Überschussphasen gebildet. Die Ergebnisse in Abschnitt 7.6 zeigen, dass für das Szenario 2 „mit Netzausbau“ der KWK-Anteil an den Überschussstrommengen, die ein Wind-Wasserstoff-System aufnimmt, weniger als 1% (Nordwest) bzw. 8% (Nordost) beträgt.

Für die Nordost-Zone könnte es zudem relevant sein, die Stromerzeugung aus Braunkohle einzubeziehen, die ebenfalls nur eingeschränkt auf Nachfrageschwankungen reagieren kann. Da bei Braunkohlekraftwerken zwischen Ab- und Anfahrvorgang mehrere Stunden vergehen müssen, lohnt es sich bei kurzzeitig auftretenden Schwankungen nicht immer, sie abzuschalten. Zu diesen Zeiten könnten somit die Überschussmengen bei Berücksichtigung der Erzeugung aus Braunkohle zusätzlich ansteigen. Der Effekt wird jedoch im Weiteren nicht betrachtet, da Überschussenergie meist nicht nur punktuell auftritt, sondern über mehrere Stunden anfällt (siehe Abschnitt 7.4.3). Somit ist davon auszugehen, dass in diesen Zeitabschnitten die Braunkohle-Anlagen heruntergefahren werden.

7.4.2 Berechnete Überschussstrommengen

Die Überschussstrommengen als Ergebnis der Simulationen für jede Stunde des Jahres „mit Netzausbau“ zeigt Tabelle 7-6. Angegeben ist jeweils auch die Anzahl der Stunden, an denen Überschüsse auftreten. Zudem wird die überschüssige Menge in Relation zur Summe aus EE- und KWK-Einspeisung aus Tabelle 7-5 gesetzt.

Im Vergleich mit den statischen Berechnungen in Abschnitt 2.5 ist festzuhalten:

- In der Nordost-Zone treten Überschüsse an ca. 2.000 (Szenario 1) bzw. ca. 3.350 Stunden des Jahres auf (Szenario 2). In den statischen Berechnungen (Tabelle 2-8, mit Netzbau) gab es in dieser Situation keine Überschüsse. Somit wurden in der statischen Berechnung die freien Übertragungskapazitäten selbst mit der Annahme „50% der Kapazität verfügbar“ überschätzt.
- In der Nordwest-Zone treten Überschüsse an rund 450 (Szenario 1) bzw. ca. 2.100 Stunden auf (Szenario 2). Im Vergleich mit den statischen Berechnungen liegt die Situation damit zwischen den Annahmen „50% der Übertragungskapazität verfügbar“ und „100% verfügbar“, wobei die Überschussmengen gegenüber „50% verfügbar“ massiv zurückgehen (Tabelle 2-8).

Diese Aussagen gelten analog für den Vergleich zwischen statischer Abschätzung (Tabelle 2-8) und dynamischer Simulation für die Alternative „ohne Netzausbau“ (Tabelle 7-7).

Tabelle 7-6: Überschüsse aus dynamischer Simulation unter der Annahme „mit Netzausbau“.

^I Zahlen aus Tabelle 7-5.

^{II} Bezogen auf die Summe aus der EE- und KWK-Einspeisung.

Zone	Szenario	Summe aus EE- und KWK- Einspeisung ^I	Überschüsse unter der Annahme „mit Netzausbau“		
		GWh _{el}	GWh _{el}	Anzahl Stunden mit Überschüssen	Anteil Überschüsse ^{II}
NW	1	87.038	245	443	0,3%
NO		45.716	3.698	2.009	8,1%
NW + NO		132.754	3.943		3,0%
NW	2	119.535	6.745	2.090	5,6%
NO		48.843	7.507	3.349	15,4%
NW + NO		168.378	14.252		8,5%

Tabelle 7-7: Überschüsse aus dynamischer Simulation unter der Annahme „ohne Netzausbau“.

^I Die Werte unterscheiden sich von denen in Tabelle 7-6, da für bei Berechnung der KWK-Einspeisung die Verfügbarkeit einzelner Anlagen mittels eines Zufallsgenerators bestimmt wird. Dies führt in jeden Simulationslauf (hier „ohne Netzausbau“, im Gegensatz zu oben) zu einer leicht verschiedenen Gesamtmenge der KWK-Einspeisung.

^{II} Bezogen auf die Summe aus EE- und KWK Einspeisung in der/den jeweiligen Zone(n).

Zone	Szenario	Summe aus EE- und KWK- Einspeisung ^I	Überschüsse unter der Annahme „ohne Netzausbau“		
		GWh _{el}	GWh _{el}	Anzahl Stunden mit Überschüssen	Anteil Überschüsse ^{II}
NW	1	86.953	3.614	1.418	4,2%
NO		46.117	3.201	1.827	6,9%
NW + NO		133.070	6.815		5,1%
NW	2	119.408	17.367	3.110	14,5%
NO		49.638	5.926	2.943	11,9%
NW + NO		169.046	23.293		13,8%

Durch den Ausbau des elektrischen Netzes sinkt erwartungsgemäß die überschüssige Menge in beiden Nordzonen, z.B. im Szenario 2 von 23.293 GWh_{el} (Tabelle 7-7) auf 14.252 GWh_{el} (Tabelle 7-6). Entsprechend fällt der Anteil der Überschüsse an der Summe aus EE- und KWK-Einspeisung im Mittel über beide Zonen von 13,8% ohne auf 8,5% mit Netzausbau.

In Bezug auf die Nordost-Zone fällt jedoch auf, dass die Überschüsse beim Übergang von „ohne“ zu „mit Netzausbau“ ansteigen. In der Nordwest-Zone sinken die Überschüsse dagegen erwartungsgemäß und deutlich. Dies ist ein Resultat veränderter Stromflüsse. Durch die ausgebaute Übertragungskapazität zwischen Nordwest- und Rest-Deutschland (plus 4,8 GW, siehe Tabelle 2-6) exportiert die Nordwest-Zone mehr (dort überschüssigen) Strom nach Rest-Deutschland. Diese Zone kann allerdings nur begrenzte Mengen aufnehmen, sodass als Resultat der höheren Importe aus der Nordwest-Zone weniger Strom vom Nordosten (plus 2,8 GW Übertragungskapazität) nach Rest-Deutschland exportiert wird⁶⁶.

In den Jahresdauerlinien der Überschussleistung in Abbildung 7-4 und Abbildung 7-5 sind jeweils Plateaus erkennbar, die zum Teil mehr als 1.000 Stunden umfassen⁶⁷. Diese haben zwei Ursachen:

- Zum einen werden für zukünftig zugebaute Kraftwerke homogene Charakteristika angenommen, bspw. besitzen sie die gleiche Blockgröße und den gleichen Wirkungsgrad. Bei der Ermittlung der Merit-Order-Kurve entsteht deswegen ein treppenförmiger Verlauf mit Plateaus, da gleiche Kraftwerkstypen mit gleichen Eigenschaften gleiche Erzeugungskosten aufweisen und damit zum gleichen Preis Strom anbieten. Dies wirkt sich auch auf die Berechnung der Stromflüsse zwischen den Zonen und damit auf die Verteilung der Überschüsse auf die Zonen aus.
- Weitere Ursache für den plateauartigen Verlauf der Jahresdauerlinie der Überschussleistung ist die konstante Fahrweise der KWK-Anlagen, wie erläutert.

⁶⁶ Beim Vergleich der Anzahl der Stunden mit Überschüssen gemäß Tabelle 7-6 (Beispiel: NO-Zone, Szenario 2, mit Netzausbau: rund 3.350 Stunden) mit den Jahresdauerlinien der Spotmarktpreise (Abbildung 7-2) ist bemerkenswert, dass die Anzahl der Stunden mit Spotmarktpreisen von 0 €/MWh_{el} (8.784 Stunden minus ca. 4.500 Stunden ergibt rund 4.300 Stunden) wesentlich größer ist als die der Stunden mit Überschüssen. Den Unterschied von mehr als 900 Stunden machen Zeiträume aus, in denen die EE-Erzeugung die Nachfrage vollständig deckt, aber keine Überschüsse auftreten, weil die Exportkapazitäten ausreichen.

⁶⁷ Plateaus gibt es auch außerhalb von Perioden mit Überschüssen, also während positiver Residuallasten (hier nicht gezeigt). Die Dauerlinien in Abbildung 7-4 zeigen neben den Plateaus im Bereich 1,3 GW_{el} jeweils ein weiteres in der Größenordnung 100 bis 200 MW_{el}.

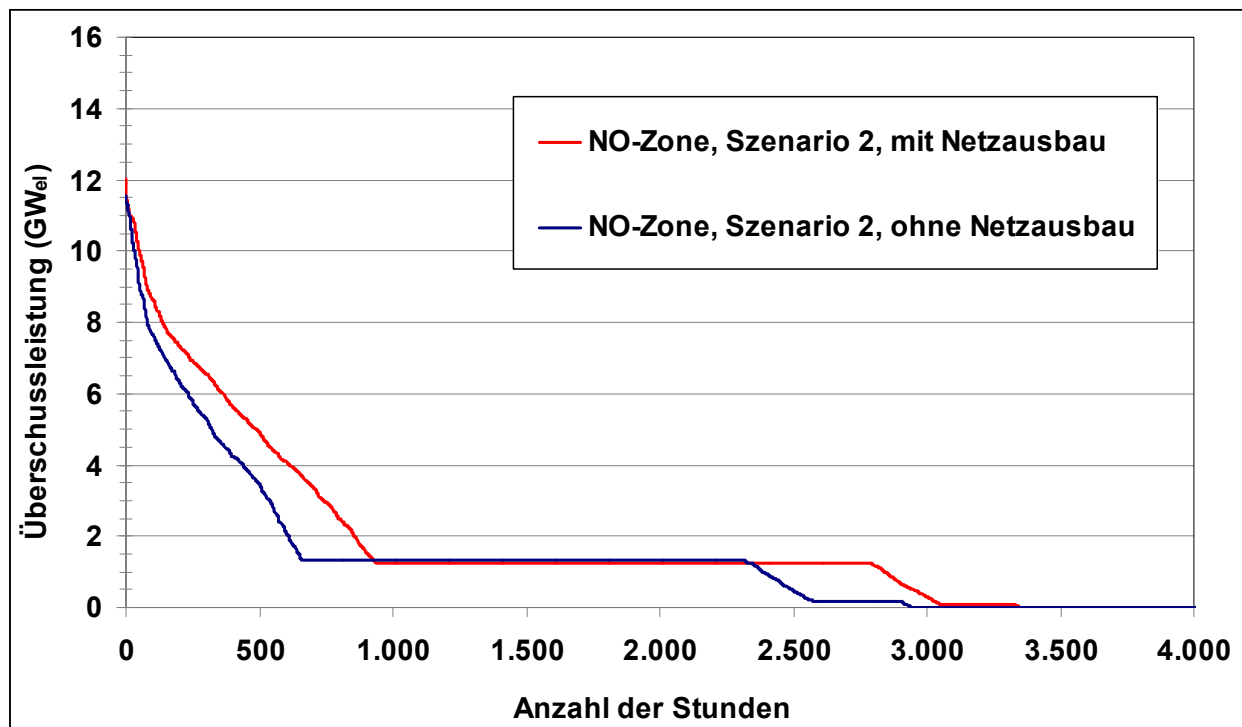


Abbildung 7-4: Jahresdauerlinien der Überschussleistung, Nordost-Zone, Szenario 2.

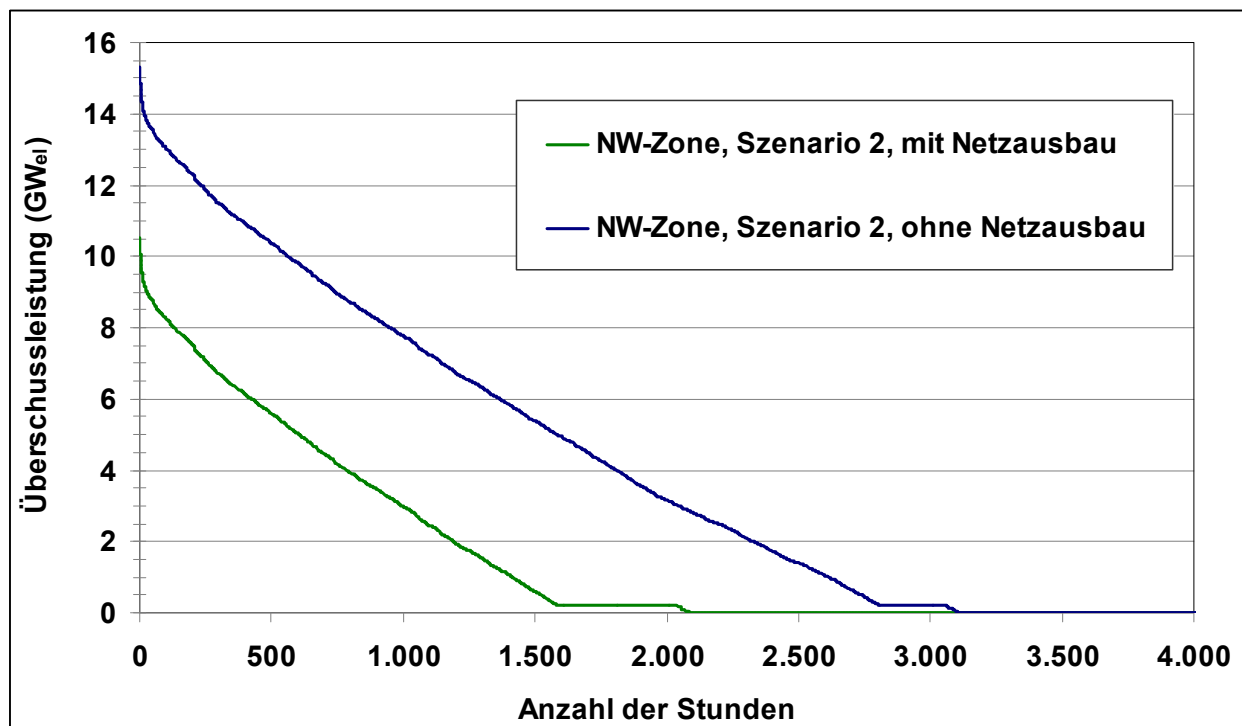


Abbildung 7-5: Jahresdauerlinien der Überschussleistung, Nordwest-Zone, Szenario 2.

7.4.3 Dauer der Phasen mit Überschüssen

In der Nordost-Zone treten in der Simulation für das Szenario 2 im Jahr 2030 313 Phasen mit Überschüssen auf, in der Nordwest-Zone 191. Im Mittel dauern diese Phasen 11 Stunden (NO)

bzw. 13 Stunden (NW), wobei die Schwankungsbreite groß ist (Abbildung 7-6). Abbildung 7-7 zeigt beispielhaft, dass Überschussphasen unterschiedlicher Dauer in schneller Folge auftreten können. Ein Speicher geringer Kapazität hätte in den Zwischenphasen nicht unbedingt Gelegenheit, die gepufferten Energiemengen zu lukrativen Bedingungen wieder abzugeben, um für die erneute Aufnahme von Überschuss bereitzustehen⁶⁸.

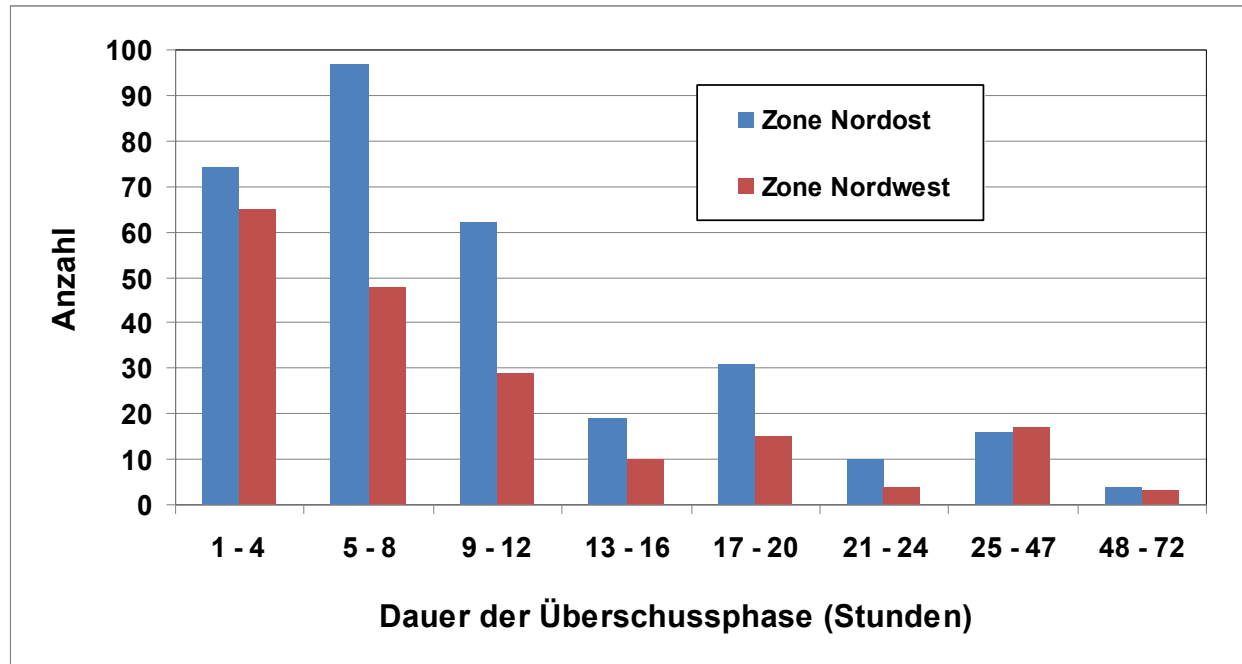


Abbildung 7-6: Verteilung der Dauer der Überschussphasen.
Zonen Nordost und Nordwest, Szenario 2, mit Netzausbau.

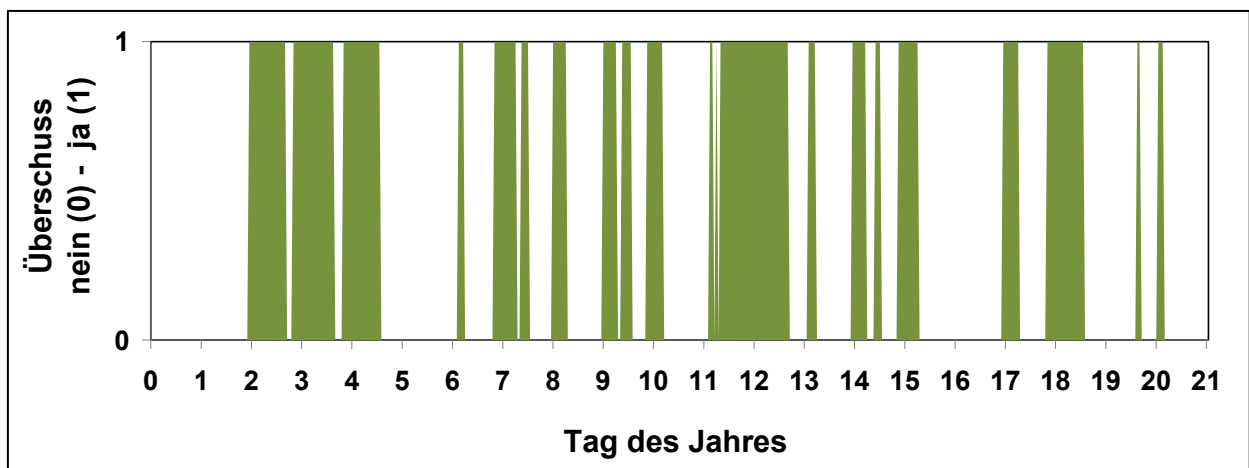


Abbildung 7-7: Abfolge von Phasen mit und ohne Überschüssen während der ersten drei Wochen des Jahres.
Zone Nordost, Szenario 2, mit Netzausbau.

⁶⁸ In der NO-Zone gibt es 74 Perioden mit 1 bis 4 Stunden Dauer. Setzt man dafür im Mittel 2,5 Stunden an, so folgt für dieses Segment eine Gesamtdauer von 185 Stunden im zu Vergleich 3.349 Stunden mit Überschüssen insgesamt. Die kurzen Perioden machen somit nur gut 5% aller Stunden mit Überschüssen aus. Das rechtfertigt die Vernachlässigung von Must-run-Einspeisung aus Braunkohle.

7.5 Optimierungsverfahren und Optionen der Betriebsweise

Mit der Bestimmung der Zeitreihen der Strombörsenpreise und des Überschussstroms sind die externen Bedingungen für den Betrieb eines Wind-Wasserstoff-Systems gegeben. Dabei wurden bereits zahlreiche Fälle berücksichtigt, wie sie die oberen drei Ebenen von Abbildung 7-8 zeigen:

- die beiden Zonen Nordwest und Nordost,
- zwei unterschiedliche Szenarien in Bezug auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien, Preise für fossile Energieträger etc. und
- die Annahme bzw. Nicht-Annahme des Netzausbaus wie im Abschnitt 2.3.5 definiert.

Die rot eingerahmten Kombinationen „Nordwest, Szenario 2, mit Netzausbau“ bzw. „Nordost, Szenario 2, mit Netzausbau“ werden in der Auswertung als Basisfall betrachtet.

Die Ergebnisse unter Verwendung des Szenarios 1 bzw. unter der Annahme „ohne Netzausbau“ werden im Vergleich dazu als Alternativfälle analysiert.

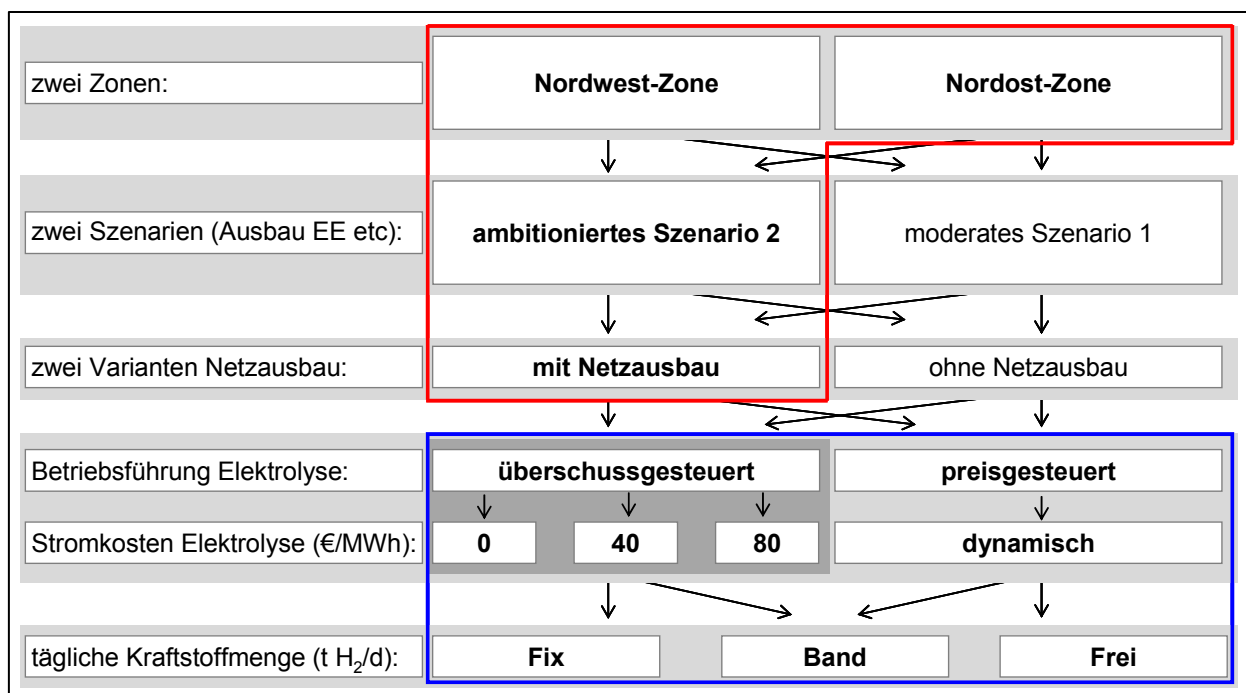


Abbildung 7-8: Übersicht der simulierten Fälle.

Rot gerahmt ist der Basisfall Nordwest bzw. Nordost, der durch das Szenario 2 mit Netzausbau definiert ist. Andere Kombinationen, z.B. bei Verwendung des Szenarios 1, bilden Alternativfälle.

Blau gerahmt sind Optionen für die Betriebsführung der Elektrolyse, die Stromkosten zur Herstellung des Wasserstoffs und die täglich bereitzustellende Kraftstoffmenge. Mit diesen Optionen ergeben sich für den Basisfall bzw. die Alternativfälle jeweils Unterfälle.

Stromkosten in Höhe von 0 €/MWh bei überschussgesteuertem Betrieb sind Ergebnis der Marktmechanismen, da während Phasen mit Überschüssen der Preis an der Strombörse 0 € pro MWh_{el} beträgt. „Dynamische“ Stromkosten repräsentieren ebenfalls Marktpreise, weil bei preisgesteuertem Betrieb der Elektrolyse Strom auch außerhalb von Perioden mit Überschüssen gekauft wird.

Die drei unteren Ebenen in Abbildung 7-8 beziehen sich auf die Betriebsweise des Systems. Sie stehen für Optionen in Bezug auf den Einsatz der Elektrolyse und die dabei anzusetzenden spezifischen Stromkosten sowie bezüglich der täglich zu liefernden Kraftstoffmenge. Diese drei Ebenen werden im Laufe dieses Abschnitts erläutert. Damit ergeben sich für den Basisfall bzw. die Alternativfälle jeweils mehrere Unterfälle (blau gerahmt).

Aufgabe dieses zweiten Schrittes der Modellierung – in Bezug auf die unteren drei Ebenen – ist es, die wirtschaftlich beste Fahrweise des Wind-Wasserstoff-Systems unter den jeweiligen Randbedingungen zu errechnen. Dazu wird ein Optimierungsmodell aufgestellt. Es bildet das System gemäß Abbildung 7-9 ab. Die technischen Parameter wurden in den vorangehenden Kapiteln festgelegt. Entsprechende Restriktionen im Modell stellen sicher, dass die Strom- und Wasserstoffflüsse entsprechend diesen Parametern berechnet werden (Mengenbegrenzungen, Mengenerhaltung etc.).

Die Optimierung erfolgt anhand eines „Perfect Foresight“-Algorithmus: Für jeden Unterfall wird das Jahr in zahlreichen Durchläufen simuliert, um das beste wirtschaftliche Ergebnis zu ermitteln. Dies entspricht einer hypothetischen Situation, in der der Betreiber des Wind-Wasserstoff-Systems zu Jahresbeginn bereits weiß, wie er sich zu jeder Stunde verhalten muss, um am Ende des Jahres das optimale Verhältnis aus Kosten und Einnahmen bilanzieren zu können.

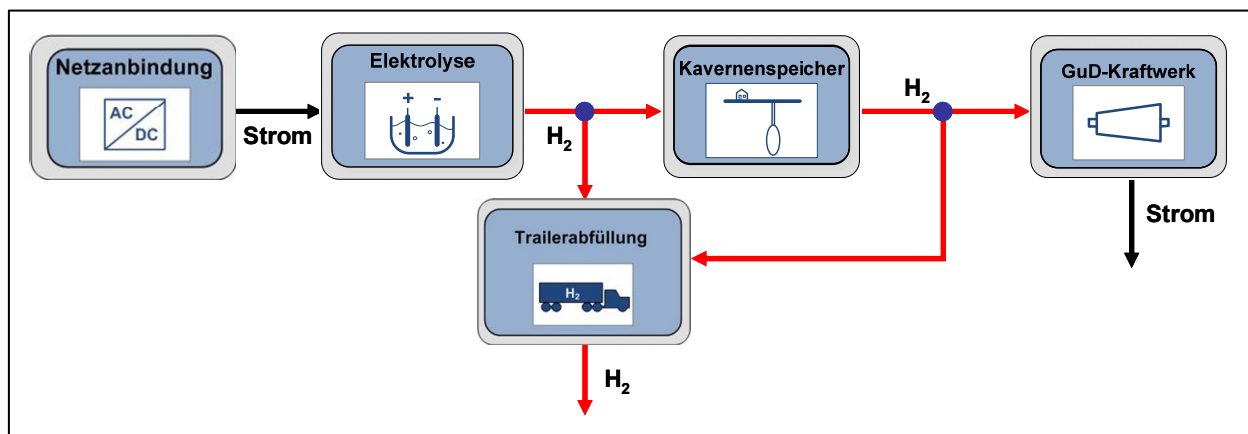


Abbildung 7-9: Abbildung des Wind-Wasserstoff-Systems im Optimierungsmodell.
Schwarze Pfeile stehen für elektrische Energie, rote Pfeile für Wasserstoff.

7.5.1 Optionen für den Betrieb der Elektrolyse

7.5.1.1 Überschussgesteuerte Betriebsweise

Bei dieser Fahrweise der Elektrolyse (kurz **überschussgesteuert**) darf nur Überschussstrom zur Wasserstoffherstellung verwendet werden.

Bei den Kosten für den Elektrolysestrom werden drei Varianten unterschieden:

- Elektrolyse-Stromkosten in Höhe von 0 €/MWh_{el}
- Elektrolyse-Stromkosten in Höhe von 40 €/MWh_{el}

- Elektrolyse-Stromkosten in Höhe von 80 €/MWh_{el}

Die erste Variante entspricht dem, was aus den Zeitreihen des Spotmarkts hervorgeht: Überschussstrom ist zum Marktpreis von 0 €/MWh_{el} erhältlich (Abbildung 7-2). Dies muss aber in der Zukunft nicht unbedingt so eintreffen, wie im Folgenden begründet wird. Daher werden mit den beiden anderen Varianten höhere Spotmarktpreise für Überschussstrom in Höhe der genannten Beträge berücksichtigt⁶⁹.

Nach heutiger Regelung des EEG muss der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber den Windstrom zu einem fixen Einspeisetarif vergüten. Der Netzbetreiber ist zur Abnahme des EE-Stroms verpflichtet. Er kann jedoch im Falle eines Überangebots Windenergieanlagen vom Netz nehmen, wenn beispielsweise Netzüberlastung droht. Der Anlagenbetreiber wird für die Ausfallarbeit entschädigt (vgl. Abschnitt 1.1).

Abschnitt 7.4 hat gezeigt, dass unter den zugrunde gelegten Annahmen bzgl. des Netzausbaus und des EE-Zubaus mit einem starken Anstieg der Überschussmengen in Norddeutschland zu rechnen ist. Dortige Windenergieanlagen müssten demnach häufiger als heute abgeregelt werden. Die Praxis der Entschädigung der Betreiber für die entgangenen Einnahmen nach der derzeitigen Gesetzeslage ist jedoch bei einer starken Zunahme der Ausfallarbeit problematisch, da sich die Entschädigungszahlungen in der EEG-Umlage stark bemerkbar machen. Umgekehrt gefährdet ein Abschaffen der Entschädigungszahlungen die Rentabilität von Windenergieanlagen. Eine konkrete Lösung für dieses Problem steht noch aus. Allerdings erscheint es unwahrscheinlich, dass überschüssiger EE-Strom während mehrerer Tausend Stunden pro Jahr zu einem Preis von 0 €/MWh_{el} vermarktet werden kann. Aus diesem Grund werden für die Kosten des Elektrolysestroms die drei genannten Varianten analysiert.

80 €/MWh_{el} leiten sich aus der erwarteten Anfangsvergütung für Onshore-Windenergieanlagen ab, die im Jahr 2020 installiert werden und diese Vergütung dann für 20 Jahre erhalten [BWE 2010]. Die Untergrenze von 0 €/MWh_{el} entspricht den variablen Kosten der Wind- und Solarstromerzeugung. In einem „Energy only“-Markt⁷⁰ würde ein Anlagenbetreiber Gebote mit diesem Preis einstellen.

Der Netzbetreiber ist gemäß den aktuellen regulatorischen Vorgaben ferner verpflichtet, für den EE-Strom am Spotmarkt jeden Verkaufspreis zu akzeptieren, d.h. insbesondere auch negative Preise. Es ist aber nicht davon auszugehen, dass große Mengen an Überschussstrom in der Zukunft zu einem negativen Preis bezogen werden können. Ansonsten könnten negative Preise zu Geschäftsmodellen führen, bei denen die Rentabilität durch „Stromvernichtung“ verbessert werden kann⁷¹. Um entsprechende Verzerrungen der Aussagen zur Wirtschaftlichkeit zu vermeiden, werden deshalb negative Börsenstrompreise – also negative Kosten für Elektrolysestrom – im Optimierungsmodell ausgeschlossen.

⁶⁹ Diese konstanten Beträge können auch als Mittelwert über ein Betriebsjahr betrachtet werden.

⁷⁰ In einem „Energy only“-Markt wird nur die erzeugte Arbeit vergütet, jedoch nicht die Bereithaltung von Erzeugungskapazität. (Von der Bereithaltung von Erzeugungskapazität ist die Vorhaltung von Reserveleistung zur Stabilisierung des Netzes zu unterscheiden.)

⁷¹ Wasserstoff könnte z.B. erzeugt und, bei voller Kaverne, in die Atmosphäre entlassen werden.

Schließlich wird hier angenommen, dass die aktuelle Gesetzeslage beibehalten wird, wonach der Strombezug von Netzentgelten befreit ist, wenn er der Speicherung von Strom dient. Andere eventuelle Umlagen, Abgaben und Entgelte – darunter die EEG-Umlage – bleiben ebenso unberücksichtigt. Diese Befreiungen werden auch für den Fall vorausgesetzt, dass der in Form von Wasserstoff gespeicherte (Überschuss-) Strom einer Nutzung als Kraftstoff zugeführt wird. Dieser Punkt befindet sich derzeit in der Diskussion und ist noch nicht regulativ umgesetzt.

7.5.1.2 Preisgesteuerte Betriebsweise

Bei dieser Betriebsweise der Elektrolyse (kurz **preisgesteuert**) gibt es keine Restriktionen für den Bezug von Strom. Der Einsatz des Wind-Wasserstoff-Systems wird so optimiert, dass zu Zeiten relativ niedriger Preise Strom für die Elektrolyse bezogen wird. Dies geschieht, soweit sich mit der späteren Vermarktung des damit erzeugten Wasserstoffs das wirtschaftliche Ergebnis verbessern lässt gegenüber der Situation, in der dieser Strom nicht gekauft wird⁷². Die Spotmarktpreise für Überschussstrom betragen auch im preisgesteuerten Fall immer 0 €/MWh_{el}.

Unter dieser Option steigt tendenziell die Auslastung des Wind-Wasserstoff-Systems. Es lässt sich z.B. untersuchen, welche Anzahl von Betriebsstunden die Elektrolyse erreicht, bis zu welchem Strompreis eingekauft wird, wie sich der EE-Anteil verändert und wie sich die Wirtschaftlichkeit entwickelt.

In Bezug auf Netzentgelte, Umlagen etc. wird erneut eine Befreiung angenommen.

Festzuhalten ist, dass die Preise nahe 0 €/MWh_{el} sensitiv bezüglich zusätzlicher Nachfrage sind. Abbildung 7-10 zeigt mit der roten Linie zunächst einen Ausschnitt aus Abbildung 7-2. Dargestellt wird die Jahresdauerlinie des Spotmarktpreises für die Zone Nordost im Basisfall, ohne dass ein Wind-Wasserstoff-System am Day-ahead-Spotmarkt aktiv ist. Darüber gelegt ist in Hellblau die Jahresdauerlinie für den Fall, dass ein Wind-Wasserstoff-System als zusätzlicher Akteur auftritt:

- In diesem Beispiel arbeitet die Elektrolyse preisgesteuert und erreicht rund 5.600 Volllaststunden. Strom wird also für Stunden gekauft, die in der nach Preisen sortierten Jahresdauerlinie rechts der 3.000-Stunden-Marke liegen (8.784 Stunden minus 5.600 Stunden). Die Preise in diesem Bereich steigen zum Teil um etwa 5 €/MWh_{el} gegenüber der roten Linie. Die Anzahl der Stunden mit 0 €/MWh_{el} geht zurück⁷³.
- Der Einsatz des GuD-Kraftwerkes führt andererseits dazu, dass die Börsenpreise an Stunden mit zusätzlichem Angebot von Strom sinken. Damit gibt es zwei gegenläufige Umsortierungseffekte in der Jahresdauerlinie. Ein isoliertes, einfaches Ablesen preissenkender bzw. preistreibender Wirkungen ist in dieser Darstellungsweise somit nicht immer möglich. Abbildung 7-10 macht jedoch plausibel, dass das Auftreten eines zusätzlichen Akteurs mit

⁷² Dieser Ansatz modifiziert die in Abschnitt 3.3.3 definierte Betriebsweise des Systemtyps G-1, indem die Elektrolyse über eine „Produktion gemäß verfügbarem Überschuss“ hinaus arbeitet.

⁷³ Diese Effekte sind in Abschnitt 7.9 berücksichtigt, wo mehrere Wind-Wasserstoff-Systeme betrachtet werden, um die gesamte Kraftstoffnachfrage zu decken.

Kapazitäten im dreistelligen Megawatt-Bereich das Marktgeschehen signifikant beeinflussen kann.

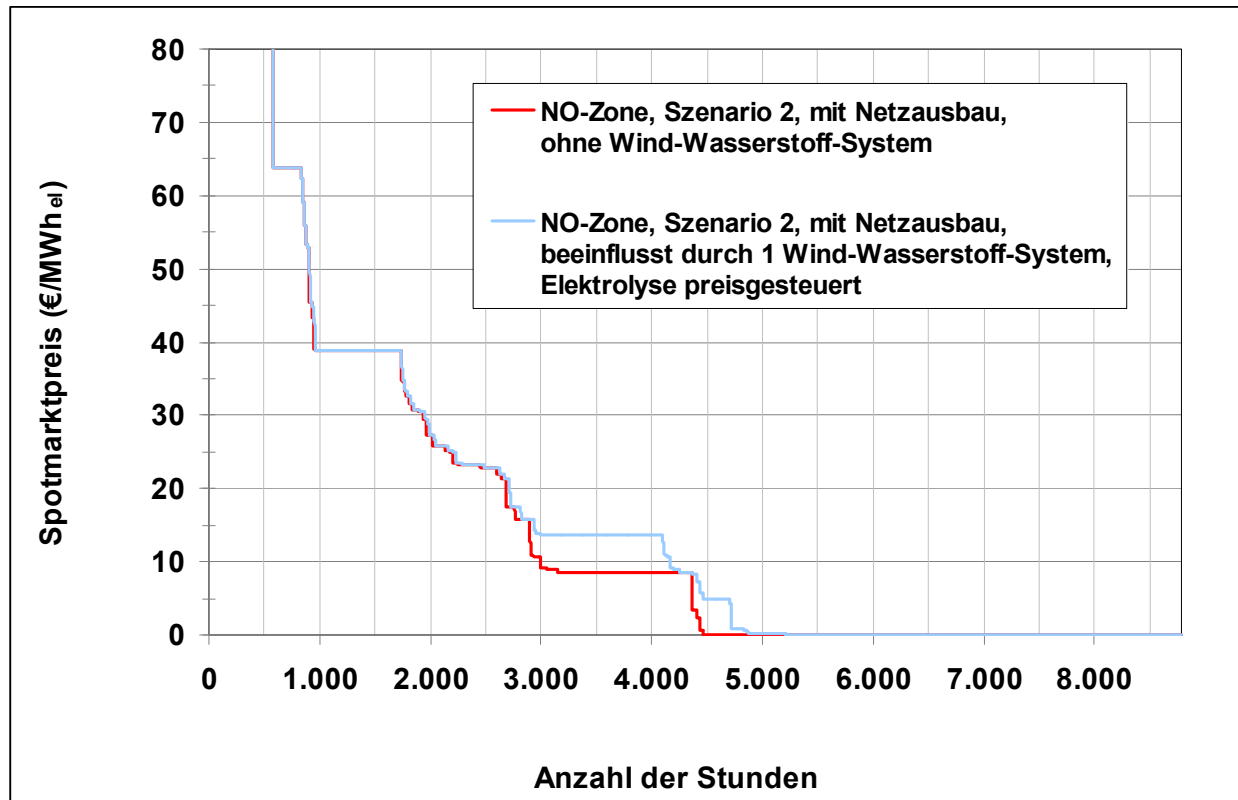


Abbildung 7-10: Jahresdauerlinien der Spotmarktpreise ohne und mit Einfluss eines Wind-Wasserstoff-Systems.

Nordost-Zone, Basisfall, preisgesteuert. Die rote Kurve ist ein Ausschnitt aus Abbildung 7-2. Die blaue Kurve zeigt die Jahresdauerlinie bei Einsatz eines Wind-Wasserstoff-Systems als zusätzlichem Marktakteur. Es tritt sowohl als Nachfrager (im Wesentlichen durch die Elektrolyse) wie auch als Anbieter (GuD-Kraftwerk) auf.

7.5.2 Vergleich der überschuss- und preisgesteuerten Betriebsweisen der Elektrolyse

Abbildung 7-11 illustriert die Zusammenhänge zwischen der Überschussleistung bzw. dem Spotmarktpreis und der Fahrweise des Elektrolyseurs.

- Der zeitliche Verlauf der Überschussleistung, dargestellt durch die rote Linie des oberen Diagramms, gibt für die Option „überschussgesteuert“ den Einsatz der Elektrolyse vor (gestrichelte rote Linie im unteren Diagramm): Immer wenn Überschussleistung auftritt, wird Wasserstoff produziert.
- Preisgesteuert richtet sich der Einsatz der Elektrolyse, dargestellt durch die durchgezogene rote Linie im unteren Diagramm, nach dem Preissignal, d.h. nach dem Spotmarktpreis, der im oberen Diagramm durch die blaue Linie wiedergegeben wird.

Abbildung 7-11 zeigt darüber hinaus, dass im preisgesteuerten Fall die gesamten Überschussstrommengen genutzt werden, die auch bei überschussgesteuerter Fahrweise für die Produktion von Wasserstoff eingesetzt werden.

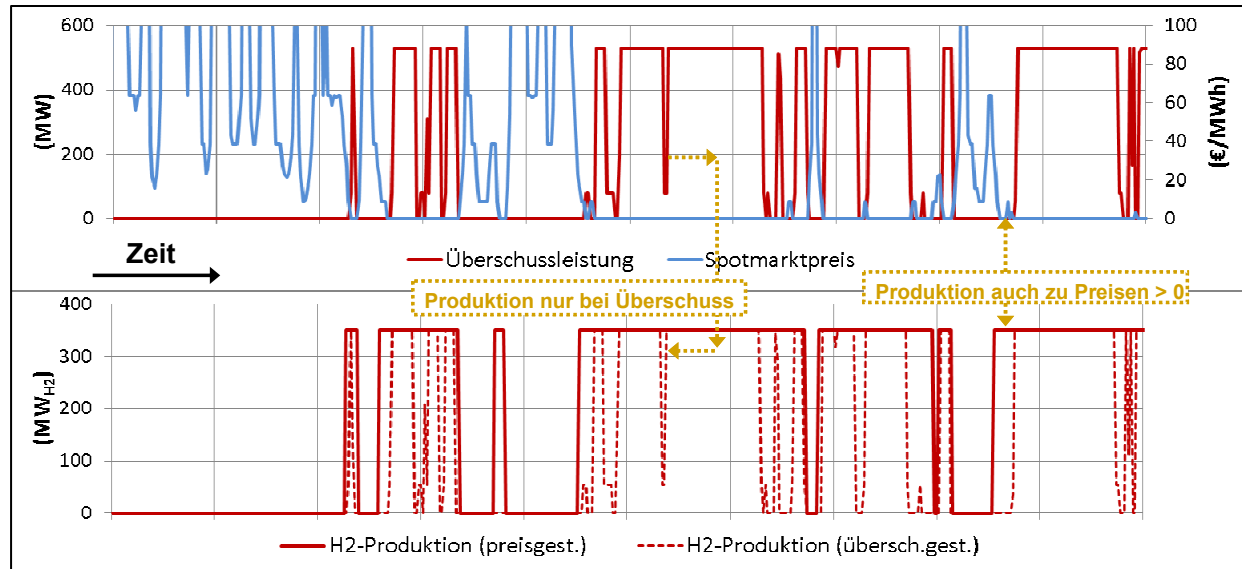


Abbildung 7-11: Zusammenhang zwischen Überschussleistung bzw. Spotmarktpreis und überschussgesteuerter bzw. preisgesteuerter Fahrweise des Elektrolyseurs.

Siehe Erläuterungen im Text. Der dargestellte Zeitraum umfasst etwa 3 Wochen.

Oberes Diagramm: Die Überschussleistung ist auf die Nennleistung der Elektrolyse ($500 \text{ MW}_{\text{el}}$) plus Verluste durch die Netzanbindung nach oben begrenzt.

Unteres Diagramm: $350 \text{ MW}_{\text{H}_2}$ Produktion (H_i) entsprechen $500 \text{ MW}_{\text{el}}$ Nennleistung der Elektrolyse bei 70% Wirkungsgrad.

7.5.3 Optionen für den Verkauf von Kraftstoff

Bei den Freiheiten, die das System bezüglich des Kraftstoffabsatzes erhält, werden drei Optionen unterschieden.

7.5.3.1 Option „Fix“:

Täglich wird eine fest vereinbarte und gleich bleibende Menge Kraftstoff ausgeliefert. Dies kann z.B. in vertraglichen Regelungen zwischen dem Betreiber des Wind-Wasserstoff-Systems und den Kraftstoffabnehmern vereinbart werden. Der Ansatz entspräche der Annahme, dass der Kraftstoffbedarf über das Jahr näherungsweise konstant ist (vgl. Abschnitt 7.2.1).

Diese Option ist vor allem bei überschussgesteuertem Betrieb der Elektrolyse relevant. Hier kann über die Jahresdauerlinie der Überschüsse die H_2 -Jahresproduktion vorab gut abgeschätzt werden. Über die Vorgabe einer festen und täglich zu liefernden Kraftstoffmenge lassen sich die Wasserstoffanteile steuern, die in die Märkte Strom bzw. Mobilität gehen.

Bei einer Jahresproduktion von z.B. 36.600 Tonnen (im Mittel also $100 \text{ t H}_2/\text{Tag}$) könnte die Vorgabe unter der Option „Fix“ z.B. lauten „50 Tonnen Kraftstoff pro Tag ausliefern“. Dann ginge rund die Hälfte der Jahresproduktion in jeden der beiden Märkte.

An jedem Tag steht bei dieser Option die abzufüllende Kraftstoffmenge fest. Der Betrieb des Systems kann aber immer noch während des Tages dahingehend optimiert werden, dass die Abfüllung in Trailer unterbleibt bzw. unterbrochen wird an Stunden, an denen der Spotmarkt attraktive Erlöse bietet, solange die Auslieferung der Tagesmenge Kraftstoff sichergestellt bleibt. Die Möglichkeit, die auszuliefernde Kraftstoffmenge an bestimmten Tagen zu verringern und an anderen zu erhöhen, besteht dagegen nicht.

7.5.3.2 Option „Band“

Ein Minimum und ein Maximum der pro Tag verkaufbaren Kraftstoffmenge werden festgelegt. Innerhalb dieser Bandbreite kann der Optimierungsalgorithmus täglich entscheiden. Hier wird also eine flexiblere Liefervereinbarung für Kraftstoff angenommen.

Das obige Beispiel aufgreifend könnte die Vorgabe z.B. lauten, dass bei einer Jahresproduktion von 36.600 t H₂, täglich zwischen 40 und 60 Tonnen H₂-Kraftstoff zu liefern sind.

Unter dieser Option kann also nicht nur die zeitliche Verteilung der Kraftstoffbereitstellung über einen Tag hinweg optimiert werden, sondern auch die tägliche Menge ist innerhalb der Bandgrenzen variabel, was das wirtschaftliche Potenzial verbessert. Selbst wenn sich für die Aufteilung zwischen den beiden Märkten im Durchschnitt wieder 50% ergeben, kann das finanzielle Ergebnis besser aussehen, da z.B. die Zeiten mit hohen Erlösen am Spotmarkt besser zu nutzen sind.

Diese Option wird für beide Betriebsweisen der Elektrolyse verwendet.

7.5.3.3 Option „Frei“

Die Optimierung unterliegt in Bezug auf zu verkaufenden Kraftstoff keinerlei Einschränkungen und der Algorithmus kann täglich zwischen von 0 bis 324 Tonnen, den technischen Grenzen, frei entscheiden.

Diese Option setzt große produzierte Wasserstoffmengen voraus, ist also eher für den preisgesteuerten Betrieb der Elektrolyse relevant, solange nicht deutlich mehr Überschüsse auftreten als gemäß Abschnitt 7.4 erwartet werden. Sie stellt zudem einen theoretischen Grenzfall dar, denn derart flexible Lieferbedingungen bzgl. der Kraftstoffmengen werden in der Praxis kaum auszuhandeln sein.

7.5.4 **Bestimmung des notwendigen Erlöses für Wasserstoff als Kraftstoff**

Als Ergebnis der Aktivitäten am Spotmarkt mittels der „Perfect Foresight“-Optimierung unter Beachtung aller vorgegebenen Randbedingungen wird ein gewisser Anteil Wasserstoff der Jahresproduktion vom GuD-Kraftwerk konsumiert und der so erzeugte Strom zum Marktpreis vergütet. Weitere Erlöse ergeben sich ggf. aus dem Vorhalten von Reserveleistung gemäß der Zeitreihe des Leistungspreises am Reservemarkt. Damit ist ein Teil der Kosten gedeckt.

Um vollständige Kostendeckung zu erreichen, muss für den Wasserstoff, der als Kraftstoff verkauft wird, ein bestimmter spezifischer (Mindest-) Erlös pro Kilogramm Wasserstoff erzielt

werden, also der notwendige spezifische Erlös, kurz der **notwendige Erlös** genannt. Er ist definiert als Quotient aus den verbliebenen Kosten und der verkauften Menge H₂-Kraftstoff.

Der notwendige Erlös ist jeweils mit den Referenzerlösen zu vergleichen, die im Abschnitt 7.2.2 festgelegt sind:

- Hält der notwendige Erlös den Referenzerlös A oder unterschreitet ihn, dann ist H₂-Kraftstoff aus einem Wind-Wasserstoff-System gegenüber Wasserstoff aus Erdgasreformierung konkurrenzfähig.
- Unterschreitet der notwendige Erlös den Referenzerlös B, dann sind die Kraftstoffkosten pro gefahrenem Kilometer eines mit Wind-Wasserstoff betankten FCEV geringer diejenigen eines benzingetriebenen Fahrzeugs.

7.6 Ergebnisse der Systemsimulationen für die Zone Nordost

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Optimierung für die Nordost-Zone vorgestellt und diskutiert. Sie geben u.a. darüber Aufschluss, welche Überschussstrommengen nutzbar gemacht werden können, wie viel Wasserstoff erzeugt wird, wofür er verwendet wird, mit welcher Auslastung die wesentlichen Systemkomponenten arbeiten, welche Kosten und Einnahmen generiert werden und unter welchen Bedingungen Kostendeckung erzielt wird.

Im Basisfall wird der Einsatz eines Wind-Wasserstoff-Systems gemäß Kapitel 6 unter den Rahmenbedingungen von Szenario 2 mit Netzausbau optimiert. Behandelt werden folgende Unterfälle:

- Elektrolyse überschussgesteuert – Kraftstoffmenge Fix (Abschnitt 7.6.3),
- Elektrolyse überschussgesteuert – Kraftstoffmenge Band (Abschnitt 7.6.4),
- Elektrolyse preisgesteuert – Kraftstoffmenge Band unter Berücksichtigung von zwei unterschiedlichen Bandbreiten (Abschnitt 7.6.5) und
- Elektrolyse preisgesteuert – Kraftstoffmenge Frei (Abschnitt 7.6.6).

Im Anschluss an den Basisfall werden die Alternativfälle ohne Netzausbau (Abschnitt 7.6.7) und unter Verwendung des Szenarios 1 (Abschnitt 7.6.7) betrachtet, soweit sich diese vom Basisfall wesentlich unterscheiden bzw. neue Erkenntnisse beitragen.

7.6.1 Allgemeine Bedingungen

Im Abschnitt 7.4.2 werden für die Zone Nordost Überschüsse im Umfang von 7.500 GWh während rund 3.350 Stunden ermittelt (Tabelle 7-6).

Die Kapitalkosten (Annuität) sowie die Kosten für Betrieb und Wartung sind unabhängig vom betrachteten Unterfall und bleiben daher über den gesamten Abschnitt hinweg konstant. Diese fixen Kosten betragen gut 110 Mio. €/a und setzen sich zusammen wie in Tabelle 6-3 aufgliedert.

Die variablen Kosten entstehen vor allem aus dem Kauf von Strom für den Elektrolyseprozess und unterscheiden sich daher von Unterfall zu Unterfall teils wesentlich (2 bis 38 Mio. €/a).

Andere variable Kosten fallen an z.B. für die Aufbereitung von Wasser für den Elektrolyseprozess und beim Anfahren des Kraftwerks. Sie betragen in keinem Unterfall mehr als rund 2 Mio. €/a und werden nachstehend nicht im Einzelnen diskutiert.

Der Anfangsfüllstand der Kaverne wird auf ein Viertel ihrer Speicherkapazität gesetzt (1.000 t H₂-Arbeitsgas). Für die Produktionskosten dieser Wasserstoffmenge wird der Spotmarktpreis der ersten Stunde des Jahres angesetzt. Der Kaverne ist es im Rahmen der Optimierung erlaubt, zum Jahresende den minimalen Füllstand zu erreichen. Damit darf sämtliches Arbeitsgas entnommen werden. Dies geschieht auch stets.

7.6.2 Übersicht

Tabelle 7-8 zeigt eine Übersicht der Randbedingungen, die die Unterfälle charakterisieren sowie wesentliche Zahlen, die den technischen Betrieb und das wirtschaftliche Ergebnis kennzeichnen. Der Aufbau des Tabellenkopfes orientiert sich an Abbildung 7-8 in Abschnitt 7.5.

Die erste Ergebniszeile in Tabelle 7-8 beinhaltet den jeweils notwendigen Erlös. Die Beträge sind farblich hinterlegt abhängig davon, ob der notwendige Erlös keinen der beiden Referenzerlöse einhält (rot), kleiner oder gleich dem Referenzerlös B (grün) ist, oder beide Referenzerlöse (golden) einhält.

Es folgen Informationen

- zur Wasserstoff-Herstellung und zu den dabei genutzten Strommengen,
- zur Nutzung des Wasserstoffs und
- zu den Einnahmen und Kosten.

Erläuterungen zu Tabelle 7-8:

Rot unterlegte notwendige Erlöse bedeuten, dass keiner der beiden Referenzerlöse (B: 6,00 € pro kg H₂; A im Szenario 2: 2,13 €/kg H₂ bzw. im Szenario 1: 1,59 €/kg H₂) eingehalten wird; grün unterlegte zeigen an, dass der Referenzerlös B nicht überschritten wird. Golden unterlegte Werte halten beide Referenzerlöse ein. Bis auf den notwendigen Erlös sind alle Beträge auf ganze Zahlen gerundet.

^I Jeweils Marktpreise; zu Zeiten von Überschüssen ist der Marktpreis 0 €/MWh_{el}; bei preisgesteuertem Betrieb wird Strom für die Elektrolyse auch außerhalb von Überschussphasen gekauft, vgl. Unterschrift zu Abbildung 7-8.

^{II} Der Anteil genutzter Überschüsse bezieht sich auf die Jahresmenge von 7.500 GWh.

^{III} Die Energieaufnahme der Elektrolyse umfasst auch die Verluste in der Netzanbindung in Höhe von ca. 10 MW_{el} (vgl. Abschnitt 4.9.1), d.h. bei Volllast beträgt sie 510 MW_{el}.

^{IV} Bei überschussgesteuertem Betrieb stammt dieser Anteil allein aus wärmegeführter KWK.

^V Zusätzlich ist eine Menge von 1.000 t H₂ zur Verwendung verfügbar, die am Jahresbeginn als Arbeitsgas in der Kaverne enthalten ist.

^{VI} Kostet der Elektrolysestrom 0 €/MWh so entstehen Stromkosten – außerhalb der Zeiten von Überschüssen – allein aus der Verdichtung und Trocknung des Wasserstoffs, aus der Grundlast und aus der Herstellung der Startmenge Arbeitsgas in der Kaverne.

	Einheit	Basisfall Zone Nordost										Alternativfälle					
Szenario		Szenario 2										Szenario 2		Szenario 1			
Variante Netzausbau		mit Netzausbau										ohne		mit			
Option Betrieb Elektrolyse		überschussgesteuert						preisgesteuert				über.		über.			
Strompreis Elektrolyse	€/MWh _{el}	0 ^I	40	80	0 ^I	40	80	dynamisch ^I				0 ^I	dyn. ^I	0 ^I	dyn. ^I		
Option tägliche Kraftstoffmenge		Fix		Band				Band		Band		Band		Band			
Bandgrenzen	t H ₂ / d	56		63 - 105				0 - 100	0 - 200	0 - 324	54 - 89	0 - 100	40 - 67	0 - 100	0 - 100		
notwendiger Erlös für H ₂ -Kraftstoff	€/kg H ₂	3,71	6,80	9,90	2,92	5,00	7,08	2,06	1,55	1,58	3,37	2,09	4,53	2,44			
		3.052															
Volllastunden Elektrolyse	h/a	21%															
Anteil genutzter Überschüsse ^{II}		21%															
Energieaufnahme Elektrolyse ^{III} - davon Überschüsse - davon Anteil EE-Strom - davon Anteil Nicht-EE-Strom ^{IV}	GWh _{el} /a	1.557															
	GWh _{el} /a	1.557															
		92%															
		8%															
Wasserstoffproduktion ^V	t H ₂ /a	32.044															
Wasserstoffnutzung - Anteil Nutzung als Kraftstoff - Anteil Nutzung im GuD- Kraftwerk		62%															
		38%															
		922															
Volllastunden GuD-Kraftwerk	h/a	172															
mittlere Auslastung Füllstation	t H ₂ /d	84															
Einnahmen aus Rückverstromung und Regelleistung	Mio. €/a	37															
Einnahmen aus Kraftstoff mit Referenzerlös A / B	Mio. €/a	44 / 124															
gesamte Kosten - davon Stromkosten ^{VI}	Mio. €/a	114	178	242	113	177	241	121	136	151							
		2	66	130	2	66	130	8	24	38							
Saldo mit Referenzerlös A / B	Mio. €/a	-33 / 47	-97 / -17	-161 / -81	-25 / 94	-89 / 30	-153 / -34	3 / 145	42 / 322	44 / 356							

Tabelle 7-8: Wesentliche Resultate aus den Simulationsrechnungen für den Basisfall Nordost.
Erläuterungen zur Tabelle auf der vorangehenden Seite. Weitere Informationen im Text.

Die Salden in der letzten Zeile von Tabelle 7-8 geben das wirtschaftliche Ergebnis an unter der Annahme, dass nicht der notwendige Erlös – und damit Kostendeckung – erzielt wird, sondern dass die Einnahmen für Kraftstoff anhand der Referenzerlöse bestimmt werden: Liegt der notwendige Erlös über dem jeweiligen Referenzerlös, führt dies zu einem Defizit, ansonsten zu einem finanziellen Überschuss.

Tabelle 7-8 wird ergänzt durch Abbildung 7-12, wo die Zusammensetzung der Einnahmen und Kosten weiter aufgeschlüsselt ist.

7.6.2.1 Überschussgesteuerte Fahrweise der Elektrolyse

Der Vergleich der notwendigen Erlöse für H₂-Kraftstoff aus Tabelle 7-8 mit den Referenzerlösen ergibt, dass sich der Referenzerlös A in Höhe von 2,13 €/kg H₂ bei überschussgesteuerter Fahrweise der Elektrolyse nicht einhalten lässt. Dies bedeutet, dass Wasserstoff aus Erdgasreformierung günstiger angeboten werden kann als Wasserstoff aus Überschussstrom.

Der Referenzerlös B von 6,00 €/kg H₂ kann dagegen, abhängig vom Strompreis, eingehalten bzw. unterboten werden. Folglich wird – bei kostendeckendem Betrieb des Wind-Wasserstoff-Systems⁷⁴ – Wettbewerbsfähigkeit in Bezug auf die Kraftstoffkosten pro Kilometer im Vergleich mit einem benzingetriebenen Pkw erreicht:

- Der notwendige Erlös ist sowohl unter der Option Fix als auch unter der Option Band (2,71 bzw. 2,92 € pro Kilogramm Wasserstoff) bei einem Elektrolyse-Strompreis von 0 €/MWh_{el} geringer als der Referenzerlös B.
- Durch Interpolation der notwendigen Erlöse bei unterschiedlichen Strompreisen in Tabelle 7-8 lässt sich abschätzen, dass für die Option Fix ein Strompreis von bis zu rund 30 €/MWh_{el} die Einhaltung des Referenzerlöses B noch möglich macht. Mit der Option Band liegt die Grenze bei rund 60 €/MWh_{el}⁷⁵.

Die flexible Band-Option mit einer gleichzeitig höheren erlaubten täglichen Kraftstoffmenge erscheint also vorteilhaft gegenüber der Option Fix, weil sie zu geringen notwendigen Erlösen führt bzw. bei höheren Elektrolyse-Strompreisen Kostendeckung ermöglicht.

7.6.2.2 Preisgesteuerte Fahrweise der Elektrolyse

Bei preisgesteuertem Einsatz der Elektrolyse können alle simulierten Unterfälle den Referenzerlös A einhalten (und damit auch den höheren Referenzerlös B). Dies bedeutet, dass der H₂-Kraftstoff zu einem niedrigeren Preis angeboten werden kann als Wasserstoff aus Erdgasreformierung.

⁷⁴ Sofern mittels der Referenzerlöse Kostendeckung erzielt wird, schließt das nicht aus, dass darüber hinausgehend Gewinn erzielt wird, ohne dass dies nachfolgend jeweils erwähnt wird. Die Salden, die sich aus der Anwendung der Referenzerlöse ergeben, sind in der letzten Zeile von Tabelle 7-8 aufgeführt,

⁷⁵ Diese Werte lassen sich auch Abbildung 7-12 entnehmen, indem die Balken der Einnahmen mit Referenzerlös B mit den Kostenbalken auf Basis der unterschiedlichen Strompreise miteinander verglichen werden.

7.6.3 Elektrolyse überschussgesteuert – Kraftstoffmenge Fix

Der feste Wert von etwa 56 t H₂-Kraftstoff, der pro Tag zu liefern ist, entspricht rund 62% der Jahresmenge Wasserstoff⁷⁶. 32% des Wasserstoffs stehen dem GuD-Kraftwerk zur Verfügung.

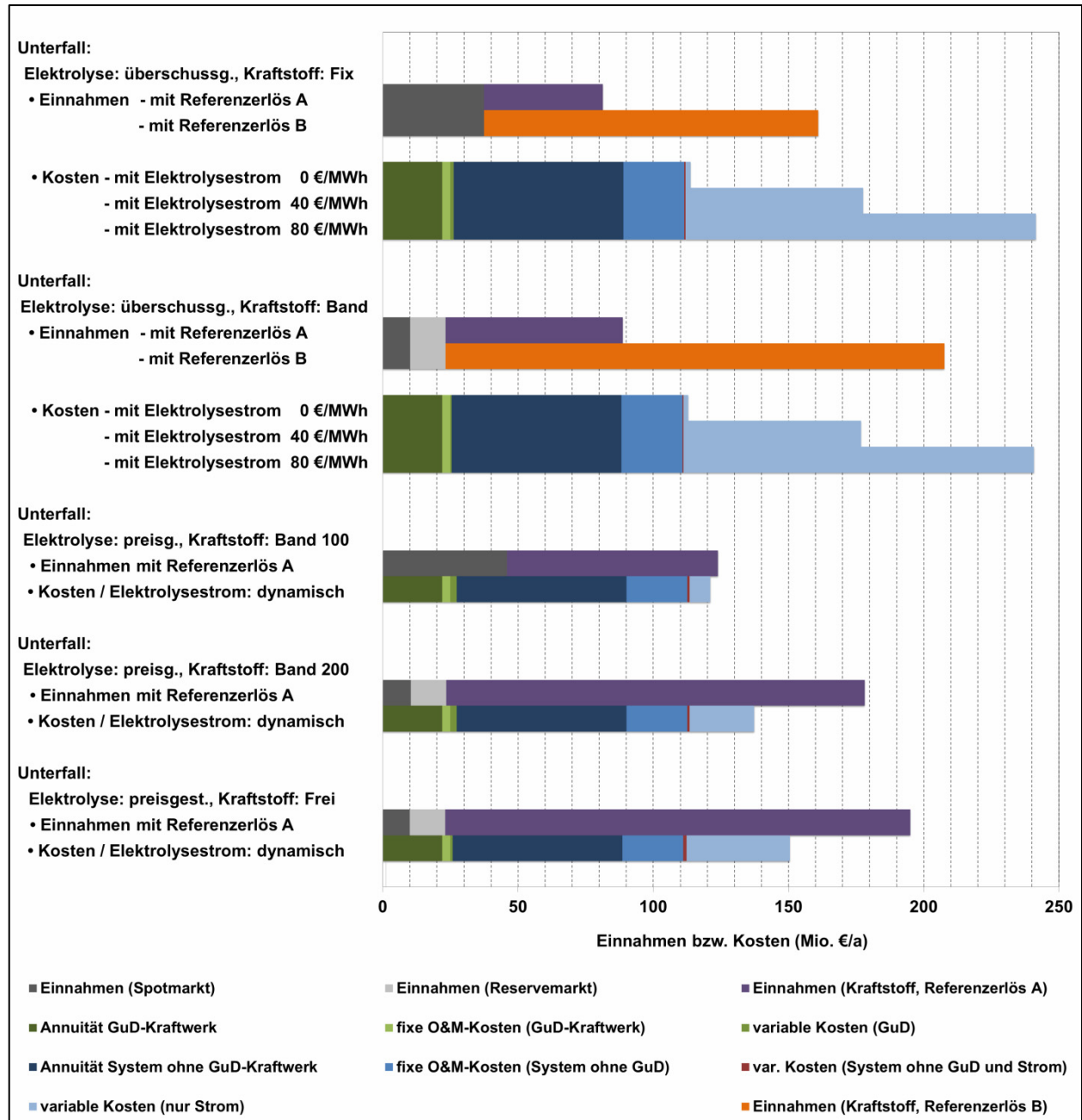


Abbildung 7-12: Zusammensetzung der Einnahmen und der Kosten im Basisfall der NO-Zone.

Die Abbildung zeigt von oben nach unten die in Tabelle 7-8 von links nach rechts aufgeführten Unterfälle. Einnahmen unter Annahme des Referenzlösses B sind nur dann einbezogen, wenn nicht bereits mit dem Referenzlös A eine Deckung der Kosten des Wind-Wasserstoff-Systems erzielt wird.

⁷⁶ Exakt vorgegeben sind 56,3 t H₂/d * 366 d, also 20.606 t H₂/a.

7.6.3.1 Betrieb der Anlage

Die Elektrolyse erzeugt während 3.052 Volllaststunden 32.044 t H₂/a⁷⁷. Dafür werden 1.557 GWh_{el} genutzt, d.h. etwa 21% der Überschüsse in der NO-Zone. Von diesen 1.557 GWh_{el} sind 92% EE-Strom und 8% Nicht-EE-Strom (Tabelle 7-8)⁷⁸. (Bei überschussgesteuertem Betrieb der Elektrolyse kommt Nicht-EE-Strom ausschließlich aus wärmegeführter KWK; Abschnitt 7.4.)

Das GuD-Kraftwerk erreicht 922 Volllaststunden. Der Kraftwerkseinsatz beschränkt sich, anders als in der Regel heute, nicht mehr auf Zeiten mit hoher Last (vor allem in den Mittags- und Abendstunden), sondern erfolgt in Zeiten mit hoher Residuallast, die während des gesamten Tages auftreten können⁷⁹.

Da täglich 56 t H₂ pro Tag als Kraftstoff verkauft werden, ist die Auslastung der Füllstation stetig, aber gering. Lediglich gut die Hälfte der 100 Stellplätze wird benötigt.

7.6.3.2 Wirtschaftliches Ergebnis

Der notwendige Erlös für H₂-Kraftstoff beträgt 3,71 €/kg H₂ bei einem Elektrolyse-Strompreis von 0 €/MWh_{el} bzw. 9,90 €/kg H₂ bei 80 €/MWh_{el}. Er liegt somit stets über dem Referenzerlös A, aber unter dem Referenzerlös B, sofern der Elektrolyse-Strompreis unter rund 30 €/MWh_{el} bleibt, wie oben bereits ermittelt.

Trotz seiner geringen Auslastung erbringt das GuD-Kraftwerk einen wesentlichen Teil des Umsatzes, wie der dunkelgraue Anteil des Einnahmen-Balkens links in Abbildung 7-12 deutlich macht. Die Rückverstromung von Wasserstoff erzielt mehr als 37 Mio. €/a⁸⁰. Das Anbieten von Reserveleistung führt zu keinen Einnahmen. Der Vergleich des grauen Balkenteils für die Einnahmen mit den grünen für die Kosten zeigt, dass das Kraftwerk seine eigenen (fixen und variablen) Kosten in Höhe von ca. 26 Mio. € deckt.

Je nach Strompreis für den Elektrolysestrom, liegen die Stromkosten zwischen 2 und 130 Mio. €/a und übersteigen damit bei 80 €/MWh_{el} die fixen Kosten (hellblaue Balkenanteile in Abbildung 7-12). 2 Mio. €/a ergeben sich, wenn der Elektrolysestrom für 0 €/MWh_{el} zu kaufen ist, für Verdichtung, Trocknung und die Grundlast außerhalb der Zeiten von Überschüssen sowie für die Startfüllung der Kaverne.

⁷⁷ Zusätzlich steht die Startfüllung der Kaverne im Umfang von 1.000 t H₂ Arbeitsgas zur Verfügung, wie erwähnt.

⁷⁸ Die genannte Strommenge und die Anteile beziehen sich nur den Verbrauch der Elektrolyse. Strom für Verdichtung, Trocknung und die Grundlast sowie für die Startfüllung der Kaverne wird zur Vereinfachung nur kostenmäßig berücksichtigt, siehe unten.

⁷⁹ Vgl. die Diskussionen in den Abschnitten 3.3.3 und 4.8.1.

⁸⁰ Aus der elektrischen Nennleistung des Kraftwerkes und der Jahresdauerlinie am Spotmarkt (Abbildung 7-10) lässt sich ableiten, dass maximal ca. 58 Mio. €/a erwirtschaftet werden könnten. Die dafür nötige Menge Wasserstoff, rund 40.000 t/a, übersteigt aber die hier verfügbare Gesamtmenge.

Der Umsatz von hier 37 Mio. € (ca. 2/3 von 58 Mio. €) wird allerdings mit bereits mit 12.000 t H₂/a erzielt (weniger als 1/3 von 40.000 t), d.h. während des lukrativsten Teils der Jahresstunden.

Kostet der Elektrolysestrom 0 €/MWh_{el}, so wird der notwendige Erlös (hier 3,71 €/kg) im Wesentlichen durch die fixen Kosten bestimmt (hier: 110 von 114 Mio. €/a). Das bedeutet, dass bei der vorgegebenen Auslastung des Systems bereits die fixen Kosten ein Unterschreiten des Referenzerlöses A nicht zulassen. Bei einer doppelt so hohen Wasserstoffmenge würde sich der Beitrag der fixen Kosten zum notwendigen Erlös näherungsweise halbieren und der Referenzerlös A wäre, bei geringeren Stromkosten, einzuhalten.

Kostet der Elektrolysestrom mehr als 0 €/MWh_{el}, so resultiert der über 3,71 €/kg hinausgehende Anteil im Wesentlichen aus den Stromkosten für die Elektrolyse (bei 80 €/MWh_{el} z.B. rund 6,20 von 9,90 €/kg).

7.6.4 Elektrolyse überschussgesteuert – Kraftstoffmenge Band

Im Vergleich zum vorangehenden Unterfall mit einer festen täglich zu liefernden H₂-Kraftstoffmenge von 56 t/d wird die Vorgabe nun flexibler gestaltet. Innerhalb eines Bandes kann der Optimierungsalgorithmus für jeden Tag entscheiden, welche Menge zum insgesamt besten Ergebnis führt. Zugleich wird eine größere Menge zugelassen. Die Grenzen des Bandes werden festgelegt, indem um 84 t H₂/d eine Abweichung von +/- 25% zugelassen wird. Das entspricht 63 bis 105 t H₂/d.

Die obere Grenze orientiert sich an der Auslegung der Füllstation: 100 Stellplätze für Trailer stehen zur Verfügung, pro Trailer kann 1 t H₂ ausgeliefert werden. Darüber hinaus ist die obere Grenze so gewählt, dass die theoretisch täglich zulässige Maximalmenge Kraftstoff nicht an jedem Tag ausgeliefert werden kann, weil das die pro Jahr verfügbare Gesamtmenge übersteigen würde (105 t H₂/d * 366 d = 38.430 t H₂ im Vergleich zu 33.044 t H₂). Die erzeugte Menge Wasserstoff reicht nunmehr weder dazu aus, das zugelassene Potenzial zur Bereitstellung von Kraftstoff noch das Potenzial zur Wiederverstromung (vgl. Fußnote 80 auf der vorangehenden Seite) vollständig auszunutzen. Von Interesse ist, wie sich der größere Spielraum zur Optimierung technisch (über welchen Pfad werden welche H₂-Mengenanteile verwertet) wie wirtschaftlich auswirkt.

7.6.4.1 Betrieb der Anlage

Die Ergebnisse zum Elektrolysebetrieb (Tabelle 7-8; Volllaststunden, Strommenge und -anteile, erzeugte H₂-Menge, Kosten etc.) sind sämtlich unverändert gegenüber der Option Fix.

Auf der Nutzungsseite betragen die Volllaststunden des GuD-Kraftwerks nur 172 h statt zuvor 922 h. Nur noch 7% des H₂ werden im Kraftwerk eingesetzt, 93% als Kraftstoff verkauft. Die Auslastung der Füllstation verbessert sich. Allerdings werden mit 84 t H₂/d im Mittel wiederum nicht alle Stellplätze täglich genutzt.

Abbildung 7-13 zeigt die täglich ausgelieferte Kraftstoffmenge. An den meisten Tagen wurde entweder die obere oder die untere Grenze des Bandes gewählt (158 bzw. 138 Tage). An den verbleibenden 70 Tagen liegen die Werte mehrheitlich unter dem Mittelwert.

Damit ist die Füllstation an 158 Tagen im Jahr insofern ausgelastet, als dass mindestens 1 Trailer pro Stellplatz und Tag abgefertigt wird. An den meisten Tagen ist die Auslastung aber deutlich

schlechter. Die Auslastung ist außerdem bei Weitem nicht mehr so regelmäßig wie unter der Option Fix. Auch die externe Trailerflotte kommt folglich unstetig zum Einsatz, was zu höheren Kosten pro Transport führen kann. (Das bleibt hier jedoch unberücksichtigt.)

Abbildung 7-13 macht zudem deutlich, dass eine Optimierung in Bezug auf die täglichen Kraftstoffmengen tatsächlich stattfindet: Ein Ausschöpfen der oberen Bandgrenze wird verhindert, soweit dadurch die verfügbare Jahresproduktion überschritten würde und soweit die Verwertung mittels Wiederverstromung zu einer besseren Wirtschaftlichkeit führt.

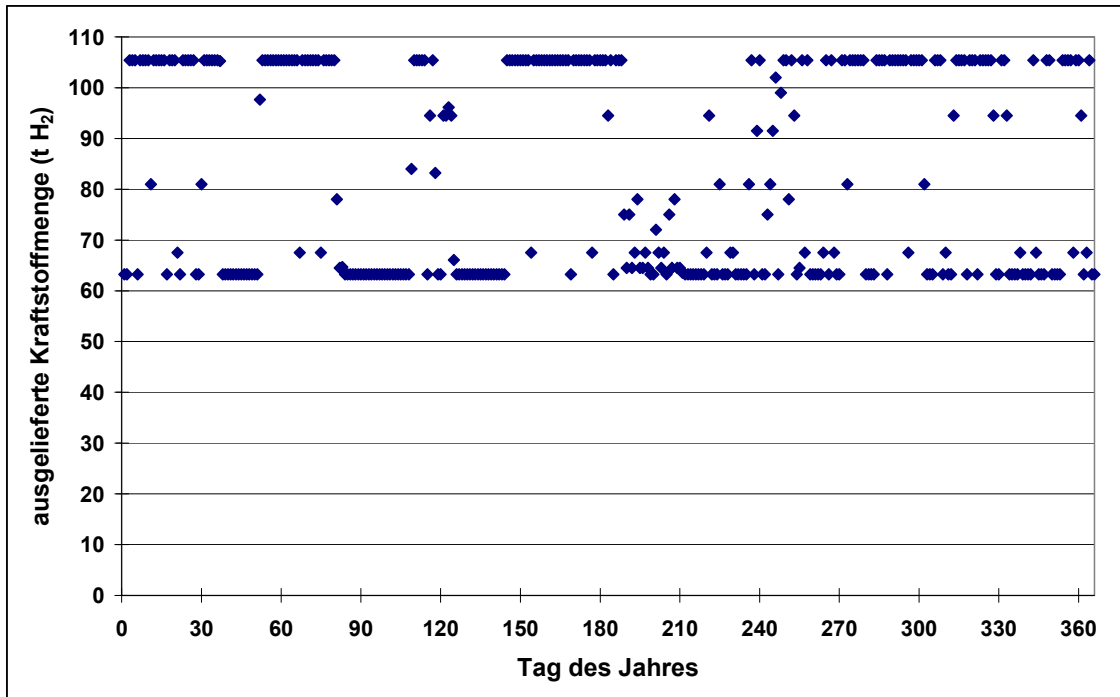


Abbildung 7-13: Tägliche ausgelieferte Kraftstoffmenge im Basisfall der NO-Zone mit überschussgesteuerter Elektrolyse und Band-Option für den H₂-Kraftstoff.

7.6.4.2 Wirtschaftliches Ergebnis

Die Vergleich dieses Unterfalls (Option Band) mit dem zuvor diskutierten (Option Fix) in Abbildung 7-12 bzw. in Tabelle 7-8 zeigt, dass Höhe und Zusammensetzung der Kosten fast gleich sind.

Die Zusammensetzung der Einnahmen ändert sich hingegen wesentlich. Die Rückverstromung von Wasserstoff erbringt nur noch rund 10 Mio. €/a (zuvor 37 Mio. €/a). Mit dem Vorhalten von Reserveleistung werden nun 13 Mio. €/a erzielt (zuvor kein Umsatz). Demzufolge können die eigenen Kosten des Kraftwerks nicht gedeckt werden⁸¹.

⁸¹ Da der – gelegentliche – Abruf von Regelleistung im Modell nicht berücksichtigt wird, der zum Verbrauch von Wasserstoff führen würde, wird die verfügbare Kraftstoffmenge hier etwas überschätzt. Die Gesamteinnahmen blieben allerdings konstant, sofern man als Arbeitspreis für die Regelleistung die Opportunitätskosten (d.h. die im Kraftstoffmarkt entgangenen Einnahmen) ansetzt.

Insgesamt steigen die Einnahmen durch die größere H_2 -Menge, die als Kraftstoff verkauft wird. Dadurch sinkt der notwendige Erlös für H_2 -Kraftstoff bei einem Elektrolyse-Strompreis von $0 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$ um rund $0,80 \text{ €/kg}$ auf $2,92 \text{ €/kg } H_2$, liegt aber noch immer über dem Referenzerlös A.

Bis zu einem Preis von $60 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$ kann der Referenzerlös B eingehalten werden (zuvor $60 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$). Die wirtschaftlichen Bedingungen haben sich also im Vergleich zur Option Fix wesentlich verbessert.

Die geringe Auslastung des Kraftwerks zeigt, wie deutlich die Optimierung in Richtung Kraftstoffverkauf läuft, wenn die Randbedingungen dies zulassen (höhere tägliche Kraftstoffmenge erlaubt als zuvor) und wenn die verfügbare Menge Wasserstoff nicht ausreicht, um beide Vermarktungsoptionen vollständig zu bedienen. Dafür würden hier $38.430 \text{ t } H_2$ -Kraftstoff pro Jahr (105 t/d) benötigt und weitere $40.000 \text{ t } H_2$, um das wirtschaftliche Potenzial der Rückverstromung voll auszuschöpfen (vgl. Fußnote 80 auf Seite 198). Da jedoch nur rund $33.000 \text{ t } H_2$ verfügbar sind und der Kraftstoffmarkt zumeist lukrativer ist als der Strommarkt, wird überwiegend der Kraftstoffmarkt beliefert. Im Fall ausgeweiteter Wasserstoffproduktion und gleicher (oder ähnlich hoher) oberer Grenze des Kraftstoffbands könnte das wirtschaftliche Potenzial der Rückverstromung besser genutzt werden *und* weiterhin der Kraftstoffmarkt auf vergleichbarem Niveau bedient werden. Mit dem nächsten Unterfall wird diese Situation analysiert.

7.6.5 Elektrolyse preisgesteuert – Kraftstoffmenge Band

Die preisgesteuerte Option erlaubt es dem Optimierungsalgorithmus, elektrischen Strom zu beliebigen Zeiten zu kaufen und zur Produktion von Wasserstoff einzusetzen (vgl. Abschnitte 7.5.1.2 und 7.5.2). Auf diese Weise können sich die wirtschaftlichen Bedingungen verbessern, z.B. indem die fixen Kosten auf eine größere Menge Wasserstoff verteilt werden.

Dieser Ansatz liefert ferner Aufschluss darüber, welcher Strom für die Elektrolyse zugekauft wird (Anteile EE- / Nicht-EE-Strom) und bis zu welchem maximalen Preis (Grenzpreis). Schließlich ermöglicht dieses Vorgehen auch Erkenntnisse im Hinblick auf eine Situation, in der Überschüsse zu deutlich mehr Stunden pro Jahr auftreten (beispielsweise im Jahr 2035 oder 2040).

Zwei Bandbreiten werden hier untersucht, 100 und $200 \text{ t } H_2/\text{d}$.

7.6.5.1 Kraftstoffmenge Band mit den Grenzen 0 und $100 \text{ t } H_2/\text{d}$

Die obere Bandgrenze orientiert sich erneut an der Auslegung der Füllstation. Die untere Grenze spielt keine praktische Rolle.

7.6.5.1.1 *Betrieb der Anlage*

Die Elektrolyse erzeugt während knapp 5.630 Volllaststunden insgesamt etwa $59.100 \text{ t } H_2$. Die Auslastung steigt um rund 2.600 Stunden im Vergleich zum überschussgesteuerten Betrieb, verdoppelt sich also nahezu. Mehr als $2.870 \text{ GWh}_{\text{el}}$ werden aus dem elektrischen Netz entnommen.

Davon stammen 1.557 GWh_{el} aus Überschüssen. Das ist die gleiche Menge wie beim überschussgesteuerten Betrieb der Elektrolyse, wie erwartet.

Von den 2.870 GWh_{el} stammen 75% aus EE-Strom; bei überschussgesteuerter Fahrweise waren es 92%. Von den verbleibenden 25% kommt etwa die Hälfte (rund 12,5%) aus wärmegeführter KWK, die andere Hälfte (etwa 12,5%) aus anderer konventioneller Erzeugung außerhalb der Überschussphasen. Die Strommengen aus den verschiedenen Erzeugungssparten werden für jede Stunde erfasst; am Jahresende werden die genannten Anteile ermittelt für die Stunden, während derer die Elektrolyse aktiv ist⁸². Abbildung 7-14 zeigt einen beispielhaften Verlauf des Anteils, mit denen EE und KWK gemeinsam zum Strommix beitragen. Im hier betrachteten Unterfall beträgt dieser ca. 87,5% (75% plus 12,5%).

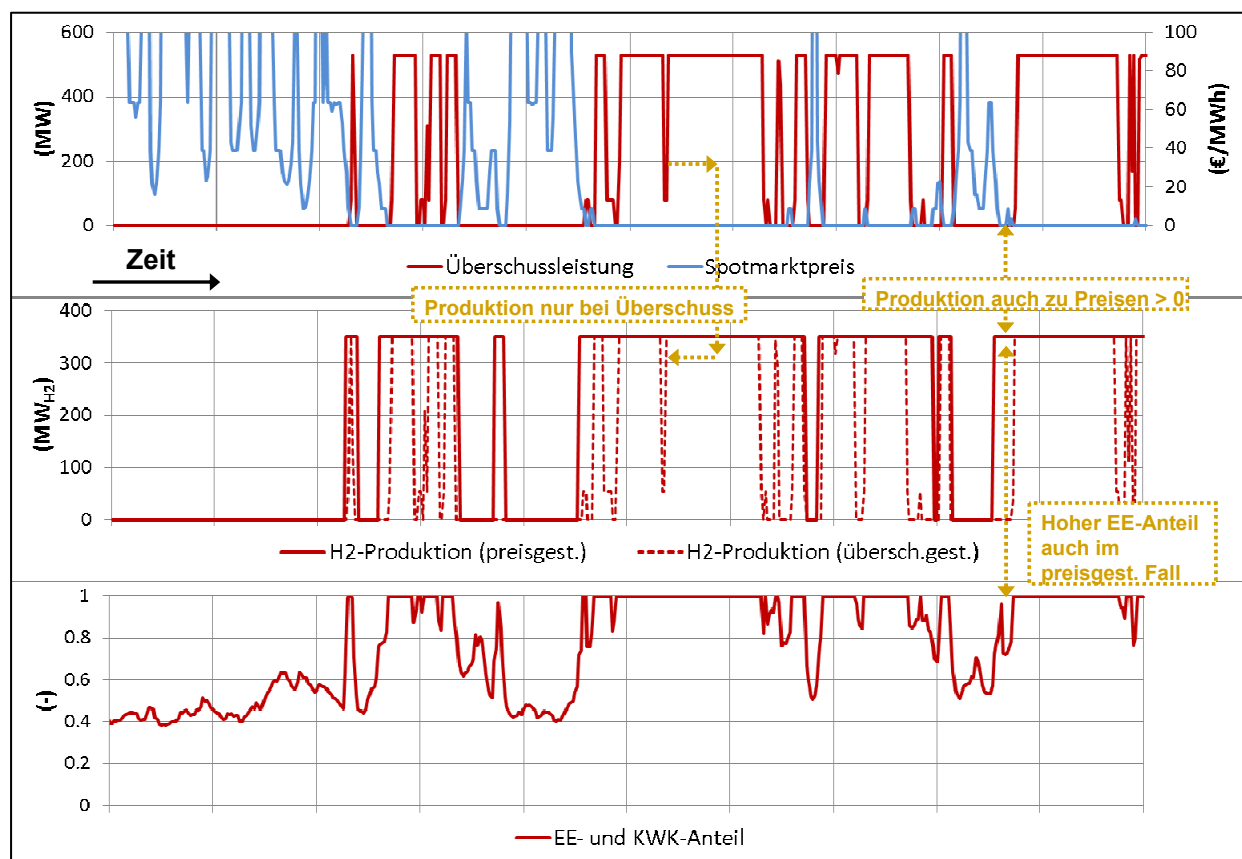


Abbildung 7-14: Beispielhafter Verlauf des EE- und KWK-Anteils im Strommix.

Der Zeitraum umfasst etwa 3 Wochen. Die oberen beiden Diagramme wurden bereits in Abbildung 7-11 dargestellt. Das untere zeigt ergänzend den Verlauf des Anteils, den EE und KWK gemeinsam zum Strommix beitragen (Stundenwerte). Dieser ist 100% während Phasen mit Überschüssen und fällt bis auf ca. 40% außerhalb dieser Phasen. Während Stunden mit niedrigen Spotmarktpreisen, also wenn preisgesteuerter Betrieb der Elektrolyse infrage kommt, ist dieser Anteil jedoch deutlich größer als 40%.

⁸² Vgl. auch Abschnitt 7.4.1 im Kontext der „Must Run“-Erzeugung aus KWK-Anlagen.

Das GuD-Kraftwerk erreicht gut 1.742 Volllaststunden und verbraucht dabei rund 39% der Gesamtmenge Wasserstoff. Damit ist der H₂-Anteil für das Kraftwerk ähnlich hoch wie unter der Option überschussgesteuert / Fix (Abschnitt 7.6.3), allerdings bei nun fast doppelt so hoher Auslastung (1.740 statt 922 Volllaststunden).

36.600 t H₂ werden als Kraftstoff verkauft, also täglich 100 t. Das bedeutet, dass die obere Grenze des Bandes in diesem Unterfall eine wesentliche Restriktion darstellt. Der Optimierungsalgorithmus würde mehr Kraftstoff pro Tag verkaufen, wenn das zugelassen wäre.

Die Auslastung der Füllstation ist stetig und hoch; jeder Stellplatz wird täglich genutzt. Die Befüllung kann zeitlich flexibel erfolgen, da keiner der Stellplätze für einen zweiten Trailer am Tage benötigt wird.

7.6.5.1.2 Wirtschaftliches Ergebnis

Die Rückverstromung von Wasserstoff erbringt rund 46 Mio. €/a. Im Vergleich mit der Option überschussgesteuert / Fix werden folglich nur rund 9 Mio. €/a mehr erzielt bei doppelter Auslastung des GuD-Kraftwerks und damit Einsatz der doppelten H₂-Menge. Die Kraftstoffmenge ist auf 36.600 t H₂/a begrenzt, jedoch werden weitere 22.500 t H₂/a erzeugt und zur Wiederverstromung eingesetzt. Dies ist offensichtlich wirtschaftlich günstiger als die Alternative, die entsprechende Menge Wasserstoff nicht oder nur zum Teil herzustellen und zu nutzen.

Der notwendige Erlös in Höhe von 2,06 €/kg H₂ unterschreitet beide Referenzerlöse. Das bedeutet, dass dieser Kraftstoff, der noch zu drei Vierteln aus EE-Strom gewonnen wird, günstiger angeboten werden kann als Wasserstoff aus Erdgasreformierung.

Die Stromkosten der Elektrolyse betragen etwa 8 Mio. €/a. Sie fallen gering aus, da zum einen bei Überschuss immer Strom bezogen wird, der für 0 €/MWh_{el} gekauft werden kann; zum anderen ist das Strompreisniveau im Jahr 2030 deutlich geringer als heute (vgl. Abschnitt 7.3.1). Bis zu einem Grenzpreis von 13 €/MWh_{el} wird Strom für die Elektrolyse bezogen. Die Stunden mit niedrigen Spotmarktpreisen werden nacheinander „aufgebraucht“.

Der mengengewichtete mittlere Strompreis beträgt 1,91 €/MWh_{el} (Tabelle 7-9). Der notwendige Erlös wird somit von den Fixkosten dominiert, ähnlich wie die notwendigen Erlöse in den überschussgesteuerten Unterfällen bei einem Elektrolyse-Strompreis von 0 €/MWh_{el}.

Tabelle 7-9: Übersicht über Börsenstrompreise, zu denen Strombezug für die Elektrolyse erfolgt.
NO-Zone, 2030, Szenario 2, mit Netzausbau, preisgesteuert.

^I Für Strom, der außerhalb von Perioden mit Überschüssen gekauft wird.

^{II} Für den gesamten Elektrolysestrom.

	Einheit	Band 0 – 100 t H ₂ /d	Band 0 – 200 t H ₂ /d	Frei (0 – 324 t H ₂ /d)
Grenzpreis für Elektrolysestrom ^I	€/MWh _{el}	13,01	38,78	42,16
Mengengewichteter mittlerer Preis für Elektrolysestrom ^{II}	€/MWh _{el}	1,91	5,85	8,97

7.6.5.2 Kraftstoffmenge Band mit den Grenzen 0 und 200 t H₂/d

Da sich eine obere Grenze des Kraftstoffbandes 100 t H₂/d als wesentliche Restriktion herausgestellt hat, wird die zulässige Kraftstoffmenge nun verdoppelt, um die Konsequenzen für den Betrieb, den mengengewichteten mittleren Strompreis und den notwendigen Erlöse zu ermitteln.

7.6.5.2.1 *Betrieb der Anlage*

Die Auslastung der Elektrolyse steigt gegenüber dem vorangehenden Unterfall noch einmal um etwa 1.400 auf knapp 7.050 Volllaststunden. Fast 74.000 t H₂ werden hergestellt. Die Anzahl der Volllaststunden außerhalb von Überschussphasen ist mit rund 4.000 nun höher als die während dieser Phasen. Der Anteil des EE-Stroms fällt auf 67%.

Das GuD-Kraftwerk erreicht nur 182 Volllaststunden (mit 3% der H₂-Gesamtmenge), ähnlich wie bei überschussgesteuerter Elektrolyse unter der Option Band. Wie dort ist die Wasserstoffmenge nicht ausreichend, um alle im Rahmen der gegebenen Freiheiten bestehenden Vermarktungsoptionen auszuschöpfen. Bevorzugt bedient wird erneut der Kraftstoffmarkt. Für das Kraftwerk bleibt die Möglichkeit, Regelleistung anzubieten.

Im Mittel werden täglich 198 t H₂-Kraftstoff ausgeliefert, d.h. an jedem Trailer-Stellplatz müssen nun bis zu 2 Trailer täglich befüllt werden. Die Auslastung der Abfüllstation ist damit sehr hoch und stetig.

7.6.5.2.2 *Wirtschaftliches Ergebnis*

Bis zu einem Grenzpreis von 38,78 €/MWh_{el} wird Strom für die Elektrolyse gekauft, der mengengewichtete mittlere Preis steigt auf 5,85 €/MWh_{el}, d.h. beide Werte sind mehr als doppelt so hoch wie im vorangehenden Unterfall.

7.6.6 **Elektrolyse preisgesteuert – Kraftstoffmenge Frei**

Um zu untersuchen, wo die wirtschaftliche Grenze für die Produktion und Vermarktung von Kraftstoff liegt, ist ein weiterer, eher hypothetischer Unterfall definiert. Die Freiheiten für den Einsatz des Wind-Wasserstoff-Systems werden weiter ausgebaut, indem die Restriktionen für die Kraftstoffbereitstellung aufgehoben werden. Die technische Auslegung erlaubt eine Auslagerung von bis zu 324 t H₂ pro Tag. Erstmals darf also täglich mehr Kraftstoff verkauft werden als die Elektrolyse produzieren kann (252 t H₂/d).

7.6.6.1 Betrieb der Anlage

Die Auslastung der Elektrolyse steigt gegenüber dem Band mit 200 t H₂/d Breite noch einmal um mehr als 700 auf knapp 7.800 Volllaststunden (knapp 82.000 t H₂/a Produktion). Der Anteil des EE-Stroms geht weiter auf 64% zurück (zuvor 67%).

Die Auslastung des GuD-Kraftwerks ist mit 169 Volllaststunden kaum verändert gegenüber dem vorangehenden Unterfall.

Im Mittel werden etwa 220 t H₂/d Kraftstoff verkauft. Der Maximalwert von 324 t H₂/d wird nur an einzelnen Tagen erreicht. Damit müssen an der Füllstation im Mittel mehr als 2 Trailer pro

Stellplatz am Tag befüllt werden, an manchen Tagen auch mehr als 3. Die Auslastung der Füllstation ist sehr hoch und äußerst unstetig, ebenso wie die der benötigten Trailer-Flotte.

Die Kaverne verliert an Bedeutung, weil nun die gesamte maximale Tagesproduktion unmittelbar in Trailer abgefüllt werden kann. Weniger als 20% des produzierten Wasserstoffs werden noch ein- und ausgelagert (zuvor rund 60 – 80%). Die Kaverne ist selten zu mehr als 30% gefüllt (vgl. Beispiel 2 in Abbildung 5-5).

7.6.6.2 Wirtschaftliches Ergebnis

Strom für die Elektrolyse wird zu einem maximalen Preis von 42,16 €/MWh_{el} eingekauft (Tabelle 7-9). Der Grenzpreis liegt damit über dem durchschnittlichen Spotmarktpreis von ca. 24 €/MWh_{el} (Tabelle 7-4). Der mengengewichtete mittlere Strompreis für die Elektrolyse beträgt 8,97 €/MWh_{el}. Trotz höherer Auslastung ergibt sich keine wirtschaftliche Verbesserung gegenüber dem Band mit der Obergrenze 200 tH₂/d. Der notwendige Erlös steigt sogar um 3 Cent auf 1,58 €/kg.

Die mit der zunehmenden Auslastung der Elektrolyse steigenden Strompreise sind der wesentliche Grund, warum nicht während aller Stunden des Jahres Wasserstoff produziert wird.

7.6.7 **Alternativfall ohne Netzausbau**

Die Simulationen wurden unter der – allerdings unwahrscheinlichen – Annahme, dass keinerlei Netzausbau stattfindet, teilweise erneut durchgeführt. Die Auswirkungen des unterbleibenden Netzausbau wurden bereits in Abschnitt 7.4.2 erläutert: Im Nordosten sind überraschenderweise die Überschüsse und ihre Dauer *ohne* Netzausbau geringer als *mit* Netzausbau, da der vorgesehene Netzausbau vor allem die Transportkapazitäten zwischen dem Nordwesten und dem Rest Deutschlands erhöht und sich die Stromflüsse so verändern, dass der Nordosten weniger exportieren kann.

Tabelle 7-8 zeigt Ergebnisse für zwei Unterfälle. Der Vergleich mit den analogen Unterfällen des Basisfalls ergibt:

- Bei überschussgesteuertem Betrieb der Elektrolyse mit Kraftstoffmenge Fix geht die Anzahl ihrer Volllaststunden gegenüber dem Basisfall um rund 400 zurück, entsprechenden den Unterschieden in der Jahresdauerlinie der Überschussleistung (Abbildung 7-4). Die Auslastung der Füllstation sinkt entsprechend. Der Anteil genutzter Überschüsse, der Anteil des EE-Stroms und die Anzahl der Volllaststunden des Kraftwerks unterscheiden sich unwesentlich. Bei einem Elektrolyse-Strompreis von 0 €/MWh_{el} steigt der notwendige Erlös um etwa 0,45 €/kg auf 3,37 €/kg.
- Bei preisgesteuerter Fahrweise mit einem Kraftstoff-Band von 0 bis 100 t H₂/d sind die Unterschiede vernachlässigbar: Der notwendige Erlös steigt um etwa 0,03 €/kg auf 2,09 €/kg.

7.6.8 **Alternativfall unter Verwendung des Szenarios 1**

Die bisher diskutierten Ergebnisse beziehen sich auf das hinsichtlich des EE-Ausbaus ambitioniertere Szenario 2 (Abschnitt 2.3). Das Szenario 1 zeichnet sich durch moderatere Annahmen in

Bezug beispielsweise auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien aus. Hier ist die Anzahl der Stunden mit Überschüssen gegenüber dem Basisfall um rund 1.100 geringer (Tabelle 7-7). Im Szenario 1 wird zudem eine andere Entwicklung der Preise konventioneller Brennstoffe angenommen (Tabelle 2-4). Daher beträgt der Referenzerlös A hier nur 1,59 €/kg H₂. Die kürzeren Zeiträume mit Überschüssen beeinflussen auch die Preiszeitreihen am Spot- und am Reservemarkt (siehe Abbildung 7-2 bzw. Abbildung 7-3): Die Anzahl der Stunden mit Preisen über 0 € pro MWh_{el} bzw. pro MW_{el} ist größer und das Preisniveau an beiden Märkten ist höher.

Tabelle 7-8 zeigt Ergebnisse für die beiden auch im vorangehenden Alternativfall betrachteten Unterfälle:

- Bei überschussgesteuertem Betrieb der Elektrolyse mit Kraftstoffmenge Fix und einem Strompreis von 0 €/MWh_{el} steigt der notwendige Erlös gegenüber dem Basisfall um etwa 1,60 €/kg auf 4,53€/kg.
- Bei überschussgesteuerter Fahrweise mit einem Kraftstoff-Band von 0 bis 100 t H₂/d erhöht sich der notwendige Erlös um 0,40 €/kg auf 2,44 €/kg. Der Referenzerlös A wird nun überschritten, schon weil er hier niedriger ist als im Szenario 2.

Der Wechsel des Szenarios wirkt sich also erheblich deutlicher (negativ) auf die wirtschaftlichen Bedingungen im Vergleich zum ausbleibenden Netzausbau aus. In beiden Alternativfällen sind die Folgen bei überschussgesteuertem Elektrolysebetrieb größer als in den preisgesteuerten Unterfällen.

7.6.9 Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse für die Zone Nordost

Wichtigstes Ergebnis ist, dass in einigen der untersuchten Fälle bzw. Unterfälle mit überschussgesteuerter Betriebsweise des Wind-Wasserstoff-Systems der notwendige Erlös kleiner ist als der Referenzerlös B (6,00 €/kg H₂). Bei geeigneten Randbedingungen ist H₂-Kraftstoff, der vollständig aus Überschussstrom gewonnen wurde, folglich wettbewerbsfähig in Bezug auf die Kraftstoffkosten pro gefahrenem Kilometer im Vergleich mit einem benzingetriebenen Pkw. Zugleich kann das Wind-Wasserstoff-System kostendeckend betrieben werden.

Ferner ist von Bedeutung, dass auch der niedrigere Referenzerlös A (2,13 €/kg H₂ im Szenario 2) unterschritten werden kann. Dann ist der für Kostendeckung notwendige Erlös so gering, dass Wind-Wasserstoff günstiger anzubieten ist als Wasserstoff aus Erdgasreformierung. Dafür ist die Auslastung des Wind-Wasserstoff-Systems bei Verwendung ausschließlich von Überschussstrom jedoch zu gering. Um den Referenzerlös A einzuhalten, muss das System preisgesteuert betrieben werden. Dabei wird zusätzlich Strom außerhalb der Phasen mit Überschüssen gekauft, entsprechend dem Preis am Spotmarkt und solange sich dies vorteilhaft auf das wirtschaftliche Ergebnis auswirkt. Solange der Grenzpreis für den Elektrolysestrom niedrig ist und damit auch die hinzukommenden variablen Kosten für zusätzlichen Wasserstoff, führt die Verteilung der fixen Kosten auf eine größere Menge Wasserstoff zu einem Vorteil hinsichtlich der Höhe des spezifischen Erlöses.

Mit einem Wind-Wasserstoff-System wie hier zugrunde gelegt, können mehr als 20% der in der Nordost-Zone im elektrischen Übertragungsnetz auftretenden Überschüsse genutzt werden.

Die Betriebsweise der Elektrolyse (überschussgesteuert bzw. preisgesteuert) beeinflusst das wirtschaftliche Ergebnis des Wind-Wasserstoff-Systems also wesentlich. Aber auch der Anteil des produzierten Wasserstoffs, der als Kraftstoff verkauft wird, ist ein bedeutender Faktor:

7.6.9.1 Überschussgesteuerter Betrieb der Elektrolyse

Im Basisfall (Szenario 2 mit Netzausbau) darf bei überschussgesteuertem Betrieb der elektrische Strom bis zu rund 30 €/MWh_{el} kosten, um Kostendeckung unter Einhaltung des Referenzerlöses B zu erreichen, wenn ein Anteil von etwa 60% an der insgesamt erzeugten Wasserstoffmenge als Kraftstoff verkauft wird (hier realisiert anhand der Option Fix). Liegt der Kraftstoffanteil über 90%, darf der Strom zur Kostendeckung bis zu etwa 60 €/MWh_{el} kosten (Option Band). Anders betrachtet verringert sich der notwendige Erlös mit steigendem Kraftstoffanteil bei gleichbleibender Wasserstoffmenge und unverändertem Strompreis.

Mit steigendem Kraftstoffanteil sinkt die Auslastung des Kraftwerks und entsprechend der Umsatz aus der Rückverstromung. Zwar werden nun, anders als zuvor, mit der Bereithaltung von Regelleistung substanzielle Umsätze erwirtschaftet, jedoch deckt das Kraftwerk seine eigenen Kosten nicht mehr vollständig ab.

Die Höhe der notwendigen Erlöse bei Stromkosten von 0 €/MWh_{el} repräsentieren näherungsweise den Einfluss der fixen Kosten, da die variablen Kosten abgesehen von den Ausgaben für Strom vergleichsweise gering sind. Die Werte von 3,71 €/kg H₂ (Option Fix) bzw. 2,92 €/kg H₂ (Option Band) zeigen, dass wegen der geringen Auslastung der Anlage allein die fixen Kosten eine Einhaltung des Referenzerlöses A ausschließen.

Beide Alternativfälle (Szenario 2 ohne Netzausbau und Szenario 1 mit Netzausbau) wirken sich gegenüber dem Basisfall wirtschaftlich negativ aus.

7.6.9.2 Preisgesteuerter Betrieb der Elektrolyse

Auch bei der preisgesteuerten Betriebsweise läuft die Optimierung in Richtung eines hohen Anteils von Wasserstoff, der als Kraftstoff verkauft wird, wenn die Randbedingungen (vor allem die obere Grenze des Kraftstoffbandes) dies zulassen, da der Kraftstoffmarkt zumeist höhere Erlöse als der Stromverkauf ermöglicht. Wiederum kann das Kraftwerk dann seine eigenen Kosten nicht decken.

Bei preisgesteuertem Betrieb ist der Anteil des auf Erneuerbaren Energien basierenden Stroms geringer. Bei überschussgesteuerter Fahrweise beträgt er 92%. Selbst bei hoher Auslastung unter realistischen Bedingungen bleibt der EE-Anteil jedoch größer als zwei Drittel (Option Band mit 200 t H₂/d; die Option Frei wird als nicht realistisch angesehen).

Bei den günstigen Ergebnissen für preisgesteuerten Betrieb ist das niedrige Preisniveau für Strom zu beachten, das sich aus den Simulationen ergibt. Während der Perioden mit Überschüssen ist der Marktpreis 0 €/MWh_{el}, wie auch beim überschussgesteuerten Betrieb. Die maximalen Preise, zu denen außerhalb der Überschussphasen Strom für die Elektrolyse bezogen wird, bleiben bei der Option Band unter 40 €/MWh_{el}. Die mengengewichteten mittleren Preise betragen rund 6 €/MWh_{el}.

Ferner wird ein wesentliches Privileg, dass bislang nur der Nutzbarmachung von Überschussstrom durch Speicherung gilt, nämlich die Befreiung von Netzentgelten und anderen Umlagen, auch der Simulation der preisgesteuerten Option zugrunde gelegt. Dies geschieht, obwohl die Anzahl der Stunden mit Elektrolysebetrieb außerhalb von Perioden mit Überschüssen groß ist.

Der Einfluss von Netzentgelten wird hier vereinfachend abgeschätzt⁸³: Nimmt man diese in Höhe von 10 €/MWh_{el} für Strom an, der während Stunden ohne Überschüsse bezogen wird, so erhöht sich der notwendige Erlös um 0,35 €/kg H₂ (bzw. um 17%) auf 2,41 €/kg H₂ (Option Band mit Grenze 100 t H₂/d)⁸⁴. Nimmt man 20 €/MWh_{el} für Netzentgelte an, dann steigt er auf 2,77 €/kg H₂. Diese Zahlen sind auch ein Hinweis darauf, wie sich Veränderungen (höhere Preise) am volatilen Spotmarkt auswirken könnten. Der Referenzerlös A wird nicht mehr eingehalten, der notwendige Erlös liegt aber noch weit unter dem Referenzerlös B.

Von den beiden Alternativfällen (Szenario 1 statt 2 bzw. Szenario 2 *ohne* Netzausbau) wirkt sich nur der unter Verwendung des Szenarios 1 nennenswert (negativ) aus, wenngleich deutlich weniger ausgeprägt als bei überschussgesteuertem Betrieb.

7.6.9.3 Synergien aus der Vermarktung von Wasserstoff in unterschiedlichen Märkten

Der Großteil des Wasserstoffs, den das hier betrachtete System erzeugt, wird im Verkehrssektor als Kraftstoff abgesetzt, sofern keine Restriktionen zum Tragen kommen, die z.B. die täglich auszuliefernde Menge Kraftstoff begrenzen. Die Einnahmen aus dem Betrieb des Kraftwerks mittels Rückverstromung bleiben unter diesen Bedingungen gering und werden durch stattdessen erzielte Umsätze aus dem Vorhalten von Reserveleistung nicht kompensiert. Das führt dazu, dass die GuD-Anlage in einigen Unterfällen nicht einmal ihre eigenen Kosten decken kann. Die Tatsache, dass die Optierungsrechnungen – soweit die Randbedingungen dies zulassen – stets zu einem hohen Anteil von H₂-Kraftstoff führen, weil dies wirtschaftlich von Vorteil ist, legt den Schluss nahe, ein Wind-Wasserstoff-System ohne GuD-Kraftwerk zu planen.

Andererseits ist das Kraftwerk durchaus in der Lage, positiv zum wirtschaftlichen Ergebnis des Gesamtsystems beizutragen, d.h. über seine Kosten hinaus Einnahmen aus der Rückverstromung zu generieren. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass genug Wasserstoff verfügbar ist, der nicht dem Kraftstoffsektor zugeteilt wird. Maßgeblich zur Wirtschaftlichkeit trägt das Kraftwerk z.B. in den Unterfällen überschussgesteuert / Option Band sowie preisgesteuert / Option Band mit Grenze 100 t H₂/d bei.

Daher ist es wichtig festzuhalten, dass in Bezug auf die Verwertungsmöglichkeiten am Kraftstoffmarkt von optimalen Bedingungen ausgegangen wird: Die Kraftstoffnachfrage ist als stets gegeben angenommen und in den Unterfällen mit Band-Option wird vorausgesetzt, dass die von Tag zu Tag potenziell unterschiedliche Menge an Kraftstoff immer einen Abnehmer findet. Eine

⁸³ Es wurden dafür keine erneuten Simulationen durchgeführt, obwohl sich ein verändertes Kostengefüge sich z.B. auf die Auslastung der Elektrolyse und den Kraftstoffanteil auswirken kann.

⁸⁴ 1.315 GWh Nicht-Überschussstrom werden bezogen (Tabelle 7-8). Damit führen 20 €/MWh_{el} Netzentgelte zu zusätzlichen Kosten von rund 26 Mio. €/a.

solche bestmögliche Situation, insbesondere die Abwesenheit eines Konkurrenten, kann in der Realität nicht dauerhaft erwartet werden. Vielmehr ist ein zeitweise schleppender Absatz von Kraftstoff durchaus möglich. Das kann u.a. dazu führen, dass die Kaverne vollständig gefüllt ist und keine Stromüberschüsse mehr aufgenommen werden, was die Jahresmenge Wasserstoff verringert und die wirtschaftliche Situation zusätzlich verschlechtert.

Unter solchen Umständen kann das Kraftwerk Wasserstoffmengen am Markt für Rückverstromung alternativ verwerten, die unter hypothetisch optimalen Bedingungen am Kraftstoffmarkt mit höherem Erlös hätten eingesetzt werden können⁸⁵. Das kann zu einem Jahresergebnis führen, das *mit* einem Kraftwerk besser ist als ohne.

Der Betrieb des Kraftwerks wirkt also potenziell in beiden Richtungen dämpfend hinsichtlich des wirtschaftlichen Ergebnisses: Solange der Kraftstoffmarkt gute Bedingungen bietet, verringern sich die Gesamteinnahmen, sofern dennoch ein größerer Anteil der Jahresmenge Wasserstoff zur Rückverstromung eingesetzt wird. Bietet der Kraftstoffmarkt schlechte Bedingungen, dann können mit dem dort nicht absetzbaren Wasserstoff im Kraftwerk Umsätze generiert werden.

Aufgrund der Abschreibung der Investition über 30 Jahre muss hier von einem Betrieb über mindestens diese Zeitspanne ausgegangen werden. Während einer solch langen Periode können sich Bedingungen immer wieder ändern, sodass die Möglichkeit, Wasserstoff in sehr unterschiedlichen Märkten absetzen zu können, von großem Nutzen sein kann. Wenngleich die Thematik hier nur angerissen werden kann, sind die Vorteile größerer Flexibilität der Wasserstoffnutzung nicht zu unterschätzen.

Ein System, das Wasserstoff ausschließlich im Stromsektor vermarktet, wäre wirtschaftlich unter den gegebenen Bedingungen nicht tragfähig und würde nicht gebaut: Falls das Kraftwerk an allen Stunden mit Spotmarktpreisen größer 0 €/MWh Strom absetzen könnte, wären im Szenario 2 ca. 58 Mio. € Einnahmen zu erzielen⁸⁶. Damit sind jedoch nicht einmal die fixen Kosten des Systems zu decken, die auch ohne die Füllstation 100 Mio. €/a übersteigen⁸⁷. Wind-Wasserstoff-Systeme, die sowohl Kraftstoff bereitstellen als auch elektrischen Strom, machen das Kraftwerk – das Wasserstoff nutzt, dessen Herstellung nahezu CO₂-frei erfolgt – demnach erst wirtschaftlich darstellbar.

⁸⁵ Ein Einsatz dieses Wasserstoffs als industrieller Rohstoff kommt prinzipiell ebenfalls infrage. Dafür darf aber der notwendige Erlös den Referenzerlös A kaum überschreiten und es müssen große Mengen kontinuierlich geliefert werden. Das ist bestenfalls mit preisgesteuerter Betriebsweise möglich.

⁸⁶ Allerdings steht die dafür benötigte Menge Wasserstoff bei überschussgesteuertem Betrieb nicht zur Verfügung, siehe Fußnote 80 auf Seite 198.

⁸⁷ Eine hier nicht vorgesehene Regelfunktion der Elektrolyse könnte das Potenzial des Systems am Strommarkt allerdings zu einem gewissen Grad verbessern.

7.7 Ergebnisse der Systemsimulationen für die Zone Nordwest

Die Vorstellung der Ergebnisse erfolgt analog zum Abschnitt über die Nordost-Zone, allerdings in knapperer Form, beschränkt auf wesentliche Zahlen und interessante Unterschiede im Vergleich zum Nordosten.

Bezüglich des Basisfalls (Szenario 2 mit Netzausbau) werden diese Unterfälle detailliert behandelt:

- Elektrolyse überschussgesteuert – Kraftstoffmenge Fix (Abschnitt 7.7.3) und
- Elektrolyse überschussgesteuert – Kraftstoffmenge Band (Abschnitt 7.7.2.1).

Lediglich die Situation ohne Netzausbau wird als Alternativfall berücksichtigt, da im Nordwesten im Szenario 1 Überschüsse nur während rund 450 Stunden im Jahr auftreten, sodass ein überschussgesteuerter Betrieb nicht kostendeckend möglich wäre unter Einhaltung der Referenzerlöse.

7.7.1 Allgemeine Bedingungen

Im Abschnitt 7.4.2 werden für die Zone Nordwest Überschüsse im Umfang von 6.745 GWh_{el} während 2.090 Stunden ermittelt (Tabelle 7-6). Das sind rund 1.260 Stunden weniger als im Nordosten. Abbildung 7-5 zeigt, dass ein Betrieb der Elektrolyse unter Volllast bei überschussgesteuerter Fahrweise im Nordwesten sogar nur an rund 1.600 Stunden möglich ist, weil das Plateau in der Jahresdauerlinie der Überschüsse unter 500 MW_{el} liegt.

Die Kennzahlen der Preise am Spotmarkt sind nahezu identisch mit denen der NO-Zone (Tabelle 7-4); die Jahresdauerlinien der Preise am Reservemarkt sind gleich (Abbildung 7-3).

Die fixen Kosten betragen 110 Mio. €/a wie zuvor (Tabelle 6-3). In Bezug auf die variablen Kosten stehen wiederum die Stromkosten bzw. der Einfluss der Strompreise im Zentrum der Diskussion. Der Anfangsfüllstand der Kaverne ist 1.000 t H₂-Arbeitsgas (vgl. Abschnitt 7.6.1).

Die Jahresdauerlinien der Überschüsse bilden also den wesentlichen Unterschied zwischen den beiden Zonen. Bei überschussgesteuertem Betrieb sind somit erheblich weniger Volllaststunden der Elektrolyse zu erwarten. Für die preisgesteuerte Option ist dagegen aufgrund der sehr ähnlichen Spotmarkt-Daten ein der NO-Zone vergleichbares Ergebnis wahrscheinlich. Daher wird diese Option nur im Rahmen der nachfolgenden Übersicht diskutiert.

7.7.2 Übersicht

Tabelle 7-10 bietet eine Übersicht der wesentlichen Kennzahlen. Sie ist wie Tabelle 7-8 aufgebaut, deshalb wird hier bezüglich Erklärungen auf den Abschnitt 7.6.2 und auf die Erläuterungen zu Tabelle 7-8 verwiesen.

Tabelle 7-10 wird ergänzt durch Abbildung 7-15, wo die Zusammensetzung der Einnahmen und Kosten weiter aufgeschlüsselt ist.

Tabelle 7-10: Wesentliche Resultate aus den Simulationsrechnungen für den Basisfall Nordwest.
Für Erläuterungen siehe Tabelle 7-8. Weitere Informationen im Text.

	Einheit	Basisfall Zone Nordwest												Alternativfall
Szenario		Szenario 2												Szenario 2
Variante Netzausbau		mit Netzausbau												ohne
Option Betrieb Elektrolyse		überschussgesteuert						preisgesteuert						preis.
Strompreis Elektrolyse	€/MW _{h_{el}}	0 ^I	40	80	0 ^I	40	80	dynamisch ^I			Band	Frei	über.	0 ^I
Option tägliche Kraftstoffmenge														Band
Bandgrenzen	t H ₂ / d	29						33 - 55						0 - 100
notwendiger Erlös für H ₂ -Kraftstoff	€/kg H ₂	7,50	10,96	14,43	5,28	7,48	9,69	2,04			0 - 100	0 - 324	59 - 98	0 - 100
Volllaststunden Elektrolyse	h/a	1.771						5.631						2.897
Anteil genutzter Überschüsse ^{II}		13%						13%						9%
Energieaufnahme Elektrolyse ^{III}	GW _{h_{el}} /a	903						2.873						1.478
- davon Überschüsse	GW _{h_{el}} /a	903						903						1.478
- davon Anteil EE-Strom		99,7%						92%						99,9%
- davon Anteil Nicht-EE-Strom ^{IV}		0,3%						8%						0,1%
Wasserstoffproduktion ^V	t H ₂ /a	18.591						59.130						81.866
Wasserstoffnutzung														
- Anteil Nutzung als Kraftstoff		54%						61%						92%
- Anteil Nutzung im GuD-Kraftwerk		46%						39%						8%
Volllaststunden GuD-Kraftwerk	h/a	663						1.744						169
mittlere Auslastung Füllstation	t H ₂ /d	29						100						220
Einnahmen aus Rückverstromung und Regelleistung	Mio. €/a	33						46						23
Einnahmen aus Kraftstoff mit Referenzerlös A / B		23 / 64						78 / 220						172 / 484
gesamte Kosten ^{VI}	Mio. €/a	113	150	187	113	150	187	121	7	3	145	150	38	45 / 357
- davon Stromkosten		2	39	76	2	39	76	7						
Saldo Referenzerlös A / B	Mio. €/a	-57 / -16	-94 / -53	-131 / -90	-53 / 12	-90 / -25	-127 / -62	3 / 145						

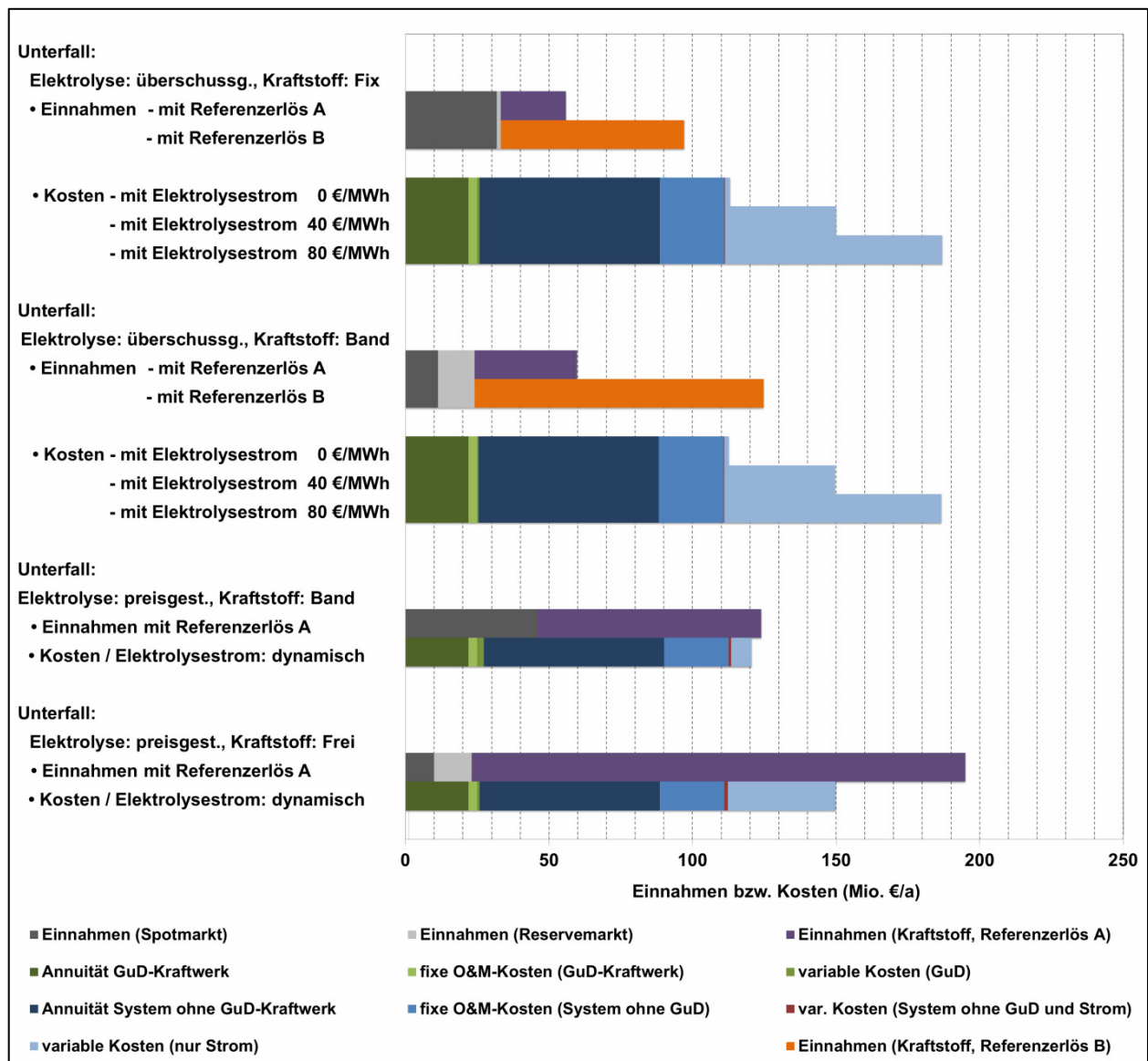


Abbildung 7-15: Zusammensetzung der Einnahmen und der Kosten im Basisfall der NW-Zone.

Die Abbildung zeigt von oben nach unten die in Tabelle 7-10 von links nach rechts aufgeführten Unterfälle. Einnahmen unter Annahme des Referenzerlöses B sind nur dann einbezogen, wenn nicht bereits mit dem Referenzerlös A eine Deckung der Kosten erzielt wird.

7.7.2.1 Überschussgesteuerte Fahrweise der Elektrolyse

Der Vergleich der notwendigen Erlöse für H₂-Kraftstoff mit den Referenzerlösen ergibt, dass sich der Referenzerlös A in Höhe von 2,13 €/kg nicht einhalten lässt. Wasserstoff aus Erdgasreformierung kann also günstiger angeboten werden als Wasserstoff aus Überschussstrom, wie im Nordosten.

Der Referenzerlös B von 6,00 €/kg kann dagegen – abhängig vom Strompreis – eingehalten bzw. unterboten werden, d.h. Wettbewerbsfähigkeit in Bezug auf die Kraftstoffkosten pro Kilometer im Vergleich mit einem benzingetriebenen Pkw wird erreicht bei kostendeckendem Betrieb des Wind-Wasserstoff-Systems. Allerdings ist dies hier nur unter der Option Band für die tägliche

Kraftstoffmenge darstellbar. Im Nordosten kann auch mit der Option Fix der Referenzerlös B eingehalten werden.

Ferner ist der maximale Strompreis, der unter der Band-Option noch Kostendeckung ermöglicht, geringer als im Nordosten. Dort sind etwa es 60 €/MWh_{el}, hier lediglich rund 13 €/MWh_{el}.

7.7.2.2 Preisgesteuerte Fahrweise der Elektrolyse

Die Unterschiede zur Zone Nordost sind marginal. So weichen z.B. die notwendigen Erlöse jeweils nur um wenige Cent voneinander ab. Die nahezu identischen Bedingungen in den Segmenten Spotmarkt und Reservemarkt führen dazu. Entsprechend ähnlich sind auch die Zahlen zum Betrieb der Anlage. Ein Vergleich der Balkendiagramme in Abbildung 7-15 und Abbildung 7-12 illustriert die Ähnlichkeiten bzw. Unterschiede in Bezug auf Einnahmen und Kosten in den beiden Zonen unter den einzelnen Optionen.

7.7.3 **Elektrolyse überschussgesteuert – Kraftstoffmenge Fix**

Die täglich zu liefernden Kraftstoffmengen für die Optionen Fix und Band sind analog zu denen im Nordosten gewählt. Der hier feste Wert von etwa 29 t H₂-Kraftstoff, der pro Tag zu liefern ist, entspricht rund 57% der Jahresmenge Wasserstoff.

7.7.3.1 Betrieb der Anlage

Die Elektrolyse erreicht 1.771 Volllaststunden; das ist nur gut die Hälfte des Betrags im Nordosten. Auch der Anteil der genutzten Überschüsse halbiert sich nahezu von 21% (NO) auf 13% (NW).

Nicht-EE-Strom in der Zusammensetzung der Überschüsse spielt mit 0,3% eine untergeordnete Rolle. Dies liegt an der geringen Einspeisung aus wärmegeführter KWK im Nordwesten.

Sowohl die Auslastung des GuD-Kraftwerks als auch die der Füllstation ist geringer als im Nordosten.

7.7.3.2 Wirtschaftliches Ergebnis

Der notwendige Erlös für H₂-Kraftstoff beträgt bei einem Elektrolyse-Strompreis von 0 €/MWh_{el} bereits 7,50 €/kg H₂. Das ist mehr als doppelt so viel wie unter der Option Fix im Nordosten (3,71 €/kg H₂) und übersteigt den Referenzerlös B.

Wie im Abschnitt 7.6.3.2 erläutert, wird der notwendige Erlös im Wesentlichen durch die fixen Kosten bestimmt, wenn der Elektrolysestrom 0 €/MWh_{el} kostet. Beträgt der notwendige Erlös – wie hier – unter dieser Bedingung mehr als 6 €/kg H₂, machen allein die fixen Kosten eine Wettbewerbsfähigkeit im Sinne der Referenzerlöse unmöglich.

Anders als im Nordosten erbringt die Bereitstellung von Regelleistung Einnahmen, etwa 1,5 Mio. €/a (hellgrauer Balken-Anteil in Abbildung 7-15).

7.7.4 Elektrolyse überschussgesteuert – Kraftstoffmenge Band

7.7.4.1 Betrieb der Anlage

Wie in der NO-Zone steigt der gegenüber der Option Fix als Kraftstoff verkaufte Anteil an der gesamten verfügbaren Menge Wasserstoff und der Umfang der Rückverstromung geht zurück; dafür wird vermehrt Reserveleistung angeboten. Wiederum führt die höhere Menge Kraftstoff, die täglich verkauft werden darf, dazu, dass nicht mehr beide Märkte hinreichend bedient werden können und der lukrativere Kraftstoff-Pfad bevorzugt wird.

7.7.4.2 Wirtschaftliches Ergebnis

Der notwendige Erlös für H₂-Kraftstoff beträgt bei einem Elektrolyse-Strompreis von 0 €/MWh_{el} bereits 5,28 €/kg H₂, verdoppelt sich also nicht ganz gegenüber der NO-Zone (2,92 €/kg H₂). Ein Preis von 13 €/MWh_{el} für den Elektrolysestrom ermöglicht einen noch kostendeckenden Betrieb des Wind-Wasserstoff-Systems unter Einhaltung des Referenzerlöses B, wie erwähnt.

Das Kraftwerk kann seine eigenen Kosten (26 Mio. €) nicht mehr durch ausreichende Umsätze decken (10 Mio. € aus Rückverstromung, 13 Mio. € aus Reserveleistung; Abbildung 7-15).

7.7.5 Alternativfall ohne Netzausbau

Ohne Netzausbau steigt die Anzahl der Stunden mit Überschüssen im Nordwesten erheblich (von 2.090 auf 3.110), während sie sich – wie erläutert – im Nordosten moderat verringert (von 3.349 auf 2.943 Stunden). Diese Angleichung führt auch zu relativ ähnlichen notwendigen Erlösen, z.B. 3,37 €/kg H₂ (NO) bzw. 3,10 €/kg H₂ (NO) bei überschussgesteuertem Betrieb der Elektrolyse und Kraftstoffmenge Fix.

Der Einfluss des Netzausbaus auf die preisgesteuerte Option ist erneut zu vernachlässigen.

7.7.6 Fazit zu den Ergebnissen für die Zone Nordwest und im Vergleich zum Nordosten

Auch in der Nordwest-Zone gibt es bei überschussgesteuerter Fahrweise des Wind-Wasserstoff-Systems Randbedingungen, unter denen der notwendige Erlös kleiner ist als der Referenzerlös B (6,00 €/kg H₂). Allerdings ist die Anzahl der Stunden mit Überschüssen im Nordwesten wesentlich geringer. Das macht die wirtschaftliche Situation schwieriger als im Nordosten. Nur die Option Band für die tägliche Kraftstoffmenge ermöglicht in der NW-Zone einen notwendigen Erlös unter 6,00 €/kg H₂. Dafür darf der Elektrolyse-Strompreis im Basisfall 13 € pro MWh_{el} nicht überschreiten (60 € pro MWh_{el} im Nordosten).

Die Aussagen zum Betrieb und zur Wirtschaftlichkeit des Kraftwerks bzw. zu Synergien aus der Vermarktung von Wasserstoff in zwei unterschiedlichen Märkten, die für die NO-Zone getroffen wurden, gelten hier entsprechend.

Bei preisgesteuertem Betrieb der Elektrolyse unterscheiden sich die Ergebnisse zwischen den Zonen NW und NO weder im Basisfall noch im Alternativfall wesentlich.

7.8 Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

Die fixen Kosten können einen erheblichen Anteil zum notwendigen Erlös beitragen, der für H₂-Kraftstoff erzielt werden muss, um einen kostendeckenden Betrieb des Wind-Wasserstoff-Systems sicherzustellen, wie in den Abschnitten 7.6.3.2 und 7.7.3.2 erläutert. Bei überschussgesteuerter Betriebsweise und einer relativ geringen Anzahl von Stunden mit Überschüssen kann es dazu kommen, dass der notwendige Erlös allein auf Basis der fixen Kosten bereits den Referenz-erlös B, also den höheren der beiden Referenzerlöse überschreitet (z.B. Zone Nordwest, Kraftstoffmenge Fix, Abschnitt 7.7.3.2). Unabhängig von den variablen Kosten, vor allem für Elektrolysestrom, wäre damit keine Wettbewerbsfähigkeit für H₂-Kraftstoff mehr gegeben. Die Investition trägt über die Annuität fast zu 80% zu den jährlichen fixen Kosten in Höhe von 110 Mio. € bei (Tabelle 6-3).

Es liegt also nahe, für den Basisfall NO bzw. NW den Einfluss zu überprüfen, den geringere spezifische Investitionen der kostenträchtigsten Komponenten Elektrolyse (fast die Hälfte der Gesamtinvestition) und Kraftwerk (nahezu ein weiteres Viertel) auf den notwendigen Erlös haben. Ferner wird in diesem Abschnitt untersucht, ob ein reines Gasturbinen-Kraftwerk gegenüber einem GuD-Kraftwerk von Vorteil sein kann.

7.8.1 Senkung der spezifischen Investition des GuD-Kraftwerks und der Elektrolyse

7.8.1.1 GuD-Kraftwerk

Die im Rahmen dieser Studie bisher angenommene spezifische Investition des GuD-Kraftwerkes im Jahr 2030 beträgt 800 €/kW_{el} (Tabelle 4-20). Im Folgenden wird stattdessen gemäß Tabelle 6-4 von 600 €/kW_{el} ausgegangen, also 25% weniger. Die Investition verringert sich damit um 54 Mio. €, die jährlichen fixen Kosten um 5,5 Mio. €.

Der Vergleich der zweiten mit der ersten Ergebniszeile in Tabelle 7-11 ergibt, dass die geringere spezifische Investition des GuD-Kraftwerks den notwendigen Erlös bei überschussgesteuertem Betrieb in der NO-Zone nur um 0,18 €/kg H₂ reduziert (von 2,92 auf 2,74 €/kg H₂). In den preisgesteuerten Unterfällen ist der Einfluss noch geringer.

In der NW-Zone mit einer niedrigeren Auslastung des Wind-Wasserstoff-Systems wirkt sich die geringere spezifische Investition etwa doppelt so stark aus: Der notwendige Erlös sinkt bei überschussgesteuertem Betrieb um 0,33 €/kg H₂ (Tabelle 7-12).

7.8.1.2 Elektrolyse

Die in den vorangehenden Abschnitten angenommene spezifische Investition für die Elektrolyse beträgt 900 €/kW_{el} (Tabelle 4-5), basierend auf [Smolinka et al. 2011]. Einige der im Abschnitt 4.2 zitierten Quellen gehen jedoch von Potenzialen aus, die zu einem Betrag von lediglich 500 €/kW_{el} führen können, also rund 45% weniger.

Nimmt man 500 €/kW_{el} an, so hat das deutlichere Auswirkungen auf die Fixkosten als in Bezug auf das Kraftwerk: Die Investition verringert sich um 200 Mio. € auf rund 723 Mio. €. Die Anteile von Elektrolyse (mit 500 €/kW_{el}) und GuD-Kraftwerk (mit 800 €/kW_{el}) sind unter diesen

Voraussetzungen ähnlich, siehe Abbildung 7-16. Die gesamten fixen Kosten pro Jahr fallen um etwa 26 Mio. €/a auf unter 85 Mio. €/a.

Die dritte Ergebniszeile in Tabelle 7-11 zeigt, dass unter dieser Annahme der notwendige Erlös bei überschussgesteuertem Betrieb in der NO-Zone um fast 0,80 €/kg H₂ sinkt und damit den Referenzerlös A bei einem Elektrolyse-Strompreis von 0 €/MWh_{el} unterschreitet. In der NW-Zone beträgt die Reduzierung sogar mehr als 1,50 €/kg H₂ (Tabelle 7-12).

Tabelle 7-11: Auswirkungen geringerer Investitionen für das Kraftwerk und die Elektrolyse auf den notwendigen Erlös im Basisfall Nordost.

Der Aufbau dieser Tabelle orientiert sich an Tabelle 7-8. Siehe Erläuterungen dort, z.B. zur farblichen Unterlegung der notwendigen Erlöse.

¹ Jeweils Marktpreis, vgl. Erläuterungen zu Abbildung 7-8.

	Einheit	Sensitivitätsanalyse Investition für Basisfall Zone Nordost				
Szenario		Szenario 2				
Variante Netzausbau		mit Netzausbau				
Option Betrieb Elektrolyse		überschussgesteuert			preisgesteuert	
Strompreis Elektrolyse	€/MWh _{el}	0 ¹	40	80	dynamisch ¹	
Option tägliche Kraftstoffmenge		Band			Band	Frei
Bandgrenzen	t H ₂ / d	63 - 105			0 - 100	0 - 324
Notwendiger Erlös für H₂-Kraftstoff:						
- mit spezifischen Investitionen von 900 €/kW (Elektrolyse) und 800 €/kW (GuD-Kraftwerk)	€/kg H ₂	2,92	5,00	7,08	2,06	1,58
- mit spezifischen Investitionen von 900 €/kW (Elektrolyse) und 600 €/kW (GuD-Kraftwerk)	€/kg H ₂	2,74	4,82	6,90	1,91	1,51
- mit spezifischen Investitionen von 500 €/kW (Elektrolyse) und 800 €/kW (GuD-Kraftwerk)	€/kg H ₂	2,08	4,16	6,24	1,35	1,26
- mit spezifischen Investitionen von 500 €/kW (Elektrolyse) und 600 €/kW (GuD-Kraftwerk)	€/kg H ₂	1,90	3,98	6,06	1,20	1,19
- mit GT-Kraftwerk (504 €/kW) statt GuD-Kraftwerk	€/kg H ₂	2,56	4,49	6,43		
- mit spezifischer Investition von 500 €/kW (Elektrolyse) und GT-Kraftwerk (504 €/kW)	€/kg H ₂	1,72	3,65	5,59		

Tabelle 7-12: Auswirkungen geringerer Investitionen für das Kraftwerk und die Elektrolyse auf den notwendigen Erlös im Basisfall Nordwest.

Der Aufbau dieser Tabelle orientiert sich an Tabelle 7-8. Siehe Erläuterungen dort, z.B. zur farblichen Unterlegung der notwendigen Erlöse.

¹ Jeweils Marktpreis, vgl. Erläuterungen zu Abbildung 7-8.

	Einheit	Sensitivitätsanalyse Investition für Basisfall Zone Nordwest				
Szenario		Szenario 2				
Variante Netzausbau		mit Netzausbau				
Option Betrieb Elektrolyse		überschussgesteuert			preisgesteuert	
Strompreis Elektrolyse	€/MWh _{el}	0 ¹	40	80	dynamisch ¹	
Option tägliche Kraftstoffmenge		Band			Band	Frei
Bandgrenzen	t H ₂ / d	33 - 55			0 - 100	0 - 324
Notwendiger Erlös für H₂-Kraftstoff:						
- mit spezifischen Investitionen von 900 €/kW (Elektrolyse) und 800 €/kW (GuD-Kraftwerk)	€/kg H ₂	5,28	7,48	9,69	2,04	1,57
- mit spezifischen Investitionen von 900 €/kW (Elektrolyse) und 600 €/kW (GuD-Kraftwerk)	€/kg H ₂	4,95	7,16	9,36	1,89	1,51
- mit spezifischen Investitionen von 500 €/kW (Elektrolyse) und 800 €/kW (GuD-Kraftwerk)	€/kg H ₂	3,75	5,95	8,16	1,34	1,25
- mit spezifischen Investitionen von 500 €/kW (Elektrolyse) und 600 €/kW (GuD-Kraftwerk)	€/kg H ₂	3,42	5,62	7,83	1,19	1,19

In beiden Zonen bleibt der notwendige Erlös bei Stromkosten von 80 €/MWh_{el} allerdings über 6 €/kg H₂ (Referenzerlös B).

7.8.1.3 Kraftwerk und Elektrolyse

Auch unter der optimistischen Annahme, dass beide Komponenten zu den geringeren spezifischen Investitionen installiert werden können (4. Ergebniszeile), wird in beiden Zonen bei 80 €/MWh_{el} für Elektrolyse-Strom der Referenzerlös B noch überschritten, im Nordosten allerdings nur knapp.

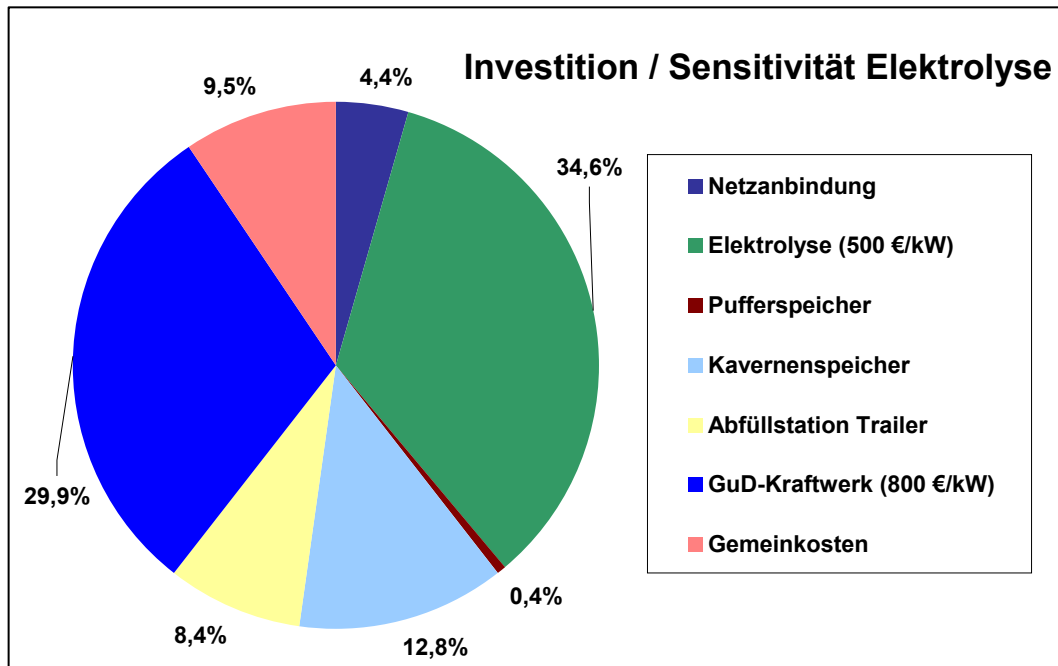


Abbildung 7-16: Anteile der Komponenten an der Investition bei Absenkung der spezifischen Investition für die Elektrolyse auf 500 €/kW_{el}.

Der Anteil der Elektrolyse an der Gesamtinvestition sinkt um fast 15% im Vergleich zum Standardansatz von 900 €/kW_{el} (Abbildung 6-2). Die Gesamtinvestition verringert sich um 200 Mio. €.

7.8.2 Einsatz eines GT- anstelle eines GuD-Kraftwerks

Die geringe Auslastung des GuD-Kraftwerks legt es nahe zu prüfen, ob sich das wirtschaftliche Ergebnis mit einem GT-Kraftwerk wesentlich verbessern lässt, dessen spezifische Investition 504 €/kW_{el} beträgt. Auch die spezifischen fixen und variablen Kosten ändern sich (Tabelle 4-20). Nachteil des GT-Kraftwerkes ist ein Wirkungsgrad von nur 40% statt 60%. Damit reduziert sich die elektrische Erzeugung auf 180 MW_{el} (Abschnitt 4.7.5).

Tabelle 7-11 zeigt die Zahlen für die NO-Zone unter der Option Band: Der notwendige spezifische Erlös sinkt bei einem Elektrolyse-Strompreis von 0 €/MWh_{el} um 0,35 €/kg H₂ und bei 80 €/MWh_{el} um 0,65 €/kg H₂⁸⁸. Damit führt das GT-Kraftwerk zu noch etwas geringeren notwendigen Erlösen als das GuD-Kraftwerk mit einer spezifischen Investition von 600 €/kW_{el}.

In Kombination mit der geringeren spezifischen Investition für die Elektrolyse wird auch bei einem Elektrolyse-Strompreis von 80 €/MWh_{el} der Referenzerlös B unterschritten.

Die Simulationen ergeben, dass – anders als das GuD-Kraftwerk unter gleichen Randbedingungen – das GT-Kraftwerk wegen seines geringeren Wirkungsgrades und den damit höheren Kos-

⁸⁸ Anders als bei den beiden bereits betrachteten Varianten, ändert sich hier nicht nur die spezifische Investition, sondern auch spezifische Betriebskosten und Wirkungsgrad. Deshalb hat, anders als zuvor, der Strompreis einen Einfluss auf die Höhe der Änderung des notwendigen Erlöses.

ten pro Kilowattstunde erzeugten Stroms nie zur Rückverstromung eingesetzt wird, sondern nur zur Bereithaltung von Reserveleistung. Es deckt damit aber seine eigenen Kosten.

7.8.3 Fazit zur Sensitivitätsanalyse

Die Ergebnisse zeigen, dass vor allem eine wesentlich geringere spezifische Investition der Elektrolyse und der Einsatz eines GT- anstelle eines GuD-Kraftwerks den notwendigen Erlös für H₂-Kraftstoff zu senken vermag. Dies kann – abhängig von den Randbedingungen des Falles – für die Wirtschaftlichkeit eines Wind-Wasserstoff-Systems eine wichtige Rolle spielen.

7.9 Deckung des Kraftstoffbedarfs durch Einsatz mehrerer Wind-Wasserstoff-Systeme

Bisher wurde stets untersucht, unter welchen Bedingungen ein einzelnes Wind-Wasserstoff-System in der Zone Nordost bzw. Nordwest kostendeckend betrieben werden kann. Dabei konnten z.B. im Nordosten überschussgesteuert rund 32.000 t H₂/a erzeugt werden, preisgesteuert je nach Annahmen mehr als doppelt so viel. Zu prüfen ist noch, ob und mit wie vielen Systemen die zu erwartende Kraftstoffnachfrage im Jahr 2030 zu befriedigen ist und ob bzw. unter welchen Bedingungen dabei Kostendeckung erreicht werden kann.

In Abschnitt 7.2.1 wurde aus Annahmen für die zu erwartende FCEV-Flotte und dem spezifischem Verbrauch in verschiedenen Fahrzeugsegmenten eine bundesweite Kraftstoffnachfrage von rund 274.000 t H₂/a für das Jahr 2030 abgeleitet. Abschnitt 6.6 legt die Einzugsbereiche für die Belieferung mit H₂-Kraftstoff fest unter der Vorgabe,

- dass die Standorte der Wind-Wasserstoff-Systeme nahe den Einspeisepunkten von Offshore-Windstrom liegen (siehe Abbildung 6-5) und
- dass die Transportentfernung zwischen den Standorten der Wind-Wasserstoff-Systeme und den einzelnen Tankstellen im Mittel 300 km nicht überschreiten soll.

Daraus folgt, dass die Länder Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Hamburg, Bremen, Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Berlin und Nordrhein-Westfalen ganz bzw. zu großen Teilen versorgt werden können; ferner Teile von Hessen, Thüringen und Sachsen.

In den vollständig bzw. fast vollständig abgedeckten Bundesländern lebt rund die Hälfte der Bevölkerung [Statistische Ämter 2011]. Daher wird für die Analyse in diesem Abschnitt von einem Bedarf von 137.000 Tonnen H₂-Kraftstoff im Jahr 2030 ausgegangen, der von Wind-Wasserstoff-Systemen mit Standorten in den Zonen Nordost bzw. Nordwest bereitzustellen ist. Die Untersuchung erfolgt für den Basisfall, d.h. für das Szenario 2 mit Netzausbau, und innerhalb dessen für Option Band in Bezug auf die tägliche Kraftstoffmenge, da sich diese Option in den Abschnitten 7.6 und 7.7 jeweils als wirtschaftlich tragfähig erwiesen hat⁸⁹.

⁸⁹ Bandgrenzen überschussgesteuert: 63 - 105 t H₂/d (NO) bzw. 3 - 55 t H₂/d (NW); Bandgrenzen preisgesteuert: 0 - 100 t H₂/d (beide Zonen).

Zunächst erscheint die angestrebte H₂-Kraftstoffversorgung der oben genannten Bundesländer mit überschussgesteuerter Fahrweise der Elektrolyse realisierbar: Ein Wind-Wasserstoff-System in der NO-Zone erzeugt unter der Band-Option 32.044 t H₂/a⁹⁰. Davon abzuziehen sind 7%, die vom Kraftwerk verwendet werden (Tabelle 7-8). Somit kann eine Anlage 29.800 t H₂-Kraftstoff pro Jahr bereitstellen. Drei Anlagen liefern 89.400 t H₂/a. Für die Nordwest-Zone ergeben sich analog, unter Abzug von einem Anteil von 14% für das Kraftwerk (Tabelle 7-10), dreimal rund 16.000 t H₂/a, also 48.000 t H₂/a. Die Gesamtmenge aus beiden Zonen ist 137.400 t H₂/a.

Diese Berechnungen berücksichtigen allerdings den Verlauf der Jahresdauerlinien der Überschussleistung nicht. Abbildung 7-4 lässt erkennen, dass in der Nordost-Zone ein zweites überschussgesteuertes Wind-Wasserstoff-System immerhin ähnlich ausgelastet wäre wie das erste. Da das Plateau der Jahresdauerlinie jedoch unter 1.500 MW_{el} liegt, müsste eine dritte Anlage überschussgesteuert während zahlreicher Stunden in Teillast arbeiten und könnte daher nur eine wesentlich geringere Menge Wasserstoff herstellen als oben angesetzt. In der NW-Zone liefert bereits ein zweites überschussgesteuertes System deutlich weniger Kraftstoff als das erste (Abbildung 7-5). Daher können mit je drei Systemen pro Zone, die überschussgesteuert arbeiten, nur rund 100.000 t H₂-Kraftstoff pro Jahr geliefert werden. Ein Hinzufügen zusätzlicher Systeme wäre nicht zielführend, da deren Auslastung gering wäre und somit die Erreichbarkeit von kostendeckendem Betrieb in Frage steht⁹¹.

Deshalb wird ein alternativer Ansatz verfolgt, der eine Deckung der Kraftstoffnachfrage in Höhe von 137.000 t H₂/a ermöglicht. Dabei wird in den Zonen Nordost und Nordwest unterschiedlich vorgegangen: Während im Nordosten weitgehend überschussgesteuerter Betrieb angenommen wird, kommen im Nordwesten – wo die Anzahl der Stunden mit Überschüssen gering ist – preisgesteuerte Anlagen zum Einsatz. Tabelle 7-13 fasst die Ergebnisse zusammen, die im Folgenden erläutert werden.

7.9.1 Überschussgesteuerte Betriebsweise in der Nordost-Zone

7.9.1.1 Betrieb der Anlagen

Der Ansatz für die NO-Zone ähnelt dem eingangs skizzierten Vorgehen: Drei Systeme werden angenommen. Von diesen arbeiten zwei rein überschussgesteuert, das dritte verwendet zeitweise auch Nicht-Überschussstrom, um die gleiche Menge Wasserstoff zu produzieren wie das zweite. Abbildung 7-17 veranschaulicht dies anhand eines Ausschnitts aus der Jahresdauerlinie der Überschussleistung. Die Breite der Balkens jeder Anlage entspricht der Anzahl ihrer Volllaststunden (Beträge in Tabelle 7-13): Der Wert für das System 1 stammt aus Tabelle 7-8, der zweite ist anhand der Jahresdauerlinie der Überschussleistung bestimmt, der dritte ist dem zweiten gleichgesetzt.

⁹⁰ Die Startfüllung der Kaverne, 1.000 t H₂, bleibt hier, anders als zuvor, unberücksichtigt.

⁹¹ Abschnitt 7.7 hat gezeigt, wie kritisch sich die geringere Auslastung in der NW-Zone bei überschussgesteuertem Betrieb im Vergleich zur NO-Zone wirtschaftlich auswirkt: Selbst bei Stromkosten von 0 €/MWh_{el} liegt der notwendige Erlös unter der Option Band bereits bei 5,29 €/kg H₂, also recht nahe am Referenzerlös B.

Tabelle 7-13: Kombination von überschuss- und preisgesteuerten Wind-Wasserstoff-Systemen zur Deckung der Kraftstoffnachfrage.

- ^I Für das System 3 wird während ca. 2.000 Stunden pro Jahr ein Betrieb der Elektrolyse mit Anteilen aus Nicht-Überschussenergie zugelassen, um einen lange andauernden Betrieb in Teillast zu vermeiden und die produzierten H₂-Menge der des Systems 2 anzugleichen, siehe Abbildung 7-17.
- ^{II} Werte für die Systeme 1 aus Tabelle 7-8 (NO) bzw. Tabelle 7-10 (NW), für die Systeme 2 und das System 3 anhand der Jahresdauerlinien bestimmt.
- ^{III} Anteil im Nordosten 93% (Tabelle 7-8, Optionen überschussgesteuert / Band), im Nordwesten 61% (Tabelle 7-10; Optionen preisgesteuert / Band mit oberer Grenze 100 t H₂/d).

	Einheit	Zone Nordost			Zone Nordwest		
		Szenario 2 mit Netzausbau					
System		1	2	3	1	2	Gesamt
Betrieb Elektrolyse		überschussgesteuert ^I			preisgesteuert		
tägliche Kraftstoffmenge		Band			Band		
Bandgrenzen		63 - 105			0 - 100		
Volllaststunden Elektrolyse ^{II}	h/a	3.052	2.870	2.870	5.631	5.631	
Anteil genutzter Überschüsse ^{II}		21%	ca. 20%	ca. 13%	13%	ca. 11%	
		ca. 54%			ca. 24%		ca. 40%
Wasserstoffproduktion	t H ₂ /a	32.044	30.315	30.315	59.130	59.130	210.934
Wasserstoffnutzung als Kraftstoff ^{III}	t H ₂ /a	29.800	28.190	28.190	36.600	36.600	159.380
		68.180			73.200		
Anteil EE-Strom		92%	92%	> 85%	92%	ca. 90%	> 90%

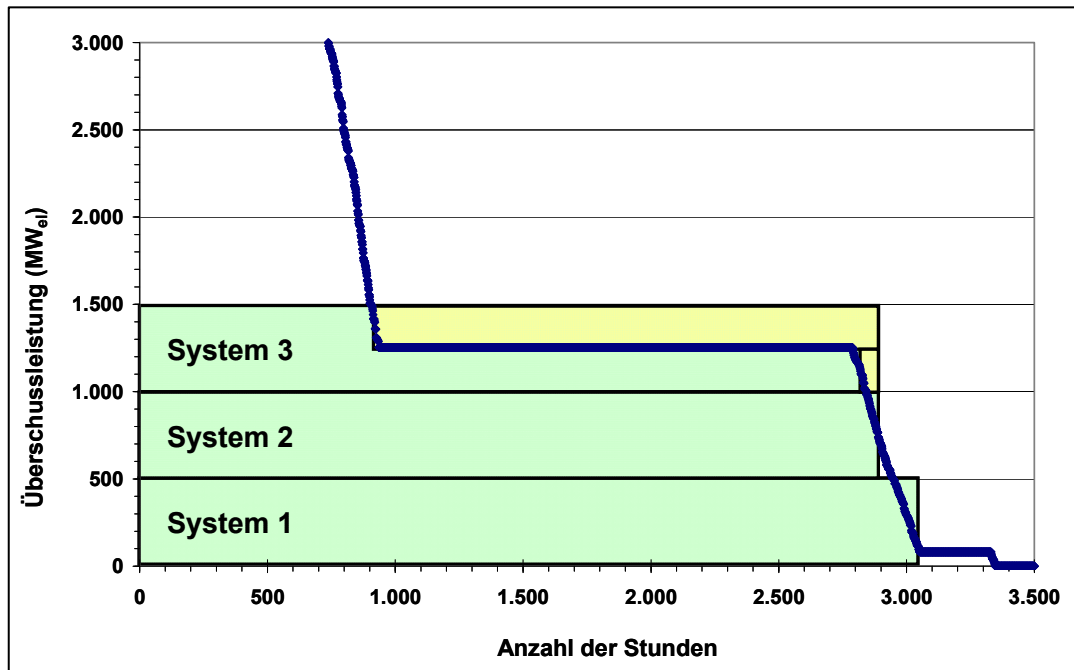


Abbildung 7-17: Ausschnitt aus der Jahresdauerlinie der Überschussleistung in der NO-Zone mit schematischer Darstellung der Nutzung von Überschüssen durch 3 Systeme.

Basisfall, überschussgesteuert bis auf den gelben Balkenanteil des Systems 3, siehe Text.. Die Breite der Balken entspricht den jeweils erzielten Volllaststunden des Systems, z.B. 3.052 Stunden pro Jahr mit dem System Nr. 1.

Das System 1 nutzt 21% aller Überschussenergie in der Zone Nordost (Wert aus Tabelle 7-8). Schätzwerte anhand der Jahresdauerlinie der Überschussleistung von 20% bzw. 13% für die beiden weiteren Anlagen ergeben, dass insgesamt mehr als 50% aller Überschüsse genutzt werden können. Auf diese Weise werden 68.180 t H₂-Kraftstoff verfügbar gemacht (Tabelle 7-13).

Die Systeme 1 und 2 verwenden ausschließlich Überschussstrom. Dessen EE-Anteil beträgt 92% (Tabelle 7-8). System 3 nutzt zu rund einem Drittel Strom, der nicht aus Überschüssen stammt. Nimmt man für dieses Drittel konservativ einen EE-Anteil von 75% an⁹², so bleibt der EE-Anteil des von System 3 insgesamt genutzten Stroms größer als 85%.

7.9.1.2 Wirtschaftliches Ergebnis

Zu klären ist, ob ein kostendeckender Betrieb der drei Systeme unter Einhaltung des Referenzerlöses B möglich ist. (In Abschnitt 7.6 wurde bereits ermittelt, dass der Referenzerlös A bei überschussgesteuertem Betrieb unter keinen der hier betrachteten Umstände unterschritten werden kann.)

Der notwendige Erlös des Systems 1 bei einem Preis für Elektrolysestrom von 0 €/MWh_{el} beträgt 2,92 €/kg H₂ (Tabelle 7-8). Dementsprechend wird Referenzerlös B (6 €/kg H₂) eingehalten, solange der Strompreis unter etwa 60 €/MWh_{el} bleibt, wie in Abschnitt 7.6.4.2 erläutert.

⁹² 75% EE-Anteil wie im Basisfall Nordost, preisgesteuerter Betrieb, obere Bandgrenze 100 t H₂/d mit rund 2.500 Volllaststunden der Elektrolyse außerhalb von Perioden mit Überschüssen, siehe Tabelle 7-8.

Die Menge Wasserstoff, die das zweite und dritte System jeweils produzieren, ist um etwa 5% geringer als die des ersten. Damit steigt der notwendige Erlöse leicht, weil die fixen Kosten auf weniger Einheiten Wasserstoff verteilt werden können; er bleibt jedoch weiterhin weit unter 6 €/t H₂, d.h. der Referenzerlös B wird auch unter diesen Bedingungen eingehalten.

Das System 3 muss ferner Nicht-Überschussstrom kaufen, d.h. zu Preisen, die über 0 €/MWh_{el} liegen. Das zu erwartende Preisniveau kann konservativ mit Daten für den preisgesteuerten Betrieb abgeschätzt werden. Tabelle 7-9 weist für den vergleichbaren Fall mit einer oberen Bandgrenze von 100 t H₂/d als Grenzpreis beim Kauf von Nicht-Überschussstrom 13 €/MWh_{el} aus. Dieser Betrag liegt wesentlich unter den für Kostendeckung möglichen 60 €/MWh_{el}. Damit ist für jedes der drei Systeme ein kostendeckender Betrieb unter Einhaltung des Referenzerlöses B möglich.

7.9.2 Preisgesteuerte Betriebsweise in der Nordwest-Zone

7.9.2.1 Betrieb der Anlage

Im Nordwesten werden zwei Anlagen mit preisgesteuerter Betriebsweise und einer oberen Grenze für das Kraftstoff-Band von 100 t H₂/d angenommen. Die Kennzahlen des Systems 1 in Tabelle 7-13 sind Tabelle 7-10 entnommen bzw. aus dieser abgeleitet: 13% der Überschüsse in der Nordwest-Zone werden mit dieser Anlage genutzt und 59.130 t H₂ hergestellt. Davon werden täglich 100 t als Kraftstoff verkauft, also 36.600 t H₂/a. 92% des verwendeten Elektrolysestroms stammen aus erneuerbaren Quellen.

Es wird hier angenommen, dass das zweite System ebensoviel Kraftstoff produziert wie das erste. Allerdings ist der Anteil der Überschüsse an der gesamten verwendeten Strommenge hier geringer, wie Abbildung 7-18 veranschaulicht: Das System 2 kann noch während rund 1.450 Stunden Überschussstrom einsetzen. Damit werden weitere knapp 11% der gesamten Überschüsse genutzt⁹³. Der EE-Anteil wird konservativ auf ca. 90% abgeschätzt. Selbst unter der Option Frei (mit deutlich mehr Betriebsstunden außerhalb von Zeiten mit Überschuss) läge er noch bei 87%.

7.9.2.2 Wirtschaftliches Ergebnis

Der notwendige Erlöse des ersten Systems beträgt 2,04 €/kg H₂, knapp unter dem Referenzerlös A und damit auch unter dem höheren Referenzerlös B. Mit dem Referenzerlös A wird ein Gewinn von rund knapp 3 Mio. €/a erzielt (Tabelle 7-10).

Für das System 2 steht weniger Überschuss zur Verfügung, wie erläutert. Außerdem steigen die Strompreise in den Stunden, in denen das erste System Strom für den Betrieb des Elektrolyseprozesses zukaufte, siehe Abbildung 7-10: Die Dauerlinie der Spotmarktpreise verändert sich durch die zusätzliche Stromnachfrage des Systems 1 insbesondere im Niedrigpreissegment. Die Stunden mit niedrigen Spotmarktpreisen werden nacheinander aufgebraucht.

⁹³ 1.450 Stunden * 510 MW_{el} = 739,5 GWh_{el}. 739,5 GWh_{el} von 6.745 GWh_{el} entsprechen 10,96%.

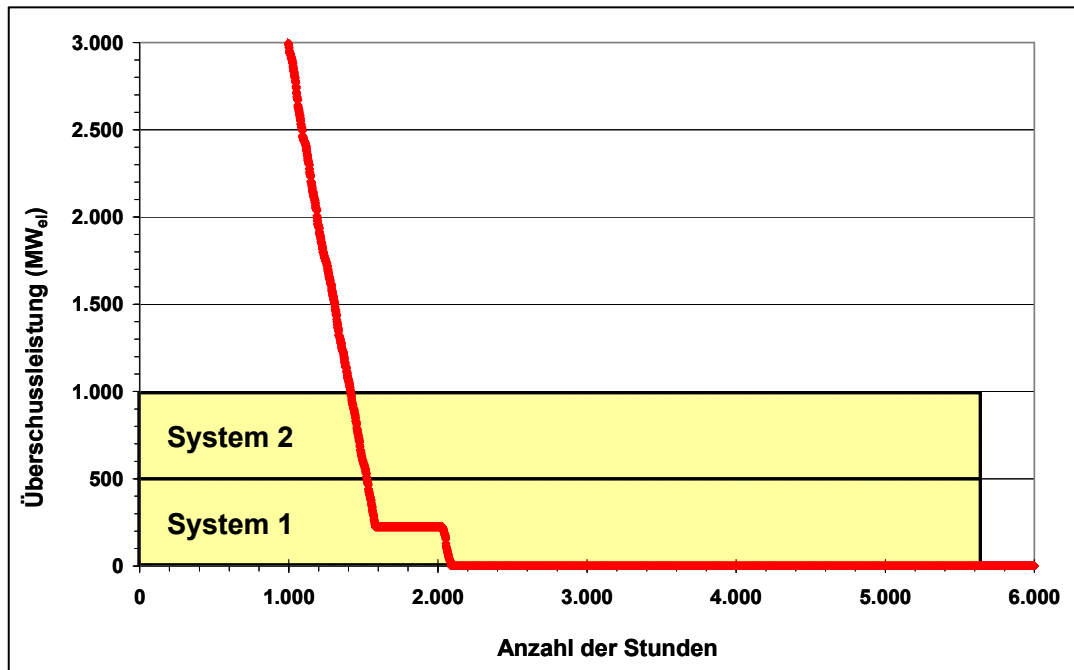


Abbildung 7-18: Ausschnitt aus der Jahresdauerlinie der Überschussleistung in der NW-Zone mit schematischer Darstellung der Stromaufnahme von 2 Systemen mit preisgesteuerter Betriebsweise. Basisfall. Die Breite der Balken entspricht den jeweils erzielten 5.631 Volllaststunden.

Berechnungen ergeben, dass die Stromkosten des zweiten Systems um rund 0,45 Mio. € gegenüber dem ersten steigen. Somit wird der Referenzerlös A weiter eingehalten⁹⁴.

Durch die zwei preisgesteuerten Systeme im Nordwesten können folglich mehr als 73.000 t H₂-Kraftstoff kostendeckend bereitgestellt werden.

Abschließend sei darauf hingewiesen, dass der preisgesteuerte Einsatz von Wind-Wasserstoff-Systemen in der NW-Zone auch Rückwirkungen auf die Spotmarktpreise in der NO-Zone hat. Es können entweder zwei Systeme in der NO- oder in der NW-Zone preisgesteuert kostendeckend betrieben werden; ein kostendeckender Betrieb zweier Systeme in beiden Zonen wäre nicht möglich.

7.9.3 Fazit Deckung der Kraftstoffnachfrage

Mit drei im Wesentlichen überschussgesteuert arbeitenden Wind-Wasserstoff-Systemen im Nordosten und zwei Systemen mit preisgesteuerter Betriebsweise im Nordwesten lassen sich mehr als 159.000 t H₂-Kraftstoff pro Jahr kostendeckend bereitstellen. Die erwartete Nachfrage von 137.000 t H₂-Kraftstoff im nördlichen Teil Deutschlands (Abbildung 6-5) lässt sich damit befriedigen. Dabei tragen die drei überschussgesteuert und die beiden preisgesteuert betriebenen Anlagen jeweils rund die Hälfte zur Gesamtmenge bei.

⁹⁴ Ergebnis steigender Stromkosten kann auch sein, dass die Optimierung zu einer geringeren Produktion von Wasserstoff führt. Dies bleibt unberücksichtigt.

Mit dem Betrieb dieser fünf Anlagen lassen sich unter den beschriebenen Randbedingungen etwa 40% aller in den beiden Nordzonen im Jahr 2030 erwarteten Stromüberschüsse nutzen. Obwohl zur Deckung der Kraftstoffnachfrage auch elektrische Energie auf Basis fossiler Primärenergieträger verwendet werden muss, liegt der Anteil aus erneuerbaren Quellen über 90%.

7.10 Zusammenfassung

Untersucht wurde, unter welchen Bedingungen ein Wind-Wasserstoff-System gemäß Kapitel 6 in den Zonen Nordost und Nordwest im Jahr 2030 kostendeckend betrieben werden kann. Im Fokus stand als Basisfall das Szenario 2 (ambitionierter Zubau erneuerbarer Erzeugung) mit Netzausbau. Als Alternativfälle wurden das Szenario 2 ohne Netzausbau und das Szenario 1 (moderater EE-Zubau) mit Netzausbau berücksichtigt.

7.10.1 Randbedingungen

Erlösmöglichkeiten am Kraftstoffmarkt

Auf der Basis einer Flotte von 1,8 Millionen Brennstoffzellen-Fahrzeugen lässt sich eine Nachfrage nach H₂-Kraftstoff von gut 274.000 t/a ableiten. Davon wird die Hälfte, 137.000 t H₂/a, in der Nordhälfte Deutschlands benötigt. Diese Menge soll von Wind-Wasserstoff-Systemen bereitgestellt werden, die nahe den Einspeisepunkten von Offshore-Windstrom errichtet werden. Von dort wird der H₂-Kraftstoff ausgeliefert, wobei die Fahrstrecke zu den einzelnen Tankstellen im Mittel 300 km betragen darf.

Da es im Kraftstoffsektor keine Marktmechanismen ähnlich einem Spotmarkt im Stromsektor gibt, werden zwei Referenzerlöse definiert, die als Maß für die Wettbewerbsfähigkeit von H₂-Kraftstoff dienen:

- Referenzerlös A in Höhe von 2,13 €/kg H₂:
Dieser basiert auf den Kosten, die bei der Herstellung von Wasserstoff mittels Reformierung von Erdgas und dessen Abfüllung in 500 bar-Trailer anfallen.
- Referenzerlös B in Höhe von 6,00 €/kg H₂:
Mit einem Erlös in dieser Höhe kann an der Zapfsäule ein Preis von 10 €/kg H₂ eingehalten werden, der wiederum Parität mit den spezifischen Kraftstoffkosten konventioneller Fahrzeuge pro gefahrenem Kilometer bietet.

Einkaufs- und Erlösmöglichkeiten an den Elektrizitätsmärkten

Im Basisfall ergibt sich am Day-ahead-Spotmarkt ein niedriges Preisniveau bei hoher Volatilität. Die Preise sind sowohl in der Nordost- als auch der Nordwest-Zone an nur rund 4.500 Stunden des Jahres höher als 0 €/MWh_{el} und die Zeitreihen der beiden Zonen unterschieden sich lediglich geringfügig. Mit tertiärer Regelleistung lassen sich am Reservemarkt nur während rund 600 Stunden des Jahres Einnahmen erzielen.

Im Szenario 1 ist das Niveau der Spotmarktpreise höher und während mehr als 1.200 Stunden treten am Reservemarkt Leistungspreise größer 0 €/kW_{el} auf. Auch in diesem Szenario sind die Unterschiede in den Spotmarkt-Zeitreihen der beiden Zonen gering.

Aus dem Vergleich mit den Referenzerlösen für H₂-Kraftstoff geht der Verkehrssektor als lukrativer gegenüber dem Stromsektor hervor.

Betriebsweise der Elektrolyse

Die Anzahl der Stunden mit Überschüssen führt zu einer geringen Auslastung der Elektrolyse (maximal rund 3.000 Volllaststunden) bzw. des gesamten Systems. Beim Betrieb der Elektrolyse werden daher zwei Optionen unterschieden:

- Der überschussgesteuerte Betrieb, bei dem ausschließlich Überschussstrom für den Elektrolyseprozess genutzt werden darf.
Zu Zeiten mit Überschüssen fällt der Spotmarktpreis für Strom immer auf 0 €/MWh_{el}. Um andere mögliche Entwicklungen näherungsweise zu erfassen, werden bei der überschussgesteuerten Option auch immer Varianten mit Stromkosten von 40 €/MWh_{el} und 80 €/MWh_{el} berücksichtigt.
- Der preisgesteuerte Betrieb, bei dem jeglicher Strom für den Elektrolyseprozess verwendet werden kann. Dabei kommt der auch bei überschussgesteuerter Fahrweise verwendete Strom zum Einsatz, da dieser zu 0 €/MWh am Strommarkt verfügbar ist und damit als günstigstes Kontingent erworben werden kann. Darüber hinaus wird auch weitere, zu niedrigen Kosten verfügbare Elektrizität gekauft, soweit sich mit der Vermarktung des damit erzeugten Wasserstoffs das wirtschaftliche Ergebnis verbessern lässt. Damit erhöht sich z.B. die Auslastung der Anlage und die fixen Kosten verteilen sich auf eine größere Menge Wasserstoff. Allerdings steigt auch der nicht-regenerative Anteil des verwendeten Stroms.

Verkauf von Kraftstoff

Ohne weitere Restriktionen ergibt die wirtschaftliche Optimierung stets, dass der Wasserstoff fast ausschließlich als Kraftstoff vermarktet wird. Daher wurden weitere Unterfälle definiert, innerhalb des Basisfalls und zusätzlich zu den Optionen überschuss- bzw. preisgesteuert: Die täglich auszuliefernde Kraftstoffmenge wird begrenzt, indem man entweder einen festen Wert oder ein Mengenband vorgibt. Innerhalb des Mengenbandes kann der Optimierungsalgorithmus die zu liefernde Menge täglich neu wählen, um über das Jahr ein optimales finanzielles Ergebnis zu erreichen.

Notwendiger Erlös

Der notwendige Erlös gibt an, welcher Betrag pro Kilogramm beim Verkauf H₂-Kraftstoff erzielt werden muss, damit die Kosten gedeckt werden, die verbleiben, nachdem von den Gesamtkosten die Einnahmen im Stromsektor abgezogen wurden. Mit dem notwendigen Erlös wird also insgesamt Kostendeckung erreicht.

Der notwendige Erlös muss den Referenzerlös B einhalten, wenn die Kraftstoffkosten pro gefahrenem Kilometer diejenigen konventioneller Fahrzeuge nicht übersteigen sollen. Er darf zusätz-

lich den Referenzerlös A nicht überschreiten, wenn der Kraftstoff aus dem Wind-Wasserstoff-System mit H_2 aus Erdgasreformierung konkurrenzfähig sein soll.

Darüber hinaus ist bei überschussgesteuertem Betrieb von Interesse, bis zu welchem Preis für Elektrolysestrom (zwischen dem Marktpreis 0 €/MWh_{el} und hypothetischen 80 €/MWh_{el}) der notwendige Erlös kleiner oder gleich den Referenzerlösen ist. Bei preisgesteuertem Betrieb ist aufschlussreich, bis zu welchem Marktpreis Nicht-Überschussstrom für die Elektrolyse gekauft wird.

7.10.2 Ergebnisse

Bestimmung der Überschussstrommengen

Im Basisfall sind in den Nordzonen rund 14.250 GWh_{el} Überschussstrom zu erwarten. Gemessen an der Einspeisung aus EE und wärmegeführter KWK geht damit ein Anteil in Höhe von rund 8,5% verloren. Von der gesamten Menge entfallen rund 7.500 GWh_{el} auf die Nordost-Zone, wo Überschüsse während rund 3.350 Stunden auftreten. Im Nordwesten sind es ca. 6.750 GWh_{el} während rund 2.100 Stunden.

Ohne Ausbau des Übertragungsnetzes gegenüber dem heutigen Stand liegen die Überschüsse bei 23.400 GWh_{el} (ca. 14% der Einspeisung aus EE und KWK).

Im Nordosten tragen wärmegeführte, erdgasbefeuerte KWK-Anlagen, die unabhängig vom Bedarf Strom einspeisen, 8% zu den Überschüssen bei, im Nordwesten 0,3%.

Im Szenario 1 treten Überschüsse nur während rund 2.000 bzw. 450 Stunden (NO bzw. NW) im Umfang von insgesamt knapp 4.000 GWh_{el} auf.

Die Überschüsse entstehen vor allem in Starkwindperioden, die auch mehrere Tage andauern können. Wechsel von einer Starkwind- zu einer Schwachwindperiode und zurück zu einer Starkwindperiode innerhalb weniger Stunden sind nicht zu beobachten. Das bedeutet, dass Überschüsse häufig über einen längeren Zeitraum anfallen. Diese Gegebenheit begünstigt den Einsatz von Wind-Wasserstoff-Systemen, die eine hohe Speicherkapazität besitzen und folglich nicht kurzfristig ausspeichern müssen, um erneut Energie aufnehmen zu können. Das hier betrachtete System besitzt eine Kaverne, die 133 GWh_{H2} Arbeitsgas speichern kann. Eine Kavernenfüllung entspricht der Entnahme von rund 194 GWh_{el} aus dem elektrischen Netz.

Basisfall / Nordost-Zone

Überschussgesteuert liegt der notwendige Erlös immer über dem Referenzerlös A.

Der Referenzerlös B dagegen kann eingehalten werden.

- Wenn etwa 60% der Jahresproduktion als Kraftstoff verkauft wird, so darf der Preis für Elektrolysestrom im Mittel bis zu 30 €/MWh_{el} betragen, ohne dass der Referenzerlös B überschritten wird.
- Bei einem Kraftstoffanteil von etwa 90% darf der mittlere Strompreis 60 €/MWh_{el} erreichen.

Die Elektrolyse erreicht überschussgesteuert rund 3.050 Volllaststunden. Der Anteil der EE am verwendeten Strommix macht 92% aus.

Preisgesteuert steigert sich die Auslastung der Elektrolyse erheblich: Bei einer täglich auszuliefernden Kraftstoffmenge von 100 t H₂ werden ca. 5.600 Volllaststunden erzielt. Dabei werden erneut rund 60% der insgesamt erzeugten H₂-Menge als Kraftstoff genutzt, der verbleibende Anteil wird rückverstromt. Der notwendige Erlös bleibt immer unter dem Referenzerlös A. 75% des Elektrolysestroms stammen aus EE. Er wird zu einem mittleren Preis von knapp 2 €/MWh_{el} eingekauft. Der Grenzpreis, der außerhalb der Zeiten mit Überschüssen erreicht wird, ist 13 €/MWh_{el}.

Weitere preisgesteuerte Unterfälle mit bis zu 200 t H₂ Kraftstoffverkauf pro Tag als Bandgrenze (EE-Anteil am Strommix: 67%) bzw. bis zum technisch möglichen Limit von 324 t H₂/d wurden untersucht. Im letzteren Fall wird Wasserstoff während 7.800 Volllaststunden der Elektrolyse hergestellt. Der Grenzpreis, bis zu dem Strom gekauft wird, beträgt etwa 42 €/MWh_{el} (mittlerer Preis rund 9 €/MWh_{el}). Darüber hinaus nimmt der wirtschaftliche Nutzen nicht mehr zu.

Der Anteil der Überschüsse, die vom Wind-Wasserstoff-System genutzt werden, an der Gesamtmenge beträgt stets 21%.

Nimmt man an, dass für den eingesetzten Nicht-Überschussstrom – anders als bisher vorausgesetzt – keine Befreiung von Netzentgelten erteilt wird, sondern dass diese in Höhe von 10 €/MWh_{el} anfallen, dann ist der Referenzerlös A nicht mehr einzuhalten.

Basisfall / Nordwest-Zone

Da im Nordwesten Überschüsse nur an rund 2.100 Stunden im Jahr auftreten, ist die wirtschaftliche Situation bei überschussgesteuertem Betrieb der Elektrolyse (nur ca. 1.770 Volllaststunden) deutlich schwieriger als im Nordosten. Der notwendige Erlös liegt daher auch hier immer über dem Referenzerlös A.

Der Referenzerlös B kann nur eingehalten werden, wenn der Anteil des Kraftstoffverkaufs hoch ist. Erreicht der Kraftstoff-Anteil rund 85%, dann darf der Strompreis im Mittel rund 13 €/MWh_{el} betragen, ohne dass der Referenzerlös B überschritten würde.

Da sich die Zeitreihen der Spotmarktpreise in den beiden Zonen nur unwesentlich unterscheiden, weichen die Ergebnisse bei preisgesteuertem Betrieb der Elektrolyse im Nordwesten kaum von denen im Nordosten ab.

Unter anderem weil im Nordwesten deutlich weniger wärmegeführte KWK-Kraftwerke installiert sind, ist der EE-Anteil am verwendeten Strom hier größer: Überschussgesteuert beträgt er 99,7% (NO-Zone: 93%), preisgesteuert – bei einer täglich auszuliefernden Kraftstoffmenge von 100 t H₂ – 92% (NO-Zone: 75%).

Alternativfälle

Bei einem geringeren Zubau an EE-Erzeugungskapazitäten gemäß Szenario 1 besteht im Nordwesten kein Potenzial für kostendeckenden überschussgesteuerten Betrieb eines Wind-Wasserstoff-Systems.

Die wirtschaftliche Situation eines Systems im Nordosten unter den Bedingungen des Szenarios 1 ähnelt der im Nordwesten unter dem Szenario 2, ist also ungünstig. Preisgesteuert ist allein der Referenzerlös B noch einzuhalten, u.a. weil aufgrund anderer Preisannahmen für Erdgas im Szenario 1 der Referenzerlös A nur 1,59 €/kg H₂ beträgt.

Im Szenario 2 ohne Netzausbau nähern sich die Jahresdauerlinien der Überschüsse in beiden Zonen wegen sich insgesamt ändernder Stromflüsse an: Im Nordwesten nimmt die Anzahl der Stunden mit Überschuss zu, im Nordosten nimmt sie ab. Daher ähneln sich auch die wirtschaftlichen Ergebnisse für beide Zonen, die Situation im Nordwesten verbessert sich erheblich. Allerdings wäre ein Wind-Wasserstoff-System nun in beiden Zonen wirtschaftlich schlechter gestellt als im Basisfall Nordost.

Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse bezüglich der spezifischen Investitionen für Elektrolyse und Kraftwerk bzw. die Annahme eines Gasturbinen- statt eines GuD-Kraftwerkes ergibt, dass vor allem eine geringere spezifische Investition der Elektrolyse das wirtschaftliche Ergebnis positiv beeinflussen kann. Dies gilt überschussgesteuert, weil hier die Auslastung relativ niedrig und der Einfluss der Fixkosten auf den notwendigen Erlös entsprechend groß ist. Preisgesteuert sind die resultierenden Veränderungen jeweils gering.

Deckung der Kraftstoffnachfrage

Eine kostendeckende Bereitstellung von 137.000 t H₂-Kraftstoff im Jahr 2030 ausschließlich auf der Basis von Überschussstrom der beiden Nord-Zonen ist nicht möglich: Zum einen lässt die Anzahl der Stunden mit Überschüssen keine ausreichende Produktion pro Anlage zu. Zum anderen können pro Zone nur wenige Systeme kostendeckend betrieben werden.

Eine Kombination von Anlagen überschuss- und preisgesteuerter Betriebsweise kann die Nachfrage jedoch befriedigen. Dabei arbeiten im Nordosten 3 Systeme fast ausschließlich mit Überschüssen, während im Nordwesten 2 Systeme preisgesteuert betrieben werden. Die 5 Anlagen erzeugen zusammen etwa 210.000 t H₂/a. Nach Abzug der Mengenanteile, die sich aus den Simulationen für die Kraftwerke ergeben haben, verbleiben mehr als 158.000 t H₂/a Kraftstoff.

Der EE-Anteil am Strommix im Mittel über die 5 Systeme ist größer als 90%. Fast 40% aller in den beiden Zonen auftretenden Überschüsse werden nutzbar gemacht.

8 Fazit und Schlussfolgerungen

Diese Studie hat das technische Konzept eines Wind-Wasserstoff-Systems im Kraftwerksmaßstab entwickelt, das Überschussenergie aus dem elektrischen Übertragungsnetz aufnehmen, längerfristig speichern und nutzen kann. Der zu erwartende Umfang solcher Überschüsse im Jahr 2030 wurde für den Nordosten und den Nordwesten Deutschlands anhand von Simulationen auf Stundenbasis ermittelt. Darauf aufbauend wurde die wirtschaftliche Tragfähigkeit des Wind-Wasserstoff-Systems untersucht und Bedingungen ermittelt, unter denen mit dem Verkauf von H_2 -Kraftstoff, der Rückverstromung von Wasserstoff und der Bereitstellung von Reserveleistung ein kostendeckender Betrieb erreicht werden kann. Das Gesamtergebnis bildet eine grundsätzliche, konkrete Perspektive für großskalige Wind-Wasserstoff-Systeme.

8.1 Technische Aspekte

Dem Bau eines Wind-Wasserstoff-Systems, wie es in dieser Studie analysiert wurde, stehen keine prinzipiellen technischen Hindernisse entgegen. In Bezug auf jede der Komponenten ist zu erwarten, dass sie für eine im Jahr 2030 betriebsbereite Anlage mit den benötigten technischen und ökonomischen Charakteristika zur Verfügung stehen wird. Alle hier gewählten Technologien haben in kleinerem Maßstab oder anderen relevanten Zusammenhängen ihre grundsätzliche Realisierbarkeit bzw. Verwendbarkeit bereits erwiesen.

8.1.1 Leistungsfähigkeit des untersuchten Wind-Wasserstoff-Systems

Ein Vergleich zwischen den Kapazitäten von Pumpspeichern und dem untersuchten Typ von Wind-Wasserstoff-Systemen ist in Abbildung 8-1 dargestellt. Über einen Zeitraum von rund drei Tagen ist die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien größer als die Last und es treten Überschüsse auf. Zu Beginn dieser Phase könnten die für das Jahr 2030 erwarteten Pumpspeicher gemeinsam alle Überschüsse näherungsweise aufnehmen (blaues Rechteck). Nach rund acht Stunden wäre deren Kapazität allerdings erschöpft⁹⁵.

Wind-Wasserstoff-Systeme können dagegen während des gesamten Zeitraums von 44 Stunden Überschussstrom einspeichern. Der grüne Balken in Abbildung 8-1 repräsentiert die Energiemenge, welche die drei Systeme aufnehmen könnten, die in dem Abschnitt zur Deckung des Kraftstoffbedarfs mit Standorten in der Nordost-Zone angenommen wurden. Die Kapazität jedes der drei Systeme reicht für 380 Stunden Einspeicherung, also rund 16 Tage.

Die Abbildung macht beispielhaft deutlich, dass andere Speicheroptionen zu Beginn von Überschussphasen mit Wind-Wasserstoff-Systemen in Konkurrenz treten können, jedoch nur über

⁹⁵ Bei den genannten Zahlen für die Pumpspeicher und nachfolgend für die Wind-Wasserstoff-Systeme ist jeweils angenommen, dass die Speicher zu Beginn der Überschussphase leer sind.

Abbildung und Diskussion dienen ausschließlich dem Vergleich der Speicherkapazitäten. Unberücksichtigt bleibt dabei, dass es Pumpspeicher fast ausschließlich im Süden Deutschlands gibt und für eine tatsächliche Speicherung ein Stromtransport dorthin stattfinden müsste. Die im Rahmen der Simulationen angenommenen Netzrestriktionen schließen dies aber weitgehend aus.

relativ kurze Zeiträume hinweg. Das Potenzial von Wind-Wasserstoff-Systemen zur Entlastung des elektrischen Energiesystems ist wesentlich größer.

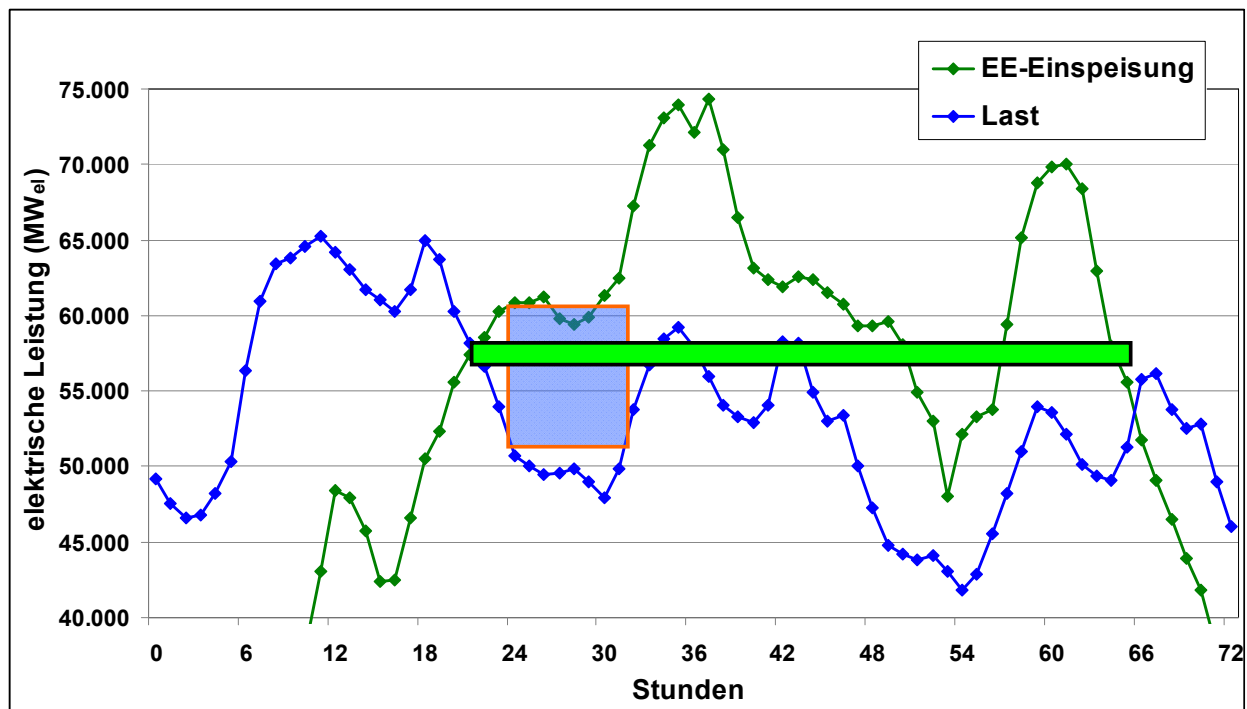


Abbildung 8-1: Vergleich der Kapazität von Pumpspeicher-Kraftwerken und Wind-Wasserstoff-Systemen.

Die Abbildung zeigt eine mögliche Situation im Übertragungsnetz im Winter des Jahres 2030 (29. Februar bis 2. März 2030). Die Daten stammen aus den Simulationen für die Systemanalyse.

Die grüne Kurve repräsentiert den Verlauf der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, die blaue den Verlauf der Last. Zwischen den Stunden Nr. 22 und 66 treten Überschüsse auf. Der grüne Balken stellt die Menge an Überschussstrom dar, die während dieser knapp drei Tage von drei Wind-Wasserstoff-Systemen aufgenommen werden kann. Das blaue Rechteck visualisiert die Kapazität aller im Jahr 2030 zu erwartenden Pumpspeicher in Deutschland. Während die Pumpspeicher nach etwa acht Stunden gefüllt sind, können die Wind-Wasserstoff-Systeme während der gesamten 44 Stunden einspeichern. Ihre Kapazität wäre erst nach 380 Stunden erschöpft.

Bei Rückverstromung von Wasserstoff in einem GuD-Kraftwerk können gut 40% der elektrischen Energie, die ursprünglich dem Netz entnommen wurde, diesem wieder zugeführt werden. H₂-Kraftstoff kann mit einem Wirkungsgrad von bis zu 65% in Trailern abgefüllt für den Transport zu Tankstellen bereitgestellt werden.

Unter Annahme einer mittleren Transportentfernung für den Kraftstoff von 300 km zwischen Wind-Wasserstoff-Systemen und Tankstellen können sämtliche Verkehrs- und damit Verbrauchszentren in der nördlichen Hälfte Deutschlands erschlossen werden.

Wind-Wasserstoff-Systeme fungieren durchaus auch als Tagesspeicher, wenn Wasserstoff bilanziell am Tag nach seiner Einlagerung wieder aus der Kaverne entnommen und dem Kraftwerk oder der Füllstation zugeführt wird. Entscheidend ist jedoch, dass die Möglichkeit der Langzeitspeicherung besteht, die andere Technologien nicht bieten.

8.1.2 Forschungs- und Entwicklungsbedarf; Zeithorizont

Auch wenn für die Realisierung großer Wind-Wasserstoff-Systeme keine grundsätzlichen technischen Barrieren festgestellt wurden, so besteht in Hinblick auf die meisten ihrer Komponenten Bedarf an zielgerichteter Forschungs- und vor allem Entwicklungsarbeit. Dies gilt nicht nur für technische Charakteristika wie Wirkungsgrade, Modulgrößen, die Identifizierung und Erprobung geeigneter Materialien etc. Insbesondere die spezifische Investition der Elektrolyse liegt noch wesentlich über den Werten, von denen für die Zukunft ausgegangen werden kann. Hier müssen die vorhandenen Potenziale ausgeschöpft werden.

Was die Rückverstromung anbelangt, gibt es eine Reihe von technologischen Optionen, die entsprechend zu entwickeln sind. Gasmotoren und Brennstoffzellen können eine Alternative oder Ergänzung zu dem hier angenommenen Gasturbinen- bzw. Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk bieten, falls z.B. eine schrittweise, modulare Errichtung eines Wind-Wasserstoff-Systems oder eine spätere Erweiterung in Betracht gezogen wird.

Wesentlicher Punkt bei einem Blick auf die Zeitachse sind die langen Planungs- und Bauphasen eines Kavernenspeichers. Soll ein Wind-Wasserstoff-System im Jahr 2030 seinen Betrieb aufnehmen, dann muss etwa zehn Jahre zuvor – also um das Jahr 2020 – bereits mit den Vorbereitungen zur Errichtung der Kavernenanlage begonnen werden. Dies setzt voraus, dass die erforderlichen technischen Entwicklungen (Eignung von Materialien, Nachweis der Dichtheit, Klärung von Fragen zu Messtechnik etc.) bis dahin abgeschlossen sind. Ferner ist Planungssicherheit nötig und die rechtlichen und wirtschaftlichen Bedingungen müssen für eine Investitionsentscheidung hinreichend definiert sein.

Aus der Prüfung hinsichtlich möglicher Standorte für Wind-Wasserstoff-Systeme in der Nähe der Einspeisepunkte von Strom aus Offshore-Windparks in das Festlandnetz geht hervor, dass jeweils grundsätzlich geeignete Salzformationen vorhanden sind, die den Bau eines Kavernenspeichers ermöglichen sollten. Dabei ist die Situation im Nordwesten günstiger als im Nordosten.

8.1.3 Überschussstrommengen und ihre Nutzung

Die Bestimmung der Dauer von Überschussphasen und der dabei auftretenden Mengen an Überschussstrom ergab für die beiden Zonen im Norden Deutschlands vergleichsweise geringe Werte. Bei ambitioniertem Zubau der regenerativen Stromerzeugung und ohne Netzausbau fielen insgesamt rund 14% der jährlichen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und aus wärmegeführter Kraft-Wärme-Kopplung als Überschuss an. Unter Annahme eines moderaten Netzausbaus sank der Anteil der Überschüsse – die ohne Möglichkeit zur Speicherung abgeregelt werden müssten – auf 8,5%.

Die stundengenauen Simulationen basierten jeweils auf gemessenen und für die Zukunft extrapolierten Zeitreihen der regenerativen Einspeisung und der Last. Sie wurden auf einer transparenten Grundlage durchgeführt und sind so präzise wie derzeit möglich für einen Zeitraum, der rund 20 Jahre in der Zukunft liegt.

Bei einem ambitionierten Zubau regenerativer Erzeugung mit Netzausbau – dem Basisfall der Analyse – traten Überschüsse im Nordosten während rund 3.350 Stunden des Jahres auf (entsprechend rund 140 Tagen) im Umfang von ca. 7.500 GWh_{el}. Im Nordwesten waren es knapp 2.100 Stunden (88 Tage) bzw. 6.750 GWh_{el}. Zu der größeren Anzahl von Stunden im Nordosten trug die Einspeisung aus Kraft-Wärme-Kopplung wesentlich bei.

Die zu erwartende Nachfrage nach H₂-Kraftstoff in der Nordhälfte Deutschlands im Jahr 2030 beläuft sich auf ungefähr 137.000 t H₂ (im ganzen Land etwa doppelt so viel). Fünf Wind-Wasserstoff-Systeme könnten diesen Bedarf decken. Sie würden insgesamt rund 210.000 t H₂ pro Jahr erzeugen und könnten damit auch jeweils ihre Kraftwerke versorgen, die der Rückverstromung und Bereitstellung von Regelleistung dienen.

Auf diese Weise könnten 40% aller Überschüsse in den beiden Nord-Zonen einer Nutzung zugeführt werden. Wind-Wasserstoff-Systeme sind folglich geeignet, den Umfang von Markteingriffen (Abregeln von Produktionskapazitäten unter Vergütung der Ausfallarbeit gemäß EEG) signifikant zu reduzieren und energiewirtschaftlich relevante Speicherdienstleistungen zu erbringen.

Allerdings würde zur Gewinnung von 210.000 t H₂ auch Strom benötigt, der nicht aus Überschüssen stammt. Der Anteil von Energie aus regenerativer Erzeugung im Strommix der Elektrolyse bliebe jedoch größer als 90%⁹⁶.

Der Energieinhalt von 137.000 t H₂-Kraftstoff entspricht dem von rund 520 Millionen Litern Benzin⁹⁷.

Mit der von 210.000 t H₂ nach Abzug des Kraftstoffs verbleibenden Menge Wasserstoff könnten die GuD-Kraftwerke knapp 1.500 GWh_{el} Strom erzeugen, was dem mittleren Jahresbedarf von mehr als 310.000 4-Personen-Haushalten entspricht.

8.2 Wirtschaftliche Aspekte

Unter den Annahmen dieser Studie können Wind-Wasserstoff-Systeme im Jahr 2030 kostendeckend betrieben werden.

Als wesentliche die Wirtschaftlichkeit beeinflussende Faktoren haben sich die Auslastung des Systems bzw. der Elektrolyse, der für Elektrolysestrom zu zahlende Preis, der als Kraftstoff vermarktete Anteil der erzeugten Wasserstoffmenge sowie – bei geringer Auslastung des Systems – die spezifische Investition, erwiesen.

⁹⁶ Auch die 137.000 t H₂-Kraftstoff könnten nicht ausschließlich überschussbasiert erzeugt werden, wie in Abschnitt 7.9 erläutert.

⁹⁷ Dieser Vergleich bezieht sich lediglich auf die Energiemengen. Er berücksichtigt nicht, dass Fahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb ihren Kraftstoff deutlich effizienter nutzen können als Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor. Die Menge Benzin, die durch die genannten 137.000 t H₂-Kraftstoff ersetzt werden kann, übersteigt 520 Millionen Liter demnach wesentlich.

Der Mobilitätssektor war während der meisten Zeit des Jahres attraktiver als der Stromsektor. Trotzdem ließen sich aus der Bedienung unterschiedlicher Märkte Synergien erzielen.

Zwei Referenzerlöse für H₂-Kraftstoff wurden definiert. Sie dienten als Maximalwerte, die nicht überschritten werden durften:

- wenn der H₂-Kraftstoff aus dem Wind-Wasserstoff-System mit Wasserstoff aus Erdgasreformierung wettbewerbsfähig sein sollte (2,13 €/kg H₂),
- wenn die H₂-Kraftstoffkosten pro gefahrenem Kilometer kleiner sein sollten als diejenigen eines konventionellen, benzingetriebenen Pkw (6 €/kg H₂).

Mit den Referenzerlösen jeweils verglichen wurde der notwendige Erlös pro Kilogramm H₂-Kraftstoff, der erzielt werden musste, um einen kostendeckenden Betrieb des Wind-Wasserstoff-Systems zu realisieren.

Einnahmen im Stromsektor wurden analog den heutigen Marktmechanismen am Day-ahead-Spotmarkt bzw. am Markt für Minutenreserve erwirtschaftet.

8.2.1 Randbedingungen für kostendeckenden Betrieb

Die Vorgabe für den Betrieb der Elektrolyse beeinflusst die Menge Wasserstoff, die pro Jahr erzeugt wird und die entsprechend im Kraftwerk genutzt bzw. als Kraftstoff verkauft werden kann. Die Elektrolyse wurde entweder überschussgesteuert oder preisgesteuert betrieben.

Überschussgesteuert war die Auslastung bzw. die herstellbare Wasserstoff-Menge unmittelbar an die Anzahl der Stunden mit Überschüssen und an den Verlauf der Jahresdauerlinie gekoppelt. Preisgesteuert durfte Strom gekauft werden, wenn der damit erzeugte Wasserstoff bzw. dessen Vermarktung zu einem besseren wirtschaftlichen Ergebnis führte, als dies ohne Stromzukauf der Fall wäre. Die Simulationen ergaben, dass bei preisgesteuerter Fahrweise sämtlicher auch bei überschussgesteuerter Betriebsweise genutzter Strom gekauft wurde; darüber hinaus wurden weitere, kostengünstig verfügbare Strommengen erworben. Selbst unter Aufhebung aller Restriktionen führte die wirtschaftliche Optimierung aber nicht zum Einsatz der Elektrolyse während aller Stunden des Jahres.

Bei geringer Auslastung – ca. 2.000 bis 3.000 Volllaststunden pro Jahr, typischerweise also bei überschussgesteuerter Betriebsweise – und einem relativ großen Anteil im Kraftwerk rückverstromten Wasserstoffs, war der notwendige Erlös für H₂-Kraftstoff hoch. Allein die fixen Kosten des Wind-Wasserstoff-Systems konnten dann dazu führen, dass der notwendige Erlös beide Referenzerlöse überschritt, selbst wenn der Elektrolysestrom – da aus Überschussmengen stammend – jederzeit kostenlos erhältlich war. Der Betrieb konnte unter diesen Bedingungen also nicht kostendeckend dargestellt werden.

Bei geringer Auslastung und einem großen Anteil als Kraftstoff verkauften Wasserstoffs konnte der höhere Referenzerlös dagegen eingehalten werden, selbst wenn Überschussstrom am Spotmarkt – je nach Randbedingungen – im Mittel zwischen ca. 10 und 60 €/MWh_{el} kostete. H₂-Kraftstoff kann also allein auf der Basis von Überschussstrom kostendeckend angeboten werden. Wind-Wasserstoff für Mobilität wird somit erschwinglich und zumeist profitabler als die statio-

näre Nutzung sein. Im günstigsten betrachteten Fall betrug der notwendige Erlös für H₂-Kraftstoff 2,92 €/kg bei Stromkosten von 0 €/MWh_{el}. Er lag also weit unter dem höheren Referenzerlös bzw. relativ nahe dem niedrigen⁹⁸.

Das Ergebnis, dass Strom für die Elektrolyse nicht als grundsätzlich umsonst verfügbar angenommen werden muss, um Kostendeckung zu erreichen, ist von großer Bedeutung. Strompreise von 0 €/MWh_{el} ergeben sich zwar stets aus den Simulationsläufen während Phasen mit Überschüssen. In der Praxis ist dies jedoch als hypothetischer Grenzfall zu betrachten, da z.B. zu Beginn solcher Perioden verschiedene Speichersysteme um den Strom konkurrieren (siehe Abbildung 8-1) und somit das Preisgefüge verändern werden.

Bei hoher Auslastung – im Jahr 2030 also bei preisgesteuerter Betriebsweise – werden notwendige Erlöse erreicht, die unter dem niedrigeren Referenzerlös liegen. Dieser basiert, wie oben erwähnt, auf der Erzeugung von Wasserstoff aus Erdgasreformierung. Das ist heute das in der Regel kostengünstigste Verfahren. Infolgedessen stellt die Einhaltung des niedrigeren Referenzerlöses eine sehr harte Bedingung dar, schlagen doch auf Seiten des Wind-Wasserstoff-Systems die kapitalintensive Elektrolyse, ein Großspeicher und ein Kraftwerk zu Buche. Dass dieser Referenzerlös trotzdem unterschritten werden konnte, war vor allem dem im Vergleich zu heute niedrigen Strompreisniveau zu verdanken, das aus den Marktsimulationen hervorging.

Im günstigsten betrachteten preisgesteuerten Fall wurde ein notwendiger Erlös von 1,55 €/kg H₂-Kraftstoff ermittelt. Dabei betrug der maximale Preis, zu dem Elektrolysestrom eingekauft wurde, rund 39 €/MWh_{el}. Der mittlere mengengewichtete Preis lag unter 6 €/MWh_{el} bei über 7.000 Volllaststunden der Elektrolyse. Der Anteil von EE-Strom war noch immer größer als 70% (überschussgesteuert: größer als 90%). Der preisgesteuerte Modus erwies sich auch als robust gegenüber Änderungen der Randbedingungen (Kraftstoffanteil an der Gesamtmenge bzw. weniger Stunden mit Überschüssen).

Preisgesteuerte Wind-Wasserstoff-Systeme können somit wesentlich wirtschaftlicher betrieben werden als überschussgesteuerte und liefern dabei weitgehend grünen Wasserstoff. Allerdings wurde bei den genannten Zahlen vorausgesetzt, dass der Strombezug von Netzentgelten und anderen Umlagen befreit ist. Setzt man diese für Nicht-Überschussstrom mit nur 10 €/MWh_{el} an, so wird der auf Erdgasreformierung basierende Referenzerlös überschritten, wenn auch nur geringfügig.

Die Idee der preisgesteuerten Betriebsweise muss sich der Kritik stellen, dass hier auch Nicht-Überschussstrom gekauft werden darf, der folglich auch anderweitig direkt verwendet werden könnte, anstatt in Form von Wasserstoff gespeichert zu werden. Findet die Speicherung statt, so muss der nun im Netz „fehlende“ Strom ggf. mittels fossiler Energieträger ersetzt werden.

Die genannten Ergebnisse und Zahlenwerte sind vor dem Hintergrund einzuordnen, dass sie für ein fest definiertes Wind-Wasserstoff-System ermittelt wurden. Auf Basis der Resultate ließe

⁹⁸ Es sei daran erinnert, dass der Betreiber z.B. eines Windparks die Vergütung gemäß EEG für am Spotmarkt angebotenen Strom bereits erhalten hat.

sich eine Optimierung der Auslegung durchführen, welche die Wirtschaftlichkeit vermutlich steigern könnte. Das war im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich. Allerdings wurde untersucht, wie sich günstigere spezifische Investitionen für die Komponenten Elektrolyse und Kraftwerk auswirken würden. Der notwendige Erlös im oben genannten besten überschussgesteuerten Fall ließe sich z.B. um rund 1 €/kg H₂ verringern, von 2,92 auf 1,90 €/kg H₂, wodurch der Referenz-erlös auf Basis von Erdgasreformierung unterschritten würde. Der kritische Einfluss der fixen Kosten bei geringer Auslastung des Systems zeigt sich hier deutlich.

Der Vergleich der spezifischen Investition von unterirdischen und oberirdischen H₂-Speichern ergab, dass zwischen beiden ein Faktor größer 10 liegt. Folglich ist nur die Untertage-Option für die Lagerung großer Wasserstoffmengen wirtschaftlich darstellbar. Aufgrund des geringen Investitionsaufwands für unterirdische Speicherkapazität und der vergleichsweise hohen volumetrischen Energiedichte kann die Kaverne so groß ausgelegt werden, dass eine Ein- und Ausspeicherung entsprechend dem Auftreten von Überschüssen über Tage und ggf. Wochen möglich ist. Pump- oder Druckluftspeicher sind aufgrund ihrer wesentlich geringeren volumetrischen Energiedichte im Nachteil.

Abschließend ist zu betonen, dass in dieser Studie an keiner Stelle Anreize für die Verlagerung von Einspeisung – z.B. verschiedentlich geforderte „Speicherprämien“ – vorausgesetzt wurden. Politische Unterstützung war nur hinsichtlich der Befreiung von verschiedenen speicherrelevanten Entgelten und von der Energiesteuer (für H₂-Kraftstoff) unterstellt. Insgesamt wurde ein marktnaher Untersuchungsansatz verfolgt.

8.2.2 Synergien aus der Bedienung unterschiedlicher Märkte

Das Bedienen der beiden Märkte Mobilität und Strom kann sich stabilisierend auf die wirtschaftliche Situation eines Wind-Wasserstoff-Systems über einen Abschreibungs- bzw. Betriebszeitraum von 30 Jahren auswirken. Dies ist nicht augenfällig, hat sich doch der Kraftstoffsektor als in der Regel lukrativer erwiesen. Allerdings wurde dabei auch von optimalen Bedingungen ausgegangen: Die Kraftstoffnachfrage war als stets gegeben angenommen, unabhängig z.B. davon, ob die von Tag zu Tag potenziell unterschiedliche Menge an Kraftstoff ausnahmslos einen Abnehmer findet. Eine solche bestmögliche Situation, auch die Abwesenheit eines Wettbewerbers, wird in der Praxis nicht dauerhaft bestehen.

Ein schleppender Absatz von Kraftstoff kann z.B. dazu führen, dass die Kaverne vollständig gefüllt ist und keine Stromüberschüsse mehr aufgenommen werden können. Das lässt sich umgehen, indem Wasserstoff im Kraftwerk verwertet wird. Unter ungünstigen Bedingungen im Mobilitätssektor ermöglicht das Kraftwerk also ein besseres Jahresergebnis im Vergleich zu einem Wind-Wasserstoff-System ohne Möglichkeit zur Rückverstromung.

Der Betrieb des Kraftwerks wirkt sich stabilisierend auf das wirtschaftlichen Ergebnis aus: Solange der Kraftstoffmarkt gute Bedingungen bietet, verringern sich zwar die Gesamteinnahmen, sofern dennoch ein größerer Anteil der Jahresmenge Wasserstoff zur Rückverstromung eingesetzt wird. Bietet der Kraftstoffmarkt dagegen schlechte Bedingungen, dann können mit dem dort ggf. nicht absetzbaren Wasserstoff im Kraftwerk Umsätze generiert werden. Aus Investorensicht mindert sich damit das Risiko wesentlich.

Ein System dagegen, das Wasserstoff ausschließlich im Stromsektor vermarktet, wäre unter den gegebenen Bedingungen nicht tragfähig und würde nicht gebaut: Selbst wenn das Kraftwerk an allen Stunden mit Spotmarktpreisen größer 0 €/MWh Strom absetzen könnte, wären mit den erzielbaren Einnahmen die fixen Kosten des Gesamtsystems nicht zu decken. Wind-Wasserstoff-Systeme, die sowohl Kraftstoff bereitstellen als auch elektrischen Strom, machen das Kraftwerk demnach erst darstellbar.

8.3 Weitergehende Überlegungen

Die grundsätzliche technische Machbarkeit und wirtschaftliche Tragfähigkeit von Wind-Wasserstoff-Systemen im Kraftwerksmaßstab konnte gezeigt werden. Allerdings sind die vorgestellten Ergebnisse zwangsläufig mit Unsicherheiten behaftet, obgleich durch die Nutzung anerkannter Quellen und Verfahren sowie durch intensive Konsultation der Unternehmensverteter im Beirat größtmögliche Validität und Plausibilität sichergestellt werden konnte. Die verwendeten Ergebnisse wurden an zahlreichen Stellen dieses Berichts diskutiert.

Die Verifizierung zahlreicher Details und die Untersuchung weiterer Anwendungsvarianten muss zukünftigen Arbeiten zur Entwicklung konkreter Projekte und Geschäftsmodelle vorbehalten bleiben. Auch mögliche Entwicklungen im Zeitraum von 2030 bis 2060 sind zu untersuchen, da längerfristig eine Änderung wichtiger Rahmenbedingungen anzunehmen ist. So kann z.B. eine dauerhafte Befreiung des H₂-Kraftstoffs von jeglichen Energiesteuern nicht vorausgesetzt werden.

Die Flexibilität der Systemkomponenten wurde im Rahmen dieser Arbeit nicht bis zum möglichen Limit ausgereizt. Ein wesentlicher Faktor, der zu noch besseren wirtschaftlichen Ergebnissen führen könnte, hier jedoch bewusst ausgeklammert blieb, ist eine Regelfunktion der Elektrolyse, mit der zusätzliche Einnahmen am Markt für sekundäre Regelleistung erzielt werden könnten. In diesem Kontext wäre eine zeitlich begrenzte Überlastfähigkeit der Elektrolyse vorteilhaft, die jedoch mit einer höheren spezifischen Investition als angenommen verbunden sein kann.

Wesentliche Grundlage der vorgestellten Ergebnisse ist der „Perfect Foresight“-Ansatz der Simulationen. Er entspricht einer hypothetischen Situation, in der der Betreiber eines Wind-Wasserstoff-Systems zu Jahresbeginn bereits weiß, wie er sich zu jeder Stunde verhalten muss, um am Ende des Jahres das optimale Verhältnis aus Kosten und Einnahmen bilanzieren zu können. In der Realität wird diese Bilanz zumeist weniger gut ausfallen. Es lässt sich somit festhalten, dass Randbedingungen, die z.B. einen notwendigen Erlös nur wenige Cents unter dem höheren der beiden Referenzerlöse erwarten ließen, in der Praxis schwerlich einen kostendeckenden Betrieb eines Wind-Wasserstoff-Systems ermöglichen würden.

Andere Einflüsse lassen sich heute noch nicht seriös quantifizieren: Innerhalb der Zonen Nordwest und Nordost wurde z.B. von keinerlei Netzrestriktionen ausgegangen. Die somit vorausgesetzte optimale Netzstruktur ermöglicht es, Überschüsse von den unteren auf die oberste Netzebene weiterzugeben, sodass diese Energie ggf. in eine der anderen Zonen exportiert werden kann. Sofern dies nicht gegeben ist, wird die Anzahl der Stunden mit Überschüssen im Übertra-

gungsnetz vermutlich geringer ausfallen als hier ermittelt. Andere Faktoren können dagegen zu mehr Überschüssen führen. Dazu gehört, dass Strom z.B. zwischen Dänemark und Belgien gehandelt wird, der entsprechend physisch geliefert werden muss, was die Situation im norddeutschen Netz verändert.

8.4 Handlungsempfehlungen

Der Dreiklang aus der Speicherung und Nutzbarmachung von Überschussstrom, dem Anbieten von nahezu CO₂-freiem und effizient einsetzbarem H₂-Kraftstoff, und der Möglichkeit, Strom aus regenerativer Erzeugung auch während Flaute bedarfsgerecht anbieten zu können, ist attraktiv. Zu seiner Realisierung bedarf es allerdings noch wesentlicher Anstrengungen in unterschiedlichen Bereichen.

Auf den Entwicklungsbedarf in Bezug auf Komponenten wurde bereits zu Beginn dieses Kapitels verwiesen. Vor der Realisierung eines betriebsfähigen Wind-Wasserstoff-Systems im Kraftwerksmaßstab sind aber auch auf der Systemebene Zwischenschritte nötig, wie sie z.B. aus der Entwicklung der Windenergie bekannt sind. Dort begann man mit kleinen, vergleichsweise teuren Anlagen im zweistelligen Kilowatt-Bereich, die über Jahrzehnte hinweg zu den heutigen, technisch ausgereiften und international wettbewerbsfähigen Multi-Megawatt-Systemen weiterentwickelt wurden.

Ein naheliegender Ansatz zur schrittweisen Entwicklung großmaßstäblicher Wind-Wasserstoff-Systeme sind (kleinere) Demonstrationsprojekte. Diese sollten vorzugsweise auf der Verteilnetzebene angesiedelt sein, wo heute schon teils massive Probleme aufgrund von Überschüssen auftreten. Dort können Wind-Wasserstoff-Systeme unter realistischen Betriebsbedingungen erprobt und verbessert werden und ggf. Keimzellen für Anlagen in der Größenordnung bilden, wie sie in dieser Arbeit betrachtet wurden.

Was die Systemebene anbelangt, ist noch einmal zu betonen, dass hier nur *ein* möglicher Systemtyp mit einem bestimmten Funktionsumfang untersucht werden konnte. Weitere Optionen wurden ausdrücklich zurückgestellt, um die Analyse überschaubar zu halten in Bezug auf die Anzahl der Parameter und interessanten Fälle. Auch eine zusätzliche Iteration, mit einem im Licht der wirtschaftlichen Ergebnisse technisch optimierten System, musste unterbleiben, wie oben erwähnt. Es ist daher evident, dass die technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten großskaliger Wind-Wasserstoff-Systeme weiter untersucht werden sollten. Dies kann sich nicht allein auf Studien stützen, sondern erfordert Demonstrationsaktivitäten, die untereinander koordiniert werden und im regelmäßigen Wissensaustausch stehen sollten.

Kommerzielle Wind-Wasserstoff-Systeme setzen Fortschritte bei Geschäftsmodellen und Genehmigungsverfahren voraus. Ferner ist die Klärung energierechtlicher Fragen nötig. Der wirtschaftliche Rahmen sollte förderlich sein, darf jedoch keinesfalls hinderlich wirken. Nur in einem langfristig verlässlichen Umfeld können Wind-Wasserstoff-Systeme ihre Potenziale entfalten.

Ein Zusammenwachsen verschiedener Marktsegmente – z.B. Mobilität und stationäre Energieversorgung – bedarf stets technischer und rechtlicher Anpassungen. Derzeit ist jedoch oftmals

eine abwartende Haltung zu beobachten. Sie liegt nicht zuletzt in Unsicherheiten bezüglich zukünftiger Anforderungen und technologischer Möglichkeiten sowie in der Komplexität der Aufgabenstellung begründet. Während einerseits die Schaffung verlässlicher regulativer Bedingungen angesichts bestehender Unsicherheiten Risiken birgt, ist andererseits bei Fortdauer einer unklaren Situation mit Verzögerungen bzw. einer negativer Beeinflussung von Investitionsentscheidungen zu rechnen.

Die Studienergebnisse legen nahe, dass eine Befreiung des für die Elektrolyse genutzten Stroms von Netzentgelten und anderen Umlagen eine wesentliche Voraussetzung für den erfolgreichen Markteintritt von Wind-Wasserstoff-Systemen ist. Bei der Nutzung des Wasserstoffs als Kraftstoff unterstützt die für das Jahr 2030 angenommene Befreiung von der Energiesteuer die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber fossilen Kraftstoffen. Befunde wie diese sind in einer zielführenden Debatte zur Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen zu berücksichtigen.

Auf zu erwartende Kritik an einem – wirtschaftlich interessanten – preisgesteuerten Betrieb unter Nutzung von Nicht-Überschussstrom, der zu zusätzlicher fossiler Stromerzeugung führen kann, wurde bereits hingewiesen. Aspekte wie dieser müssen in einem breiten Kontext gesellschaftlich diskutiert werden. Dazu gehört nicht zuletzt der Wert, dem Versorgungssicherheit und Netzstabilität auf der Basis heimischer, CO₂-armer Energieträger zugemessen wird. Eine weitere Dimension ist die Bedeutung von „grünem“ Wasserstoff als Bestandteil zukünftiger Mobilitäts-szenarien.

Ferner bedarf es der Entwicklung verlässlicher Qualitätssicherungs- bzw. Zertifizierungssysteme zum Nachweis der „grünen“ Eigenschaft von H₂-Kraftstoff bzw. des aus gespeichertem Wasserstoff hergestellten elektrischen Stroms. Dabei sollten von seriösen Kritikern geäußerte Bedenken als frühzeitige Möglichkeit zur Vermeidung von Fehlern betrachtet werden.

Die Planung von Kavernenspeichern bzw. von großen Wind-Wasserstoff-Systemen wird den Einbezug der Öffentlichkeit erfordern. Bei der unterirdischen Speicherung von Wasserstoff in Kavernen handelt es sich um eine zumindest für Deutschland neue, bisher nicht genutzte Technologie. Deshalb ist zu empfehlen, bereits vor dem Beginn konkreter Bauvorhaben die betroffenen Bürger umfassend über die Nutzen und Risiken sowie die geplanten Maßnahmen zur deren Vermeidung bzw. Minimierung zu informieren und angemessen an den Planungen zu beteiligen. Andernfalls – das zeigen die Erfahrungen mit aktuellen Großprojekten – kann sich die Realisierung durch Akzeptanzprobleme wesentlich verzögern oder auch scheitern.

Bis zum Jahr 2030 muss dieser und anderen Studien zufolge mit erheblichen Mengen an Überschussstrom und folglich mit Energiespeicherbedarf gerechnet werden. Für Planung, Genehmigung, Errichtung und Inbetriebnahme großmaßstäblicher Wind-Wasserstoff-Systeme ist ein Zeitbedarf von bis zu 10 Jahren zu veranschlagen. Zuvor müssen noch zahlreiche Aufgaben hinsichtlich Technologieerprobung und des Aufbaus eines geeigneten wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmens abgearbeitet werden. Daher erscheint es unabdingbar, die aufgezeigten Handlungserfordernisse unverzüglich anzugehen.

LITERATUR

- [2G Energy 2012] 2G Energy AG: Technologieführerschaft auch mit Wasserstoff-BHKW (Pressemitteilung). Heek, 7. Dezember 2012.
http://www.2-g.de/module/dateidownload/2012_12_07_wasserstoff-tankstelle.pdf (abgerufen am 15. Mai 2013).
- [Alstom 2012] Alstom (Switzerland) Ltd.: Datenblatt GT11N2. Baden/Schweiz 2012.
- [Anderson 2010] Anderson R (General Electric Company): GE Perspectives – Advanced IGCC/Hydrogen Gas Turbine Development, o.O. 2010.
- [Anonym 2010] Anonym: Storage Map 1:8 000 000. Gas Storage Europe, Brüssel/Belgien 2010.
- [Arnold et al. 1993] Arnold C, Hauenherm W, Zipper H: Umstellung der Stadtgasspeicher Ostdeutschlands auf Erdgas. In: gwf Gas|Erdgas. 134, S. 332-335, München 1993.
- [Arnold/Sitz 1984] Arnold C, Sitz P: Die Entwicklung und Betriebsführung des Stadtgasspeichers im stillgelegten Kalisalzbergwerk Burggraf-Bernsdorf. In: Freiburger Forschungshefte A 699, Bergbau und Geotechnik, Bohrtechnik und Untergrundspeicherung, Unterirdische Salzkavernenspeicherung, Vorträge zum Berg- und Hüttenmännischen Tag 1983. S. 69-79, Freiberg 1984.
- [ASUE 2011] ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.: BHKW-Kenndaten 2011. Berlin 2011.
- [Bafa 2012a] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa): Drittlandssteinkohlepreise. Stand 4. September 2012. Eschborn 2012.
- [Bafa 2012b] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa): Aufkommen und Export von Erdgas. Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991. Eschborn 2012.
- [Baldschuhn et al. 1996] Baldschuhn R, Best G, Deneke E, Frisch U, Jürgens U, Kockel F, Schmitz J, Sattler-Kosinowski S, Stancu-Kristoff G, Zirngast M: Geotektonischer Atlas von NW-Deutschland 1:300 000. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover 1996.
- [Baldschuhn et al. 2001] Baldschuhn R, Binot F, Fleig S, Kockel F (Koordinatoren): Geotektonischer Atlas von Nordwest-Deutschland und dem deutschen Nordsee-Sektor. In: Geologisches Jahrbuch. Reihe A, 153, CD-ROM, Hannover 2001.
- [Balling 2010] Balling L: Flexible future for combined cycle. In: Modern Power Systems. S. 61-65, Sidcup/Großbritannien, Dezember 2010.
- [Beckmann et al. 2003] Beckmann W, Katke H, Sponholz C, Tiede J: Möglichkeiten und Grenzen des Erdgas-Wasserstoff-Mischbetriebes von Verbrennungsmotoren. 3. Gasmotorenkonferenz, Dessau 2003.

- [Beckmann et al. 2005] Beckmann W, Katke H, Tiede J: Wasserstoffbetrieb eines Marine-Dieselmotors. 4. Gasmotorenkonferenz, Dessau 2005.
- [BBergG 2013] Bundesberggesetz (BBergG) vom 13. August 1980 (BGBl. I S. 1310), zuletzt geändert durch Artikel 4 Absatz 71 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154).
- [Bloom Energy 2013] Bloom Energy: What is an Energy Server? Sunnyvale, Kalifornien/USA, 2013.
<http://www.bloomenergy.com/fuel-cell/energy-server/> (abgerufen am 29. Mai 2013).
- [BMF 1995] Bundesministerium der Finanzen (BMF): AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig „Energie- und Wasserversorgung“. o.O. 1995.
http://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/Weitere_Steuertemen/Betriebspruefung/AfA-Tabellen/afa-tabellen.html (abgerufen am 2. Juli 2012).
- [BMF 2000] Bundesministerium der Finanzen (BMF): AfA-Tabelle für die allgemein verwendbaren Anlagegüter. o.O. 2000.
http://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/Weitere_Steuertemen/Betriebspruefung/AfA-Tabellen/afa-tabellen.html (abgerufen am 2. Juli 2012).
- [BMU 2012] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Erneuerbare Energien in Zahlen. Berlin 2012.
- [BMVBS/BMBF/BMWi 2006] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) / Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) / Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi): Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. o.O. 2006.
- [BNetzA 2010] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): EEG-Statistikbericht 2008. Statistikbericht zur Jahresendabrechnung 2008 nach dem Erneuerbaren-Energie-Gesetz (EEG). Bonn 2010.
- [BNetzA 2012a] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): Monitoringbericht 2011. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG. Bonn 2012.
- [BNetzA 2012b] Bundesnetzagentur (BNetzA): Bundesnetzagentur stellt weitere Verzögerung bei EnLAG-Projekten fest (Pressemitteilung). Bonn, 3. August 2012.
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2012/120803_EnLAGMonitoring.html (abgerufen am 24. August 2012).
- [Bömer 2011] Bömer, J (Ecofys Germany GmbH): Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach EEG 2009. Auswirkungen auf die Windenergieerzeugung in den Jahren 2009 und 2010. Berlin 2011.

- [Bradley/Fadok 2009] Bradley T, Fadok J: Advanced Hydrogen Turbine Development Update. In: Proceedings of the ASME Turbo Expo 2009. Power for Land, Sea and Air. Orlando, Florida/USA 2009.
- [Brecht 1976] Brecht C: Gasspeicherung in Poren- und Kavernenspeichern. In: Erdöl und Kohle – Erdgas – Petrochemie vereinigt mit Brennstoff-Chemie. 29, S. 502 – 508, Leinfelden-Echterdingen 1976.
- [BSH 2011] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH): Continental Shelf Information System. Hamburg 2011.
<http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/CONTIS-Informationssystem/index.jsp> (abgerufen am 30. September 2011).
- [Bundesregierung 2010] Bundesregierung (Hrsg.): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin 2010.
- [Borup et al. 2007] Borup R, Meyers J, Pivovar B, Seung KY, Mukundan R, Garland N, Myers D, Wilson M, Garzon F, Wood D, Zelenay P, More K, Stroh K, Zawodzinski T, Boncella J, McGrath JE, Minoru IO, Miyatake K, Hori M, Ota K, Ogumi Z, Miyata S, Nishikata A, Siroma Z, Uchimoto Y, Yasuda Y, Kimijima K, Iwashita N: Scientific Aspects of Polymer Electrolyte Fuel Cell Durability and Degradation. In: Chemical Reviews 107 (2007), S. 3904–3951.
- [Bünger/Weindorf 2011] Bünger U, Weindorf W (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH): Well-to-Wheel-Analyse von Elektrofahrzeugen. Ottobrunn 2011.
- [BWE 2010] Bundesverband Windenergie e.V. (BWE): Vergütungsübersicht Windenergie nach EEG 2009. o.O. 2010.
http://www.eeg-aktuell.de/wp-content/uploads/2010/09/Verguetung_suebersicht_Windenergie_nach_EEG_2009.pdf (abgerufen am 29. August 2012).
- [Choudhury et al. 2004] Choudhury R, Weber T (General Motors), Schindler J, Weindorf W, Wurster R (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH): Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems – A European Study – Results. 15th World Hydrogen Energy Conference, Yokohama/Japan 2004.
http://lbst.de/ressources/docs2004/WHEC15_GM-WtW_Reinhold-Wurster_28JUN2004.pdf (abgerufen am 15. Mai 2013).
- [ConocoPhillips 2011] ConocoPhillips, Beratungsgespräche während der Befahrung der Kavernenanlage in Clemens Dome, 2011.
- [Czarnetzki/Schneider 2011] Czarnetzki W, Schneider W: Steht die AFC vor einer Renaissance? In: HZwei. 11, Heft 1, S. 18-20, Oberkrämer 2011.
- [DeliverHy 2013] DeliverHy: Welcome to the DeliverHy project! Ottobrunn 2013.
<http://www.deliverhy.eu/> (abgerufen am 15. Mai 2013).
- [dena 2005] Deutsche Energie-Agentur (dena; Hrsg.): dena-Netzstudie. Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windener-

- gie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Köln 2005.
- [dena et al. 2009] Deutsche Energie-Agentur (dena), Forschungszentrum Karlsruhe, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik und Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie: GermanHy - Studie zur Frage „Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?“. Berlin 2009.
- [dena 2010] Deutsche Energie-Agentur (dena; Hrsg.): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin 2010.
- [De Maeyer 2012] De Maeyer R (Hydrogenics Europe bv), persönliche Kommunikation, 2012.
- [DEWI 2009] Deutsches Windenergie Institut (DEWI GmbH): Status der Windenergienutzung in Deutschland – Stand 30.06.2009. o.O. 2009.
- [DIN 2009] DIN Deutsches Institut für Normung e.V.: Stahlrohre für Rohrleitungen für brennbare Medien – Technische Lieferbedingungen. Deutsche Fassung EN 10208-2:2009 (DIN EN 10208-2:2009-07). Beuth, Berlin 2009.
- [DIN 2013] DIN Deutsches Institut für Normung e.V.: Erdöl- und Erdgasindustrie - Stahlrohre für Rohrleitungstransportsysteme. Deutsche Fassung EN ISO 3183:2012 (DIN EN ISO 3183:2013-03). Beuth, Berlin, 2013.
- [DoE 2010] US Department of Energy (DoE): Updated Capital Cost Estimates for Electricity Generation Plants. Washington, DC/USA, 2010.
- [EEG 2012] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I, S. 2074), zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730).
- [EEX 2012] European Energy Exchange (EEX): EU Emission Allowances. Leipzig 2012.
<http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Emissionsrechte> (abgerufen am 17. Dezember 2012).
- [EHA 2010] European Hydrogen Association (EHA): Ballard Tests 1 MW PEM Power Plant (Meldung). Brüssel/Belgien, 29. Juli 2010.
<http://www.h2euro.org/latest-news/hydrogen-hits-the-roads/ballard-tests-1-mw-pem-power-plant> (abgerufen am 4. Dezember 2012).
- [Ehret 2012] Ehret O (NOW GmbH): Nationale Initiativen zur Umsetzung der Wasserstofftechnologien im Rahmen der aktuellen Energiediskussionen. 4. Energiefachtagung, Cottbus 2012.
- [EIGA 2004] European Industrial Gases Association (EIGA): Hydrogen Transportation Pipelines. IGC Doc 121/04/E. Brüssel/Belgien 2004.

- [Enke et al. 2007] Enke W, Gruber M, Hecht L, Staar B: Der bivalente V12-Motor des BMW Hydrogen 7. In: MTZ - Motortechnische Zeitschrift. 68, S. 446-447, Wiesbaden 2007.
- [ENTSO-E 2008/09] European Network of Transmission System Operators for Electricity (Entso-E): Statistical Database, 2008/09.
<https://www.entsoe.eu/data/data-portal/> (abgerufen am 14. Januar 2013).
- [ENTSO-E 2011] European Network of Transmission System Operators for Electricity (Entso-E): NTC Matrix Winter 2010-2011.
<https://www.entsoe.eu/resources/ntc-values/ntc-matrix/> (abgerufen am 19. Oktober 2011).
- [Europäische Union 1996] Europäische Union: Richtlinie 96/53/EG des Rates vom 25. Juli 1996 zur Festlegung der höchstzulässigen Abmessungen für bestimmte Straßenfahrzeuge im innerstaatlichen und grenzüberschreitenden Verkehr in der Gemeinschaft sowie zur Festlegung der höchstzulässigen Gewichte im grenzüberschreitenden Verkehr. ABl. L 235, 17. September 1996.
- [EWE Netz 2013] EWE Netz GmbH: Porträt der Trinkwasserversorgung in Oldenburg. <http://www.ewe-netz.de/strom/trinkwasser-1698.php> (abgerufen am 2. Januar 2013).
- [General Electric 2009] General Electric: Energy fact sheet 9F Syngas Turbine. Document No. GEA17016C. o.O., Oktober 2009.
- [Genoese et al. 2012] Genoese F, Genoese M, Wietschel M: Medium-term flexibility options in a power plant portfolio - energy storage units vs. thermal units. Proceedings of the 9th International Conference on the European Energy Market (EEM), Florenz/Italien 2012.
- [Gillhaus/Horvath 2008] Gillhaus A, Horvath P-L: Compilation of geological and geotechnical data of worldwide domal salt deposits and domal salt cavern fields. SMRI research report 2007-1-SMRI. KBB UT, Hannover 2008.
- [GME 1012] Gestore Mercati Energetici (GME): Glossary.
<http://www.mercatoelettrico.org/En/Tools/Glossario.aspx#Prices> (abgerufen am 30. August 2012).
- [Hauenherm/Holze 1996] Hauenherm W, Holze D: Erdgas für Ostdeutschland. In: gwf Gas|Erdgas. 137, S. 56-59, München 1996.
- [Herdin 2005] Herdin G: Hydrogen and Gas Engines & Emission Controls, 2nd Annual Advanced Stationary Reciprocating Engines Conference, Diamond Bar, Kalifornien/USA 2005.
- [Hesemann 1975] Hesemann J: Geologie Nordrhein-Westfalens. Paderborn 1975.

- [Heuck et al. 2010] Heuck K, Dettmann K, Schulz D: Elektrische Energieversorgung. Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis. 8. Auflage, Wiesbaden 2010.
- [Hotellier 2012] Hotellier G (Siemens AG): Wasserstoff als Energiespeicher – Potenziale und Umsetzungsszenarien. Niedersächsisches Forum für Energiespeicher und -systeme, Hannover 2012.
- [Hustadt 2012] Hustadt D (Vattenfall Europe Innovation GmbH), persönliche Kommunikation, 2012.
- [ISO 2012] International Organization for Standardization: Hydrogen fuel - Product specification. Part 2: Proton exchange membrane (PEM) fuel cell applications for road vehicles (ISO 14687-2:2012). Genf/Schweiz 2012.
- [ITM 2011] ITM Power Plc: Alkaline Electrolyser Results (Pressemitteilung). Sheffield/Großbritannien, 9. November 2011.
- [ITM 2012] ITM Power Plc: Megawatt Scale Energy Storage Plant (Pressemitteilung). Sheffield/Großbritannien, 6. Februar 2012.
- [IWES 2012] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): Windmonitor. Kassel 2012.
http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=255&lang=de (abgerufen am 24. August 2012).
- [Jaritz 1972] Jaritz W: Eine Übersicht der Tiefenlage der Salzstöcke in Nord-westdeutschland. In: Geologisches Jahrbuch. Festschrift Prof. Dr. Gerhard Richter-Bernburg zum 65. Geburtstag. 90, S. 241-244, Hannover 1972.
- [Jones et al. 2011] Jones R, Goldmeier J, Raddings T: High-hydrogen turbines: an enabler for power generation with reduced carbon emissions. Power-Gen Europe Conference, Mailand/Italien 2011.
- [Kunze/Suske 1980] Kunze P, Suske S: Untergrundspeicherung gasförmiger und flüssiger Produkte. Teil III: Die Lagerung von Stadtgas, Erdgas und Flüssiggas in Untergrundspeichern. In: Chemische Technik. 32, S. 174-177, Leipzig 1980.
- [Larmine/Dicks 2003] Larmine J, Dicks A: Fuel cell systems explained. 2. Auflage, Hoboken, New Jersey/USA 2003.
- [Lechner/Seume 2010] Lechner C, Seume J: Stationäre Gasturbinen. 2. Auflage, Heidelberg 2010.
- [Leucht/Glück 2010] Leucht K-H, Glück S: Karte der Bergbau- und Speicherbetriebe Bundesrepublik Deutschland 1:2 000 000. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover 2010.
- [Linde 2012] Linde AG, Beratung zu ionischen Verdichtern, 2012.

- [McKinsey et al. 2010] McKinsey et al.: A portfolio of power-trains for Europe: a fact-based analysis. The role of Battery Electric Vehicles, Plug-in Hybrids and Fuel Cell Electric Vehicles. o.O. 2010.
- [Moliere 2004] Moliere M: Hydrogen-fuelled Gas Turbines: Status and Prospects. 2nd CAME GT-Conference, Bled/Slowenien 2004.
- [Moliere 2011] Moliere M: Pre-combustion capture. A powerful concept against long-range, trans-boundary pollution. EGTEI - EmTech50-500 Conference, Rom/Italien 2011.
- [Moliere et al. 2007] Moliere M, Girardot A, Jones R: Emerging changes in the world-wide power sector. The Assets of Thermal Power. 20th World Energy Congress, Rom/Italien 2007.
- [Müller-Syring/Henel 2011] Müller-Syring G, Henel M: Power-to-Gas. Konzepte, Kosten, Potenziale. DBI Fachforum Energiespeicherkonzepte und Wasserstoff, Berlin 2011.
- [Nitsch et al. 2010] Nitsch J, Pregger T, Scholz Y, Naegler T (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt), Sterner M, Gerhardt N, von Oehsen A, Pape C, Saint-Drenan Y-M (Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel), Wenzel B (Ingenieurbüro für neue Energien): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010. Stuttgart/Kassel/Teltow 2010.
- [NOW 2009] NOW GmbH: H₂ Mobility - Gemeinsame Initiative führender Industrieunternehmen zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland (Pressemeldung). Berlin, 10. September 2009. <http://www.now-gmbh.de/de/presse/2009/h2-mobility-gemeinsame-initiative.html> (abgerufen am 21. September 2012).
- [NOW 2013] NOW GmbH: Führende Industrieunternehmen beschließen Aktionsplan zum Aufbau eines Wasserstoff-Tankstellennetzes in Deutschland (Pressemeldung). Berlin 30. September 2013. <http://www.now-gmbh.de/de/presse/2013/h2-mobility-initiative.html> (abgerufen am 1. Oktober 2013).
- [Oeding/Oswald 2011] Oeding D, Oswald B: Elektrische Kraftwerke und Netze. 7. Auflage, Heidelberg 2011.
- [Paprosch/Wolf 1989] Paprosch J, Wolf J: Automatisierungsstruktur des Untergrundgas-speichers Bad Lauchstädt. In: Energietechnik. Technisch-wissenschaftliche Zeitschrift für Energieerzeugung und -verwendung. 39, S. 73-76, Leipzig/Berlin 1989.
- [Paschereit 2011] Paschereit C: Gasturbinen und Wasserstoff. DBI- Fachforum Energiespeicherkonzepte und Wasserstoff, Berlin 2011.

- [Pundt/Schegner 1997] Pundt H, Schegner P: Wissensspeicherheft Elektroenergiesysteme. Technische Universität Dresden, Institut für Elektroenergieversorgung, 1997.
- [ReiCat 2012] ReiCat GmbH, Beratung zur Thematik Adsorptionstrocknung von Gasen, 2012.
- [Reinhold et al. 2008] Reinhold K, Krull P, Kockel F: Salzstrukturen Norddeutschlands 1:500 000, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Berlin/Hannover 2008.
- [SABIC 2011] Sabic Petrochemicals, Beratungsgespräche während der Befahrung der Kavernenanlage in Teesside/Großbritannien, 2011.
- [SAE 2011] Society of Automotive Engineers (SAE): Hydrogen Quality Guideline For Fuel Cell Vehicles (SAE J2719). Warrendale/USA 2011.
- [Schlesinger et al. 2010] Schlesinger M, Hofer P, Kemmler A, Kirchner A, Strassburg S (Prognos AG), Lindenberger D, Fürsch M, Nagl S, Paulus M, Richter J, Trüby J (Energiewissenschaftliches Institut an der Universität zu Köln), Lutz C, Khorushun O, Lehr U, Thobe I (Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Basel/Köln/ Osnabrück 2010.
- [Schlesinger et al. 2011] Schlesinger M, Hofer P, Kirchner A, Piégsa A, Strassburg S (Prognos AG), Lindenberger D, Fürsch M, Malischeck R, Nagl S, Panke S, Trüby J (Energiewissenschaftliches Institut an der Universität zu Köln), Lutz C, Khorushun O, Lehr U (Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH): Energieszenarien 2011. Basel/Köln/ Osnabrück 2010.
- [Schmitz 2011] Schmitz S: Einfluss von Wasserstoff als Gasbegleitstoff auf Unterspeicher. DBI-Fachforum Energiespeicherkonzepte und Wasserstoff, Berlin 2011.
- [Schubert 2012] Schubert G: Modeling hourly electricity generation from PV and wind plants in Europe, 9th International Conference on the European Energy Market (EEM), Florenz/Italien 2012.
- [Schwab et al. 1992] Schwab H, Kretzschmar H-J, Frei J: Gasqualitätsprobleme bei der unterirdischen Speicherung von Stadt- und Erdgas. In: gwf Gas|Erdgas. 133, S. 25-31, München 1992.
- [Sedlacek 2012] Sedlacek R: Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. In: ERD-ÖL ERDGAS KOHLE. 128, Heft 11, Hamburg 2012.
- [Seidel 2012] Seidel M (adapt engineering GmbH & Co.KG): Dokument Technische Daten des Wasserstoffmotors H07. Nordhausen 2012.
- [Sensfuss 2008] Sensfuss, F.: Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector. An agent-based simulation approach. Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe 2008.

- [Shilling/Jones 2003] Shilling N, Jones R: The response of gas turbines to a CO₂ constrained environment. Gasification Technology Conference, San Francisco/USA 2003.
- [Smolinka et al. 2011] Smolinka T, Günther M, Garche J: NOW-Studie „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien“. Kurzfassung des Abschlussberichts, Revision 1. Berlin 2011.
- [Solvay 2012] Solvay S.A./nv: Solvay has successfully commissioned the world's largest PEM fuel cell in the world at Solvin's Antwerp plant (Pressemitteilung). Brüssel/Belgien, 6. Februar 2012.
http://www.solvay.com/EN/NewsPress/Documents/2012/20120206_Lillo_EN.pdf (abgerufen am 24. Mai 2013).
- [Statistische Ämter 2011] Statistische Ämter des Bundes und der Länder: Gebiet und Bevölkerung – Fläche und Bevölkerung. Stand 31. Dezember 2011.
http://www.statistik-portal.de/Statistik-Portal/de_jb01_jahrtab1.asp, (abgerufen am 14. Juni 2013).
- [Statistisches Bundesamt 2008/09] Statistisches Bundesamt, Abteilung E 207 Energie: Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung. Wiesbaden 2008/09.
- [Steinberger-Wilckens 2012/13] Steinberger-Wilckens R (Birmingham University), persönliche Kommunikation, 2012/13.
- [Teller 2012] Teller, O. (Alstom Power): Pumped Hydro Storage Plants. IPHE Workshop „Hydrogen – A competitive Energy Storage Medium for large scale integration of renewable electricity“, Sevilla/Spain 2012. http://www.iphe.net/docs/Events/Seville_11-12/Workshop/Presentations/Session%201/1.1_IPHE%20workshop_Teller.pdf (abgerufen am 3. Dezember 2012).
- [TenneT 2011] TenneT TSO GmbH: Bericht zum Vortrag „Ausbau des Höchstspannungsnetzes - Stromautobahnen für Windstrom“ vom 24. März 2011. http://www.vde.com/de/Regionalorganisation/Bezirksvereine/Kassel/berichte_mitteilungen/Berichte/2011/seiten/ausbauhoechstspannung.aspx (abgerufen am 24. August 2012).
- [Trianel o.J.] Trianel Gaskraftwerk Hamm GmbH & Co. KG: Gemeinsam Energie erzeugen - Das Trianel Gaskraftwerk Hamm. Hamm, o. J. http://www.trianel.com/fileadmin/trianelroot/trianel/mediapool/presse/broschueren/Trianel_Gaskraftwerk_Hamm.pdf (abgerufen am 14. Mai 2013).
- [ÜNB 2008/09a] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB): Windenergie Hochrechnung, 2008/09.
http://www.eeg-kwk.net/de/Windenergie_Hochrechnung.htm (abgerufen am 5. September 2012).
- [ÜNB 2008/09b] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB): Solarenergie Hochrechnung, 2008/09.

- http://www.eeg-kwk.net/de/Solarenergie_Hochrechnung.htm,
(abgerufen am 5. September 2012).
- [ÜNB 2012] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB): Anhang Netzentwicklungsplan Strom 2012.
http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/NEP_2012_2/NEP2012_2_Kapitel_9.pdf (abgerufen am 26. September 2012).
- [UVP-V Bergbau 2010] Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben (UVP-V Bergbau) vom 13. Juli 1990 (BGBl. I S. 1420), zuletzt geändert durch Artikel 8 der Verordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261).
- [VDE 2009] Energietechnische Gesellschaft im Verein Deutscher Ingenieure (VDE): Energiespeicher im Stromversorgungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. Frankfurt 2009.
- [VDI-Nachrichten 2011] Bundesnetzagentur setzt auf Pumpspeicherkraftwerke. In: VDI Nachrichten. Ausgabe 41, Düsseldorf, 14. Oktober 2011.
- [VDI Nachrichten 2012] Bundesregierung forciert den Ausbau der Offshore-Windkraft. In: VDI Nachrichten. Ausgabe 27-28, Düsseldorf, 6. Juli 2012.
- [von Zmuda 2012] von Zmuda, M (Wärtsilä Deutschland GmbH): Informationsblatt Vergleich von Lösungen zur Bereitstellung von Fernwärme in Kraft-Wärme-Kopplung. Gasmotor vs. Gas- und Dampf-Kraftwerk. Hamburg 2012.
- [Wärtsilä 2010] Wärtsilä Deutschland GmbH: 50SG Engine Technology. Hamburg 2010.
- [Wärtsilä 2011] Wärtsilä Deutschland GmbH: Power Plants Product Catalogue. 2nd Edition. Hamburg, 2011.
- [Walter 1992] Walter W: Geologie von Mitteleuropa. Schweizerbart, Stuttgart 1992.
- [WEG 2006] Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG): WEG-Empfehlung für die Festlegung von explosionsgefährdeten Bereichen. Hannover 2006.
- [Weiße 2013] Weiße M (WIND-projekt Ingenieur und Projektentwicklungsgesellschaft mbH), persönliche Kommunikation, 2013.
- [Wenske 2010] Wenske M: Stand Elektrolyse und zukünftige Entwicklungen. DBI-Fachforum Energiespeicherung im Erdgasnetz und Wasserstoff, Berlin 2010.
- [Wenske/Tillmann 2012] Wenske M, Tillmann C: Aktuelle Entwicklungen der alkalischen Elektrolyse. 4. Energiefachtagung, Cottbus 2012.

- [Wietschel et al. 2010] Wietschel M, Arens M, Dötsch C, Herkel S, Krewitt W, Markewitz P, Möst D, Scheufen M: Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. Fraunhofer Verlag, S. 312 – 323, Stuttgart 2010.
- [Wittke 1999] Wittke, B: Permeabilität von Steinsalz - Theorie und Experiment. Textband. Essen 1999.