

**POTENZIALE DER WIND-WASSERSTOFF-TECHNOLOGIE
IN DER FREIEN UND HANSESTADT HAMBURG
UND IN SCHLESWIG-HOLSTEIN**

EINE UNTERSUCHUNG IM AUFTRAG

DER WASSERSTOFFGESELLSCHAFT HAMBURG E.V.,

**DER FREIEN UND HANSESTADT HAMBURG, VERTRETEN DURCH DIE BEHÖRDE FÜR
STADTENTWICKLUNG UND UMWELT,**

**SOWIE DES LANDES SCHLESWIG-HOLSTEIN, VERTRETEN DURCH DAS MINISTERIUM FÜR
WISSENSCHAFT, WIRTSCHAFT UND VERKEHR.**

Christoph Stiller, Patrick Schmidt, Jan Michalski, Reinhold Wurster,
Uwe Albrecht, Ulrich Bünger, Matthias Altmann

Endbericht

1. April 2010



Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

www.lbst.de

R E P O R T

Disclaimer

The staff of Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH prepared this report.

The views and conclusions expressed in this document are those of the staff of Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Neither Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, nor any of their employees, contractors or subcontractors, makes any warranty, expressed or implied, or assumes any legal liability or responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, product, or process enclosed, or represents that its use would not infringe on privately owned rights.



ZUSAMMENFASSUNG

Die vorliegende Studie untersucht die Potenziale zur Erzeugung von Wasserstoff aus überschüssiger Windenergie im Raum Hamburg und Schleswig-Holstein bis 2020 und darüber hinaus. Des Weiteren wird die Nutzung des Wasserstoffs als Energieträger in Industrie und Verkehr analysiert. Mit Hilfe detaillierter Infrastrukturanalysen und Szenario-rechnungen werden technische und ökonomische Effekte abgeschätzt und bewertet.

Der fortschreitende Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung vor allem in Norddeutschland führt durch das zeitlich fluktuierende Angebot zunehmend zu strukturellen Herausforderungen im Stromsektor. Auch bei ausreichender Erweiterung der Netze wird das Stromangebot die Nachfrage immer häufiger übersteigen. Dieser Stromüberschuss erhöht die Volatilität der Strompreise an der EEX und verringert die Effizienz der Energieversorgung. In Schleswig-Holstein werden im Jahr 2020 ca. 1-4 TWh (entspricht 5-20% des erzeugten Windstroms) als Überschuss anfallen und ohne geeignete Maßnahmen nicht genutzt werden können.

Die Erzeugung von Wasserstoff stellt eine vorteilhafte und vielseitige Option zur Nutzung dieses Überschussstroms dar. Der Wasserstoff kann in zentralen Elektrolyseanlagen erzeugt werden. Die großtechnische Speicherung in Salzkavernen (vergleichbar mit der heutigen Speicherung von Erdgas) erreicht eine mehr als 60 Mal höhere Energiedichte als alternative Stromspeichertechnologien und hat damit als einzige Technologie genügend Potenzial, um den durch fluktuierende erneuerbare Energieerzeugung erforderlichen saisonalen Speicherbedarf zu decken. Dadurch kann fluktuierende Windenergie mittelbar zur abrufbaren, kontinuierlichen Stromversorgung eingesetzt werden. Weitere vorteilhafte Einsatzmöglichkeiten bestehen in der Industrie sowie im Verkehrssektor.

Der regenerativ erzeugte Wasserstoff gelangt via Pipelines, Schiffen oder LKWs zu den Verbrauchern. Der Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff in Industrie und Verkehr führt zu erheblichen Treibhausgaseinsparungen gegenüber fossilem Energieeinsatz. Bis 2020 wird ein Anwendungspotenzial von 320 Mio. Nm³ für Industrie und Verkehr in Hamburg und Schleswig-Holstein identifiziert (entspricht 4,5% des industriellen Energieverbrauchs). Die notwendigen Investitionen für Erzeugung, Speicherung und Verteilung betragen ca. 600 Mio. €. Die resultierenden spezifischen Kosten der Wasserstoffbereitstellung aus Windenergie betragen je nach Abnahmemenge und -ort zwischen 0,42 und 0,75 €/Nm³ (4,70-8,30 €/kg). Damit liegen sie heute gegenüber der günstigsten Wasserstoffversorgung aus fossilen Quellen um 0,12-0,32 €/Nm³ höher (1,30-3,60 €/kg). Bei frühzeitiger Implementierung der elektrolytischen Wasserstoffproduktion sollte Wasserstoff aus Windenergie durch den zu erwartenden Anstieg der fossilen Energiepreise und die Reduktion der Elektrolyseurkosten nach 2020 wettbewerbsfähig werden.

Der Aufbau von Anlagen zur Wasserstoffproduktion aus erneuerbarem Strom kann den Bedarf für notwendige Stromnetzerweiterungen reduzieren und vermeidet Verzögerungen



durch langwierige Genehmigungsverfahren. Wasserstoffspeicher führen zu einer verbesserten Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt und reduzieren die volkswirtschaftliche Verluste durch ungenutzte erneuerbare Strommengen. Des Weiteren leisten große Wasserstoffspeicher einen Beitrag zu Netzstabilität und Versorgungssicherheit.

Die Region Hamburg und Schleswig-Holstein ist ideal für die Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff aus Windenergie geeignet, da sie ein hohes Windpotenzial aufweist und über für Kavernenspeicher geeignete Salzformationen verfügt. Der Aufbau eines Wind-Wasserstoff-Netzwerks führt perspektivisch zu einer Stärkung des Industriestandortes durch die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien unter anderem für die chemische und die Grundstoffindustrie. Er unterstreicht den Pioniercharakter der Region für die Wasserstoff-erzeugung und -nutzung.

Die Herausforderungen zur Realisierung eines Wind-Wasserstoff-Netzwerks liegen insbesondere in den Vorlaufzeiten für die Errichtung der Wasserstoff-Infrastruktur (Erzeugung, Transport, Speicherung) und in der anfangs mangelnden Wirtschaftlichkeit des aus Windenergie gewonnenen Wasserstoffs gegenüber fossilen Energien. Der Aufbau der Produktions- und Speicherkapazitäten und die Nutzung von Wind-Wasserstoff müssen von der Politik durch entsprechende ordnungsrechtliche und finanzielle Maßnahmen und Anreize flankiert werden, damit dieser mittelfristig wettbewerbsfähig wird.

Aus diesen Gründen ist eine zwischen Politik, Industrie und Verbänden abgestimmte Roadmap mit konkreten, verbindlichen Schritten einschließlich Demonstrationsvorhaben und der Umsetzung eines großtechnischen Pilotprojekts notwendig. Parallel sind vertiefende Analysen, etwa zur effizienten Einbettung der Wasserstoff-erzeugung und -nutzung in den Energiesektor, sinnvoll.

Für eine erfolgreiche Realisierung ist die Schaffung eines klaren und begünstigenden Umsetzungsrahmens erforderlich. Dazu gehören die Entwicklung von Maßnahmenbündeln, die versorgungs- und bedarfsseitige Anreize für ein klimaneutrales Energiesystem schaffen, sowie Fördermechanismen für infrastrukturelle Maßnahmen, insbesondere der großtechnischen Energiespeicherung durch Wasserstoff und dem Aufbau entsprechender Speicher- und Verteilsysteme. Weiterhin müssen klare rechtliche Rahmenbedingungen für die Planung und Genehmigung solcher Windwasserstoff-Anlagen geschaffen werden, die einen Vorrang für infrastrukturelle Maßnahmen vorsehen, um diese rechtzeitig umsetzen zu können.

In Anbetracht der dargestellten notwendigen Schritte und ihrer Vorlaufzeiten ist zügiges, abgestimmtes Handeln von Seiten der Politik, der Industrie und der Verbände unabdingbar, damit rechtzeitig eine Lösung der sich verschärfenden Situation auf dem Strommarkt zur Verfügung steht und die sich durch die Nutzung von Wasserstoff in Verkehr und Industrie bietenden Potenziale ausgeschöpft werden können.



INHALTSVERZEICHNIS

ZUSAMMENFASSUNG	I
TABELLENVERZEICHNIS	VII
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	VIII
GLOSSAR	XII
KURZFASSUNG	XV
EINLEITUNG UND VORGEHEN	22
1 ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN	24
1.1 Aktuelle Situation	24
1.1.1 Deutschland	24
1.1.2 Hamburg / Schleswig-Holstein	36
1.2 Entwicklung bis 2020 und danach	44
1.2.1 Deutschland	44
1.2.2 Hamburg / Schleswig-Holstein	51
1.3 Weitere Aspekte	59
1.3.1 Rolle der Energieträger für unterschiedliche Lastprofile	59
1.3.2 Regulatorische Randbedingungen.....	60
1.3.3 Windprognosen und Prognosegüte	62
1.3.4 Smart Metering und Demand-Side Management.....	64
1.3.5 Elektromobilität	65
1.4 Zusammenfassung wesentlicher Erkenntnisse	66
2 ANALYSE DER VERFÜGBARKEIT VON WINDSTROM ZUR PRODUKTION VON WASSERSTOFF	68
2.1 Überschussstrommengen	68
2.1.1 Deutschland	68
2.1.2 Hamburg / Schleswig-Holstein	71
2.2 Wirtschaftliche Randbedingungen heute und zukünftig	73
2.2.1 Strombörse EEX.....	73



2.2.2	Bezug von Elektrolysestrom	77
2.2.3	Regelleistungsmarkt.....	79
2.2.4	Einspeisemanagement	82
2.3	Zusammenfassung wesentlicher Erkenntnisse	84
3	BEWERTUNG DER ROLLE VON WASSERSTOFF ALS ENERGIETRÄGER	85
3.1	Industrielle Anwendung von Wasserstoff	85
3.1.1	Wasserstofferzeuger.....	85
3.1.2	Wasserstoffnutzer	85
3.2	Eisenerzreduktionsverfahren zur Stahlerzeugung mittels Wasserstoff.....	87
3.2.1	Hintergrund.....	87
3.2.2	Vor- und Nachteile	88
3.2.3	Wasserstoffbedarf	90
3.2.4	Entwicklung der Direktreduktionsverfahren weltweit	90
3.2.5	Wasserstoffbedarf für die Stahlherstellung in Hamburg.....	91
3.3	Sonstige industrielle Wasserstofferzeuger bzw. -nutzer.....	93
3.3.1	ADM Hamburg Aktiengesellschaft (Hamburg)	93
3.3.2	Aurubis AG (Hamburg).....	93
3.3.3	Bayer Material Science AG (Brunsbüttel)	93
3.3.4	Dow Deutschland Anlagengesellschaft mbH (Stade).....	94
3.3.5	E.ON-Hanse AG (Quickborn)	94
3.3.6	Holborn Europa Raffinerie GmbH (Hamburg)	95
3.3.7	H&R Ölwerke Schindler GmbH (Hamburg)	95
3.3.8	Sasol Wax GmbH (Hamburg).....	95
3.3.9	Vattenfall Europe AG (Hamburg)	96
3.3.10	Yara Brunsbüttel GmbH	96
3.3.11	Luftfahrt	97
3.4	Wasserstoffnutzung im Straßenverkehr	97
3.4.1	Brennstoffzellenfahrzeuge versus Batteriefahrzeuge	97
3.4.2	Wasserstoffbedarf und Tankstellen	98



3.4.3	Zulässige Kosten	99
3.5	Speicherung von Wasserstoff.....	100
3.5.1	Wasserstoff-Großspeicher	100
3.6	Stationäre Rückverstromung von Wasserstoff	103
3.6.1	Konzepte zur Rückverstromung.....	103
3.6.2	Stromspeichersysteme im Vergleich	104
3.6.3	Wirtschaftlichkeit der Rückverstromung von Wasserstoff	107
3.7	Gesamter Wasserstoffbedarf in Hamburg und Schleswig-Holstein	108
3.8	Zusammenfassung wesentlicher Erkenntnisse	109
4	ENERGIESYSTEMATISCHE BETRACHTUNG UND SZENARIENANALYSE	112
4.1	Zugrunde gelegtes Betriebsmodell für Elektrolyseanlagen.....	112
4.1.1	Stand der Technik der Elektrolyse und Technologiewahl.....	112
4.1.2	Standortwahl	113
4.1.3	Betriebsstrategie und Strombezug	115
4.1.4	Kapazität und Speicherbedarf	116
4.1.5	Kosten und Erlöse	117
4.2	Kosten, Potenziale und Speicherbedarf der Wasserstoffherzeugung in Schleswig-Holstein.....	121
4.2.1	Mögliche Erzeugungsmengen	121
4.2.2	Spezifische Produktionskosten	122
4.2.3	Speicherbedarf und -kosten	124
4.3	Infrastruktur für die Nutzung des Wasserstoffs in Industrie und Verkehr	126
4.3.1	Transport und Distribution von Wasserstoff.....	127
4.3.2	Methodik des H2INVEST-Modells.....	133
4.3.3	Techno-ökonomische Annahmen	134
4.3.4	Versorgung der Verbraucher mit Wasserstoff aus Windenergie.....	136
4.3.5	Vergleich mit der Wasserstoffversorgung ohne die Windenergie-Option.....	139



4.4	Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff aus Windenergie	142
4.5	Zusammenfassung wesentlicher Erkenntnisse	145
5	HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN	147
5.1	Motivation für Handlungen.....	147
5.2	Handlungsempfehlungen zur Schaffung der notwendigen Rahmenbedingungen.....	148
5.2.1	Erstellung einer Roadmap	148
5.2.2	Implementierung flankierender Förderinstrumente.....	148
5.2.3	Schaffung von administrativem Vorrang und Rechtssicherheit.....	149
5.2.4	Bildung und Akzeptanz	149
5.2.5	Dringlichkeit.....	150
5.3	Handlungsmatrix	151
6	LITERATURVERZEICHNIS	152



TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1:	Auswertung der Windenergie-Einspeisung 2008	28
Tabelle 2:	Leistungskenngrößen (Dauerlast) des Seiltyps Al/St264- AL1/34-ST1A [Brakelmann 2004, S. 9]	31
Tabelle 3:	Leistungskenngrößen (Dauerlast) eines VPE-Kabels mit einem Leiterquerschnitt von 1.400 mm ² [Brakelmann 2004, S. 26].....	32
Tabelle 4:	Windenergie-Einspeisung in Hamburg und Schleswig- Holstein im Jahr 2008	38
Tabelle 5:	Hoch- und Höchstspannungsnetz in Schleswig-Holstein [IE 2009]	42
Tabelle 6:	Kapazität des Hoch- und Höchstspannungsnetzes in Schleswig-Holstein ([IE 2009] basierend auf E.ON- Angaben)	43
Tabelle 7:	Jahresbilanz 2008 für den Stromaustausch von/nach Schleswig-Holstein [UCTE 2009a, S. 34]	44
Tabelle 8:	Stand der geplanten deutschen Offshore-Wind Projekte [dena 2009]	48
Tabelle 9:	Angekündigte Netzanbindung der deutschen Offshore- Wind Projekte [dena 2009]	54
Tabelle 10:	Wasserstoffbedarf der Region für Straßenverkehr 2020 [GermanHy 2009].....	99
Tabelle 11:	Industrielle Wasserstofferzeugung bzw. -bedarf in der Hamburger Metropolregion	108
Tabelle 12:	Techno-ökonomische Parameter zum LKW-Transport.....	130
Tabelle 13:	Techno-ökonomische Parameter zum Pipeline-Transport	130
Tabelle 14:	Techno-ökonomische Parameter zum Schiffstransport.....	131
Tabelle 15:	Günstigste Transportoptionen in Abhängigkeit von Entfernung und Menge	132
Tabelle 16:	Energiekosten [GermanHy 2009]	135
Tabelle 17:	Zentrale Ergebnisse der Windenergie-Szenarien	139



ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1:	In der Studie untersuchte Themenkomplexe und deren Zusammenspiel	23
Abbildung 2:	Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990-2008 nach Energieträgern [AGEB 2009]	24
Abbildung 3:	Kapazität und Volllaststunden 2008 von Kraftwerken in Deutschland [E.ON 2009a; Vattenfall 2009a]	25
Abbildung 4:	Beitrag erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in Deutschland 1990-2008 [AGEE 2009]	26
Abbildung 5:	Viertelstündliche Windenergie-Einspeisung 2008 in die Netze von E.ON/Transpower und Vattenfall [transpower 2009c; Vattenfall 2009b]	27
Abbildung 6:	Monatliche Windenergie-Einspeisung 2008 in die Netze von E.ON/Transpower und Vattenfall	27
Abbildung 7:	Stromverbrauch in den Sektoren Industrie, Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen und übrige Verbraucher (GHD), Haushalte und Verkehr [BMW 2009a]	29
Abbildung 8:	Lastgänge in Deutschland im März 2008 (Daten von UCTE bereitgestellt) [ENTSOE 2009]	29
Abbildung 9:	VDEW Standardlastprofil H0 „Haushalt“ für Deutschland	30
Abbildung 10:	Bruttostromerzeugung in Hamburg und Schleswig-Holstein 2004-2008 nach Energieträgern [Statistik Nord 2009; E.ON 2009a/b; Vattenfall 2009a]	36
Abbildung 11:	Existierende Kraftwerke >100 MW in Norddeutschland nach Brennstoff und Erzeugungsleistung [Daten UBA 2009]	37
Abbildung 12:	Beitrag erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in Hamburg und Schleswig-Holstein 2008 [E.ON 2009b/Vattenfall 2009b]	37
Abbildung 13:	Geographische Verteilung der Windenergieleistung in Schleswig-Holstein 2008 [E.ON 2009b]	38
Abbildung 14:	Entwicklung des Stromverbrauchs in Hamburg und Schleswig-Holstein seit 1990 [LAK-E 2009]	40
Abbildung 15:	Stromverbrauch in den Sektoren Industrie, Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen und übrige Verbraucher (GHD), Haushalte und Verkehr im Jahr 2006 [Statistik Nord 2009]	40
Abbildung 16:	Vergleich der Stromverbrauchsentwicklung in Deutschland, Hamburg und Schleswig-Holstein [BMW 2009a], [LAK-E 2009]	41



Abbildung 17:	Hoch- und Höchstspannungsnetz in Schleswig-Holstein und Hansestadt Hamburg [E.ON Netz 2009b].....	42
Abbildung 18:	Aktuelle Engpässe im nord-westlichen 110 kV-Netz [E.ON Netz 2009a]	43
Abbildung 19:	Fossile und nukleare Stromerzeugung bis 2015 [AGEB 2009; UBA 2009; BDEW 2009; dena 2008a]	44
Abbildung 20:	Ausblick zur Stromerzeugung in Deutschland 2020 und 2030.....	46
Abbildung 21:	Ausbauszenarien Erneuerbarer Energien 2015, 2020 und 2030.....	47
Abbildung 22:	Bruttostromverbrauch 1990 bis 2008 in Deutschland und angenommene Entwicklung bis 2030 in verschiedenen veröffentlichten Szenarien [BMU 2009a]	49
Abbildung 23:	Visionen für ein "Supergrid" mit „Supernodes“ als Keimzellen für den sukzessiven Aufbau [Mainstream 2010]	51
Abbildung 24:	Bis 2015 abgeschaltete (durchgestrichen) und neu errichtete Kraftwerke (violett) in Norddeutschland [AGEB 2009; UBA 2009; BDEW 2009; dena 2008a]	52
Abbildung 25:	Ausblick zur Stromerzeugung in Hamburg / Schleswig-Holstein.....	53
Abbildung 26:	Ausbauszenarien erneuerbarer Energien in Hamburg / Schleswig-Holstein	53
Abbildung 27:	Entwicklung des Stromverbrauchs in Schleswig-Holstein von 1996 bis 2006, Fortschreibung bis 2008 und Prognose bis 2030 [IE 2009]	55
Abbildung 28:	Fertiggestellter HGÜ-Anschluss für den Windpark Bard Offshore 1 in der Nordsee [transpower 2009d].....	57
Abbildung 29:	Ausbau 110 kV-Netz in Schleswig-Holstein [E.ON Netz 2009c].....	58
Abbildung 30:	Ausbaupläne Übertragungsinfrastruktur in Schleswig-Holstein und Hamburg [transpower 2009b]	58
Abbildung 31:	Einspeisemanagement-Regionen in Schleswig-Holstein [E.ON Netz 2009b]	62
Abbildung 32:	Beispiel für die Ermittlung der Stromüberschussmenge	69
Abbildung 33:	Ermittelte Überschussstrommengen in Deutschland	70
Abbildung 34:	Ermittelte Überschussstrommengen in Hamburg und Schleswig-Holstein für 2020	72
Abbildung 35:	Preisverlauf des EEX Day-Ahead-Spotmarktes 2008	77
Abbildung 36:	Typen der Regelung [Kox 2008]	79



Abbildung 37:	Mittlerer gezahlter Leistungspreis für in Anspruch genommene Minutenreservegebote (links: positiv; rechts: negativ).....	81
Abbildung 38:	Einsätze von Erzeugungsmanagement 2008 [E.ON Netz 2009d]	82
Abbildung 39:	Prozessschema des Midrex Direktreduktionsverfahrens [Braun 2004]	88
Abbildung 40:	Weltweite DRI Produktion nach Weltregionen [MIDREX 2009]	91
Abbildung 41:	Luftaufnahme MIDREX-Stahlwerk Hamburg (Copyright ArcelorMittal Hamburg GmbH) Übersicht über das Werk mit Erzlager, Midrexanlage, Stahlwerk, Knüppelplatz, Walzwerk, Schrottplatz, Lagerhalle und Hafen	92
Abbildung 42:	Vergleich von Geometrie und Lage der H ₂ -Kavernen in Salzstöcken in Großbritannien und Texas [Crotogino 2007]	101
Abbildung 43:	Salzstöcke in Norddeutschland [Jaritz 1972].....	102
Abbildung 44:	Kavernenkosten in Abhängigkeit vom geometrischen Speichervolumen [Crotogino 2009b].....	102
Abbildung 45:	H ₂ -Großspeicherung, -Rückverstromung und -Nutzung als Kraftstoff.....	104
Abbildung 46:	Einsatzbereiche von Speicherkraftwerken [Crotogino 2009a]	105
Abbildung 47:	Vergleich der Vollkosten verschiedener „Wochenspeicher“- Systeme (LBST nach [VDE 2008])	106
Abbildung 48:	Auslegung einer Betriebsstrategie basierend auf Börsenpreisen	107
Abbildung 49:	Überblick über den Wasserstoffbedarf für Verkehr und Industrie 2020.....	109
Abbildung 50:	Zuordnung der WKAs zu Netzknoten für zentrale Elektrolyseanlagen	115
Abbildung 51:	Durchschnittlicher Strombezugspreis in Abhängigkeit von Auslastung	118
Abbildung 52:	Vermarktungserlöse von Regelenenergie.....	120
Abbildung 53:	Mögliche Erzeugungsmengen und benötigte Strommenge.....	122
Abbildung 54:	Resultierende Wasserstoffproduktionskosten	123
Abbildung 55:	Sensitivität der Wasserstoffproduktionskosten	124
Abbildung 56:	Speicherbedarf für Wasserstoff zur Überbrückung von jahreszeitlichen Schwankungen	125
Abbildung 57:	Optionen zur Versorgung der Verbraucher mit Wasserstoff	135



Abbildung 58:	Versorgungsszenario mit Windenergie (Schiffstransport / hoher Strompreis)	137
Abbildung 59:	Versorgungsszenario mit Windenergie (Pipelines / hoher Strompreis).....	138
Abbildung 60:	Wasserstoffproduktion in den Szenarien.....	140
Abbildung 61:	Wasserstoffdistribution in den Szenarien	140
Abbildung 62:	Energieverbrauch für Wasserstoffproduktion und Distribution	141
Abbildung 63:	Treibhausgasemissionen durch H ₂ -Produktion und -Distribution	142
Abbildung 64:	Durchschnittliche Wasserstoffkosten der Szenarien inklusive Distribution	143
Abbildung 65:	Durchschnittliche Wasserstoffkosten für Industrie und Tankstellen.....	144
Abbildung 66:	Verteilung des Investitionsbedarfs	145



GLOSSAR

Bilanzkreis	Zusammenfassung von Stromlieferanten und Stromkunden; die erzeugte und zugekaufte Strommenge muss jederzeit dem Strombezug der Kunden gleichen.
CO ₂ -Äquivalent	Treibhauseffekt-wirksame Emissionen werden in CO ₂ -Äquivalente umgerechnet, wobei CO ₂ den Faktor 1 hat.
Direktvermarktung	Eigenständiger Stromverkauf durch Windparkbetreiber ohne Inanspruchnahme der gesetzlichen EEG-Vergütung.
Doppelvermarktungsverbot	Gesetzliches Verbot, den nach EEG vergüteten Strom mehrfach zu verkaufen oder anderweitig zu überlassen.
Druckflaschenaufleger	LKW-Anhänger mit Flaschenbündeln zur Speicherung und Transport von Druckwasserstoff (engl.: tube trailer).
EEX	European Energy Exchange – Leipziger Strombörse für den Handel von Kontrakten und Derivaten auf Strom, Erdgas Emissionsrechte und Kohle.
Einspeisemanagement	Aktive Drosselung der Stromeinspeisung aus großen Windanlagen durch den Übertragungsnetzbetreiber zur Stabilisierung des Stromnetzes bei Netzengpässen.
Elektrolyse	Elektrochemischer Prozess zur Herstellung von Wasserstoff, bei dem Wasser unter Anwendung elektrischer Energie in seine Bestandteile (Sauerstoff und Wasser) gespalten wird.
Flüssigstandtank	Oberirdischer isolierter Tank zur Speicherung von tiefkaltem Flüssigwasserstoff (zylinder- oder kugelförmig)
Freileitungs-Temperaturmonitoring	Messung oder Simulation der aktuellen Temperatur einer Freileitung zur Steigerung der Stromübertragungskapazität.
GH ₂	Gasförmiger Wasserstoff (engl.: gaseous hydrogen).
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen – Bezeichnungen für einen Verbrauchssektor in Energiestatistiken.
GuD-Anlagen	Gas-und-Dampfkraftwerke nutzen thermische Energie aus Gasturbinen zur Dampferzeugung und erzeugen in nachgelagerten Dampfturbinen elektrischen Strom.



H ₂	Chemisches Zeichen für Wasserstoff (engl.: hydrogen).
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstromübertragung (engl.: HVDC) – Übertragung der elektrischen Energie als Gleichstrom bei hoher Spannung.
Konditionierung	Kompression oder Verflüssigung von Wasserstoffs als Aufbereitung für den Abtransport.
kWh	Energiemenge, die ein Kilowatt Leistung in einer Stunde umsetzt (entspricht 3,6 kJ). 1.000 kWh = 1 MWh (Mega-Wattstunde) 1.000 MWh = 1 GWh (Giga-Wattstunde) 1.000 GWh = 1 TWh (Tera-Wattstunde)
LH ₂	Flüssig-Wasserstoff (engl.: liquid hydrogen).
Lock-in Effekt	Einengung des Handlungsspielraums durch Investitionsentscheidungen, die zu einer langfristigen Festlegung führen, und damit eine Anpassung an geänderte Rahmenbedingungen unwirtschaftlich machen.
Mt	Mega-Tonnen = 1.000 t
MVA	Millionen Volt Ampère – bei rein ohm'schen Verbrauchern gilt 1 MVA = 1 MW.
Nm ³	Norm-Kubikmeter (bei 0°C und 1.013 mbar). Übliche Mengenangabe für Industrierwasserstoff. 1 Nm ³ entspricht 0,0899 kg und 3,0 kWh Energie (bez. auf Heizwert)
n-1 Kriterium	Stresstest in der Planung elektrischer Systeme; besagt, dass bei Ausfall jedes beliebigen Netzelementes (Leitung, Umspannwerk, Kraftwerk, etc.) nicht die Stabilität des Gesamtsystems gefährdet sein darf.
Offshore-Wind	Windenergieanlagen mit Standort „im Meer“.
Onshore-Wind	Windenergieanlagen mit Standort „an Land“.
Pooling	Zusammenfassung mehrerer Kleinanlagen zu einer virtuellen Einheit mit größerer Erzeugungsleistung.
Regelleistung	Elektrische Reserveleistung zur Stabilisierung des Stromnetzes in kritischen Netzsituation. Je nach Bereitstellungszeitraum unterscheidet man zwischen Primärregelleistung (Abruf innerhalb von 30 Sekunden), Sekundärregelleistung (15 Min.) und Minuten-



	reserveleistung (60 Min.). Vergütet wird sowohl die reine Vorhaltung der Leistung ohne Abruf, als auch die verrichtete Arbeit bei Abruf der Leistung.
Regelzone	Versorgungsgebiet eines überregionalen Übertragungsnetzbetreibers, in der er für die Netzstabilität und -sicherheit verantwortlich ist.
Repowering	Ersatz von älteren Windrädern durch moderne, größere Windanlagen zur Erhöhung der Stromerzeugung.
Salzkaverne	Künstlich erzeugte unterirdische Hohlräume in Salzstöcken, die für großtechnische Gasspeicherung geeignet sind.
Spannungsebene	Je nach Transportdistanz und Kapazitätsbedarf wird der Strom in unterschiedlichen Spannungsebenen übertragen (Höchst-: 220/380 kV; Hoch-: 110 kV, Mittel-: 10/20 kV; Nieder-: darunter).
Spotmarkt	Virtueller Marktplatz an der Leipziger Strombörse zum Handel der Stromkontrakte für den laufenden (Intraday-Markt) bzw. nächsten (Day-Ahead-Markt) Tag.
Strommix	Prozentuale Zusammensetzung der Stromerzeugung nach Erzeugungstechnologie (Wind, Erdgas, Solar etc.).
Überschussleistung	Leistung, die nicht vom Netz aufgenommen werden kann, da Netzkapazitäten fehlen oder das Stromangebot die Nachfrage übersteigt.
Überschussstrom	siehe „Überschussleistung“ (Energie statt Leistung)
Übertragungsnetzbetreiber	Betreiber von überregionalen Stromnetzen (In Deutschland zzt. Transpower, Amprion, Vattenfall Europe Transmission, EnBW Transportnetze)
Volllaststunde	Jahresumsatz elektrischer Energie (Erzeugung/Verbrauch) einer Anlage bezogen auf die Nennleistung (z.B. 100.000 MWh; 50 MW → 2000 Volllaststunden).



KURZFASSUNG

Ziel dieser Studie ist die Untersuchung der Potenziale für die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff aus Windenergie sowie für dessen Einsatz als Energieträger in Industrie und Verkehr im Raum Hamburg und Schleswig-Holstein bis 2020 und darüber hinaus.

Kapitel 1 beleuchtet die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Strommarkt sowie die zu erwartenden technologischen und marktwirtschaftlichen Trends für den Zeitraum bis 2020 und danach.

Die Stromerzeugung in Deutschland hat seit 1990 durchschnittlich um nur 0,8% pro Jahr zugenommen. Nahezu die gesamte Steigerung wurde durch erneuerbare Energien gedeckt. Wegen der Alterung des Kraftwerksparks und vor dem Hintergrund des Atomenergieausstiegs sind vor allem in Norddeutschland derzeit zahlreiche neue fossile Großkraftwerke (vor allem Steinkohle) in der Planung; jedoch besteht bzgl. der Realisierung der einzelnen Projekte teilweise Unsicherheit. Mit dem Regierungswechsel wird der Atomenergieausstieg voraussichtlich verlängert; die verbleibende Leistung im Jahr 2020 ist jedoch vom heutigen Standpunkt aus ungewiss.

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Deutschland ist von 2005 bis 2008 von 10 auf 15% gestiegen, während in Schleswig-Holstein bereits über 40% des Eigenbedarfs regenerativ erzeugt werden. Gerade in Regionen mit starkem Ausbau treten bereits heute Netzkapazitätsprobleme auf, die durch Abregelung der Windenergieanlagen (Einspeisemanagement) ausgeglichen werden. Im Bereich der Windenergie besteht vor allem bei Repowering von Onshore-Windanlagen sowie dem Ausbau der Offshore-Standorte in Nord- und Ostsee noch erhebliches Potenzial. In Schleswig-Holstein sollen in der ersten Ausbaustufe ca. 3,1 GW Windenergie angelandet werden, im Endausbau aller genehmigten Projekte bis zu 8,3 GW. Bei vielen Projekten ist die Netzanbindung noch nicht geplant, daher kann die über Schleswig-Holstein angelandete Leistung langfristig durchaus noch größer werden. Bis 2020 werden in Schleswig-Holstein 4 GW Onshore- und 3,15 GW Offshore-Erzeugungslleistung erwartet.

Um Lock-in-Effekte durch den starken Ausbau fossiler Erzeugungskapazitäten zu verhindern, müssen frühzeitig Lösungen für die Erzeugung von gesicherter Leistung aus fluktuierenden erneuerbarer Energien aufgezeigt werden. Erzeugernahe Langzeitenergiespeicherung in Form von Wasserstoff kann hier eine bedeutende Rolle für die gesicherte Leistungsbereitstellung spielen.

Auf der Stromverbrauchsseite können trotz Einsparungen durch Effizienzsteigerung kurz- und mittelfristig leichte Steigerungen auftreten, begründet durch den erwarteten verstärkten Einsatz von Strom in neuen Anwendungsgebieten (z.B. Wärmepumpen, Klimatisierung, Elektromobilität). Es wird angenommen, dass der Stromverbrauch in



Hamburg und Schleswig-Holstein im Jahr 2020 ca. 2,0-2,7% über dem Wert von 2006 liegt.

In Deutschland besteht dringender Bedarf zum Netzausbau aufgrund erneuerbarer Energien (Nord-Süd-Achse) sowie aufgrund der Deregulierung des Strommarktes (Ost-West-Achse). In Schleswig-Holstein sind prinzipiell starke Netzknoten durch die bestehenden Kohle- und Kernkraftwerke vorhanden; jedoch müssen durch die Offshore-Anbindung und den steigenden Ausbau von Onshore-Wind auch hier einige Trassen verstärkt werden. Dies wird durch das EEG 2009 geregelt, welches neben Netzausbau auch kurzfristige Maßnahmen wie Freileitungstemperatur-Monitoring nennt. Der Export von Windstromüberschüssen ins Ausland und in angrenzende Bundesländer ist zum einen durch die Übertragungskapazität begrenzt, zum anderen jedoch auch durch die Tatsache, dass durch die Großwetterlage bei Stromüberschuss in Schleswig-Holstein mit hoher Wahrscheinlichkeit auch in benachbarten Regionen Stromüberschuss auftreten wird. Eine Verlagerung der Stromnachfrage über das heutige Maß hinaus durch Demand-Side Management und Batteriefahrzeuge ist nur im begrenzten Umfang möglich. Die genannten Anhaltspunkte deuten darauf hin, dass großtechnische Stromspeicherung für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zwingend notwendig ist.

Kapitel 2 analysiert die Verfügbarkeit von Windstrom sowie die wirtschaftlichen Randbedingungen für die Produktion von Wasserstoff.

Die zu erwartende Überschussstrommenge in Deutschland hängt im Wesentlichen von der erwarteten künftigen Leistung der Kernkraftwerke ab, da diese auch zu Zeiten von Stromüberschuss bei mittlerer bis hoher Last betrieben werden. Folglich hat der Ausstiegsfahrplan einen großen Einfluss auf die künftigen Stromüberschüsse. In Schleswig-Holstein/Hamburg ist zudem die künftige Stromexportkapazität in Nachbarregionen von großer Bedeutung. Diese hängt in Überschusssituationen zum einen von Netzkapazität, zum anderen aber auch von der dort installierten Leistung an erneuerbaren Energien und anderer Erzeugung ab. Eine Erhöhung der Netzkapazitäten alleine genügt also nicht, um Stromüberschusssituationen zu verhindern. Andersherum kann die rechtzeitige Entwicklung einer Wasserstoffproduktions- und Distributionsinfrastruktur den Bedarf für Netzausbau entschärfen. Als wahrscheinliche Menge an Überschussstrom im Raum Hamburg und Schleswig-Holstein im Jahr 2020 werden 1-4 TWh angenommen; die maximale Leistung, die zeitweise nicht ins Netz eingespeist werden kann, wird auf bis zu 4,4 - 5 GW geschätzt.

Der Spotmarkt der Strombörse ist grundsätzlich eine vorteilhafte Strombezugsstelle für die Wasserstoffproduktion. Durch den strompreisgesteuerten Einsatz der Elektrolyse entsteht eine solide Betriebsstrategie, die zum einen niedrige durchschnittliche Strombezugskosten ermöglicht und zum anderen indirekt eine Entlastung des Übertragungsnetzes gewährleistet, da der Strompreis die Balance zwischen Stromangebot und -nachfrage bildet. Obwohl keine direkte Kopplung der Elektrolyseanlagen zur Winderzeugung besteht,



werden diese daher vorwiegend zu Zeiten hoher Windstromeinspeisung betrieben. Zudem wirkt sich diese Betriebsweise stabilisierend auf den Börsenpreis am Spotmarkt aus, was die Differenz zwischen EEG-Vergütung und EEX-Verkaufserlösen mindert und damit Anreize für die Direktvermarktung von erneuerbarem Strom schafft.

Weiterhin sind Mitnahmeeffekte durch Windstrom, der in Niedriglastzeiten wegen Einspeisemanagement nicht vom Netz aufgenommen werden kann, und Regelenergievermarktung möglich. Die Möglichkeit des Zusammenschlusses mit Windparks zu „virtuellen Kombikraftwerken“ ist gegeben; Wasserstoff-Elektrolysesysteme stellen dabei eine steuerbare Last dar.

Eine Voraussetzung für die großtechnische Umsetzung von Elektrolyse mit Überschussstrom ist die Schaffung von Rechtssicherheit durch z.B. die grundlegende rechtliche Klärung, dass der Einsatz von (Teil-)Mengen der Windenergie aus EEG-Anlagen bei Einspeisemanagement-Einsätzen nicht unter das Doppelvermarktungsverbot fällt, sowie den expliziten Bezug auf Wasserstoffsysteme im Kombikraftwerks-Bonus.

In Kapitel 3 wird die Rolle von Wasserstoff als Energieträger für die Industrie, den Verkehr und den Strommarkt beleuchtet und das Potenzial zur Speicherung von erneuerbarem Strom diskutiert.

Wasserstoff wird an vielen Stellen in der chemischen und Grundstoffindustrie verwendet, auch im Raum Hamburg und Schleswig-Holstein. Günstige Voraussetzungen für Wind-Wasserstoffnutzung haben vor allem die Firma Bayer (Brunsbüttel), die einer der größten Verbraucher von Wasserstoff in der Region ist und mit der Substitution von erdgasbasiertem Wasserstoff durch erneuerbaren Wasserstoff ihre CO₂-Reduktionsziele unterstützen könnte. Ein weiteres gut geeignetes Einsatzgebiet ist die Fetthydrierung von Nahrungsmitteln; diese hat zwar einen vergleichsweise geringen Wasserstoffbedarf, aber hier werden in Zukunft Wettbewerbsvorteile durch Verbesserung des „Product Carbon Footprints“ erwartet, was ein immer wichtigeres Kriterium wird. Hierdurch wird auch die Attraktivität des Standortes für die Industrie gestärkt.

Weiterhin kann Wasserstoff bei der Stahlerzeugung der ArcelorMittal Midrex-Anlage in Hamburg verwendet werden; dies erfordert jedoch eine empirische Erprobung mit steigendem H₂-Anteil und Evaluierung der Einflüsse auf die Prozessführung und Produktqualität. Auch in der Kupferproduktion bei Aurubis in Hamburg kann extern zugeführter Wasserstoff zur Substitution von Erdgas im Anodenofen nach Umbaumaßnahmen und Testläufen eingesetzt werden.

Konkurrierende Erzeugungspfade für Wasserstoff aus Windenergie existieren unter anderem durch die partielle Oxidation von Schwerölbestandteilen bei YARA in Brunsbüttel: hierdurch kann zu sehr niedrigen Kosten Wasserstoff hergestellt werden, und die günstige Verfügbarkeit des Ausgangsstoffs wird nach 2012 zunehmen, da dann kein Schweröl mehr für die Küstennahe Schifffahrt verwendet werden darf; andererseits könnte



die dann erforderliche Entschwefelung des Schweröls wiederum den Wasserstoffverbrauch steigern. Auch die Holborn-Raffinerie in Hamburg kann die H₂-Produktion noch ausdehnen.

Insgesamt wurde das mögliche Substitutionspotenzial für industrielle Anwendungen mit Wind-Wasserstoff zu ca. 276 Mio. Nm³ / a hochgerechnet.

Der künftige Verkehrssektor ist eine weitere Abnahmemöglichkeit für Wasserstoff. Abgeleitet aus der GermanHy-Studie und Industriestudien wird davon ausgegangen, dass in der Region Hamburg und Schleswig-Holstein im Jahr 2020 etwa 70 Wasserstoff-tankstellen installiert sein werden, welche insgesamt einen Wasserstoffumsatz von bis zu ca. 44 Mio. Nm³/Jahr erzielen. Weiterhin wird ein geringer Bedarf an Flüssigwasserstoff für den Flughafen Hamburg angenommen, wo bis 2020 der Einsatz von Flugzeugen mit Brennstoffzellen-APU denkbar ist.

Eine weitere Anwendung ist die Rückverstromung von Wasserstoff, der zuvor in Salzkavernen gespeichert wurde, um gesicherte, abrufbare Leistung aus fluktuierendem erneuerbarem Strom bereitzustellen. Eine solche Speicherung von Wasserstoff kann durch ihre hohe Energiedichte künftig wirtschaftlicher als die adiabatische Druckluftspeicherung in Kavernen sein, und stellt die einzige verfügbare Speichertechnik zur längerfristigen wirtschaftlichen Stromspeicherung über 48h hinaus und für Mengen über 10 GWh dar. Die Rückverstromung benötigt aber auf jeden Fall wirtschaftliche Anreize, um sich durchsetzen zu können, selbst wenn Wasserstoff nur aus Börsenniedrigpreisstrom erzeugt und der Strom bei Hochpreiszeiten verkauft wird. Eine Möglichkeit, bei der Rückverstromung die Kosten zu senken, ist die „Beimischung“ des Wasserstoffs in existierenden erdgas-befeuerten GuD-Kraftwerken anstelle des Baus von ausschließlich wasserstoffbefeuerten Rückverstromungsanlagen.

Vor einer großtechnischen Umsetzung der Wasserstofferzeugung aus überschüssigem Windstrom werden Demonstrationsprojekte zur Sammlung wichtiger Erfahrungen hinsichtlich des Aufbaus und Betriebs der Wasserstoffinfrastruktur benötigt. Die hier genannten Anwendungen eignen sich prinzipiell für eine solche Demonstration. Vor allem der Standort Brunsbüttel kann hier interessant sein, da sich in dessen Nähe zum einen ein stark belasteter Netzknoten und zum anderen ein Salzstock befindet, der für den Bau von Salzkavernen geeignet ist und für dessen Nutzung die vor Ort ansässige Industrie bereits eine Konzession hat.

In Kapitel 4 wird vor dem Hintergrund der identifizierten Verfügbarkeit und Nachfrage von Wasserstoff ein Betriebsmodell für Elektrolyseanlagen aufgestellt und resultierende Kosten und Infrastrukturen werden identifiziert.

In Anbetracht der gegebenen und erwarteten Rahmenbedingungen erscheint ein Betriebsmodell optimal, das größere Elektrolyseanlagen an stark belasteten Netzknoten vorsieht, da hier gegenüber der Aufstellung direkt an Windparks das Netz effektiv entlastet werden kann und zugleich die Speicherung und der Abtransport des



Wasserstoffs effizient und relativ kostengünstig möglich sind. Als Orientierungspreis für den Strombezug eignet sich der Day-Ahead-Spotmarktpreis, wobei der Betrieb des Elektrolyseurs über ein Preislimit gesteuert wird. An den Netzknoten Niebüll, Heide und Büttel kann auf einen Großteil der in Schleswig-Holstein installierten Onshore- und angelandeten Offshore-Windenergie zugegriffen werden. Jedoch sollte die installierte Leistung der Elektrolyse geringer als die maximal anfallende Überschussleistung gewählt werden, um zu gewährleisten, dass die Elektrolyse bei einer angemessenen Auslastung vorrangig mit Überschussstrom betrieben wird. Mit dem zur Verfügung stehenden Überschussstrom von 1-4 TWh im Jahr 2020 können etwa 220 bis 900 Mio. Nm³ Wasserstoff erzeugt werden; über die Deckung des abgeschätzten industriellen Wasserstoffsubstitutionspotenzials und des Verkehrsbedarfs von zusammen 320 Mio. Nm³ hinaus könnte also noch Potenzial für den Export von erneuerbarem Wasserstoff aus der Region vorhanden sein.

Die Produktionskosten von Wasserstoff aus Windenergie sind stark von der Auslastung der Elektrolyse und dem zugrunde gelegten Strompreispfad abhängig; in den betrachteten Szenarien ergibt sich ein Minimalwert zwischen 0,30 und 0,40 €/Nm³ (ohne Speicherung und Distribution) bei einer mittleren Auslastung zwischen 4000 und 5000 Volllaststunden. Bei niedrigeren Werten treibt die geringe Auslastung der Elektrolyse die Kosten in die Höhe, bei höheren Werten dagegen der höhere durchschnittlich zu zahlende Strompreis. Um die vorwiegende Nutzung von Überschussstrom zu gewährleisten, sollte eher eine niedrige bis mittlere Jahresauslastung gewählt werden. Um die aus dem fluktuierenden Windangebot resultierenden jahreszeitlichen Erzeugungsschwankungen auszugleichen und eine konstante Abgabe von Wasserstoff an die Verbraucher zu ermöglichen, muss bei dieser Betriebsstrategie eine Speicherkapazität von maximal ca. 700 Erzeugungsstunden vorgehalten werden (d.h. 700 Nm³ pro Nm³/h Erzeugungskapazität). Im Falle großtechnischer Kavernenspeicherung macht die Speicherung bei dieser Auslegung nur geringen Anteil der Kosten aus, während die Speicherung in Druckbehältern ein Vielfaches der Elektrolyseinvestition bedingen würde.

Als Transportoptionen stehen gegebenenfalls LKW-Transport, Schifftransport und Pipelinetransport zur Verfügung. Die Eignung ist von Menge und Distanz abhängig. LKWs sind für Mengen bis max. 5 Mio. Nm³/a und variable Distanzen ab einigen km geeignet; für größere Mengen oder kleinere Distanzen eignen sich Pipelines am besten, und für größere Mengen und größere Distanzen Containerschiffe. Vor allem bei Pipelines bestehen Synergieeffekte durch die Bündelung von Verbrauchern und Erzeugern durch Netzwerke. Allerdings bestehen hier signifikante Hürden und lange Vorlaufzeiten bei der Errichtung neuer Infrastruktur.

Mit dem H2INVEST Modell wurden unter Berücksichtigung aller Distributionsoptionen Versorgungsszenarien für die identifizierten Verbraucher berechnet. Vorgegeben wurde der Transport auf der Strecke von Brunsbüttel nach Hamburg (entweder per Pipeline oder



mit Containerschiffen), sowie unterschiedliche Strompreisfade. Der gesamte Investitionsbedarf für die Erzeugungs- und Verteilungsinfrastruktur zur Deckung des in Kapitel 3 identifizierten Wasserstoffbedarfes beläuft sich auf ca. 600 Mio. €, bei spezifischen Kosten von 0,42 und 0,57 €/Nm³ (4,70-6,30 €/kg) für die industriellen Verbraucher und 0,54 und 0,75 €/Nm³ (6,00-8,30 €/kg) für die Tankstellen. Gegenüber der günstigsten Erzeugung aus Erdgas und Nebenprodukt-Wasserstoff bedeutet das Mehrkosten von ca. 0,12 bis 0,32 €/Nm³ (1.30-3.60 €/kg). Bei einer frühzeitigen Implementierung der elektrolytischen Wasserstoffproduktion kann Wasserstoff aus Windenergie durch den zu erwartenden Anstieg der fossilen Energiepreise und die Reduktion der Elektrolyseurkosten nach 2020 wettbewerbsfähig werden.

Der Aufbau von Anlagen zur Wasserstoffproduktion aus erneuerbarem Strom reduziert die notwendige Stromnetzerweiterung und vermeidet Verzögerungen durch langwierige Genehmigungsverfahren. Wasserstoffspeicher führen zu einer verbesserten Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt. Sie reduzieren die volkswirtschaftlichen Verluste ungenutzter erneuerbarer Strommengen. Des Weiteren leisten große Wasserstoffspeicher einen Beitrag zu Netzstabilität und Versorgungssicherheit.

Die Region Hamburg und Schleswig-Holstein ist durch die für Kavernenspeicher geeigneten Salzformationen und durch das hohe Windpotenzial ideal für die Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff aus Windenergie geeignet. Der Aufbau eines Wind-Wasserstoff-Netzwerks führt perspektivisch zu einer Stärkung des Industriestandortes durch die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien unter anderem für die chemische und die Grundstoffindustrie. Er unterstreicht den Pioniercharakter der Region für die Wasserstoff-erzeugung und -nutzung.

Die Herausforderungen zur Realisierung eines Wind-Wasserstoff-Netzwerks liegen insbesondere in den Vorlaufzeiten für die Errichtung der Wasserstoff-Infrastruktur (Erzeugung, Transport, Speicherung) und in der anfangs mangelnden Wirtschaftlichkeit des aus Windenergie gewonnenen Wasserstoffs gegenüber fossilen Energien. Der Aufbau der Produktions- und Speicherkapazitäten muss von der Politik durch entsprechende ordnungsrechtliche und finanzielle Maßnahmen und Anreize flankiert werden, damit Wind-Wasserstoff mittelfristig wettbewerbsfähig wird.

Aus diesen Gründen ist eine zwischen Politik, Industrie und Verbänden abgestimmte Roadmap mit konkreten, verbindlichen Schritten einschließlich Demonstrationsvorhaben und der Umsetzung eines großtechnischen Pilotprojekts notwendig. Parallel sind vertiefende Analysen, etwa zur effizienten Einbettung der Wasserstofferzeugung und -nutzung in den Energiesektor, sinnvoll.

Für eine erfolgreiche Realisierung ist die Schaffung eines klaren und begünstigenden Umsetzungsrahmens erforderlich. Dazu gehören die Entwicklung von Maßnahmenbündeln, die versorgungs- und bedarfsseitige Anreize für ein klimaneutrales Energiesystem schaffen,



sowie Fördermechanismen für infrastrukturelle Maßnahmen, insbesondere der großtechnischen Energiespeicherung durch Wasserstoff und dem Aufbau entsprechender Speicher- und Verteilsysteme. Weiterhin müssen klare rechtliche Rahmenbedingungen für die Planung und Genehmigung solcher Windwasserstoffanlagen geschaffen werden, die einen Vorrang für infrastrukturelle Maßnahmen wie Kavernenspeicherung und Wasserstofftransport vorsehen, um diese rechtzeitig umsetzen zu können.

In Anbetracht der dargestellten notwendigen Schritte und ihrer Vorlaufzeiten ist zügiges, abgestimmtes Handeln von Seiten der Politik, der Industrie und der Verbände unabdingbar, damit rechtzeitig eine Lösung der sich verschärfenden Situation auf dem Strommarkt zur Verfügung steht und die sich durch die Nutzung von Wasserstoff in Verkehr und Industrie bietenden Potenziale ausgeschöpft werden können.

EINLEITUNG UND VORGEHEN

Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland schreitet weiterhin mit großen Schritten voran. Die Windenergie in Norddeutschland ist hier nach wie vor Spitzenreiter. Zum einen wird das Ersetzen alter Anlagen durch neue, wesentlich größere Anlagen zunehmend interessant. Zum anderen werden mittlerweile die ersten Offshore-Windparks vor den norddeutschen Küsten realisiert. Mit steigendem Anteil an Windenergie im deutschen Strommix ist absehbar, dass es zukünftig immer häufiger Situationen geben wird, in denen das Stromangebot die der Stromnachfrage übersteigt. Die Frage nach der Verwendung dieser Stromüberschüsse, z.B. in Form von Energiespeicherung, ist angesichts langer Vorlaufzeiten akut.

Die Stadt Hamburg ist ein Vorreiter in der Anwendung der Wasserstofftechnologie für Verkehr und stationäre Systeme. Darüber hinaus sind zahlreiche Wasserstoff verbrauchende Betriebe in der Region angesiedelt. Wasserstoff hat unter allen denkbaren Speichertechnologien mit Abstand das größte Potenzial, überschüssigen Strom längerfristig zu speichern und damit auch einen jahreszeitlichen Ausgleich zu ermöglichen.

Ziel dieser Studie ist daher die Untersuchung der Potenziale für die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff aus Windenergie sowie für dessen Einsatz als Energieträger in Industrie und Verkehr im Raum Hamburg und Schleswig-Holstein bis 2020 und darüber hinaus.

Da das Gesamtthema komplex und mit großen Unsicherheiten behaftet ist, nähert sich die Studie der Fragestellung von mehreren Seiten. Kapitel 1 beschreibt die energie-wirtschaftliche Ausgangslage sowie zu erwartende Trends bis 2020 für Deutschland als Ganzes sowie spezifisch für Hamburg und Schleswig-Holstein. Auf dieser Grundlage wird in Kapitel 2 deduktiv die Verfügbarkeit von Überschussstrom abgeschätzt, der die Nachfrage übersteigt bzw. vom Netz nicht aufgenommen werden kann. Weiter werden heutige und zukünftige wirtschaftliche Rahmenbedingungen vorgestellt und daraus Möglichkeiten für den Betrieb von Elektrolyseuren mit Windstrom abgeleitet. Kapitel 3 adressiert die Fragestellung von der Nachfrageseite her. Neben einer generellen Beschreibung heutiger und zukünftiger möglicher Bezieher von Wasserstoff aus Windenergie in Industrie und Verkehr wird induktiv ein konkretes Nachfrageszenario für Hamburg und Schleswig-Holstein entwickelt. Weiter werden die Möglichkeiten zur großtechnischen Speicherung und Rückverstromung von Wasserstoff beleuchtet.

Kapitel 4 bringt schließlich die Angebots- und Nachfrageseite zusammen. Basierend auf den in Kapitel 2 beschriebenen Rahmenbedingungen wird zunächst ein Betriebsmodell für Elektrolyseanlagen aufgestellt. Die Wasserstoffproduktionskosten werden abgeleitet und mögliche Transport- und Distributionsoptionen diskutiert und bewertet. Anschließend werden Wasserstoff-Versorgungsszenarien mit Windenergie-basierter Elektrolyse entworfen. Die benötigte Infrastruktur für die Aufbereitung und Verteilung des

Wasserstoffs zu den in Kapitel 3 beschriebenen möglichen Nachfrageorten sowie die damit verbundenen Kosten werden mit einem Simulationsmodell skizziert und mit den Kosten einer konventionellen Versorgung von Wasserstoff verglichen.

Kapitel 0 leitet aus den Ergebnissen zum Infrastrukturaufbau Handlungsempfehlungen ab und zeigt konkrete Schritte auf, welche die Umsetzung der Szenarien nachhaltig unterstützen.

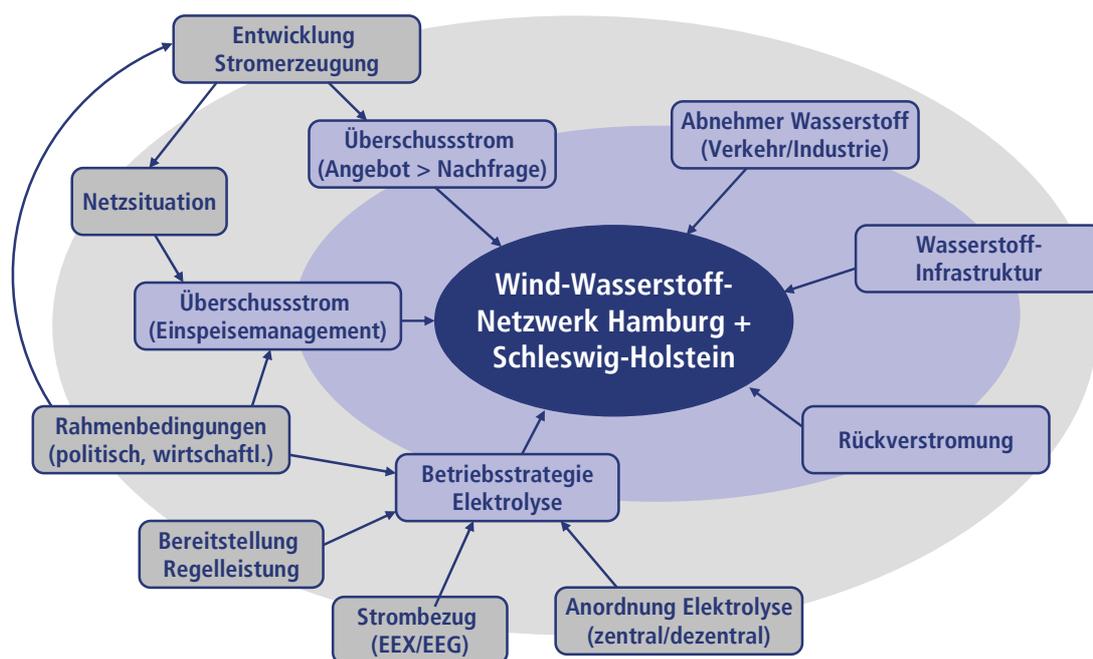


Abbildung 1: In der Studie untersuchte Themenkomplexe und deren Zusammenspiel

1 ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Für eine nähere Betrachtung der Windenergie und ihrer Potenziale zur Herstellung von Wasserstoff muss zuerst auf die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Strommarkt eingegangen werden. Das folgende Kapitel beschreibt jeweils für Deutschland allgemein und für Hamburg und Schleswig-Holstein spezifisch die aktuelle Situation sowie die bis 2020 und danach zu erwartenden Veränderungen in der Stromlandschaft. Abschließend werden die Faktenlage sowie die zu erwartenden technologischen und marktwirtschaftlichen Trends im Hinblick auf ihre Potenziale und Schwierigkeiten für den aktuellen Zeitraum bewertet.

1.1 Aktuelle Situation

1.1.1 Deutschland

1.1.1.1 Stromerzeugung allgemein

Abbildung 2 zeigt die Bruttostromerzeugung in Deutschland seit 1990 nach Energieträgern. Stromerzeugung und Stromverbrauch in Deutschland haben über den gezeigten Zeitraum nur noch ein geringes Wachstum von durchschnittlich 0,8% p.a. erfahren. Der Beitrag fossiler Energieträger (inklusive Kernenergie) war 2008 nur 2% über dem Niveau von 1990; de facto wurde nahezu der gesamte Erzeugungszuwachs seit 1990 von erneuerbaren Energien gedeckt.

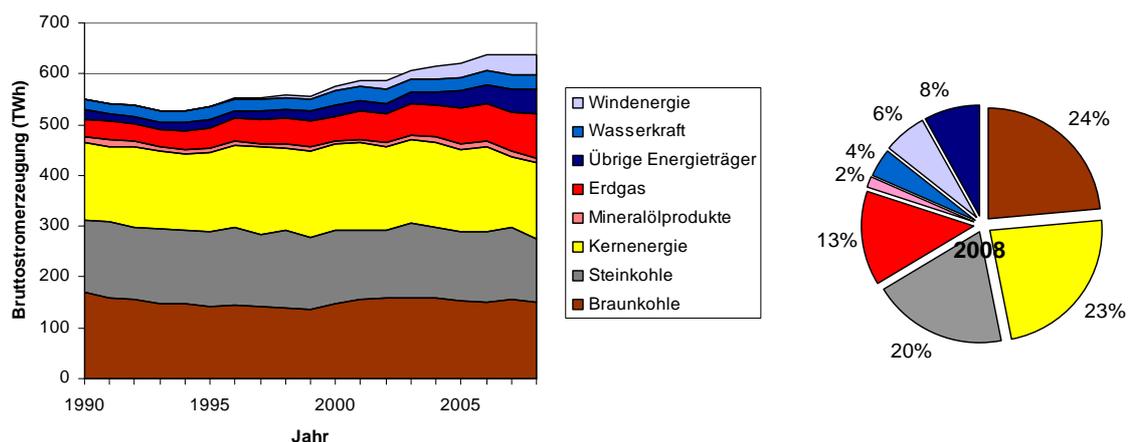


Abbildung 2: Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990-2008 nach Energieträgern [AGEB 2009]

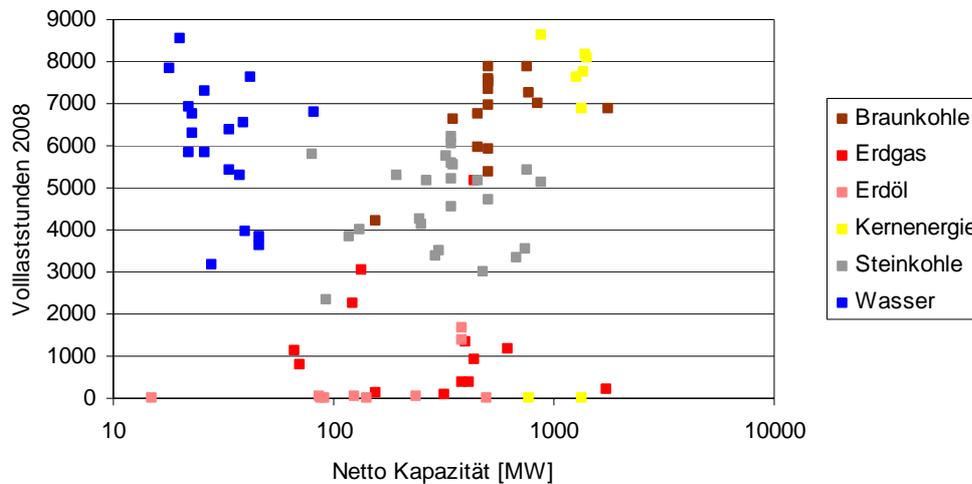


Abbildung 3: Kapazität und Volllaststunden 2008 von Kraftwerken in Deutschland [E.ON 2009a; Vattenfall 2009a]

Abbildung 3 zeigt die Kapazitäten und die in 2008 absolvierten Volllaststunden aller von E.ON und Vattenfall betriebenen Kraftwerke, die zusammen ca. 1/3 der installierten Kraftwerksleistung in Deutschland ausmachen. Daraus zeigt sich, dass die Grundlast (>6000 Volllaststunden) vor allem von Kern- und Braunkohlekraftwerken gedeckt wird, die sich durch günstigste variablen Kosten auszeichnen. Wasserkraftwerke (vorwiegend Laufwasser) befinden sich im oberen Last- und unteren Kapazitätsbereich. Da die variablen Kosten hier am niedrigsten sind, wird hier quasi immer die maximal verfügbare Leistung gefahren. Steinkohlekraftwerke mit höheren variablen Kosten werden meist für die Mittellast verwendet. Die meisten erdöl- und erdgasbefeuerten Kraftwerke werden nur in der Spitzenlast eingesetzt. Dies ist vor allem für die hocheffizienten erdgasbefeuerten Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) überraschend, die grundsätzlich für höhere Lasten konzipiert sind. Verantwortlich dafür sind vermutlich die hohen Gaspreise des Jahres 2008.

1.1.1.2 Erneuerbare Energien

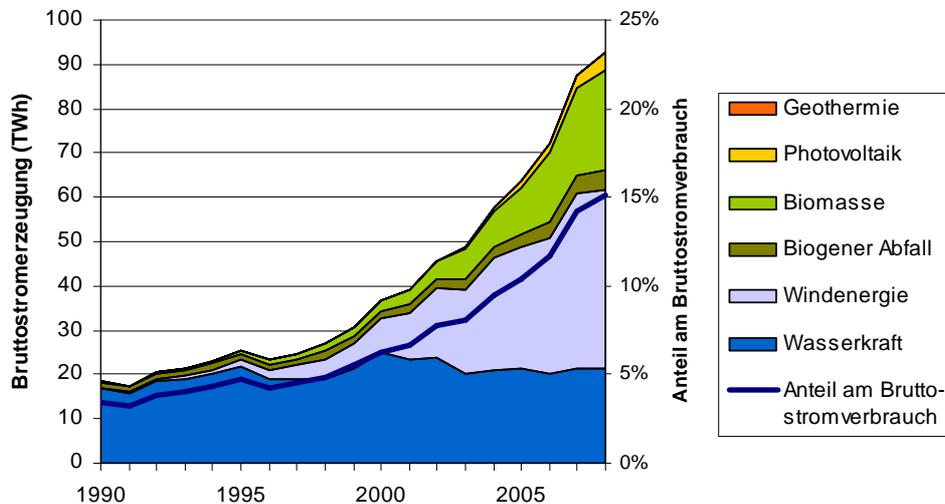


Abbildung 4: Beitrag erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in Deutschland 1990-2008 [AGEE 2009]

In Abbildung 4 sind die Beiträge der verschiedenen erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Deutschland dargestellt. Bemerkenswert sind die Zuwachsraten bei der Windenergie seit dem Jahr 2000, sowie etwas später bei der Nutzung von Biomasse und Photovoltaik. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch ist von 2005-2008, also in nur drei Jahren, von 10 auf 15% angestiegen. Vor diesem Hintergrund erscheinen die Ziele der Bundesregierung von 25-30% erneuerbare Energien in der Stromversorgung bis 2020 [BMU 2008b] plausibel. Allerdings werden sich mit Zunahme an fluktuierendem Strom im Stromnetz auch die Regelungs- und Kapazitätsprobleme verstärken. Dies wird anhand des „Carpet plots“ in Abbildung 5 für das Jahr 2008 deutlich, der die Stromeinspeisung aus Windenergie in die Netze von E.ON und Vattenfall zeigt, die den größten Teil des in Deutschland anfallenden Windstromes aufnehmen. Zu beobachten ist, dass sowohl mehrtägige Phasen nahezu maximaler Stromerzeugung auftreten (Ende Januar), als auch Phasen mehrerer Wochen (Ende April bis Ende Mai 2008), an denen durchschnittlich unter 20% der Kapazität zur Verfügung stehen.

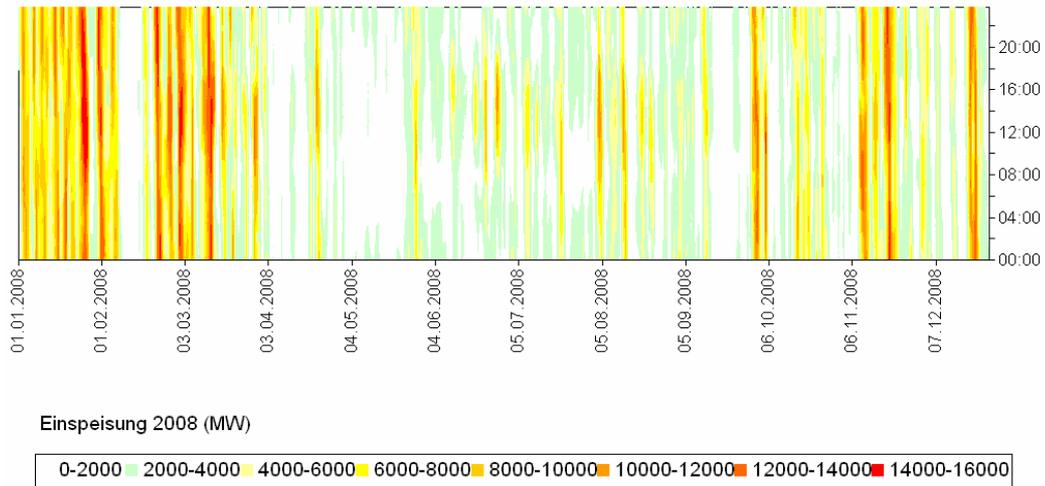


Abbildung 5: Viertelstündliche Windenergie-Einspeisung 2008 in die Netze von E.ON/Transpower und Vattenfall [transpower 2009c; Vattenfall 2009b]

In Abbildung 6 werden die Jahresverläufe der Windenergieeinspeisung ins E.ON- und Vattenfall-Netz miteinander verglichen. Zum Einen fällt auf, dass die monatliche Einspeisung um einen Faktor 4-5 variiert (Januar vs. Mai). Zum Anderen wird deutlich, dass trotz der räumlichen Trennung der Windstandorte¹ die beiden Einspeisekurven einander sehr ähnlich sind, was eine Folge der identischen „Grosswetterlage“ ist.

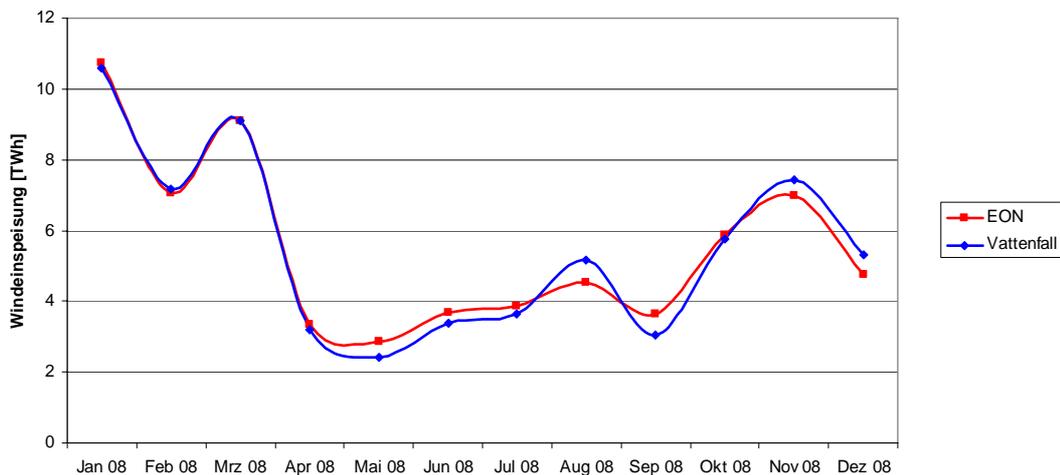


Abbildung 6: Monatliche Windenergie-Einspeisung 2008 in die Netze von E.ON/Transpower und Vattenfall

¹ Die Windenergie-Einspeisung ins EON-/Transpower-Netz wird von Schleswig-Holstein und Niedersachsen dominiert, während Vattenfall von Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg dominiert wird.

Tabelle 1 zeigt einige Auswertungen der verfügbaren Daten zur Windenergieeinspeisung. Hier wird vor allem sichtbar, dass extreme Leistungsgradienten auftreten können, sowohl in die positive, als auch in die negative Richtung. In den extremsten Fällen wurden innerhalb einer Stunde in den Regelzonen ca. 20% der installierten Windkraft-Leistung ein- oder ausgekoppelt. Für Viertelstundenwerte fallen die Gradienten noch steiler aus. Bei Kombination beider Regelzonen vermindert sich dieser Wert durch die räumliche Trennung der Windkraftstandorte auf 13-16%. Hingegen wird die erwartete weitere Verdichtung der Windenergieerzeugung in den bereits stark ausgebauten Gebieten vermutlich zu keiner signifikanten Reduktion dieser Werte führen.

Tabelle 1: Auswertung der Windenergie-Einspeisung 2008

	Transpower (E.ON)	Vattenfall	kombiniert	Zeit (kombiniert)
installierte Leistung (MW)	8947	9326	18273	
max. Leistung (MW)	7872	7993	15650	22.02.08 20:00
min. Leistung (MW)	12	1	13	04.11.08 11:00
Gesamte Windeinspeisung (TWh)	66,4	66,1	132,6	
Volllaststunden	1852	1768	1809	
max. pos. Leistungsgradient ¼ h (MW/h)	2544	1973	3159	14.03.08 12:30
max. neg. Leistungsgradient ¼ h (MW/h)	-2052	-2252	-3645	29.03.08 16:00
max. pos. Leistungsgradient 1 h (MW/h)	1695	1393	2384	27.06.08 09:30
max. neg. Leistungsgradient 1 h (MW/h)	-1561	-1824	-2907	29.03.08 16:00

1.1.1.3 Strombedarf

Nach einem leichten Rückgang Anfang der 1990er Jahre ist der Stromverbrauch in Deutschland seit 1993 um durchschnittlich 1,3% pro Jahr gestiegen (siehe Abbildung 7).

Der Verbrauch teilt sich auf in die Sektoren Industrie, Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen und übrige Verbraucher (GHD), Haushalte und Verkehr (im Wesentlichen Schienenverkehr). Abbildung 7 stellt die Verbräuche der Sektoren im Jahr 2006 dar. Auf die Industrie entfallen knapp 50% des Stromverbrauchs, jeweils ein Viertel auf Haushalte und GHD (und übrige) sowie 3% auf den Verkehr.

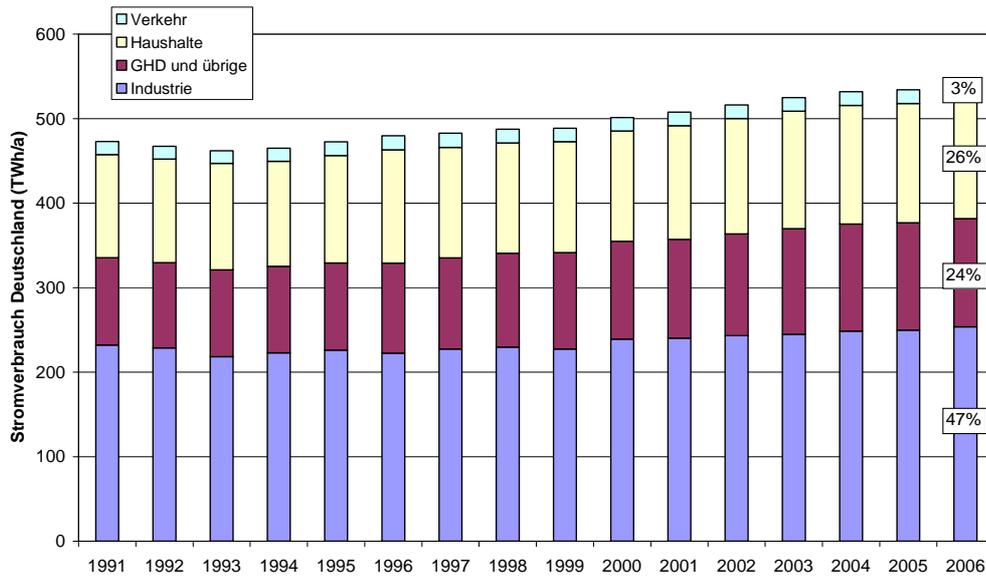


Abbildung 7: Stromverbrauch in den Sektoren Industrie, Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen und übrige Verbraucher (GHD), Haushalte und Verkehr [BMW i 2009a]

Die von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelten Stunden bzw. Viertelstundenwerte der Netzlast werden veröffentlicht. Abbildung 8 stellt die Lastgänge aller Tage im März 2008 in Deutschland dar.

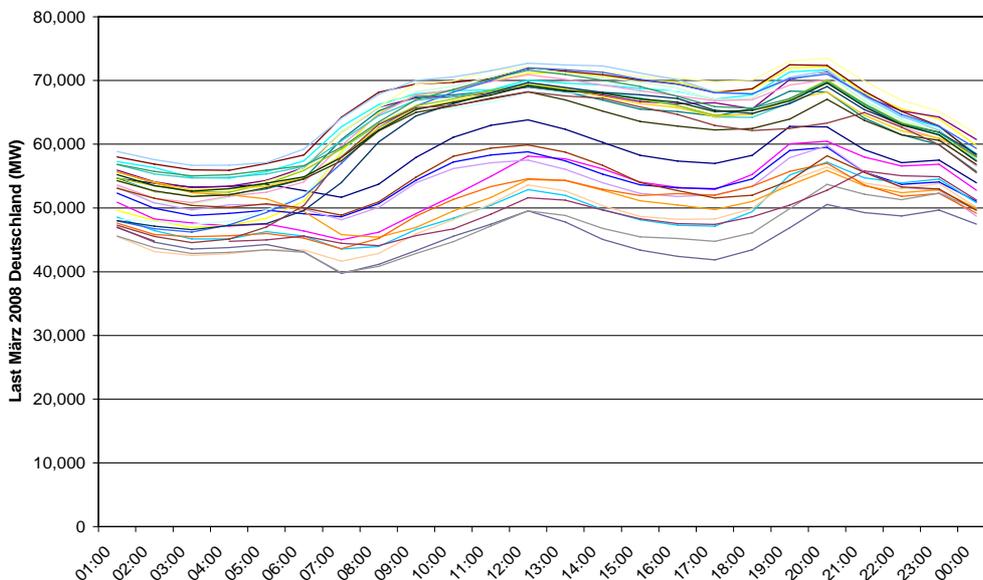


Abbildung 8: Lastgänge in Deutschland im März 2008 (Daten von UCTE bereitgestellt) [ENTSOE 2009]

Für Kleinkunden aus Haushalten und dem GHD-Sektor ohne 1/4h-Leistungsmessung werden dabei standardisierte Lastprofile angenommen, die auf einen Jahresverbrauch von 1.000 kWh normiert sind (siehe Abbildung 9). Es werden in der Regel die vom VDEW definierten Standardlastprofile gemäß VDEW-Publikation „Repräsentative VDEW-Lastprofile“ [VDEW 1999] angewendet. Für Stromabnehmer mit mehr als 100.000 kWh Jahresverbrauch bzw. mehr als 50 kW Anschlussleistung ist in der Regel eine 1/4h-Leistungsmessung vorgesehen. Aus der Aggregation der unterschiedlichen Kunden in Kombination mit standardisierten oder gemessenen Lastprofilen lassen sich für jeden „Bilanzkreis“ prognostische Lastprofile erstellen, die von den Übertragungsnetzbetreibern zur Lastplanung und Netzstabilisierung verwendet werden.

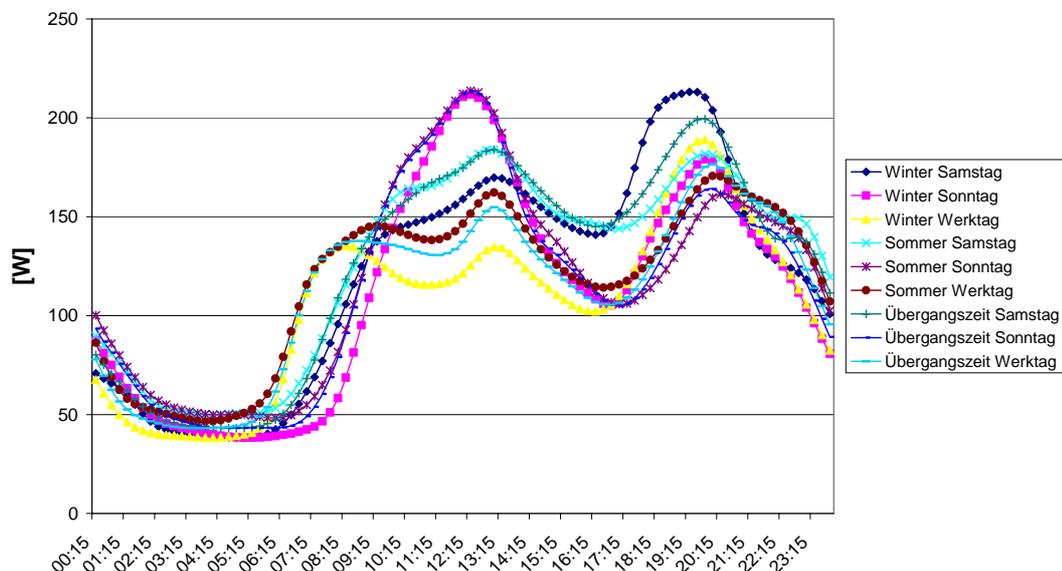


Abbildung 9: VDEW Standardlastprofil H0 „Haushalt“ für Deutschland

1.1.1.4 Netzsituation

a) Schlüsselbetriebsmittel in Stromnetzen

Ein Stromnetz setzt sich aus einer Reihe verschiedener, elementarer Betriebsmittel zusammen, vor allem aus (Frei-)Leitungen und (unterirdischen) Kabeln, Transformatoren, Schalt- und Kompensationseinrichtung. Verschiedene typische Spannungsebenen haben sich etabliert und wurden normiert. Die für den Energietransport jeweils optimale Spannungsebene hängt von der zu transportierenden Strommenge und Transportentfernung ab. Begrifflich wird dabei zwischen Stromübertragung (größere Distanzen mit größeren Leistungen – Spannungsebenen 110 kV, 220 kV und 380 kV) sowie Stromverteilung (kurze Distanzen mit geringeren bis kleinen Leistungen – 400 V, 1.000 V, 10 kV) unterschieden.

Transformatoren

Transformatoren stellen Verbindungsglieder zwischen verschiedenen phasensynchronen Wechselspannungsniveaus dar. Zudem haben Transformatoren eine dämpfende Wirkung im Falle transienter Netzvorgänge wie sie z.B. bei Schalthandlungen auftreten.

Um in vermaschten Netzen ausreichend Flexibilität in der Gestaltung der Kapazitätsflüsse zu haben, werden sogenannte Schrägregel-Transformatoren (engl. „phase shift transformer“) eingesetzt. Im Rahmen der dena-Studie wurden für 380 kV-Schrägregler Kosten von 10.000 EUR/MVA angenommen [Brakelmann 2004, S. 29].

Freileitung

Wie beschrieben erfüllt jede Spannungsebene ihren jeweiligen Zweck. Mit Blick auf die Zielsetzung dieser Arbeit liegt der Fokus im Folgenden auf Leitungen und Kabeln für die Stromübertragung auf der Hoch- (110-220 kV) und Höchstspannungsebene (380 kV).

Tabelle 2 listet Leistungskenngrößen typischer Freileitungen am Beispiel eines häufig verwendeten Typs von Aluminium-Stahlseil bei Dauerbelastung auf.

Tabelle 2: Leistungskenngrößen (Dauerlast) des Seiltyps Al/St264-AL1/34-ST1A [Brakelmann 2004, S. 9]

Spannungsebene	Leiter je Bündel	thermische Grenzleistung (S_{th})	natürliche Leistung (S_{nat})
110 kV	1	260 MVA	34 MVA
220 kV	2	520 MVA	136 MVA
380 kV	4	1.720 MVA	600 MVA

Aus Gründen des Spannungsfalls entlang einer Leitung wird eine Freileitung idealerweise bei ihrer natürlichen Leistung² betrieben. Diese liegt, bedingt durch den überwiegend induktiven Charakter von Freileitungen, typischerweise weit unter ihrer thermischen Grenzleistung [Brakelmann 2004] sofern keine Kompensationseinrichtungen eingesetzt werden.

So genanntes „Freileitungsmonitoring“ wird eingesetzt, um bei Engpässen die Übertragungskapazität einer Freileitung zeitweise zu erhöhen. Gemäß DIN EN 50182 darf die Seiltemperatur 80°C für die typischerweise verwendeten Aluminium-Stahl-Seile nicht überschreiten (neue Hochtemperaturseile bis zu 150°C), um einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Freileitung auch während heißer Sommertage zu gewährleisten. Andernfalls besteht die Gefahr der Unterschreitung des Sicherheitsabstandes zum Boden

² Die natürliche Leistung liegt vor, wenn die Spannung am Einspeisepunkt der Spannung am Entnahmepunkt entspricht.

bzw. zu benachbarten Objekten (Bäume, Häuser etc.), wenn sich das Leiterseil aufgrund der Erwärmung ausdehnt, zwischen zwei Masten weiter durchhängt und möglicherweise sogar ins Schwingen gerät. Bemessungsgrundlage für die Berechnung der maximal zulässigen Strombelastbarkeit eines Leiterseils ist gemäß DIN 48204 eine Standard-Umgebungstemperatur von 35°C.

Abhängig von den lokalen Wetterbedingungen kann eine Leitung daher mit deutlich mehr Leistung beaufschlagt werden wenn die tatsächliche Umgebungstemperatur weniger als 35°C beträgt. Praktischerweise koinzidieren die Vorgänge: Während Starkwindzeiten fällt nicht nur viel Windstrom an, dieser wirkt gleichzeitig kühlend auf die Freileitungen. Übertragungsnetzbetreiber testen bereits verschiedene Verfahren (z.B. Seiltemperaturmonitoring entlang der Freileitung oder den Einsatz meteorologischer Modelle).

Außerhalb Deutschlands werden Wechsellspannungsfreileitungssysteme mit Spannungen von mehr als 380 kV eingesetzt, z.B. in Nordamerika für den Transport von Wasserkraft aus entlegenen kanadischen Provinzen in die urbanen Zentren der Ostküste. Diese Systeme benötigen aufgrund ihrer Schutzabstände viel Platz (Trassenbreite, Masthöhe) und sind für dicht besiedelte Regionen wie Deutschland kaum geeignet. In der Vergangenheit hat eine stärkere Vermaschung des Netzes für ausreichend Transportkapazität gesorgt und sich darüber hinaus positiv auf die Ausfallsicherheit (Redundanz, n-1-Kriterium³) ausgewirkt. Von großen Kraftwerken in Deutschland geht oft mehr als eine Übertragungstrasse ab.

Kabel

Bei Kabeln verhält es sich mit thermischer Grenzleistung zu natürlicher Leistung umgekehrt wie bei Freileitungen. Die thermische Grenzleistung von Kabeln liegt deutlich unterhalb ihrer natürlichen Leistung. Tabelle 3 listet Leistungskenngrößen typischer Kabel am Beispiel eines typischen VPE-Kabels unter Dauerbelastung.

Tabelle 3: Leistungskenngrößen (Dauerlast) eines VPE-Kabels mit einem Leiterquerschnitt von 1.400 mm² [Brakelmann 2004, S. 26]

Spannungsebene	thermische Grenzleistung (S_{th})	natürliche Leistung (S_{nat})
110 kV	280 MVA	347 MVA
220 kV	550 MVA	1.250 MVA
380 kV	925 MVA	3.290 MVA

³ Das n-1-Kriterium ist ein Stresstest in der Planung elektrischer Systeme. Es besagt, dass bei Ausfall jedes beliebigen Netzelementes (Leitung, Umspannwerk, Kraftwerk, etc.) nicht die Stabilität des Gesamtsystems gefährdet sein darf.

Die Nettobelastbarkeit einer Kabeltrasse hängt zudem von der Verlegeanordnung der Kabel (Bündel, Einebenenordnung mit lichtem Abstand oder Einebenenordnung mit lichtem Abstand und zusätzlicher thermischer Stabilisierung) sowie der Wärmeleitfähigkeit des umgebenden Bodens ab.

Die thermische Trägheit von Kabeln und Böden erlaubt bei statistischer Einspeisung – z.B. beim Anschlusskabel für einen Windpark – höhere Belastungen.

Hochspannungs-Gleichstromübertragung

Zunehmend Verbreitung und Eingang in die Diskussionen finden so genannte Hochspannungs-Gleichstromübertragungssysteme (HGÜ, engl. HVDC). Dabei handelt es sich um eine etablierte Technik, die vor allem in den 90'er Jahren durch die Weiterentwicklung zentraler Bausteine der Leistungselektronik – den so genannten „Ventilen“, i.e. Leistungsthyristoren und -transistoren – einen großen Entwicklungsschritt zurückgelegt hat. Die sinkenden Kosten lassen HGÜ-Leitungen für zunehmend kleinere Übertragungskapazitäten (~1 GW) und -distanzen (< 1.000 km) interessant werden („HVDC Light“).

Dutzende HGÜ-Leitungen gibt es bereits weltweit. Manche HGÜ-Leitung ist Jahrzehnte alt. Viele neue Projekte finden sich in China. Allein in Europa gibt es mehr als ein Dutzend HGÜ-Verbindungen, zumeist als Verknüpfung zwischen verschiedenen Ländern (BE-GB, DE-DK, DE-SE, DK-NO, DK-SE etc.). So genannte „Kurzkupplungen“ – HGÜ-Verbindungen von nur wenigen Kilometern Länge – erlauben die Kopplung nicht-phasensynchroner Netze.

HGÜ-Verbindungen haben günstige elektrische Netzeigenschaften in Bezug auf das vor- und nachgelagerte Netz. Sie verknüpfen („stärken“) Netze ohne diese starr zu koppeln und wirken im Fehlerfall dämpfend. Eine vollwertige Leistungselektronik erlaubt die freie Einstellung von Wirk- und Blindleistung. Moderne („selbstgeführte“) HGÜ in Transistortechnik sind zudem schwarzstartfähig und damit in der Lage, sowohl im Netzbetriebs- als auch im Netzfehlerfall notwendige Systemdienstleistungen zu erbringen.

b) Netzmerkmale

Deutschland verfügt über ein relativ dichtes und vermaschtes Netz über alle Spannungsebenen hinweg. Dies führt zu einer hoher Stromverfügbarkeit (die mittlere jährliche Ausfallzeit⁴ für Letztverbraucher betrug 19,25 Minuten im Jahr 2007 [BNA 2009]) und geringen Netzverlusten von ca. 6% [DESTATIS 2009a].

⁴ Durchschnittliche Versorgungsunterbrechung in Minuten je angeschlossenem Letztverbraucher in Nieder- und Mittelspannungsebene, ermittelt nach SAIDI (System Average Interruption Duration Index).

c) Übertragungskapazität und -Engpässe ins benachbarte Ausland

Steht kurzfristig vor allem die Sicherstellung von Anschlusskapazitäten von einzelnen Windkraftanlagen oder ganzen Windparks im Vordergrund, so wird der weitere Ausbau vor allem von den großräumigen Netzen bestimmt, die die angelandete Energie im Beispiel der Offshore-Windenergie ins „Hinterland“ bringen und so die Verbrauchszentren Europas großräumig versorgen. Daher werden die Hoch- und Höchstspannungssysteme für die Übertragung von Strom in Europa mit weiter steigenden Anteilen an Erneuerbaren Energien zu einem immer wichtigeren Rückgrat in der europäischen Energieversorgung.

Parallel zum Ausbau der Erneuerbaren Energien findet jedoch mit der Deregulierung der europäischen Strommärkte eine weitere Entwicklung auf dem europäischen Energiemarkt statt. Auch hierdurch besteht ein verstärkter Bedarf für die Übertragung von Strom über nationale Grenzen in Europa hinweg. Dem Hoch- und Höchstspannungsnetz kommt deshalb zukünftig im zunehmenden Maße die Rolle des „Energie-Backbones“ zu.

Im Folgenden wird eine Übersicht über die aktuellen Übertragungsnetzkapazitäten sowie -Engpässe in die angrenzenden Länder gegeben. Die hierfür berücksichtigte Größe ist die so genannte Net Transfer Capacity⁵ (NTC).

Bereits existierende Übertragungskapazitäten zu den Nachbarstaaten Deutschlands:

- Deutschland – Ost-Dänemark: Eine HGÜ-Verbindung mit 600 MW Übertragungskapazität in beide Richtungen.
- Deutschland – West-Dänemark: Die relevanten Übertragungsnetzbetreiber sind Energinet.dk (DK) und transpower (DE). Nach Netzertüchtigung beträgt der auktionenrelevante maximale NTC seit dem 01.02.2007 950 MW in Richtung DE → DK und 1.500 MW in Richtung DK → DE [transpower 2009a]. Untersucht wird derzeit die Möglichkeit einer Erhöhung der Übertragungskapazität.
- Deutschland – Niederlande: Für den maximalen Import- und Export der Niederlande existiert eine Vereinbarung zwischen den Anrainer-Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) Tennet (NL), Elia (BE), transpower (DE) und RWE Transportnetz Strom (DE). Die maximale auktionenrelevante NTC über die zwei vorhandenen Verbindungsstromkreise beträgt insgesamt 3.850 MW für alle drei niederländischen Grenzabschnitte [transpower 2009a].
- Als Engpassstelle identifiziert [transpower 2009a] die vorhandenen Übertragungskapazitäten von/nach Tschechien. Für die drei Verbindungen wurden für November

⁵ Die Net Transfer Capacity (NTC) errechnet sich aus der Total Transfer Capacity (TTC) abzüglich eines Transmission Reliability Margin (TRM). Für die Berechnung des NTC nimmt [transpower 2009a] eine TRM von $100 \text{ MW} \cdot \sqrt{\text{Anzahl Verbindungsstromkreise}}$ für die gesamte deutsche Grenze an.

2009 im Auktionsverfahren⁶ 457 MW an Importkapazität nach Deutschland und 103 MW an Exportkapazität von Deutschland nach Tschechien ermittelt [E-TRACE 2009]. Die drei Verbindungen sind die folgenden:

- Röhrsdorf → Hradec východ (Doppelleitung)
- Etzenricht → Hradec západ
- Etzenricht → Preštice

d) Netzinitiativen

Mit dem Ziel die Herausforderungen der Integration Erneuerbarer Energien proaktiv anzugehen, haben sich bereits mehrere Netzinitiativen gegründet. Drei Beispiele für Initiativen aus dem deutschen Raum werden im Folgenden gegeben.

Forum Netzintegration Erneuerbare Energien

Das Forum wurde Herbst 2009 von ca. 30 Organisationen unter der Leitung der Deutschen Umwelthilfe e.V. (DUH) gegründet. Teilnehmer sind u.a. Unternehmen, Institute, Verbände und (Bürger-)Initiativen aus den Bereichen Energie, Netze und Umwelt. Ziel des Forums ist ein für Mensch und Umwelt möglichst verträglichen Umbau der Stromnetze zu moderieren. Hierzu will das Forum Handlungsempfehlungen zur Netzintegration von Erneuerbaren Energien vorlegen, die unter dem Titel „Der Plan N“ Ende 2010 der Politik vorgestellt werden sollen.

Gesellschaft für NetzIntegration e.V. (GENI)

GENI ist eine Interessensvertretung von Erzeugern Erneuerbarer Energien. Zielsetzung von GENI ist die wirtschaftliche Integration Erneuerbarer Energien ins Netz bei wachsenden Mengen Erneuerbarer Energie. Mitglieder sind u.a. WPD, Volkswind, UMaAG, Enertrag, Energiequelle und Prokon Energiesysteme. Ihre Vision wohin die technologische Entwicklung gehen kann ist das am 21. April 2009 offiziell durch Bundeskanzlerin Merkel eingeweihte Enertrag-Hybridkraftwerk [GENI 2009].

Renewables Grid Initiative (RGI)

Die Gründung der Renewables Grid Initiative erfolgte im Januar 2009 in Berlin. Gründungsmitglieder waren u.a. WWF, Germanwatch, Vattenfall Europe Transmission und der niederländische Übertragungsnetzbetreiber Tennet. Ziel der RGI ist der Ausbau Erneuerbarer Energien und der dafür notwendigen Netzinfrastruktur [RGI 2009].

⁶ Bei Übertragungsempfässen werden die Netzkapazitäten an den Engpassstellen mittels Auktionen vergeben, um einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten.

1.1.2 Hamburg / Schleswig-Holstein

1.1.2.1 Stromerzeugung allgemein

Während in Deutschland Stromerzeugung und Stromverbrauch in Summe relativ nah beieinander liegen, können sich diese Werte bei der Betrachtung einzelner Bundesländer stark unterscheiden. Ein etwaiger Erzeugungsüberschuss bedeutet dementsprechend Nettoexport aus der Region, während Erzeugungsdefizite durch Nettoimporte gedeckt werden.

Abbildung 10 zeigt die Bruttostromerzeugung in den Bundesländern Hamburg und Schleswig-Holstein für die Jahre 2004 bis 2006 [Statistik Nord 2009] sowie deren Stromverbrauch (siehe auch Kapitel 1.1.2.3). Da für 2008 noch keine offizielle Energiebilanz vorliegt, wurden die Zahlen für dieses Jahr aus den Kraftwerk ex-post Daten von E.ON (Schleswig-Holstein) und Vattenfall sowie den EEG-Jahresberichten errechnet. Hinsichtlich Stromerzeugung fällt im Jahr 2008 vor allem die um fast 2/3 reduzierte Kernenergieerzeugung auf, die durch den Stillstand der Kernkraftwerke Krümmel und Brunsbüttel verursacht wurde. Bei der Nutzung fossiler Energien hat sich seit 2006 wenig verändert.

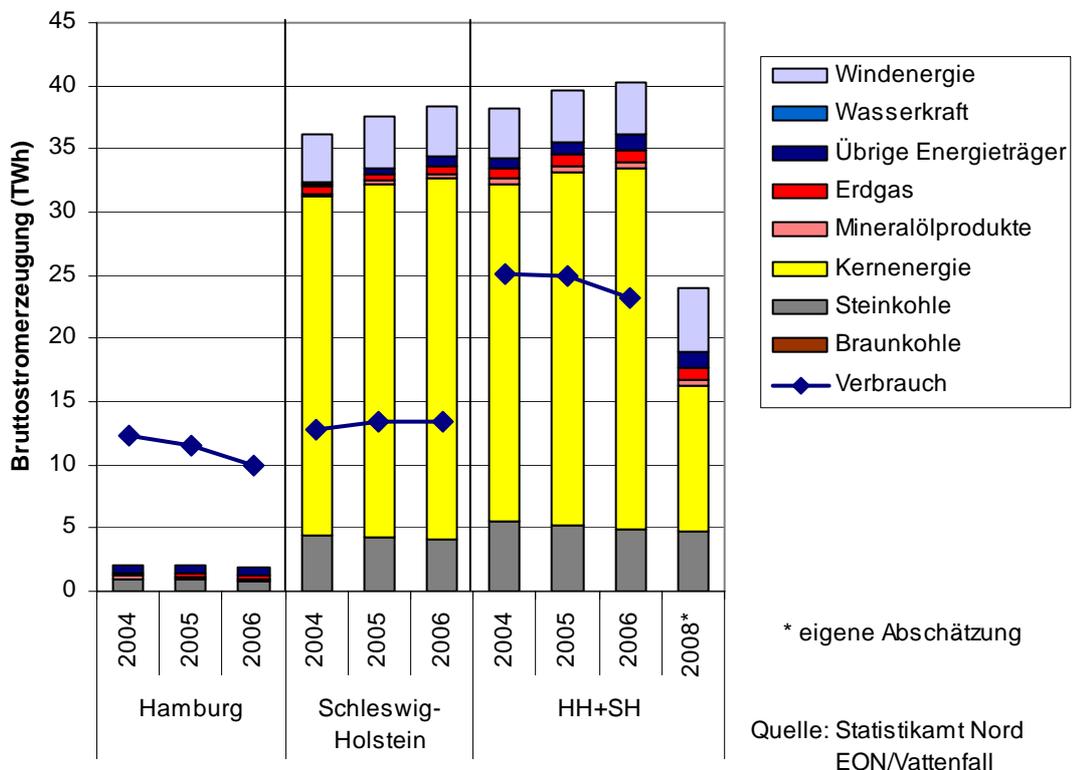


Abbildung 10: Bruttostromerzeugung in Hamburg und Schleswig-Holstein 2004-2008 nach Energieträgern [Statistik Nord 2009; E.ON 2009a/b; Vattenfall 2009a]

Die Karte in Abbildung 11 zeigt die geographische Verteilung der Erzeugungsleistung in Norddeutschland.

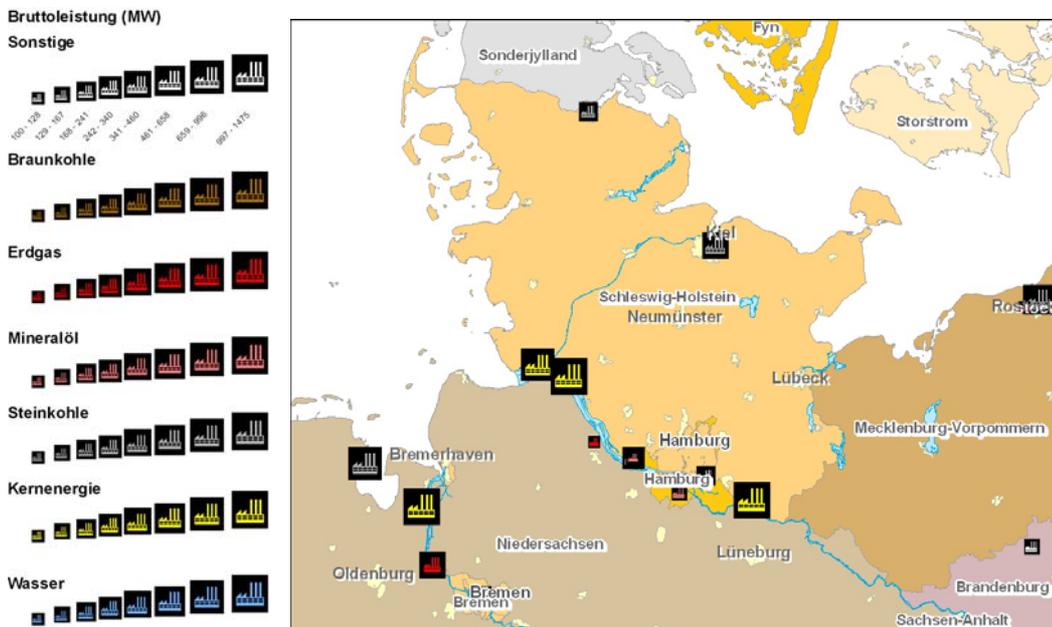


Abbildung 11: Existierende Kraftwerke >100 MW in Norddeutschland nach Brennstoff und Erzeugungsleistung [Daten UBA 2009]

1.1.2.2 Erneuerbare Energien

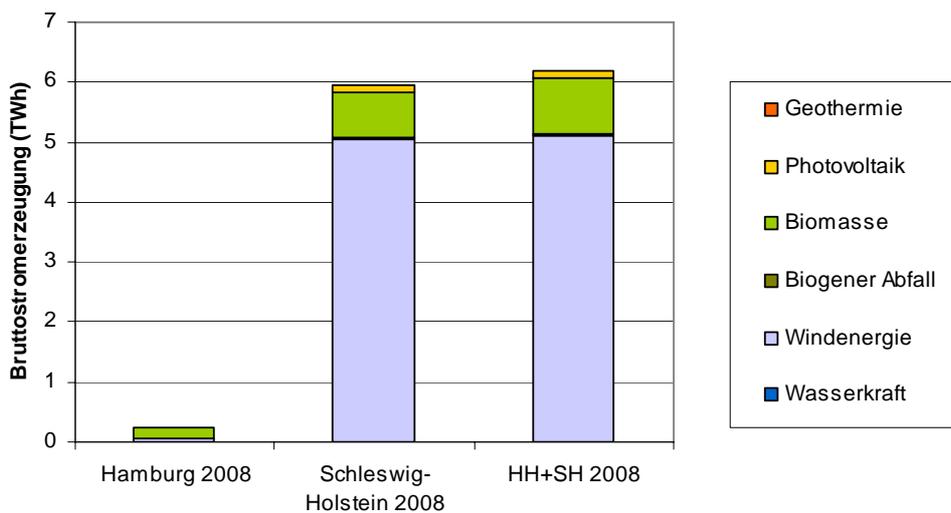


Abbildung 12: Beitrag erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in Hamburg und Schleswig-Holstein 2008 [E.ON 2009b/Vattenfall 2009b]

Abbildung 12 zeigt den Beitrag der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Hamburg und Schleswig-Holstein 2008. Im Verhältnis zum Deutschen Mix erneuerbarer Energien sind Windenergie und Biomasse hier stark repräsentiert, während alle anderen Quellen eine eher untergeordnete Rolle spielen, was sich durch die Topologie und geographische Lage erklären lässt. Die Daten in Abbildung 12 und Tabelle 4 stammen aus den EEG-Jahresmeldungen der Übertragungsnetzbetreiber, die für alle Netzbetreiber der Region aggregiert wurden. Eine andere Quelle [DEWI 2008a] kommt auf deutlich höhere Ergebnisse für die Windenergieeinspeisung in Schleswig-Holstein (siehe Tabelle 4).

Tabelle 4: Windenergie-Einspeisung in Hamburg und Schleswig-Holstein im Jahr 2008

Parameter	EEG-Jahresmeldungen	DEWI (2008)
Installierte Leistung [MW]	2.407	2.727
Gesamte Windeinspeisung [TWh]	5.037	5.484
Volllaststunden [h/a]	2.092	2.011

Tabelle 4 verdeutlicht auch, dass die Volllaststundenzahl mit ca. 2.000 h/a aufgrund der besseren Windverhältnisse in der Region deutlich über dem Schnitt des E.ON und Vattenfall-Netzes (ca. 1.800 h/a) und des gesamtdeutschen Schnittes (ca. 1.700 h/a) liegt.

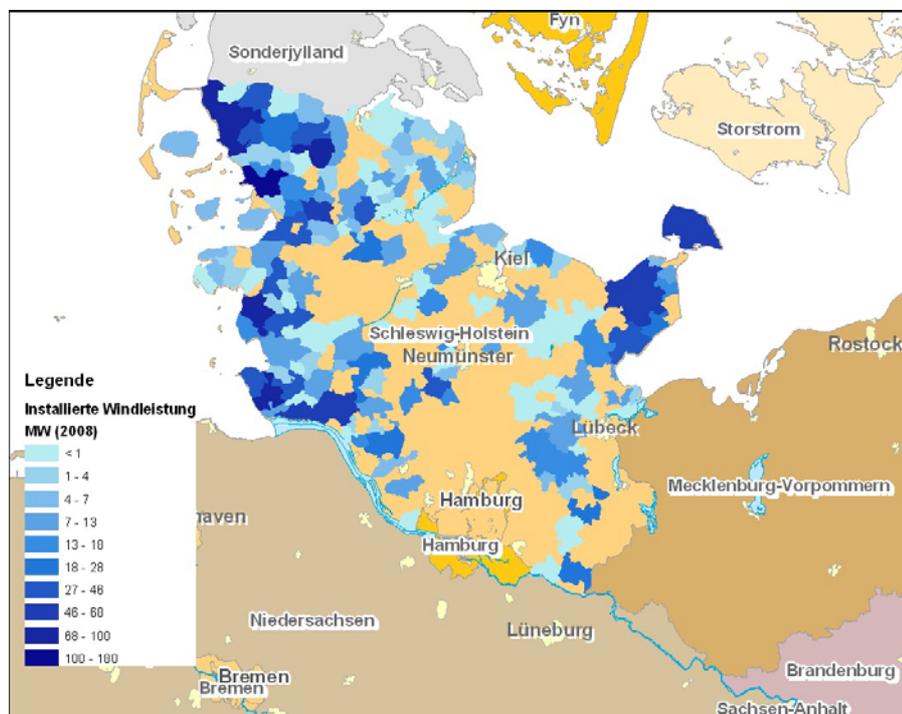


Abbildung 13: Geographische Verteilung der Windenergieleistung in Schleswig-Holstein 2008 [E.ON 2009b]

Die geographische Verteilung der installierten Leistung aus Windenergie wird in Abbildung 13 ersichtlich. Die Leistungsdichte ist in der Nähe der Küsten besonders hoch, während im Inland nur punktuell Windenergie erzeugt wird.

Daten für den Jahresverlauf der Windenergieeinspeisung in Schleswig-Holstein und Hamburg liegen separat nicht vor; es kann jedoch angenommen werden, dass die Kurve den in Abbildung 6 gezeigten sehr ähnlich ist.

1.1.2.3 Strombedarf

Die Entwicklung des Stromverbrauchs in Hamburg und Schleswig-Holstein wird in Abbildung 14 dargestellt; für die Jahre 1998 bis 2002 liegen beim Länderarbeitskreis Energiebilanzen für Hamburg keine Daten vor.

Der Strombedarf in Schleswig-Holstein wird ausführlich in [IE 2009] dargestellt auf der Basis der Energiebilanz Schleswig-Holstein des Statistischen Amtes für Hamburg und Schleswig-Holstein, Ausgaben 1996 bis 2006.

In Schleswig-Holstein hatte der Stromverbrauch seinen höchsten Stand im Jahr 2000 erreicht. Nach einem Rückgang bis 2003 stieg der Stromverbrauch bis 2006 wieder auf etwa den Höchststand. In Hamburg lag der Stromverbrauch im Jahr 2003 auf ähnlichem Niveau wie in den 1990er Jahren. Der Verbrauch war 2003 in Hamburg und Schleswig-Holstein nahezu identisch, fiel jedoch in Hamburg bis 2006 deutlich um 19%, während er im gleichen Zeitraum in Schleswig-Holstein um 9% stieg.

Der drastische Rückgang des Stromverbrauchs in Hamburg von 2005 auf 2006 ist vor allem auf einen Rückgang des Industriestromverbrauchs zurückzuführen: lag er 2005 noch 33% über dem Äquivalent in Schleswig-Holstein, so war er im Jahr darauf 21% niedriger. Der Verbrauch in Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen, in Haushalten und im Verkehr stagnierte in Hamburg. Der starke Verbrauchsrückgang in Hamburg ist auf den Sektor Metallherzeugung und -bearbeitung zurückzuführen: Im Jahr 2006 wurde ein Aluminiumwerk stillgelegt und wechselte den Besitzer. Da ein Teil im Jahr 2007 bereits wieder in Betrieb genommen wurde, ist der Industriestromverbrauch 2007 wieder deutlich gestiegen, was jedoch durch eine Abnahme im GHD-Bereich kompensiert wurde, so dass der Gesamtstromverbrauch 2007 praktisch unverändert ist⁷.

⁷ Die Energiebilanz Hamburg 2007 wird vom Senat gegenwärtig aufgrund möglicher bilanzierungstechnischer Mängel als „vorläufig“ eingestuft (siehe Bürgerschaft der Freien und Hansestadt Hamburg, Drucksache 19/4906, 22.12.2009).

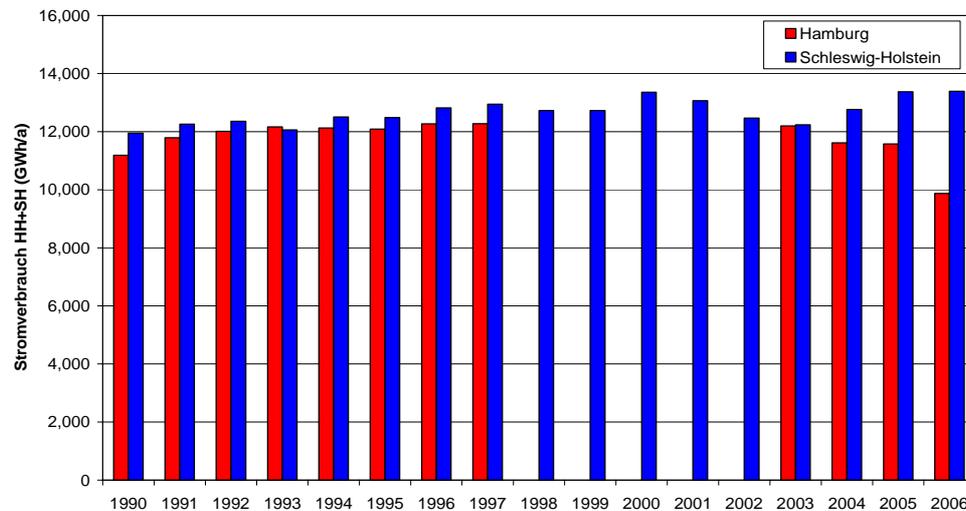


Abbildung 14: Entwicklung des Stromverbrauchs in Hamburg und Schleswig-Holstein seit 1990 [LAK-E 2009]

Der Verbrauch teilt sich auf in die Sektoren Industrie, Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen und übrige Verbraucher (GHD), Haushalte und Verkehr (im Wesentlichen Schienenverkehr). Abbildung 15 stellt die Verbräuche der Sektoren für Hamburg und Schleswig-Holstein im Jahr 2006 dar. Der „Industrieanteil ist in Hamburg höher als in Schleswig-Holstein, ebenso wie der Verkehrsanteil. Die Anteile von GHD und Haushalten sind dementsprechend geringer in Hamburg.

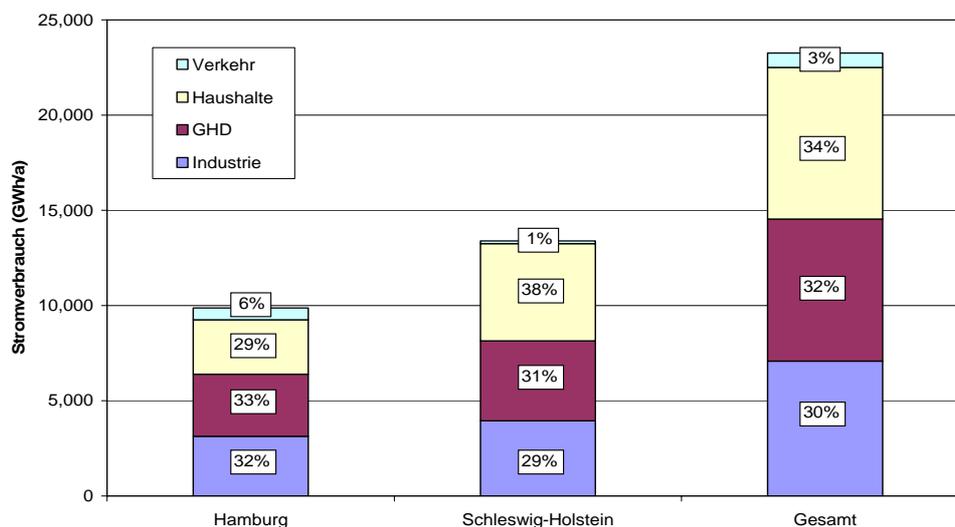


Abbildung 15: Stromverbrauch in den Sektoren Industrie, Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen und übrige Verbraucher (GHD), Haushalte und Verkehr im Jahr 2006 [Statistik Nord 2009]

Abbildung 16 vergleicht die Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland mit Hamburg und Schleswig-Holstein seit 1990. Schleswig-Holstein spiegelt die gesamtdeutsche Entwicklung relativ klar wider, wobei der Stromverbrauch in den 1990er Jahren stärker stieg als im deutschen Durchschnitt. Gleichzeitig ging der Verbrauch in Schleswig-Holstein 2000 bis 2003 stark zurück, um bis 2005 die deutsche Entwicklung wieder zu erreichen. Von 1990 bis 2006 ist der Stromverbrauch in Schleswig-Holstein um 12% gestiegen verglichen mit 15% in Deutschland.

In Hamburg ist der Stromverbrauch in den 1990er Jahren stärker gestiegen als im deutschen Mittel und als in Schleswig-Holstein. Seit 2002 ist er jedoch von 2003 bis 2006 um 19% gesunken, während er in Schleswig-Holstein um 9% und im deutschen Durchschnitt um 4% gestiegen ist.

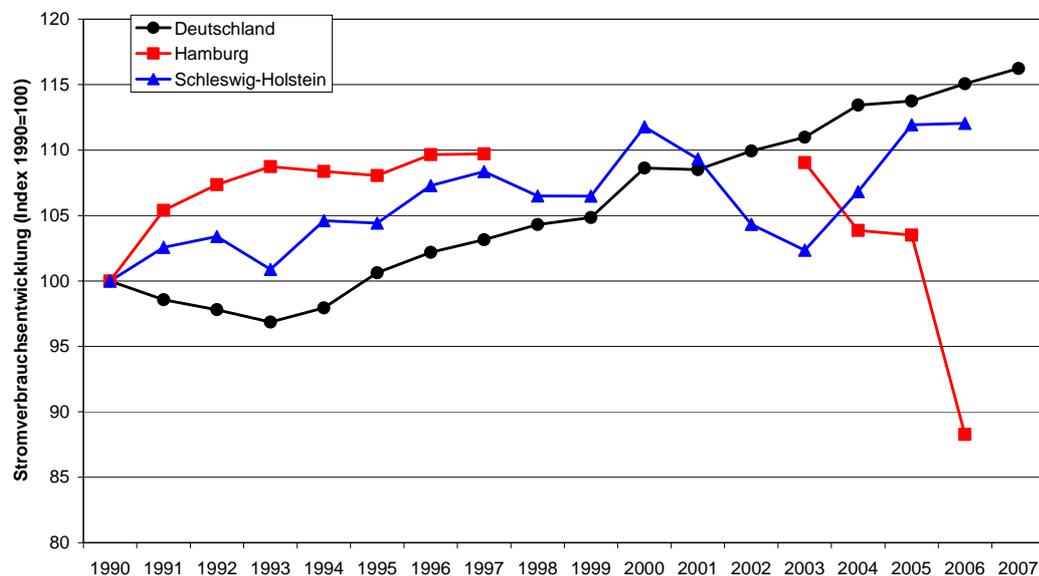


Abbildung 16: Vergleich der Stromverbrauchsentwicklung in Deutschland, Hamburg und Schleswig-Holstein [BMWi 2009a], [LAK-E 2009]

Die Lastverläufe des Stromverbrauchs in Schleswig-Holstein und Hamburg sind nicht veröffentlicht. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die Lastprofile den gesamtdeutschen Lastprofilen ähneln, wenngleich der niedrigere Anteil Industriestrom eine gewisse Abweichung verursachen dürfte.

1.1.2.4 Netzsituation

Die Netzstruktur in Hamburg ist klassisch „städtisch“ geprägt mit starken Knoten durch große Energieverbraucher und -Erzeuger. Die Netzstruktur in Schleswig-Holstein ist heterogen und gekennzeichnet von einer hohen Leitungsdichte in den urbanen Regionen mit starken Netzknoten in Brokdorf, Brunsbüttel, Wilster, Itzehoe, Hamburg-Nord, Audorf,

Flensburg, Kiel, Lübeck und Geesthacht. In den ländlicheren Regionen entlang der Küstenlinien finden sich vorwiegend 110 kV-Freileitungen.

Das derzeit in Schleswig-Holstein und der Hansestadt Hamburg existierende Hoch- und Höchstspannungs-Netz stellt sich wie in Abbildung 17 gezeigt dar.

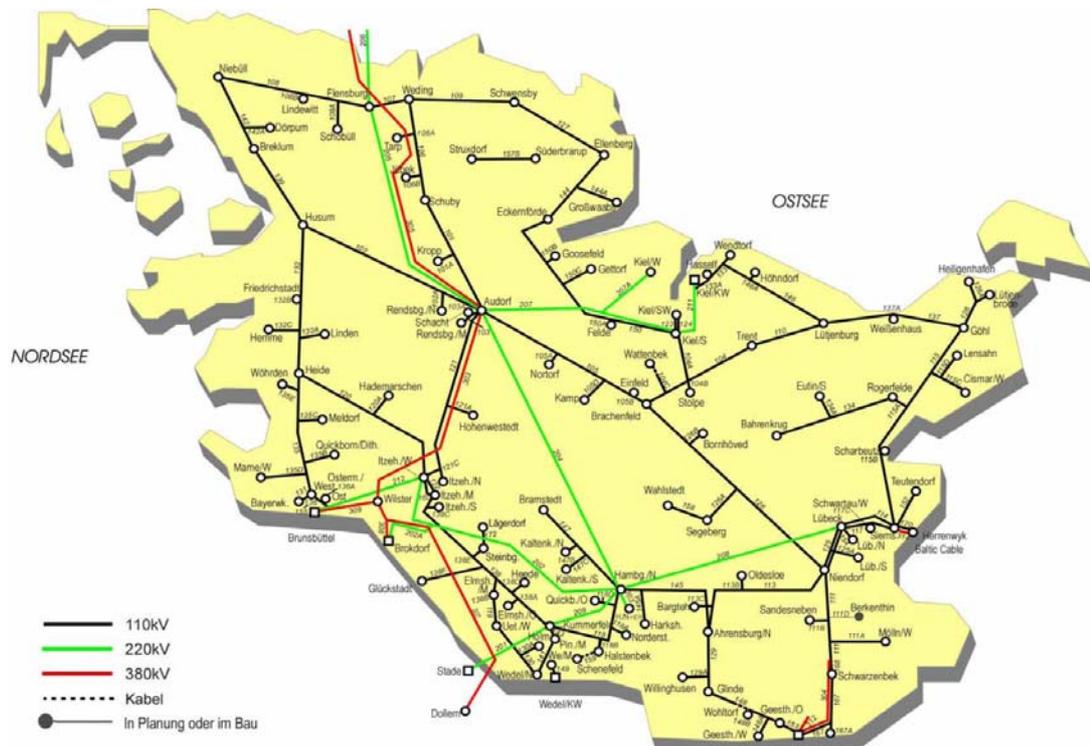


Abbildung 17: Hoch- und Höchstspannungsnetz in Schleswig-Holstein und Hansestadt Hamburg [E.ON Netz 2009b]

Für Schleswig-Holstein ergibt sich aus Abbildung 17 ein Hoch- und Höchstspannungsnetz, deren Leitungslängen in Tabelle 5 zusammengefasst sind.

Tabelle 5: Hoch- und Höchstspannungsnetz in Schleswig-Holstein [IE 2009]

Spannungsebene	Leitungslänge [km]
Höchstspannung (380 kV)	258
Hochspannung (220 kV)	326
Hochspannung (110 kV)	1.231
Gesamt	1.815

Die vordringlichen Engpassstellen für die Aufnahme von Offshore-Windstrom stellen die Netze in den Küstenregionen der Nord- und Ostsee dar. Entsprechend [IE 2009] ergeben sich die Netzkapazitäten entlang der Küstenlinien von Schleswig-Holstein wie folgt:

Tabelle 6: Kapazität des Hoch- und Höchstspannungsnetzes in Schleswig-Holstein ([IE 2009] basierend auf E.ON-Angaben)

Netzregion	Installierte Netzkapazität 2008/2009 [MW]	Dezentrale Energie-Anlagen 2008/2009 [MW]
Nordfriesland	310	840
Dithmarschen	370	565
Ostholstein	306	390

E.ON Netz nennt aktuell für den Nordwesten Deutschlands die folgenden Netzengpässe in dem von ihnen betriebenen regionalen 110kV-Verteilnetz (siehe Abbildung 18).

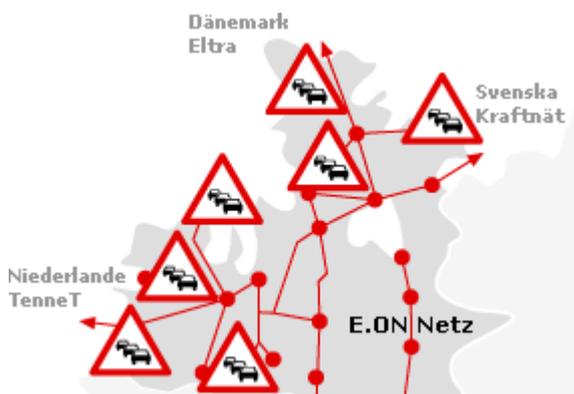


Abbildung 18: Aktuelle Engpässe im nord-westlichen 110 kV-Netz [E.ON Netz 2009a]

Schleswig-Holstein verfügt über insgesamt neun Kupplungspunkte in angrenzende deutsche Netze sowie in das benachbarte Ausland [IE 2009]:

- Dänemark
 - 1*380 kV: Audorf/DE – Kassø/West-DK
 - 2*220 kV: Audorf/DE – Ensted/West-DK
- Schweden
 - 1*HGÜ: Herrenwyk/DE – Kruseberg/SE
- Niedersachsen und Hamburg
 - 4*380 kV
 - 2*220 kV

In 2008 wurden nach [UCTE 2009a] die Strommengen entsprechend Tabelle 7 von Schleswig-Holstein ausgetauscht.

Tabelle 7: Jahresbilanz 2008 für den Stromaustausch von/nach Schleswig-Holstein [UCTE 2009a, S. 34]

Verbindung	Stromaustausch 2008 [GWh _e]
DE → West-DK	586
DE → SE	543

1.2 Entwicklung bis 2020 und danach

1.2.1 Deutschland

1.2.1.1 Konventionelle Stromerzeugung

Um Aussagen über die künftige Entwicklung der deutschen Stromerzeugung zu treffen, werden im folgenden die so genannte „Kraftwerkssterbelinie“ und geplante Zubauten von Kraftwerken bilanziert, wodurch die Entwicklung bis etwa 2015 skizziert werden kann. Für die Zeit danach werden Prognosen einschlägiger Studien verglichen und deren Plausibilität beurteilt.

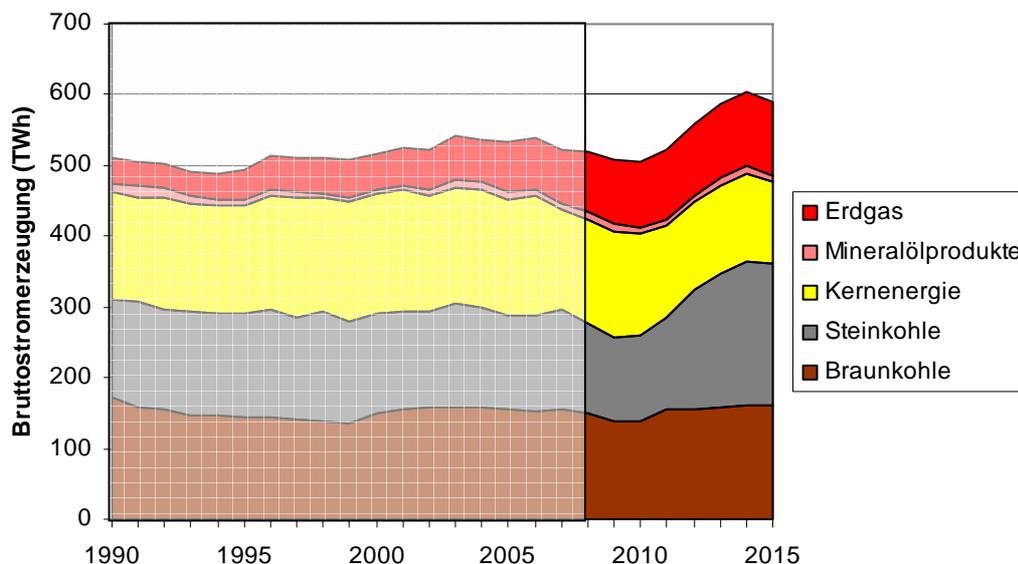


Abbildung 19: Fossile und nukleare Stromerzeugung bis 2015 [AGEB 2009; UBA 2009; BDEW 2009; dena 2008a]

Abbildung 19 zeigt die Fortschreibung der fossilen und nuklearen Stromerzeugung bis zum Jahr 2015 unter Berücksichtigung der Kraftwerkssterbelinie⁸ und der in Bau, in Planung oder im Genehmigungsverfahren befindlichen Kraftwerksprojekte [BDEW 2009], bei denen bereits ein Inbetriebnahmejahr anvisiert ist. Um von der Kapazität auf die Jahresproduktion zu kommen, wurden die durchschnittlichen in Kapitel 1.1.1.1 ermittelten Volllaststundenzahlen verwendet⁹.

Die Resultate sind überraschend: Nachdem die Produktionskapazität unter den getroffenen Annahmen bis 2010 leicht abnimmt, steigt sie daraufhin bis 2014 um fast 20% auf über 600 TWh. Der Anstieg kommt hauptsächlich vom immensen bis 2015 geplanten Zubau an Steinkohlekraftwerken (ca. 21 GW) sowie Erdgas-GuD-Kraftwerken (ca. 8 GW). Gleichzeitig gehen je etwa 5,5 GW Gas- und Steinkohlekraftwerke sowie unter der Annahme des Beibehaltens des Atomausstiegsfahrplanes maximal 4,5 GW Kernenergie vom Netz. Allerdings bestehen große Unsicherheiten bezüglich der planmäßigen und pünktlichen Realisierung der Kraftwerksprojekte, vor allem vor dem Hintergrund des kürzlich gestoppten Projekts in Lubmin, der Verzögerungen durch das Gerichtsverfahren am Standort Datteln, sowie der zu erwartenden Verlängerung der Restlaufzeiten der Atomkraftwerke.

Für die Zeit nach 2015, wo noch keine konkreten Planungen bezüglich neuer Kraftwerke bestehen, wurden verschiedene Szenarien aus aktuellen Studien verglichen, die größtenteils durch eine Kombination von numerischer Modellierung und Stakeholder-Einbeziehung entstanden sind:

- EWI/Prognos Studie: Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 [Prognos 2005]. (Referenzszenario)
- Leitszenario 2009 [BMU 2009a]
- Trans-Mediterranean interconnection for Concentrating Solar Power – TRANS-CSP [DLR 2006]
- Studie „Atomausstieg und Versorgungssicherheit“ [UBA 2008]

Die Ergebnisse für den Strommix sind in Abbildung 20 zusammengefasst. Alle betrachteten Szenarien berücksichtigen den Atomausstieg wie ursprünglich geplant, und sind beim Ausbau von erneuerbaren Energien sowie der Annahme eines deutlichen

⁸ Da keine verlässlichen Daten zu geplanten Stilllegungen von Kraftwerken existieren, wurde für die Erstellung der Sterbelinie auf die Kraftwerksdatenbank vom UBA [2009] sowie einen Ansatz der DENA [2009] zurückgegriffen, die für Steinkohle und Braunkohlekraftwerke die Stilllegung 45 Jahre nach der Inbetriebnahme vorsieht (Gasturbinen 50 Jahre; GuD, Gas- und Ölbefeuerte Dampfkraftwerke 40 Jahre). Für Kernkraftwerke wurden die aktuell geplanten Stilllegungsdaten berücksichtigt.

⁹ Für geplante Erdgaskraftwerke wurden abweichend 3.000 Volllaststunden angenommen, da neue Gas- und Dampfkraftwerke für Mittellastbetrieb ausgelegt sind.

Ausbau erdgasbefuerter Kraftwerke weitgehend konsistent. Bei der Nutzung von Stein- und Braunkohle ergeben sich dagegen beträchtliche Schwankungen zwischen den Szenarien, von einem starken Rückgang der Nutzung bis 2030 im BMU Leitszenario bis zu einer leichten Steigerung des Beitrags im TRANS-CSP Szenario (unter der Annahme, dass CCS-Technologie verfügbar wird). Diese Variation in der Nutzung von Kohle spiegelt sich auch in der Gesamtenergieerzeugung wieder, die übrigens nicht gleichbedeutend mit dem Stromverbrauch in Deutschland ist, da die meisten Studien von steigendem Stromhandel, u.a. mit Erneuerbaren Energien, ausgehen.

Die tatsächliche Entwicklung in der konventionellen Stromerzeugung bis 2020/30 hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab. Der politische Wille zur Verlängerung der Restlaufzeiten der Atomkraftwerke wird das Bild kurz- bis mittelfristig sicherlich stark beeinflussen; andere zentrale Faktoren sind die Entwicklung der Energiepreise in den kommenden Jahren sowie die Realisierung von Einsparpotenzialen auf der Verbraucherseite. Um dem weiteren Ausbau von fossilen Kraftwerken und damit verbundenen „Lock-in“-Effekten für die kommenden Jahrzehnte vorzubeugen, ist vor allem das Aufzeigen zuverlässiger Lösungen für die mit erneuerbaren Energien verbundenen Netz- und Speicherprobleme wichtig, um die aktuelle Debatte über Versorgungssicherheit bei hohem Anteil erneuerbarer Energien zu entschärfen.

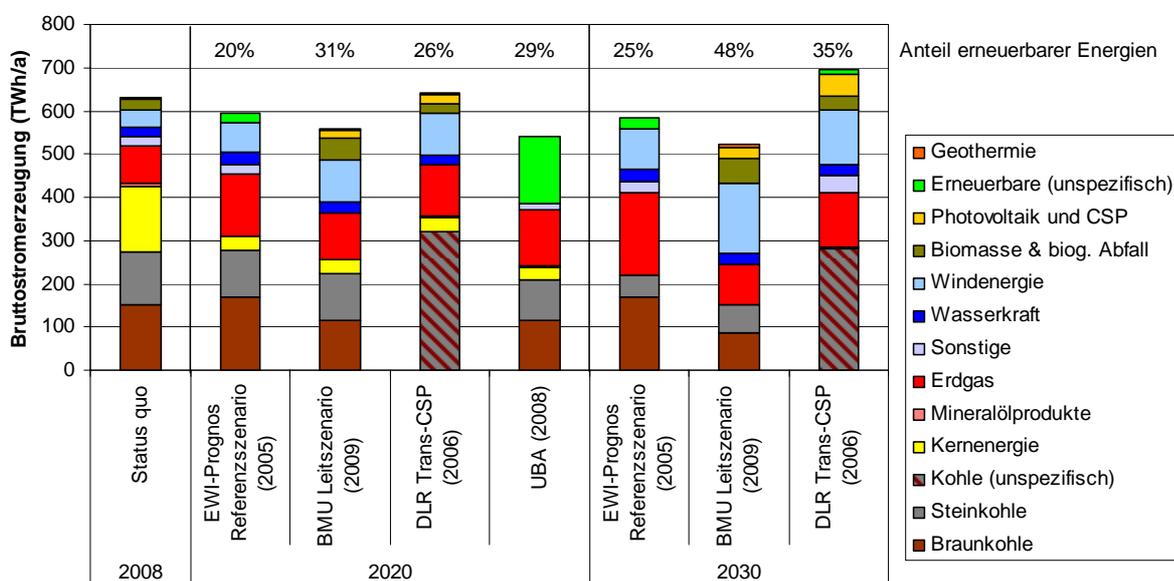


Abbildung 20: Ausblick zur Stromerzeugung in Deutschland 2020 und 2030

1.2.1.2 Erneuerbare Energien

Abbildung 20 zeigt die resultierenden Anteile erneuerbarer Energien an der Stromversorgung für die verglichenen Szenarien. Außer im EWI-Prognos Szenario wird das

Ziel der Bundesregierung von 25-30% erneuerbare Energien in der Stromversorgung bis 2020 [BMU 2008] in allen Szenarien etwa erreicht. Auch im GermanHy Projekt [GermanHy 2009] wurde die Weiterentwicklung des Energiesystems unter der Einbeziehung von Wasserstoff mit einem Systemmodell bis 2050 simuliert. Hier ergibt sich im drastischsten Szenario „begrenzte Ressourcen“ ein Anteil erneuerbaren Stroms an der Gesamt-erzeugung von 44% (2020) bzw. 58% (2030).

Um ein spezielles Augenmerk auf die erneuerbaren Energien zu richten, werden im folgenden zusätzlich zu den allgemeinen Studien zur Entwicklung der Stromerzeugung spezielle Studien zum Ausbau der Erneuerbaren betrachtet und verglichen:

- Die zweijährlich aktualisierte WindEnergy Studie des DEWI [DEWI 2008b] (hier wird nur Onshore- und Offshore-Windenergie betrachtet)¹⁰
- Studie des Bundesverbandes Erneuerbare Energie zum Stromausbau der Erneuerbaren Energie-Branche bis 2020 [BEE 2009]

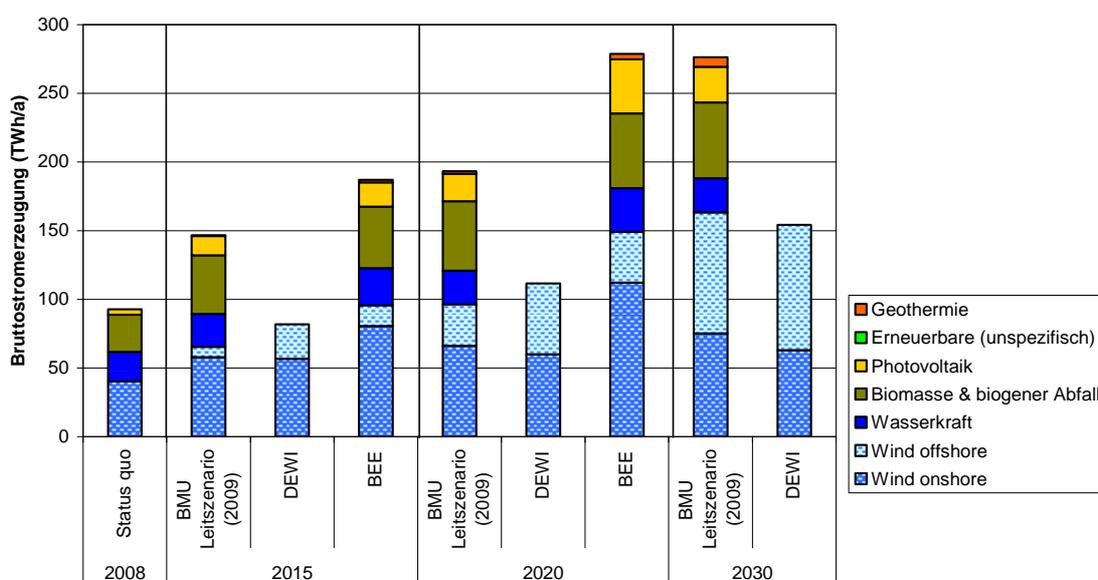


Abbildung 21: Ausbauszenarien Erneuerbarer Energien 2015, 2020 und 2030

Abbildung 21 zeigt die Resultate der genannten Quellen im Vergleich zur Bandbreite der allgemeinen Studien (EWI-Prognos [Prognos 2005], Leitszenario 2009 [BMU 2009a]). Sowohl die DEWI- als auch die BEE-Studie übertreffen die Erwartungen des Leitszenarios, vor allem 2015 und 2020. Die BEE-Studie kommt zu dem Ergebnis, dass 47% erneuerbare Energien im Strommix bis 2020 möglich sind; allerdings muss angemerkt werden, dass die

¹⁰ Zur Errechnung der Erzeugungsmengen aus den installierten Leistungen wurde bei der DEWI-Studie von 1800 bzw. 3000 Volllaststunden für Onshore- bzw. Offshore-Turbinen ausgegangen.

Annahmen bezüglich der Volllaststunden der Windenergie (2490 onshore; 3700 offshore) im Vergleich recht optimistisch sind. Die angenommene installierte Windleistung ist bei beiden Studien relativ ähnlich, wobei die BEE-Studie von einem höheren Onshore- und niedrigeren Offshore-Ausbau ausgeht. Aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht gezeigt wird eine Berechnung der dena [dena 2008b], die in der installierten Windenergieleistung nahe an der DEWI-Studie und in der Gesamterzeugung leicht über dem Leitszenario liegt.

Tabelle 8 fasst die heute in Planung befindlichen Projekte in Nord- und Ostsee zusammen [dena 2009]. Realisierungshorizonte sind nicht aufgeführt. Die angenommene Leistung der Offshore-Windanlagen geht von den jeweils höchsten Ausbaustufen der Windparks aus. Theoretisch würde bei einer Realisierung aller genehmigter Vorhaben die jährliche Offshore-Stromerzeugung etwa 45-60 TWh¹¹ betragen; die in Genehmigung befindlichen Vorhaben ergeben weitere 68-91 TWh. Sofern bei der Realisierung keine schwerwiegenden Probleme mehr auftreten, sollte die in den Szenarien dargestellte Bandbreite bezüglich Offshore-Windenergie realistisch sein.

Tabelle 8: Stand der geplanten deutschen Offshore-Wind Projekte [dena 2009]

Gebiet	Gesamtleistung [GW] ¹²		Status	
	In Betrieb	Genehmigt	Im Genehmigungsverf.	Gesamt
Nordsee	0,0095	12,8	21,2	33,5
Ostsee	0,0025	2,0	2,0	4,0
Gesamt	0,0120	14,8	23,1	37,5

1.2.1.3 Strombedarf

Auf europäischer Ebene ist das Ziel verankert, die Energieeffizienz bis 2020 um 20% zu steigern. Das so genannte „20-20-20 Ziel“ beinhaltet des Weiteren die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien auf 20% sowie die Reduktion der CO₂-Emissionen um 20% bzw. im Falle einer internationalen Übereinkunft sogar um 30%.

¹¹ Basierend auf eine Jahreserzeugung von 3000-4000 Volllaststunden; die Annahmen gehen hier in verschiedenen Studien weit auseinander; da jedoch die deutschen Offshore-Standorte relativ küstenfern sind, gehen wir von einer für Offshore-Wind überdurchschnittlichen Jahreserzeugung aus.

¹² Bei der Auswertung der Projekte wurde bei Bandbreiten in der Leistung stets der obere Wert angenommen; bei unbekannter installierter Leistung, wurde von einer Leistung von 5 MW pro Turbine ausgegangen.

Verschiedene Szenarien kommen für Deutschland zu unterschiedlichen Ergebnissen für den zukünftigen Stromverbrauch. Unterschiede bestehen insbesondere in der Abschätzung des Erfolgs politischer Maßnahmen zur Erreichung der energiepolitischen Ziele. Abbildung 22 gibt einen Überblick über verschiedene Analysen und Szenarien.

Neben den klassischen Verbrauchssektoren kann der motorisierte Individualverkehr mittel- und langfristig zu einem nennenswerten Stromverbraucher werden. Die Marktdurchdringung mit entsprechenden Fahrzeugen kann allerdings auf Grund der langen Vorlaufzeiten für die Fertigung und für den Ersatz der Fahrzeugflotte bis 2020 erst zu einem relativ geringen Prozentsatz erfolgt sein. Dies kann die Kurven in Abbildung 22 nach oben verschieben, jedoch nur in geringem Umfang im Vergleich zur Streuung der Szenarien untereinander.

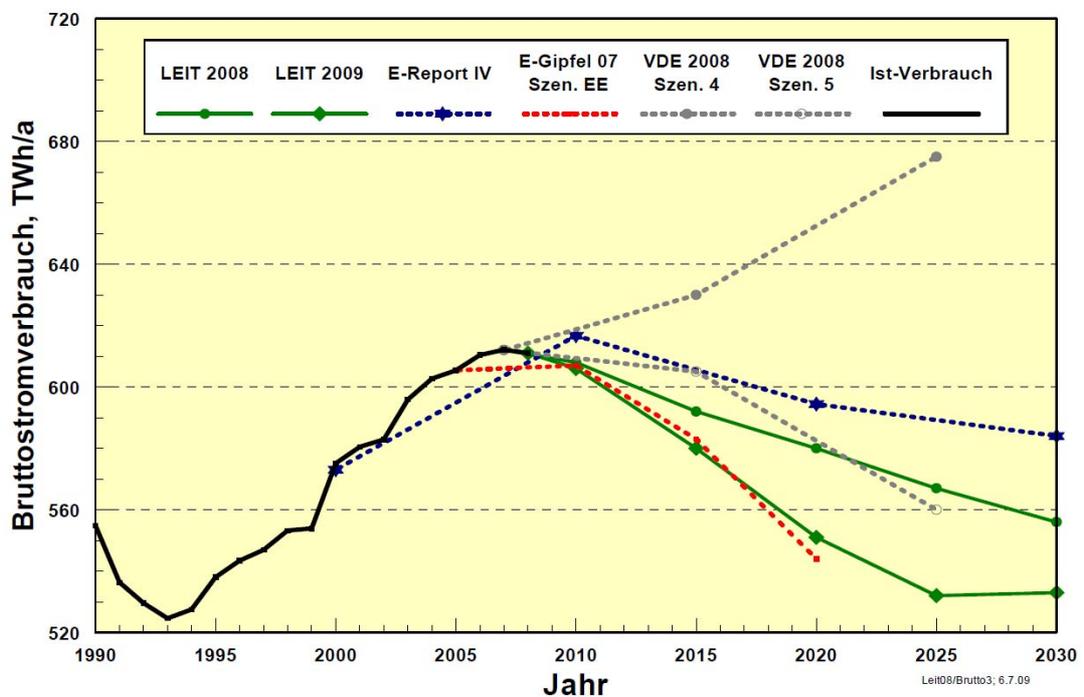


Abbildung 22: Bruttostromverbrauch 1990 bis 2008 in Deutschland und angenommene Entwicklung bis 2030 in verschiedenen veröffentlichten Szenarien [BMU 2009a]

1.2.1.4 Netzsituation

a) Übertragungskapazitäten ins angrenzende Ausland

Mögliche neue Verbindungsprojekte bzw. Erweiterungen bestehender Verbindungen, die für das nördliche Deutschland in Betracht gezogen werden [NORDEL 2008] [UCTE 2009b] sind die folgenden:

- Deutschland – Schweden: Diese Verbindungsoption wird auch diskutiert wegen ihrer Möglichkeit, Windenergie aus Krieger's Flak einzubinden.
- Deutschland – West-Dänemark: Ein hoher Nutzen bei geringen Kosten dieser möglichen Netzverstärkung führen zu positiven Ergebnissen in allen NORDEL-Szenarien.
- Deutschland – Ost-Dänemark: Durchweg sehr positives Kosten-Nutzen-Verhältnis über alle von NORDEL betrachteten Szenarien. Diese Verbindung könnte zudem Engpässe auf dem Kontinent verringern.
- Deutschland – Norwegen (NORD.LINK): Machbarkeitsuntersuchung von Statnett und E.ON Netz für eine HGÜ-Verbindung von 700-1.400 MW. Realisierung nicht vor 2015.
- Deutschland – Niederlande: Machbarkeitsuntersuchung und Memorandum of Understanding zwischen RWE TSO and TenneT über eine 60 km lange, double-circuit, 400 kV-Verbindung mit einer Kapazität von 1.000-2.000 MW. Inbetriebnahme frühestens in 2013.
- Deutschland – Belgien: Elia & RWE TSO prüfen eine neue 400 kV-Netzerweiterung.

NORDEL schlägt zudem vor, die Möglichkeit von HGÜ-Verbindungen zu untersuchen, z.B. eine Mehrstationenverbindung zwischen Deutschland, Ost-Dänemark und Schweden [NORDEL 2008, S. 7].

b) Visionen für Netzverbände in Europa

Die Anbindung von größeren EE-Projekten an das elektrische Netz erfolgt klassischerweise Punkt-zu-Punkt (strahlenförmig). Eine höhere Redundanz sowie Flexibilität in der Betriebsweise haben Ringnetze wie sie auch für Offshore-Windparks entlang der Nordsee und des Atlantiks vorgeschlagen wurde. Der im Juli 2009 gegründete European Network of Transport System Operators (ENTSO-E¹³), bestehend aus den vormals sechs großen, europäischen Übertragungsnetzbetreibern ATSOI, BALTSO, ETSO, Nordel, UCTE und UKTSOA, haben ein vermaschtes Netz als Vision.

Die Vision der Firma Mainstream ist ein so genanntes „Supergrid“ aus HGÜ-Leitungen, die mehrere Länder über so genannte „Supernodes“ im Meer miteinander verbinden.

Für die Offshore-Windparks in der Nordsee vor Deutschland und den Niederlanden besteht aufgrund der räumlichen Nähe eine hohe Korrelation in der erzeugten Windleistung [Klobasa 2009]. Die Wahrscheinlichkeit, dass Überschüsse des einen Landes auf Überschüsse im Windstromangebot des jeweils anderen Landes stoßen, ist hoch. Stärkere grenzüberschreitende Verbindungen zwischen Deutschland und den Niederlanden führen daher zwar zu Entlastungen (verringertes Gleichzeitigkeitsfaktor) und höherer Ausfallsicherheit (Redundanz), jedoch nicht in einem ausreichenden Maß um eine

¹³ <http://www.entsoe.eu>

Langfristperspektive für den Ausbau der Offshore-Windenergie im geplanten Umfang zu bieten. Eine Netzverstärkung durch Vernetzung und Anbindung von Offshore-Windkraftanlagen untereinander und mit dem Festland reicht daher alleine nicht aus. Die angelandete Energie muss auch ins „Hinterland“ abgeführt werden können. Dahingehend gibt es Ideen für einen kontinentalen HGÜ-Verbund, den man sich – analog zur Struktur des Internets – sehr gut als „Strom-Backbone“ vorstellen kann.

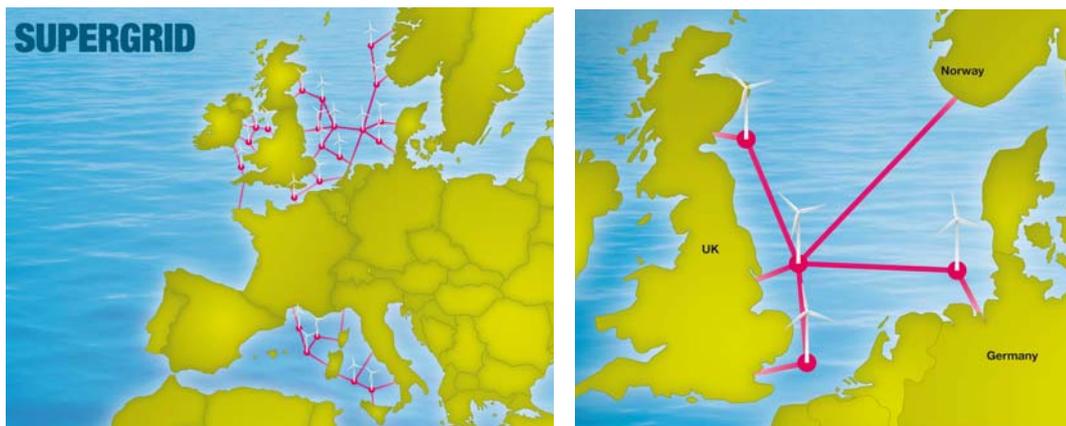


Abbildung 23: Visionen für ein "Supergrid" mit „Supernodes“ als Keimzellen für den sukzessiven Aufbau [Mainstream 2010]

1.2.2 Hamburg / Schleswig-Holstein

1.2.2.1 Konventionelle Stromerzeugung

Im Raum Hamburg und Schleswig-Holstein sind bis 2015 neue fossile Kraftwerksprojekte in Hamburg-Moorburg (1.640 MW Steinkohle 2012) und in Brunsbüttel (insgesamt 3.400 MW Steinkohle von 2012-14) geplant. Weiter zu erwähnen ist das am Südufer der Elbe liegende Stade (Niedersachsen), wo zwei Steinkohlekraftwerke (insgesamt 1.900 MW; 2012-14) entstehen sollen [BDEW 2009]. Allerdings besteht vor dem Hintergrund der aktuellen Geschehnisse (Projektstopp Lubmin, Baustopp Datteln) Unsicherheit bezüglich der plangemäßen Durchführung aller Projekte.

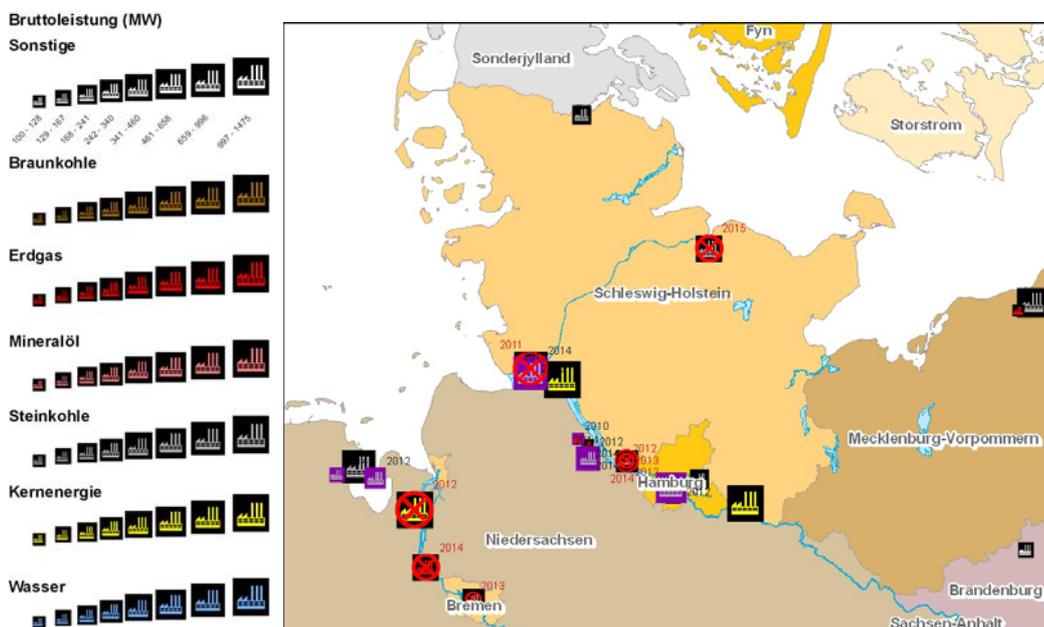


Abbildung 24: Bis 2015 abgeschaltete (durchgestrichen) und neu errichtete Kraftwerke (violett) in Norddeutschland [AGEB 2009; UBA 2009; BDEW 2009; dena 2008a]

Nach dem in Kapitel 1.2.2.1 erläuterten Verfahren gehen in Schleswig-Holstein und Hamburg bis 2015 insgesamt aller Wahrscheinlichkeit nach 644 MW Leistung aus Steinkohle (Wedel, Kiel) und 358 MW ölbefeuerte Gasturbinen (Wedel und Brunsbüttel) vom Netz; vorbehaltlich der Verlängerung der Restlaufzeit würde auch das AKW Brunsbüttel (806 MW) bis 2015 vom Netz gehen. Werden alle geplanten Kraftwerke realisiert, so wird sich die Erzeugungsleistung in Hamburg und Schleswig-Holstein aus Steinkohle in den kommenden Jahren drastisch von heute ca. 1 GW auf ca. 6 GW erhöhen. Die erwartete Stromerzeugung bei diesem Ausbau ist in Abbildung 25 unter „eigene Abschätzung“ zusammengefasst¹⁴. Weiter sind in dem Schaubild die Erwartungen des „Grünbuch Energie 2020“ aus Schleswig-Holstein [MWV 2007] dargestellt, sowie eine Abschätzung des Stromverbrauchs (siehe auch Kapitel 1.2.2.3). Auch dort wird ein starker Zuwachs der Stromproduktion aus Kohle und Windenergie prognostiziert. Die bis 2020 vorhergesagten Anteile erneuerbarer Energien sind deutlich höher als im deutschen Durchschnitt (siehe Kapitel 1.2.1.1), was durch das überdurchschnittliche Windenergieaufkommen begründet ist.

¹⁴ Die Erzeugung aus erneuerbaren Energien wurde für Photovoltaik, Biomasse und Onshore-Wind gemäß der 2015-Werten für das Leitszenario 2009 skaliert. Für Offshore-Windenergie wurde angenommen, dass 50% der bis 2015 nach Leitszenario 2009 realisierten Leistung in das Schleswig-Holsteinische Netz eingespeist werden.

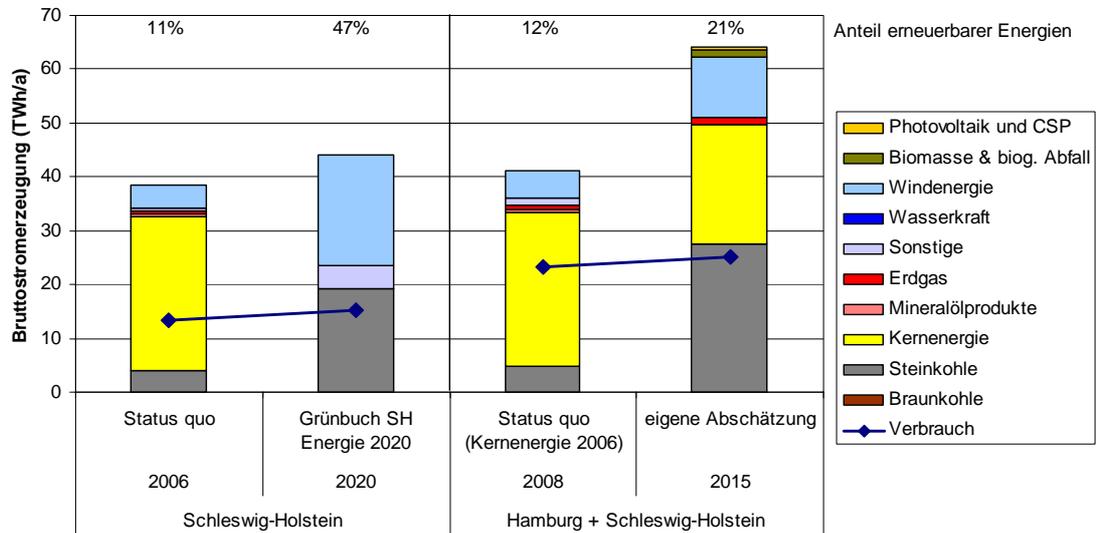


Abbildung 25: Ausblick zur Stromerzeugung in Hamburg / Schleswig-Holstein

1.2.2.2 Erneuerbare Energien

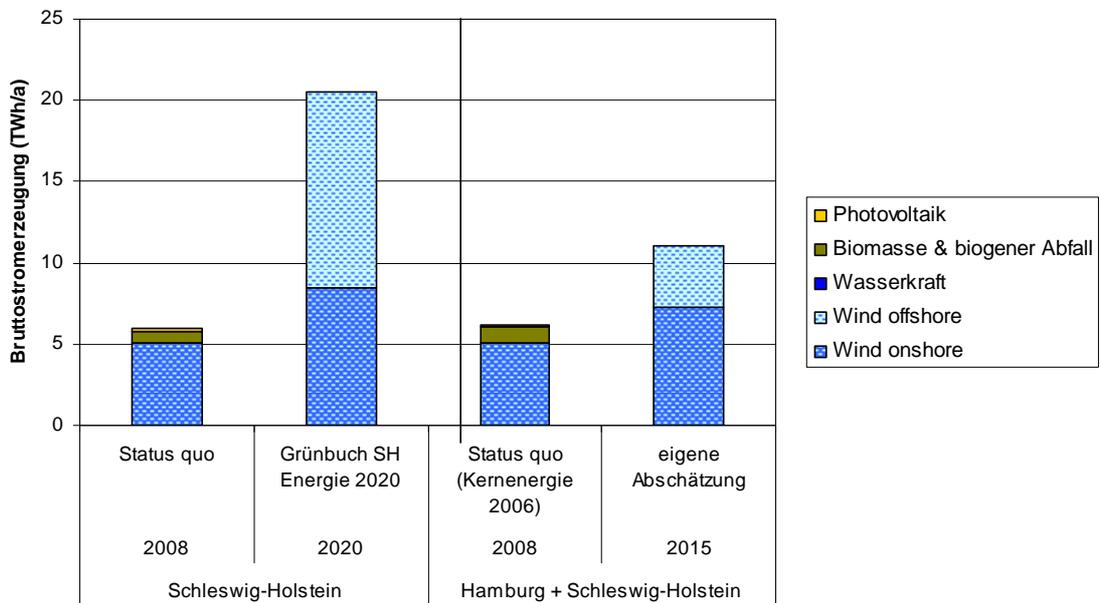


Abbildung 26: Ausbauszenarien erneuerbarer Energien in Hamburg / Schleswig-Holstein

Abbildung 26 zeigt die Szenarien zur Einspeisung erneuerbarer Energie aus dem oben genannten Grünbuch sowie aus eigener Abschätzung basierend auf dem Leitszenario 2009¹⁴. Beide Hochrechnungen skizzieren einen moderaten Zubau der Onshore-Windenergie¹⁵. Wie bei den deutschlandweiten Szenarien besteht auch hier die größte Variation bezüglich der Annahmen zur Offshore-Windenergie. Photovoltaik und Biomasse werden im Grünbuch nicht explizit berücksichtigt.

Tabelle 9: Angekündigte Netzanbindung der deutschen Offshore-Wind Projekte [dena 2009]

Gesamtleistung [GW]	Gebiet		
	Nordsee	Ostsee	Gesamt
Netzanbindung			
Schleswig-Holstein	8,3	0,0	8,3
Niedersachsen	5,7	0,0	5,7
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	2,5	2,5
Niederlande	0,4	0,0	0,4
H ₂ -Speicher	0,4	0,0	0,4
k.A.	18,7	1,5	20,2
Gesamt	33,5	4,0	37,5

Tabelle 9 zeigt eine Auswertung der geplanten Netzanbindung der deutschen Offshore-Windprojekte. Von den Nordseeprojekten ist zurzeit bei 25% der zu installierenden Leistung (8,3 GW) eine Anbindung nach Schleswig-Holstein angekündigt (genannt werden Brunsbüttel und Jadelund); dies würde ca. 25-33 TWh jährlich entsprechen. Geht man hingegen in einer konservativen Hochrechnung bei den Windparks, die bereits genehmigt wurden oder sich gerade im Genehmigungsverfahren befinden, von der minimalen Anzahl von Anlagen (erste Ausbaustufe) sowie des unteren Werts der angegebenen Bandbreite der Turbinenleistung aus, dann ergibt sich ein Wert von nur 3,1 GW für die Anbindung nach Schleswig-Holstein, was einer Stromproduktion von ca. 9-12 TWh jährlich entspricht. Andererseits ist bei mehr als 50% die Netzanbindung noch unklar. Deswegen kann zum heutigen Zeitpunkt keine verlässliche Aussage gemacht werden, wie viel Offshore-Windenergie letztendlich ins schleswig-holsteinische Netz eingespeist werden wird; im Maximalfall muss mit 50-60% der gesamten Offshore-Windenergie gerechnet werden, entsprechend ca. 56-90 TWh/a Stromproduktion.

¹⁵ In Schleswig-Holstein sind heute ca. 0,8% der Landesfläche also Eignungsgebiete für Windenergie ausgewiesen. Diese sind inzwischen weitestgehend belegt; weiteres Ausbaupotenzial besteht daher vor allem durch Repowering, sowie in einer Erweiterung der Eignungsgebiete.

1.2.2.3 Strombedarf

Der Strombedarf in Schleswig-Holstein wird ausführlich in [IE 2009] dargestellt auf der Basis der Energiebilanz Schleswig-Holstein des Statistischen Amtes für Hamburg und Schleswig-Holstein, Ausgaben 1996 bis 2006. Mittels eines Energiebilanzmodells des IE Leipzig wurde der Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2008 fortgeschrieben. Die Prognose bis 2030 ist Ergebnis eines Szenarios des IE Leipzig, das energiewirtschaftliche und energietechnische Aspekte berücksichtigt. Methodisch stützt sich das Szenario auf ein Indikatorenmodell, das auf Basis einer Analyse der zurückliegenden Jahre eine Trendfortschreibung vornimmt. Trendfortschreibung bedeutet dabei dass erkennbare und absehbare Trendänderungen hierbei berücksichtigt werden. Das Szenario berücksichtigt energiepolitische Zielvorgaben wie etwa die Erreichung vorgegebener CO₂-Minderungsziele nicht.

[IE 2009] erwartet für Schleswig-Holstein einen deutlichen Anstieg des Stromverbrauchs von 2006 bis 2008 und prognostiziert einen anschließenden kontinuierlichen, moderaten Anstieg von insgesamt 2,7% bis 2020, der sich bis 2030 fortsetzt (siehe Abbildung 27). Der Stromverbrauch beinhaltet einen Anstieg des Stromverbrauchs im Verkehr von 114 GWh im Jahr 2008 auf 381 GWh 2020 bzw. 532 GWh 2030 (3,5% des gesamten Stromverbrauchs) bedingt durch die Einführung von Batteriefahrzeugen. Eine Markteinführung von Wasserstofffahrzeugen wird nicht berücksichtigt.

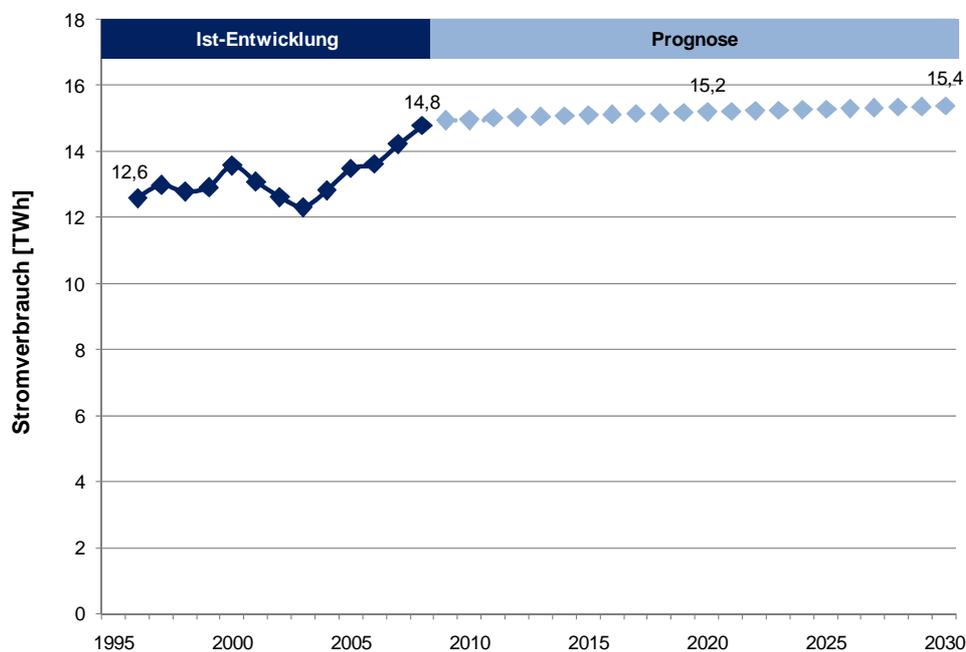


Abbildung 27: Entwicklung des Stromverbrauchs in Schleswig-Holstein von 1996 bis 2006, Fortschreibung bis 2008 und Prognose bis 2030 [IE 2009]

Auf Grund des deutlichen Stromverbrauchsrückgangs im hamburgischen Industriesektor ist die zukünftige Entwicklung mit Unsicherheiten behaftet. Die kürzlich veröffentlichten Zahlen für 2007 deuten auf einen weiteren Verbrauchsrückgang hin. Eine Strombedarfsanalyse für Hamburg wird in [bei-aIEK 2007] durchgeführt. Für 2005 wird der Verbrauch auf der Basis des Verbrauchs 2004 abgeschätzt. Allerdings wurden die offiziellen Verbrauchsangaben für 2004 nach Abschluss der Studie nachträglich korrigiert¹⁶, so dass die Schätzung für 2005 deutlich zu hoch liegt. Für die Abschätzung des Stromverbrauchs bis 2020 wurde die in [Prognos 2005] für das Bundesgebiet angesetzte Entwicklung auch für Hamburg übernommen. Demnach wird der Stromverbrauch bis 2020 nur geringfügig zunehmen, nämlich nur um knapp 2% im Vergleich zu 2005. Dieser Wert ist geringfügig niedriger als die 2,7% Steigerung von 2008 bis 2020 für Schleswig-Holstein. Auf der Basis des tatsächlichen Verbrauchswerts für 2006 von 9.873 GWh ergibt sich mit der Annahme einer 2%igen Steigerung ein Stromverbrauch in Hamburg von 10.070 GWh im Jahr 2020.

1.2.2.4 Netzsituation

Die Entwicklung des regionalen Netzes im Raum Schleswig-Holstein einschließlich der Hansestadt Hamburg muss angesichts der Herausforderung durch den zu erwartenden Zubau an Offshore-Windenergie auf mehreren Ebenen stattfinden:

- 1) Anlandung ans Festland
- 2) Lokale Verteilung
- 3) Überregionale/internationale Übertragung („Hinterland“)

Starke Netzknoten sind in der Region durch zentrale Kraftwerke (Kohle und Kernenergie) vorhanden. Vor dem Hintergrund der zu erwartenden Verlängerung der Restlaufzeiten der Atomkraftwerke sowie der Planungspipeline für neue Kohlekraftwerke wird hier allerdings kurz- bis mittelfristig kaum Spielraum für die Einbindung des Windstromes geschaffen werden.

a) Anbindung Offshore-Windparks

Kleinere, küstennahe Windparks werden durch Einzelverbindungen mit dem nächstgelegenen Einspeisepunkt an Land verbunden [transpower 2009d]. Die für die Netzanbindung notwendigen Investitionskosten – beim Windpark „Alpha Ventus“ (12 Anlagen, 60 MW installierte Leistung, 60 km langes 110 kV-Kabel, Betriebsbeginn noch in 2009) sind das ca. 60 Mio. EUR – werden analog zum EEG-Strom auf alle Stromverbraucher umgelegt.

¹⁶ Persönliche e-mail Kommunikation Matthias Altmann (LBST) mit Sabine Hansen (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein) am 23.09.2009.

Wegen der großen Entfernung und hohen installierten Leistung werden für die Offshore-Netzanbindung zunehmend HGÜ-Verbindungen vorgesehen. Für den Offshore-Windpark „Bard Offshore 1“ (siehe Abbildung 28) hat ABB beispielsweise im Auftrag von transpower eine 200 km lange Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) mit einer Übertragungskapazität von 400 MW gebaut [transpower 2009d]. Die Investitionen für den Netzanschluss belaufen sich auf ca. 300 Mio. EUR.

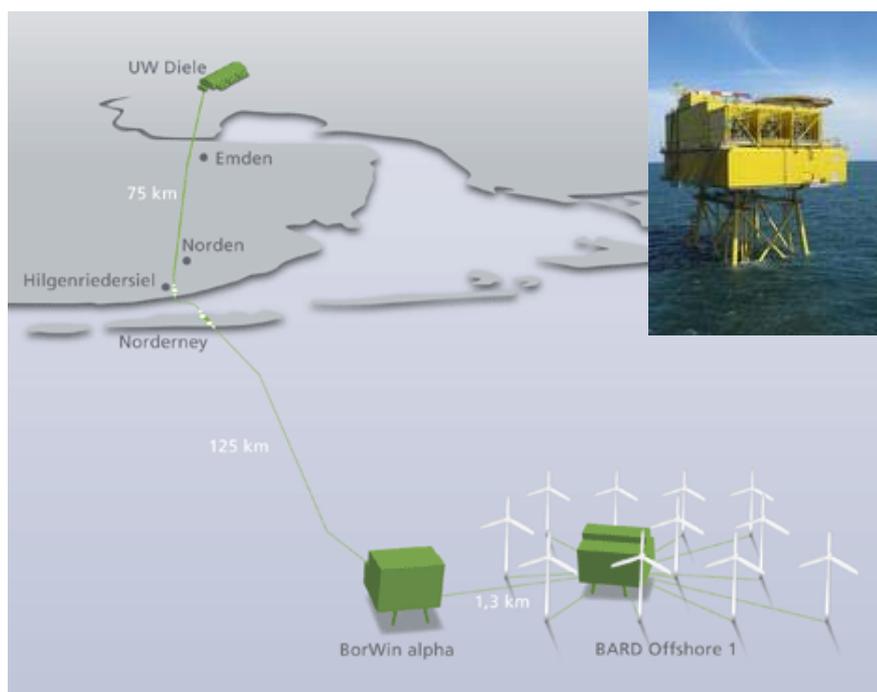


Abbildung 28: Fertiggestellter HGÜ-Anschluss für den Windpark Bard Offshore 1 in der Nordsee [transpower 2009d]

Drei weitere HGÜ-Anschlüsse für Borkum 1, Helgoland und Sylt befinden sich in der Vorbereitungsphase [transpower 2009d].

b) Ausbau 110 kV-Netz onshore

Aktuell werden von E.ON Netz – zuständig bis zur 110 kV-Ebene – etwa 130 km neue Hochspannungsleitungen in Schleswig-Holstein geplant. Die drei größten Projekte sind [E.ON Netz 2009c]:

- A: Breklum → Flensburg (Freileitung, 110 kV, 27 km)
- B: Heide → Pöschendorf (Freileitung, 110 kV, 32 km)
- C: Lübeck → Göhl (Freileitung, 110 kV, 50 km)

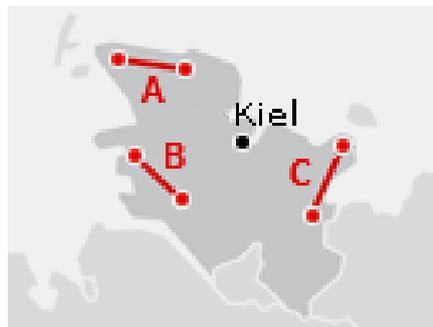


Abbildung 29: Ausbau 110 kV-Netz in Schleswig-Holstein [E.ON Netz 2009c]

Die Übertragungskapazitäten erhöhen sich sowohl durch den Kapazitätszubau, als auch durch die Erhöhung der Redundanz (n-1-Kriterium¹⁷), die die Nutzung bereits bestehender Kapazitäten stark begrenzte.

c) Onshore-Ausbau des lokalen Übertragungsnetzes (220 kV / 380 kV)

Die Rolle Schleswig-Holsteins als Drehscheibe für Stromflüsse von Deutschland nach Dänemark (und von dort weiter nach Norwegen und Schweden) wird durch den Zubau von Offshore-Windenergie noch weiter zunehmen. Die Forderungen zum weiteren Ausbau der Verbindungskapazitäten in die skandinavischen Länder beruhen vor allem in der Erwartung, die norwegischen Wasserkraftpotenziale für die Zwischenspeicherung von überschüssigem Windstrom und als Regenergie zu Schwachwindzeiten einsetzen zu können.

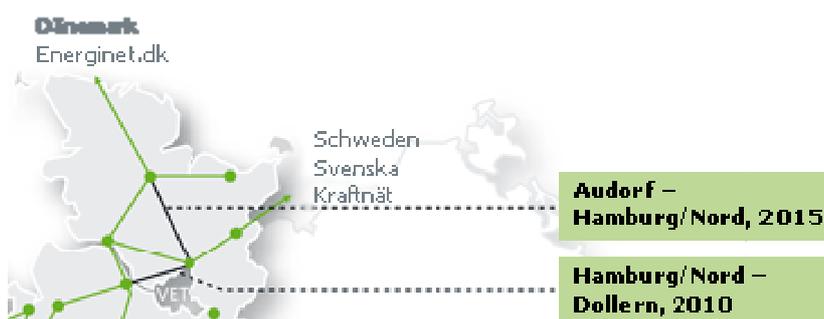


Abbildung 30: Ausbaupläne Übertragungsinfrastruktur in Schleswig-Holstein und Hamburg [transpower 2009b]

¹⁷ Siehe Fußnote 3 auf Seite 32.

Der Übertragungsnetzbetreiber transpower plant den in Abbildung 30 gezeigten Ausbau des Hoch-/Höchstspannungsnetzes im Untersuchungsraum Hamburg / Schleswig-Holstein. Beide Vorhaben sehen den Neubau von je einer 380 kV-Trasse mit je zwei Stromkreisen vor. Sie dienen der Verstärkung der Stromübertragungskapazitäten zwischen Deutschland und Skandinavien.

d) Angenommene Netzkapazitäten in 2020

Auch mit der letzten Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) per 1. Januar 2009 gilt die Vorrangregelung für die Einspeisung von Erneuerbaren Energien in das Stromnetz [EEG 2009] (siehe hierzu die Ausführungen in Kapitel 1.3.2). Solange die Verpflichtung für die bevorzugte Einspeisung und Abnahme durch den Netzbetreiber besteht, wird das Netz auch zukünftig den Einspeisebedarfen durch EE-Anlagen mit zeitlicher Verzögerung nachfolgen. Wie lange die präferenzielle Behandlung von EE-Anlagen noch Gültigkeit besitzen wird, ist zum Zeitpunkt der Studiererstellung nicht vorhersehbar. Mit dem in der letzten Novellierung des EEG 2009 eingeführten so genannten Dienstleistungsbonus zeichnet sich jedoch ab, dass Windkraftanlagen zunehmend in die Verantwortung genommen werden, einen steigenden Beitrag für einen stabilen Netzbetrieb sowie zur Netzunterstützung im Fehlerfall zu leisten.

Für die weiteren Betrachtungen im Rahmen dieser Studie wird davon ausgegangen, dass das für die weitere Entwicklung der Windenergie kritische Netz Schleswig-Holsteins im Jahr 2020 eine Kapazität von ca. 12.900 MW aufweist [IE 2009].

1.3 Weitere Aspekte

Im folgenden werden, aufbauend auf die oben in diesem Kapitel dargestellten Fakten, zusätzliche Aspekte und Optionen, die im Zeitraum bis 2020 für die Stromversorgung an Bedeutung gewinnen können, vorgestellt und diskutiert

1.3.1 Rolle der Energieträger für unterschiedliche Lastprofile

Bisher ist in der Branche meist die klassische Einteilung in Grundlast, Mittellast und Spitzenlast vorherrschend. Grundlastkraftwerke haben hohe fixe und niedrige variable Kosten und können teilweise Laständerungen nur langsam durchführen; Mittellastkraftwerke haben etwas niedrigere fixe und höhere variable Kosten und erlauben schnellere Lastwechsel, und Spitzenlastkraftwerke haben niedrige Fixkosten und hohe variable Kosten oder begrenztes Gesamterzeugungspotenzial (z.B. bei Speicherkraftwerken) und können auch binnen Sekunden oder Minuten große Lastwechsel durchführen. Diese Art der Arbeitsteilung ist bei von konventionellen Kraftwerken dominierten Systemen ökonomisch wie technisch sinnvoll. Die Aussage, dass ein System mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien aus Mangel an Grundlast nicht funktionieren kann, ist jedoch irreführend: Im Gegenteil stehen Grundlastkraftwerke sogar der Einspeisung erneuerbarer

im Weg [SRU 2009]. Ein System, welches sich ausschließlich aus fluktuierendem erneuerbaren Strom und im Lastfolgemodus betriebenen GuD-Kraftwerken zusammensetzt, funktioniert problemlos, vorausgesetzt

- 1) die Lastwechselgeschwindigkeit der GuD-Kraftwerke ist groß genug, um kombinierte Schwankungen aus Windangebot und Stromnachfrage aufnehmen zu können (Bereitstellung von Primär-, Sekundär- und Minutenregelleistung), und
- 2) die Gesamtleistung der GuD-Kraftwerke ist groß genug, um bei minimaler Windeinspeisung (vgl. Tabelle 1) die verbleibende Last übernehmen zu können (vgl. dazu auch [IWES 2009]).

Selbstverständlich ist die daraus resultierende hohe notwendige Leistungsreserve ökonomisch unvorteilhaft, wodurch es sich anbietet, auch in einem solchen System für selten auftretende Lastspitzen (also Netzhöchstlast und gleichzeitig minimale Einspeisung von erneuerbaren) Spitzenlast-Erzeuger bereitzuhalten. Dies kann z.B. durch Speicher und in gewissem Maße auch durch Stromhandel ermöglicht werden.

1.3.2 Regulatorische Randbedingungen

1.3.2.1 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) wurde, seitdem es im Jahr 2000 das Stromeinspeisegesetz (StrEG) abgelöst hat, mehrmals novelliert, als Reaktion auf die schnellen Veränderungen im Energiemarkt. Die letzte Novelle, die zum 1.1.2009 in Kraft getreten ist, schreibt eine Anfangsvergütung von 9,2 ct/kWh für Onshore-Windenergieanlagen vor, die nach frühestens¹⁸ fünf Jahren auf die Grundvergütung von 5,02 ct/kWh abfällt (Degression 1%/Jahr für Anlagen ab 2010; berechnete Vergütung gilt über gesamte Vergütungsdauer von 20 Jahren). Im Falle von Repowering und systemdienstleistungsfähigen Anlagen erhöht sich die Anfangsvergütung um 0,5 ct/kWh. Offshore beträgt die Grundvergütung 3,5 ct/kWh und die Anfangsvergütung 15 ct/kWh für Anlagen, die vor 2016 in Betrieb gehen, danach 13 ct/kWh. Die Anfangsvergütung wird mindestens 12 Jahre bezahlt, bei weit vom Land entfernten und in tieferen Gewässern stehenden Anlagen entsprechend länger. Die Degression beträgt 5%/a ab 2015. Zusätzlich wird für Gasaufbereitung zu Erdgasqualität und innovative Anlagentechnik (wie z.B. Brennstoffzellen) ein Technologiebonus von 2 ct/kWh gezahlt. Weiterhin können Anlagenbetreiber den Strom monatsweise direkt vermarkten, wodurch der festgesetzte Vergütungsanspruch entfällt, sich die Vergütungsdauer aber nicht verlängert. Diese monatsweise Regelung wurde gewählt, um Gewinnmitnahme der EEG-Anlagenbetreiber

¹⁸ Die Dauer der Anfangsvergütung ist vom Ertrag der Windkraftanlage abhängig; Anlagen, die 150% des Referenzertrages erzielen, bekommen keine Verlängerung, während z.B. Anlagen, die nur 80% des Referenzertrages erzielen, insgesamt 20 Jahre die Anfangsvergütung bezahlt bekommen.

durch gezielte Direktvermarktung zu Hochpreiszeiten bei voller Abwälzung des Risikos auf die Netzbetreiber (EEG-Vergütung zu Niederpreiszeiten) zu verhindern [BMU 2008a].

Ebenfalls neu ist die Erwähnung von Netzoptimierung und -verstärkung (z.B. durch Freileitungs-Temperaturmonitoring) als Alternative zum Netzausbau.

1.3.2.2 Erzeugungs- / Einspeisemanagement

Mit der EEG-Novelle von 2004 wurde indirekt eine Maßnahme zur zeitweisen Leistungsreduktion bei Netzüberlastung (auch „Erzeugungsmanagement“) eingeführt, um den Netzbetreibern bei Netzengpässen zu ermöglichen, die Einspeisung erneuerbarer Energien zu drosseln. Da diese Fälle in Norddeutschland inzwischen relativ häufig geworden sind, und der damit verbundene Vergütungsausfall die ökonomische Planungssicherheit von EEG-Anlagen zunehmend verringerte, beinhaltet das EEG 2009 zahlreiche Neuerungen hierzu, die nun unter „Einspeisemanagement“ geführt werden. Anlagen über 100 kW müssen nun eine Einrichtung zur ferngesteuerten Leistungsreduzierung beinhalten (Nachrüstung bestehender Anlagen bis 2011); weiterhin hat Windenergie (ebenso wie PV und Wasserkraft) keinen Einspeisevorrang mehr vor Kraft-Wärme-Kopplung¹⁹. Andererseits muss der Netzbetreiber neuerdings im Rahmen der sog. „Härtefallregelung“ eine finanzielle Kompensation der durch Leistungsreduzierung verpassten Einspeisevergütung auf Vereinbarungsbasis leisten; besteht keine Vereinbarung, werden die entgangenen Vergütungen abzüglich der vermiedenen Aufwendungen (Betriebskosten) bezahlt. Weiterhin muss der Netzbetreiber die Einspeisenden auf erwartete Leistungsreduzierungen frühzeitig hinweisen, und auf Verlangen der Einspeisenden Maßnahmen zu Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau treffen, sofern dies wirtschaftlich zumutbar ist. Bei Verletzung dieser Pflicht können Einspeisende Schadenersatz verlangen.

Praktisch wird das Einspeisemanagement so gehandhabt, dass die Windenergieanlagen nach regionaler Netzführung in Regionen eingeteilt werden (siehe Abbildung 31). In diesen Regionen werden dann alle betroffenen Windenergieanlagen bei Bedarf auf einen Maximalwert von 60%, 30% oder 0% der installierten Leistung begrenzt. Anschließend wird vom Netzbetreiber ein Einsatzbericht veröffentlicht, in dem die genauen Zeitpunkte und Stufen der Schaltungen sowie ein Korrekturfaktor²⁰ zur Ermittlung der Ausfallarbeit enthalten ist. Mit der Ausfallarbeit wird dann die Entschädigungssumme auf Basis der EEG-Vergütung oder, im Falle von Direktvermarktung, der zu erwartenden Profite, berechnet. Ersparte Aufwendungen müssen nur berücksichtigt werden, falls diese durch

¹⁹ Erneuerbare und KWK haben jedoch nach wie vor Vorrang gegenüber konventionellen Erzeugungsanlagen.

²⁰ Der Korrekturfaktor wurde 2009 eingeführt und gibt fallweise die mittlere eingespeiste Leistung ohne Reduzierung im Verhältnis zur Nennleistung an. Üblich sind Werte zwischen 0,7 und 0,9.

Brennstoffersparnis entstehen oder mehr als 5% der Entschädigungssumme ausmachen, was bei Windenergie nicht der Fall ist [E.ON Netz 2008a].

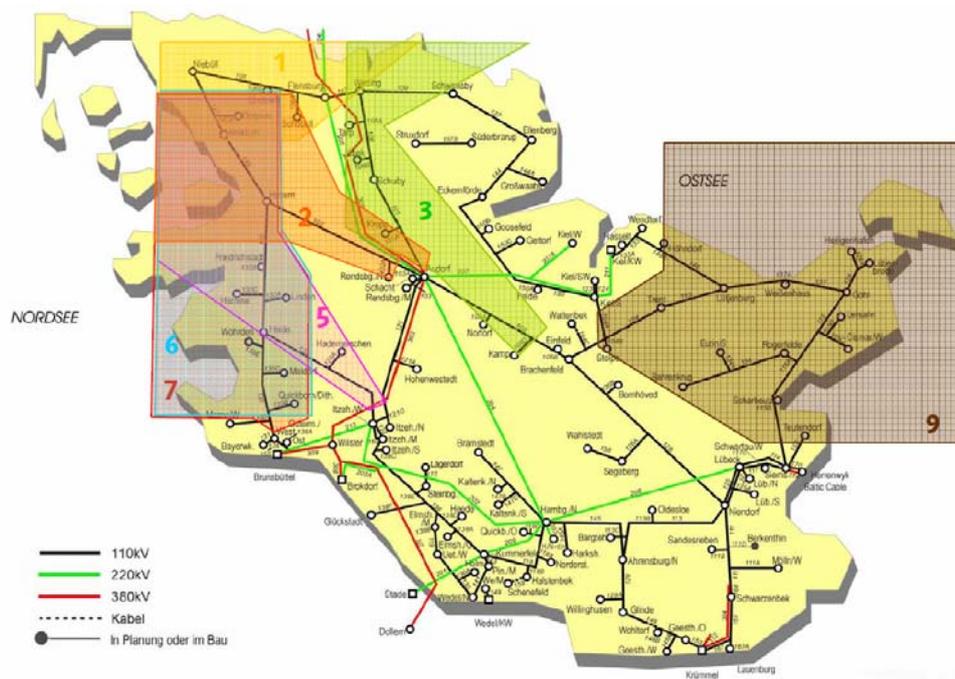


Abbildung 31: Einspeisemanagement-Regionen in Schleswig-Holstein [E.ON Netz 2009b]

1.3.2.3 Infrastrukturbeschleunigungsgesetz

Das Ende 2006 verabschiedete Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben beinhaltet u.a. eine wichtige Regelung für Offshore-Windenergie: Die Kosten des Netzanschlusses von der Offshore-Installation bis zum geeigneten Netzknoten müssen für alle bis Ende 2011 errichteten Windparks vom Übertragungsnetzbetreiber übernommen werden. Dies führt eine wesentliche Reduktion der Kosten und des Risikos der Windparkbetreiber mit sich und ist somit ein bedeutender rechtlicher Stimulus für die Offshore-Windenergie.

1.3.3 Windprognosen und Prognosegüte

Einen weiteren wichtigen Aspekt für die Planung, Realisierung und Betrieb von Windkraftanlagen stellt die Prognose der erwarteten Windstromeinspeisung dar. Da durch das unsichere Windangebot auch konventionelle Kraftwerke zur Überbrückung von unvorhergesehenen Schwankungen der Stromerzeugung bereit gehalten und gegebenenfalls auch kurzfristig eingesetzt werden müssen, ist die Prognosegüte insbesondere für die

Übertragungsnetzbetreiber von besonderer Bedeutung, nicht nur aus ökonomischer Sicht, sondern vor allem im Hinblick auf die Netzsicherheit. Aus diesem Grund wurden in Europa in den vergangenen Jahren zahlreiche Modelle zur Vorhersage der Windleistung entwickelt, die sich allerdings bezüglich des Prognosehorizontes, der Eingabeparameter sowie Auswertungsansätze voneinander unterscheiden. In Deutschland kommen vor allem „Wind Power Management System“ (WPMS) des IWES (Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik – früher ISET) in Kassel, „Previento“ der Energy & Meteo Systems GmbH sowie das „Simulationsmodell zur Online-Vorhersage der Windstrom-Einspeisung“ (SOWIE) der EuroWind GmbH zum Einsatz. Die allgemeine Methodik für die Prognose der Windstromeinspeisung lässt sich jedoch in drei aufeinander folgende Schritte unterteilen:

- 1) Als Ausgangspunkt werden zunächst umfassende meteorologische Basisdaten bezüglich der Windgeschwindigkeit und -richtung von spezialisierten Wetterdiensten wie dem Deutschen Wetterdienst (DWD) gesammelt und ausgewertet. Diese Inputparameter stammen überwiegend aus komplexen und rechenintensiven Wettermodellen, die üblicherweise als numerische Wettervorhersagemodelle bezeichnet werden. Auch die in der Vergangenheit tatsächlich gemessenen Winddaten können bei der Vorhersage berücksichtigt werden.
- 2) Aufbauend auf den Basisdaten kann anschließend unter Anwendung von aufwändigen physikalischen oder statistischen Modellen die erwartete Stromeinspeisung von ausgewählten Windkraftanlagen errechnet werden. In diesem Zusammenhang werden bei den physikalischen Modellen insbesondere die lokalen Parameter der einzelnen Anlagen (Terrainbeschaffenheit, Konfiguration des Windparks, Nabenhöhe, technische und physikalische Eigenschaften) herangezogen, um mithilfe von Strömungsmodellen die genauere Windleistung für jede Anlage zu schätzen und so eine möglichst akkurate Prognose zu erzeugen. Die erwartete Leistungsabgabe wird dann durch die Auswertung der spezifischen Kennlinie der betroffenen Anlage berechnet. Bei den statistischen Modellen werden die Winddaten hingegen direkt in die statistischen Auswertungsverfahren (erweiterte Regressionsverfahren oder künstliche neuronale Netze) eingebunden, um auf diese Weise den Zusammenhang zwischen den Inputdaten und der Windstromeinspeisung zu ermitteln. Beide Vorgehensweisen schließen sich nicht aus und können miteinander kombiniert werden.
- 3) Im dritten Schritt erfolgt schließlich eine Hochrechnung der prognostizierten Windstromeinspeisung für die gegebene Region oder Regelzone. Dies ist notwendig, da die Windstromprognose nur für eine geringe Anzahl von ausgewählten Referenzanlagen durchgeführt und daher für weitere Anlagen erst geschätzt und skaliert werden muss. Dabei ist eine einfache Aufaddierung der Prognosen nicht

zulässig, da spezifische Ausgleichseffekte des Windes in der betrachteten Region für die Gesamtprognose berücksichtigt werden müssen [Giebel 2003].

Grundsätzlich hängt die Prognosegüte der vorgestellten Modelle zu Windstromvorhersage vom Prognosehorizont ab. Dabei gilt die Faustregel: je länger der Prognosehorizont, desto unsicherer die meteorologischen Basisdaten und desto fehlerbehafteter die erwartete Windstromeinspeisung. Aus diesem Grund beschränken sich die meisten Verfahren auf einen Zeitraum von bis zu 4 Tagen. Für eine Day-ahead Prognose in Deutschland ist der durchschnittliche Fehler von ca. 10% der installierten Leistung 2001 auf unter 5% reduziert worden, während er bei einer 2-Stunden-Vorhersage bei 2-3% liegt. Weitere Reduktionen verspricht die Kombination verschiedener Wettermodelle und künstlicher Intelligenz-Methoden wie neuronale Netze, sowie neue Wettermodelle mit höherer räumlicher und zeitlicher Auflösung (z.B. Cosmo-DE) [Lange 2009].

Einen weiteren Aspekt bei der Beurteilung der Prognosegüte stellt die Terrainbeschaffenheit des betroffenen Windparks dar. Dabei ist bei den Onshore-Standorten generell mit einer komplexen Terrainbeschaffenheit der Umgebung zu rechnen, was insgesamt einen negativen Einfluss auf die dazugehörige Prognosegüte hat. Bei den Offshore-Windparks hingegen begünstigt die glatte Wasseroberfläche die allgemeine Treffsicherheit der Vorhersageverfahren. In diesem Fall müssen jedoch verstärkt weitere Eigenschaften wie die Wärmespeicherfähigkeiten des Wassers oder Windschatteneffekte bei der Prognoseberechnung berücksichtigt werden. Damit lässt sich zusammenfassend feststellen, dass grundsätzlich die Prognose für Offshore-Standorte eine bessere Güte als für die Onshore-Windkraftanlagen aufweist [IER 2007].

1.3.4 Smart Metering und Demand-Side Management

Durch Beschluss der Bundesregierung und der Europäischen Union sollen alle Letztverbraucher mit neuen, interaktiveren Stromverbrauchserfassungsgeräten ausgestattet werden („Smart Metering“).

Auf EU-Ebene verlangt die Energieeffizienz- und Energiedienstleistungsrichtlinie (2006/32/EG) individuelle Zähler, die „den tatsächlichen Energieverbrauch des Endkunden und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln.“ Darüber hinaus soll die Abrechnung „auf Grundlage des tatsächlichen Verbrauchs“ so häufig durchgeführt werden, „dass die Kunden in der Lage sind, ihren eigenen Energieverbrauch zu steuern.“ Mit einer jährlichen Ablesung ist diese Anforderung nicht zu erreichen.

Das am 25. Juni 2009 vom Rat verabschiedete dritte legislative Paket für die europäischen Strom- und Gasmärkte fordert, dass 80% der Endkunden spätestens im Jahr 2020 intelligente Zähler haben, vorausgesetzt eine vorangegangene Kosten-Nutzen-Analyse fällt positiv aus.

Die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) in Deutschland im Jahr 2008 sieht folgendes vor: §21b Abs. 3 EnWG schreibt vor, dass ab 1. Januar 2010 beim Einbau von Messeinrichtungen in Gebäuden, die neu an das Energieversorgungsnetz angeschlossen werden oder bei einer größeren Renovierung nur Zählern verwendet werden, die „den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln“ (so genannte „intelligente Zähler“), soweit dies „technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar“ ist.

Der Letztverbraucher hat nach §40 Abs. 2 EnWG das Recht auf eine monatliche, vierteljährliche, halbjährliche oder jährliche Abrechnung durch den Lieferanten. Stromversorger haben spätestens ab dem 30. Dezember 2010 „lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife“ anzubieten (§40 Abs. 3).

Diese neuen Regelungen werden in gewissem Umfang zu last- und verbrauchsbeeinflussenden Maßnahmen bei Kleinverbrauchern (Privatkunden und GHD) führen. Auf Grund der schrittweisen Einführung ist davon auszugehen, dass der Effekt auf den Lastgang und den Verbrauch bis 2020 eher gering sein wird. [Klobasa 2006] schätzt die theoretisch verlagerbare Energie für ausgewählte Anwendungen auf ca. 2,3 kWh pro Durchschnittshaushalt und Tag und die theoretisch durchschnittlich regelbare Leistung auf 67 bis 105 W pro Haushalt.

Demand side management, die gezielte Beeinflussung des Lastgangs, ist bei größeren Verbrauchern und in bestimmten Branchen bereits gängige Praxis und die Potenziale sind in den energieintensiven Branchen größtenteils ausgeschöpft. [Klobasa 2008]:

„Die Ergebnisse zeigen, dass vor allem die energieintensive Industrie bereits nachfrageseitige Potenziale zur Verfügung stellt, die einem hohen Anteil der theoretisch verfügbaren Potenziale entsprechen. Zusätzliche Potenziale bestehen vor allem in der Erschließung kleinerer Anwendungen im Bereich Kälteanwendungen und Klimatisierung.“

1.3.5 Elektromobilität

Batterieelektrische Fahrzeuge stellen einen neuartigen Stromverbraucher, und je nach Konzept auch weitere Potenziale der Nachfragesteuerung dar. Es wird zwischen folgenden Konzepten unterschieden:

- Ungesteuerte langsame Ladung (5-10h): Die Ladung beginnt mit dem Einstecken. Der Netzbetreiber hat keinen Einfluss auf die Steuerung der Last. Der resultierende Tageslastgang ist relativ gleichmäßig, mit Minima zu den Rush-Hour-Zeiten.
- Schnellladung (~1h): Die Ladung setzt zum Zeitpunkt des Einsteckens (meist an einer öffentlichen Ladestelle) ein. Die kurze Ladezeit bedingt hohe Stromflüsse und hohe Lastgradienten, vor allem während, vor und nach den Rush Hours.

- Gesteuerte langsame Ladung: Der Zeitpunkt der Ladung kann vom Netzbetreiber beeinflusst werden (in dem Rahmen, in dem dies der Fahrzeugnutzer zulässt). Wenn bidirektionaler Stromfluss möglich ist, kann die Fahrzeugbatterie sogar zur Bereitstellung positiver Regelleistung genutzt werden (Vehicle-to-grid).

Während die ersten beiden Konzepte eine zusätzliche Netzlast darstellen, könnte das dritte Konzept, vor allem mit bidirektionalem Stromfluss, das Netz entlasten. Jedoch sind viele Fragen ungeklärt (z.B. die Frage, wer für die resultierende Batterieabnutzung aufkommt). Weiterhin ist durch die begrenzten Zeiträume, in dem das ans Netz angekoppelte Fahrzeug für Lastausgleich zur Verfügung steht, keine längerfristige Speicherung möglich. Elektroautos können daher nicht als Speicher für erneuerbare Energien angesehen werden, sondern lediglich zur Bereitstellung von kurzzeitiger Regelleistung herangezogen werden. Prinzipiell sind vehicle-to-grid Konzepte auch mit Brennstoffzellenfahrzeugen vorstellbar; hier würde durch die Speicherbarkeit des elektrolytisch hergestellten Wasserstoffs ein echter Speicher für erneuerbare Energien entstehen.

Die Bundesregierung hat aktuell das Ziel, bis 2020 eine Million Elektrofahrzeuge in den deutschen Markt zu bringen [Bundesregierung 2009]. Eine grobe Abschätzung²¹ ergibt, dass dies einen zusätzlichen Stromverbrauch von ca. 1,2 TWh ausmachen würde (ca. 0,2% des gesamten Stromverbrauchs). Würden alle Elektroautos gleichzeitig aufgeladen, so würde sich theoretisch eine Last von ca. 3 GW (ca. 3,2% der gesicherten Leistung) ergeben. Damit kann gefolgert werden, dass die Elektromobilität bis 2020 bei Umsetzung des Zieles der Bundesregierung keinen wesentlichen Einfluss auf die Stromerzeugung haben wird.

1.4 Zusammenfassung wesentlicher Erkenntnisse

Die Stromerzeugung in Deutschland hat seit 1990 durchschnittlich um nur 0,8% pro Jahr zugenommen. Nahezu die gesamte Steigerung wurde durch erneuerbare Energien gedeckt. Wegen der Alterung des Kraftwerksparks und vor dem Hintergrund des Atomenergieausstiegs sind vor allem in Norddeutschland derzeit zahlreiche neue fossile Großkraftwerke (vor allem Steinkohle) in der Planung; jedoch besteht bzgl. der Realisierung der einzelnen Projekte teilweise Unsicherheit. Mit dem Regierungswechsel wird der Atomenergieausstieg voraussichtlich verlängert; die verbleibende Leistung im Jahr 2020 ist jedoch vom heutigen Standpunkt aus ungewiss.

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Deutschland ist von 2005 bis 2008 von 10 auf 15% gestiegen, während in Schleswig-Holstein bereits über 40% des Eigenbedarfs regenerativ erzeugt werden. Gerade in Regionen mit starkem Ausbau treten

²¹ Annahmen: Fahrleistung 8.000 km/a, Verbrauch 0,15 kWh/km, Ladeleistung 3 kW

bereits heute Netzkapazitätsprobleme auf, die durch Abregelung der Windenergieanlagen (Einspeisemanagement) ausgeglichen werden. Im Bereich der Windenergie besteht vor allem bei Repowering von Onshore-Windanlagen sowie dem Ausbau der Offshore-Standorte in Nord- und Ostsee noch erhebliches Potenzial. In Schleswig-Holstein sollen in der ersten Ausbaustufe ca. 3,1 GW Windenergie angelandet werden, im Endausbau aller genehmigten Projekte bis zu 8,3 GW. Bei vielen Projekten ist die Netzanbindung noch nicht geplant, daher kann die über Schleswig-Holstein angelandete Leistung langfristig durchaus noch größer werden. Bis 2020 werden in Schleswig-Holstein 4 GW Onshore- und 3,15 GW Offshore-Erzeugungsleistung erwartet.

Um Lock-in-Effekte durch den starken Ausbau fossiler Erzeugungskapazitäten zu verhindern, müssen frühzeitig Lösungen für die Erzeugung von gesicherter Leistung aus fluktuierenden erneuerbarer Energien aufgezeigt werden. Erzeugernahe Langzeitenergiespeicherung in Form von Wasserstoff kann hier eine bedeutende Rolle für die gesicherte Leistungsbereitstellung spielen.

Auf der Stromverbrauchsseite können trotz Einsparungen durch Effizienzsteigerung kurz- und mittelfristig leichte Steigerungen auftreten, begründet durch den erwarteten verstärkten Einsatz von Strom in neuen Anwendungsgebieten (z.B. Wärmepumpen, Klimatisierung, Elektromobilität). Es wird angenommen, dass der Stromverbrauch in Hamburg und Schleswig-Holstein im Jahr 2020 ca. 2,0-2,7% über dem Wert von 2006 liegt.

In Deutschland besteht starker Bedarf zum Netzausbau aufgrund erneuerbarer Energien (Nord-Süd-Achse) sowie der Deregulierung des Strommarktes (Ost-West-Achse). In Schleswig-Holstein sind prinzipiell starke Netzknoten durch die bestehenden Kohle- und Kernkraftwerke vorhanden; jedoch müssen durch die Offshore-Anbindung und den steigenden Ausbau von Onshore-Wind auch hier einige Trassen verstärkt werden. Dies wird durch das EEG 2009 geregelt, welches neben Netzausbau auch kurzfristige Maßnahmen wie Freileitungstemperatur-Monitoring nennt. Der Export von Windstromüberschüssen ins Ausland und in angrenzende Bundesländer ist zum einen durch die Übertragungskapazität begrenzt, zum anderen jedoch auch durch die Tatsache, dass durch die Großwetterlage bei Stromüberschuss in Schleswig-Holstein mit hoher Wahrscheinlichkeit auch in benachbarten Regionen Stromüberschuss herrschen wird. Eine Verlagerung der Stromnachfrage über das heutige Maß hinaus durch Demand-Side Management und Batteriefahrzeuge ist nur im begrenzten Umfang möglich. Die genannten Anhaltspunkte deuten darauf hin, dass großtechnische Stromspeicherung für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zwingend notwendig ist.

2 ANALYSE DER VERFÜGBARKEIT VON WINDSTROM ZUR PRODUKTION VON WASSERSTOFF

2.1 Überschussstrommengen

Die Überschussstrommenge und Überschussleistung für Deutschland sowie die Region Hamburg und Schleswig-Holstein ist quantitativ nur in weiten Bandbreiten vorherzusagen, da sie zum einen von der Entwicklung der Wind- und sonstigen Erzeugungsleistung und zum anderen vom Ausbau der Netzkapazität in den betroffenen und benachbarten Regionen abhängig ist. Dennoch sollen hier unter vereinfachenden Annahmen grobe Abschätzungen vorgenommen werden.

2.1.1 Deutschland

Um die Überschussstrommengen in Deutschland zu ermitteln, wurde eine stundenweise Bilanzierung der UCTE-Daten des Strombedarfs [ENTSOE 2009] gegenüber der Stromerzeugung bestehend aus Windstrom onshore [transpower 2009c; Vattenfall 2009b] und offshore²² [Fino 2009] sowie der minimalen Erzeugungsleistung konventioneller Kraftwerke²³ vorgenommen. Alle Kennlinien wurden basierend auf entsprechenden Daten aus dem Jahr 2008 für den Zeitraum von 2015 bis 2030 gemäß dem Leitszenario 2009 [BMU 2009a] skaliert und die positive Überschusserzeugung (also Erzeugung größer als Bedarf) über das Jahr summiert (siehe beispielhaft Abbildung 32). Das Leitszenario 2009 erwartet in Deutschland für 2020 ca. 42 GW und für 2030 ca. 60 GW (on+offshore). Zusätzlich wurden zwei abgewandelte Szenarien erstellt:

- „Leitszenario“ mit 15 GW Kernenergie: hier wird die verfügbare Leistung der Kernkraftwerke konstant auf 15 GW gehalten, bei gleich bleibender Nachfrage und entsprechend reduzierter Leistung aus Steinkohle- und Erdgas-Kraftwerken.
- „Konventionelle Erzeugung+Nachfrage“ Status 2008: Hier wurde die konventionelle Erzeugungsleistung und die Stromnachfrage auf dem Niveau von 2008 eingefroren,

²² Aus den Windmessdaten der FINO-Plattformen 1 und 2 bei 70 m Nabenhöhe wurde mit der Leistungskennlinie einer Repower 5M Anlage [Repower 2009] und unter Berücksichtigung von 5% Verlusten durch die Übertragung und einer Verfügbarkeit von 95% ein Erzeugungsprofil erstellt, das als charakteristisch für Offshore-Erzeugung angenommen wurde.

²³ Die minimale Kraftwerksleistung wurde ermittelt, indem für jeden Brennstofftyp mittels EEX-Daten [EEX 2009a] der Quotient aus der am 04.10.2009 zwischen 3 und 4 Uhr erzeugten Leistung und der maximal verfügbaren Leistung im Oktober 2009 gebildet wurde. Zu dieser Zeit am 04.10.2009 kostete der Strom an der Leipziger EEX -50 ct/kWh, was bisher der höchste negative Wert war. Es wird deshalb davon ausgegangen, dass in dieser Situation die minimal mögliche Menge konventionellen Stromes eingespeist wurde (Kernenergie 77%; Braunkohle 65%, Steinkohle 12%, Erdgas 9% der verfügbaren Leistung).

während der Ausbau der Windenergie gemäß dem Leitszenario [BMU 2009a] voranschreitet.

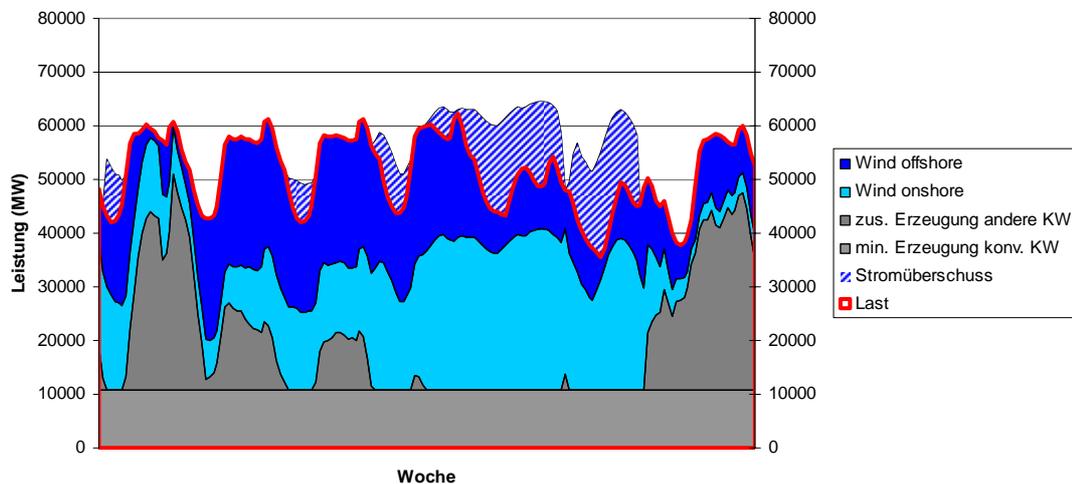


Abbildung 32: Beispiel für die Ermittlung der Stromüberschussmenge

Diese Vorgehensweise stützt sich auf die folgenden vereinfachenden Annahmen:

- Keine Netzengpässe, d.h. Strom in Deutschland kann unbegrenzt übertragen werden (sog. „Kupferplatte“).
- Photovoltaik wird vernachlässigt, da Stromüberschuss-Situationen größtenteils nachts entstehen (Schwachlastzeit), wenn der Strombedarf deutlich geringer ist als tagsüber.
- Kein Stromexport ins Ausland zu Zeiten von Überschussproduktion. Dies stützt sich auf die Annahme, dass bei Überschusserzeugung in Deutschland durch zu hohe Wind-einspeisung tendenziell auch in den Nachbarländern Stromüberschuss besteht. Es wird also nicht von einem europaweiten „Supergrid“ ausgegangen.
- Keine strukturelle Veränderung des Strombedarfs, also insbesondere des Verhältnisses Tageshöchstlast zu Tagesminimallast.

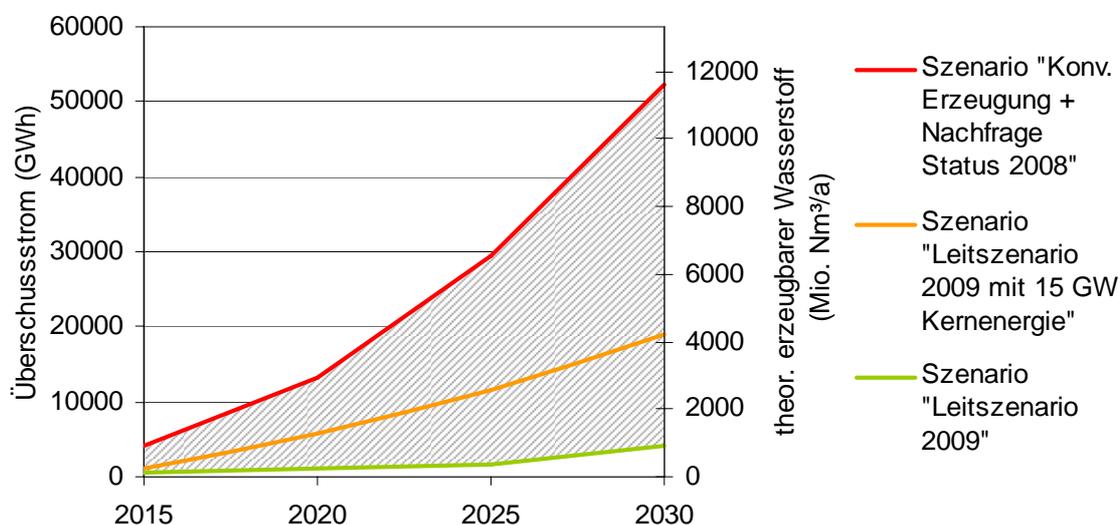


Abbildung 33: Ermittelte Überschussstrommengen in Deutschland

Abbildung 33 zeigt die berechnete Überschussstrommengen für Deutschland von 2015 bis 2030 sowie die daraus theoretisch erzeugbaren Wassermengen²⁴ für die drei Szenarien. Wesentliche Einflussfaktoren für den Stromüberschuss sind die Kernenergie und die Stromnachfrage.

Für das „Leitszenario“ fällt der Stromüberschuss trotz der Abnahme der Nachfrage (-12% bis 2030) am geringsten aus, da hier der Kernenergieausstieg bis 2025 realisiert wird und auch die sonstige konventionelle Kraftwerksleistung stark reduziert wird. Gleichzeitig wird deutlich, dass die Kernenergie, deren Minimaleistung zu Zeiten von Stromüberschuss zu ca. 77% der Nennleistung angenommen wurde, den Stromüberschuss 2030 um ca. 15 TWh/a erhöhen würde (zum Vergleich: die angenommenen Kernkraftwerke würden ca. 100-120 TWh/a erzeugen). Dies bestätigt die These, dass Grundlastkraftwerke die Integration erneuerbarer Energien beeinflussen [SRU 2009]. Eine Beibehaltung des Status quo aus dem Jahr 2008 sowohl bei der Nachfrage als auch bei der konventionellen Erzeugung würde die bei weitem größten Stromüberschüsse mit sich bringen. Im Jahr 2020 fallen nach dieser Abschätzung je nach Szenario zwischen ca. 1,1 TWh/a und 13 TWh Überschussstrom an; dies entspricht 1,1% bis 13% der gesamten erwarteten Windenergieerzeugung. Zum Vergleich: Eine andere Quelle [Hoffmann 2008] kommt mit einem ähnlichen Ansatz auf 16-260 TWh Stromüberschuss für Europa in Jahr 2020.

²⁴ Annahme: 4,5 kWh Stromverbrauch für 1 Nm³ Wasserstoff

[Wietschel 2006] kommt für Deutschland bei einer installierten Windleistung von 38.3 GW auf ca. 9 TWh Stromüberschuss, während bei 48.3 GW Windleistung ca. 28 TWh anfallen.

Im Hinblick auf den Betrieb von Elektrolyseanlagen sind zum einen die anfallenden Überschussleistungen und zum anderen die erzielbaren Volllaststunden (hier der Quotient aus der jährlichen Stromüberschussmenge und der maximalen Überschussleistung) weitere wichtige Aspekte. Die maximalen Überschussleistungen liegen je nach Szenario zwischen 12 und 24 GW im Jahr 2020 und zwischen 18 und 39 GW im Jahr 2030. Bezieht man die Überschussstrommengen auf diese maximale Überschussleistung, resultieren Volllaststundenzahlen zwischen 90 und 560 h/a im Jahr 2020, und bereits 200-1.340 h/a im Jahr 2030. Da ein Elektrolyseur aufgrund seiner hohen Fixkosten eine hohe Auslastung für einen wirtschaftlichen Betrieb benötigt, ist die Auslegung der Elektrolyseleistung auf die maximale Überschussleistung und der ausschließliche Betrieb mit Überschussstrom ökonomisch schwer darstellbar (siehe Kapitel 4.1.5). Ein möglicher Ausweg ist, die Elektrolyseleistung geringer als die maximale Überschussleistung auszulegen, wodurch der Auslastungsgrad um bis zu Faktor drei erhöht werden kann. Dies bedeutet jedoch, dass nur ein Teil des anfallenden Überschussstromes genutzt werden kann.

2.1.2 Hamburg / Schleswig-Holstein

Die Überschussstrommenge und Überschussleistung für die Region Hamburg und Schleswig-Holstein kann analog zur Abschätzung für Deutschland bestimmt werden. Allerdings wäre die Annahme, dass kein Strom aus der Region exportiert wird sicher nicht zutreffend, da Schleswig-Holstein schon heute ein Stromexportland ist und diese Rolle mit dem Zubau an Windenergie eher noch zunimmt. Diese setzt voraus, dass für den Export eines Teils des Offshore-Windstroms in andere Regionen entsprechende Übertragungskapazitäten geschaffen werden.

[Klobasa 2009] nimmt für 2020 Transportkapazitäten von Schleswig-Holstein/Hamburg nach Bielefeld (3.448 MVA), Hannover (3.160 MVA), Dänemark (2.260 MVA) und Schweden (600 MVA) an. Dies entspricht in erster Näherung einer Übertragungskapazität von insgesamt 9.468 MW. Das tatsächliche Exportvermögen (die „Net Transfer Capacity“ – NTC) ist jedoch geringer aufgrund verbuchter Kapazitäten und aufgrund begrenzter Aufnahmefähigkeit der nachgelagerten Netze (siehe hierzu Kapitel 1.1.1.4c).

Da bei Stromüberschuss, der durch hohe Windenergieeinspeisung verursacht wurde, nicht die gesamte Übertragungskapazität genutzt werden kann, wurde für die Berechnung der Überschüsse angenommen, dass zu kritischen Zeiten zwischen 2 und 4 GW Strom exportiert werden können (zum Vergleich: [Klobasa 2009] nimmt 3,1 GW für alle Exporte aus dem nordwestlichen Deutschland an). Dabei stammen die Annahmen zur Winderzeugung aus dem Grünbuch 2020 [MWV 2007] und entsprechen weitgehend den Ergebnissen aus [IE 2009]. Die Annahmen zur konventionellen Erzeugungsleistung basieren auf den Abschätzungen aus Kapitel 1.2.2.1 (beim Szenario mit Verlängerung des

Kernenergieausstiegs wurde die Erzeugungsleistung aus Steinkohle entsprechend verringert), und die Stromnachfrage wurde gemäß Kapitel 1.1.2.3 skaliert.

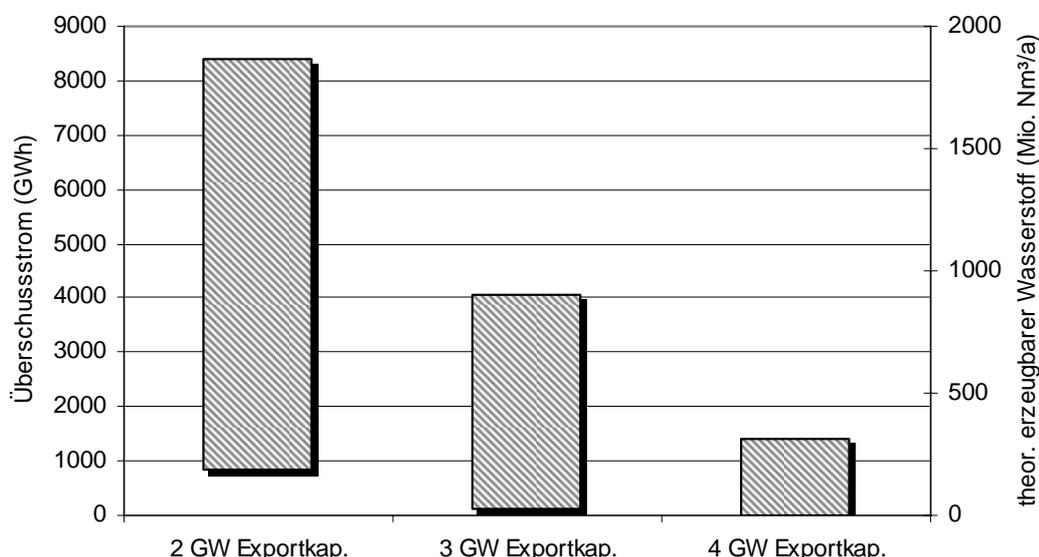


Abbildung 34: Ermittelte Überschussstrommengen in Hamburg und Schleswig-Holstein für 2020

Abbildung 34 zeigt eine große Abhängigkeit der resultierenden Überschussstrommengen von der Exportkapazität, der zeitlichen Umsetzung des Kernenergieausstiegs und den weiteren Plänen für Neu-/Ausbau von Kraftwerken für das Jahr 2020.

Bei Realisierung des Atomausstiegs nach dem ursprünglichen Plan und großen Exportkapazitäten (4 GW) fällt praktisch kein Überschuss an. Bei kleinen Exportkapazitäten und Weiterbetrieb der existierenden Atomkraftwerke (bei gleichzeitiger Reduktion der geplanten Leistung aus Steinkohle) können hingegen bis zu 8,5 TWh Überschussstrom bei einer maximalen Überschussleistung von 4,4 GW anfallen. Dies entspräche ca. 40% der gesamten schleswig-holsteinischen Windenergieerzeugungskapazität. Je nach Szenario herrscht in bis zu 4.680 h/a Stromüberschuss. Die erzielbaren Volllaststunden der Elektrolyse bei Auslegung auf die maximale Überschussleistung liegen bei bis zu 1.900 h/a, also höher als die gesamtdeutschen Werte für 2020. Dies ist möglich, da hier durch die Begrenzung der Exportkapazität aus Hamburg/Schleswig-Holstein ein innerdeutscher Übertragungsengpass angenommen wird. Weitere Unsicherheiten bestehen im tatsächlichen Ausbau der Windenergie bis 2020 sowie der regionalen Nachfrageentwicklung.

Zum Vergleich: Würde man den deutschlandweiten Überschussstrom mit Hilfe der relativen Windenergieerzeugung auf Hamburg und Schleswig-Holstein skalieren, so würde

sich für 2020 eine Überschussmenge von ca. 0,3 TWh bis 2,7 TWh bei einer maximalen Überschussleistung von bis zu 5 GW ergeben. Jedoch kann, wenn die Netzprobleme in Hamburg und Schleswig-Holstein überdurchschnittlich groß sind, hier prinzipiell auch ein überdurchschnittlicher Teil zur Nutzung des deutschen Stromüberschusses beigetragen werden.

Welches Szenario hier am realistischsten ist, hängt von einer Reihe von Entwicklungen ab, die auch die umliegenden Länder betreffen und aus heutiger Sicht nicht vorhersagbar sind (z.B. die realisierbare Geschwindigkeit beim Netzausbau oder die Entwicklung des CO₂-Preises). Für die folgenden Betrachtungen in Kapitel 4 wird daher davon ausgegangen, dass im Jahr 2020 zwischen 1 und 4 TWh Überschussstrom für die Wasserstoffproduktion in Schleswig-Holstein zur Verfügung stehen.

Nicht quantitativ berücksichtigt wurden hier außerdem Durchleitungen (z.B. von Niedersachsen nach Dänemark), die die Kapazität des Stromexportes aus Schleswig-Holstein schmälern, ohne in der regionalen Bilanz aufgelistet zu werden. Ebenso nicht betrachtet wurde die lokale Netzkapazität, die zur Weiterleitung der erzeugten Windleistung zum Übertragungsnetz nötig ist. Dadurch können sich weitere Engpässe ergeben, die dann durch Einspeisemanagement geregelt werden müssen. Die Häufigkeit ist jedoch aufgrund der Verpflichtung der Netzbetreiber, die Netze entsprechend den Anforderungen zu verstärken, bis 2020 nicht vorhersagbar. Diese Thematik wird im folgenden Kapitel näher erläutert.

2.2 Wirtschaftliche Randbedingungen heute und zukünftig

Neben technischen Aspekten spielen für den langfristigen Erfolg der Produktion von Windwasserstoff auch die ökonomischen Rahmenbedingungen eine wesentliche Rolle. Außer der gesetzlich gesicherten EEG-Vergütung für Strom aus Windkraftanlagen müssen auch weitere Kriterien berücksichtigt werden. Daher wird nachfolgend der Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Windwasserstoffs näher betrachtet, der sich aus der Direktvermarktung über die Strombörse, Regelleistungsbedarf sowie Einspeisemanagement ergibt.

2.2.1 Strombörse EEX

Eine wesentliche Option bei der Vermarktung des Windstromes stellt in Deutschland der börsennotierte Handel an der European Energy Exchange (EEX) mit Sitz in Leipzig dar. Die EEX bietet allen Börsenteilnehmern die Möglichkeit, standardisierte Stromprodukte nach festgelegten Regeln zu kaufen oder zu verkaufen. Dabei unterscheidet man zwischen dem sog. Spotmarkt, auf dem Stromkontrakte für den laufenden bzw. nächsten Tag stundenscharf gehandelt werden, sowie einen Terminmarkt für Futures, die einen Stromhandel für einen Zeitraum bis zu sechs Jahre in die Zukunft ermöglichen. Der Spotmarkt setzt sich wiederum aus dem Day-Ahead-Markt für Stromlieferung bzw. -abnahme am Tag

nach Zustandekommen der Transaktion sowie aus dem Intraday-Markt für kontinuierlichen Handel bis 75 Minuten vor der physikalischen Erfüllung des Geschäftes.

Day-Ahead-Handel

Die Preisgestaltung am Day-Ahead-Markt erfolgt grundsätzlich in Form von geschlossenen Auktionen nach dem sog. Meistausführungsprinzip. Dabei geben die Börsenteilnehmer im ersten Schritt bis 12:00 Uhr jedes Handelstages die Kauf- und Verkaufsgebote (bestehend aus den dazugehörigen Preisober- bzw. untergrenzen, und den Handelsvolumina) für die einzelnen Stunden des Folgetages ab. Daneben können auch Blockaufträge als eine Kombination von zwei bis 24 Stundengeboten mit einem einheitlichen Durchschnittspreis und festen Volumina eingereicht werden. Anschließend werden in der Preisermittlungsphase nach dem Merit-Order-Prinzip alle Kauf- bzw. Verkaufsgebote in der auf- bzw. absteigenden Reihenfolge gegenübergestellt. Dabei ergibt der Schnittpunkt der beiden Kurven den stündlichen Markträumungspreis, der für alle Börsenteilnehmer gültig ist. Im letzten Schritt werden schließlich alle Blockgebote in einem aufwändigen Verfahren auf ihre Ausführbarkeit überprüft, um so nach dem Meistausführungsprinzip den Handel von möglichst vielen Blockgeboten zu gewährleisten.

Intra-Day-Handel

Im Gegensatz zu der geschlossenen Auktion für den Day-Ahead-Markt werden die Geschäfte am Intradaymarkt im fortlaufenden Handel abgewickelt. Dabei haben die Marktteilnehmer die Möglichkeit, die Gebote kontinuierlich bis 75 Minuten vor der tatsächlichen Lieferung abzugeben. Der Handel erfolgt elektronisch sieben Tage in der Woche und 24 Stunden am Tag, also auch am Wochenende und Feiertagen. Dabei werden die in Auftrag gegebenen Gebote zu jedem Zeitpunkt mit Gegenangeboten bezüglich Preislimit und Strommenge verglichen und ggf. bei Übereinstimmung automatisch ausgeführt. Auf diese Weise kann der Preis für einzelne Stunden je nach Marktsituation im Tagesverlauf stark variieren. Ab 15:00 Uhr besteht auch die Möglichkeit, alle Stunden des nachfolgenden Tages zu handeln.

Futures

Der Terminmarkt für Futures ist ähnlich organisiert wie der Intraday-Markt, da auch hier ein kontinuierlicher Handel von abgegeben Geboten erfolgt. Die Futures an der EEX beziehen sich grundsätzlich auf den Index Phelix-Baseload (Durchschnittspreis aller Stundenauktionen an einem Tag) sowie Phelix-Peakload (Durchschnittspreis der Spitzenlastzeiten, d.h. Montag bis Freitag von 8:00 bis 20:00 Uhr) für die Zeiträume von bis zu neun Monaten, elf Quartalen oder sechs Jahren in der Zukunft. Die Stromfutures sind somit reine Finanzinstrumente, die am Ende der Handelsperiode mit Barausgleich zwischen dem vereinbarten und letzten Börsenpreis (sog. cash settlement) versehen sind

und daher keine Verpflichtung zur tatsächlichen Stromlieferung beinhalten²⁵. Auf diese Weise soll den Börsenteilnehmern die Möglichkeit gegeben werden, eigene künftige Stromgeschäfte beim Eingehen der entsprechenden Futureskontrakte preislich abzusichern, d.h. sog. Hedging der eigenen Strompositionen zu betreiben.

Windstromvermarktung an der Strombörse

Das EEG 2009 lässt kalendermonatsweise Direktvermarktung von erneuerbarem Strom zu, entweder zu 100% oder zu einem vorher definierten Teil. Damit ergibt sich für den Windanlagenbetreiber die Möglichkeit, den Strom entweder im Rahmen von bilateralen Verträgen (sog. Over-The-Counter-Geschäfte – OTC) mit ausgewählten Abnehmern oder an der Strombörse zu vermarkten. Dadurch können unter günstigen Umständen im Mittel höhere Erlöse erzielt werden als durch die EEG-Vergütung alleine. Besonders bei älteren Anlagen, die an guten Standorten aufgestellt sind und nur noch die EEG-Grundvergütung beziehen²⁶, kann dies lohnenswert sein. Im Jahr 2008 wurde bereits ca. 1% des ins E.ON Hanse-Netz eingespeisten Windstromes direkt vermarktet [E.ON Hanse 2008]. Die betroffenen Windanlagen wurden zwischen 1990 und 2000 errichtet, haben Leistungen zwischen 225 und 600 kW und würden bei Einspeisung nach EEG nur 6,19 ct/kWh bekommen. Bei der Direktvermarktung muss der Netzbetreiber die durch dezentrale Einspeisung vermiedenen Netzentgelte an den Anlagenbetreiber ausschütten – je nach Spannungsebene beläuft sich die Ausschüttung auf ca. 0,7-2 ct/kWh [E.ON Hanse 2009].

Für einen Windparkbetreiber ergibt sich somit eine Reihe von potenziellen Vermarktungsstrategien, die insbesondere an der Strombörse wahrgenommen werden können. Allerdings stellt die unsichere Prognose der wetterbedingten Stromproduktion eine wesentliche Einschränkung des Handlungsspielraums dar. Daher eignet sich der Spot-Markt am besten für den Verkauf von Windstrom, da hier die Erzeugungsmenge nur einen Tag im Voraus (um 12:00) bestimmt werden muss, was die Prognosegenauigkeit auf ein sinnvolles Maß reduziert [EE 2008b]. Der Windparkbetreiber könnte daher folgende Handelsstrategie verfolgen: Zunächst wird auf der Basis der Vortagesprognose die erwartete Windstromeinspeisung zu den Preisen des Day-Ahead-Marktes für den Folgetag verkauft. Anschließend wird am Tag der Lieferung die Differenz zwischen der bereits verkauften Strommenge und einer kurzfristigen und verbesserten Windvorhersage bis 75 Minuten vor der Lieferung am Intraday-Markt beseitigt. Schließlich müssen die unvermeidlichen Abweichungen zwischen der kurzfristigen Prognose und der tatsächlichen Stromeinspeisung durch Einsatz der Regelenergie ausgeglichen werden.

²⁵ Die physische Erfüllung der Stromfutures kann allerdings durch zusätzliche Gebote über die Stundenkontrakte auf dem Spotmarkt erreicht werden.

²⁶ Bis 2015 könnten das ca. 770 MW installierte Windleistung an Altanlagen < 1,5 MW betreffen [IE 2008, S. 58], die vor 2005 installiert wurden.

Der wesentliche Einflussfaktor für diese Strategie ist die Güte der Windprognose. Je besser die Vorhersage, desto geringer die Abweichungen und desto geringer die möglichen Ausgleichskosten und -verluste. Auch die Liquidität der Märkte spielt eine wichtige Rolle, da der Börsenhandel nur bei einer ausreichenden Anzahl von Börsenteilnehmern mit gegenteiligen Positionen stattfinden kann. Diese Gefahr besteht insbesondere für den Intraday-Markt, da hier die Handelsvolumina vergleichsweise gering ausfallen (ca. 2,1 TWh im Jahr 2008). Als ein weiterer Nachteil der Direktvermarktung gelten auch die zusätzlichen Transaktionskosten, die sich aus der Teilnahme am Börsengeschehen ergeben. Um für den Handel zugelassen zu werden, müssen nicht nur entsprechende Entgelte an die EEX, sondern auch zusätzliche Personal-, Verwaltungs- und Infrastrukturkosten in Kauf genommen werden. Zusammen mit den Prognosekosten können diese derzeit auf ca. 0,25 bis 0,3 ct/kWh beziffert werden [EE 2008a]. Eine Abhilfe zu den genannten Problemen könnte allerdings die Zusammenfassung („pooling“) von mehreren Windkraftanlagen durch spezialisierte Dienstleister darstellen. Diese haben die Möglichkeit, sowohl die Transaktionen effizienter und damit kostengünstiger abzuwickeln als auch die erwarteten Prognoseungenauigkeiten weiter zu verringern [EE 2008b].

Merit-Order Effekt

Einen weiteren wichtigen Aspekt, der bei Untersuchung der Wirtschaftlichkeit des Windstromes beachtet werden muss, stellt die Rückwirkung des Windangebotes auf die Preisbildung, der sog. Merit-Order-Effekt, dar. Dieser Effekt hat einen signifikanten Einfluss auf den Börsenpreis und reduziert diesen immer dann, wenn die Windstromeinspeisung zunimmt (siehe Abbildung 35; vgl. Abbildung 5 in Kapitel 1.1.1.2). Die Ursache hierfür ist auf den Prozess der Preisbildung am Spotmarkt zurückzuführen. Die vorrangige Einspeisung des EEG-Stromes verdrängt dabei die Verkaufsgebote der teuersten konventionellen Kraftwerke (üblicherweise gasbefeuerte Spitzenlastkraftwerke), die aufgrund der hohen Grenzkosten im Auktionsverfahren des Day-Ahead-Marktes nicht zum Zuge kommen. Damit ergibt sich insgesamt ein niedrigerer Markträumungspreis für alle Teilnehmer. Der Merit-Order-Effekt wurde bereits in anderen Studien sowohl modelltheoretisch (siehe z.B. [ISI 2007]) als auch empirisch (siehe z. B. [Neubarth et al. 2006]) untersucht und bestätigt. Für die Windparkbetreiber hat dies ungünstige Konsequenzen, da der Verkaufspreis für Windstrom gerade dann zurückgeht, wenn die Windstärke und die Stromproduktion zunehmen. Allerdings hängt das Ausmaß des Merit-Order-Effekts maßgeblich von der Steigung der Angebotskurve ab, wie es in der Simulation des Strommarktes durch das Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung nachgewiesen wurde. Denn je flacher die Angebotskurve, desto geringer die Preisdifferenzen, die sich durch die Verschiebung der Angebots- und der Nachfragekurve ergeben würden. Die wesentlichen Faktoren, die einen Einfluss auf die Steigung der Angebotskurve haben, sind dabei die relativen Preisunterschiede zwischen Kohle und Erdgas (je geringer diese Differenz, desto ausgeglichener die Grenzkosten von Kohle- und

Gaskraftwerken), die Kapazität der Windstromerzeugung (je höher die Kapazität, desto stärker die Verschiebung der Angebots- bzw. Nachfragekurve) und die Preise für CO₂-Zertifikate (je teurer die CO₂-Zertifikate, desto geringer die Grenzkostendifferenz zwischen Kohle- und Gaskraftwerken).

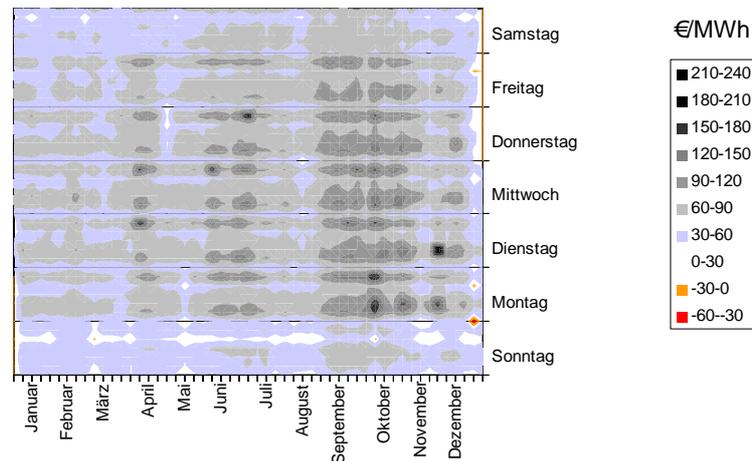


Abbildung 35: Preisverlauf des EEX Day-Ahead-Spotmarktes 2008

Entwicklung der Strompreise

Auch die künftigen Strompreise spielen eine wichtige Rolle für die Wirtschaftlichkeit von Windwasserstoff. Dabei können die Strompreise grundsätzlich auf zwei unterschiedliche Weisen prognostiziert werden. Zum einem könnte eine Abschätzung anhand der Preise für Futures vorgenommen werden, da diese die von den Marktteilnehmern erwarteten Preise in der Zukunft (bis 2015) wiedergeben. Allerdings ist der Börsenhandel mit Futures ab dem Jahr 2011 vergleichsweise gering, sodass mit diesem Finanzinstrument keine verlässliche Prognose gemacht werden kann. Eine bessere Vorhersage bietet daher die Abschätzung der künftigen Rohstoffpreise, da diese den wesentlichen Anteil an den Grenzkosten und damit an den Verkaufgeboten der einzelnen Kraftwerkesbetreiber ausmachen. Für die gasbefeuerten Spitzenlastkraftwerke, die den Merit-Order-Preis maßgeblich beeinflussen, ergeben sich somit entsprechend der erwarteten Rohstoffpreisentwicklung aus der Leitstudie des BMU (Preisfad „deutlich“) mögliche Preissteigerungen auf bis zu 8,95 ct/kWh im Jahr 2020 [IfnE 2009]. Gegenüber 2008 bedeutet das eine Preissteigerung von ca. 50%.

2.2.2 Bezug von Elektrolysestrom

Aus den bisherigen Ausführungen wird ersichtlich, dass die gegenwärtige Marktsituation prinzipiell eine günstige Ausgangslage für die Wasserstoffproduktion aus Windstrom darstellt. Insbesondere wird dabei deutlich, dass die Börse die ideale Strombezugsstelle

für Elektrolyseure ist, denn die Preise sind immer dann niedrig, wenn zu viel Windangebot vorhanden ist. Aus diesem Grund kann die börsengekoppelte Windwasserstoffproduktion nicht nur einen wichtigen Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes und der Börsenpreise leisten, welches durch die fluktuierende Windstromeinspeisung belastet wird, sondern basiert auch auf einer soliden Betriebsstrategie. Der Betriebsplan der Wasserstoffproduktion könnte an der Windprognose ausgerichtet werden, wodurch sich indirekt niedrige Stromkosten ergeben würden. Auch die umgekehrte Strategie ist möglich. Da die Windstromeinspeisung über den Merit-Order-Effekt den Preis am Day-Ahead-Markt reduziert, würde auch ein börsenpreisgesteuerter Einsatz indirekt das Netz entlasten. Allerdings muss bei dieser Vorgehensweise berücksichtigt werden, dass der Börsenpreis nicht alleine vom Merit-Order-Effekt, sondern auch von anderen Faktoren (wie z.B. Nachfrageprofilen, Feiertagseffekten sowie zufällige und planmäßige Kraftwerksausfälle) abhängt. Jedoch würde eine Elektrolyseanlage als regelbare Last auch hier positive Rückwirkungen haben.

Eine große Unsicherheit sind die zukünftigen Strompreise an der Börse. Diese hängen zum einen von der Entwicklung der fossilen Energiepreise ab; zum anderen wird aber die durch das AusglMechV vom 24. Juli 2009 [BMU 2009b] ab 2010 zwingende Vermarktung von erneuerbarem Strom über den Day-ahead und Intraday-Markt zunehmend Rückwirkungen auf die Preisgestaltung haben. Dies wird durch die nicht vorhandenen Brennstoffkosten bei Wind grundsätzlich einen reduzierenden Effekt haben. Zum anderen muss bei turbulenten Wetterverhältnissen und damit einhergehenden großen Prognosefehlern mit einer höheren Preisvolatilität auf dem Intraday-Markt gerechnet werden, die sich ungünstig auf die Erlöse aus Windeinspeisung auswirken kann.

Darüber hinaus ist zurzeit eine Verordnung zu einem so genannten Kombi-Kraftwerks-Bonus diskutiert. Dieser Bedarfsbonus für die Einspeicherung in Zeiten niedriger Last und Ausspeicherung bei hoher Last soll 2 ct/kWh betragen [Altrock 2009]. Die Hoch- / Niedriglastzonen sollen dabei tagesaktuell von den Übertragungsnetzbetreibern ausgewiesen werden. Der Bedarfsbonus setzt die EEG-Vergütung voraus. Bei Direktvermarktung entfällt er, da hier die Marktpreispreizung den Anreiz zur Planung von Einspeisung und Ausspeisung liefert. Für den Bezug von Elektrolysestrom könnte dieser Bonus bezogen werden, allerdings müsste in diesem Fall für den bezogenen Strom die EEG-Vergütung angerechnet werden. Damit ergibt sich im Durchschnitt ein deutlich höherer Strombezugspreis als bei Bezug auf dem Spotmarkt. Zusätzlich ist ein Technologiebonus für Stromspeichertechnologien im Gespräch, der als einmaliger Zuschuss pro kW Speicherleistung ausgeführt werden soll. Es bleibt allerdings abzuwarten, ob Wasserstoffspeicher berechtigt sind, diesen Zuschlag zu beziehen, wenn keine direkte Rückverstromung in der Anlage integriert ist. In jedem Fall besteht kein Widerspruch zwischen der Möglichkeit, Windstromerzeugung mit Elektrolyse und Wasserstoffspeichern als „virtuelle Kombikraftwerke“ zusammen zu schließen und der Annahme, dass die Elektrolyse- und Speicheranlage wirtschaftlich von der Windenergieerzeugung getrennt ist.

2.2.3 Regelleistungsmarkt

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Aufgabe, das Leistungsgleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -abnahme in ihrer Regelzone ständig aufrecht zu erhalten. Hierzu benötigen die ÜNB Regelleistung (auch Regelenergie) in verschiedenen Typen (positiv/negativ sowie Primärregelung, Sekundärregelung sowie Minutenreserveleistung). Seit Inkrafttreten des EnWG (2005) und der damit verbundenen Verordnungen sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, den Bedarf an Regelenergie gemeinsam auszuschreiben. Die Ausschreibungen der Regelenergie erfolgen über die gemeinsame Internetplattform: www.regelleistung.net.

Positive Regelleistung kann bereitgestellt werden durch die Erhöhung der Stromerzeugung von Kraftwerken oder durch die Verringerung des Stromverbrauchs von Lasten (negative Regelleistung umgekehrt).

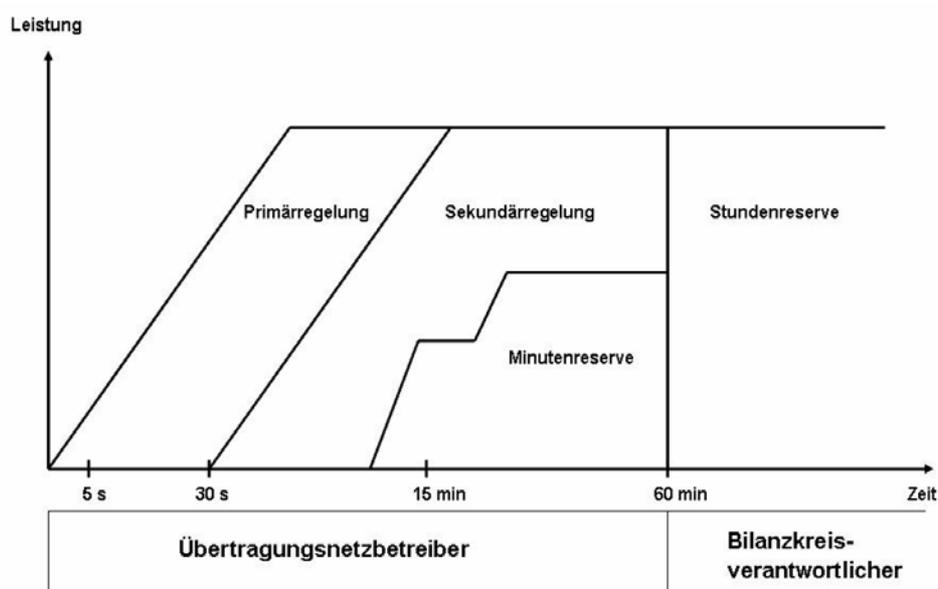


Abbildung 36: Typen der Regelung [Kox 2008]

Abbildung 36 zeigt die verschiedenen Typen von Regelleistung entsprechend ihren Einsatzzeiten. Primärregelung und Sekundärregelung werden für jeden Kalendermonat ausgeschrieben und sind damit für einen Elektrolyseur, dessen Betrieb sich nach dem prognostizierten Windangebot bzw. Spotmarktpreisen an der Börse richten soll, ungeeignet.

Die Tertiärregelung (oder Minutenreserve) wird, nach positiver und negativer Regelleistung getrennt, tageweise in 4-Stunden-Blöcken ausgeschrieben. Damit ergeben sich also pro Tag 12 Minutenreserveprodukte. Eine Anlage muss mindestens 15 MW Regelleistung bereitstellen können, um an der Ausschreibung teilnehmen zu können. Es besteht

die Möglichkeit, mehrerer kleinerer Anlagen zu einer virtuellen zusammenzufassen („pooling“). Die Frist für die Angebotsabgabe ist jeweils um 10:00 des Vortages, und die Zuteilung erfolgt um 11:00. Auf den telefonischen Abruf hin muss die volle Leistung binnen 15 Minuten aktiviert sein und 15-60 Minuten gehalten werden.

Vergütet werden bei der Bereitstellung von Regelleistung der Leistungs- und Arbeitspreis. Der Leistungspreis wird für die bloße Vorhaltung der Regelleistung vergütet, also auch, wenn die Regelenergie nicht abgerufen wurde. Der Arbeitspreis hingegen wird nur bezahlt, wenn die Leistung tatsächlich abgerufen wurde. Die Zahlung fließt dabei immer entgegengesetzt zum Regelstrom: negative Regelenergie muss also vom Bereitsteller im Fall eines Abrufs bezahlt werden, während für positive Regelenergie ein Arbeitspreis bezogen wird.

Die vorzuhaltende Menge an Regelleistung wird von den Netzbetreibern durch Rechenmodelle für jeden Zeitblock ermittelt, um Ausfälle mit einer hohen Wahrscheinlichkeit zu verhindern. Die Angebote werden nach steigendem Leistungspreis sortiert, und dann werden so viele der günstigsten Anbieter gewählt, wie benötigt, um den ermittelten Regelleistungsbedarf zu decken. Jedes in Anspruch genommene Gebot wird mit dem individuellen Gebotspreis vergütet (im Gegensatz zur Merit Order am EEX-Spotmarkt). Falls dann tatsächlich Regelleistung abgerufen werden muss, werden die angenommenen Gebote nach Arbeitspreis sortiert; der Abruf beginnt bei positiver Leistung beim niedrigsten Arbeitspreis und bei negativer Leistung beim höchsten Arbeitspreis.

Die Auswertung der Regelleistungsdaten für 2008 ergab, dass meist zwischen 2800 und 3.600 MW positive und zwischen 1800 und 2200 MW negative Regelleistung benötigt wurden. Generell ist der Montag der Wochentag mit dem höchsten Bedarf an Regelleistung. Aufgrund der geringen Schwankung bei der Nachfrage wird der Leistungspreis eher vom Angebot beeinflusst: Zu Zeiten steigender Last können nur wenige Kraftwerke positive Regelleistung anbieten, während bei fallender Last negative Regelleistung rar wird. Abbildung 37 zeigt Preisspitzen der positiven Regelleistung generell wochentags bei steigender Last im Block von 8-12 Uhr, besonders ausgeprägt in den Sommermonaten (vermutlich wegen des stärkeren Lastanstiegs durch Gebäudekühlung sowie durch Kühlwassereinschränkungen der Wärmekraftwerke). Negative Regelleistung wird dagegen vorzugsweise in den Nachtstunden teuer, vor allem sonntags, da dies der Zeitpunkt niedrigster Last ist. Damit korrelieren die Preisspitzen für positive Regelenergie tendenziell zeitlich mit den Preisspitzen der Spotmarkt-Strompreise, während negative Regelleistung eher teuer ist, wenn der Spotmarkt-Preis niedrig ist.

Nur ein geringer Prozentsatz der vorgehaltenen Tertiärregelleistung wird tatsächlich abgerufen. In der RWE-Regelzone wurden 2008 insgesamt 83 GWh positive und 290 GWh negative Regelenergie abgerufen [Amprion 2009]. Mit der gesamten bereitgehaltenen Minutenreserve in Deutschland hätten maximal 28 bzw. 17 TWh Regelenergie zur Verfügung gestanden. Zu 89% der Zeit wurde in keiner Regelzone Regelenergie benötigt.

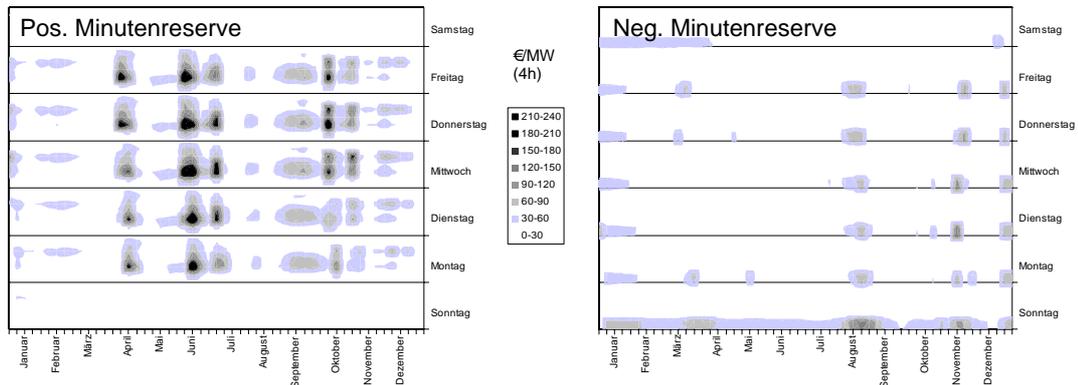


Abbildung 37: Mittlerer gezahlter Leistungspreis für in Anspruch genommene Minutenreservegebote (links: positiv; rechts: negativ)

Elektrolyse als Regelleistungsanbieter

Eine Elektrolyseanlage kann als regelbare Last grundsätzlich Regelleistung bereitstellen, wenn diese mehr als 15 MW beträgt oder mehrere Anlagen durch so genanntes Pooling gemeinsam anbieten. Soll beispielsweise ein Elektrolyseur mit 1 MW installierter elektrischer Leistungsaufnahme zu einem gewissen Zeitpunkt mit einer Last von 100% betrieben werden, kann durch Abschaltung des Elektrolyseurs bis zu 1 MW positive Regelleistung bereitgestellt werden. Umgekehrt kann durch Hochfahren eines abgeschalteten oder in Teillast gefahrenen Elektrolyseurs negative Regelleistung bereitgestellt werden.

Für eine Elektrolyseanlage kann die Abgabe von Geboten für Regelleistung eine zusätzliche Einnahme bedeuten. Dies wirkt inhärent Kosten dämpfend, obwohl die oben beschriebene Koppelung zwischen Last, Strompreis und Regelleistung die Zusatzeinnahmen begrenzt. Wenn beispielsweise der Strom teuer ist, wird ein Elektrolyseur eher stillstehen, und in diesem Falle kann er nur negative Regelleistung bereitstellen, die aber zu Zeiten teuren Stroms eher billig ist. Ein optimiertes Betriebsmodell sollte die konträren Opportunitäten aus Strompreisen und Regelleistungseinnahmen gegeneinander abwägen.

Problematisch ist allerdings, dass die Regelleistungsggebote für den darauf folgenden Tag bereits bis 10:00 abgegeben werden müssen, während die Börsenauktion erst um 12:00 stattfindet. Das bedeutet, dass der Betreiber eines Elektrolyseurs seinen Betriebsplan für den nächsten Tag bereits vor Bekanntwerden der Auktionsergebnisse (z.B. auf Basis einer Preisprognose) in Vier-Stunden-Blöcken festlegen müsste. Erhält er den Zuschlag für Regelleistungsbereitstellung, muss der Betriebsplan eingehalten werden, auch wenn der tatsächliche Börsenstrompreis zu seinen Ungunsten von der Prognose abweicht.

2.2.4 Einspeisemanagement

Durch die im EEG 2009 eingeführte Entschädigung für Einspeiseausfälle (sog. Härtefallregelung im §12 EEG) kann davon ausgegangen werden, dass der nicht ins Netz eingespeiste Strom (der im Normalfall durch Drosselung der Anlage erst gar nicht erzeugt wird), für eine eventuelle netzunabhängige Nutzung praktisch umsonst verfügbar wäre. Der tatsächliche Preis, den ein Windparkbetreiber für diesen Strom verlangen könnte, kommt auf die Art der Umlegung der Betriebskosten an. Da kein Brennstoff benötigt wird, ist dieser jedoch auf jeden Fall sehr gering. Weiterhin besagt die konsolidierte Begründung des EEG 2009 [BMU 2008a]:

„Voraussetzung [für die Entschädigung] ist, dass den Anlagenbetreibenden ein finanzieller Nachteil entstanden ist. Aufgrund der Regelung der Anlagen muss der jeweilige Anlagenbetreiberin oder dem Anlagenbetreiber weniger Strom eingespeist oder Wärme abgesetzt haben, als ohne diese Maßnahmen möglich gewesen wäre.“

Dies lässt schließen, dass die unentgeltliche Abgabe von Überschussstrom für netzunabhängige Zwecke, wie z.B. Wasserstoffherzeugung, den Entschädigungsanspruch voraussichtlich nicht mindert, zumindest solange der Strom nicht durchs Netz transportiert wird. Als Konsequenz wird angenommen, dass die Windenergie, die während Einspeisemanagement-Einsätzen nicht im Netz untergebracht werden kann, unentgeltlich für die ortsnahe Wasserstoffproduktion zur Verfügung steht.

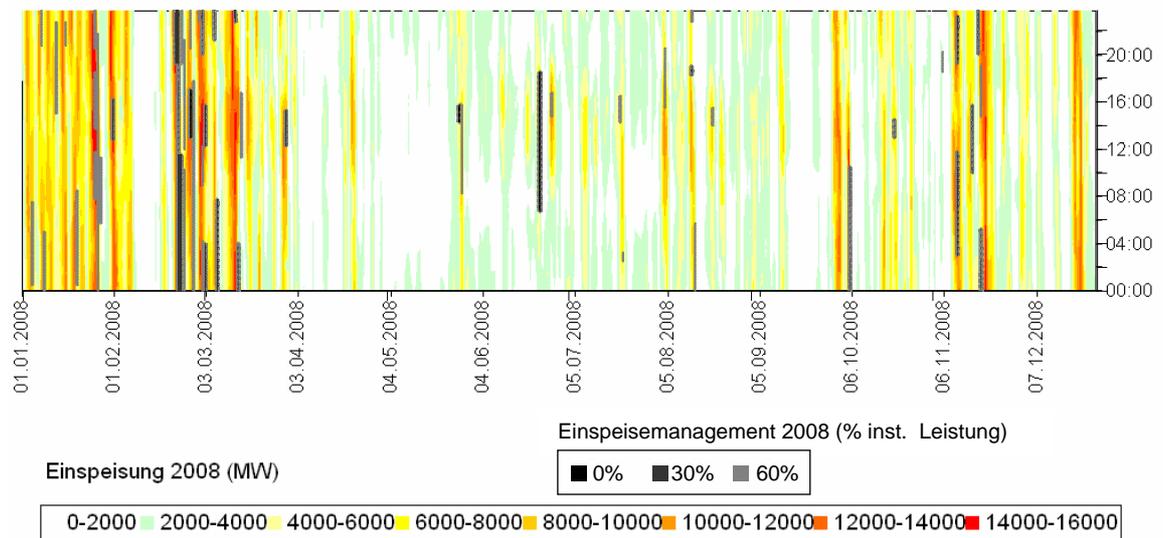


Abbildung 38: Einsätze von Erzeugungsmanagement 2008 [E.ON Netz 2009d]

Abbildung 38 zeigt die Einsätze von Erzeugungs-/Einspeisemanagement im Jahr 2008 in Schleswig-Holstein (alle Regionen) vor der Gesamtwindeinspeisung in die Transpower-

Regelzone. Wie zu erwarten, wurden die Einsätze vor allem zu Zeiten hoher Einspeisung durchgeführt. Unter der Annahme, dass die heruntergeregelten Windturbinen zum Zeitpunkt der Einsätze durchschnittlich 90% der Nennleistung hätten produzieren können, konnten zum Beispiel in Region 6 (Dithmarschen/Marne-Meldorf) im Jahr 2008 ca. 120 Volllaststunden (entspricht bei etwa 800 MW installierter Leitung in dieser Zone [E.ON 2009b] 96 GWh) nicht eingespeist werden. Bei Annahme von durchschnittlich 2050 Volllaststunden für diese Region entspricht das ca. 6% der Jahresproduktion. In allen anderen Regionen war der Ausfall geringer.

Im EEG 2009 wird deutlich darauf hingewiesen, dass die Nutzung von Einspeisemanagement (siehe Kapitel 1.3.2.2 eine Übergangsmaßnahme ist; gleichzeitig müssen Maßnahmen zur Erweiterung der Netzkapazität (Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Netzes) getroffen werden (§9 EEG). Damit ist die zukünftige Häufigkeit von Einspeisemanagement-Einsätzen sehr ungewiss. In der ersten Hälfte 2009 wurde z.B. die Häufigkeit durch das nun angewandte Freileitungs-Temperaturmonitoring deutlich reduziert. Solange der Ausbau der Windenergienutzung weiterhin schnell vorangeht und die Vorrangregelung bestehen bleibt, wird es weiterhin zu Einsätzen kommen, da der Netzausbau dem Ausbau der Erzeugungsleistung hinterherhinkt. Sobald jedoch der Windenergieausbau in eine Sättigungskurve übergeht, sollte nach momentaner Rechtslage kein Einspeisemanagement mehr notwendig sein. Der Zeitpunkt, wann dies der Fall ist, lässt sich kaum bestimmen. Laut „Leitszenario“ [BMU 2009a] könnte es schon bald zu einer deutlichen Verlangsamung des weiteren Onshore-Ausbaus kommen. Dies wird maßgeblich durch das sog. Repowering alter Anlagen bestimmt werden. Der Offshore-Ausbau wird voraussichtlich erst nach 2030 in eine Sättigung laufen.

Eine weitere juristische Hürde stellt das im EEG verankerte Doppelvermarktungsverbot (§ 56 EEG) dar, welches einen mehrfachen Verkauf oder sonstige Überlassung des nach EEG vergüteten Stromes ausdrücklich untersagt. Das Verbot erstreckt sich auch auf die dazugehörigen Stromnachweise, sodass zumindest die Vergütung für die Rückverstromung des gespeicherten Wasserstoffes voraussichtlich nicht auf der Grundlage des EEG erfolgen kann, wenn dieser zuvor aus EEG-Strom erzeugt wurde. Diese Regelung wurde von dem Gesetzgeber eingeführt, um die Verbraucher, die letztendlich durch Umwälzungsmechanismen für die EEG-Vergütung aufkommen müssen, vor überhöhten Belastungen durch Gewinnmaximierungskalkül der Stromerzeuger zu schützen. Ungeklärt in diesem Zusammenhang bleibt auch die Frage, inwieweit der (nahezu) kostenlose Windstrom aus dem Einspeisemanagement als Direktvermarktung (§17 EEG) im Rahmen einer bilateralen Vereinbarung zwischen Anlagenbetreibern und Wasserstoffproduzenten betrachten werden muss. Diese Unklarheiten gelten insbesondere für den Fall, dass Windparkbetreiber und Wasserstoffproduzenten zwei unabhängige Organisationseinheiten sind.

Aus den genannten Gründen lässt sich alleine auf der Grundlage der Einspeisemanagement-Einsätze kein solides Geschäftsmodell für eine Wasserstoffproduktion

entwickeln, da die Potenziale sowie zukünftige regulatorische Entwicklungen schwer vorhersehbar sind. Die aus diesen Vorfällen resultierende günstige Elektrizität kann allenfalls einen Mitnahmeeffekt für die Erzeugung von Wasserstoff bedeuten.

2.3 Zusammenfassung wesentlicher Erkenntnisse

Die zu erwartende Überschussstrommenge in Deutschland hängt im Wesentlichen von der erwarteten künftigen Leistung der Kernkraftwerke ab, da diese auch zu Zeiten von Stromüberschuss bei hoher Last betrieben werden. Folglich hat der Ausstiegsfahrplan einen großen Einfluss auf die künftigen Stromüberschüsse. In Schleswig-Holstein/Hamburg ist zudem die künftige Stromexportkapazität in Nachbarregionen von großer Bedeutung. Diese hängt in Überschusssituationen zum einen von Netzkapazität, zum anderen aber auch von der dort installierten Leistung an erneuerbaren Energien und anderer Erzeugung ab. Eine Erhöhung der Netzkapazitäten alleine genügt also nicht, um Stromüberschuss-situationen zu verhindern. Andersherum kann die rechtzeitige Entwicklung einer Wasserstoffproduktions- und Distributionsinfrastruktur den Bedarf für Netzausbau entschärfen. Als wahrscheinliche Menge an Überschussstrom im Raum Hamburg und Schleswig-Holstein im Jahr 2020 werden 1-4 TWh angenommen; die maximale Leistung, die zeitweise nicht ins Netz eingespeist werden kann, wird auf bis zu 4,4 - 5 GW abgeschätzt.

Der Spotmarkt der Strombörse ist grundsätzlich eine vorteilhafte Strombezugsstelle für die Wasserstoffproduktion. Durch den strompreisgesteuerten Einsatz der Elektrolyse entsteht eine solide Betriebsstrategie, die zum einen niedrige durchschnittliche Strombezugskosten ermöglicht und zum anderen indirekt eine Entlastung des Übertragungsnetzes gewährleistet, da der Strompreis die Balance zwischen Stromangebot und -nachfrage bildet. Obwohl keine direkte Kopplung der Elektrolyseanlagen zur Winderzeugung besteht, werden diese daher vorwiegend zu Zeiten hoher Windstromeinspeisung betrieben. Zudem wirkt sich diese Betriebsweise stabilisierend auf den Börsenpreis am Spotmarkt aus, was die Differenz zwischen EEG-Vergütung und EEX-Verkaufserlösen mindert und damit Anreize für die Direktvermarktung von erneuerbarem Strom schafft.

Weiterhin sind Mitnahmeeffekte durch Windstrom, der in Niedriglastzeiten wegen Einspeisemanagement nicht vom Netz aufgenommen werden kann, und Regelenergievermarktung möglich. Die Möglichkeit des Zusammenschlusses mit Windparks zu „virtuellen Kombikraftwerken“ ist gegeben; Wasserstoff-Elektrolysesysteme stellen dabei eine steuerbare Last dar.

Eine Voraussetzung für die großtechnische Umsetzung von Elektrolyse mit Überschussstrom ist die Schaffung von Rechtssicherheit durch z.B. grundlegende rechtliche Klärung, dass der Einsatz von (Teil-)Mengen der Windenergie aus EEG-Anlagen bei Einspeisemanagement-Einsätzen nicht unter das Doppelvermarktungsverbot fällt, sowie den expliziten Bezug auf Wasserstoffsysteme im Kombikraftwerks-Bonus.

3 BEWERTUNG DER ROLLE VON WASSERSTOFF ALS ENERGIETRÄGER

Es gibt heute bereits eine Vielfalt von industriellen Wasserstofferzeugern und Wasserstoffnutzern. Kapitel 3.1 gibt eine allgemeine und weitgehend vollständige Übersicht in Anlehnung an [SRI 2001]. Auf die industriellen Wasserstoffnutzer in Hamburg und Schleswig-Holstein mit dem größten Potenzial wird dezidiert in den Kapiteln 3.2 und 3.3 eingegangen.

3.1 Industrielle Anwendung von Wasserstoff

3.1.1 Wasserstofferzeuger

Bei einigen industriellen Prozessen entsteht Wasserstoff als Nebenprodukt. Nachfolgend eine Übersicht:

- Raffinerien (heute nur noch in seltenen Fällen)
- Azetylenherstellung [$2 \text{ CH}_4 \rightarrow \text{C}_2\text{H}_2 + 3 \text{ H}_2$]
- Zyanidherstellung [$\text{CH}_4 + \text{NH}_3 \rightarrow \text{HCN} + 3 \text{ H}_2$]
- Chlorgasproduktion [$\text{NaCl} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2} \text{ Cl}_2 + \text{NaOH} + \frac{1}{2} \text{ H}_2$]

3.1.2 Wasserstoffnutzer

Viele Industrieprozesse benötigen Wasserstoff als Eingangs- oder Hilfsstoff. Nachfolgend eine Übersicht getrennt nach Industriesektor.

3.1.2.1 Chemikalienherstellung

- *Ammoniak* – typischerweise der größte Wasserstoffverbraucher in der Chemieindustrie; benötigt keinen reinen Wasserstoff; ist Basischemikalie für Salpetersäure, Ammoniaksalpeter, Ammoniumphosphat und andere Chemikalien.
- *Methanol* – typischerweise der zweitgrößte Verbraucher von Wasserstoff in der Chemieindustrie.
- *Anilin* [NH_2] – Grundstoff für Farben und Kunstfasern.
- *Zyklohexan* [C_6H_{12}] – Rohmaterial für die Nylonproduktion; Einsatz als Lösungsmittel.
- *Caprolactam* – Rohmaterial für die Nylonproduktion.
- *Wasserstoff-Peroxid* [$\text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O}_2$] – Bleichmittel in der Papierindustrie.
- *Toluol Diisocyanat* [$\text{C}_9\text{H}_6\text{N}_2\text{O}_2$] – Zwischenprodukt für die Herstellung von Klebstoffen, Schaumstoffen (Polyurethane), Elastomeren, Beschichtungen und Lacken (Wikipedia).

- *Oxo Alkohole* (C_7 - C_{13} und C_4) – vornehmlich zur Plastifizierung und Elastischmachung von Kunststoffen.
- *Hexamethylendiamin* – HMDA ist ein Vorläuferprodukt in der Nylonproduktion
- *Tetrahydrofuran* – Vorläufer für die Polyurethan-Elastomer-Herstellung.
- *Adipinsäure* [$C_6H_{10}O_4$ – Antioxidationsmittel] – ebenfalls ein Vorläuferprodukt in der Nylonproduktion (HMDA und Adipinsäure Kondensieren durch Wasserabspaltung bei der Nylonproduktion)
- *Hydrochlorische Säure* – wird zunehmend weniger dediziert hergestellt
- Andere Hydratationen
- Andere Chemikalien (z.B Aminophenol, Anisidin, Chloranilin, Cumidin, Cyclohexylamin, Dichloranilin, Ethylanilin, Phenetidin, Phenylendiamin, Neopentylglykol, Toluoldiamin, Toluidin, Xylidin)

3.1.2.2 Erdölraffinierung

- Hydrocracking und Hydrotreating
- Ethylenproduktion (meist an einer Raffinerie platziert)
- Styrenproduktion (meist an einer Raffinerie platziert)

3.1.2.3 Andere Anwendungen

- Metallverarbeitung – findet vornehmlich bei der Legierung von Metallen Verwendung
- Fett- und Ölhydrierung – Hydrogenierung von essbaren Fetten und Ölen, um diese haltbarer zu machen; zur Solidifizierung von flüssigen Ölen zu halbfester Margarine; Einsatz in der Herstellung von Seifen, Industrieölen und Fettsäuren
- Flachglasherstellung – Einsatz als Inertisierungs- bzw. Schutzgas bei der Flachglasherstellung
- Elektronikindustrie – Einsatz als Schutz- und Trägergas, bei Abscheidungsprozessen, zur Reinigung, beim Ätzen, in Reduktionsprozessen, etc.
- EVU-Anwendungen – Generator-Rotor-Kühlung, Korrosionsvermeidung in Kernkraftwerksrohrleitungen)
- Stahlerzeugung – zur Direktreduktion in Kleinstahlwerken (wegen künftig potenziell großen H_2 -Bedarfs separat im Kapitel 3.2 behandelt)

3.2 Eisenerzreduktionsverfahren zur Stahlerzeugung mittels Wasserstoff

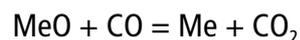
3.2.1 Hintergrund

Während Wasserstoff heute für die Herstellung hoch schmelzender Metalle (Wolfram, Molybdän und Rheniumoxid) und von Metallpulvern (Kobalt) für harte Metalllegierungen und die Raffinierung von Cr- und Fe-Pulvern für die Elektronikindustrie eingesetzt wird, ist sein Einsatz zur Stahlherstellung im großen Stil durch mangelnde Skalierbarkeit und hohe Kosten bisher ausgeblieben.

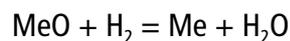
Während die klassische Eisen- und Stahlherstellung aus Erzen, welche die metallischen Verbindungen hauptsächlich als Metalloxide enthalten, mit Kohlenstoff oder Kohlenmonoxid als Reduktionsmittel arbeitet, wurden seit den 1980er Jahren vor dem Hintergrund der steigenden Treibhausgasemissionen vermehrt sog. Direktreduktionsverfahren zum großen Teil auf Basis von Wasserstoff als Reduktionsmittel vorgeschlagen.

Als Direktreduktionsverfahren von Eisenerzen bezeichnet man dabei die Abtrennung des Sauerstoffs aus dem Erz mittels Wasserstoff (H_2) oder Synthesegas, d.h. Wasserstoff-Kohlenmonoxid-Gemischen ($H_2 + CO$) unter Vermeidung des schmelzflüssigen Zustands.

Bereits früh wurden die Potenziale von Wasserstoff zur Eisenerzreduktion untersucht und Vor- und Nachteile erörtert [Paschen 1990]. Da das gasförmige Reaktionsprodukt aus Wasserdampf und CO_2 in Abhängigkeit vom Reduktionsgas H_2 bzw. $H_2 + CO$ besteht, wobei der Wasserdampf durch Kondensation ausgetragen werden kann, werden die für alle anderen kohlenstoffbasierten Verfahren typischen CO_2 -Emissionen deutlich reduziert. Dabei wird die klassische Reaktionsgleichung



durch Substitution von CO durch Wasserstoff über

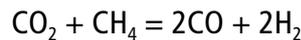


ersetzt bzw. ergänzt, was dann zu besonders großen CO_2 -Emissionseinsparungen führt, wenn (a) der CO-Anteil im Reduktionsgas klein und (b) der zugeführte Wasserstoff nicht aus Erdgas oder Kohlevergasung gewonnen wird, sondern aus erneuerbaren Energien [Paschen 1990].

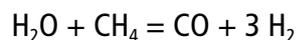
Verschiedene Verfahren wurden in der Vergangenheit eingesetzt (H-Iron, Nu-Iron), befinden sich seit vielen Jahren im Einsatz (Fior-Prozeß) oder wurden als Wirbelschichtprozesse in den 90er Jahren entwickelt (Finmet, Circofer mit Kohle, Circored mit Erdgas). Weitere Prozesse wie HyL (Mexiko), Midrex (USA), Nippon Steel (Japan), Plasmared (Schweden), Purofer (Deutschland) und Pirogas werden genannt [Shang-Di 1986]. Ein besonderer Bedarf entstand durch die erforderliche Substitution von Schrott in Elektrostahlöfen. In Schweden und Russland wurde außerdem an Eisenerz-Direkt-

reduktionsverfahren gearbeitet, die ebenfalls mit Wasserstoff als Reduktionsgas arbeiten, Energie jedoch in Form von Hochtemperatur-Plasmaenergie, d.h. elektrisch eintragen.

Das bei den Hamburger Stahlwerken von ArcelorMittal eingesetzte Verfahren (siehe Abbildung 39) beruht auf der Verwendung von Synthesegas mit ca. 55% H₂-Anteil im Reduktionsgas. Dieses bedingt die Kombination eines Erdgas-Reformers, der gleichzeitig einen Teil des CO₂-reichen Schachtofenabgases nutzt, um aus CO₂ über die Spaltreaktion



Synthesegas zu erzeugen. Durch Dampfbeimischung im Reformer wird nach



der H₂-Anteil im Synthesegas weiter erhöht. Die zahlreichen prozessinternen Abhängigkeiten müssen bei veränderten Synthesegaszusammensetzungen jedoch genau analysiert werden.

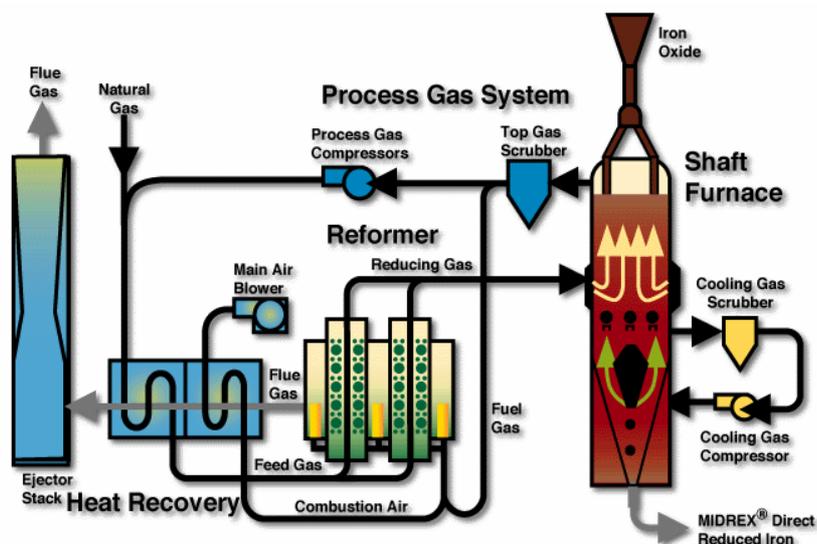


Abbildung 39: Prozessschema des Midrex Direktreduktionsverfahrens [Braun 2004]

3.2.2 Vor- und Nachteile

Im Vergleich zu CO als Reduktionsmittel bestehen nach [Reifferscheid 1998, Tsvetkov 1988, Sastri 1982, Shang-Di 1986] weitere technologische Vorteile der Nutzung von Wasserstoff zur Eisenerzdirektreduktion (DRI):

- in der verbesserten Reaktionskinetik auf Grund seiner um 3,7 mal höheren Diffusivität gegenüber CO, die jedoch eine endothermische Prozessführung, also Wärmezufuhr, bedingt;

- in der insgesamt niedrigeren Prozesstemperatur von ca. 600°C;
- in der Reduktion der in Wirbelschichtreaktoren unerwünschten Teilchenagglomeration,
- in den ebenfalls in Wirbelschichten vorteilhaften guten Wärme- und Stoffübertragungseigenschaften (Faktor 7 höhere Wärmeleitung als CO);
- in der Reinheit der aus der H₂-Reduktion entstehenden Eisenschwämme (Phosphor und Schwefel);
- in der Flexibilität bezüglich der Qualität und Stückigkeit des eingesetzten Eisenerzes;
- in der Flexibilität nicht hochwertigen Wasserstoff als Reduktionsgas einsetzen zu müssen;
- insbesondere jedoch in der Skalierbarkeit für Minimills²⁷.

Besondere Nachteile des Wasserstoffeinsatzes sind jedoch die hohen Wasserstoffkosten, insbesondere der von CO₂-freiem, d.h. erneuerbar hergestelltem Wasserstoff aus Windenergie, Wasserkraft oder Sonnenenergie via Elektrolyse. Ein weiterer Nachteil der Eisenerz-Direktreduktion ist, dass der Metallisierungsgrad des Eisenschwamms nur 92-95% beträgt (Eisenanteil ca. 86%), mit Reststoffen höherer Schmelztemperatur, die noch in nachfolgenden Veredlungsprozessen (z.B. Beigabe zum elektrischen Lichtbogenofen) als Schlacke entfernt werden müssen. Bei der Entwicklung zukunftsfähiger Direktreduktionsprozesse gilt es daher, das Optimum zwischen verringerten Anlagenkosten (durch höhere Eisenschwamm-Produktionsraten und Boni auf Grund geringerer CO₂-Emissionen) und höheren Kosten des Reduktionsmittels zu finden, um eine verbesserte Gesamtwirtschaftlichkeit gegenüber den konventionellen kohlenstoffbasierten Reduktionsverfahren bzw. eine Verbesserung bestehender Anlagen zu erzielen.

In bestehenden Anlagen wie z.B. der Midrex-Anlage von ArcelorMittal in Hamburg, die auf einen steigenden Einsatz von Wasserstoff im Reduktionsgas umgestellt werden könnte, würde die wesentliche Herausforderung darin bestehen, die wichtigsten Betriebsparameter Reduktionsgastemperatur, Gasdruck und Erzqualität auf den erhöhten H₂-Gehalt einzustellen, damit unerwünschte Effekte wie z.B. höhere Dichte der Ausscheidungsstrukturen vermieden werden. Diese könnten sich wiederum nachteilig auf den Reduktionsgrad auswirken.

Die Auswirkungen eines vermehrten Wasserstoffeinsatzes auf Betriebsparameter und Anlagenbetrieb können jedoch nur empirisch ermittelt werden, indem in kleinen Schritten der Wasserstoffanteil im Reduktionsgas erhöht wird. Dazu wurde zunächst ein vermehrter H₂-Einsatz von ca. 5.000 Nm³/h oder ca. 3.730 t_{H₂}/Jahr (bei 8.300 Jahresvolllaststunden) über z.B. einen 3-Tage Betrieb vorgeschlagen, um die erforderlichen Auswirkungen bzw.

²⁷ Minimills sind kleine Stahlwerke mit einer Jahreskapazität von weniger als 1 Mio. t Rohstahl. Sie arbeiten auf der Basis von Direktreduktion (Eisenschwamm, DRI) und/oder Elektrolichtbogenofen (DRI, Schrott).

Optimierung der Prozessparameter zu analysieren. Ergebnis könnte dabei sein, dass (a) diese Änderung die Prozessführung positiv oder negativ beeinflusst und (b) dass ggfs. auch noch größere Mengen Wasserstoff zugemischt werden könnten [Braun 2004].

3.2.3 Wasserstoffbedarf

Stahlherstellung ist ein komplexer Prozess, der von zahlreichen Parametern wie Reduktionszeit, Reduktionsgrad, Pelletgröße des entstehenden Eisenschwamms und unerwünschtem Verkleben der Metallpartikel abhängen, die die Qualität des produzierten Stahls, den exogenen Wärmebedarf und die Nutzung des Reduktionsgases stark beeinflussen.

Die Literatur [Tsvetkov 1988] gibt einen spezifischen H_2 -Bedarf von etwa 100 Nm^3 Wasserstoff mit einer Temperatur von ca. 900°C an, um 27 kg Koks zu ersetzen. Damit würde selbst eine relativ kleine Produktionseinheit zur Stahlherstellung von 1 Mt Stahl pro Jahr etwa 50 kt Wasserstoff im Jahr (oder $560 \text{ MNm}^3/\text{Jahr}$) benötigen. Andere Quellen sprechen von etwa $27 \text{ kt}_{H_2}/\text{Jahr}$ für $1 \text{ Mt}_{\text{Stahl}}/\text{Jahr}$ [Shang-Di 1986] oder $535 - 650 \text{ Nm}^3$ Wasserstoff (je nach H_2 -Reinheit) für jede Tonne Eisenschwamm bei einem Metallisierungsgrad von 92% von hematitischem Eisenerz mit 68% Eisengehalt (also etwa $50 \text{ kg}_{H_2}/\text{t}_{\text{Eisenschwamm}}$) [Astier 1980].

3.2.4 Entwicklung der Direktreduktionsverfahren weltweit

Weltweit behaupten sich die Verfahren zur Eisenerz-Direktreduktion mit wachsenden Marktanteilen (siehe Abbildung 40). Insbesondere in Ländern mit geringem aber stark wachsendem Stahlbedarf und solchen mit Zugriff auf günstiges Erdgas wie in Asien, dem Mittleren Osten, Lateinamerika und Russland hat sich ein solider Markt etabliert.

Ende 2007 hat Nippon Steel mitgeteilt, dass sie die Errichtung einer Eisenerzeugungsanlage auf Basis einer wasserstoffbetriebenen DRI-Anlage für 2009 planen. In Japan betragen die jährlichen CO_2 -Emissionen aus der Eisen- und Stahlherstellung etwa 41,2% aller industriellen Aktivitäten bzw. 13% des gesamten Energiesektors [Nippon 2007].

1992 schlossen die österreichische Siemens VAI und die koreanische Posco einen Entwicklungsvertrag zum DRI-Verfahren „FINEX“. 2004 begannen die beiden Firmen eine Anlage mit 1,5 Millionen Tonnen Jahreskapazität zu bauen, die im April 2007 in Betrieb ging. Die Baukosten sollen bei ca. 80% eines vergleichbaren, konventionellen Hochofens liegen. Weitere Anlagenverbesserungen sehen sie in einer besseren Verbindung von Wirbel- und Einschmelzvergaser und Reduzierung des Trocknungsbedarfes des Erzes. Posco plant den Bau weiterer Anlagen in Indien und Vietnam [Siemens 2007].

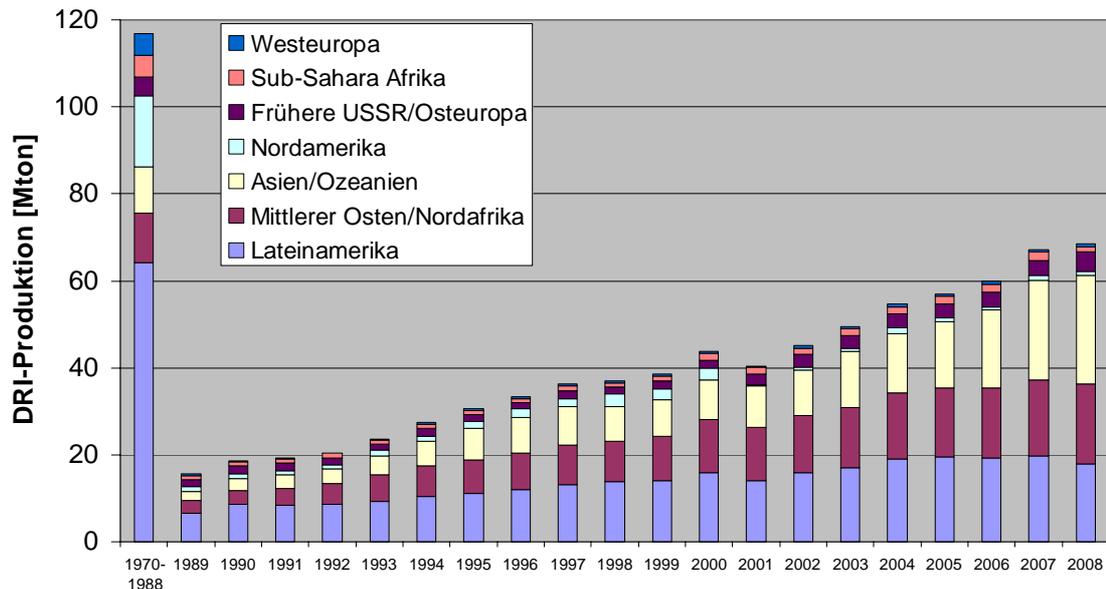


Abbildung 40: Weltweite DRI Produktion nach Weltregionen [MIDREX 2009]

3.2.5 Wasserstoffbedarf für die Stahlherstellung in Hamburg

In Hamburg wurden bereits frühe Erfahrungen mit der Eisenherstellung über Direktreduktion gesammelt. Tatsächlich dienten die Hamburger Stahlwerke als Pilotanwendung für das MIDREX-Verfahren, als 1971 in Hamburg die weltweit erste Anlage dieser Art errichtet wurde [MIDREX 2009], die heute von ArcelorMittal Steel betrieben wird. Mit einer ursprünglichen Kapazität bis zu 400.000 t_{Eisenschwamm}/Jahr aus einem Modul zählt sie eher zu den kleineren Anlagen.

Die Bereitstellung des H₂-reichen Synthesegases (ca. 38%) erfolgt mittels eines prozessintegrierten Erdgasreformers auf katalytischem Wege unter Zufuhr von Abgas aus dem Schachtofen und Erdgas als Einsatz- und Brenngas bzw. Wasserdampf.

Die Eisenschwamm-Produktionskapazität der Anlage hat sich im Laufe der Jahre nahezu verdoppelt. Während 1991 etwa 300.000 Jahrestonnen bei einem relativ hohen Eisengehalt von 93-97% hergestellt wurden, waren es 2004 bereits 600.000 t. Für 2010 sind 700.000 t pro Jahr vorgesehen [Bandusch 2009]. Eine aktuelle Luftaufnahme der Anlage zeigt Abbildung 41.

Tatsächlich wurde bereits früher erwogen, die Bereitstellung von Wasserstoff aus dem internen Erdgas-Reformer durch eine externe Versorgung mit entweder kostengünstigem Wasserstoff (aus Nebenprodukt der Firma Dow in Stade) oder CO₂-frei erzeugtem Wasserstoff (z.B. via Elektrolyse aus Windenergie) zu ergänzen [Gretz 1990]. Ziel war seinerzeit sowohl die verfahrenstechnische Verbesserung (Erhöhung des Durchsatzes durch eine erhöhte Reduktionsgeschwindigkeit) als auch die Senkung der CO₂-Emissionen.

Wasserstoff von Dow in Stade sollte dabei über eine etwa 40 km lange Pipeline herantransportiert werden.

Um das Anlagenverhalten ohne prozessspezifische Anpassungen auf einen gestiegenen H_2 -Gehalt zu untersuchen, hat ArcelorMittal in 2004 vorgeschlagen, dass ein Teil des aus dem Erdgasreformer stammenden Synthesegases ($2.000 - 5.000 \text{ Nm}^3_{H_2+CO}/h$) durch extern zugeführten Wasserstoff ($5.000 \text{ Nm}^3_{H_2}/h$) bei gleichzeitiger Reduktion des CH_4 -Feedgases um ca. $2.000 \text{ Nm}^3_{CH_4}/h$ substituiert werden könnte [Bandusch 2009]. Für die in Kapitel 4 folgenden Betrachtungen wird deswegen angenommen, dass $41,5 \text{ Mio. Nm}^3/a$ Wasserstoff aus Windenergie abgenommen werden könnte.



Abbildung 41: Luftaufnahme MIDREX-Stahlwerk Hamburg (Copyright ArcelorMittal Hamburg GmbH) Übersicht über das Werk mit Erzlager, Midrexanlage, Stahlwerk, Knüppelplatz, Walzwerk, Schrottplatz, Lagerhalle und Hafen

Diese Prozessmodifikation und Testbetrieb würde nach [Braun 2004] jedoch auch zusätzliche Maßnahmen erfordern wie höhere Reduktionsgastemperatur (zur Vermeidung dichter Ausscheidungsstrukturen), Einsatz hochqualitativer Erze, einer online Gasanalyse und konstanter Ofenbetttemperatur. Gegebenenfalls würde sich auch die Druckerhöhung im Schachtofen positiv auf die Eisenerz-Reduktionsrate auswirken.

Durch die Zuführung von $5.000 \text{ Nm}^3/h$ externem Wasserstoff können etwa $2.000 - 5.000 \text{ Nm}^3/h$ Synthesegas aus dem Erdgasreformer eingespart werden (entspricht ca. $0,35 - 0,86 \text{ Mio. €/Jahr}$ Erdgas auf Basis des Brennwertes von Erdgas) und weitere ca. $2.000 \text{ Nm}^3/h$ Methan (entspricht ca. $0,35 \text{ Mio. €/Jahr}$), also zusammen etwa

1,0 Mio. €/Jahr. Des Weiteren entstehen ggf. Vorteile durch steigende Eisenschwamm-Produktionsrate und -Qualität sowie verminderten CO₂-Ausstoß.

3.3 Sonstige industrielle Wasserstofferzeuger bzw. -nutzer

3.3.1 ADM Hamburg Aktiengesellschaft (Hamburg)

ADM Noblee ist ein führendes Unternehmen zur Veredelung von Speiseölen und -fetten und beliefert die weiterverarbeitende Nahrungsmittelindustrie mit maßgeschneiderten Produkten. ADM Noblee hat Erfahrung in der weltweiten Beschaffung und Verarbeitung von pflanzlichen Ölen und Fetten. Da der Bezug von treibhausgasneutralem Wasserstoff und die damit verbundene Verbesserung des „Product carbon footprint“ im Nahrungsmittelbereich in Zukunft zu Wettbewerbsvorteilen führen kann, besteht hier besonderes Interesse.

ADM Noblee erzeugt selbst keinen Wasserstoff, verbraucht aber jährlich 1.708.860 Nm³ H₂/a, die durch Flaschenbündeltrailer angeliefert werden. Die reinen jährlichen Wasserstoffkosten liegen bei rund 970.000 €. Transport, Behältermiete und Hilfsenergien kosten nochmals etwa 200.000 €, was zu Gesamtbezugskosten von etwa 1,17 Mio. € oder zu spezifischen Beschaffungskosten von 0,68 €/Nm³H₂ führt.

Für die in Kapitel 4 folgenden Betrachtungen wird angenommen, dass der gesamte bezogene Wasserstoff (1,7 Mio. Nm³/a) durch Wasserstoff aus Windenergie ersetzt werden könnte.

3.3.2 Aurubis AG (Hamburg)

Aurubis ist in der Kupferproduktion und –recycling tätig. Aurubis verwendet und erzeugt zur Zeit keinen Wasserstoff, kann sich jedoch als Ersatzpotenzial für die Erdgasverwendung am Anodenofen rund 3,3 Mio. Nm³/a Wasserstoffeinsatz vorstellen. Dies erfordert jedoch erhebliche Umbaumaßnahmen und Testläufe. Die Abnahme würde diskontinuierlich zwischen 1.000 und 3.000 Nm³/h erfolgen und damit irgendwo in der Versorgungskette einen H₂-Speicher erforderlich machen. Auch ein 50% Teilersatz des Erdgases durch H₂ ist denkbar. Frei Verwendungsstelle im Werk Hamburg darf der Wasserstoff nach Aussagen Aurubis maximal zwischen 5 und 10 ct/Nm³ liegen.

Für die in Kapitel 4 folgenden Betrachtungen wird angenommen, dass 3,3 Mio. Nm³/a Wasserstoff aus Windenergie wie beschrieben verwendet werden könnten.

3.3.3 Bayer Material Science AG (Brunsbüttel)

Innerhalb des Bayer Industrieparks in Brunsbüttel wird mittels Dampfreformierung, Synthesegaszerlegung und Salzsäureelektrolyse Wasserstoff als Koppelprodukt der Kohlenmonoxid- bzw. Chlorproduktion erzeugt. Der Wasserstoff wird innerhalb des

Industrieparks für die Anilinherstellung und weitere Hydrierprozesse benötigt und darüber hinaus an externe Abnehmer über Pipelines für verschiedene Anwendungen abgegeben.

Insgesamt wurden 2008 etwa 200 Mio. Nm³ spezifikationsgerechter Wasserstoff erzeugt. Es wurden etwa 103 Mio. Nm³ innerhalb des Industrieparks für Hydrierungen eingesetzt und 92 Mio. Nm³ über Pipelines an externe Abnehmer abgegeben. Darüber hinaus wurden ca. 5 Mio. Nm³ als Brennstoffsubstituierung im Kraftwerk des Industrieparks unterfeuert. Die Anlagenlasten der Produktionsanlagen wurden im gesamten Zeitraum durch die benötigten Mengen an Kohlenmonoxid bzw. Chlor bestimmt; die damit zwangsläufig verbundene Wasserstoffproduktion wurde permanent aus Bedarfsgründen minimiert. Die Unterfeuerung von ungereinigtem Wasserstoff als Brennstoffsubstituierung innerhalb der Bilanzgrenzen der Dampfreaktor ist hierbei nicht berücksichtigt.

Somit wird zurzeit keine Möglichkeit für Wasserstoffimporte aus erneuerbaren Energien in den BMS-Industriepark gesehen. Bei der beabsichtigten Erweiterung der MDI-Produktion (Diphenylmethan-Diisocyanat) könnte sich diese Situation nach 2015 allerdings zu Gunsten eines externen Wasserstoffbedarfs ändern, so dass dann möglicherweise bei angepasster Fahrweise und entsprechender Wirtschaftlichkeit etwa 40 Mio. Nm³/a Wasserstoff unterzubringen wären.

Für die in Kapitel 4 folgenden Betrachtungen wird angenommen, dass 40 Mio. Nm³/a durch Wasserstoff aus Windenergie geliefert werden könnten.

3.3.4 Dow Deutschland Anlagengesellschaft mbH (Stade)

Dow produziert bei der Chlorgaserzeugung mittels Chlor-Alkali-Elektrolysen Wasserstoff als Koppelprodukt in einem Umfang von ca. 270 Mio. Nm³/a. Dieser Wasserstoff wird zu rund 70% über Gasturbinen und Kessel zu Dampf und Strom für den Eigenverbrauch umgewandelt, zu etwa 20% nach Reinigung vor Ort in den chemischen Eigenverbrauch eingespeist und zu etwa 5-10% als Handelswasserstoff („merchant hydrogen“) nach der Reinigung vor Ort per Tube-Trailer zu Kunden gefahren.

Für die in Kapitel 4 folgenden Betrachtungen wird kein Wasserstoffbedarf für Dow angenommen.

3.3.5 E.ON-Hanse AG (Quickborn)

E.ON-Hanse betreibt heute bereits BZ-Aggregate auf Erdgasbasis. E.ON-Hanse sieht sich künftig als H₂-Nutzer für Brennstoffzellen-Aggregate sowie für den eigenen Fuhrpark. Als heutiger Erdgasverteiler sieht sich E.ON-Hanse auch mittelfristig in der Rolle eines H₂-Logistikers.

Konkrete Verbrauchsabschätzungen wurden nicht kommuniziert.

3.3.6 Holborn Europa Raffinerie GmbH (Hamburg)

Die Holborn Raffinerie erzeugte im Jahr 2008 in einem Dampfreformer aus Erdgas 129.952.599 Nm³/a Wasserstoff von einer Reinheit von 99,9% sowie 148.176.000 Nm³/a Wasserstoff mittels eines katalytischen Reformers in der Raffinerie (H₂-Reinheit 75%). Der insgesamt erzeugte Wasserstoff von 278.128.599 Nm³/a wurde vollständig verwendet und ging zu 90,6% in die Entschwefelungsanlage und in Nutzung als Heizgas sowie zu 9,4% in die Benzolhydrierung. Es entsteht kein Überschuss-H₂. Holborn könnte die Produktion noch um 115 Mio. Nm³/a ausdehnen, sofern es einen Abnehmer dafür geben würde. Der intern anlegbare H₂-Preis hängt stark vom Einkaufspreis für den Feedstock (Erdgas und Erdöl) ab.

Für die in Kapitel 4 folgenden Betrachtungen wird angenommen, dass der Wasserstoff aus dem Dampfreformer (130 Mio. Nm³/a) durch Wasserstoff aus Windenergie ersetzt werden könnte.

3.3.7 H&R Ölwerke Schindler GmbH (Hamburg)

Ölwerke Schindler stellen aus Rückständen, die bei der Diesel- und Benzinproduktion entstehen, Schmierstoffe her. Hierbei bleiben allerdings rund 70% Reststoffe übrig. Die Ölwerke Schindler haben sich genau auf diesen Restabfall spezialisiert, aus dem sie wertvolle Produkte wie zum Beispiel kennzeichnungsfreie Weichmacher gewinnen. Mit diesem nicht ganz so schädlichen Weichmacher ist das Unternehmen Schindler Weltmarktführer. Insgesamt umfasst das Sortiment der Hamburger Raffinerie mehr als 800 verschiedene Produkte, darunter in erster Linie Weißöle für die Kosmetikindustrie, Paraffine für Kerzen und Feindestillate für Druckfarbenöle.

Die Ölwerke Schindler erzeugen selbst überhaupt keinen Wasserstoff, sondern beziehen diesen von außen. Die Ölwerke Schindler beziehen jährlich etwa 4,3 Mio. Nm³ H₂ über Anlieferung per Druckgasflaschenaufleger von Dow in Stade. Die Reinheit des Wasserstoffs liegt bei 99,9%. Die Bezugskosten des Wasserstoffs liegen zwischen 20 und 30 ct/Nm³.

Für die in Kapitel 4 folgenden Betrachtungen wird angenommen, dass der gesamte bezogene Wasserstoff (4,3 Mio. Nm³/a) durch Wasserstoff aus Windenergie ersetzt werden könnte.

3.3.8 Sasol Wax GmbH (Hamburg)

Sasol Wax hat im Oktober 2009 ein neues Hydrierwerk in Betrieb genommen, das etwas mehr als 2 Mio. Nm³H₂/a liefern kann. Dieser Wasserstoff wird von Sasol Wax vollständig zur Hydrierung verwendet.

Für die in Kapitel 4 folgenden Betrachtungen wird kein Wasserstoffbedarf für Sasol angenommen.

3.3.9 Vattenfall Europe AG (Hamburg)

Im Jahr 2008 hat Vattenfall Europe in Hummelsbüttel 245.000 Nm³ Wasserstoff mittels Wasserelektrolyse erzeugt. Fast der gesamte Elektrolysewasserstoff wurde an Busse des ÖPNV und an einige PKWs abgegeben. Der Abgabepreis lag bei 8 €/kg. VE selbst hat etwa 4.000 Nm³H₂/a bezogen, der per Druckgasröhrentrailer mit einer Reinheit von 99,9% und zu einem Preis von 5 €/kg angeliefert wurde. In den kommenden Jahren ist eine Ausweitung der Nutzung um 400.000 Nm³ H₂/a geplant (dies entspricht etwa 450 PKW- oder 10 Bus-Verbrauchsäquivalenten).

Der Bedarf für die Betankung von Bussen und PKW für die in Kapitel 4 folgenden Betrachtungen ist mit der Berechnung des Bedarfs von Wasserstofftankstellen (siehe Kapitel 3.4.2) abgedeckt.

3.3.10 Yara Brunsbüttel GmbH

Yara erzeugt jährlich durch partielle Oxidation von hochviskosen Ölrückständen aus Raffinerien ca. 1,600 Mio. Nm³H₂/a. Dieser Wasserstoff wird vollständig im Volumenverhältnis von 75:25 mit Stickstoff gemischt und über das Haber-Bosch-Verfahrens in 700.000 t Ammoniak für die Düngemittelherstellung umgesetzt. Am Standort Brunsbüttel plant Yara keine Produktionsausweitung. Da es sich bei den hochviskosen Ölrückständen, wie z.B. bei Schweröl, um ein anderweitig kaum verwertbares Restprodukt handelt, das über den von Yara verwendeten Prozess in eine höherwertige Nutzung „entsorgt“ wird, liegen die H₂-Erzeugungskosten sehr niedrig.

Da außerdem ab 2012 in der EU innerhalb der 200 Meilenzone auf Schiffen kein Schweröl mehr verfeuert werden darf (also vor allem nicht in der Ostsee, der Nordsee und im Mittelmeer), müssen für diese Raffinerierückstände andere Entsorgungs- bzw. Nutzungsmöglichkeiten gefunden werden. Der bei Yara im Einsatz befindliche Prozess könnte einen solchen Entsorgungsweg darstellen; ein anderer ist die Verarbeitung in der Raffinerie zu Diesel durch Cracking und Hydrierung, wofür wiederum Wasserstoff gebraucht wird.

Die CO₂-Intensität des Schweröls liegt mit rund 280 g_{CO2}/kWh_{fuel} zwischen Erdgas (etwa 200 g_{CO2}/kWh_{fuel}) und Steinkohle (340 g_{CO2}/kWh_{fuel}).

Yara ist prinzipiell an der Verwendung von Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen interessiert, auch vor dem Hintergrund, dass die chemische Industrie 2013 dem Emissionshandel beitreten wird. Mengenangaben sind jedoch sehr schwierig, maximal ist ein Anteil von 5% des gesamten Wasserstoffbedarfes vorstellbar. Für die in Kapitel 4 folgenden Betrachtungen wird daher angenommen, dass Yara 2020 ca. 50 Mio. Nm³/a erneuerbaren Wasserstoff (entsprechend ca. 3% des Gesamtbedarfes) beziehen könnte.

3.3.11 Luftfahrt

Am Hamburger Flughafen laufen bereits heute mehrere Demonstrationsprojekte mit Wasserstoffanwendungen; des Weiteren wird das neu gegründete Zentrum für angewandte Luftfahrtforschung umfangreiche Aktivitäten starten, und bis 2020 ist auch der Einsatz von Flugzeugen mit Brennstoffzellen-APU dort denkbar, für die voraussichtlich flüssiger Wasserstoff benötigt wird. Für die in Kapitel 4 folgenden Betrachtungen wird daher exemplarisch angenommen, dass am Hamburger Flughafen ca. 0,7 Mio. Nm³ Wasserstoff aus Windenergie in flüssiger Form abgenommen werden könnten.

3.4 Wasserstoffnutzung im Straßenverkehr

Wasserstoff kann neben dem Straßenverkehr in verschiedenen anderen Verkehrssektoren eingesetzt werden, z.B. der Schifffahrt (wie in Hamburg mit der FCS Alterwasser bereits demonstriert wird). Da die bis 2020 zu erwartenden Potenziale in der Schifffahrt jedoch eher gering sind, werden wir uns im Folgenden auf die Abschätzung des Bedarfs im Straßenverkehr beschränken.

3.4.1 Brennstoffzellenfahrzeuge versus Batteriefahrzeuge

Die Nutzung von Wasserstoff in mit Brennstoffzellen (BZ) betriebenen Elektrofahrzeugen wird als ein künftiger Hauptabnehmer von Wasserstoff gesehen. BZ-Fahrzeuge haben gegenüber reinen Batteriefahrzeugen den Nachteil, dass bei elektrolytisch hergestelltem Wasserstoff der Stromverbrauch je gefahrenem Kilometer prinzipiell deutlich höher ist (ca. 0,4-0,5 kWh Strom/km gegenüber 0,15-0,20 kWh/km). Allerdings werden hier in der Regel Fahrzeuge mit unterschiedlichen Daten verglichen; so können BZ-Fahrzeuge meist 400-500 km zurücklegen, während Batteriefahrzeuge meist auf unter 200 km beschränkt sind. Des Weiteren kann sich die Ersparnis von Batteriefahrzeugen in der Praxis durch weniger energieeffiziente Schnellladungen sowie Batteriealterung relativieren. Ein weiterer Unterschied ist die benötigte Anfangsinvestition in die Infrastruktur; während für BZ-Fahrzeuge ein initiales Tankstellennetz geschaffen werden muss, kann die Batterieladeinfrastruktur in inkrementell kleinen Schritten, z.B. mit Heimpladestation, beginnen. Um jedoch signifikante Fahrzeugzahlen in den Markt zu bringen, werden weiterhin öffentliche Ladestationen, Schnellladestationen und eventuell auch Batteriewechselstationen benötigt, deren Aufwand ungefähr proportional mit der Anzahl an Fahrzeugen ist. Der Aufwand für zusätzliche Wasserstofftankstellen bei steigender Fahrzeuganzahl ist dagegen unterproportional, da die anfänglich nach Erreichbarkeit aufgebauten Tankstellen immer besser genutzt werden. Damit gibt es einen mengenmäßigen Break-even Point, nach Überschreiten dessen eine Wasserstoffinfrastruktur sogar billiger sein kann als eine Batterieladeinfrastruktur. Eine Abschätzung ergibt, dass dieser Break-even in Deutschland zwischen 1 und 10 Millionen Fahrzeugen erreicht werden würde [DWV/EHA 2010].

Ein weiterer signifikanter Unterschied zwischen den Konzepten ist deren Möglichkeit zur Speicherung/Zeitverschiebung von erneuerbarem Strom. Bei Batteriefahrzeugen wird die Möglichkeit zur Speicherung von erneuerbarem Strom durch das so genannte „Vehicle-to-grid“ Konzept, in dem ans Netz angeschlossene Fahrzeugbatterien zur Einspeisung von Energie ins Netz herangezogen werden, propagiert. Neben praktischen Fragen (z.B. Wer kommt für den verursachten Batterieverschleiß auf?) darf hierbei vor allem nicht vergessen werden, dass der Nutzer sein Fahrzeug vor allem für flexible individuelle Mobilität einsetzen will, und Einschränkungen nur begrenzt tolerieren wird. Daher ist die maximale Zeitverschiebung, die mit Batteriefahrzeugen erreicht werden kann, auf den Stundenbereich begrenzt. Batteriefahrzeuge sind also praktisch nur zur Bereitstellung von Regelleistung tauglich; für mehrtägige Windspitzen oder -flauten (siehe Abbildung 5 in Kapitel 1.1.1.2) stellen sie keinerlei Reserven bereit. Dies ist bei Wasserstofffahrzeugen grundlegend anders, da die Erzeugung (als Stromsenke) völlig entkoppelt vom Verkehr stattfindet und der Wasserstoff vor Befüllung des Fahrzeugs beliebig gespeichert werden kann. Wird Energie im Netz benötigt (z.B. bei Windflauten), kann ein Teil des Wasserstoffs stationär rückverstromt werden. Auch bei Wasserstofffahrzeugen wäre eine Rückspeisung von Strom ins Netz prinzipiell denkbar; das Aufwand-Nutzen-Verhältnis und potenzielle Hürden sind jedoch noch nicht abschließend bewertet.

In der Praxis wird es sehr wahrscheinlich für beide alternativen Antriebe eine Daseinsberechtigung geben: Batteriefahrzeuge werden aufgrund ihrer Reichweitenbegrenzung vornehmlich als Stadt- und Kurzstreckenfahrzeuge eingesetzt werden, während der BZ-Antrieb vorrangig in Allround-Fahrzeugen (vergleichbar heutigen Autos) sowie für Flotten (Lieferfahrzeuge, Stadtbusse etc.) eingesetzt werden wird. Ferner wird der Langstrecken-Schwerlastverkehr (Lastwagen, Überlandbusse, aber auch Binnenschiffe und Dieselmotoren) voraussichtlich am längsten bei verbrennungsmotorischen Antrieben (z.B. mit Biokraftstoffen) bleiben, da einerseits durch die gleichmäßige Fahrweise und hohe Auslastung der Verbrennungsmotor hohe Effizienz erzielt, und andererseits die Anforderungen an mitgeführte Energiemengen und folglich Energiedichte des Kraftstoffes am höchsten sind.

3.4.2 Wasserstoffbedarf und Tankstellen

Zur Ermittlung des Wasserstoffbedarfs für Straßenverkehr in Hamburg und Schleswig-Holstein wurde von Szenarien des GermanHy-Projektes ausgegangen [GermanHy 2009], unter der Annahme, dass sich in Hamburg und Schleswig-Holstein die gleichen Penetrationsraten wie im deutschen Durchschnitt einstellen werden. Die Annahmen zu Fahrzeugzahlen, spezifischem Verbrauch und Gesamtverbrauch sind in Tabelle 10 zusammengestellt.

Tabelle 10: Wasserstoffbedarf der Region für Straßenverkehr 2020 [GermanHy 2009]

Fahrzeuge	Fahrleistung	Fzge HH+SH 2009 (Mio)	Zunahme bis 2020	Marktdurchdringung 2020 [GermanHy 2009]		Verbrauch MJ/km	H ₂ -Verbrauch HH+SH 2020 t/a (H ₂ -Fzge)	
				Niedrig	Hoch		Niedrig	Hoch
PKW	11400	2,144	5%	0,69%	1,15%	0,9	1265 (15500)	2114 (26000)
LNF	19000	0,128	5%	1,11%	1,90%	2,8	636 (1450)	1089 (2500)
Busse	50000	0,004	5%	4,00%	4,00%	10,3	721 (168)	721 (168)
Gesamt							2622 t/a	3924 t/a

In GermanHy wird davon ausgegangen, dass ab 2020 eine intensive Einführung von Wasserstoff-Fahrzeugen erfolgt, die im Jahr 2050 ca. 73% am PKW-Bestand, 74% am Bus-Bestand und 55% am Bestand leichter Nutzfahrzeuge (LNF) erreicht. Es wird ein nennenswerter Rückgang der spezifischen Verbräuche erwartet.

Im Hinblick auf die Bestimmung der benötigten Anzahl an Tankstellen sowie deren Lokalisierung wurde auf Daten aus der Analyse des Infrastrukturaufbaus aus GermanHy zurückgegriffen [GermanHy 2009]. Es wird davon ausgegangen, dass bis 2020 in Hamburg sowie in allen Landkreisen Schleswig-Holsteins Wasserstofftankstellen installiert sind. Als Gesamtanzahl für Deutschland wurde in GermanHy für das Jahr 2020 von 1296 bis 2666 Tankstellen ausgegangen, was, nach Bevölkerung auf Hamburg und Schleswig-Holstein skaliert, ca. 70 bis 150 Tankstellen für die Region bedeuten würde. Der niedrige Wert erscheint realistischer, da aus der Industrie ähnliche Ziele kommuniziert werden [Daimler 2009]; deswegen wurden für das Bedarfsszenario von insgesamt 70 Tankstellen in Hamburg und Schleswig-Holstein ausgegangen. Die Tankstellenstandorte wurden anhand von Lageindikatoren aus einer Datenbank bestehender konventioneller Kraftstoffe ausgewählt, und der o.g. Gesamtwasserstoffbedarf wurde mittels eines Verteilungsalgorithmus unter Berücksichtigung des konventionellen Treibstoffabsatzes und der Aufenthaltswahrscheinlichkeiten der Wasserstofffahrzeuge auf die Tankstellen verteilt.

3.4.3 Zulässige Kosten

Für den Verkauf von Wasserstoff an der Tankstelle kann angenommen werden, dass die Preisobergrenze durch die Parität zum Preis konventioneller Treibstoffe pro Kilometer festgesetzt wird. Unter der Annahme, dass der Wasserstoffverbrauch eines BZ-PKW bei 0,9 kg/100 km liegt und ein Referenzfahrzeug 5,4 l Diesel/100 km braucht, bestimmt sich der Paritätspreis pro kg Wasserstoff zum etwa 6-fachen des Dieselpreises pro Liter. Ein Brutto-Endpreis von 8-10 €/kg kann als akzeptabel angesehen werden; die genaue

Preisgestaltung hängt u.a. von der Preisentwicklung anderer Kraftstoffe und der Entwicklung der Kraftstoffbesteuerung ab. Eine Kraftstoffbesteuerung von Wasserstoff würde den erzielbaren Nettopreis deutlich reduzieren. Weiterhin lassen sich aus dieser Preisangabe nur bedingt Rückschlüsse auf die zulässigen Produktionskosten ex Produktionsstätte ableiten, da der Transport und vor allem die Tankstelle zum Teil sehr hohe spezifische Kosten verursachen. Dabei sind die Kosten für jede Tankstelle individuell von Absatz und Lieferentfernung abhängig.

3.5 Speicherung von Wasserstoff

3.5.1 Wasserstoff-Großspeicher

3.5.1.1 Druckwasserstoff in Kavernen

Für die Speicherung von Wasserstoff in großen Maßstäben sind prinzipiell unterirdische Kavernenspeicher am besten geeignet. Kavernen werden durch Aussohlung von Salzstöcken bis zu einer Tiefe von 2.000 m hergestellt und werden seit langer Zeit zur Speicherung von Öl und Erdgas verwendet. Diese Technik ist in industriellem Maßstab für Wasserstoff jahrzehntelang erprobt, z.B. in Teesside, UK (3 Kavernen à 70.000 m³ Hohlraumvolumen bei konstantem Druck von 4,5 MPa) und im Clemens Dome, Lake Jackson, Texas, USA (580.000 m³ Hohlraumvolumen für 2.500 t H₂ bei zwischen 7 und 13,5 MPa), siehe Abbildung 42.

In diesem Zusammenhang muss erwähnt werden, dass Wasserstoff-Salzkavernen bezüglich der geologischen Potenziale mit Öl- und Gasspeichern sowie Druckluftspeichern und Atommüllendlagern konkurrieren, jedoch nicht mit Kohlendioxid-Speicherung und Geothermie. Kohlendioxid-Speicherung ist ausschließlich in natürlichen Kavitäten tiefliegender Sedimentschichten (Aquifere) wirtschaftlich darstellbar. Geothermie, vor allem Tiefengeothermie, konkurriert zwar mit der Kohlendioxid-Speicherung, jedoch nicht mit der Wasserstoffspeicherung, da sie in Salzstöcken nicht anwendbar ist [Crotogino 2009a].

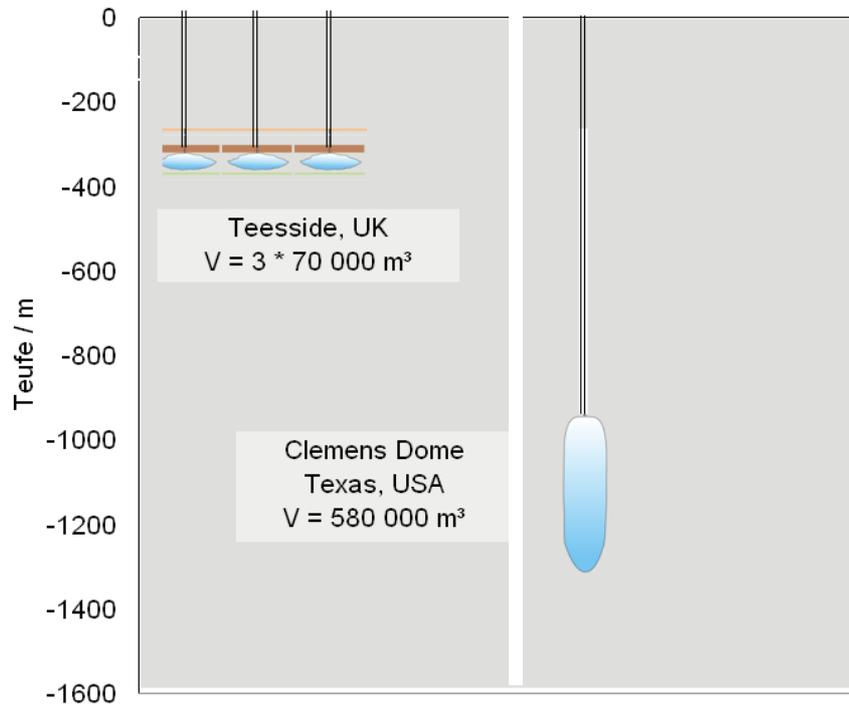


Abbildung 42: Vergleich von Geometrie und Lage der H₂-Kavernen in Salzstöcken in Großbritannien und Texas [Crotono 2007]

Norddeutschland ist durch zahlreiche Salzstöcke (siehe Abbildung 43) ideal für Kavernen geeignet. In Schleswig-Holstein existieren Kavernen zur Öl- und Butanspeicherung in Heide [Sedlacek 2008] und zur Erdgasspeicherung in Kiel (Kapazität 100 Mio. Nm³). Die existierenden Gaskavernen in Deutschland haben Kapazitäten zwischen 33 und 2.226 Mio. Nm³; wovon ca. 60-80% genutzt werden können, der Rest muss als sog. „Kissengas“ vorgehalten werden, um das Druckverhältnis zwischen minimalem und maximalem Speicherfüllstand zu begrenzen. Dieses Kissengas bedeutet eine gewisse Investition an Kapital und Energie, die während des regulären Speicherbetriebs nicht genutzt werden kann. Bei Einlagerung von Wasserstoff anstatt Erdgas bei sonst gleicher Betriebsweise könnte in diesen Kavernen zwischen 1.500 und 160.000 t Wasserstoff eingespeichert werden (energetisch 50 GWh – 5,3 TWh).

Eine vom BMWi beauftragte Studie kommt zu dem Ergebnis, dass je nach Entwicklungsszenario im Jahre 2025 zwischen 1 und 15 Kavernenspeicher für Wasserstoff benötigt werden, zusammen mit 2-26 Druckluftspeichern [BMW 2009b].

Abbildung 44 zeigt das Investitionsvolumen für Kavernen in Abhängigkeit vom geometrischen Speichervolumen und von der Terrainbeschaffenheit (grüne Wiese: neue Standorte ohne bestehende Infrastruktur, Genehmigungen oder Exploration; braune Wiese: bestehende Standorte, wo alle Vorarbeiten bereits geleistet sind)

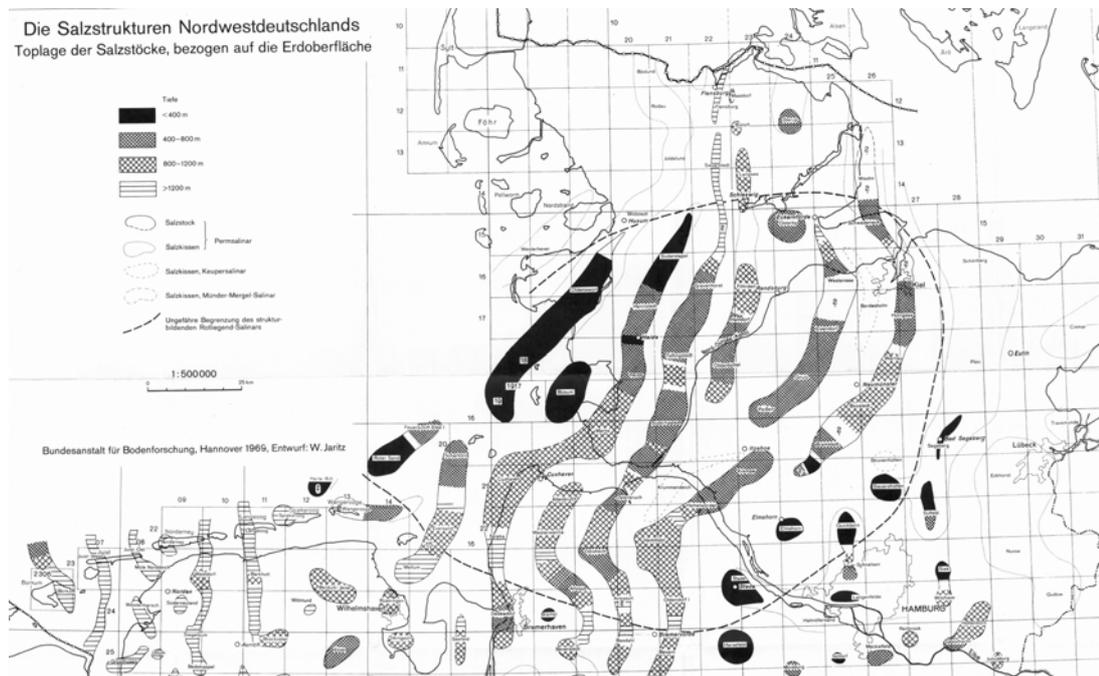


Abbildung 43: Salzstöcke in Norddeutschland [Jaritz 1972]

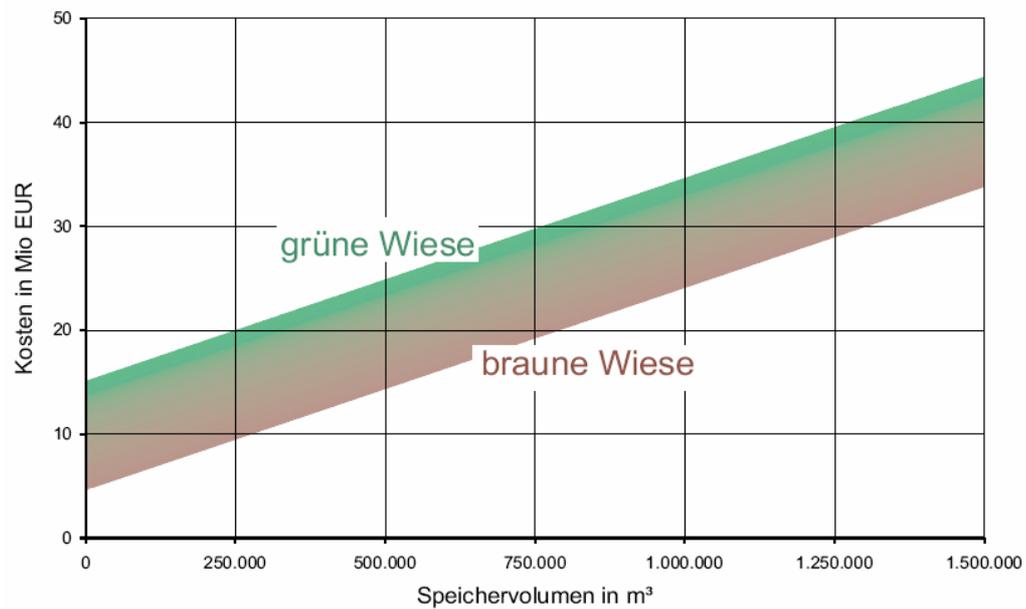


Abbildung 44: Kavernenkosten in Abhängigkeit vom geometrischen Speichervolumen [Crotogino 2009b]

3.5.1.2 Flüssigwasserstoff-Speicher

Eine weitere Möglichkeit zur Speicherung von Wasserstoff, allerdings für deutlich geringere Mengen, sind Flüssigwasserstoffspeicher, die bei Raumfahrtanwendungen üblich sind und normalerweise oberirdisch ausgeführt werden. Der größte existierende LH₂-Speicher steht in Cape Canaveral und fasst 3.800 m³ (ca. 270 t LH₂).

3.5.1.3 Andere Wasserstoffspeicher

Weitere Möglichkeiten zur Wasserstoffspeicherung sind Druckgasbehälter (Flaschenbündel, Röhrenspeicher) sowie chemische Speicher (Hydridkomplexe). Für die großtechnische Speicherung von Wasserstoff stellen sie nicht die erste Wahl dar, u.a. aus ökonomischen Gründen.

3.6 Stationäre Rückverstromung von Wasserstoff

3.6.1 Konzepte zur Rückverstromung

Die Rückverstromung von gespeichertem Wasserstoff ist ein Weg, um gesicherte, abrufbare Leistung aus fluktuierendem erneuerbarem Strom bereitzustellen (im Sinne von „virtuellen Kombikraftwerken“). Für die Rückverstromung des gespeicherten Wasserstoffs eignen sich prinzipiell Brennstoffzellenanlagen (BZ) und kombinierte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD). Brennstoffzellenkraftwerke sind eher für kleinere Anlagen geeignet, da zum einen für die hohen spezifischen Kosten für große Anlagen durch die modulare Bauweise kaum Reduktionspotenziale bestehen, und da sie zum anderen auch im kleineren Maßstab (ca. 100 kW – 10 MW) hohe Wirkungsgrade erzielen. Umgekehrt eignen sich GuD-Anlagen praktisch nur für große Anlagen (>100 MW), da hier sowohl bei Kosten als auch bei Wirkungsgraden starke Skaleneffekte auftreten.

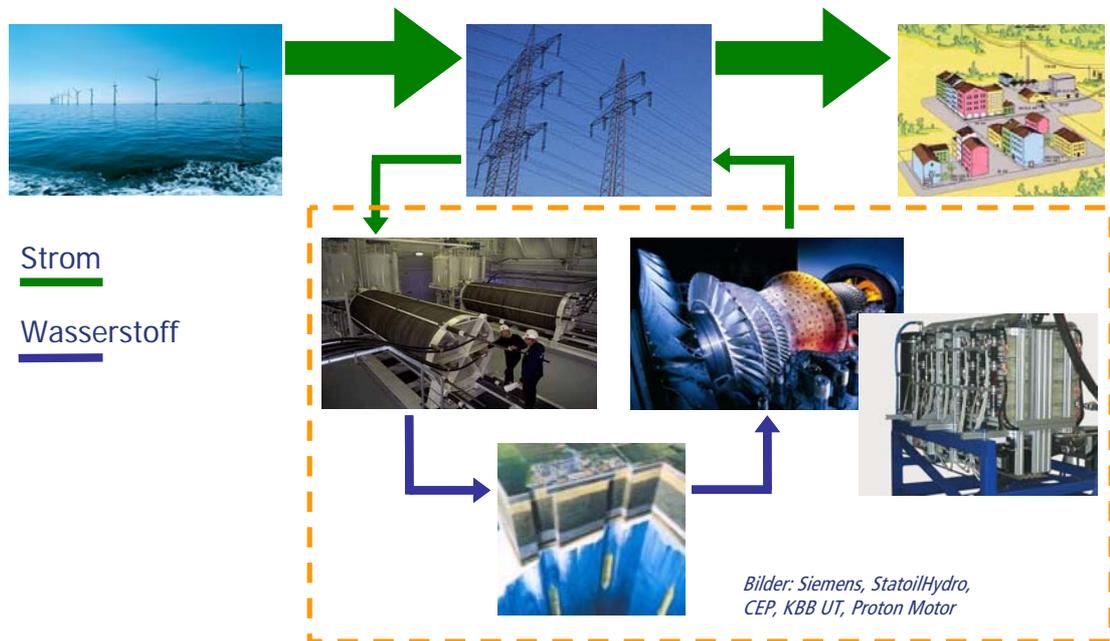


Abbildung 45: H₂-Großspeicherung, -Rückverstromung und -Nutzung als Kraftstoff

Eine Alternative, um den Investitionsbedarf für die Rückverstromung zu senken, ist die Mitverbrennung („co-firing“) von Wasserstoff in bestehenden Kraftwerken (Erdgas-GuD, Steinkohle-KW, Biogas-BHKW). Die Mitverbrennung reduziert zwar die Rückverstromungskosten und verringert abhängig vom verdrängten Brennstoff die Treibhausgas- und Schadstoff-Emissionen. Die Mitverbrennung ist jedoch nicht mit Kapazitätssteigerungen verbunden. Einer eventuellen Unterversorgung zu Schwachwindzeiten kann dadurch nicht begegnet werden. Die Mitverbrennung von Wasserstoff kann aber im Rahmen einer Gesamtoptimierung ökonomisch und ökologisch sinnvoll sein.

3.6.2 Stromspeichersysteme im Vergleich

Unterschiedliche Stromspeichertechnologien weisen unterschiedliche Charakteristika hinsichtlich Speicherdichte, Speicherpotenziale/Verfügbarkeit, Umwandlungseffizienz über den gesamten Lade-/Entladezyklus, Be-/Entladeleistung versus Energie sowie Zyklensfestigkeit auf. Die vergleichende Bewertung von Speichersystemen setzt daher einen definierten Einsatzzweck voraus. Es gibt keine Speichertechnologie, die für alle Energiespeicherbedarfe gleichermaßen geeignet ist.

3.6.2.1 Zykleneffizienz

Die Speicherung von Strom aus erneuerbaren Quellen in Form von Wasserstoff aus Elektrolyse ($\eta \cong 65\%$ bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff) und dessen

spätere Rückverstromung ($\eta \cong 50-60\%$ elektrisch) weist einen Gesamtwirkungsgrad von 30-40% auf. Andere Speicheroptionen arbeiten zum Teil erheblich effizienter, allen voran Pumpspeichersysteme ($\eta \cong 80\%$). Bei Druckluftspeichersystemen hängt die Effizienz entscheidend davon ab, ob die bei der Verpressung entstehende Wärme gespeichert und zum Entnahmezeitpunkt wieder eingesetzt werden kann, wie in so genannten adiabatischen Druck- und Wärmespeichern ($\eta_{\text{AACAES}} \cong 55-70\%$). Bei heutigen konventionellen Systemen geht die Kompressionswärme jedoch verloren. Die für die Entspannung notwendige Wärme wird durch Erdgas bereitgestellt, was zu deutlich geringeren Zykleneffizienzen von konventionellen Luftdruckspeichern führt ($\eta_{\text{CAES}} \cong 40\%$).

3.6.2.2 Einsatzbereiche

Wesentlich für die Bewertung von Energiespeichersystemen ist das Betriebsregime, also unter anderem die Unterscheidung zwischen Leistungs- und Energiespeicher sowie die Unterscheidung zwischen Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicher (siehe Abbildung 46).

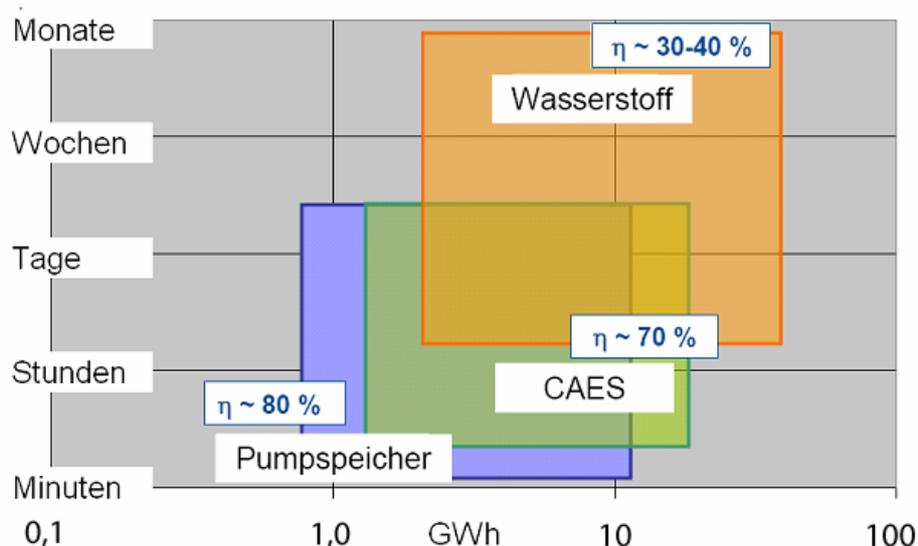


Abbildung 46: Einsatzbereiche von Speicherkraftwerken [Crotogino 2009a]

3.6.2.3 Speicherkosten

Die aktuellen Kosten und Kostenreduktionspotenziale für Stromspeicherung in zentralen Energiespeichern für mittlere Zeitskalen („Wochenspeicher“) sind in Abbildung 47 dargestellt. Als Betriebsregime wurde eine installierte Leistung von 500 MW bei einer Speicherkapazität von 100 GWh und 200 Volllaststunden/a sowie 1,5 Lade-/Entladezyklen pro Monat und ein Strombezugspreis von 0,03 €/kWh zu Grunde gelegt. Demnach haben Wasserstoffspeicher das Potenzial, günstiger als adiabatische Druckluftspeicherung zu

werden und nach Ausschöpfung der Reduktionspotenziale sogar im Kostenbereich der Pumpspeicher betrieben zu werden.

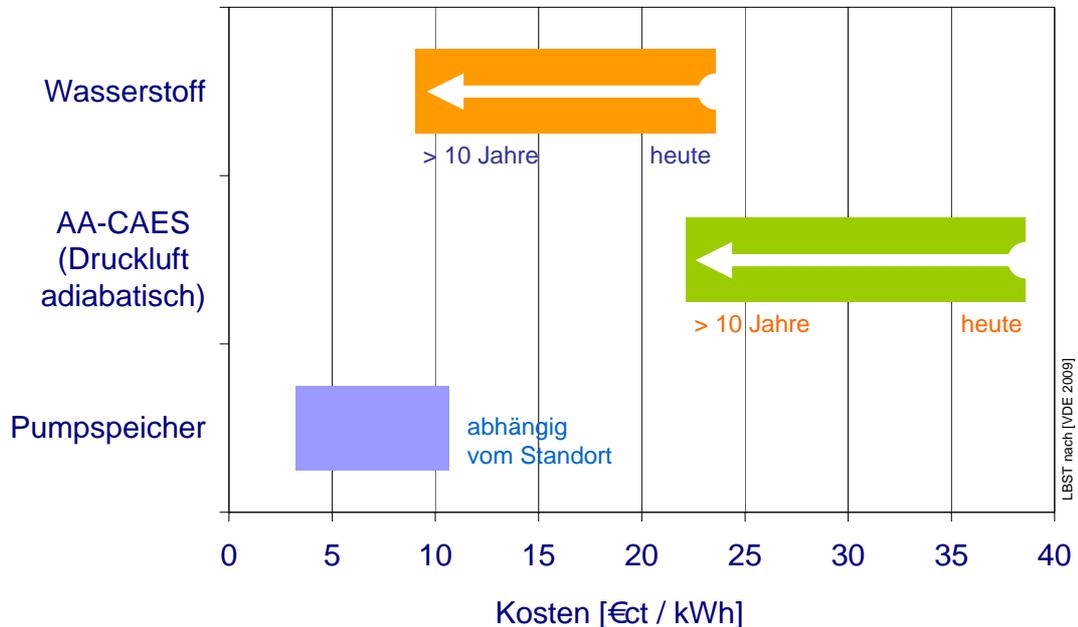


Abbildung 47: Vergleich der Vollkosten verschiedener „Wochenspeicher“-Systeme (LBST nach [VDE 2008])

3.6.2.4 Potenziale

Wasserstoff-Kavernenspeicher erreichen eine mehr als 60-mal höhere volumetrische Energiedichte als Druckluftspeicher (Stromeinspeicherung und Rückverstromung) und haben damit als einzige Technologie das Potenzial, den durch fluktuierende Erneuerbare anfallenden längerfristigen bzw. saisonalen Speicherbedarf zu decken (siehe auch [BMW 2009b]). Dieser wesentliche Punkt relativiert den eher niedrigen Wirkungsgrad der Wasserstoffrückverstromung, da bei einem Energiesystem mit hohem Anteil an Erneuerbaren sonst die einzige Alternative ist, deutlich mehr installierte Leistung vorzuhalten, um Versorgungsengpässe auszuschließen. Diese Reserveleistung kann entweder durch fossile Kraftwerke oder durch erneuerbare Energie-Anlagen dargestellt werden; beide Alternativen führen hohen Investitionsbedarf sowie niedrige Auslastung mit sich. Vor diesem Hintergrund erscheint der Einsatz von Wasserstoffspeicherung trotz des geringeren Wirkungsgrades logisch und sinnvoll, auch da die Energie, die im Wasserstoff gespeichert wird, sonst ganz verloren ginge.

3.6.3 Wirtschaftlichkeit der Rückverstromung von Wasserstoff

Da die Strombörse ein effektiver Indikator für das Gleichgewicht aus Stromangebot und -nachfrage ist, ist es sinnvoll, die Betriebsstrategie von Speichieranlagen am Verlauf der Spotmarktpreise zu orientieren. Abbildung 48 zeigt eine Jahresdauerlinie des EEX-Spotmarktpreises [EEX 2009b] und darauf basierend eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit einer auf diese Weise betriebenen H₂-Speichieranlage, bestehend aus Elektrolyseur, Speicher, und GuD-Rückverstromung mit der doppelten Leistung des Elektrolyseurs. Die Anlage würde bei niedrigen Preisen (links) Strom kaufen und Wasserstoff produzieren (rote Fläche links entspricht Stromkosten), und diesen bei hohen Börsenpreisen rückverstromen, um den Strom wiederum an der Börse zu verkaufen (grüne Fläche rechts entspricht Erlösen). Die Betriebsstunden sind bereits auf Maximierung der Marge aus Verkaufserlösen und Stromkosten optimiert.

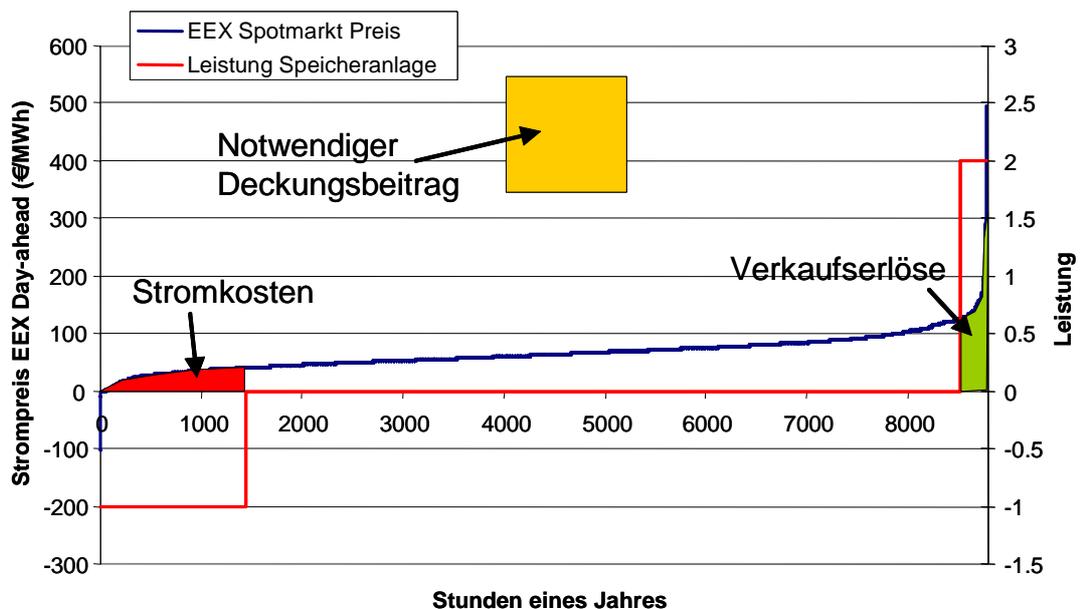


Abbildung 48: Auslegung einer Betriebsstrategie basierend auf Börsenpreisen

Es ist leicht zu erkennen, dass der ebenfalls dargestellte ungefähre Deckungsbeitrag, den eine solche Anlage für den wirtschaftlichen Betrieb bräuchte, mit dieser Marge nicht erzielt werden kann, auch nicht bei deutlichen höheren Börsenpreisen. Daher sind solche Anlagen auf einen wirksamen Marktanzreiz aus der Politik angewiesen. Ein Beispiel wäre ein technologiespezifischer Bonus oder Hebel auf den Börsenstrompreis; dieser würde die Kostendeckung steigern und gleichzeitig Orientierung der Betriebsstrategie an der Börse beibehalten.

Für die Betrachtung des Versorgungsnetzwerkes mit Wind-Wasserstoff in Kapitel 4 wurde die Option der stationären Rückverstromung außer Acht gelassen, da sie voraussichtlich erst nach 2020 erforderlich wird, wenn sehr hohe Anteile erneuerbarer Energien ins Netz integriert werden sollen.

3.7 Gesamter Wasserstoffbedarf in Hamburg und Schleswig-Holstein

Tabelle 11: Industrielle Wasserstofferzeugung bzw. -bedarf in der Hamburger Metropolregion

Unternehmen	H ₂ -Verbrauch 2008	Entwicklung	Substitutionspotenzial (Nm ³ H ₂ /a)
ADM Hamburg Aktiengesellschaft Werk Noblee & Thörl	1,7 Mio. Nm ³	---	1,7 Mio.
ArcelorMittal Hamburg GmbH	ca. 200 Mio Nm ³ (Wasserstoffreiches Synthesegas)	---	41,5 Mio.
Aurubis AG	---	bis zu 3,3 Mio Nm ³ /a	3,3 Mio.
Bayer Material Science AG	108 Mio. Nm ³	---	40 Mio.
Dow Deutschland Anlagengesellschaft mbH	20% von 270 Mio Nm ³ sind Eigenbedarf	---	---
Holborn Europa Raffinerie GmbH	278 Mio. Nm ³	Ausbau um 115 Mio Nm ³ /a möglich	130 Mio.
H&R Ölwerke Schindler GmbH	4,3 Mio. Nm ³	---	4,3 Mio.
Sasol Wax GmbH	ca. 2 Mio Nm ³	---	---
Vattenfall Europe AG	245.000 Nm ³	Mehrbedarf in den kommenden Jahren 400.000 Nm ³ /a	---
YARA Brunsbüttel GmbH	1.600 Mio. Nm ³	---	50 Mio.
Luftfahrt	---	nach 2020 evtl. 700.000 Nm ³ /a (LH ₂)	700,000
Potenzieller Bedarf (Nm³/a)			271.5 Mio.
Potenzieller Bedarf (t/a)			24,400

Tabelle 11 fasst den ermittelten industriellen Wasserstoffbedarf für die Region Hamburg und Schleswig-Holstein zusammen. Ausgewiesen wird der Verbrauch im Jahr 2008, wo verfügbar die mögliche Entwicklung bis 2020, und das daraus abgeleitete Substitutionspotenzial mit Wasserstoff aus Windenergie.

Abbildung 49 zeigt, nach Landkreisen aggregiert, den angenommenen Wasserstoffbedarf für Industrie und Verkehr. Es wird deutlich, dass der industrielle Bedarf sich auf

Brunsbüttel und Hamburg beschränkt, und in diesen Regionen den erwarteten Verbrauch im Verkehrssektor deutlich übersteigt. Insgesamt ist der Industriebedarf 2020 fast sechsmal so hoch wie der Verkehrsbedarf in der Region. Jedoch ist die angenommene Marktdurchdringung von Wasserstofffahrzeugen im Jahr 2020 mit ~1% noch sehr niedrig; ab ca. 5-8% Marktdurchdringung von Wasserstofffahrzeugen würde der Verkehrsbedarf mit dem Industriebedarf gleichziehen. Bei einer erfolgreichen Einführung und Verbreitung von Wasserstofffahrzeugen kann dies vor 2030 der Fall sein.

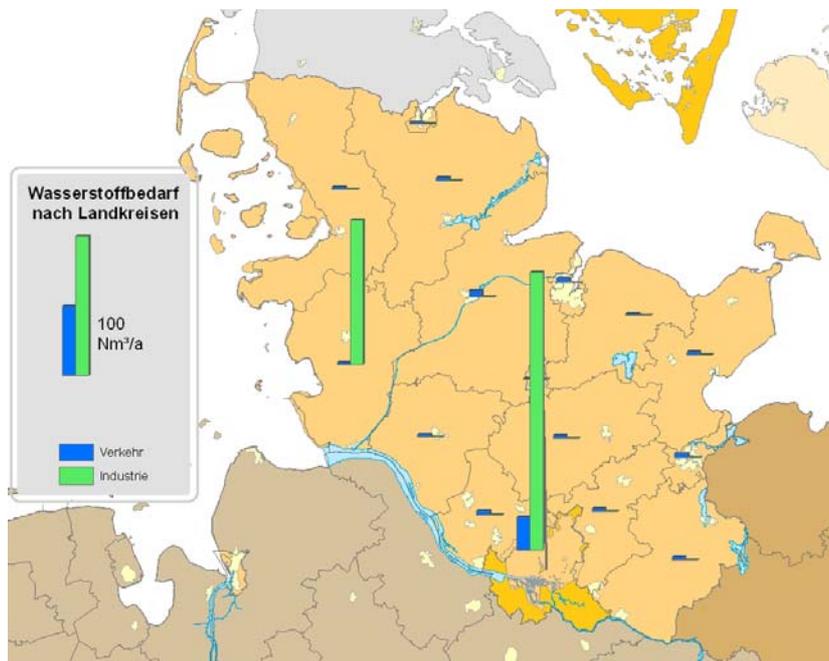


Abbildung 49: Überblick über den Wasserstoffbedarf für Verkehr und Industrie 2020

3.8 Zusammenfassung wesentlicher Erkenntnisse

Wasserstoff wird an vielen Stellen in der chemischen und Grundstoffindustrie verwendet, auch im Raum Hamburg und Schleswig-Holstein. Günstige Voraussetzungen für Wind-Wasserstoffnutzung haben vor allem die Firma Bayer (Brunsbüttel), die einer der größten Verbraucher von Wasserstoff in der Region ist und mit der Substitution von erdgas-basiertem Wasserstoff durch erneuerbaren Wasserstoff ihre CO₂-Reduktionsziele unterstützen könnte. Ein weiteres gut geeignetes Einsatzgebiet ist die Fetthydrierung von Nahrungsmitteln; diese hat zwar einen vergleichsweise geringen Wasserstoffbedarf, aber hier werden in Zukunft Wettbewerbsvorteile durch Verbesserung des „Product Carbon Footprints“ erwartet.

Weiterhin kann Wasserstoff bei der Stahlerzeugung der ArcelorMittal Midrex-Anlage in Hamburg verwendet werden; dies erfordert jedoch eine empirische Erprobung mit steigendem H₂-Anteil und Evaluierung der Einflüsse auf die Prozessführung und Produktqualität. Auch in der Kupferproduktion bei Aurubis in Hamburg kann extern zugeführter Wasserstoff zur Substitution von Erdgas im Anodenofen nach Umbaumaßnahmen und Testläufen eingesetzt werden.

Konkurrierende Erzeugungspfade für Wasserstoff aus Windenergie existieren unter anderem durch die partielle Oxidation von Schwerölbestandteilen bei YARA in Brunsbüttel: hierdurch kann zu sehr niedrigen Kosten Wasserstoff hergestellt werden, und die günstige Verfügbarkeit des Ausgangsstoffs wird nach 2012 zunehmen, da dann kein Schweröl mehr für die Küstennahe Schifffahrt verwendet werden darf; andererseits könnte die dann erforderliche Entschwefelung des Schweröls den Wasserstoffverbrauch steigern. Auch die Holborn-Raffinerie in Hamburg kann die H₂-Produktion noch ausdehnen.

Insgesamt wurde das mögliche Substitutionspotenzial für industrielle Anwendungen mit Wind-Wasserstoff zu ca. 276 Mio. Nm³ / a hochgerechnet.

Der künftige Verkehrssektor ist eine weitere Abnahmemöglichkeit für Wasserstoff. Abgeleitet aus der GermanHy-Studie und Industriestudien wird davon ausgegangen, dass in der Region Hamburg und Schleswig-Holstein im Jahr 2020 etwa 70 Wasserstoff-tankstellen installiert sein werden, welche insgesamt einen Wasserstoffumsatz von bis zu ca. 44 Mio. Nm³/Jahr erzielen. Weiterhin wird ein geringer Bedarf an Flüssigwasserstoff für den Flughafen Hamburg angenommen, wo bis 2020 der Einsatz von Flugzeugen mit Brennstoffzellen-APU denkbar ist.

Eine weitere Anwendung ist die Rückverstromung von Wasserstoff, der zuvor in Salzkavernen gespeichert wurde, um gesicherte, abrufbare Leistung aus fluktuierendem erneuerbarem Strom bereitzustellen. Eine solche Speicherung von Wasserstoff kann durch ihre hohe Energiedichte künftig wirtschaftlicher als die adiabatische Druckluftspeicherung in Kavernen sein, und stellt die einzige verfügbare Speichertechnik zur wirtschaftlichen Stromspeicherung über 48h hinaus und für Mengen über 10 GWh dar. Die Rückverstromung benötigt aber auf jeden Fall wirtschaftliche Anreize, um sich durchsetzen zu können, selbst wenn Wasserstoff nur aus Börsenniedrigpreisstrom erzeugt und der Strom bei Hochpreiszeiten verkauft wird. Eine Möglichkeit, bei der Rückverstromung die Kosten zu senken, ist die „Beimischung“ des Wasserstoffs in existierenden erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerken anstelle des Baus von ausschließlich wasserstoffbefeuerten Rückverstromungsanlagen.

Vor einer großtechnischen Umsetzung der Wasserstofferzeugung aus überschüssigem Windstrom werden Demonstrationsprojekte zur Sammlung wichtiger Erfahrungen hinsichtlich des Aufbaus und Betriebs der Wasserstoffinfrastruktur benötigt. Die hier genannten Anwendungen eignen sich prinzipiell für eine solche Demonstration. Vor allem

der Standort Brunsbüttel kann hier interessant sein, da sich in dessen Nähe zum einen ein stark belasteter Netzknoten und zum anderen ein Salzstock befindet, der für den Bau von Salzkavernen geeignet ist und für dessen Nutzung die vor Ort ansässige Industrie bereits eine Konzession hat.

4 ENERGIESYSTEMATISCHE BETRACHTUNG UND SZENARIENANALYSE

4.1 Zugrunde gelegtes Betriebsmodell für Elektrolyseanlagen

Im Folgenden wird, aufbauend auf den Erkenntnissen zu Überschussstrommengen sowie gesetzlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen aus den vorigen Kapiteln, eine Betriebsstrategie für Elektrolyseanlagen zur Windwasserstoffproduktion abgeleitet. Dabei werden technische und betriebswirtschaftliche Aspekte berücksichtigt, die insbesondere im Zusammenhang mit der Technologiewahl, Standortentscheidung, Strombezugsstrategie, Kapazitäts- und Speicherbedarfsbestimmung sowie mit den technologie-spezifischen Kosten und Erlösen stehen.

Es wurde gemäß dem Grünbuch 2020 [MWV 2007] und konsistent mit Kapitel 2.1.2 angenommen, dass in Schleswig-Holstein im Jahr 2020 4 GW Onshore-Windenergie installiert und 3,15 GW Offshore-Windenergie angelandet sind. Windparks wurden aus dem EEG-Anlagenregister ermittelt, indem jeweils Windkraftanlagen, bei denen Postleitzahlen und die ersten 30 Ziffern des EEG-Schlüssels gleich sind, zusammengefasst wurden. Die Gesamtleistung der Windparks wurde anschließend skaliert, um den o.g. Wert zu erreichen. Dies basiert auf der Annahme, dass an allen Standorten etwa gleichmäßig Repowering und Ausbau betrieben wird.

4.1.1 Stand der Technik der Elektrolyse und Technologiewahl

Atmosphärische (drucklose) alkalische Elektrolyse von Wasser ist seit ca. 100 Jahren Stand der Technik. Auch Druckelektrolyseure, die bei einem Druck von 20 bis 30 bar arbeiten, sind seit längerem kommerziell verfügbar. Dennoch existieren weltweit nur wenige große Elektrolyseanlagen. Die größte Anlage steht am Assuan-Staudamm/Ägypten (156 MW_{el}) und der größte Druckelektrolyseur befindet sich in Cuzco/Peru (22 MW_{el}). Beim Elektrolyseprozess selbst entstehen keine Treibhausgase. Bei der CO₂-Bilanz der Wasserstoffproduktion müssen jedoch die spezifischen Emissionen berücksichtigt werden, die bei der Bereitstellung des Stroms verursacht werden. Darüber hinaus können Elektrolyseure, wie Brennstoffzellen, als eine modulare Technologie betrachtet werden. Dadurch ist deren Kapazität praktisch beliebig skalierbar. Das spezifische Investment von Elektrolyse ist relativ hoch, jedoch tragen die Stromkosten ab einer mittleren Auslastung in der Regel stärker zu den Gestehungskosten bei als die Kapitalkosten.

Obwohl die Aktivität auf dem Elektrolyseurmarkt heute gering ist, wird die Technologie in Anbetracht der zunehmenden Verfügbarkeit von erneuerbarer Energie in Zukunft von höchstem strategischem Interesse sein. Die größten Potenziale für den Wasserstoff würden sich dabei im Einsatz als klimafreundlicher Treibstoff sowie zur Langzeit-speicherung des Stroms aus erneuerbaren Energien ergeben. Neuere Technologietrends gehen in Richtung PEM-Elektrolyse, die mittelfristig höhere Leistungsdichten verspricht,

sowie in Richtung der Hochtemperaturelektrolyse, die vor allem zusammen mit der Nutzung der Hochtemperaturwärme besondere Synergien erwarten lässt.

Ausgehend vom derzeitigen Stand der Technik wird für weitere Betrachtungen angenommen, dass die Produktion von Windwasserstoff ausschließlich mit Druckelektrolyseuren durchgeführt wird. Diese haben den Vorteil, dass damit bei der anschließenden Konditionierung des Wasserstoffs die erste Kompressionsstufe, die besonders raum-, energie- und kostenaufwändig ist, eingespart werden kann. So können Nettowirkungsgrade von 62 bis 70% (basierend auf dem unteren Heizwert) erreicht werden. Außerdem können Druckelektrolyseure prinzipiell relativ schnelle Lastwechsel fahren und, sofern sie auf ungefähr konstantem Temperaturniveau ($\sim 80^\circ\text{C}$) gehalten werden, auch ohne nennenswerte Lebensdauerverkürzung ein- und abgeschaltet werden. Dies kann grundsätzlich durch Kühlung bei hoher Last und durch Warmhaltung im so genannten „warmen Stand-By“ bei niedriger Last erreicht werden. Die zusätzliche Vorrichtung verursacht zwar einen gewissen Energieaufwand, dieser kann aber vergleichsweise gering gehalten werden [Wenske 2009].

4.1.2 Standortwahl

Als Standorte für größere Elektrolyseanlagen sind prinzipiell Netzknoten im besonderen Maße geeignet, da hier verschiedene Leitungsstränge ohne eine zusätzliche Beanspruchung anderer Leitungen gezielt angezapft werden können. Vor allem der Bereich Dithmarschen (Heide-Brunsbüttel) sowie der Bereich Nordfriesland (Niebüll) sind momentan durch die hohe installierte Windleistung zeitweise stark belastet. Die geplanten 110 kV-Netzausbauten Heide-Pöschendorf und Breklum-Flensburg [E.ON Netz 2008b] werden diese Situation nur kurzfristig entschärfen, da sich für dieses Gebiet auch große Repowering-Potenziale erwarten lassen. Aus heutiger Sicht können daher die 110 kV-Netzknoten bei Heide und Niebüll als viel versprechende zentrale Standorte für Elektrolyseanlagen identifiziert werden. Darüber hinaus könnte sich in Anbetracht der geplanten Einspeisung der Offshore-Windparks auch bei Brunsbüttel ein geeigneter Standort ergeben. Hier wird angenommen, dass ein Schaltfeld sowie eine Transformatorstation errichtet werden muss, um die Elektrolyseure auf Mittelspannungsebene anzuschließen.

Eine weitere Option stellt prinzipiell die Ansiedlung kleinerer dezentraler Elektrolyseanlagen direkt an den Einspeisepunkten großer Windparks dar. Einerseits würde das zwar die lokalen Netze (vom Windpark zum Netzknoten) noch stärker entlasten, andererseits ist aber die Speicherung/Einsammlung des erzeugten Wasserstoffs (z.B. bei Verflüssigung) aufwändiger, da sich an den einzelnen Standorten deutlich geringere Wasserstoffmengen ergeben würden. Hierbei wird angenommen, dass die Elektrolyseure ohne zusätzlichen großen Aufwand auf der elektrischen Seite angekoppelt werden können.

Eine weitere Möglichkeit ist schließlich die Errichtung von Elektrolyseanlagen direkt an den Offshore-Windparks verbunden mit dem Abtransport des Wasserstoffs über Seepipelines oder Schiffe [Stiller 2001]. Dabei sind prinzipiell zwei Varianten denkbar:

- Bei der „entweder-oder“ Anbindung wird der Windpark entweder mit einer Elektrolyseanlage (aber ohne Netzanbindung) versehen oder an das Stromnetz (aber ohne Elektrolyse) angeschlossen.
- Bei der „sowohl-als-auch“ Anbindung hingegen verfügt jeder Windpark sowohl über eine eigene Elektrolyseanlage als auch über einen gewöhnlichen Netzanschluss.

Die erste Variante hat den Nachteil, dass keine Flexibilität bezüglich des Betriebs der Elektrolyseurs besteht: Der Strom, den der Windpark mit eigener Elektrolyseanlage erzeugt, muss zu jeder Zeit komplett zur Wasserstoffproduktion verwendet werden, während der Strom aus dem Windpark mit Netzanschluss entsprechend eingespeist werden muss. Netzengpässe können so nur begrenzt verhindert werden. Auch wird Wasserstoff zu Zeiten erzeugt, in denen kein Netzengpass besteht. Die zweite Variante bietet in dieser Hinsicht zwar mehr Flexibilität, verursacht jedoch höheren Investitionsbedarf, da sowohl eine Leitungsanbindung ans Stromnetz als auch eine Wasserstoffleitung gelegt werden müsste. Hinzu kommt, dass die Kosten für umbauten Raum im Offshore-Raum sehr hoch sind. Darüber hinaus wären so die Zugänglichkeit zu den Elektrolyseanlagen deutlich erschwert und damit die Installations- und Wartungskosten entsprechend höher [Stiller 2001]. Aus diesem Grund wird die Errichtung von Elektrolyseanlagen direkt an den Offshore-Windparks nicht weiter betrachtet.

Für das im weiteren betrachtete Versorgungsszenario wurden die an der Westküste liegenden Windkraftanlagen grob geographisch den Netzknoten Niebüll, Heide und Büttel zugeordnet (siehe Abbildung 50). Den drei Knoten wurden insgesamt ca. 55% der gesamten Onshore-Leistung zugeordnet (2,25 GW). Die Leistung aus Offshore-Wind wurde dem Knoten Büttel zugeordnet. Insgesamt kann also über die drei Netzknoten auf 5,4 GW Windenergieleistung zugegriffen werden (14% in Heide, 16% in Niebüll und 70% in Büttel).

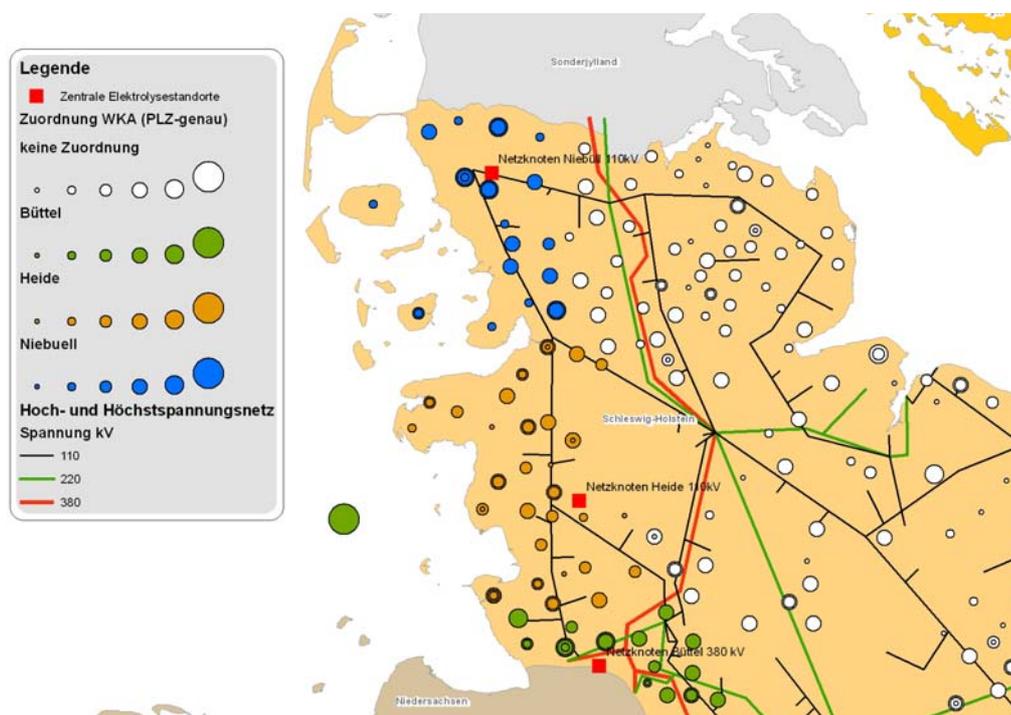


Abbildung 50: Zuordnung der WKAs zu Netzknoten für zentrale Elektrolyseanlagen

4.1.3 Betriebsstrategie und Strombezug

Einzelne Elektrolyseanlagen werden in dem zugrunde gelegten Betriebsmodell grundsätzlich entweder auf 100% Last gefahren oder auf 0% Last im so genannten „warmen Standby“ gehalten, um die Lebensdauer der Anlage nicht zu verkürzen. Der Strom wird dabei vom Spotmarkt mithilfe von Kaufgeboten mit einem Preislimit bezogen. In Stunden, in denen der Spotmarktpreis unter diese Schwelle fällt, wird der Elektrolyseur mit 100% Last betrieben, und in Stunden, in denen der Preis über der Schwelle liegt, ist er abgeschaltet. Durch Überlagerung vieler Elektrolyseanlagen mit individuellen Betriebsstrategien und Strompreisschwellen ergibt sich hierdurch eine gewisse Modulation des Gesamtstrombedarfes der Elektrolyse.

Dem gegenüber steht ein modulierter Betrieb, der einer Rampenfunktion zwischen zwei Preisschwellen folgt, während unterhalb der unteren Schwelle Volllast gefahren wird und oberhalb der oberen Schwelle der Elektrolyseur abgeschaltet ist. Dadurch ergeben sich jedoch stets höhere durchschnittliche Strombezugskosten als bei der oben beschriebenen binären Fahrweise.

Die Bandbreite der Jahresauslastung der Elektrolyseure ist nach unten durch die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffherzeugung begrenzt; zu geringe Auslastung resultiert nach Umlegung der Kapitalkosten auf den erzeugten Wasserstoff in hohen spezifischen

Wasserstoffkosten. Dies wird teilweise durch die niedrigen durchschnittlichen Stromkosten kompensiert, wenn der Elektrolyseur nur zu Niederpreisleistungen betrieben wird. Nach oben ist die Jahresauslastung dagegen vor allem durch die übergeordnete Aufgabe begrenzt, vorwiegend Überschussstrom zu verwenden und in kritischen Situationen mit zu hohem Windstromangebot einen Beitrag zur Netzstabilisierung zu leisten. Hierfür ist eine gewisse zeitliche Flexibilität des Einsatzes gefordert, die bei zu hoher Auslastung nicht mehr vorhanden ist.

Zusätzlich kann Regelleistung (Minutenreserve) angeboten werden, was auch zu Stillstandszeiten des Elektrolyseurs Einnahmen sichert; hierbei müssen eventuell kleine Anlagen zusammengefasst werden („pooling“), um das Mindestvolumen von 15 MW Regelleistung zu erreichen. Allerdings erhöht die Bereitstellung von Regelleistung den Betriebs- und Planungsaufwand (siehe Kapitel 2.2.3) und bedingt das Fahren der Anlage in 4-Stunden-Blöcken (gegenüber 1-Stunden-Blöcken, wenn keine Regelleistung angeboten wird). Es wird angenommen, dass sich durch die Abgabe von Kaufgeboten basierend auf Preisprognosen (siehe Kapitel 2.2.4) und des gegebenenfalls notwendigen Ausgleichs über den Intraday-Markt in Summe keine Veränderung der Preiskurve ergibt.

Optional kann für die zentrale Produktion die durch Einspeisemanagement aus dem Netz verbannte Leistung genutzt werden, unter der Annahme, dass sich zwischen der Erzeugung und Netzknoten keine Engpässe ergeben.

Strombezug von der Börse bedeutet prinzipiell, dass „grauer Strom“²⁸ für die Elektrolyse eingesetzt wird. Physikalisch stammt der Strom bei Aufstellung in der Nähe der Windparks jedoch zu einem hohen Anteil aus Windenergie, welche ganz oder teilweise aufgrund der lokalen Netzsituation und des Angebot-Nachfrage-Gleichgewichts sonst nicht genutzt werden könnte. Die Koppelung des Börsenpreises an das Windangebot stellt dies sicher. Mittelfristig wird die Menge des Überschussstroms und damit auch der Windstromanteil für die Elektrolyse ansteigen (siehe Kapitel 2.1). Des Weiteren würde der Spotmarktpreis (day-ahead oder intraday) vermutlich auch als Paritätspreis für die Bestimmung des Stromübergabepreises bei direkten Lieferverträgen mit Windparkbetreibern herangezogen werden, da dies die ökonomisch sinnvollste Alternative zu EEG-Einspeisung ist.

4.1.4 Kapazität und Speicherbedarf

Die Leistung der zu installierenden Elektrolyseanlagen orientiert sich an der verfügbaren Netzkapazität, der zu erwartenden Überschussleistung und -strommenge sowie der Auslastung der Elektrolyseanlagen. Im Folgenden wird basierend auf Kapitel 2 an den in Frage kommenden Standorten im Zeithorizont 2020 die maximal mögliche Elektrolyseleistung auf insgesamt 1.619 MW begrenzt. Dies entspricht 30% der

²⁸ Grauer Strom: Strom ohne Herkunftsnachweis (erneuerbare oder fossile Energiequellen)

vorgeschalteten, installierten Windleistung im Jahr 2020. Dieser Wert liegt deutlich unter dem in Kapitel 2 ermittelten Maximalwert der Überschussleistung von 4,4-5 GW im Jahr 2020 und erscheint daher für Elektrolyse als realistischer Wert. Entsprechend wird damit in Anbetracht der erwarteten Überschussstrommengen und -zeitdauern (siehe Kapitel 2.1) eine höhere Auslastung der Elektrolyseure erreicht als bei deren Dimensionierung auf die maximale Überschussleistung (siehe auch Abbildung 53). Weiterhin kann durch diese Beschränkung der Leistung im Falle von Einspeisemanagement-Einsätzen, bei denen die einspeisbare Leistung bei 60% oder niedriger gedeckelt wird, die Elektrolyse nahezu immer unter Volllast betrieben werden, vorausgesetzt, dass zwischen dem Windpark und der Elektrolyseanlage keine Netzüberlast auftritt.

Die zugrunde gelegte Dimensionierung basiert auf einer Reihe von Annahmen und Umständen wie den zu erwartenden Überschussstrommengen, eventuellen sonstigen Maßnahmen zur zeitlichen Verschiebung von Lasten und Erzeugung und den Kapazitäten der Netze sowie Exportmöglichkeiten. Mit Blick auf den über die Jahre steigenden Überschussstromanteil (siehe Abbildung 33) wird deutlich, dass der o.g. Wert von 30% keineswegs als zeitunabhängige Konstante angenommen werden kann. Für die Zeit vor 2020 sollte eher von niedrigeren Werten ausgegangen werden.

Der Speicherbedarf ist abhängig von Jahresprofilen der Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff. Die Nutzung wurde als über das Jahr konstant angenommen. Die Erzeugung ist über die Spotmarktpreise an die Winderzeugung gekoppelt und daher nicht konstant über das Jahr verteilt (typischerweise höhere Erzeugung im Winter als im Sommer). Der Speicherbedarf ist von der Kapazitätsauslastung abhängig und wird anhand der Spotmarktpreise des Referenzjahres 2008 ermittelt. Durch zeitliche Integration der Differenz zwischen fluktuierender Erzeugung und konstantem Verbrauch über das Jahr wird die Füllmenge eines fiktiven Speichers ermittelt. Der Speicherbedarf ist die Differenz aus maximalem und minimalem Füllstand. Da die Verlaufskurve in einem anderen Jahr stark von den Werten aus dem Referenzjahr abweichen kann, wird ein Sicherheitsaufschlag von 20% auf den so ermittelten Speicherbedarf gegeben.

4.1.5 Kosten und Erlöse

Im Folgenden werden die sich für den Betreiber von Elektrolyseanlagen ergebenden Aufwendungen und resultierenden Erlöse dargestellt und diskutiert.

4.1.5.1 Stromkosten (siehe Kapitel 4.1.3)

Abbildung 51 zeigt die durchschnittlichen Stromkosten für den Strombezug an der Börse im Referenzjahr 2008 in Abhängigkeit von der gewünschten Volllaststundenzahl (dementsprechend muss auch ein bestimmter Schwellenpreis an der Strombörse gewählt werden). Hierin ist unterschieden zwischen Betrieb in 1-Stunden-Blöcken (ohne Regelleistungsvermarktung) und 4-Stunden-Blöcken (mit Minutenreservevermarktung), sowie

ob Überschussstrom aus Einspeisemanagement-Einsätzen mitgenutzt wird oder nicht. Für die Kurve im Diagramm wurden die Einsätze in der Region Dithmarschen (siehe Kapitel 2.2.5) sowie ein Preis von 1 ct/kWh für den durch Einspeisemanagement abgeregelten Windstrom angenommen. Der Betrieb in 4-Stunden-Blöcken bewirkt kaum eine Veränderung gegenüber dem Betrieb in 1h-Blöcken, wohingegen die „Mitnahme“ des Einspeisemanagements vor allem im unteren Lastbereich eine deutliche Senkung des durchschnittlichen Strompreises bewirkt.

Für die Strompreise werden zwei Alternativen angenommen:

- ein Hochpreispfad, in dem gemäß [IfnE 2009] angenommen wird, dass das Preisniveau bis 2020 gegenüber 2008 um 50% ansteigt. Das Diagramm in Abbildung 51 wird für die Berechnung der Wasserstoffkosten entsprechend skaliert.
- ein Niedrigpreispfad, in dem die Strompreise von 2008 bis 2020 unverändert angenommen werden.

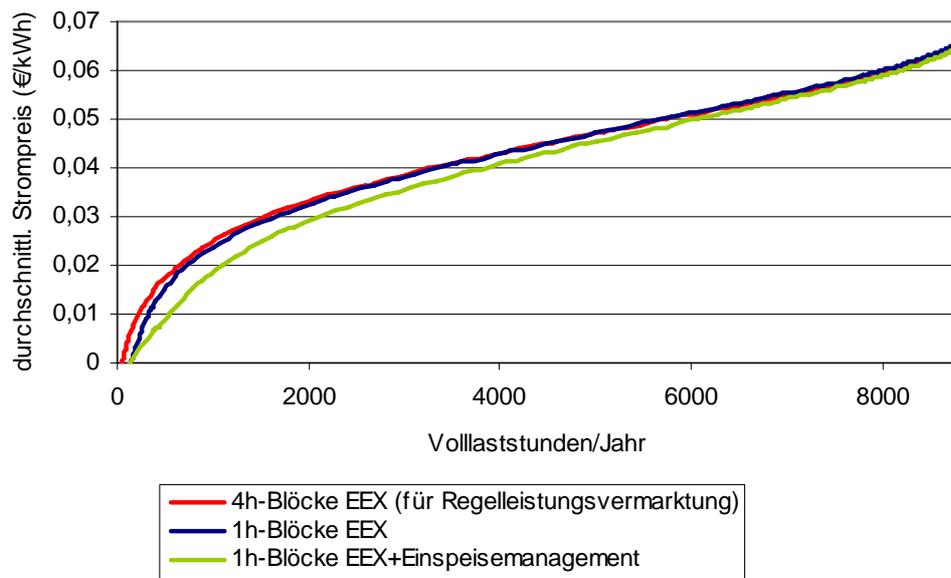


Abbildung 51: Durchschnittlicher Strombezugspreis in Abhängigkeit von Auslastung

Die Skalierung des Strompreisverlaufes basiert auf der Annahme, dass sich die verstärkte Einspeisung erneuerbarer Energien (die die Variation vergrößern) mit dem verstärkten Einsatz von steuerbaren Lasten wie z.B. der Elektrolyse (die die Variation dämpfen) die Waage halten wird. Prinzipiell könnte auch angenommen werden, dass Überschussstrom kostenlos verfügbar ist, weil er außer für Speicherung nicht genutzt werden kann. Dies würde bedeuten, dass der Spotmarktpreis über einen nennenswerten Anteil der Zeit negativ oder null wäre. Damit würden Anreize zum Bau weiterer Speicher geschaffen, die

mit ihrer Last wiederum zu einer Preisanhebung führen würden. Die Annahme von kostenlosem Strombezug ist daher unter Zugrundelegung von Wettbewerb unter mehreren Speicherbetreibern bestenfalls in einer Anfangsphase gerechtfertigt.

4.1.5.2 Anlagenkosten durch Kapitalbindung und Betriebskosten (siehe Kapitel 4.1.1)

Als Investitionsvolumen für ein großes Druckelektrolysemodul mit einer Produktion von ungefähr 1.500 Nm³/h (ca. 135 kg/h; elektrische Eingangsleistung ca. 6,8 MW) wird 2020 unter der Annahme größerer Produktionsstückzahlen ca. 900 €/kW_{el} erwartet [Wenske 2009]. Diese Zahl beinhaltet die benötigten Hilfsaggregate und vor-Ort-Infrastruktur sowie die Montage. Die jährlichen Betriebs-, Wartungs- und Personalkosten werden zu 3% der Investition angenommen. In Kontrast dazu wird in [NREL 2009] auf Basis von Herstellerumfragen ein Investitionsbedarf von etwa 370 bis 1600 US\$/ (kg H₂/d) für Elektrolyseure in einem „gesättigten Markt“ ermittelt; dies entspricht 180 bis 770 US\$ pro kW_{el}. Ein Wert von 380 US\$/kW_{el} wird von den Verfassern als realistisch eingestuft; bei einem Umrechnungskurs von 1.20 entspräche das 320 €/kW_{el}. Trotzdem sind die folgenden Analysen hauptsächlich auf die Annahme von [Wenske 2009] gestützt, da diese für das Jahr 2020 realistischer erscheint.

Mit Zuhilfenahme der Annuitätenmethode²⁹ bei einer jährlichen Verzinsung von 8% sowie einer Lebensdauer von 20 Jahren betragen die jährlichen Gesamtkosten für einen Elektrolyseur insgesamt 118,67 € pro kW elektrischer Eingangsleistung. Der Stromverbrauch wird zu 4,5 kWh/Nm³ angenommen, was einem Wirkungsgrad der Wasserstoffproduktion von 66,7% (bezogen auf den unteren Heizwert) entspricht. Der geringe Stromverbrauch zur Erhaltung des „warmen Standby“ wird vernachlässigt.

Des Weiteren wird eine Umspannung auf die Eingangsspannung der Elektrolyseure (gewöhnlich 20 kV) benötigt. Die Kosten der Umspannwerke für die Netzknoten Niebüll und Heide (110 kV) wurden von Vattenfall auf ca. 10-15 Mio. € geschätzt; für den Netzknoten Büttel (380 kV) wurde eine Investition von 20 Mio. € angenommen [Hustadt 2009].

4.1.5.3 Regelleistung

Bei der Vermarktung von Regelleistung wird jeweils der Gebotspreis gezahlt, nicht der Marktträumungspreis wie auf dem Spotmarkt. Es wird daher angenommen, dass bei gutem Marktverständnis im Durchschnitt 75% des Höchstzuschlagspreises für die Bereitstellung von Regelleistung erzielt werden können.

²⁹ Annuitätenmethode: Die einmalige Anfangszahlung (Investition) wird bei einer konstanten Verzinsung in eine regelmäßige Zahlungsreihe gleichmäßig auf die gesamte erwartete Lebensdauer der Anlage umgelegt.

Abbildung 52 zeigt die resultierenden Vermarktungserlöse je installierter Leistung der Bereitstellung von Regelleistung im Referenzjahr 2008 in Abhängigkeit von der Volllaststundenzahl der Elektrolyseanlagen. Die Abhängigkeit von der Auslastung wird durch den alternierenden Einsatz der Elektrolyseanlagen (positive Regelleistung bei Volllast; negative Regelleistung bei Leerlauf) verursacht. Die Summenkurve hat ein Minimum bei ca. 3.000 Volllaststunden; unterhalb dieses Werts wirkt sie dämpfend auf die Kapitalkosten und oberhalb dämpfend auf den mit der Auslastung ansteigenden Strompreis.

Die Regelleistungspreise werden bis 2020 als konstant angenommen, da sie eher von den Investitionen als von den Brennstoffkosten abhängig sind.

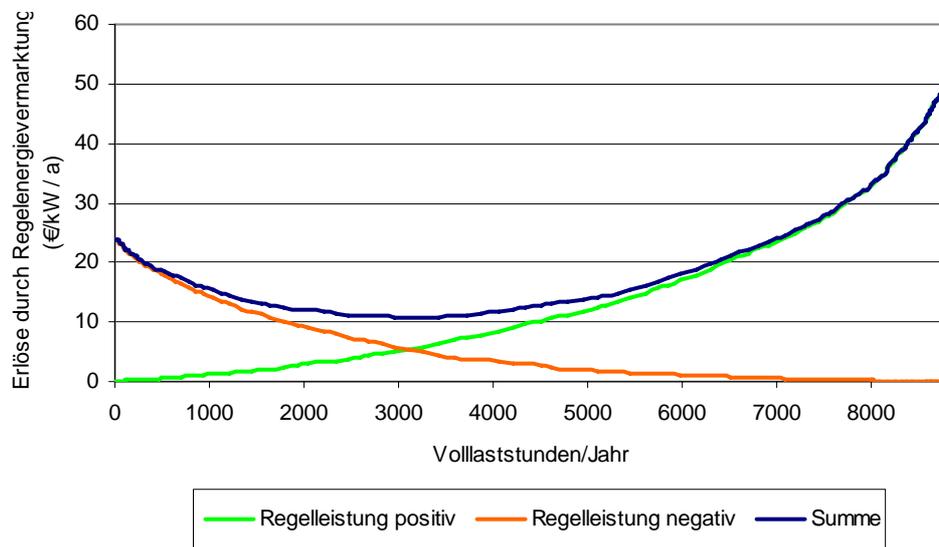


Abbildung 52: Vermarktungserlöse von Regelennergie

Normalerweise wird nur ein geringer Teil der vorgehaltenen Regelleistung tatsächlich abgerufen. Der Arbeitspreis bei Abruf kann so kalkuliert werden, dass er die finanziellen Unterschiede durch die vom regulären Betrieb abweichende Regelennergiebereitstellung ausgleicht. Deswegen können die Fälle der Abfrage vernachlässigt werden.

4.1.5.4 Verkaufserlöse für Wasserstoff

Die Verkaufserlöse ab Produktion richten sich nach den Abnehmern und deren Alternativen. Die Kosten, die für den Transport von Wasserstoff anfallen, schmälern dabei die Verkaufserlöse für den Produzenten. Um einen Paritätspreis zu ermitteln, müssen die Herstellung- und Lieferkosten von Wasserstoff aus Windenergie zu den Endkunden mit Alternativen (z.B. mit der Nutzung von Nebenprodukt-Wasserstoff oder der Herstellung

mit Dampfreformierung) verglichen werden. Durch Abzug der Lieferkosten kann so ein Preisniveau für den Verkauf von Wasserstoff ab Werk abgeschätzt werden.

Im Rahmen dieser Studie wurden ausschließlich die Verkaufserlöse durch Wasserstoff berücksichtigt. Dieses Vorgehen ist konservativ, da Verkaufserlöse durch die Elektrolyse-Nebenprodukte Sauerstoff (z.B. in der Industrie und in Krankenhäusern) und Wärme (z.B. Nahwärmenetz) unter Umständen möglich sind. Dies hängt jedoch vom Einzelfall (Betriebsregime, Nähe zu Abnehmermärkten, etc.) ab.

4.1.5.5 Eventuelle Förderungen

Damit Wasserstoff aus Windenergie ein konkurrenzfähiges Preisniveau erreicht, ist in der Anfangsphase politische Unterstützung oder Lenkung nötig. Die Förderung sollte dabei darauf abzielen, den oben genannten Paritätspreis aus der herkömmlichen Wasserstoffproduktion zu erreichen. Gleichzeitig sollten neben monetären (z.B. eingesparte CO₂-Zertifikate) auch nicht-monetäre (grünes Image) Umweltaspekte berücksichtigt werden.

4.2 Kosten, Potenziale und Speicherbedarf der Wasserstoffherzeugung in Schleswig-Holstein

In diesem Kapitel werden, basierend auf dem oben genannten Betriebsmodell, die zu erwartenden Mengen und Kosten der Wasserstoffherzeugung in Schleswig-Holstein in Abhängigkeit der durchschnittlichen Auslastung der Anlagen bestimmt.

4.2.1 Mögliche Erzeugungsmengen

Abbildung 53 zeigt einerseits Gesamterzeugungsmengen an Wasserstoff, die in Abhängigkeit von der Auslastung der Elektrolyseure und der Elektrolyseleistung (bezogen auf die an den Netzknoten vorgeschaltete Windenergieleistung) möglich sind, und andererseits den entsprechenden Stromverbrauch. Die benötigte Strommenge korreliert mit der getroffenen Abschätzung bzgl. der verfügbaren Menge an Überschussstrom in Schleswig-Holstein von 1-4 TWh im Jahr 2020 (siehe Kapitel 2.1.2), vorausgesetzt, dass die Volllaststundenzahl bei hoher installierter Elektrolyseleistung nicht zu hoch gewählt wird.

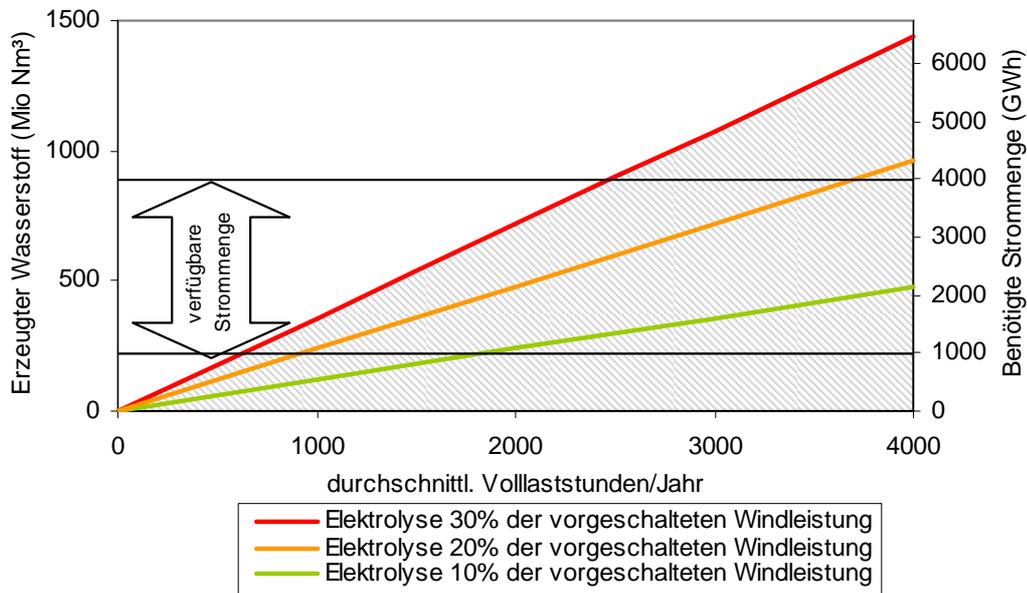


Abbildung 53: Mögliche Erzeugungsmengen und benötigte Strommenge

Bei dieser Betrachtung wird der zusätzliche Strombedarf für die eventuelle Konditionierung des Wasserstoffes (insbesondere bei Verflüssigungsprozessen) vernachlässigt. Hierzu werden jedoch in Kapitel 4.3 weitere Aussagen gemacht. Für die weiteren Betrachtungen in Kapitel 4.3 wurde außerdem davon ausgegangen, dass die Elektrolyseure mit maximal 4.000 Jahresvolllaststunden betrieben werden sollen, um dadurch ausreichend Betriebsflexibilität für den Netzausgleich gewährleisten zu können.

4.2.2 Spezifische Produktionskosten

Abbildung 54 zeigt die resultierenden Wasserstoffherstellungskosten unter Berücksichtigung von Strompreisen, spezifischen Anlagenkosten sowie ggf. Einnahmen aus Bereitstellung der Regelleistung und Ersparnisse durch Nutzung von Einspeisemanagement-Strom (siehe Kapitel 4.1.5). Die Umspannung von der 110/380 kV-Ebene wurde berücksichtigt. Es wird deutlich, dass die Kosten maßgeblich durch das Strompreinsniveau beeinflusst werden, während Regelleistungsvermarktung und die Mitnahme von Einspeisemanagement-Strom nur einen geringen Einfluss haben.

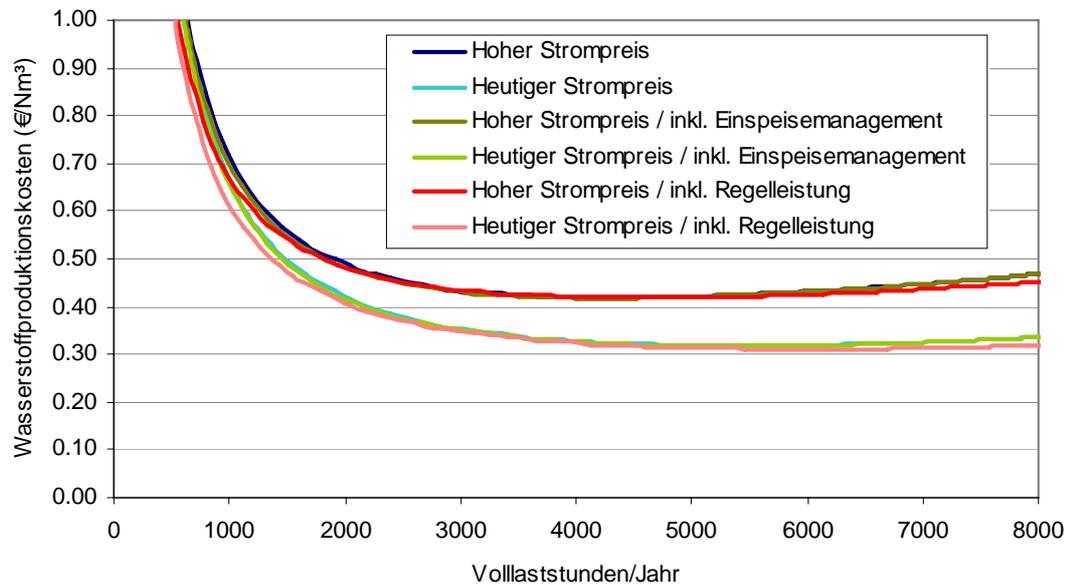


Abbildung 54: Resultierende Wasserstoffproduktionskosten

Eine wichtige Erkenntnis ist weiterhin, dass die Kostenfunktion im mittleren Auslastungsbereich ein Minimum aufweist. Dies ist in den durchschnittlichen Stromkosten begründet, die mit zunehmender Anzahl der Volllaststunden ansteigen und die Ersparnis aus höherer Auslastung der Anlage überkompensieren. Je höher der Strompreis, desto mehr verschiebt sich das Minimum in Richtung geringerer Auslastung. Bei einem konstanten Strompreis (wie beispielsweise bei Zugrundelegung der EEG-Vergütung) würde im Gegensatz hierzu kein Minimum auftreten. Die Sensitivitäten bezüglich der Elektrolyseurkosten und der Zusammenhang mit dem Strompreis ist in Abbildung 55 vertieft. Es wird deutlich, dass niedrigere Elektrolyseurkosten (hier basierend auf Zahlen von [NREL 2009]) das Kostenminimum absenken und nach links verschieben. Unter der Annahme, dass der Strom kostenlos zur Verfügung stünde (weil als Überschussstrom nicht anderweitig nutzbar), würden sich im mittleren Auslastungsbereich deutlich niedrigere Wasserstoffkosten ergeben. Diese Annahme ist jedoch unter der Zugrundelegung von Wettbewerb mehrerer unabhängiger Speicherbetreiber bestenfalls in einer frühen Phase gerechtfertigt (siehe Kapitel 4.1.5.1)

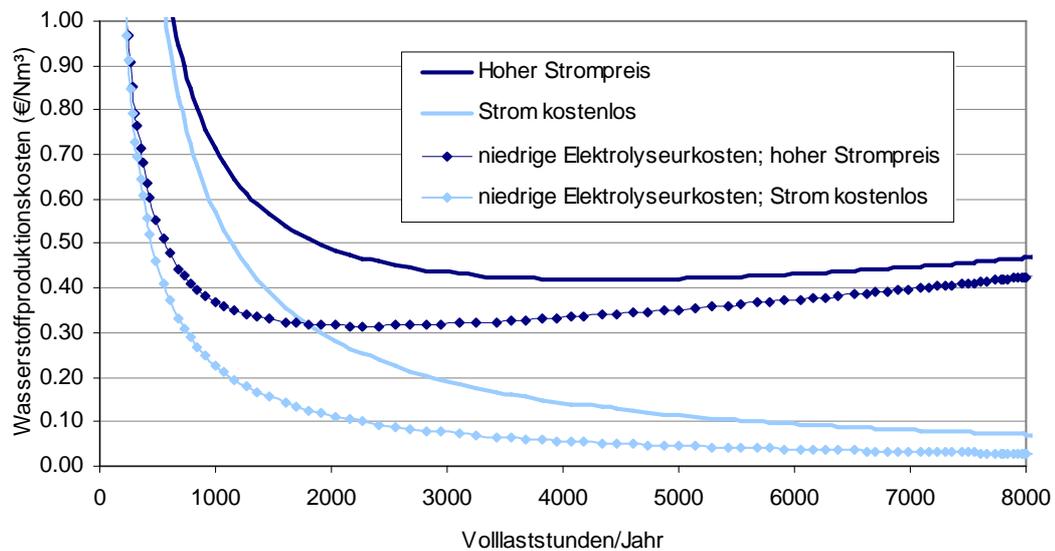


Abbildung 55: Sensitivität der Wasserstoffproduktionskosten

4.2.3 Speicherbedarf und -kosten

Der Speicherbedarf zur zeitlichen Verstetigung der Wasserstoffabgabe wurde für das Referenzjahr 2008 gemäß Kapitel 4.1.4 in Abhängigkeit von der Auslastung und dem Strombezug bestimmt und mit einem 20%igen Sicherheitsaufschlag versehen. Das Ergebnis ist in Abbildung 56 dargestellt. Bei hoher Auslastung wird der Speicherbedarf geringer, da hier die Produktion zeitlich verstetigt wird. Der maximale Speicherbedarf fällt bei mittlerer Auslastung an und beträgt ca. 8% der maximalen theoretisch möglichen Jahreserzeugungsmenge bei 8.760 Volllaststunden, d.h., der Speicher muss die Erzeugung von 700 Stunden aufnehmen können.

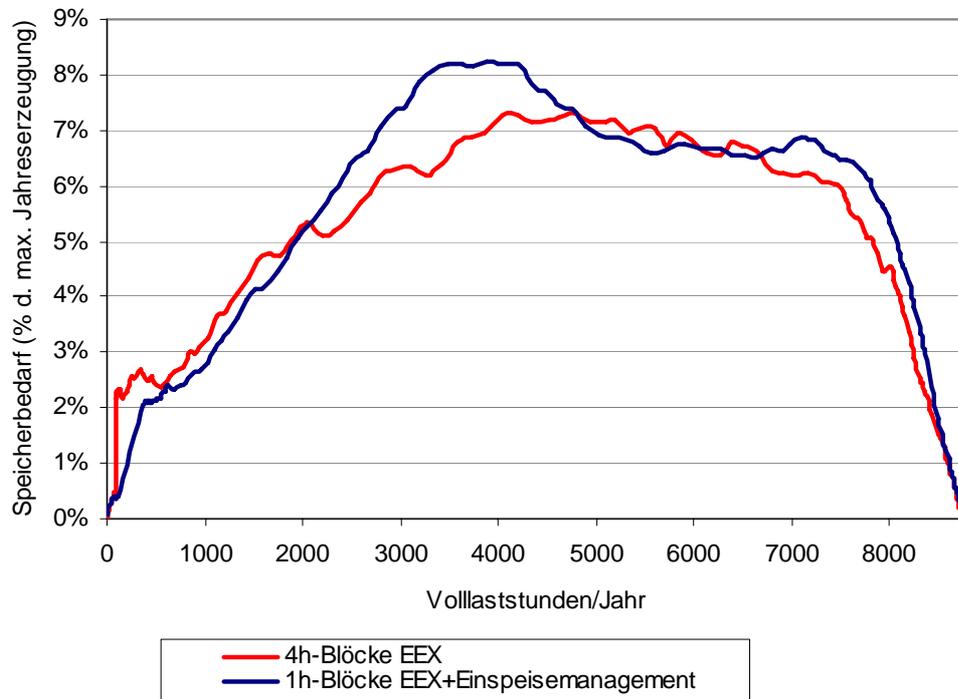


Abbildung 56: Speicherbedarf für Wasserstoff zur Überbrückung von jahreszeitlichen Schwankungen

Die Vorhaltung dieses Speichervolumens ermöglicht unter normalen Umständen flexiblen Betrieb der Elektrolyse in jedem Auslastungsbereich. Ist der Speicher in Ausnahmefällen trotzdem vollständig entleert oder gefüllt (durch überdurchschnittlich windstarke oder -schwache Perioden, oder durch fluktuierende Wasserstoffnachfrage), kann mit einer dynamischen Anpassung der Betriebsstrategie (d.h. Anpassung des Strompreislimits für den Betrieb) reagiert werden.

Durch die große Kapazität zentraler Anlagen sind Kavernenspeicher direkt an den Anlagenstandorten in diesem Fall wirtschaftlich denkbar; ein Pipelinenetz würde zusätzlich die Möglichkeit schaffen, die Kaverne an der Stelle mit den günstigsten Bedingungen zu errichten.

Für eine Zwischenspeicherung des Wasserstoffs aus dezentralen Anlagen (Elektrolyse direkt an Windparks) in Salzkavernen, die direkt an den einzelnen Anlagen errichtet werden, wäre die anfallende Menge pro Standort zu gering. Alternativen sind die Speicherung in Druckbehältern oder Flüssigstandtanks, die jedoch auf deutlich höhere spezifische Speicherkosten kommen als die Kavernenspeicherung, oder der Pipelinetransport zu einem zentralen Kavernenspeicher,

In Kapitel 4.3 wird von Salzkavernen ausgegangen, die auf die oben genannte Weise dimensioniert und nahe der Netzknoten gebaut werden, an denen Elektrolyseanlagen errichtet werden. Je nach Verfügbarkeit von Kavernenstandorten sind aber auch Stichpipelines zur Einbindung denkbar. Die Kavernen haben ein Druckspiel zwischen 7,2 und 21,6 MPa (daraus ergibt sich eine Nettospeicherdichte von $112 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$). Das Investitionsvolumen unterteilt sich in einen Sockelbetrag in Höhe von 10 Mio. € pro Kaverne sowie einen variablen Betrag in Höhe von 20 €/m^3 Volumen. Bei einem Kavernenvolumen von 500.000 m^3 entspricht das einer Investition von $0,36 \text{ €/Nm}^3$ nutzbarer Speicherkapazität³⁰. Bei der beschriebenen Speicherauslegung (700 Stunden Speicherkapazität) beträgt die Investition für die Kavernen damit nur ca. 6% des Investitionsvolumens für die Elektrolyse.

Große Flüssigstandtanks mit ca. 3.500 m^3 Innenvolumen und einem Fassungsvermögen von ca. 235 t Wasserstoff ($2,6 \text{ Mio. Nm}^3$) kosten inklusive Installation laut NREL ca. 8 Mio. US-Dollar. Dies entspricht bei einem langfristig gemittelten Wechselkurs von 1,20 USD/EUR ca. 6,67 Mio. € [DOE 2008], oder $2,55 \text{ €/Nm}^3$ nutzbarer Speicherkapazität (entsprechend 44% der Investitionskosten der Elektrolyse).

Druckröhrenaufleger („tube trailers“) mit einem Fülldruck von 20 MPa haben eine Kapazität von ca. 450-600 kg ($5.000\text{-}6.700 \text{ Nm}^3$) und kosten ca. 230-330.000 € [HyWays 2007], [Logistik 2009] oder $46\text{-}49 \text{ €/Nm}^3$ (entsprechend ca. der achtfachen Investition der Elektrolyse). Die Speicherung direkt in Druckröhrenauflegern hat gegenüber der Speicherung in fest montierten Hochdruckbehältern den Vorteil, dass für den Abtransport keine erneute Kompression benötigt wird. Zylindrische und sphärische Standtanks mit Drücken bis 3 MPa sind pro Nm^3 nur geringfügig günstiger.

4.3 Infrastruktur für die Nutzung des Wasserstoffs in Industrie und Verkehr

In diesem Kapitel wird nach einer grundlegenden Einschätzung möglicher Distributionsmöglichkeiten von Wasserstoff mithilfe des H2INVEST Modells die nötige Infrastruktur bestimmt, die bei Ausnutzung der oben bestimmten Wasserstoffpotenziale zur Versorgung der Nutzer aus Kapitel 3 aufgebaut werden müsste. Die Gesamtkosten dieser Wasserstoffversorgung werden dabei mit der herkömmlichen Wasserstoffversorgung verglichen.

³⁰ Hinzu kommt noch ein gebundenes Kapital für den Wasserstoff, der als Kissengas notwendig ist (ca. $68 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$ Kavernenvolumen; bei Kosten von $0,30\text{-}0,40 \text{ ct/Nm}^3$ Wasserstoff entspricht das $0,18\text{-}0,24 \text{ €/Nm}^3$ nutzbarem Speichervolumen). Die Energie geht prinzipiell nicht verloren, steht aber während der regulären Nutzung der Kaverne nicht zur Verfügung.

4.3.1 Transport und Distribution von Wasserstoff

Generell existiert eine Vielzahl an Möglichkeiten für Transport und Distribution von Wasserstoff. Welche Alternative für eine Transportaufgabe am besten geeignet ist, hängt hauptsächlich von der zu überbrückenden Entfernung und der benötigten Menge ab, sowie ferner von der benötigten Qualität des Produkts (z.B. flüssig oder komprimiert) und den verfügbaren Speichermöglichkeiten vor Ort. Hinsichtlich der Mengen kann weiterhin eine isolierte Berücksichtigung einzelner Verbraucher irreführend sein, da z.B. Rohrleitungen die Bündelung mehrerer Verbraucher ermöglichen, wodurch die Gesamtmenge steigt und die spezifischen Kosten dieser Option sinken. Dies macht eine logistische Optimierung von Distributionsnetzwerken komplex.

4.3.1.1 Transport per LKW

Für den Transport von Wasserstoff per LKW existiert eine Vielzahl technischer Lösungen für unterschiedliche Drücke, Aggregatzustände (flüssig/gasförmig) sowie Modularität (einzelne Druckflaschenbündel oder fest montierte Röhren), die für verschiedene Einsatzfälle ausgelegt sind. Am interessantesten im hier gegebenen Zusammenhang erscheint zum einen der Transport gasförmigen Wasserstoffs in 20 MPa-Druckröhrenaufliegern, da diese verfügbar sind und im Vergleich zu den Kosten eine hohe Speicherkapazität (5.000-6.700 Nm³) aufweisen. Zum anderen können LH₂-Auflieger zum Einsatz kommen, die zwar die energieaufwändige Verflüssigung von Wasserstoff voraussetzen, aber eine deutlich höhere Speicherkapazität (ca. 33-39.000 Nm³) haben, wodurch der Transport über weitere Strecken wirtschaftlicher wird. Druckröhrenauflieger werden meistens beim Verbraucher abgekoppelt, wo sie dann als vor-Ort-Speicher von Wasserstoff dienen und bei Bedarf durch einen neuen Auflieger ausgetauscht werden. Dieses Prinzip erspart Überström-Druckverluste, die beim Entleeren des Aufliegers in einen fest installierten Speicher anfallen würden. Bei der Anlieferung von LH₂ per LKW-Auflieger (die ca. 500.000 € kosten) wird dagegen meist in einen stationären vor-Ort-Speicher umgepumpt, ohne den Auflieger von der Zugmaschine abzukoppeln. Für eine Kalkulation der Gesamtkosten sollte neben den annualisierten Investitionen für die Auflieger auch die Kosten der Zugmaschine inklusive Kapital- und Betriebskosten (Fahrer, Treibstoff, Wartung) und die Vor-Ort-Lagerung berücksichtigt werden. Im Falle des Flüssigtransports verursacht die vorausgeschaltete Verflüssigung weiterhin relativ hohe Kapital- und Energiekosten, die für eine vergleichende Betrachtung berücksichtigt werden müssen, während Kompressionskosten für Druckbehälter eher vernachlässigbar sind.

4.3.1.2 Transport per Schiff

Besteht sowohl beim Erzeuger als auch beim Verbraucher oder ggf. einem verbrauchernahen Logistikzentrum Zugang zu Hafenterminals, so kann auch der Wasserstofftransport per Schiff eine interessante Option sein. Auch hier gibt es sehr

unterschiedliche Konzepte, je nachdem, welche Mengen und Qualitäten benötigt werden und welche Schiffstypen zur Verfügung stehen.

Detaillierte Auslegungsstudien für große Seeschiffe zum Transport von LH_2 mit Kapazitäten von 3.600, 24.000, 50.000 und 100.000 m^3 sind in Europa [EQHPP 1991] und Japan [WE-NET 2000] unternommen worden. Die Konzepte reichen vom Transport in 40-Fuß-ISO-Containern mit ähnlichem Fassungsvermögen wie die Auflieger für den Straßentransport bis zum so-geannten SWATH carrier (Small Waterplane Area Twin Hull) concept [Würsig 1991] mit einer Transportkapazität von ca. 8.150 t LH_2 .

ISO-Container (40 Fuß) zum Transport von LH_2 sind heute teilweise im Einsatz; sie kosten bei größeren Mengen zwischen 470.000 und 698.000 € und fassen 2,49-3,16 t Wasserstoff (entspricht 28.000-35.000 Nm^3) [Euro-Hyport 2003]. Die Vorschriften für Gefahrguttransporte müssen sowohl bei der Verladung an Land als auch auf See beachtet werden. Dedizierte Wasserstofftransportschiffe sind erst für große Mengen und Distanzen über See interessant und durch die zu niedrige Nachfrage hierfür bisher nicht realisiert worden.

Eine weitere Option ist der Schiffstransport von 40-Fuß-ISO-Containern, die mit Druckgasflaschen bestückt sind. Solche werden in [Euro-Hyport 2003] beschrieben, basierend entweder auf Stahlflaschen mit 20 MPa oder Komposit-Behälter mit 70 MPa Betriebsdruck. Sie fassen 279 bzw. 1410 kg Wasserstoff (3100 bzw. 15700 Nm^3) und kosten 122.000 bzw. 616.000 €. Dies ist spezifisch nur geringfügig niedriger als die Röhrenbündel-Auflieger; da die spezifischen Kosten des Schiffstransports pro Container aber deutlich unter denen des LKW-Transports liegen, kann für mittlere Entfernungen hier eine Kostenreduktion erreicht werden. Der Weitertransport vom Terminal zum Endverbraucher kann dann per LKW erfolgen.

4.3.1.3 Transport per Pipeline

Pipelines sind die wirtschaftlichste Art, um große Mengen von Gasen zu transportieren. Weltweit sind mehrere 1000 km Wasserstoffpipelines seit Jahrzehnten im Betrieb (hauptsächlich in den USA und Europa). Hier kann mit unterschiedlichen Druckniveaus und Durchmessern gearbeitet werden, und sofern ein gewisses Druckspiel erlaubt ist, kann die Pipeline zudem einen Zwischenspeicher darstellen. Bei Distanzen von bis zu wenigen 100 km werden die Pipelines meist auf geringe Strömungsgeschwindigkeiten ausgelegt, so dass keine Zwischenverdichtung benötigt wird. Der Wartungsaufwand von Pipelines ist dementsprechend sehr niedrig. Jedoch ist die Anfangsinvestition für das Verlegen der Pipeline sehr hoch und zudem sind meist, ähnlich wie z.B. bei Stromleitungen, genehmigungstechnische Hürden zu erwarten, die lange Vorlaufzeiten bedingen. Da die Erd- und Verlegearbeiten einen Großteil der Kosten verursachen, sind die Basiskosten eines Pipelineprojektes relativ hoch, während die Kosten bei Steigerung der Kapazität stark degressiv sind. Für eine Pipeline mit 150 mm Durchmesser, die mit bis

zu 8 MPa betrieben werden und bis zu 10.000 Nm³/h über mehrere hundert km transportieren kann, wird in [HyWays 2007] von Kosten von ca. 180 €/m ausgegangen. Die Euro-Hyport-Studie [2003] kommt auf ähnliche Werte (171-245 €/m für Pipelines mit 80-250 mm Durchmesser). Zum Vergleich: die Installation einer sehr großen Pipeline mit 90 cm Durchmesser, die ca. die 80-fache Wasserstoffmenge transportieren kann, kostet ungefähr das Vierfache. Allerdings sind die Gesamtkosten pro Länge von der Terrainbeschaffenheit und Bebauung abhängig, so dass die Kosten von konkreten Projekten sehr stark von den allgemeinen Abschätzungen abweichen können.

Typische Werkstoffe für Wasserstoffpipelines sind konventionelle Werkzeugstähle und austenitische Stahllegierungen, die unempfindlich gegenüber Wasserstoffversprödung sind. Auch Alternativen wie faserverstärkte Polymere mit permeationsdichten Linern sind im Gespräch, welche die Kosten deutlich senken könnten. Prinzipiell können nicht mehr benötigte Erdgaspipelines für den Transport von Wasserstoff benutzt werden, sofern der verwendete Stahl nicht zur Versprödung durch Wasserstoff neigt, oder der Versprödungseffekt durch Beimischung eines geringen Anteils Sauerstoff eliminiert werden kann.

4.3.1.4 Vergleich und Abschätzung der Einsatzbereiche

Im folgenden werden durch eine detaillierte Rechnung die spezifischen Transportkosten der folgenden Transportoptionen verglichen:

- Druckröhrenaufleger per LKW;
- Flüssigtransport per LKW;
- Containerbasierter Schiffstransport von Komposit-Behältern mit anschließendem LKW-Weitertransport;
- Pipelinetransport.

Die techno-ökonomischen Annahmen sind in Tabelle 12 - Tabelle 14 dargestellt. Alle Annuitäten wurden mit einer jährlichen Verzinsung von 8% gerechnet.

Tabelle 12: Techno-ökonomische Parameter zum LKW-Transport

Parameter	Einheit	Wert	Referenz
LKW-Zugmaschine			
Dieserverbrauch	l/km	0,35	HyWays 2007
Durchschn. Geschwindigkeit	Km/h	50	(Dieselpreis: 2€/l)
Betriebszeit pro Jahr (inkl. Wartezeit)	Std/a	3360	Eigene Annahme
Lebensdauer	A	12	HyWays 2007
Investition	€	160.000	
Wartungskoeffizient	% Inv/a	12%	
Arbeitskosten (Mehrschichtbetrieb)	€/a	168.000	
CGH₂ Druckröhrenaufleger			
Wasserstoffspeicherung	kg (Nm ³)	454 (5000)	HyWays 2007
Wartezeit pro Tour (An/Abkoppeln)	Std	0,75	
Lebensdauer	A	20	
Investition	€	332.000	
Wartungskoeffizient	% Inv/a	1,7%	
Vor-Ort-Speicherung		1	
		Druckröhrenaufleger	
LH₂ Auflieger			
Wasserstoffspeicherung	kg (Nm ³)	3500 (39000)	HyWays 2007
Wartezeit pro Tour (Füllen/Entleeren)	Std	3	Eigene Annahme
Lebensdauer	a	15	HyWays 2007
Investition	€	500.000	
Wartungskoeffizient	% Inv/a	2%	
Vor-Ort-Speicherung		1 Standtank (Invest. 160.000 €)	Euro-Hyport 2003
Kosten der Verflüssigung	€/Nm ³	0,124	Eigene Rechnung ³¹

Tabelle 13: Techno-ökonomische Parameter zum Pipeline-Transport

Parameter	Einheit	Wert	Referenz
Pipeline			
Innendurchmesser	mm	150	HyWays 2007
Kapazität	t/a (Nm ³ /a)	7200 (80 Mio.)	
Lebensdauer	a	30	
Investition	€/km	178.000	
Wartungskoeffizient	% Inv/a	2,9%	

³¹ Strompreis 8,5 ct/kWh; Stromverbrauch 0,9 kWh/Nm³; Kapital+Betriebskosten 0,0475 €/Nm³ entsp. 100 t/d Verflüssiger

Tabelle 14: Techno-ökonomische Parameter zum Schiffstransport

Parameter	Einheit	Wert	Referenz
Containerschiff			
Treibstoffverbrauch	l/Container-km (40ft)	0,25	Stiller 2001 (200 g/TEU/Sm); (Dieselpreis: 2€/l)
Durchschn. Geschwindigkeit	Km/h	30	Eigene Annahme
Leasing pro Container-Stunde (inkl. Verladung)	€/Std	0,54	Stiller 2001 (9 USD/TEU/Tag)
Handling im Terminal	€/Container	174	Euro-Hyport 2003
CGH₂ Komposit-40 Fuß- Container			
Wasserstoffspeicherung	kg (Nm ³)	1410 (15700)	Euro-Hyport 2003
Wartezeit pro Tour (Auf/Abladen)	Std	1	
Lebensdauer	a	20	
Investition	€	616.000	
Wartungskoeffizient	% Inv/a	1.7%	HyWays 2007
Zustellung Endverbraucher		LKW (Container): 62 € für Verladung (1 Std.)	aus LKW-Daten (8% Verzinsung); Entfernung nicht berücksichtigt
Vor-Ort-Speicherung		1 Komposit- Container	

Mit Hilfe der o.g. Daten wurde für jede Alternative eine Ergebnismatrix aus verschiedenen Distanzen und Transportmengen berechnet. Hierbei wurde stets von einem einzelnen Abnehmer ausgegangen (d.h. ein Vor-Ort-Speicher); die Möglichkeit bei Pipelines, durch gemeinsame Versorgung mehrerer Verbraucher in Netzen Kostenreduktionen herbeizuführen, kann in dieser Darstellung nicht berücksichtigt werden. Tabelle 15 zeigt die jeweils resultierende günstigste Transportoption und deren Kosten pro transportiertem Normkubikmeter für jedes Wertepaar. Die Tabelle zeigt, dass jede Option einen anderen Anwendungsbereich hat: Pipelines eignen sich vor allem für kleine Entfernungen; bei großen Mengen können jedoch auch lange Distanzen kostengünstig überbrückt werden. LKW-Transport ist für kleinere Mengen über ein weites Distanzband die kostenoptimale Lösung. Im niedrigen Entfernungsbereich ist vor allem der gasförmige Transport vorteilhaft, da die hohen Kosten für die Verflüssigung hier nicht anfallen, während im Bereich hoher Entfernungen die Ersparnisse durch die höhere LKW-Ladefähigkeit den Verflüssigungsaufwand überkompensieren. Die Schiffe sind schließlich im Bereich größerer Mengen und längerer Entfernungen die optimale Transportlösung, vorausgesetzt, dass sowohl Produktions- als auch Verbraucherstandort ortsnahe Zugang zu einem Terminal haben.

Bei sehr geringen Mengen sind die spezifischen Kosten im Allgemeinen sehr hoch; dies ist vor allem durch mengenunabhängige Basiskosten bedingt (wie den Bau einer Pipeline,

oder die Anschaffung eines Vor-Ort-Lagertanks). Erst bei großen Mengen verhalten sich die spezifischen Kosten annähernd proportional zur Entfernung. Zur Option des Flüssigtransports muss angemerkt werden, dass hier ein relativ großer Verflüssiger unter voller Auslastung angenommen wurde; der Bau eines solchen Verflüssigers in einer frühen Phase bringt großen Investitionsbedarf mit sich und solange der Verflüssiger nur teilweise ausgelastet ist, werden die tatsächlichen Kosten höher sein. Es sollte also nicht geschlussfolgert werden, dass Flüssigtransport bei kleinen Mengen dem gasförmigen Transport prinzipiell unterlegen ist; vielmehr ist der Transport in Druckrohrtrailern bei kleinen Mengen die am einfachsten zu initiiierende und bei kleinen Distanzen auch effizienteste Option.

Tabelle 15: Günstigste Transportoptionen in Abhängigkeit von Entfernung und Menge

Kosten der günstigsten Transportoption (€/Nm ³)		Entfernung (km)									
		1	2	5	10	20	30	50	100	200	400
Menge (Mio. Nm ³ /a)	0,10	0,211	0,321	0,321	0,322	0,323	0,324	0,326	0,333	0,345	0,369
	0,20	0,105	0,210	0,213	0,217	0,227	0,229	0,231	0,237	0,250	0,274
Legende:	0,50	0,042	0,084	0,095	0,099	0,108	0,118	0,136	0,179	0,193	0,217
	Pipeline	1	0,021	0,042	0,055	0,060	0,069	0,078	0,096	0,106	0,122
LH ₂ -LKW	2	0,011	0,021	0,036	0,040	0,049	0,058	0,061	0,069	0,085	0,117
	5	0,004	0,008	0,021	0,028	0,034	0,036	0,039	0,047	0,063	0,095
Druckröhren-LKW	10	0,002	0,004	0,011	0,021	0,027	0,029	0,032	0,040	0,056	0,088
	20	0,001	0,002	0,005	0,011	0,021	0,025	0,028	0,036	0,052	0,084
Komposit-Container-Schiff	50	0,000	0,001	0,002	0,004	0,008	0,013	0,021	0,034	0,050	0,082
	100	0,000	0,000	0,001	0,002	0,004	0,006	0,011	0,021	0,042	0,081

In Tabelle 15 rechts sind die Bandbreiten des Verbrauchs einzelner Industriebetriebe und Tankstellen (im Zeithorizont 2020) gemäß Kapitel 3 dargestellt. Es wird deutlich, dass für die Industrie, die typischerweise große Mengen an Wasserstoff benötigt, je nach Entfernung zur Produktionsstelle Pipeline, Druckröhren-LKW und ggf. bei entsprechenden Standortbedingungen auch Schiffstransport in Frage kommen. Bei Tankstellen sind hingegen hauptsächlich LKW-Transport von flüssigem und gasförmigem Wasserstoff die wichtigsten Optionen. Pipelines kommen vor allem in Frage, wenn die Abstände zu den Produktionsstandorten gering sind oder viele Tankstellen durch ein gemeinsames Netz versorgt werden können (z.B. in Großstädten). Mit steigender Durchdringung von Wasserstoff im Straßenverkehr und daraus resultierender hoher Tankstellendichte und

Wasserstoffumsatz können Pipelines für die Versorgung von Tankstellen zunehmend interessanter werden.

Neben der Verbraucherseite kann die dargestellte Matrix auch Aufschluss über Produktionsstandorte geben: Da sich die spezifischen Kosten insbesondere bei einer Mengensteigerung von 100,000 auf 1 Mio. Nm³ Wasserstoff pro Jahr stark reduzieren, könnte geschlussfolgert werden, dass ein einzelner Produktionsstandort, von dem aus der Wasserstoff abtransportiert werden muss, ab Volumina von grob 1 Mio. Nm³/a aufwärts wirtschaftlich interessant wäre. Dies entspricht ca. 4,5 GWh Stromverbrauch im Jahr für die Elektrolyse; bei 2000-4000 angenommenen Volllaststunden müsste hierfür eine Elektrolyseeingangsleistung von 1125 – 2250 kW (entspricht 250-500 Nm³/h Wasserstoffproduktion) installiert werden. So gesehen könnte prinzipiell schon an relativ kleinen Windparks direkt Wasserstoff produziert und ökonomisch abtransportiert werden. Ein Problem bei dieser dezentralen Produktion ist jedoch die jahreszeitliche Speicherung; da bei geringen Mengen Kavernenspeicherung nicht wirtschaftlich ist, muss die Speicherung über oberirdische Druck- oder Kryotanks bewerkstelligt werden, was sehr hohe spezifische Kosten mit sich bringt. Eine Alternative, die ohne jahreszeitliche Speicherung auskommt, wäre, nur teilweise zur Bedarfsdeckung von Großverbrauchern mit Wind-Wasserstoff je nach Verfügbarkeit beizutragen. Dadurch kann Brennstoff für die konventionelle Wasserstoffproduktion eingespart werden, jedoch kann die konventionelle Produktionskapazität nicht ersetzt werden. Dies ist analog der Einspeisung von Windenergie nach Verfügbarkeit ins Stromnetz zum Einsparen von Brennstoff in konventionellen Kraftwerken („fuel-saving“).

4.3.2 Methodik des H2INVEST-Modells

Die vorangegangene Betrachtung zeichnet ein grobes Bild, welche Distributionsart sich für welchen Einsatzbereich am besten eignet; jedoch können Fragen wie der Bau von Verflüssigern oder Synergieeffekte durch gemeinsame Nutzung von Infrastruktur so nicht befriedigend adressiert werden. Hierzu wird ein logistisches Optimierungsmodell benötigt. Das H2INVEST-Modell [H2INVEST 2009] errechnet kostenoptimierte Versorgungsszenarien von räumlich verteilten Wasserstoffverbrauchern mit Wasserstoff aus einem Portfolio an möglichen Produktions-, Konditionierungs- und Distributionsoptionen. Der Ansatz geht zurück auf Infrastrukturanalysen im europäischen H₂-Roadmapprojekt „HyWays“ und der deutschen Roadmap „GermanHy“ und wurde im norwegischen Projekt „NorWays“ und für verschiedene Industrieprojekte angewendet.

Für ein Netz von Wasserstofftankstellen oder industriellen Verbrauchern wird die kostengünstigste Versorgungsinfrastruktur geplant. Produziert werden kann der Wasserstoff an geeigneten zentralen Standorten (z.B. aus Biomasse, Erdgas, Windstrom; weiterhin Berücksichtigung existierender Nebenprodukt-H₂-Quellen und LH₂ aus bestehenden Verflüssigern) oder vor Ort an geeigneten Tankstellen oder Industriestandorten (Erdgas,

Netzstrom). Verbraucher ohne direkte Vor-Ort Produktion können entweder durch LKW-Transport (GH_2/LH_2), Containerschiffe (GH_2) oder Pipelinenetze aus zentraler Produktion, oder durch Pipeline-Mikronetze aus Vor-Ort Produktion benachbarter Verbraucher versorgt werden. Durch Kombination dieser Optionen wird von H2INVEST über den Analysezeitraum die kurzfristig kostengünstigste Strategie zur Versorgung eines wachsenden Tankstellennetzes entwickelt. Daraus lassen sich Aussagen zur Relevanz konkurrierender Technologien in einer künftigen H_2 -Landschaft ableiten, sowie zu Auswirkungen unterschiedlicher Energiepreise, Technologiekosten, CO_2 -Steuern und spezifischer Fördermaßnahmen auf den H_2 -Mix. Kosten und spezifische Emissionen können auch für jeden einzelnen Verbraucher ausgewiesen werden.

4.3.3 Techno-ökonomische Annahmen

Die möglichen Versorgungspfade für Wasserstoff sind in Abbildung 57 dargestellt (alternative Erzeugungsoptionen zur Windenergie sind schattiert). Die Annahmen zu Kosten und Wirkungsgraden der Elektrolyse wurde in Kapitel 4.1.5 beschrieben, die Kosten der verschiedenen Speicheroptionen wurden in Kapitel 4.2.3 diskutiert, und die Kosten der Distributionsoptionen wurden in Kapitel 4.3.1 dargelegt. Die techno-ökonomischen Annahmen zu konkurrierenden Technologien (Dampfreformierung, Biomassevergasung) sowie Verflüssigung und Kompressoren wurden größtenteils aus dem EU-Projekt HyWays übernommen und können dort nachgelesen werden [HyWays 2007]. Die Schnittstelle beim Verbraucher ist die Lieferung und vor-Ort Lagerung von Wasserstoff; verbraucherseitige Infrastruktur (wie z.B. Hochdruckkompression an Tankstellen) wird nicht betrachtet.

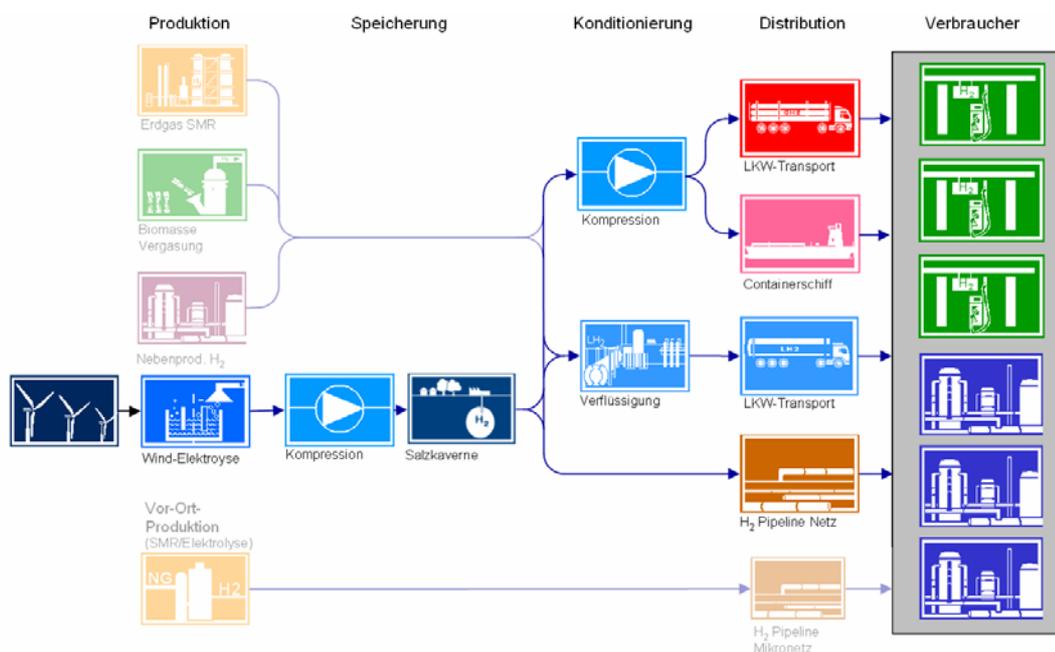


Abbildung 57: Optionen zur Versorgung der Verbraucher mit Wasserstoff

Die Energiepreise für die konventionellen Energiearten sowie für Hilfsenergie (z.B. Diesel für den LKW-Transport) und die aus der Nutzung resultierenden Treibhausgasemissionen sind in Tabelle 16 dargestellt. Die Energiepreise stammen aus der GermanHy-Studie. Für die Bereitstellung von Nebenprodukt-Wasserstoff wurde angenommen, dass dieser mit Erdgas substituiert wird. Daher werden der Erdgaspreis sowie die mit der Verbrennung verbundenen Emissionen angesetzt. Weiter wurde ein CO₂-Zertifikatspreis von 25 €/t CO₂-Äquivalent angenommen. Der Windstrom für die Elektrolyse wird, trotz des Bezuges über die Strombörse, als CO₂-neutral angenommen.

Tabelle 16: Energiekosten [GermanHy 2009]

Energieart	THG-Emissionen (g CO ₂ -Äqu. /kWh)	Kosten 2020 (€/kWh) (GermanHy "Ressourcen"	Kosten 2020 (€/kWh) (GermanHy "Moderat"
Erdgas Industrie	243	0,094	0,020
Netzstrom Industrie	387 / 465*	0,085	0,057
LH ₂ aus Leuna (ex Verflüssiger)	500**	0,175**	0,053
Erdgas an Tankstellen	243	0,097	0,023
Netzstrom an Tankstellen	387 / 465*	0,098	0,070
Diesel für LKW (versteuert)	316	0,204	0,094

* „Ressourcen“ / „moderat“; ** Annahme: 1.5 kWh Erdgas+0.4 kWh Netzstrom

Mögliche Produktionsstandorte im Szenario der Wasserstoffversorgung aus Windenergie sind ausschließlich Brunsbüttel, Heide und Niebüll wie oben beschrieben. Mögliche Produktionsstandorte im Szenario der Wasserstoffversorgung ohne Windenergie für große Anlagen (SMR) sind zum einen die Industrieverbraucher und darüber hinaus 15 weitere über Hamburg und Schleswig-Holstein verteilte Industriestandorte. An allen diesen Standorten wird angenommen, dass Erdgas und Netzstrom verfügbar ist. Die Verfügbarkeit von Nebenprodukt-Wasserstoff ist auf Brunsbüttel, Stade und Wilhelmshaven beschränkt. Zusätzlich besteht die Option, Flüssigwasserstoff aus Leuna einzukaufen. Es wird weiterhin angenommen, dass an jeder Tankstelle die Möglichkeit besteht, vor Ort kleine Elektrolyseure und Dampfreformer aufzustellen.

4.3.4 Versorgung der Verbraucher mit Wasserstoff aus Windenergie

Für die oben beschriebenen Fälle der Versorgung mit Windenergie wurden in H2INVEST alle alternativen Produktionstechnologien deaktiviert, so dass nur die zentrale Windenergie-basierte Elektrolyse an den oben beschriebenen Standorten Brunsbüttel, Heide und Niebüll möglich ist. Die folgenden Szenarien wurden betrachtet:

- **Pipelines/heutiger Strompreis:** Wasserstofftransport vom Elektrolysestandort Büttel in den Raum Hamburg per Pipeline (restliche Routen auch per LKW); Spotmarktpreise für den Elektrolysestrom auf heutigem Niveau (siehe Kap. 4.1.5.1).
- **Pipelines/hoher Strompreis:** Wasserstofftransport analog; Spotmarktpreise für den Elektrolysestrom auf hohem Niveau (siehe Kap. 4.1.5.1).
- **Schiffstransport/heutiger Strompreis:** Wasserstofftransport vom Elektrolysestandort Büttel in den Raum Hamburg per Containerschiff (restliche Routen auch per LKW); Spotmarktpreise analog oben.
- **Schiffstransport/hoher Strompreis** (analog)

Abbildung 58 und Abbildung 59 skizzieren die Ergebnisse für die benötigte Infrastruktur .

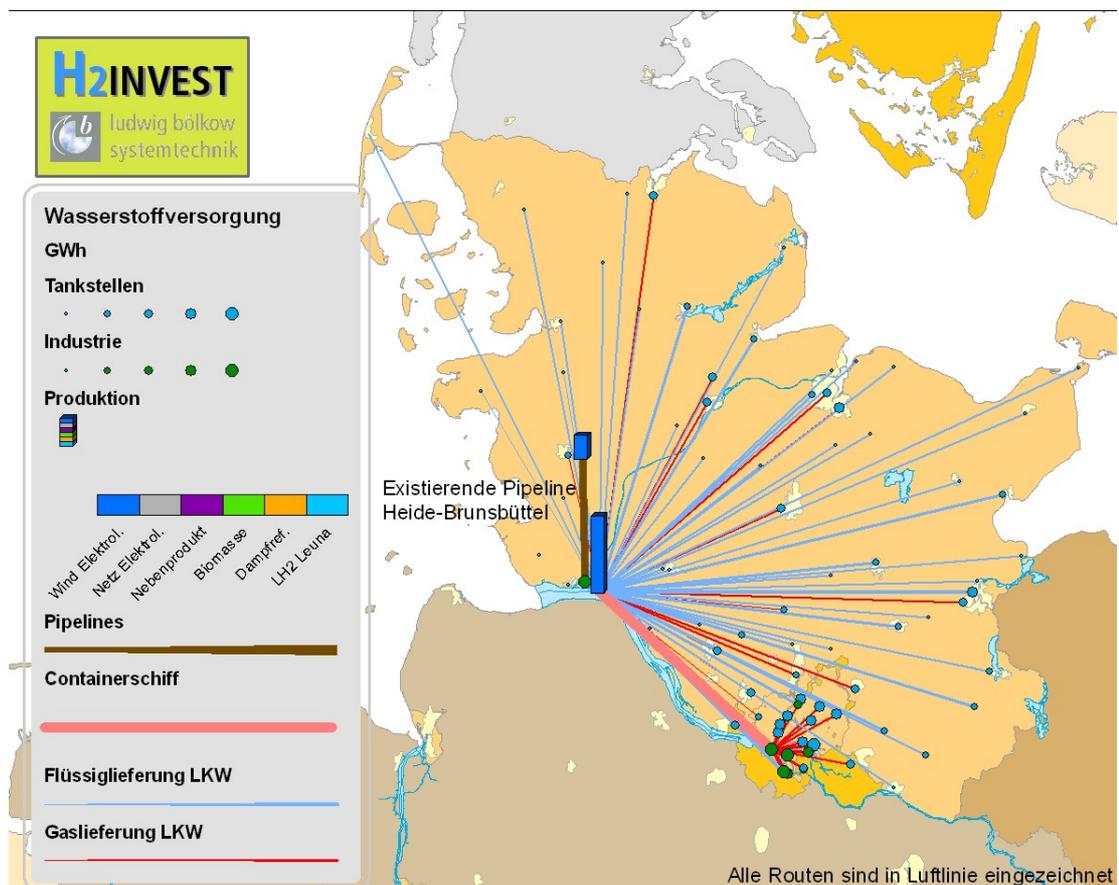


Abbildung 58: Versorgungsszenario mit Windenergie (Schiffstransport / hoher Strompreis)

In beiden Szenarien werden ausschließlich die Netzknoten Büttel und Heide für Elektrolyse ausgewählt, da das Erzeugungspotenzial dort zunächst ausreichend zur Deckung der Nachfrage ist und die Erschließung des Netzknotens Niebüll zusätzliche Kosten für Umspannung und Speicherung verursachen würde. Eine bestehende Pipeline zwischen dem Industriestandort Brunsbüttel und der Raffinerie in Heide wird für den Wasserstofftransport benutzt.

In beiden Szenarien wird jeweils an einem Elektrolysestandort Verflüssigungskapazität aufgebaut, womit der Flüssigwasserstoffbedarf des Flughafens Hamburg versorgt wird sowie ein Großteil der Tankstellen in Schleswig-Holstein. Im Szenario mit Schiffstransport werden die Tankstellen im Raum Hamburg per LKW mit im Hamburger Hafen angelandeten Containern versorgt. Im Pipeline-Szenario überwiegt bei Tankstellen in Hamburg die Versorgung per Druckröhrenaufleger direkt vom Erzeugungsstandort; auch hier wäre allerdings eine Verkürzung der zurückzulegenden LKW-Strecken durch Abfüllung der Trailer am Pipeline-Ankunftspunkt im Hamburger Hafen denkbar.

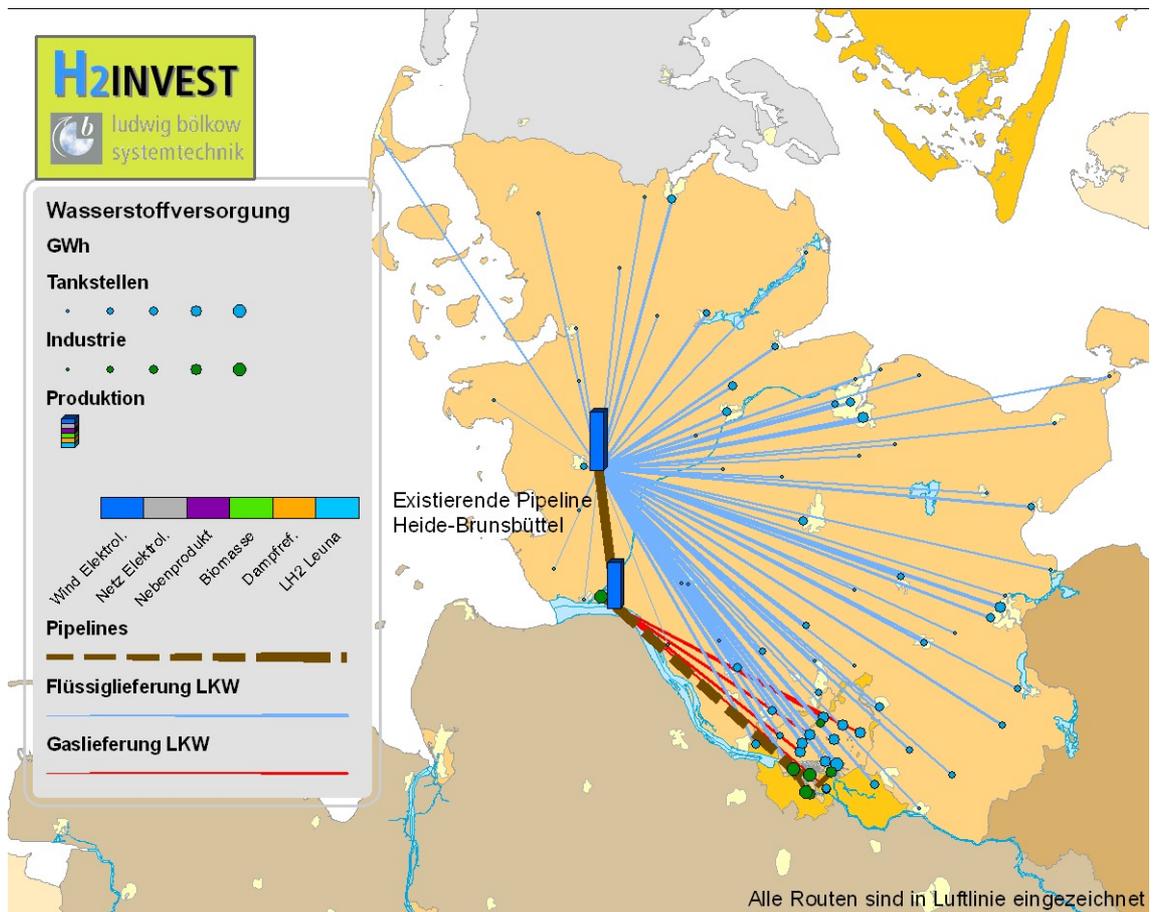


Abbildung 59: Versorgungsszenario mit Windenergie (Pipelines / hoher Strompreis)

Tabelle 17 zeigt die resultierenden zentralen Ergebnisse der Szenarien. Detaillierte Ergebnisse werden in den nächsten Kapiteln mit Versorgungsszenarien ohne Windstrom verglichen. An dieser Stelle muss erwähnt werden, dass die Ergebnisse zum Teil aufgrund des heuristischen Modellierungsansatzes vom Kostenoptimum abweichen können. Daher müssen die Ergebnisse mit Bedacht gedeutet werden.

Zu erkennen ist ein Gesamtinvestitionsbedarf vom Umspannwerk bis zur Lieferung an die industriellen Verbraucher und Tankstellen aller Szenarien zwischen 588 und 671 Mio. €³² (s.a. Abbildung 66). Beim Szenario mit hohem Strompreis und Schiffstransport ist eine leicht verringerte Volllaststundenzahl gegenüber den Szenarien mit heutigen Preisen zu erkennen, die das verschobene Optimum zwischen Anlagenkosten und Stromkosten

³² Die Investitionen für Vor-Ort Lagerung in Druckflaschenauflegern, Flüssigtanks oder Kompositbehältern sind, wo notwendig, beinhaltet. Für die bestehende Pipeline Brunsbüttel-Heide wurden keine Investitionen angenommen. Transportleistungen, die durch Schiffe und LKWs erbracht werden, sind in der Kostenrechnung auf Leasing-Basis berücksichtigt; daher sind sie im Investitionsbedarf nicht enthalten.

widerspiegelt (siehe Kapitel 4.2.2). In beiden Varianten wird nur zwischen 450 und 500 MW der abgeschätzten maximal verfügbaren Leistung tatsächlich für die Elektrolyse benötigt (zuzüglich ca. 15-29 MW für die Verflüssigung und Kompression), was nur ca. 10-12% der an den Netzknoten Büttel und Heide abgeschätzten vorgeschalteten Windleistung im Jahr 2020 entspricht. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass Schleswig-Holstein ein Exporteur von sauberem Wasserstoff werden könnte.

Tabelle 17: Zentrale Ergebnisse der Windenergie-Szenarien

	Pipelines/ heutiger Strompreis	Pipelines/ hoher Strompreis	Schiffstransp./ heutiger Strompreis	Schiffstransp./ hoher Strompreis
Gesamter Investitionsbedarf (Mio. €)	614	639	588	671
Mittlere Entfernung LKW (km)	27	37	25	30
Volumen Kavernenspeicherung (m ³)	625714	625714	625714	688286
Installierte Leistung Elektrolyse (MW _e)	450	450	450	495
Durchschnittliche Volllaststunden Elektrolyse (h/a)	3244	3244	3244	2949
Durchschnittlicher Strompreis Elektrolyse (€/kWh)	0,037	0,058	0,037	0,056

4.3.5 Vergleich mit der Wasserstoffversorgung ohne die Windenergie-Option

Zum Vergleich mit der Infrastruktur und den Kosten der Erzeugung von Wasserstoff aus anderen Quellen als der Windenergie wurden zwei Szenarien betrachtet, in denen die Windenergie nicht als Option zur Verfügung stand. Die Szenarien wurden mit hohen und niedrigen Energiepreisen gemäß Tabelle 16 gerechnet. Abbildung 60 vergleicht die Wasserstoffproduktion in allen Szenarien. Die produzierte Menge ist durch die Verbraucher (siehe Kapitel 3) bestimmt und deswegen in allen Szenarien identisch. Wie aus Abbildung 60 sichtbar wird, wird in beiden Szenarien nur Nebenprodukt-Wasserstoff und Erdgas-Dampfreformierung genutzt. Der Flüssigwasserstoffbedarf für den Flughafen wird in beiden Fällen aus dem bestehenden Verflüssiger in Leuna per LKW-Anlieferung abgedeckt, wodurch der Bau von Verflüssigungskapazität vor Ort entfällt. Dadurch wird der Großteil der kleinen Verbraucher (v.a. Tankstellen) in diesen Szenarien anstatt mit Flüssigwasserstoff mit Druckgas-LKW versorgt. Der Großteil der Erzeugung wird in Hamburg und Brunsbüttel aufgebaut, um die industriellen Verbrauchszentren möglichst vor Ort zu versorgen (dies entspricht der heutigen Versorgung). Im Szenario mit niedrigen Energiepreisen wird ebenfalls eine Pipeline Brunsbüttel-Hamburg vorgesehen, sowie drei Vor-Ort-Dampfreformer, die insgesamt 7 Verbraucher über kurze Pipelines versorgen.

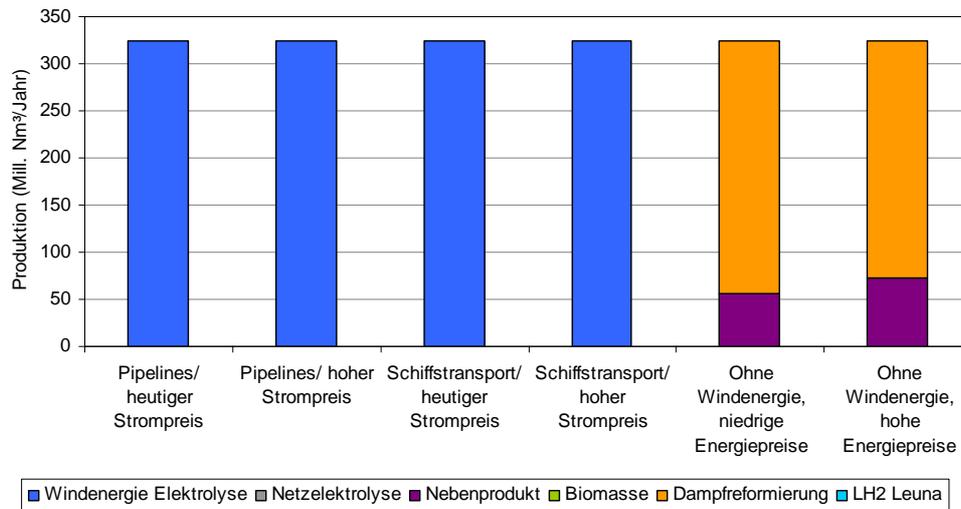


Abbildung 60: Wasserstoffproduktion in den Szenarien

Abbildung 61 zeigt die Wasserstoffdistributionsarten (Abtransport von Erzeugungsanlage) nach Menge in den Szenarien. Es zeigt sich, dass in den meisten Szenarien Pipelinedistribution mengenmäßig deutlich dominiert. Dies hängt vor allem mit der hohen Nachfrage und räumlich engen Anordnung der industriellen Verbraucher im Raum Hamburg und Brunsbüttel zusammen, die eine Pipelineverteilung begünstigt. Von den über Schleswig-Holstein verteilten Tankstellen wird hingegen ein Großteil per LKW über Strecken von 80-100 km beliefert (dies macht die scheinbare Dominanz der LKW-Belieferung in den oben dargestellten Karten aus).

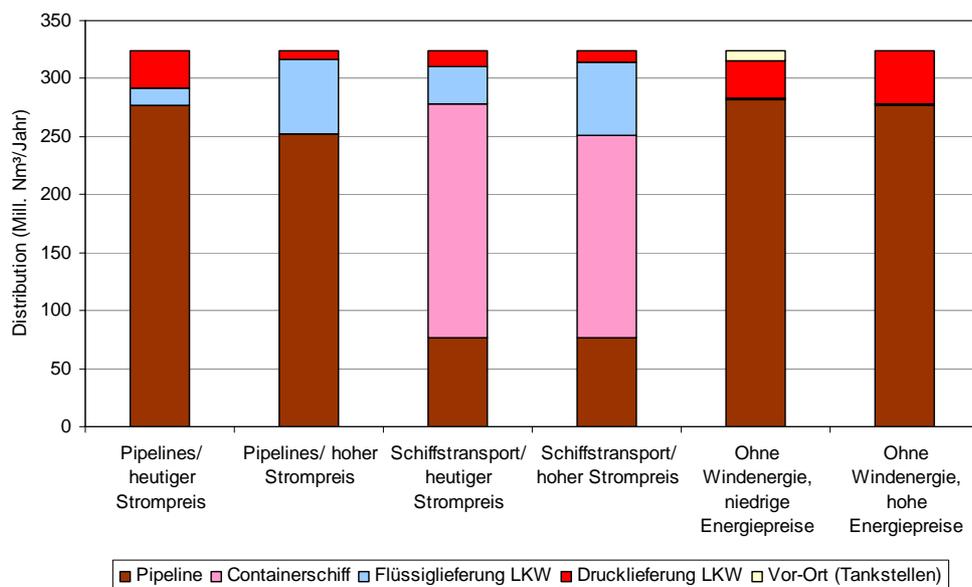


Abbildung 61: Wasserstoffdistributionsarten in den Szenarien

Abbildung 62 zeigt die Zusammensetzung des Energieeinsatzes für die Wasserstoffproduktion und Verteilung. Hier wird sichtbar, dass in den Szenarien mit Windenergie ca. 1,5 TWh für Herstellung und Konditionierung des Wasserstoffs benötigt werden, was im unteren Bereich der abgeschätzten Bandbreite des Überschussstroms von 1-4 TWh liegt.

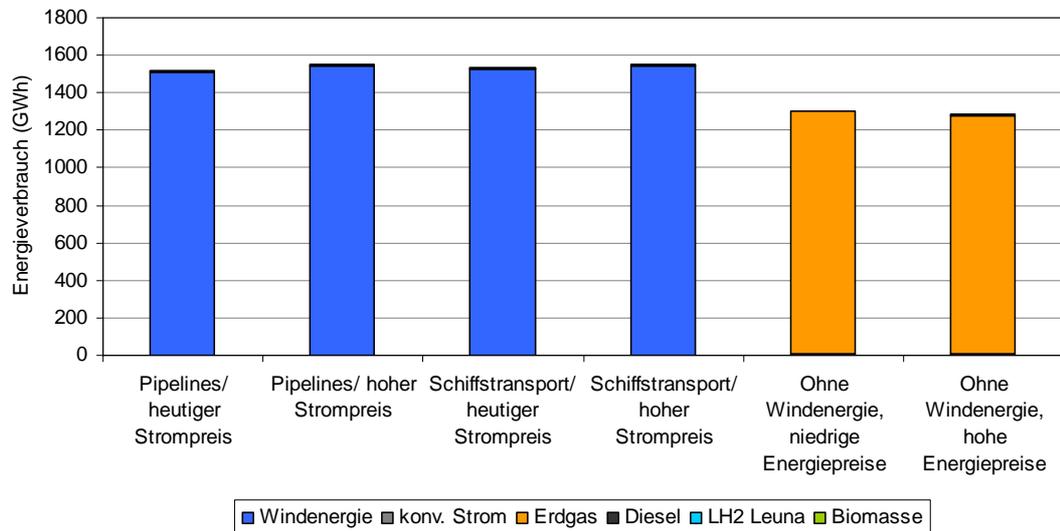


Abbildung 62: Energieverbrauch für Wasserstoffproduktion und Distribution

Abbildung 63 zeigt den daraus resultierenden Ausstoß an Treibhausgasen. In den Szenarien mit Windenergie wird nur ein geringer Anteil Diesel für die LKW-Distribution benötigt, der für die geringen Emissionen verantwortlich ist, die im Vergleich mit den Szenarien ohne Windenergie jedoch nicht ins Gewicht fallen. Die Emissionen der Szenarien ohne Windenergie sind auf der Basis des oben gezeigten Herstellungsmixes berechnet (Erdgas-SMR und Nebenprodukt-H₂, der thermisch 1:1 durch Erdgas ersetzt wird) – die partielle Oxidation von Schweröl (wie z.B. in Brunsbüttel) verursacht spezifisch um ca. 50% höhere Emissionen.

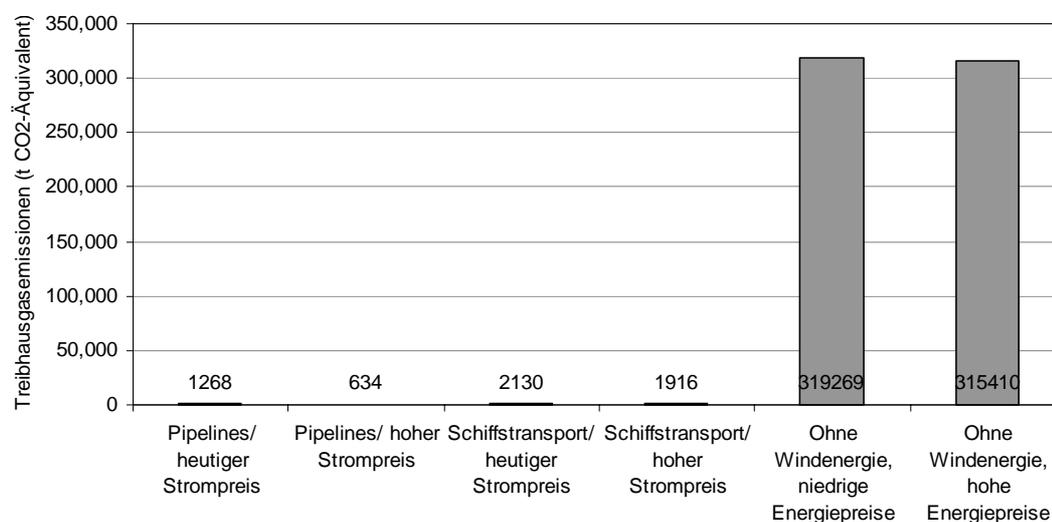


Abbildung 63: Treibhausgasemissionen durch H₂-Produktion und -Distribution

4.4 Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff aus Windenergie

In Abbildung 64 werden die nach jährlichen Kosten für Produktion, Speicherung und Distribution des Wasserstoffs, bezogen auf das umgesetzte Volumen, dargestellt. Die Investitionen sind dabei nach der Annuitätenmethode auf die Lebensdauer verteilt (s.a. Fußnote 29 auf S. 119). Die Produktionsanlagen und die benötigte Energie tragen in allen Szenarien wesentlich zu den Kosten bei. Die Windenergie-Szenarien mit heutigem Strompreis weisen ähnliche Produktionskosten auf als das Szenario ohne Windenergie mit hohen Energiepreisen; jedoch ist ein niedriger Preispfad an der Strombörse in Kombination mit hohen Preisen der restlichen Energierohstoffe eher unwahrscheinlich. Deutlich wird auch, dass Konditionierung, Speicherung und Distribution bei Wasserstoff aus Wind deutlich mehr Kosten verursachen als in den Szenarien ohne Windenergie. Dies liegt vor allem an den längeren Distributionswegen zu den industriellen Verbrauchszentren, sowie an der Tatsache, dass eine Großspeicherung zum Ausgleich jahreszeitlicher Schwankungen notwendig ist.

Vergleicht man jeweils die Szenarien mit niedrigen und hohen Energiepreisen, so liegt bei niedrigen Energiepreisen die Differenz zwischen Windwasserstoff und der günstigsten Alternative zur Produktion bei ca. 0,30 €/Nm³ (3,30 €/kg), während sie bei hohen Energiepreisen nur 0,11-0,13 €/Nm³ (1,20-1,40 €/kg) beträgt. Auf den Energieinhalt bezogen entspricht dies zwischen 0,04 und 0,10 €/kWh. Die anfängliche Vergütung von Photovoltaik war und ist deutlich höher (anfänglich bis zu 0,57 €/kWh), und auch die

Differenz der derzeitigen Einspeisevergütung für Offshore-Wind zur durchschnittlichen Vergütung ist höher als dieser Wertebereich.

Unter Zugrundelegung der niedrigeren Anlagenkosten für Elektrolyseure nach [NREL 2009] reduzieren sich die Herstellungskosten des Wind-Wasserstoffs um ca. 0,10 €/Nm³ (1,10 €/kg; siehe Abbildung 55); damit wäre Wind-Wasserstoff bei hohen Energiepreisen nahe an der Wettbewerbsfähigkeit. Weiteres Kostenreduktionspotenzial besteht vor allem in der Steigerung der Auslastung der Distributionsinfrastruktur sowie durch weitere Effizienzgewinne und Kosteneinsparungen in allen Bereichen.

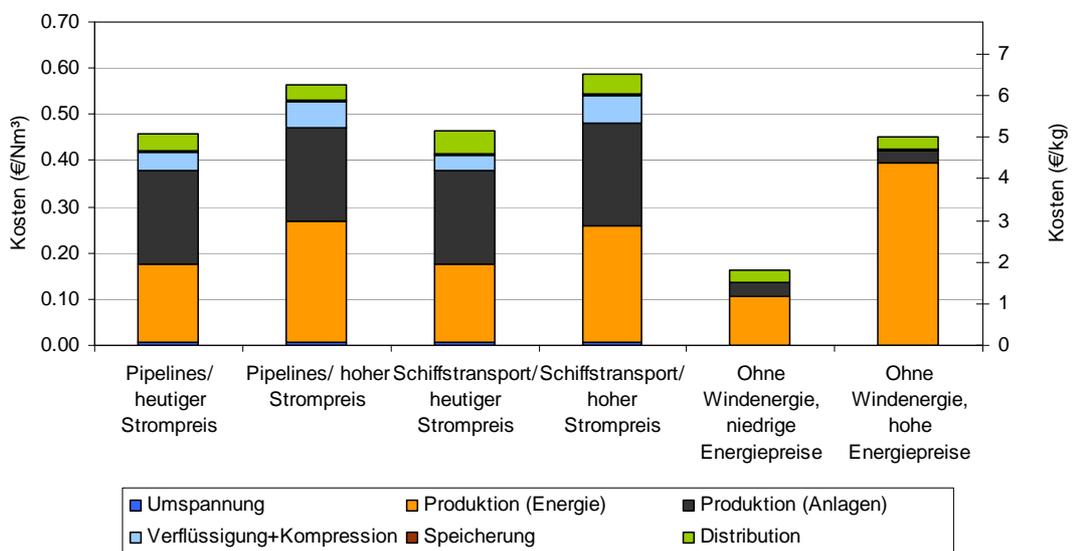


Abbildung 64: Durchschnittliche Wasserstoffkosten der Szenarien inklusive Distribution

In Abbildung 65 sind die resultierenden Wasserstoffkosten jeweils separat für Industrie und Tankstellen ausgewiesen. Die durchweg höheren Kosten für Tankstellen sind im niedrigeren Absatz sowie in der räumlichen Verteilung der Tankstellen begründet, was meist die Anlieferung per LKW über weitere Strecken bedingt. Nicht enthalten sind die Kosten der Tankstelle selbst. Wasserstoff aus Windenergie würde, an die Tankstelle geliefert, zwischen 0,54 und 0,75 €/Nm³ kosten (6,00 – 8,30 €/kg). Dies entspricht in etwa einem potenziellen Verkaufspreis des Wasserstoffs an Fahrzeugkunden, um, auf die gefahrene Strecke (Brennstoffzellenfahrzeug) bezogen, Kostengleichheit mit herkömmlichen Kraftstoffen zu erzielen (3.4.3). Jedoch sind die Kosten der Tankstelle selbst (Zwischenspeicherung, Kompression, Betankung) nicht berücksichtigt, die je nach Auslastung der Tankstelle noch einige €/kg betragen können, genauso wenig wie eine spätere Besteuerung des Wasserstoffs. Wasserstoff aus anderweitiger Erzeugung kann

dem entgegen je nach Energiepreis im Durchschnitt zu Kosten von 0,22-0,47 €/Nm³ (2,40-5,20 €/kg) erzeugt und an die Tankstellen geliefert werden³³. Die Kosten von Wind-Wasserstoff für die Nutzung im Verkehr liegen damit ca. 3 bis 4 €/kg über den Kosten konventionell erzeugten Wasserstoffs. Er zeichnet sich jedoch durch seine CO₂-Freiheit aus, die ihm ggf. auch einen höheren Wert beim Endnutzer einräumt. Weitere nützliche Mechanismen könnten spezifische Förderinstrumente oder Quoten für erneuerbar erzeugten Wasserstoff sein. In Kalifornien wurde beispielsweise vor kurzem ein Gesetz verabschiedet, das festlegt, dass mindestens 33% des Wasserstoffs für den Verkehrssektor aus erneuerbaren Quellen stammen muss [Dunwoody 2010].

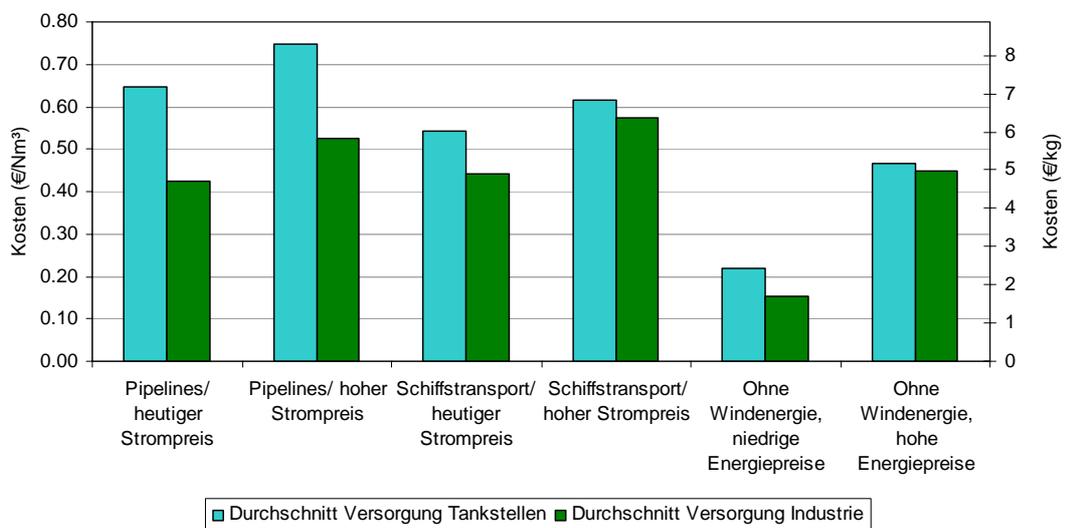


Abbildung 65: Durchschnittliche Wasserstoffkosten für Industrie und Tankstellen

Wasserstoff für die Industrie kostet bei Erzeugung aus Windenergie im Durchschnitt zwischen 0,42 und 0,57 €/Nm³, was gegenüber der günstigsten Erzeugung (0,15-0,45 €/Nm³) Mehrkosten von 0,12-0,27 €/Nm³ bedeutet.

Abbildung 66 zeigt schließlich die mittlere Verteilung des Investitionsbedarfs der Szenarien (siehe auch Fußnote 32 auf Seite 138). Der Gesamtinvestitionsbedarf beläuft sich auf 588 bis 671 Mio. €. Es ist festzustellen, dass der Hauptanteil (ca. 2/3) der

³³ Zum Vergleich: [GermanHy 2009] kommt deutschlandweit auf Durchschnittskosten von 4,00-5,80 €/kg für Produktion und Transport zur Tankstelle. Das etwas höhere Kostenniveau kann damit erklärt werden, dass zum einen die durchschnittliche Transportentfernung in Hamburg und Schleswig-Holstein durch die relativ hohe Bevölkerungsdichte geringer ist als im deutschen Durchschnitt, zum anderen dadurch, dass in GermanHy kein industrieller Wasserstoffbedarf betrachtet wurde, die sich auf die Tankstellenkosten synergistisch auswirkt.

Investitionen für die Produktionsanlagen anfällt. Dementsprechend würde die Zugrundelegung der niedrigeren Elektrolyseurkosten nach [NREL 2009] den Investitionsbedarf um ca. 40% reduzieren. Konditionierung und Distribution machen ebenfalls einen bedeutenden Anteil aus, während Umspannung und Speicherung eine eher untergeordnete Rolle spielen.

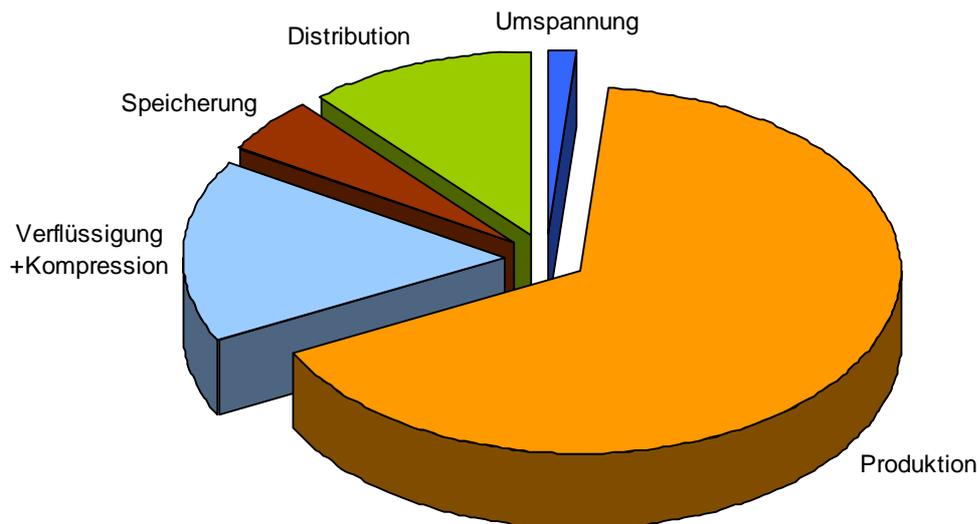


Abbildung 66: Verteilung des Investitionsbedarfs

4.5 Zusammenfassung wesentlicher Erkenntnisse

In Anbetracht der gegebenen und erwarteten Rahmenbedingungen erscheint ein Betriebsmodell optimal, das größere Elektrolyseanlagen an stark belasteten Netzknoten vorsieht, da hier gegenüber der Aufstellung direkt an Windparks das Netz effektiv entlastet werden kann und zugleich die Speicherung und der Abtransport des Wasserstoffs effizient und relativ kostengünstig möglich sind. Als Orientierungspreis für den Strombezug eignet sich der Day-Ahead-Spotmarktpreis, wobei der Betrieb des Elektrolyseurs über ein Preislimit gesteuert wird. An den Netzknoten Niebüll, Heide und Büttel kann auf einen Großteil der in Schleswig-Holstein installierten Onshore- und angelandeten Offshore-Windenergie zugegriffen werden. Jedoch sollte die installierte Leistung der Elektrolyse geringer als die maximal anfallende Überschussleistung gewählt werden, um zu gewährleisten, dass die Elektrolyse bei einer angemessenen Auslastung vorrangig mit Überschussstrom betrieben wird. Mit dem zur Verfügung stehenden Überschussstrom von 1-4 TWh im Jahr 2020 können etwa 220 bis 900 Mio. Nm³ Wasserstoff erzeugt werden; über die Deckung des abgeschätzten industriellen Wasserstoffsubstitutionspotenzials und des Verkehrsbedarfs von zusammen 320 Mio. Nm³

hinaus könnte also noch Potenzial für den Export von erneuerbarem Wasserstoff aus der Region vorhanden sein.

Die Produktionskosten von Wasserstoff aus Windenergie sind stark von der Auslastung der Elektrolyse und dem zugrunde gelegten Strompreis abhängig; in den betrachteten Szenarien ergibt sich ein Minimalwert zwischen 0,30 und 0,40 €/Nm³ (ohne Speicherung und Distribution) bei einer mittleren Auslastung zwischen 4000 und 5000 Volllaststunden. Bei niedrigeren Werten treibt die geringe Auslastung der Elektrolyse die Kosten in die Höhe, bei höheren Werten dagegen der höhere durchschnittlich zu zahlende Strompreis. Um die vorwiegende Nutzung von Überschussstrom zu gewährleisten, sollte eher eine niedrige bis mittlere Jahresauslastung gewählt werden. Um die aus dem fluktuierenden Windangebot resultierenden jahreszeitlichen Erzeugungsschwankungen auszugleichen und eine konstante Abgabe von Wasserstoff an die Verbraucher zu ermöglichen, muss bei dieser Betriebsstrategie eine Speicherkapazität von maximal ca. 700 Erzeugungsstunden vorgehalten werden (d.h. 700 Nm³ pro Nm³/h Erzeugungskapazität). Im Falle großtechnischer Kavernenspeicherung macht die Speicherung bei dieser Auslegung nur geringen Anteil der Kosten aus, während die Speicherung in Druckrohranaufliegern ein Vielfaches der Elektrolyseinvestition bedingen würde.

Als Transportoptionen stehen gegebenenfalls LKW-Transport, Schifftransport und Pipelinetransport zur Verfügung. Die Eignung ist von Menge und Distanz abhängig. LKWs sind für Mengen bis max. 5 Mio. Nm³/a und variable Distanzen ab einigen km geeignet; für größere Mengen oder kleinere Distanzen eignen sich Pipelines am besten, und für größere Mengen und größere Distanzen Containerschiffe. Vor allem bei Pipelines bestehen Synergieeffekte durch die Bündelung von Verbrauchern und Erzeugern durch Netzwerke. Allerdings bestehen hier signifikante Hürden und lange Vorlaufzeiten bei der Errichtung neuer Infrastruktur.

Mit dem H2INVEST Modell wurden unter Berücksichtigung aller Distributionsoptionen Versorgungsszenarien für die identifizierten Verbraucher berechnet. Vorgegeben wurde der Transport auf der Strecke von Brunsbüttel nach Hamburg (entweder per Pipeline oder mit Containerschiffen), sowie unterschiedliche Strompreispfade. Der gesamte Investitionsbedarf für die Erzeugungs- und Verteilungsinfrastruktur zur Deckung des in Kapitel 3 identifizierten Wasserstoffbedarfes beläuft sich auf ca. 600 Mio. €, bei spezifischen Kosten von 0,42 und 0,57 €/Nm³ (4,70-6,30 €/kg) für die industriellen Verbraucher und 0,54 und 0,75 €/Nm³ (6,00-8,30 €/kg) für die Tankstellen. Gegenüber der günstigsten Erzeugung aus Erdgas und Nebenprodukt-Wasserstoff bedeutet das Mehrkosten von ca. 0,12 bis 0,32 €/Nm³ (1.30-3.60 €/kg). Bei einer frühzeitigen Implementierung der elektrolytischen Wasserstoffproduktion kann Wasserstoff aus Windenergie durch den zu erwartenden Anstieg der fossilen Energiepreise und die Reduktion der Elektrolyseurkosten nach 2020 wettbewerbsfähig werden.

5 HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

5.1 Motivation für Handlungen

Die Verwendung von Überschussstrom aus erneuerbaren Energien zur Produktion von Wasserstoff und dessen Nutzung für Industrie, Verkehr und weitere Nutzer hat eine Reihe von Vorteilen. Zum einen wird hiermit eine Möglichkeit geschaffen, erneuerbaren Strom auch für andere Sektoren als die Stromversorgung zu nutzen, was dessen Potenzial zur Reduktion der Treibhausgasemissionen auf der Anwenderseite deutlich diversifiziert und erweitert. Die Wasserstofferzeugung aus Windstrom zu Zeiten, in denen die Nachfrage nach Strom niedrig ist, führt zu einer Dämpfung von Strompreisfluktuationen und erhöht so die ökonomische Effizienz des Einsatzes sowohl fossiler als auch erneuerbarer Kraftwerke. Gleichzeitig kann durch die Elektrolyse Regelleistung bereitgestellt werden. Weiterhin werden volkswirtschaftliche Verluste vermieden, die sonst auftreten, wenn mehr Strom erzeugt als im Netz benötigt wird, da diese Energie zur späteren Verwendung gespeichert wird. Schließlich kann auch in gewissem Umfang der Ausbau der Netzkapazitäten reduziert werden, da die Schaffung einer erzeugungsnahen Stromnachfrage durch Elektrolyseure eine Entlastung der Netze in kritischen Situationen ermöglicht. Diese Faktoren zeigen, dass die Nutzung von Wasserstoff die Integration von erneuerbaren Energien ins Energiesystem unterstützt und so einen weiteren Ausbau erneuerbarer Energien begünstigt.

Darüber hinaus bietet sich für die Region Hamburg und Schleswig-Holstein die Chance, durch die Errichtung eines Pilotvorhabens zur Wasserstoffproduktion aus Windenergie ihre Pionierrolle für die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff sowie der damit verbundenen Industrie und Forschung weiter zu stärken. Durch die Existenz geeigneter lokaler Salzformationen für Kavernenspeicher und das hohe Potenzial für Windenergienutzung bietet sich die Möglichkeit, eine Exportregion für erneuerbaren Wasserstoff in die umliegenden Regionen zu werden, in Anlehnung an die heutige Rolle Schleswig-Holsteins als Exporteur von Strom. Die Möglichkeit, durch den Einsatz von Wind-Wasserstoff auch in Industrie und Verkehr die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, ist eine weitere Motivation für die Region, hier aktiv zu werden. Die Bereitstellung von CO₂-freiem erneuerbarem Wasserstoff bedeutet für die regionale chemische und Grundstoffindustrie einen Standortvorteil, da hierdurch unternehmens- und produktspezifische Treibhausgasemissionen gesenkt werden können.

5.2 Handlungsempfehlungen zur Schaffung der notwendigen Rahmenbedingungen

5.2.1 Erstellung einer Roadmap

Damit Pilotvorhaben zur Produktion und Nutzung von Wasserstoff aus Windenergie umgesetzt werden können, müssen verschiedene Rahmenbedingungen geschaffen werden.

Vor der Realisierung von Pilotvorhaben steht ein detailliertes Gesamtkonzept. Hierzu sollte eine Plattform geschaffen werden, in der relevante Akteure aus Wissenschaft, Wirtschaft, Politik und Gesellschaft umsetzungsorientiert zusammen arbeiten. Diese Plattform sollte eine gemeinsame und verbindliche Roadmap zur Realisierung eines Pilotvorhabens erarbeiten, Konzepte und Zeitpläne für die Umsetzung aufzeigen sowie die Unterstützung durch Politik und Industrie klären. Eine aktive Mitwirkung von Politik und Wirtschaft ist erforderlich, um im voraus Planungssicherheit zu schaffen, die insbesondere wegen der langen Vorlaufzeiten für die Errichtung der Infrastruktur (inkl. der Produktionskapazitäten für die Elektrolyseanlagen) benötigt wird.

Die Demonstration der Machbarkeit eines solchen Vorhabens ist ein notwendiger Schritt. Hierzu eignet sich die Durchführung eines Demonstrationsprojekts in einem ausreichend großen Maßstab, das alle benötigten Prozessschritte abdeckt. Der Prozess der Roadmap-Entwicklung sollte auch weiterführende technische Analysen umfassen, unter anderem zur technischen und ökonomischen Einbettung der Wasserstofferzeugung und -nutzung sowie zur Untersuchung von Konzepten zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit.

5.2.2 Implementierung flankierender Förderinstrumente

Aus finanzieller Sicht werden für privatwirtschaftliche Akteure Fördermaßnahmen benötigt, die einen Ausgleich der Mehrkosten gegenüber fossilen Energieträgern und hieraus erzeugtem Wasserstoff ermöglichen. Solche Förderungen können durch Maßnahmenbündel umgesetzt werden, die versorgungs- und bedarfsseitige Anreize für erneuerbaren Wasserstoff schaffen. Wesentliche Elemente sind ein Technologiebonus (Zuschuss für getätigte Investitionen) sowie ein technologiespezifischer Bedarfsbonus (Zuschuss für produzierte Energiemengen). Eine weitere Lenkungswirkung kann durch eine hinreichende Absicherung des Risikos erzielt werden, das Investoren bei einem solchen Pilotvorhaben gegebenenfalls trifft. Günstige Finanzierungsbedingungen, sog. „Risk sharing“-Mechanismen und Zuschüsse von staatlicher Seite sind hierfür mögliche Ansätze. Finanzielle Mittel könnten z.B. aus dem ab 2013 verbindlichen CO₂-Emissionshandel und den aktuell erörterten Fondlösungen aus der Restlaufzeitverlängerung bereitgestellt werden.

5.2.3 Schaffung von administrativem Vorrang und Rechtssicherheit

Administrative Voraussetzung ist unter anderem die vorrangige Ausweisung von geeigneten Salzstöcken für den Bau von Speicherkavernen, die mit anderen Technologien und Nutzungen konkurrieren (z.B. Druckluftspeicher); hier sollten rechtzeitig geeignete Standorte identifiziert und gesichert werden. Um Verzögerungen durch die langen administrativen Vorlaufzeiten für infrastrukturelle Vorhaben wie Großspeicher und ggf. erforderliche Rohrleitungen zu vermeiden, sollten hier entsprechende Regelungen zur Beschleunigung der Genehmigung auf den Weg gebracht werden, ähnlich dem Infrastrukturbeschleunigungsgesetz und dem Energieleitungsausbaugesetz, welche sich bisher nur auf Stromleitungen beziehen. Wesentlich zur Beschleunigung des Planfeststellungsverfahrens ist hier die Feststellung der „energiewirtschaftlichen Notwendigkeit“ und des „vordringlichen Bedarfs“ analog zum Energieleitungsausbaugesetz.

Um klare rechtliche Rahmenbedingungen für die Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbarem Strom zu schaffen, sollte diese Option explizit in den entsprechenden Gesetzen und Verordnungen normiert werden. Um Wasserstoff als vielseitigem Energieträger gerecht zu werden, ist es insbesondere erforderlich, die Produktion und Speicherung von erneuerbarem Wasserstoff ohne anschließende stationäre Rückverstromung zu regeln, zum Beispiel gemäß der im Kombikraftwerks-Bonus genannten „steuerbaren Lasten“. Des Weiteren sollte die Frage, ob die Verwendung von Strom, der durch Einspeisemanagement-Einsätze nicht ins Netz aufgenommen werden kann, für die Elektrolyse, bei gleichzeitiger Vergütung durch die „Härtefallregelung“, gegen das Doppelvermarktungsverbot verstößt, explizit geklärt werden.

Hilfreich wäre weiterhin die Schaffung eines eindeutigen Zertifizierungssystems für Treibhausgasemissionen aus Strom, der über die Börse bezogen wird. Dieses System sollte für die Zuteilung der Emissionen zu den Börsenteilnehmern neben den Grenzemissionen auch die räumliche Nähe zwischen Erzeugern und Verbrauchern und die damit verbundene verbesserte Aufnahme erneuerbaren Stroms unter Netzrestriktionen angemessen berücksichtigen. Schließlich müssen Richtlinien und Verordnungen zur technischen Umsetzung solcher Anlagen auf den Weg gebracht werden, um Standards zur technischen Ausführung zu schaffen.

5.2.4 Bildung und Akzeptanz

In der Gesellschaft, aber auch im wissenschaftlichen Umfeld, herrscht teilweise ein verzerrtes Bild zu Wasserstoff und Brennstoffzellen bezüglich Notwendigkeit, Vorteilhaftigkeit, Sicherheit sowie Markt- und Technologiereife. Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass Wasserstoff einen erheblichen Beitrag zur verbesserten Nutzung erneuerbarer Energien leisten kann. Sicherheitsaspekte und Reife der Technologie für Erzeugung, Verteilung und Anwendung über den existierenden Stand der Technik hinaus

wurden in internationalen Projekten³⁴ ausführlich beleuchtet. Die möglichen Endanwendungen werden aktuell öffentlich vorgestellt und kommuniziert. Ebenso sollten Verbände, Politik und Bildung auch die benötigten infrastrukturellen Maßnahmen für eine Operationalisierung der positiven Aspekte der Wasserstoffnutzung auf das Energiesystem stärker kommunizieren, um die Notwendigkeit zu verdeutlichen und Akzeptanz für solche Maßnahmen zu schaffen.

Konzeption, Realisierung und Betrieb der technischen Komponenten eines Wind-Wasserstoff-Netzwerkes benötigen vielfältige Kompetenzen aus den unterschiedlichsten Fachbereichen der Ingenieurwissenschaften (Maschinenbau, Verfahrenstechnik, Elektrotechnik, Geologie, et al.). Die Absolventenzahlen in den Ingenieurwissenschaften in Deutschland steigen zwar seit 2002 absolut (während ihr Anteil an allen Absolventen zur gleichen Zeit zurückging [DESTATIS 2009, S. 21f]), doch die Anfängerzahlen Mitte der 2000er Jahre waren rückläufig, was in den kommenden Jahren zu einem Rückgang der Absolventenzahlen in den Ingenieurwissenschaften führen wird [Spiegel 2007]. Mit Blick auf eine mögliche Verknappung entsprechender Kapazitäten ist eine frühe und enge Kooperation mit Bildungs- und Forschungseinrichtungen in Hamburg und Schleswig-Holstein zu suchen, um auch dort Interesse für diese Zukunftstechnologie zu generieren.

5.2.5 Dringlichkeit

In Anbetracht der dargestellten notwendigen Schritte und ihrer Vorlaufzeiten ist zügiges, abgestimmtes Handeln von Seiten der Politik, der Industrie und der Verbände unabdingbar, damit rechtzeitig eine Lösung der sich verschärfenden Situation auf dem Strommarkt zur Verfügung steht.

³⁴ z.B. in den EU-Projekten HySafe, Roads2HyCom und HyFLEET:CUTE

5.3 Handlungsmatrix

Im Folgenden wird eine Übersicht über die diskutierten Handlungsoptionen gegeben:

Bereich	Hindernisse/ Herausforderungen	Handlungen	Akteure	Regionale Ebene
Technologie	Detaillierte Abstimmung des Gesamtkonzepts benötigt	Schaffung einer Plattform für Zusammenarbeit aller Akteure	Verbände/ Stakeholder	D / Fokus HH-SH
	Planungssicherheit für Elektrolyse/ Infrastruktur benötigt	Rechtzeitig Roadmap mit Zeitplan und Konzept aufstellen	Politik/ Stakeholder	D / HH-SH
	Technologie-Demonstration benötigt	Demonstrationsvorhaben planen und realisieren	Stakeholder/ Politik (Förderung)	HH-SH (Förderung: D)
	Teilaspekte ungeklärt (Einbettung ins Energiesystem, Wirtschaftlichkeit)	Weiterführende technische Analysen	Stakeholder/ Institute	HH-SH / D
Förderung Finanzierung	Anfangs mangelnde Wirtschaftlichkeit ohne Förderung	Technologiebonus (Investitionszuschuss) spez. für H ₂ -Produktion ohne Rückverstromung („steuerbare Last“); Bedarfsbonus (pro kWh _{el} / pro Nm ³ H ₂)	Politik	D / EU
	Große Investition benötigt; hohes Risiko	Günstige Finanzierungsbedingungen; Risk sharing / Zuschüsse / klare politische Rahmenbedingungen schaffen	Politik/ Finanzsektor	Regional / D / EU
Administration / Rechtsicherheit	Verfügbarkeit Salzstöcke	Mögliche Standorte ausweisen und für die Nutzung sichern	Politik	SH
	Lange Vorlaufzeiten für Genehmigung / UVP von Infrastruktur-Vorhaben (z.B. ca. 10 Jahre für Kaverne)	„Infrastrukturbeschleunigungsgesetz“ für H ₂ -Speicher/Pipelines: Feststellung energiewirtschaftlicher Notwendigkeit und vordringlichen Bedarfs für Planfeststellungsverfahren	Politik	D / HH-SH (Planfeststellung)
	Rechtliche Rahmenbedingungen unklar; Zertifizierung des Strombezugs bzgl. THG-Emissionen	Explizite Normierung der Produktion von H ₂ (ohne Rückverstromung) in Gesetzen und Verordnungen; Zertifizierungssystem für Strombezug auf den Weg bringen	Politik	D / EU
	Richtlinien / Sicherheitsanforderungen unklar	Richtlinien und Verordnungen auf den Weg bringen, um den Einsatz von Wind-Wasserstoff langfristig zu sichern und zu stärken	Politik/ Zertifizierer	D / International
Gesellschaft/ Wissenschaft	Verzerrte Wahrnehmung über H ₂ /BZ	Fortsetzung der Kommunikation über Anwendungstechniken hinaus; Bewusstsein für Notwendigkeiten (z.B. Infrastruktur) schärfen	Politik/ Ver- bände/ NGO/ Institute/ Schulen	HH-SH / D / EU

6 LITERATURVERZEICHNIS

- [AGEB 2009] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.: Stromerzeugung nach Energieträgern von 1990 bis 2008 (in TWh) Deutschland insgesamt, Stand 27.05.2009; <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65>
- [AGEE 2009] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien – Statistik (AGEE-Stat), Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2008, Stand Juni 2009; http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_in_deutschland_graf_tab_2008.pdf
- [Altrock 2009] Martin Altrock: Gesetzliche Anreize für Energiespeichersysteme; Vortrag, IRES Konferenz, Berlin 24.11.2009
- [Amprion 2009] Amprion, Kennzahlen und Statistiken. Bezogene/gelieferte Energie aus der Minutenreserve (Viertelstündlicher Auszug). <http://www.amprion.net/kennzahlen-und-statistiken>
- [Astier 1980] Astier, J.; Krug, J.C.; de Lassat, Y.: Technico-economic potentialities of hydrogen utilization for steel production. III. World Hydrogen Energy Conf., Vol. 3, Tokyo, 23-26 June 1980, pp. 1707-1723.
- [Bandusch 2009] Persönliche Mitteilung Herr Lutz Bandusch, ArcelorMittal Steel Hamburg am 7. Oktober 2009
- [BDEW 2009] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Liste „Im Bau oder in Planung befindliche Kraftwerke“, Stand 09.04.2009.
- [BEE 2009] Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.: Strom-Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche. Stromversorgung 2020 - Wege in eine moderne Energiewirtschaft. Berlin, Januar 2009. http://www.bee-ev.de/downloads/publikationen/studien/2009/090128_BE-E-Studie_Branchenprognose_Stromversorgung2020.pdf

- [bei-aIEK 2007] bremer energie institut/ arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik: Entwicklung der Energieversorgung in Norddeutschland; Bremen/ Hamburg, Mai 2007
- [BMU 2008a] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) – geänderte Fassung 2008. Konsolidierte Begründung. November 2008.
http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/erneuerbare-energien-gesetz/doc/40508.php
- [BMU 2008b] Joachim Nitsch: Weiterentwicklung der Ausbastrategie Erneuerbare Energien Leitstudie 2008; Herausgeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stuttgart/ Berlin, Oktober 2008
- [BMU 2009a] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Leitszenario 2009.
<http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitszenario2009.pdf>
- [BMU 2009b] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus, 17.07.2009.
http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/43720.php
- [BMWi 2009a] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Zahlen und Fakten – Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung, Stand: 3.9.2009;
www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken.html, Download am 2.10.2009
- [BMWi 2009b] BMWi. Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie. Studie ausgeführt von Fraunhofer ISE, Fraunhofer AST, VKPartner. Abschlussbericht, 30.06.2009.
- [BNA 2009] Bundesnetzagentur (BNA): Versorgungsqualität – SAIDI-Wert – Bundesnetzagentur veröffentlicht Zahlen zur Versorgungsqualität im Strombereich; Website vom 27.10.2009;

- http://www.bundesnetzagentur.de/enid/Sonderthemen/Ver-sorgungsqualitaet_-_SAIDI-Wert_4jf.html
- [Brakelmann 2004] Heinrich Brakelmann (Universität Duisburg-Essen): Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel?; im Auftrag des Bundesverbandes Wind-Energie (BWE), Rheinberg, Oktober 2004
- [Braun 2004] Uwe Braun, Mittal Steel Hamburg, Möglichkeiten zum Einsatz von Wasserstoff bei der Direktreduktion von Eisenerz im Midrex-Verfahren, 2004
- [BSH 2009] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH): Nordsee: Offshore-Windparks; Webseite vom 19.10.2009; <http://www.offshore-wind.de/page/fileadmin/offshore/documents/NordseeOffshoreWindparksPilotgebiete.pdf>
- [Bundesregierung 2009] Bundesregierung: Mitschrift Regierungspressekonferenz am 19. August 2009. http://www.bundesregierung.de/nn_1516/Content/DE/Mitschrift/Pressekonferenzen/2009/08/2009-08-19-regpk.html
- [Crologino 2007] Crologino, F., Hamelmann, R.: Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen zur Glättung des Windstromangebots; 14. Stralsunder Symposium „Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik“, November 2007
- [Crologino 2009a] Crologino, F., Donadei, S.: Energiespeicher im geologischen Untergrund - Stand der Technik, Vergleich und geotechnisches Potential in Europa. Vortrag ETG Fachtagung, Erfurt, 22 & 23. September 2009.
- [Crologino 2009b] Crologino, F., KBB Underground Technologies, persönliche Kommunikation, November 2009.
- [Daimler 2009] Peter Froeschle, Daimler AG. Nachhaltige Mobilität mit Brennstoffzellen und Batteriefahrzeugen. Jahrespressekonferenz Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband, 18. Februar 2009. <http://dvv-info.com/aktuelles/Pressemeldungen/2009/pm0902ppf.pdf>
- [Dena 2008a] Deutsche Energie Agentur: Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030), Kurzfassung, Berlin, 12.03.2008;

- http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Meldungen/2008/Kurzanalyse_KuN_Planung_D_2020_2030_Kurzfassung.pdf
- [Dena 2008b] Stephan Kohler, Deutsche Energie Agentur: Studie Entwicklung der Kraftwerks-und Netzplanung in Deutschland bis 2020. Konferenz Kraftwerke und Netze für eine nachhaltige Energieversorgung. Berlin, 27.11.2008; http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Veranstaltungen/2008/11/REG/dena_Kohler_Studie_Kraftwerke.pdf
- [Dena 2009] Deutsche Energie Agentur: Internetseite www.offshore-wind.de (besucht 15.09.2009)
- [DESTATIS 2009a] Statistisches Bundesamt Deutschland (DESTATIS): Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung – Bilanz der Elektrizitätsversorgung; Website vom 27.10.2009; <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/Energie/Tabellen/Content75/BilanzElektrizitaetsversorgung.psm1>
- [DESTATIS 2009b] Statistisches Bundesamt Deutschland (DESTATIS): Hochschulstandort Deutschland 2009 – Ergebnisse aus der Hochschulstatistik; Begleitmaterial zur Pressekonferenz, Berlin, 9. Dezember 2009 (S. 21f)
- [DEWI 2008a] J.P. Molly, DEWI GmbH: Status der Windenergieerzeugung in Deutschland – Stand 31.12.2008; http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/statistiken/WE%20Deutschland/DEWI-Statistik_gesamt_2008.pdf
- [DEWI 2008b] DEWI GmbH: WindEnergy Studie 2008. http://www.husumwindenergy.com/typo3temp/WindEnergy_Study_Charts2.pdf
- [DLR 2006] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt: Trans-Mediterranean interconnection for Concentrating Solar Power – TRANS-CSP (2006). http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-6588/
- [DOE 2008] U.S. Department of Energy, Hydrogen Analysis (H2A) Project, Case Study "Future Central Hydrogen Production"

- from Grid Electrolysis version 2.1.1". 28.05.2008.
http://www.hydrogen.energy.gov/h2a_prod_studies.html
- [Dunwoody 2010] C. Dunwoody, California Fuel Cell Partnership. Transition to a commercial fuel cell vehicle market in California. Online Article, 19 January 2010.
<http://www.renewableenergyfocus.com/view/6442/transition-to-a-commercial-fuel-cell-vehicle-market-in-california/>
- [DWW/EHA 2010] R. Wurster, M. Zerta, C. Stiller, J. Wolf. Energie-Infrastruktur 21: Rolle des Wasserstoffs angesichts der Herausforderungen im neuen globalen Energiesystem. Strategiepapier, Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband, European Hydrogen Association, November 2009.
- [E.ON 2009a] E.ON Transparenz-Website: Ex-Post Archiv für 2008;
<http://www.eon-schafft-transparenz.de/expost>
- [E.ON 2009b] E.ON EEG Website, Kategorienjahresübersicht und Anlagenbewenungsdaten 2008;
http://eeg-auskunft.eon-netz.com/EEG_Auskunft/eeg-einspeisung.do
- [E.ON Hanse 2008] E.ON Hanse, Erhebungsbogen EEG-Jahresmeldung 2008 der Bundesnetzagentur. http://www.eon-hanse.de/pages/eha_de/Netz/Stromnetz/Dezentrale_Einspeisung/documents/2009-06-30_EEG_Verffentlichung_2008_EHA_neu.pdf
- [E.ON Hanse 2009] E.ON Hanse, Entgelt für dezentrale Einspeisung gemäß §18 StromNEV (pauschale Vergütung), http://www.eon-hanse.de/pages/eha_de/Netz/Stromnetz/Entgelte/Preislisten12852/documents/2009-03-01_Preisblaetter_Gesamtversion_S_EHA_2009-06-03.pdf
- [E.ON Netz 2008a] E.ON Netz, Richtlinie zur Umsetzung des §12 EEG (Härtefallregelung), Bayreuth, 1. Dezember 2008;
http://www.eon-netz.com/pages/ehn_de/EEG_KWK-G/download_files/Einspeisemanagement/Richtlinie_zur_Umsetzung_11_und_12_EEG.pdf
- [E.ON Netz 2008b] E.ON Netz. 110-kV-Netzausbau Schleswig-Holstein - Aktueller Stand der Planungen Breklum-Flensburg, Heide-Pöschendorf und Lübeck-Göhl. Medieninformation Kiel, 6.

- Februar 2008. http://www.eon-netz.com/pages/ehn_de/Presse/Reden_und_Praesentationen/pdf_pressegesprach_kiel_06_02_08.pdf
- [E.ON Netz 2009a] E.ON Netz: Windbedingte Netzengpässe in der E.ON Netz-Regelzone; Webseite vom 22.10.2009; http://www.eon-netz.com/pages/ehn_de/EEG_KWK-G/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Einspeisemanagement/Hintergruende_Einspeisemanagement/index.htm
- [E.ON Netz 2009b] E.ON Netz. Schleswig-Holstein Einspeisemanagement Regionen. http://www.eon-netz.com/pages/ehn_de/EEG_KWK-G/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Einspeisemanagement/Einspeisemanagement_Einspeisemanagement/Schleswig-Holstein_Einspeisemanagement_Regionen.pdf
- [E.ON Netz 2009c] E.ON Netz: Windenergie braucht zügigen Netzausbau; Webseite vom 11.12.2009; http://www.eon-netzausbau.de/pages/eon-netzausbau_de
- [E.ON Netz 2009d] E.ON Netz, Einspeisemanagement-Einsätze 2008. http://www.eon-netz.com/pages/ehn_de/EEG_KWK-G/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Einspeisemanagement/Einspeisemanagement_Einspeisemanagement/2008/index.htm#tabelle
- [EE 2008a] Klaus Meier, Michaela Bruns. "Windenergie muss sich besser verkaufen". Erneuerbare Energien, Ausgabe August 2008, S. 28-30.
- [EE 2008b] Mathias Voigt, Silvio Pfau. "Direktvermarktung im neuen EEG". Erneuerbare Energien, Ausgabe August 2008, S. 31-33.
- [EEG 2009] Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG 2009) – amtliche Fassung vom 25. Oktober 2008; Bundesgesetzblatt, Jahrgang 2008, Teil I, Nr. 49, S. 2074, Bonn, 31. Oktober 2008; <http://www.bgblportal.de/BGBl/bgbl1f/bgbl108s2074.pdf>

- [EEX 2009a] EEX Transparenzdaten, Kraftwerksinformationen (besucht Oktober 2009).
<http://www.eex.com/en/Transparency/Power%20plant%20information>
- [EEX 2009b] European Energy Exchange, Market Data.
<http://www.eex.com/en/Market%20Data>
- [ENTSOE 2009] European Network of Transmission System Operators for Electricity: Hourly load values of a specific country for a specific month; <http://www.entsoe.eu/index.php?id=92>, Download am 4.10.2009
- [E-TRACE 2009] ANNOUNCEMENT OF COORDINATED MONTHLY AUCTION CAPACITIES AT THE COMMON BORDERS OF CEPS, a.s., transpower stromübertragungs gmbh, PSE-Operator S.A., Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s. and Vattenfall Europe Transmission GmbH for November 2009; 06.10.2009; http://www.e-trace.biz/2006/docs/ANNOUNCEMENT_06_10_2009_November_to%20be%20published.pdf
- [ETSO 2000] European Transmission System Operators (ETSO): Net Transfer Capacities (NTC) and Available Transfer Capacities (ATC) in the Internal Market of Electricity in Europe (IEM) – Information for User; 2000, http://www.entsoe.eu/library/ntc/entsoe_NTCusersInformation.pdf
- [EQHHPP 1991] Euro-Québec Hydro-Hydrogen Pilot Project, Feasibility Study - Final Report; Volume II - Technical Report, Part 1, Phase II; prepared for the Government of Quebec and the Commission of the European Communities; Hydro Quebec (Editor), Montreal and Ludwig-Bölkow-Stiftung, Ottobrunn, Germany, March 1991
- [Euro-Hyport 2003] European Commission, Euro-Hyport: Feasibility study for export of hydrogen from Iceland to the European continent. 5th Framework programme, 2002-2003. Final report of WP4 – Receipt and distribution of hydrogen.
- [FINO 2009] FINO – Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee. Finanziert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU); vertreten durch das Forschungszentrum Jülich GmbH (Projekträger Jülich

- PTJ).Datenbank, Messdaten Windgeschwindigkeit FINO 1 und 2. <http://www.fino-offshore.de/> (Zugangsberechtigung erforderlich).
- [GENI 2009] Gesellschaft für Netzintegration e.V. (GENI):
Netzintegration – Herausforderungen und Beiträge aus Erzeugersicht; Präsentation von Stefan Brune bei der Deutschen Umwelthilfe; 30.09.2009
- [GermanHy 2009] GermanHy: Studie zur Frage „Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?“. Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) und in Abstimmung mit der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW). Abschlussbericht, August 2009;
http://www.germanhy.de/page/fileadmin/germanhy/media/090826_germanHy_Abschlussbericht.pdf
- [Giebel 2003] ANEMOS: “The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power - A Literature Overview”, August 2003.
http://anemos.cma.fr/download/ANEMOS_D1.1_StateOfTheArt_v1.1.pdf
- [Gretz 1990] Gretz, J.; Korf, W.; Lyons, H.: Wasserstoff in der Stahlindustrie – Durch Stahlproduktion mit Wasserstoff können weltweite CO₂-Emissionen um 10% reduziert werden. EUROSOLAR Journal 4/90, S. 20-22.
- [H2INVEST 2009] LBST, H2Invest, the hydrogen infrastructure venture support tool, www.h2invest.com
- [Hoffmann 2008] C. Hoffmann, M. Greiner, L. Von Bremen, K. Knorr, S. Bofinger, M. Speckmann, K. Rohrig: Design of transport and storage capacities for a future European power supply system with a high share of renewable energies. IRES Konferenz 2008, Berlin, 24-25.11.2008.
- [Hustadt 2009] Persönliche Kommunikation mit Daniel Hustadt, Vattenfall Europe, Dezember 2009.
- [HyWays 2007] European Commission, HyWays - an integrated project to develop the European Hydrogen Energy Roadmap, 6th Framework Programme (contract N° 502596), Deliverable 1.4: technology fact sheets. Ottobrunn, Germany: Ludwig-

- Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2007.
<http://www.hyways.de>
- [IE 2009] Leipziger Institut für Energie GmbH (IE): Energieflussbild Schleswig-Holstein – Endbericht; Untersuchung für das Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein; 2009
- [IER 2007] Institut für Energiewirtschaft und Rationale Energieanwendung, Universität Stuttgart: Teilbericht zu AP 1.5. im Projekt NetMod „Analyse von Prognosen der Windgeschwindigkeit und Windstromeinspeisung“, November 2007.
http://www.netmod.org/download/AP1.5_final.pdf
- [IfnE 2009] Ingenieurbüro für neue Energien: Strom aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020; Berlin, 2009.
- [ISI 2007] Fraunhofer ISI, Frank Sensfuß, Mario Ragwitz: Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel; Karlsruhe, 2007
- [IWES 2009] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche. Abschlussbericht, Kassel, Dezember 2009.
- [Jaritz 1972] Werner Jaritz, Geologisches Jahrbuch, Bd 90/ 1972.
- [Klobasa 2006] Klobasa, M.; Erge, T.; Bukvic-Schäfer, A.S.; Hollmann, M.; Demand Side Management in dezentral geführten Verteilnetzen – Erfahrungen und Perspektiven; in: Rohrig, K.; Informations- und Kommunikationstechnologien für die Energieversorgung von morgen; Tagungsband, 11. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Kassel: ISET, 2006, S. 115-134
- [Klobasa 2008] Klobasa, M.; Nachfrageseitige Regelungsmöglichkeiten im Energiesystem; in: EnInnov 08, 10. Symposium Energieinnovation. Energiewende: 13.-15. Februar 2008; TU Graz: Verlag der TU Graz, 2008
ISBN: 978-3-902465-94-8, S. 89-90

- [Klobasa 2009] M. Klobasa (FhG-ISI): Integration von Offshore-Windeinspeisung in das deutsche Elektrizitätsnetz; 6. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT 2009), TU Wien, 2009
- [Kox 2008] Alexander Kox, Regel- und Reserveenergie. EFET Vortragsreihe Energiehandel, Münster 19.11.2008.
http://www.wiwi.uni-muenster.de/vwt/Veranstaltungen/IDEM/EFET/Kox_Regelenergie.pdf
- [LAK-E 2009] Länderarbeitskreis Energiebilanzen: 3.2.7 Endenergieverbrauch von Strom seit 1990, Stand: 12.06.2009; http://www.lak-energiebilanzen.de/sixcms/media.php/4/E_3_2_7.xls, Download am 9.9.2009
- [Lange 2009] Bernhard Lange, Arne Wessel, Jan Dobschinski, Kurz Rohrig, IWES – "Role of Wind Power Forecasts in Grid Integration". In: Tagungsband 14. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Windenergiesysteme, 24-25.09.2009.
- [Logistik 2009] Daten von Logistikunternehmen; persönliche Kommunikation, Dezember 2009.
- [Mainstream 2009] Mainstream Renewable Power: Supergrid; persönliche Kommunikation, Februar 2010;
<http://de.mainstreamrp.com/pages/Supergrid.html>
- [MIDREX 2009] MIDREX 2009: 2008 World Direct Reduction Statistics.
<http://www.midrex.com>
- [MWV 2007] Schleswig-Holsteinisches Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr: Schleswig-Holstein Energie 2020 – Grünbuch, Juni 2007. <http://www.schleswig-holstein.de/MWV/DE/Service/Broschueren/Energie/32gruenbuchEnergie,templateld=raw,property=publicationFile.pdf>
- [Neubarth et al. 2006] Neubarth, J.; Woll, O.; Weber, C.; Gerecht, M.: „Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung“. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 56 (7), S. 42-45
- [Nippon 2007] Nippon 2007: Japan government, steelmakers to develop hydrogen-powered blast furnace – report, website

- "http://www.forbes.com/fdc/welcome_mjx.shtml"
www.forbes.com/fdc/welcome_mjx.shtml, 28 October 2007.
- [NORDEL 2008] NORDEL (Organisation for the Nordic Transmission System Operators): Nordic Grid Master Plan 2008, März 2008
- [NREL 2009] National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, USA: Current (2009) State-of-the-Art Hydrogen Production Cost Estimate Using Water Electrolysis; NREL/BK-6A1-46676; September 2009
- [Paschen 1990] Paschen P.: Wasserstoffmetallurgie, BHM, 135. Jg. (1990), Heft 11, S. 442-445.
- [Prognos 2005] Prognos AG/ EWI: Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 – Energiewirtschaftliche Referenzprognose (Energieraport IV); Köln/ Basel, 2005
http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Dokumentationen/ewi-prognos_E2_80_93studie-entwicklung-der-energiemaerkte-545,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf
- [Reifferscheid 1998] Reifferscheid, M.; Xie, Y.-K.; Tacke, K.-H.: Hydrogen reduction of iron ore fines in stationary fluidised beds. Proc. Int. Symp. On Global Environment and Iron and Steel Industry" (ISES 98, April 14-16, 1998, Beijing.
- [Repower 2009] Repower, Produktprospekt Anlage 5M, Leistungskennlinie (besucht Oktober 2009)
http://www.repower.de/fileadmin/download/produkte/RE_PP_5M_de.pdf
- [RGI 2009] Renewables Grid Initiative: About; Webseite vom 23.10.2009; <http://www.renewables-grid.eu>
- [Sastri 1982] Sastri, M.V.C.; Viswanath, R.P.; Viswanathan, B.: Studies on the reduction of iron oxide with hydrogen. Int. J. Hydrogen Energy, 7(12), 1982, pp. 951-955.
- [Sedlacek 2008] R. Sedlacek, Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. ERDÖL ERDGAS KOHLE 124. Jg. 2008, Heft 11.
http://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/dieBezirksregierung/aufbau/abteilungen/abteilung6/Dez_61/61_2_untergrundspeicherung/untertage-gasspeicherung_in_deutschland.pdf

- [Shang-Di 1986] Shang-Di, W.: A potential market for hydrogen – A gas suitable for the direct reduction of iron ore (DRI). Proc. VI World Hydrogen Energy Conference, Vienna 20-24 July 1986, pp. 1409-1416.
- [Siemens 2007] Siemens AG: Heißes Eisen; Siemens-Magazin „Pictures of the Future“, Herbst 2007
- [Spiegel 2007] Spiegel Online: Wirtschaft bangt um den Technik-Nachwuchs; 26. August 2007;
<http://www.spiegel.de/unispiegel/jobundberuf/0,1518,druck-500843,00.html>
- [SRI 2001] CEH Product Review Hydrogen, SRI International, 2001
- [SRU 2009] Sachverständigenrat für Umweltfragen. Thesenpapier „Weichenstellungen für eine nachhaltige Stromversorgung“, Mai 2009.
http://www.umweltrat.de/cae/servlet/contentblob/581556/publicationFile/34398/2009_Thesen_Weichenstellungen_Stromversorgung_Hohmeyer.pdf
- [Statistik Nord 2009] Statistikamt Nord: Energiebilanzen für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2005/2006;
<http://www.statistik-nord.de/daten/verkehr-umwelt-und-energie/energie/>
- [Stiller 2001] C. Stiller, M. Altmann, H. Landinger, R. Wurster, S. Gaus. Wasserstofferzeugung in offshore Windparks: Killer-Kriterien, grobe Auslegung und Kostenabschätzung. Studie im Auftrag von GEO mbH, Endbericht, Oktober 2001.
http://www.lbst.de/ressources/docs2002/GEO_Studie_Wasserstoff_public.pdf
- [transpower 2009a] transpower stromübertragungs gmbh: Bestimmung der Übertragungskapazität an auktionierten Grenzkuppelstellen der transpower stromübertragungs GmbH; 17.02.2009;
http://www.transpower.de/pages/tso_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Engpassmanagement/Uebersicht/Beschreibung_Uebertragungskapazitaet_de.pdf
- [transpower 2009b] transpower stromübertragungs gmbh: Informationen über die langfristige Entwicklung der Übertragungsinfrastruktur und ihre Auswirkungen auf die grenzüberschreitende

- Übertragungskapazität; Webseite vom 22.06.2009;
http://www.transpower.de/pages/tso_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Berichte_und_aktuelle_Informationen/Netzausbau_undbr_-zustand/index.htm
- [transpower 2009c] transpower stromübertragungs gmbh, Transparenzdaten, tatsächliche und prognostizierte Windeinspeisung.
http://www.transpower.de/pages/tso_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Netzkennzahlen/Tatsaechliche_und_prognostizierte_Windenergieeinspeisung/index.htm
- [transpower 2009d] transpower stromübertragungs gmbh: Wie schließt man einen Windpark auf See ans Netz an?; Webseite vom 19.10.2009;
http://www.transpower.de/pages/tso_de/Aufgaben/Offshore/Unsere_Projekte/index.htm
- [Tsvetkov 1988] Tsvetkov, Y. V.: Hydrogen as a reductant and medium for chemical-metallurgical reactions. Proc. World Hydrogen Energy Conference, Moscow 1988, p. 1639-1644.
- [UBA 2008] Umweltbundesamt, Charlotte Loreck: Atomausstieg und Versorgungssicherheit. März 2008.
http://www.google.de/url?sa=t&source=web&ct=res&cd=1&url=http%3A%2F%2Fwww.umweltbundesamt.de%2Fuba-info-presse%2Fhintergrund%2Fatomausstieg.pdf&ei=WE-uSq6SF5TkmwPyxK2oBQ&usg=AFQjCNHEA284S3L_HKYz5jehvQkLhB6eg
- [UBA 2009] Umweltbundesamt: Kraftwerke in Deutschland, Stand 25.02.2009;
http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/kraftwerke_in_deutschland.pdf
- [UCTE 2009a] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity: Statistical Yearbook 2008 – Edition September 2009 with values as of 15.08.2009; Brussels, Belgium, September 2009;
http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/ce/Statistical_Yearbook_2008.pdf
- [UCTE 2009b] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity: UCTE Transmission Development Plan – Development of Interconnections – Update 2009; Brussels, Belgium, April

- 2009;
http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/ce/otherreports/tdp09_report_ucte.pdf
- [Ullmann 1989] Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, 5. Ausgabe, Vol. A13, Hydrogen, VCH Verlagsgesellschaft, Weinheim, 1989.
- [Vattenfall 2009a] Vattenfall Transparenz-Website: Ex-Post Archiv für 2008, www.vattenfall.de
- [Vattenfall 2009b] Vattenfall Transmission: EEG Jahresabrechnung 2008; <http://www.vattenfall.de/transmission>
- [VDE 2008] VDE, Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. ETG Task Force Energiespeicher, 2008.
<http://www.vde.com/de/InfoCenter/Seiten/Details.aspx?eslShopItemID=b631a513-35fa-4587-b396-5c897827551c>
- [VDEW 1999] Verband der Elektrizitätswerke (heute: BDEW): Repräsentative VDEW-Lastprofile; VDEW-Materialien M-28/99, Frankfurt a.M., 1999
- [Wenske 2009] Persönliche Mitteilungen von Michael Wenske, Enertrag AG, Dezember 2009.
- [WE-NET 2000] International Clean Energy Network Using Hydrogen Conversion – World Energy Network (WE-NET); Summary Report for 1999, published by New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), March 2000
- [Wietschel 2006] M. Wietschel, U. Hasenauer, N. Juncà Vicens, M. Klobasa, P. Seydel: Ein Vergleich unterschiedlicher Speichermedien für überschüssigen Windstrom. Zeitschrift für Energiewirtschaft 30 (2006) 2, S. 103-114.
- [Würsig 1991] Würsig, G. Shipping liquid hydrogen. Marine Engrs Rev, Dec 1991, p 10-14

LUDWIG-BÖLKOW-SYSTEMTECHNIK GMBH

Die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) ist ein Beratungsunternehmen für Energie und Umwelt. Unsere internationalen Kunden aus Industrie, Finanzsektor, Politik und Verbänden unterstützen wir bei Fragen zu Technologie, Strategie und Nachhaltigkeit.

Zwei Jahrzehnte kontinuierlicher Erfahrung des interdisziplinären Teams renommierter Experten bilden die Basis der umfassenden Kompetenz der LBST.

- **System- und Technologiestudien**
Technologiebewertung und Due Diligence; Energie- und Infrastrukturkonzepte; Machbarkeitsstudien;
- **Strategieberatung**
Produktportfolioanalysen, Identifizierung neuer Produkte; Marktanalysen; Kommunale Energiekonzepte;
- **Nachhaltigkeitsberatung**
Lebenszyklus-Analysen; Carbon Footprint Analysen; Bewertung natürlicher Ressourcen (Energie, Mineralien, Wasser);
- **Koordination**
Projektmanagement, -begleitung und -bewertung; und
- **Entscheidungsvorbereitung**
Studien, Briefings, Expertenkreise, Trainings.

Besondere Arbeitsschwerpunkte liegen in den Bereichen Energie (erneuerbare Energie, Energiespeicherung, Wasserstoff und Brennstoffzellen) und Verkehr (Kraftstoffe und Antriebe, Infrastruktur, Mobilitätskonzepte), sowie bei umfassenden Nachhaltigkeitsanalysen.

Ein konsequenter Systemansatz ist Kennzeichen aller Arbeiten. Nur dadurch, dass wirklich alle relevanten Elemente einer vernetzten Welt berücksichtigt werden, können wir unseren Kunden eine vollständige Grundlage für ihre Entscheidungen geben.

Mit ihrem tiefen Verständnis gesellschaftlicher und technologischer Entwicklungen sowie ihrer Unabhängigkeit hilft die LBST ihren Kunden mit objektiven und fundierten Informationen bei der Sicherung ihrer Zukunft.

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Daimlerstr. 15, 85521 Ottobrunn
Telefon +49 89 6081100, Fax +49 89 6099731
Email: info@lbst.de, Web: <http://www.lbst.de>