

AUSLEGUNG UND BEWERTUNG VON WASSERSTOFFRÜCKVERSTROMUNGSPFADEN IN NATIONALEN ENERGIESYSTEMEN MITTELS RÄUMLICH- ZEITLICH AUFGELÖSTER ENERGIESYSTEMOPTIMIERUNG

**Lara WELDER^{1,*}, Peter STENZEL¹, Natalie EBERSBACH¹,
Peter MARKEWITZ¹, Martin ROBINIUS¹, Bernd EMONTS¹, Detlef STOLTEN^{1,2}**

¹ Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung (IEK) –
Elektrochemische Verfahrenstechnik; Adresse: Wilhelm-Johnen-Straße, 52428 Jü-
lich, Deutschland; Telefon: +49 2461 61-9776, Telefax: +49 2461 61-3385; E-Mail:
l.welder@fz-juelich.de, Webaufttritt: www.fz-juelich.de/iek/iek-3/

² RWTH Aachen University, Lehrstuhl für Brennstoffzellen,
Wilhelm-Johnen-Straße, 52428 Jülich, Deutschland

* Nachwuchsautorin

Kurzfassung:

Im Rahmen dieser Studie wurden mit Hilfe eines räumlich und zeitlich aufgelösten Optimierungsmodells Pfade zur Nutzung von Überschussstrom zur Deckung von positiven Residuallasten mittels Wasserstoffrückverstromungspfaden untersucht und ökonomisch bewertet. Die Technologiepfade bestehen dabei aus Elektrolyseuren, Salzkavernen, Wasserstoffpipelines, Stromkabelleitungen und verschiedenen Rückverstromungstechnologien. Die Untersuchungen wurden basierend auf einem Energieszenario für das Jahr 2050 durchgeführt, in welchem Überschussstrom aus Norddeutschland zur Lastdeckung im Bundesland Nordrhein-Westfalen (NRW) zur Verfügung steht.

Ein zentrales Ergebnis der Pfadanalyse ist das der Strombedarf NRWs im betrachteten Szenario komplett durch Erneuerbare Energien gedeckt werden kann, womit CO₂-Einsparungen in Höhe von 44,41 Millionen Tonnen CO₂/a im Vergleich zu einer Deckung der positiven Residuallast durch den verbleibenden konventionellen Kraftwerkspark verbunden sind. Als kostengünstigster Pfad (Gesamteinvestitionen: 43,12 Mrd. €, Stromgestehungskosten der Rückverstromung: 175,8 €/MWh) wurde im Rahmen der Optimierung der Pfad mit GuD (Gas- und Dampfturbinenkraftwerk) als Rückverstromungsoption identifiziert.

Die großtechnische Wasserstoffspeicherung mit Rückverstromung und die Nutzung der dadurch gebauten Wasserstoffinfrastruktur kann den Ausbau des Stromnetzes sinnvoll ergänzen. Eine vollständige Substitution des Stromnetzausbaus durch Wasserstoff-Rückverstromungssysteme ist allerdings aus ökonomischer Perspektive und aus Effizienzgründen nicht sinnvoll. Die betrachteten Pfade zur Wasserstoff-Rückverstromung inklusive großtechnischer Speicherkapazitäten tragen weiterhin wesentlich zur Energieversorgungssicherheit und zur Bereitstellung gesicherter Leistung bei.

Keywords: Wasserstoffrückverstromung, Hydrogen-to-Power, Optimierung, Energiesystem

1 Einleitung

Die beschlossenen Klimaschutzziele des Deutschen Bundestags und der deutschen Bundesregierung zur schrittweisen Minderung der Treibhausgasemissionen um 80-95% bis zum Jahr 2050 (BMWi und BMU 2010, BMWi 2015) sowie der beschlossenen Kernkraftausstieg bis zum Jahre 2022 (Deutscher BT 2011), haben zu tiefgreifenden Änderungen im Stromerzeugungssektor Richtung einer verstärkten Erzeugung aus Erneuerbaren Energien geführt. Der stetige Ausbau der größtenteils volatilen Stromquellen Sonne und Wind erfordert eine weiterhin umfassende Umstrukturierung des Energiesystems. Ab einem Anteil der Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien von 80-95% - wie für das Jahr 2050 zu erwarten - werden großtechnische Energiespeicher, gerade zur Überbrückung längerer Phasen mit niedriger Erzeugung aus Erneuerbaren Energien oder auch zur Entlastung des Stromtransportnetzes in Phasen mit hoher Erzeugung, zunehmend an Bedeutung gewinnen. In Energiesystemen mit hohen Anteilen Erneuerbarer Energien können zur Deckung von positiven Residuallasten (Stromdefizite) konventionelle Kraftwerke oder großtechnische Energiespeichersysteme eingesetzt werden. Resultieren Stromdefizite alleinig aus Netzengpässen, können diese durch einen Netzausbau reduziert werden. In diesem Kontext besteht in Deutschland ein ausreichendes Potential für eine großtechnische Energiespeicherung von Stromüberschüssen (negative Residuallasten) mittels Wasserstoffspeicherung und bedarfsorientierter Rückverstromung (VDE 2008). Eine schematische Darstellung eines derartigen Wasserstoffrückverstromungspfades ist in Abbildung 1 gegeben. Die Rückverstromung des gespeicherten Wasserstoffes bietet zudem die Möglichkeit, die Spitzenlasten durch erneuerbares Gas abzudecken und damit einen weiteren wichtigen Beitrag zum Erreichen der Klimaziele zu leisten. Da sich die Komponenten von Wasserstoffrückverstromungssystemen durch hohe Investitionsvolumina sowie lange Investitionszyklen auszeichnen, ist es sinnvoll zum jetzigen Zeitpunkt Pfade zu entwerfen, welche ein Erreichen der Klimaschutzziele im Jahr 2050 ermöglichen, und diese vergleichend zu bewerten.

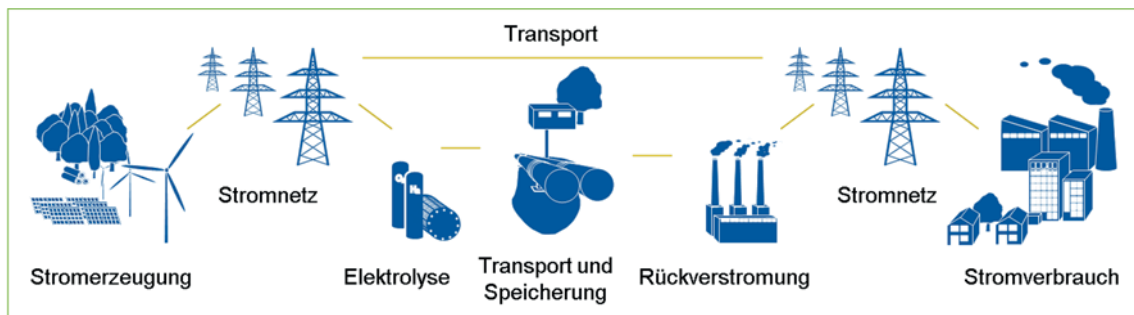


Abbildung 1 Schematische Darstellung des Wasserstoffrückverstromungspfades.

Der Pfad der großtechnischen Wasserstoffspeicherung mit Rückverstromung wurde in der Literatur meist nur für die Rückverstromung mittels Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk (GuD) untersucht (Klaus et al. 2010, Stiller et al. 2010, Hartmann et al. 2012, Nitsch et al. 2012, Altmann 2014, Bussar et al. 2014, Kuhn et al. 2014, Ausfelder et al. 2015, FCH-JU 2015, Noack et al. 2015). In (Arias Pérez und Vogt 2014) wird zusätzlich eine Rückverstromung mittels Festoxidbrennstoffzelle (SOFC) untersucht. In (Stolzenburg et al. 2014) werden hingegen fünf verschiedene Rückverstromungstechnologien analysiert. In den Modellberechnungen wird allerdings erneut nur das GuD-Kraftwerk als Rückverstromungsoption von Wasserstoff betrachtet. Verschiedene Rückverstromungstechnologien werden weiterhin in

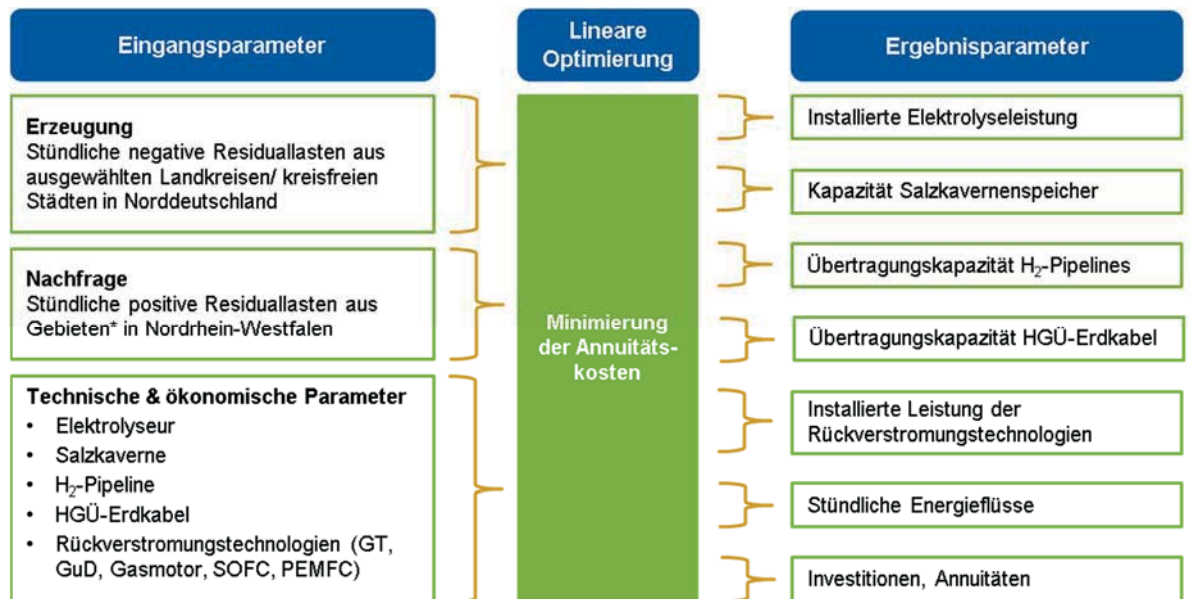
(Decourt et al. 2014) analysiert, jedoch nicht im Kontext einer großtechnischen Wasserstoffspeicherung und einer Analyse der Rolle der Technologieoption im Energiesystem. Einige der zuvor genannten Studien analysieren neben der Wasserstoffspeicherung weitere Speicheroptionen wie Druckluft-, Pump- oder Batteriespeicherung (Nitsch et al. 2012, Bussar et al. 2014, Kuhn et al. 2014). Die meisten Studien modellieren den Speicherbedarf mithilfe stündlicher Lastzeitreihen, welche auch eine Dimensionierung der einzelnen Systemelemente zulässt. Da jedoch keine örtliche Auflösung der Lastzeitreihen stattfindet, können keine Aussagen über Infrastrukturbedarfe und deren Kosten getroffen werden. Eine Ausnahme macht hier eine der Studien (Bussar et al. 2014), jedoch findet dort eine starke räumliche Aggregation auf europäischer Länderebene statt, es wird nur eine Rückverstromungstechnologie (GuD) berücksichtigt und es wird kein Energietransport mittels Wasserstoffpipeline betrachtet.

Die folgende Studie beschreibt eine durchgeführte Analyse von Wasserstoffrückverstromungspfaden mit örtlich und zeitlich aufgelösten Lastdaten, welche zudem die Energieübertragung mithilfe der notwendigen Infrastruktur (Wasserstoffleitungen und HGÜ¹-Erdkabel) in die Modellierung miteinbezieht um anschließend eine ökonomische Bewertung vornehmen zu können. Ziel der Systemauslegung ist es hierbei die positiven Residualenergiemengen des deutschen Bundeslandes Nordrhein-Westfalen (NRW) im Szenario-Jahr 2050 durch Überschussstrom aus Norddeutschland zu decken. Das Industrieland NRW wurde gewählt, da es derzeit den Großteil seines Strombedarfs mithilfe von Kohlekraftwerken deckt, welche in den nächsten zwei Jahrzehnten zur Erreichung der Klimaschutzziele schrittweise vom Netz gehen müssen. Zusätzlich verzeichnet das am dichtesten besiedelte Bundesland vergleichsweise niedrige Potentiale zum Ausbau Erneuerbarer Energien. Ziel der Pfadauslegung ist es dabei, die Deckung dieser positiven Residuallasten zu jedem Zeitpunkt und in jeder Region (innerhalb NRWs) kostenoptimal für einen vorgegebenen Technologiepfad zu realisieren.

¹ HGÜ: Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

2 Methodik

Die Methodik, welche zur Auslegung der Wasserstoffrückverstromungspfade angewandt wird, ist in Abbildung 2 dargestellt.



* Ein Gebiet umfasst mehrere Landkreise/ kreisfreie Städte. Je Gebiet ist ein Standort für ein Rückverstromungskraftwerk vorgesehen.

Abbildung 2 Darstellung der Modellierungsinputs und -outputs für die kostenoptimale Auslegung des Energieversorgungssystems zur Deckung der positiven Residuallasten in Nordrhein-Westfalen.

Die Pfade differenzieren sich dabei über die jeweils eingesetzte Rückverstromungstechnologie. Die Auslegung der Pfade erfolgt mittels einer linearen Kostenoptimierung des jeweiligen Energieversorgungssystems, welches räumlich und zeitlich aufgelöst modelliert wird. Im Folgenden wird zunächst auf die mathematische Modellierung der Energieversorgungssysteme und die darauf aufbauende Optimierungsformulierung eingegangen. Anschließend werden die Eingangsparameter des Optimierungsmodells beschrieben, welche sich in Stromerzeugung und -nachfrage im Energieszenario sowie die technischen und ökonomischen Parameter der Technologien und deren Standortwahl differenzieren.

2.1 Optimierung

Zur Ermittlung der kostenoptimalen Versorgungspfade wird ein Modell (Welder et al. 2017)² verwendet, welches das kostenoptimale Technologieportfolio zur Deckung eines gesamtjährlichen Lastprofils mithilfe stündlicher, regional aufgelöster Erzeugerdaten ermittelt.

Die Regionen werden im Modell über Knoten und die Energieflüsse über Kanten abgebildet. Energieumwandlung und -speicherung sind über bilanzielle Energieerhaltungsgleichungen in den Knoten berücksichtigt. Das Modell zielt auf eine Minimierung der annuitätischen Kosten, indem für die einzelnen Komponenten aus dem Technologieportfolio die optimale installierte Kapazität gefunden wird. Als Eingangsparameter gehen dafür, neben den zeitlich und regional aufgelösten Energiequellen und -senken (Erzeugung und Verbrauch), die technischen sowie ökonomischen Parameter der einzelnen Komponenten in die Optimierung mit ein. Die

² Das Modell wurde für diese Studie um eine generische Energiebilanzgleichung sowie die Option zu einer kontinuierlichen Formulierung der kapazitätsbezogenen Variablen ergänzt.

technischen Parameter setzen sich aus den jeweiligen Wirkungsgraden und Lebensdauern, sowie der minimalen und maximalen Ausspeicherkapazität der Salzkavernen zusammen. Die ökonomischen Parameter bestehen aus Informationen zu Investitionsausgaben (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX).

Die mathematische Modellierung ist in Python umgesetzt, wobei Pyomo als mathematische Modellierungssprache und Gurobi als Solver verwendet wird.

2.2 Stromnachfrage und -erzeugung

Die stündlichen und auf Ebene der Landkreise/kreisfreien Städte aufgelösten Daten zur Stromnachfrage und -erzeugung für Deutschland stammen aus dem weiterentwickelten „Energiekonzept 2050“ des Forschungszentrums Jülich (IEK-3) (Robinius 2015) welches ähnlich dem Zielszenario der Bundesregierung von definierten Zielen zum Ausbau Erneuerbarer Energien (EE) ausgeht. Die Stromnachfrage wird dort für das Szenario-Jahr 2050 mittels eines Top-Down Modells bestimmt und beträgt 528 TWh. Die potentielle Stromerzeugung aus EE beträgt 693 TWh. Hiervon kann jedoch lediglich ein Gesamtanteil von 72% der Stromnachfrage zeitgleich genutzt werden. Als Stromüberschuss (negative Residuallasten) fallen gesamtjährlich bilanziert 293 TWh an³. Die verbleibende, nicht durch EE zu deckende Stromnachfrage (positive Residuallast, gesamtjährlich 147 TWh) wird in dem Energiekonzept mittels eines konventionellen Kraftwerksparks ausgeglichen. Von den 147 TWh auf Deutschlandebene entfallen mit 84 TWh die größten positiven Residualenergiemengen (Defizitstrommengen) auf das Bundesland NRW. Die gesamtjährlichen negativen und positiven Residualenergiemengen sind in Abbildung 3 visualisiert.

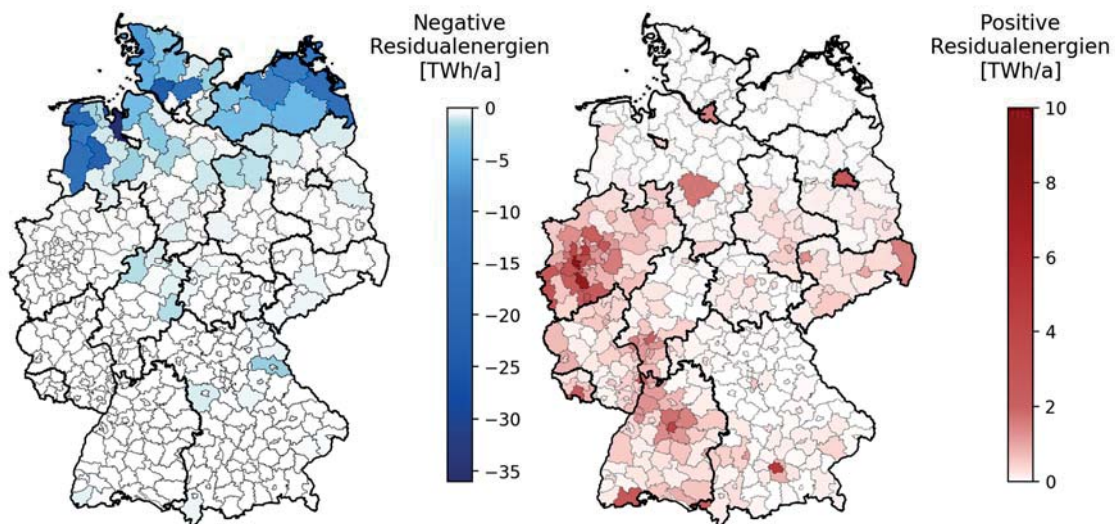


Abbildung 3 Positive und negative jährlich Residualenergien für Deutschland in dem Rückverstromungspfad zugrundeliegenden Energieszenario [Robi15a].

³ In dem Energiekonzept (Robinius 2015) werden von diesen 293 TWh an Stromüberschüssen 154 TWh verwendet um 75% des deutschen PKW-Straßenverkehrs (Brennstoffzellenfahrzeuge) mit elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff zu versorgen.

Anstelle des konventionellen Kraftwerksparks soll nun mittels der Wasserstoffrückverstromungspfade sowie eines Ausbaus des Stromnetzes, das Stromdefizit in NRW durch negative Residualenergien aus Bundesländern in Norddeutschland ausgeglichen werden. Eingangsparameter in die Optimierung sind dafür zunächst die positiven Residualenergie-Zeitreihen für NRW. Diese werden für die Optimierung in 13 Versorgungsgebiete aggregiert, sodass vergleichbare jährliche positive Residualenergiemengen in diesen auftreten und die Versorgungsgebiete nicht zu groß gewählt werden. In den Versorgungsgebieten wird derjenige Landkreis/kreisfreie Stadt als Standort des Wasserstoffrückverstromungskraftwerks gewählt, welcher die bereits größte installierte Kapazität an bestehenden Braun- oder Steinkohlekraftwerken besitzt (BNetzA 2017) (Stand: Januar 2017). Die bestehenden Kraftwerke sind dabei einerseits typischerweise an für das Stromnetz relevanten Standorten platziert, womit die bestehenden Kraftwerksstandorte als Standorte der Rückverstromungskraftwerke besonders geeignet sind. Andererseits kann die bestehende Infrastruktur, wie zum Beispiel auch ein Fernwärmenetz, von den Rückverstromungskraftwerken genutzt werden. Weiterführende Nutzungsmöglichkeiten und damit verbundene potentielle zusätzliche Erlöse für die Rückverstromungskraftwerke werden im Rahmen der Studie allerdings nicht weiter betrachtet. Sind keine bestehenden Braun- oder Steinkohlekraftwerke in dem Gebiet vorhanden, wird der Landkreis/kreisfreie Stadt mit der größten jährlichen positiven Residualenergiemenge ausgewählt. Für die Strombereitstellung werden weiterhin diejenigen (26) Landkreise/kreisfreien Städte in Norddeutschland betrachtet, welche über das Jahr bilanziert mindestens eine Terawatt-Stunde aufweisen. Für den Einkauf des Überschussstroms werden pauschal Stromkosten von 60 €/MWh veranschlagt (Robinius et al. 2017).

2.3 Technologien im Wasserstoffrückverstromungspfad

Der Wasserstoff-Rückverstromungspfad besteht maßgeblich aus den Komponenten Elektrolyseur, Salzkavernenspeicher, Rückverstromungstechnologie sowie den Infrastrukturen der Wasserstoffpipelines und HGÜ-Erdkabel (siehe Abbildung 4).

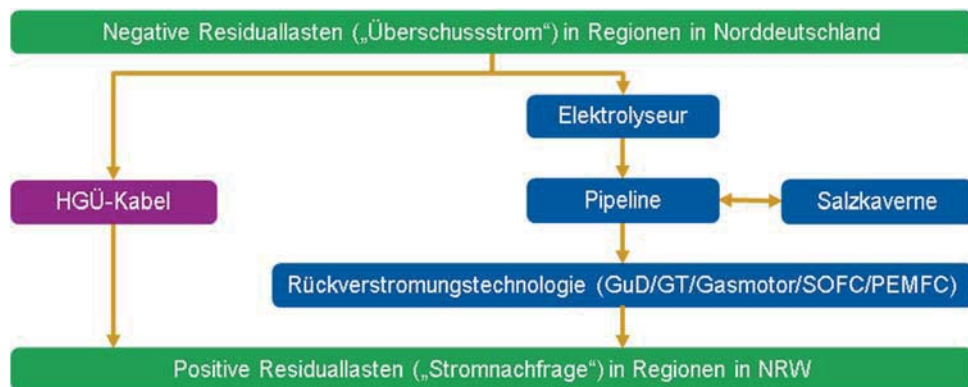


Abbildung 4 Deckung der Stromnachfrage in Nordrhein-Westfalen durch Überschussstrom aus Norddeutschland mittels HGÜ-Kabel sowie Wasserstoff-Produktion, -Speicherung, -Transport und Rückverstromung.

Die für die Optimierung verwendeten technischen und ökonomischen Parameter der einzelnen Technologien sind am Ende dieses Abschnitts in Tabelle 2 zusammengefasst. Die Komponenten der Wasserstoff-Rückverstromungspfade werden im Folgenden vorgestellt.

2.3.1 Wasserstoff-Produktion

Die erste technische Komponente im hier analysierten Wasserstoffpfad ist der Elektrolyseur zur Nutzung des Überschussstroms zur Herstellung von Wasserstoff. Bei dieser Technologie zur Umwandlung von elektrischer in chemische Energie kommen in erster Linie zwei Typen von Elektrolyseuren zur Anwendung: der alkalische Elektrolyseur (AEL) sowie der Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseur (engl. polymer electrolyte membrane, kurz: PEMEL). Für die Zukunft wird eine Angleichung der Kosten, Wirkungsgrade und Leistungsgrößen für den PEMEL (Stolzenburg et al. 2014) oder sogar ein Kostenvorteil des PEMEL (Noack et al. 2015) erwartet. PEMEL werden daher im Rahmen der Optimierung als Elektrolyseurtechnologie berücksichtigt.

2.3.1 Salzkavernenspeicher

Salzkavernen sind geologische Speicherformationen welche zur Speicherung von Gasen eingesetzt werden. Bereits seit den 70er Jahren werden Salzkavernen intensiv als Speicheroption für Wasserstoff erforscht (Roads2HyCom 2013). Aufgrund der hohen Dichtigkeit der Salzkavernen gegen austretendes Gas auch bei hohen Drücken sowie dem Ausschluss von chemischen Reaktionen sind diese besonders gut für eine Wasserstoffspeicherung geeignet (Stolzenburg et al. 2014). Derzeit werden bereits mehrere großtechnische Wasserstoffspeicher an weltweit vier Standorten von der petrochemischen Industrie betrieben (Kruck et al. 2013, Noack et al. 2015).

Der Speicherstandort Etzel, an welchem derzeit sowohl Erdgas als auch flüssige Kohlenwasserstoffe gelagert werden (Noack et al. 2015), liegt in der Nähe der Nordsee sowie in unmittelbarer Nähe der Landkreise/kreisfreien Städte mit den höchsten Überschussstrommengen im betrachteten Szenario. Weiterhin weist er ein Potential für 144 zusätzliche Salzkavernen auf (Noack et al. 2015). Somit wird der Speicherstandort Etzel als potentieller Speicherstandort in dieser Pfadanalyse betrachtet.

2.3.2 Wasserstoff- und Stromtransport

Um die Stromüberschüsse von Nord- nach Westdeutschland (NRW) zu transportieren werden Wasserstoffpipelines sowie HGÜ-Erdkabel als mögliche Energietransportinfrastrukturen betrachtet.

Im Rahmen dieser Pfadanalyse wird aufgrund der hohen Transportmengen und -distanzen aus ökonomischen Gründen der Wasserstofftransport mittels Pipeline betrachtet (Reuß et al. 2017). In Deutschland existieren bereits mehrere separate Wasserstoffpipelinenetze, wovon die größten im Ruhrgebiet (240 km) sowie in Sachsen-Anhalt (90 km) liegen (Krieg 2012). Diese dienen in erster Linie dem Transport zwischen wasserstofferzeugenden und wasserstoffverbrauchenden Chemieanlagen (Projektträger-Jülich 2017). Als Standorte für neue Trassen für Wasserstoffpipelines wird eine unmittelbare räumliche Nähe zu bestehenden Transportinfrastrukturen vorausgesetzt. Geeignete Trassen der Wasserstoffpipelines werden basierend auf dem Hochdruck-Erdgasnetz, Autobahnen und dem Schienennetz identifiziert. Die Verbindung zwischen den Elektrolyseur-, Salzkavernen- und Rückverstromungskraftwerkstandorten werden über einen kürzester-Pfad-Algorithmus bestimmt.

Gemäß den Tendenzen des Netzentwicklungsplans zum vermehrten Ausbau neuer Gleichstromtrassen (BNetzA 2015) sowie dem Beschluss der Bundesregierung zum Erdkabelvor-

rang bei HGÜ-Leitungen (Bundesregierung 2015), werden im Rahmen der Pfadanalyse nur HGÜ-Erdkabel als Stromtransportoption betrachtet. Als Startpunkt der HGÜ-Kabelroute wird der Salzkavernenstandort Etzel festgelegt. Endpunkt ist der Flächenschwerpunkt von NRW. Für die Landkreise/kreisfreien Städte, welche Überschussstrom für die HGÜ-Leitung zur Verfügung stellen können, wird festgelegt, dass diese in unmittelbarer Nähe zum HGÜ-Startpunkt liegen müssen. Um die Belastung des existierenden Netzes gering zu halten, wird die maximale Übertragungskapazität zwischen diesen Landkreisen/kreisfreien Städten und dem Startpunkt der HGÜ-Kabelroute auf 1 GW begrenzt sowie ein unidirektionaler Stromfluss in der Modellierung angenommen.

2.3.3 Wasserstoff-Rückverstromung

Für die Rückverstromung von Wasserstoff werden die folgenden Technologieoptionen untersucht:

- Gasturbinen (GT)
- Gas- und Dampfturbinen (GuD)
- Gasmotoren (Motor)
- Brennstoffzellen:
 - o Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzellen (PEMFC)
 - o Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)

Wie bei erdgasbasierten Kraftwerken, ist auch bei Wasserstoff eine Verbrennung des Gases zum Antrieb einer Turbine möglich. Aktuell wird weltweit an zahlreichen experimentellen Studien zu verbesserten Verbrennungssystemen von wasserstoffreichen Synthesegasen in Gasturbinen geforscht. Seit 2009 ist in Italien bereits eine rein mit Wasserstoff betriebene Gasturbine in Betrieb (Pasini 2009). Prognosen sehen eine Marktreife von reinen großtechnischen Wasserstoff-Gasturbinen (bei entsprechender Nachfrage) ab 2020 (Stolzenburg et al. 2014, Elsner und Sauer 2015).

Weiterhin kann Wasserstoff auch heute schon mithilfe von Wasserstoff-Gasmotoren/ Blockheizkraftwerken verstromt werden. Die Entwicklung von Wasserstoff-Verbrennungsmotoren ist u.a. durch die Forschungsvorhaben der Automobilindustrie vergleichsweise weit fortgeschritten. Zudem existieren bereits rein wasserstoffbetriebene BHKWs, etwa im Projekt „RH2-WKA“ (WIND-WASSERSTOFF-projekt GmbH & Co. KG 2017).

Bei der großtechnischen Rückverstromung von Wasserstoff wurden Brennstoffzellen bisher wenig Beachtung geschenkt. Im Gegensatz zur herkömmlichen Verbrennung gasförmiger Energieträger, basiert die Brennstoffzellen auf einer direkten elektrochemischen Wandlung der gespeicherten chemischen Energie in elektrische Energie, was in höheren erzielbaren Wirkungsgraden resultiert und die Brennstoffzellen damit zu einer interessanten Option der Wasserstoff-Rückverstromung macht. In dieser Pfadanalyse werden Niedertemperatur-Brennstoffzellen (PEMFC) sowie Hochtemperatur-Brennstoffzellen (SOFC) betrachtet.

Die Rückverstromungskraftwerke können in der Optimierung in den Versorgungsgebieten in NRW errichtet werden. Jede Rückverstromungstechnologie wird dabei einzeln betrachtet, folglich werden fünf Optimierungen durchgeführt.

2.3.4 Technische und ökonomische Technologieparameter

Tabelle 1 gibt eine Übersicht über die technischen und ökonomischen Technologieparameter, welche für das Szenario-Jahr 2050 in der Optimierung angesetzt wurden. Für die Bestimmung der Annuitäten wird ein kalkulatorischer Zinssatz von 8% angesetzt.

Tabelle 1 Übersicht über die technischen und ökonomischen Parameter der Komponenten der Pfadanalyse.

Technologie	CAPEX	OPEX	Lebensdauer	Elektrischer Wirkungsgrad
PEMEL	500 €/kW _{el} (Stolten et al. 2013)	1,5%/a * CAPEX (Bertuccioli et al. 2014)	10 Jahre (Bertuccioli et al. 2014)	70 % (Stolzenburg et al. 2014)
H ₂ -Pipeline	0,18 €/(m*MW) (eigene Berechnungen) *	[-]	40 Jahre (Bolle et al. 2012)	[-]
HGÜ-Erdkabel (VSC)	2.800 €/m für zwei VSC Systeme mit je 1.200 MW, 120.000 €/MW für eine VSC Konverter Station (Hackmann et al. 2012)	[-]	40 Jahre (Beck et al. 2012)	96,3% (eigene Berechnung basierend auf (Hofmann 2012))
Salz-kavernenspeicher	69 Mio. € pro Kaverne mit einem Speicher-volumen von 133 GWh** (Stolzenburg et al. 2014)	2,5%/a * CAPEX (eigene Berechnung basierend auf (Stolzenburg et al. 2014))	30 Jahre (Stolzenburg et al. 2014)	[-]
H ₂ -GUD	760 €/kW _{el} (Stolzenburg et al. 2014)	11.076 €/(MW _{el} *a) + 2,36 €/(MW _{h_{el}} *a) (Stolzenburg et al. 2014)	25 Jahre (Stolzenburg et al. 2014)	60% (Stolzenburg et al. 2014)
H ₂ -Gasturbine	504 €/kW _{el} (Stolzenburg et al. 2014)	5.075 €/(MW _{el} *a) + 7,48 €/(MW _{h_{el}} *a) (Stolzenburg et al. 2014)	25 Jahre (Stolzenburg et al. 2014)	40% (Stolzenburg et al. 2014)
H ₂ -Gasmotor	715 €/kW _{el} (Stolzenburg et al. 2014)	4.000 €/(MW _{el} *a) + 6,93 €/(MW _{h_{el}} *a) (Stolzenburg et al. 2014)	20 Jahre (Stolzenburg et al. 2014)	48,5% (Stolzenburg et al. 2014)
PEMFC	923 €/kW _{el} (Stolzenburg et al. 2014)	7.5 €/MW _{h_{el}} (Stolzenburg et al. 2014) (Vollwartungsvertrag)	10 Jahre (Stolzenburg et al. 2014)	51% (Stolzenburg et al. 2014)
SOFC	1.500 €/kW _{el} (Stolzenburg et al. 2014)	10.000 €/(Modul*a) (Stolzenburg et al. 2014) Modulgröße: 5 MW _{el} , kein Stack-Austausch	10 Jahre (Stolzenburg et al. 2014)	70% (Stolzenburg et al. 2014)

*Annahmen zu den ökonomischen und technischen Kenndaten der Wasserstoffpipelines basieren auf linearisierten Ansätzen zur Kostenberechnung von Erdgaspipelines mit maximalen Betriebsdrücken von 100 bar (Mischner et al. 2015), maximalen Temperaturen von 20°C und einer maximalen Gasgeschwindigkeit von 10 m/s. Die maximale Durchflusskapazität ist dabei bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff ausgedrückt.

**CAPEX inklusive Messstation, Verdichter, Druckreduzierung und Trocknungsanlage. Weiterhin wird angenommen, dass neue Kavernen an einem bereits existierenden Kavernenstandort errichtet werden, sodass keine zusätzliche oberirdige Infrastruktur gebaut werden muss.

3 Ergebnisse und Diskussion

Die Ergebnisse der Energieversorgungssystem-Optimierung der fünf möglichen Rückverstromungspfade werden im Folgenden dargestellt, verglichen und diskutiert. Dafür wird zu-

nächst auf das optimale Design und den Betrieb der Pfadkomponenten eingegangen. Darauf aufbauend werden die Investitionen und Stromgestehungskosten der Pfade dargestellt und erläutert. Abschließend wird allgemein auf den Beitrag der Rückverstromungspfade zur Energieversorgungssicherheit eingegangen sowie auf das CO₂-Reduktionspotential im betrachteten Szenario.

3.1 Design und Betrieb der Pfadkomponenten

In Tabelle 2 sind zunächst die technologiespezifischen Parameter als Ergebnisse der Optimierung für die betrachteten Wasserstoffrückverstromungspfade dargestellt.

Tabelle 2 Übersicht der technologiespezifischen Parameter als Ergebnisse der Optimierung für die betrachteten Wasserstoffrückverstromungspfade.

Technologie	Kennzahl	GuD	SOFC	Motor	PEMFC	GT
Elektrolyseure	Installierte Kapazität [GW]	25.86	21.20	34.65	32.14	50.04
	Durchschnittliche Volllaststunden [h/a]	4705	4911	4222	4341	3449
	Eingekaufte Strommenge [TWh/a]	123.15	105.59	152.31	144.85	184.66
	Produzierter Wasserstoff [Mio. t/a]	2.59	2.22	3.20	3.04	3.88
Salzkavernen	Installierte Kapazität [TWh]	12.48	10.39	16.01	15.04	20.29
	Umschläge im Jahr [1/a]	4.55	4.59	4.46	4.49	4.34
	Zwischengespeicherter Wasserstoff Anteil [%]	65.82	64.61	66.95	66.55	68.06
Pipeline	Kapazität der Verbindung Etzel - NRW [GW]	35.01	30.01	43.31	43.31	52.51
	Länge aller installierten Pipelines [km]	2922	2922	3683	3683	5210
	Transportierte Wasserstoffmenge [TWh/a]	86.20	73.91	106.62	101.40	129.26
HGÜ Kabel	Kapazität der Verbindung Etzel - NRW [GW]	6.64	6.60	6.68	6.68	6.71
	Länge der Verbindung [km]	256	256	256	256	256
	Bereitgestellte Strommenge per HGÜ Kabel [TWh/a]	31.87	31.85	31.88	31.88	31.89
Rück- verstromungs- kraftwerke	Installierte Kapazität [GW]	21.60	21.60	21.60	21.60	21.60
	Durchschnittliche Volllaststunden [h/a]	2428	2433	2428	2429	2428
	Bereitgestellte Strommenge [TWh/a]	51.72	51.74	51.71	51.71	51.70

Die benötigte installierte Kapazität der Rückverstromungskraftwerke ist in allen betrachteten Pfaden gleich (21,6 GW) und richtet sich nach den zu deckenden Spitzenlasten in den 13 Versorgungsgebieten im Szenario-Jahr 2050 welche nicht durch eine zeitgleiche Stromübertragung gedeckt werden können. Die durchschnittlichen Volllaststunden der Rückverstromungskraftwerke liegen im Schnitt um die 2.429 h. Dabei werden nur knapp 460 h im Jahr Leistungen über 15 GW benötigt. In diesem Zeitraum werden insgesamt etwa 7,65 TWh Strom erzeugt. Unter der Annahme einer Spitzenlastabdeckung durch andere Technologien (z.B. Pumpspeicher, Batteriespeicher) und Demand Side Management (DSM)-Maßnahmen in diesen Stunden, könnten 6,60 GW installierte Rückverstromungskraftwerk-Kapazität eingespart werden. Geringfügige Unterschiede in den durchschnittlichen Volllaststundenzahlen ergeben sich durch die Abwägung ob zusätzlicher Strombereitstellung durch Wasserstoff-Rückverstromung oder die Investition in zusätzlich benötigte HGÜ-Kabelkapazität (mehr Strombereitstellung mittels HGÜ-Kabel) zu einem Kostenoptimum führen⁴.

⁴ Zu diesen Zeitpunkten sind Elektrolyseure und Pipelines unterausgelastet.

Die Strommenge, welche durch die HGÜ bereitgestellt wird, beträgt in allen Fällen circa 31,9 TWh. Der Anteil der HGÜ an der Deckung der positiven Residuallast beträgt somit 38,2%. Die maximale Stromtransportkapazität und die transportierte Strommenge richten sich hierbei direkt nach dem Überschussstromangebot in den für die HGÜ ausgewählten Landkreisen/kreisfreien Städten, der Transportkapazität zwischen diesen Landkreisen/kreisfreien Städten und dem HGÜ-Startpunkt sowie dem Verlauf der positiven Residuallast NRW. Die Nutzung der HGÜ ist somit weitgehend unabhängig von den unterschiedlichen Wasserstoff-Rückverstromungstechnologien.

Die technologiespezifischen Parameter für Elektrolyseure, Salzkavernen und Pipelines sind abhängig vom Wirkungsgrad der Rückverstromungstechnologie. Der Wirkungsgrad hat im Zusammenhang mit der Stromerzeugung der Rückverstromungskraftwerke einen direkten Einfluss auf die benötigte Wasserstoffmenge und die für die Wasserstoffproduktion benötigte Überschussstrommenge. Die zur Wasserstoffproduktion benötigte Überschussstrommenge ist am geringsten im Fall der SOFC (Rückverstromungstechnologie mit dem höchsten Wirkungsgrad) und am höchsten für die Gasturbine (niedrigster Wirkungsgrad).

Grundsätzlich gilt, dass je effizienter die Rückverstromungstechnologie ist, desto geringer sind die benötigten installierten Leistungen der Elektrolyseure, die installierte Speicherkapazität in Salzkavernen und die Länge des Wasserstoffpipelinesnetzes. Die Länge des Wasserstoffpipelinesnetzes richtet sich in erster Linie nach der Anzahl der benötigten Landkreise/kreisfreien Städte zur Bereitstellung der benötigten Überschussstrommengen an den Elektrolyseurstandorten.

Abbildung 5 zeigt exemplarisch für den Fall der Wasserstoffrückverstromung mittels GuD die installierten Leistungen der Elektrolyseure und Rückverstromungskraftwerke, die Speicherkapazität der Salzkavernen sowie die Herkunft der genutzten Überschussstrommengen aus den im Rahmen der Optimierung ausgewählten Überschuss-Landkreisen/ kreisfreien Städten.

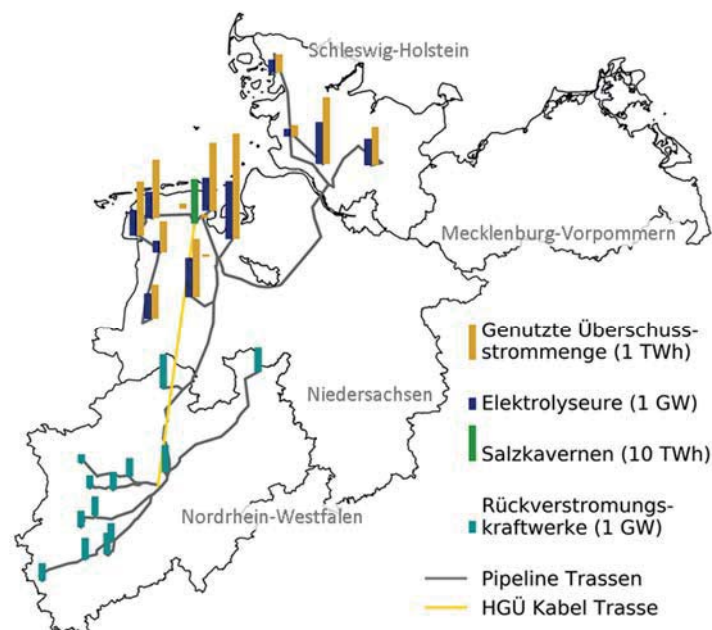


Abbildung 5 Installierte Leistung der GuD-Rückverstromungskraftwerke, Speicherkapazität der Salzkavernen, genutzte Überschussstrommengen und Verlauf von Pipeline- und HGÜ-Trassen im kostenoptimalen Rückverstromungspfad.

3.2 Investitionen und Stromgestehungskosten

In Abbildung 6 sind die benötigten Investitionen und die Stromgestehungskosten für alle betrachteten Wasserstoffrückverstromungspfade, aufgeschlüsselt nach den jeweiligen Komponenten, dargestellt.

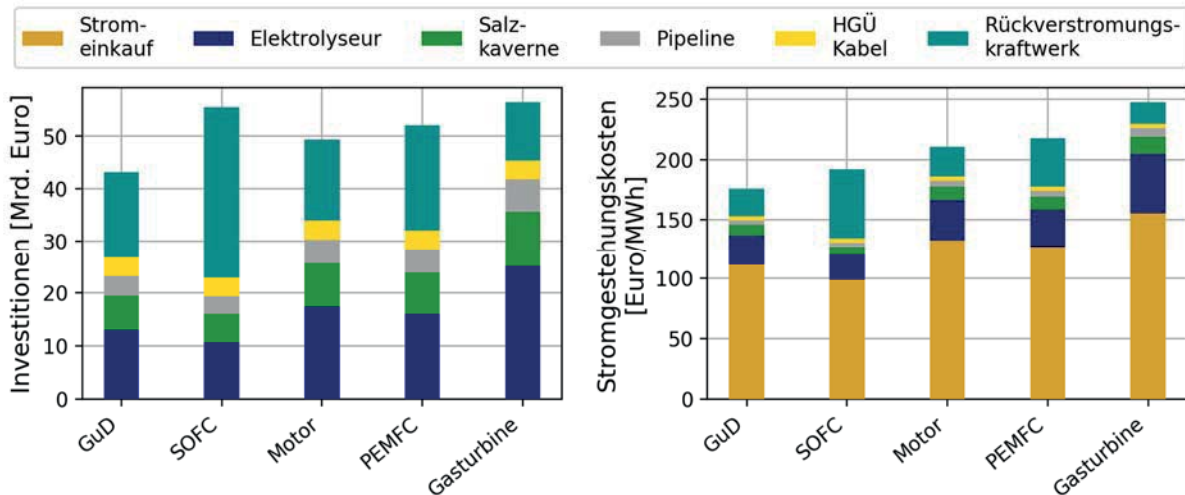


Abbildung 6 Komponentenspezifische Investitionen und Stromgestehungskosten in den optimierten Pfaden

Der Hauptanteil an den Investitionen entfällt in allen Fällen auf die Elektrolyseure und die Rückverstromungskraftwerke. Während sich die Höhe der Investitionen für Elektrolyseure direkt aus der benötigten Wasserstoffmenge ergibt und somit abhängig vom Wirkungsgrad der jeweiligen Rückverstromungstechnologie ist, sind die Investitionen der Rückverstromungskraftwerke zusätzlich abhängig von deren technologiespezifischen Investitionen. Aus diesen Zusammenhängen ergeben sich erhebliche Unterschiede zwischen den Pfaden. Die hohen spezifischen Investitionen für SOFC-Anlagen führen beispielsweise dazu, dass diese den höchsten Anteil an den Gesamtinvestitionen im SOFC-Pfad aufweisen (58,6%). Auf der anderen Seite dominieren die Elektrolyseure die Investitionen im Gasturbinen-Pfad (44,5%). Der niedrige Wirkungsgrad der Gasturbine führt in diesem Fall zu einem hohen Wasserstoffbedarf und einer damit verbundenen hohen Elektrolyseleistung. Aufgrund der niedrigen spezifischen Investitionen für die Gasturbine beträgt der Anteil der Gasturbine an den Gesamtinvestitionen in diesem Fall lediglich 19,3%.

Die Investitionen der notwendigen HGÜ-Erdkabel sind nahezu konstant (3,58 Mrd. €) und fallen in Relation zu den hohen Investitionen der Komponenten der Wasserstoff-Rückverstromungskette gering aus. Hieraus wird auch ersichtlich, dass eine weitgehende zeitgleiche Nutzung von Stromüberschüssen Vorrang vor einer Wasserstoff-Rückverstromung haben sollte, um die Gesamtinvestitionen möglichst gering zu halten.

Die Investitionen für die Salzkavernen sowie die Wasserstoffpipelines unterscheiden sich zum Teil deutlich in den betrachteten Pfaden. Deren Anteil an den Gesamt-Investitionen ist in allen betrachteten Pfaden allerdings vergleichsweise gering und variiert zwischen 9,8-18,7% (Salzkavernen) bzw. 6,1-11,0% (Wasserstoffpipelines).

Die Stromgestehungskosten, welche zwischen 175,79 und 247,21 €/MWh liegen, werden in allen Pfaden durch die Stromeinkaufskosten dominiert. Weitere wichtige Kostenkomponen-

ten sind die Rückverstromungskraftwerke und die Elektrolyseure. Die Anteile von HGÜ-Kabel, Pipeline und Salzkaverne an den Stromgestehungskosten sind gering.

Die Rückverstromung per GuD ist insgesamt derjenige Pfad mit den niedrigsten Gesamt-Investitionen und Stromgestehungskosten. Das GuD stellt dabei als Rückverstromungstechnologie einen guten Kompromiss zwischen einem möglichst hohen Wirkungsgrad und niedrigen spezifischen Investitionen dar. Für diesen Pfad erfolgt im Nachfolgenden eine detaillierte Beschreibung.

Um die positive Residuallast in NRW mit Überschussstrom aus Norddeutschland zu decken, wird im GuD-Rückverstromungspfad eine Überschussstrommenge von 156,2 TWh/a aus insgesamt 11 Landkreisen benötigt. 38,12% der zu deckenden positiven Residuallast in NRW (entspricht 31,87 TWh/a) können zeitgleich durch HGÜ-Erdkabel mit einer Übertragungskapazität von 6,64 GW übertragen werden. Die restliche positive Residuallast (51,72 TWh/a) wird mittels Rückverstromung bereitgestellt. Dafür werden 123,15 TWh elektrische Energie durch eine installierte Elektrolyseleistung von 25,86 GW in Wasserstoff umgewandelt und überwiegend in den 78 notwendigen Salzkavernen mit einer Speicherkapazität von 12,48 TWh eingespeichert und bei Bedarf wieder ausgespeichert und verstromt. 34,18% des erzeugten Wasserstoffs werden allerdings auch direkt, ohne Zwischenspeicherung in einer Salzkaverne, in das Wasserstoff-Pipelinennetz eingespeist und vor Ort in NRW rückverstromt. Dieser vergleichsweise hohe Wert resultiert aus den Annahmen, dass ein direkter Stromtransport nur aus den ausgewählten Regionen in unmittelbarer Nähe zum HGÜ-Netzknotten (Startpunkt) zulässig ist und die Stromtransportkapazität zwischen diesen Regionen zum HGÜ-Netzknotten mit einem Wert von einem Gigawatt begrenzt sind. Diese Anteile könnten alternativ durch zusätzlichen Stromnetzausbau reduziert werden. Eine genauere Quantifizierung könnte mittels zusätzlicher Optimierungsrechnungen erfolgen, in denen zusätzliche HGÜ-Kabel-Verbindungen berücksichtigt werden. Die Stromgestehungskosten der Rückverstromung belaufen sich auf 175,79 €/MWh. Mehr als die Hälfte (63,30%) der Stromgestehungskosten gehen auf die Kosten für den Einkauf des Überschussstroms zurück. Der Anteil der GuD-Rückverstromungskraftwerke an den Stromgestehungskosten beträgt 12,97% und der Anteil der Elektrolyseure beträgt 14,44%. In mehreren Studien wurden ebenfalls die Stromgestehungskosten von rückverstromten Wasserstoff mittels GuD für das Jahr 2050 kalkuliert. Da sich die Rahmenbedingungen in jeder Studie trotz gleicher Rückverstromungstechnologie (GuD) stark unterscheiden, ist ein direkter Vergleich der Werte schwierig. Dennoch liegt der hier berechnete Wert der Stromgestehungskosten mittels Wasserstoffrückverstromung in GuDs innerhalb der Bandbreite (100-340 €/MWh) aus der Literatur (Hartmann et al. 2012, Nitsch et al. 2012, Ausfelder et al. 2015, FCH-JU 2015).

3.3 Beitrag zur Energieversorgungssicherheit

Der Verbund aus Speicher und Rückverstromungskraftwerken leistet einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) beurteilen den Beitrag verschiedener Erzeugungstechnologien zur Versorgungssicherheit anhand der sogenannten Rate der Verfügbarkeit welche auch als Leistungskredit bezeichnet wird (Trieb 2011, 50hertz et al. 2016). Als gesicherte Leistung gilt diejenige dargebotsabhängige Einspeiseleistung, die mindestens zu 99% zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast verfügbar ist. Für Windkraftanlagen ergibt sich hiermit etwa ein Beitrag von 1% und für Photovoltaikanlagen

ein Beitrag von 0%. Laufwasser-Kraftwerke und Biomasse/Biogas werden mit höheren Werten von 25 und 65% angegeben. Windkraftanlagen und PV tragen damit kaum zur gesicherten Energiebereitstellung bei. Für das Wasserstoffspeichersystem mit Rückverstromung stehen keine Literaturwerte für den Leistungskredit zur Verfügung. Die Werte müssen dementsprechend für eine weitere Analyse abgeschätzt werden. Für Gasturbinen und Dampfkraftwerke wird in der Literatur ein Leistungskredit von 90% zur gesicherten Leistung gegeben (Trieb 2011). Dieser Wert würde in der vorliegenden Pfadbetrachtung jedoch die Verfügbarkeit des Speicher- und Transportsystems nicht berücksichtigen. Für Pumpspeicher, welche wie der betrachtete Rückverstromungspfad aus einem Speichersystem und einer stromerzeugenden Technologie bestehen, wird in der Literatur ein Leistungskredit von 80% angesetzt (50hertz et al. 2016). Basierend darauf wird der Leistungskredit von Wasserstoff-Rückverstromungssystemen ebenfalls mit 80% angesetzt. Abbildung 7 gibt einen Überblick über die im Energieszenario 2050 installierte Leistung Erneuerbarer Energien, die berechneten Wasserstoff-Rückverstromungskapazitäten, sowie über deren Beitrag zur gesicherten Leistung. Die jeweiligen Anteile gesicherter Leistung pro Technologie wurden dafür mit der im Energieszenario 2050 installierten EE-Leistung multipliziert, um die gesicherte Leistung in GW zu errechnen.

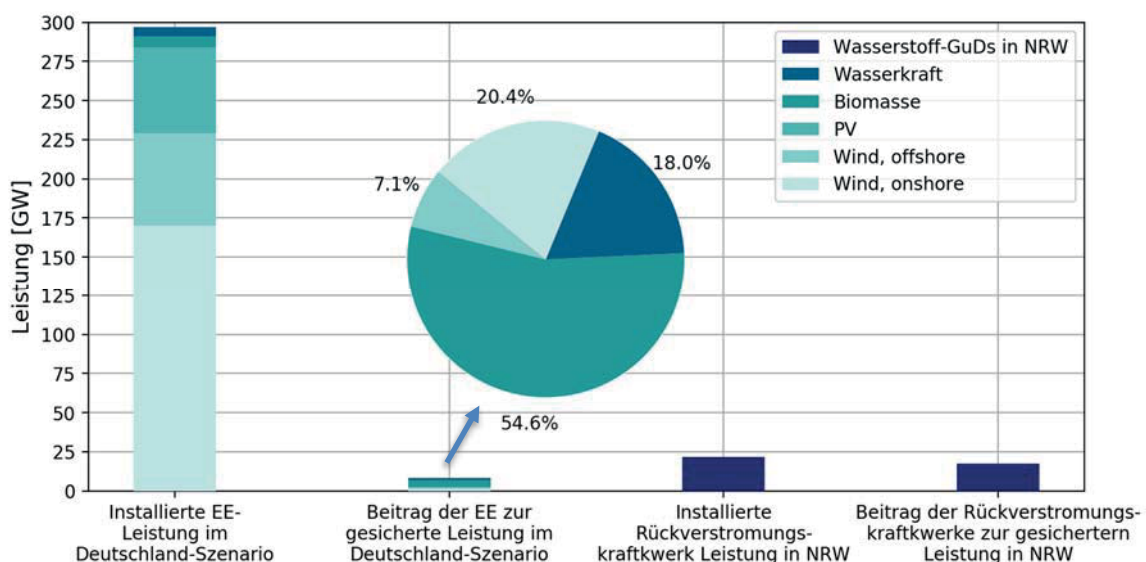


Abbildung 7 Installierte EE-Leistung im Szenario-Jahr 2050, installierte Leistung der GuD Rückverstromungskraftwerke in NRW sowie deren jeweiliger Beitrag zur gesicherten Leistung

Die Analyse zur gesicherten Leistung ergibt einerseits für die installierten Erneuerbaren Energien im Deutschland-Szenario (297 GW) eine gesicherte Leistung von lediglich 9,34 GW. Das Wasserstoff-Speichersystem mit Wasserstoffrückverstromung (21,6 GW) trägt andererseits in Nordrhein-Westfalen zu einer fast doppelt so großen gesicherten Leistung von 17,28 GW bei. Hieraus wird ersichtlich, dass das Rückverstromungskraftwerk einen maßgeblichen Beitrag zur gesicherten installierten Leistung und somit zur Versorgungssicherheit leisten kann. Zusätzlich ist zu beachten, dass das Wasserstoff-Speichersystem mit Rückverstromung indirekt die gesicherte Leistung durch die Erneuerbaren Energien erhöht, da diese den Strom für die Wasserstoffherstellung und Rückverstromung liefern.

3.4 CO₂-Reduktionspotential

Die jährlichen positiven Residuallasten in Deutschland werden im betrachteten Szenario durch den Einsatz von Erdgaskraftwerken (102 TWh/a) und Steinkohlekraftwerken (45 TWh/a) gedeckt. Davon entfallen 83,59 TWh/a auf Nordrhein-Westfalen. Mittels der analysierten Wasserstoff-Rückverstromungspfade lassen sich diese über konventionelle Energieträger bereitgestellten Energiemengen für Nordrhein-Westfalen vollständig mittels Strom aus Erneuerbaren Energien decken. Werden für Erdgas und Steinkohle CO₂-Emissionsfaktoren von 369 g/kWh und 899 g/kWh (Icha und Kuhs 2016) angenommen und wird weiterhin unterstellt, dass die relativen Anteile die Erdgaskraftwerke und Steinkohlekraftwerke an den CO₂-Emissionen, dem Verhältnis der zur Verfügung gestellten Strommengen der zwei Kraftwerkstypen für Nordrhein-Westfalen entsprechen⁵, ergeben sich daraus 44,41 Millionen Tonnen CO₂/a die sich mittels der betrachteten Wasserstoff-Rückverstromungspfade in Nordrhein-Westfalen einsparen lassen.

4 Schlussfolgerung

In dem betrachteten Szenario können alle positiven Residuallasten im Bundesland Nordrhein-Westfalen mittels Überschussstrom aus Norddeutschland über die betrachteten Pfade abgedeckt werden. Eine zeitgleiche Lastdeckung erfolgt dabei durch Energietransport mittels HGÜ-Kabel und bei Bedarf zusätzlich mittels Wasserstoffpipeline. Ist keine zeitgleiche Lastdeckung möglich erfolgt eine Rückverstromung von Wasserstoffs in den Lastzentren, welcher in Zeiten von ausreichendem Überschussstrom mittels Elektrolyse produziert und in Salzkaavernen eingespeicherten wurde. Als kostengünstigster Pfad wurde im Rahmen der Optimierung der Pfad mit gleichzeitiger Lastdeckung per HGÜ-Kabel und dem GuD als Rückverstromungsoption identifiziert. Die zweitgünstigste Option stellt die SOFC dar.

An dieser Stelle kann also geschlussfolgert werden, dass die großtechnische Wasserstoffspeicherung mit Rückverstromung und die Nutzung der dadurch gebauten Wasserstoffinfrastruktur, den Ausbau des Stromnetzes sinnvoll ergänzt. Eine vollständige Substitution des Stromnetzausbaus durch Wasserstoff-Rückverstromungssysteme ist allerdings aus ökonomischer Perspektive und aus Effizienzgründen nicht sinnvoll (siehe u.a. auch (Noack et al. 2015)). Die betrachteten Pfade zur Wasserstoff-Rückverstromung inklusive großtechnischer Speicherkapazitäten tragen weiterhin wesentlich zur Energieversorgungssicherheit und zur Bereitstellung gesicherter Leistung bei.

Bezüglich der Standortwahl der einzelnen Komponenten der Rückverstromungskette sind verschiedene Kriterien zu beachten. Elektrolyseure sollten zur Vermeidung von zusätzlichem Stromnetzausbau in unmittelbare Nähe zu Überschussstrom-Standorten platziert werden. Die Höhe der Überschussstrommenge gilt hier als Hauptkriterium für die Standortwahl. Rückverstromungskraftwerke sollten aus demselben Grund direkt an Lastzentren gebaut werden. Hierbei ist zu beachten, dass Standorte mit hohen positiven Residuallasten häufig ebenfalls hohe Wärmebedarfsmengen aufweisen. Wird neben der Deckung der Stromnachfrage zusätzliche eine Wärmebedarfsdeckung betrachtet, eignen sich in Abhängigkeit der Volllaststunden insbesondere die SOFC (bei einer hohen Auslastung), sowie das wasserstoffbetriebene BHKW (bei geringen Volllaststunden) als

⁵ $(102 \text{ TWh/a}) / (147 \text{ TWh/a}) = 69,39\%$ für Erdgas und $(45 \text{ TWh/a}) / (147 \text{ TWh/a}) = 30,61\%$ für Steinkohle

Rückverstromungstechnologie. Eine stromgeführte Betriebsweise von KWK-Rückverstromungskraftwerken in Kombination mit zusätzlichen Wärmespeichern kann zu zusätzlichen Erlösen führen. In diesen Fällen kann es zu einer Änderung im Ranking der kostengünstigsten Rückverstromungstechnologien kommen. Für eine abschließende Bewertung sind allerdings weitergehende Analysen erforderlich.

Weitere offene Fragen bestehen hinsichtlich des Einflusses von anderen Flexibilitätsoptionen (Demand-Side-Management, Batteriespeicher, Pumpspeicher etc.) auf die Höhe der zu deckenden Spitzenlast. Eine niedrigere Spitzenlast führt zu einer Reduktion der erforderlichen Rückverstromungs-Kraftwerksleistung und insgesamt zu einer Reduktion der erforderlichen Investitionen für den Rückverstromungspfad. Bei der Auswahl der Rückverstromungstechnologie bestehen zudem Unsicherheiten bezüglich des Einflusses bzw. der Anforderungen an Teillastverhalten und der Laständerungsgeschwindigkeit. In diesem Zusammenhang ist die deutlich höhere Laständerungsgeschwindigkeit und ein besseres Teillastverhalten der SOFC im Vergleich zum GuD bei der Wahl der Rückverstromungstechnologie zu beachten.

Chancen, welche sich durch den Aufbau einer Wasserstoff-Rückverstromungsinfrastruktur ergeben, sind neben dem primären Ziel zur vollständigen Deckung des Strombedarfs von NRW durch Erneuerbare Energien, in einer weitergehenden Nutzung der Wasserstoff-Infrastruktur zur Deckung von Energienachfragen in anderen Sektoren und für potenzielle Power-to-Hydrogen-to-X Anwendungen zu sehen. Durch eine weitergehende Nutzung der Wasserstoff-Infrastruktur können sich einzel- und volkswirtschaftliche Vorteile ergeben. Eine weiterführende Integration Erneuerbarer Energien in andere Sektoren (Wärme, Mobilität) kann zudem einen wesentlichen Beitrag zum Erreichen der Ziele der Energiewende liefern.

Die berechneten Stromgestehungskosten der Wasserstoff-Rückverstromungspfade liegen in Abhängigkeit von der Rückverstromungstechnologie im Bereich von 175,79 und 247,21 €/MWh und damit innerhalb der Bandbreite (100-340 €/MWh) von Werten aus der Literatur (Hartmann et al. 2012, Nitsch et al. 2012, Ausfelder et al. 2015, FCH-JU 2015). Grundsätzlich ist zu beachten, dass die Stromgestehungskosten von Rückverstromungspfaden deutlich über den Stromgestehungskosten der direkten Stromerzeugung aus EE-Anlagen liegen. In Szenarien mit sehr hohen EE-Anteilen werden Langzeitspeichersysteme allerdings zukünftig unverzichtbar. Im Bereich der Langzeitspeicherung stellt aus heutiger Perspektive die Wasserstoff-Rückverstromung den techno-ökonomischen Benchmark dar. Um die zukünftigen Gesamt-Stromgestehungskosten möglichst zu begrenzen, ist es sinnvoll, den Anteil der Rückverstromung möglichst gering zu halten u. a. durch einen verstärkten Netzausbau und eine Nutzung alternativer Flexibilitätsoptionen.

Der Fokus der durchgeführten Analyse lag auf dem Bundesland NRW. Um die Rolle von Wasserstoff-Rückverstromungstechnologien umfassend zu analysieren, ist eine weitergehende und detailliertere Analyse auf Ebene von Gesamtdeutschland notwendig.

5 Akronyme

BHKW	Blockheizkraftwerk	NRW	Nordrhein-Westfalen
EE	Erneuerbare Energien	PEMEL	Protonen-Austausch-Membran-

		Elektrolyseur	
GT	H ₂ -Gasturbine	PEMFC	Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzellen
GuD	H ₂ -Gas- und Dampfkraftwerk	PV	Photovoltaik
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung	SOFC	Festoxidbrennstoffzelle

6 Acknowledgment

Die vorgestellten Ergebnisse wurden im Rahmen des Projektes Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme erarbeitet, das mit Mitteln des Landes NRW gefördert wird (Projekt Homepage: <http://strom-zu-gas-und-waerme.de/>).

7 Referenzen

50hertz, et al. (2016). "Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016."

Altmann, M. (2014). Power-to-Gas Status und Perspektiven 2014. Forum Erneuerbare Energien, Energiesystem im Wandel – Systemtransformation, Hannover, Ludwig Bolkow Systemtechnik gmbH (LBST).

Arias Pérez, A. und T. Vogt (2014). "Life cycle assessment of conversion processes for the large-scale underground storage of electricity from renewables in Europe." EPJ Web of Conferences **79**: 03006.

Ausfelder, F., et al. (2015). "Energiespeicherung als Element einer sicheren Energieversorgung." Chemie Ingenieur Technik **87**(1-2): 17-89.

BDEW (2018). BDEW - Strompreisanalyse Januar 2018, Haushalte und Industrie, Bundesverband der Energie - und Wasserwirtschaft e.V.

Beck, H.-P., et al. (2012). "Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen." Retrieved 05.09.2017, from http://www.gbv.de/dms/claustral/E_BOOKS/2012/2012EB137.pdf.

Bertuccioli, L., et al. (2014). Study on development of water electrolysis in the EU. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking.

BMWi (2015). Die Energie der Zukunft. Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende. Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Berlin.

BMWi und BMU (2010). Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie und Bundesministerium für Umwelt. Berlin.

BNetzA (2015). "Netzentwicklungsplan Strom 2024. Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur– Szenario B 2024*." Retrieved 19.02.2017, from https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/Poster_NEP24.html.

BNetzA (2017). "Kraftwerksliste." Retrieved 19.02.2017, from https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.

Bolle, F.-W., et al. (2012). "WaStraK NRW" Einsatz der Wasserstofftechnologie in der Abwasserbeseitigung"-Phase I." Band I: Kompendium Wasserstoff. Abschlussbericht. Aachen: RWTH Aachen.

Bundesregierung (2015). "Netzausbau - Erdkabel statt Freileitung." Retrieved 05.09.2017, from <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2015/10/2015-10-07-netzausbau-erdkabel-statt-freileitung.html>.

Bussar, C., et al. (2014). "Optimal allocation and capacity of energy storage systems in a future European power system with 100% renewable energy generation." Energy Procedia **46**: 40-47.

Decourt, B., et al. (2014). "Hydrogen-Based Energy Conversion. More than Storage: System Flexibility." Leading the Energy Transition - FactBook. Retrieved 05.09.2017, from http://www.4is-cnmi.com/presentations/SBC-Energy-Institute_Hydrogen-based-energy-conversion_FactBook-vf.pdf.

Deutscher BT (2011). Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz). Deutscher Bundestag. Berlin.

Elsner, P. und D. U. Sauer (2015). Energiespeicher Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“. SCHRIFTENREIHE ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT. München, Halle (Saale), Mainz, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V., Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V., Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.: 84.

FCH-JU (2015). "Commercialisation of energy storage in europe." Retrieved 05.09.2017, from http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/CommercializationofEnergyStorageFinal_3.pdf.

Hackmann, M., et al. (2012). "Szenarien für eine langfristige Netzentwicklung." Retrieved 05.09.2017, from http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/szenarien-fuer-eine-langfristige-netzentwicklung.pdf?__blob=publicationFile&v=5.

Hartmann, N., et al. (2012). Stromspeicherpotenziale für Deutschland, Zentrum für Energieforschung Stuttgart. **116**: 126.

Hofmann, L. (2012). "Technische und wirtschaftliche Aspekte des Stromleitungsbau." Retrieved 07.09.2017, from http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/Aspekte_Stromleitungsbau_Hofmann.pdf.

Icha, P. und G. Kuhs (2016). Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2015. Dessau-Roßlau Umwelt Bundesamt.

Klaus, T., et al. (2010). "Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen." Retrieved 05.09.2017, from <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/energieziel-2050>.

Krieg, D. (2012). Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Strassenverkehrs mit Wasserstoff. Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Energie und Umwelt / energy and environment. Jülich, RWTH Aachen, Aachen. **144**.

Kruck, O., et al. (2013). "Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe. Overview on all Known Underground Storage Technologies for Hydrogen." Retrieved 05.09.2017, from <http://www.fch.europa.eu/project/assessment-potential-actors-and-relevant-business-cases-large-scale-and-seasonal-storage-ren>.

Kuhn, P., et al. (2014). Rolle des Wasserstoffs bei der großtechnischen Energiespeicherung im Stromsystem. Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologien und Marktperspektiven. J. Töpler and J. Lehmann. Berlin, Heidelberg, Springer Berlin Heidelberg: 25-41.

Mischner, J., et al. (2015). gas2energy.net: Systemplanerische Grundlagen der Gasversorgung, Deutscher Industrieverlag.

Nitsch, J., et al. (2012). "Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global." Retrieved 05.09.2017, from http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/leitstudie2011_bf.pdf.

Noack, C., et al. (2015). Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck. Stuttgart, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.

Pasini, S. (2009). "Fusina: Achieving low NOx from hydrogen combined-cycle power." Retrieved 13.10.2016, from <http://www.powerengineeringint.com/articles/print/volume-18/issue-9/features/fusina-achieving-low-nox-from-hydrogen-combined-cycle-power.html>.

Projekträger-Jülich (2017). "Wasserstoffpipeline." Retrieved 12.09.2017, 2017.

Reuß, M., et al. (2017). "Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model." Applied Energy **200**: 290-302.

Roads2HyCom (2013). "Large Hydrogen Underground Storage." Retrieved 30.01.2017, from refman.energytransitionmodel.com/publications/1793/download.

Robinius, M. (2015). Strom- und Gasmarktdesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff. Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag, RWTH Aachen University.

Robinius, M., et al. (2017). "Linking the Power and Transport Sectors-Part 2: Modelling a Sector Coupling Scenario for Germany." Energies **10**(7): 957.

Stiller, C., et al. (2010, 01.04.2010). "Potenziale der Wind-Wasserstoff-Technologie in der Freien und Hansestadt Hamburg und in Schleswig-Holstein." Retrieved 05.09.2017, from http://www.h2hamburg.de/blob/hh_wasserstoff/downloads/3182518/cde8194a7b53515e11f5f6c3f17f1740/Potenziale-der-Wind-Wasserstoff-Technologie-data.pdf.

Stolten, D., et al. (2013). Hydrogen as an Enabler for Renewable Energies. Transition to Renewable Energy Systems, Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA: 195-216.

Stolzenburg, K., et al. (2014). Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem - Abschlussbericht. Oldenburg.

Trieb, F. (2011). "Stromerzeugungstechnologien im Überblick." Retrieved 15.09.2017, 2017.

VDE (2008). Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. Projektbericht. ETG Energy Storage Task Force, TU Braunschweig, LBST et al.

Welder, L., et al. (2017). Spatio-Temporal Optimization of a Future Energy System for Power-to-Hydrogen Applications in Germany. 12th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, Dubrovnik.

WIND-WASSERSTOFF-projekt GmbH & Co. KG (2017). "Willkommen auf der Internetpräsenz des Demonstrations- und Innovationsprojekts RH2-WKA." Retrieved 05.07.2017, from <http://www.rh2-wka.de/>.