

## **Emissionsfreie Stahlerzeugung**

### **Metastudie zu den technischen, technologischen und wirtschaftlichen Parametern für die Umstellung der deutschen Stahlindustrie auf eine emissionsarme Stahlproduktion auf Basis von grünem Wasserstoff**

**im Auftrag des**

Deutscher Wasserstoff und Brennstoffzellen-Verband (DWV),

Robert-Koch-Platz 4, 10115 Berlin,

gefördert aus Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU – jetzt BMUV)

**Gesamtgutachten erstellt durch**

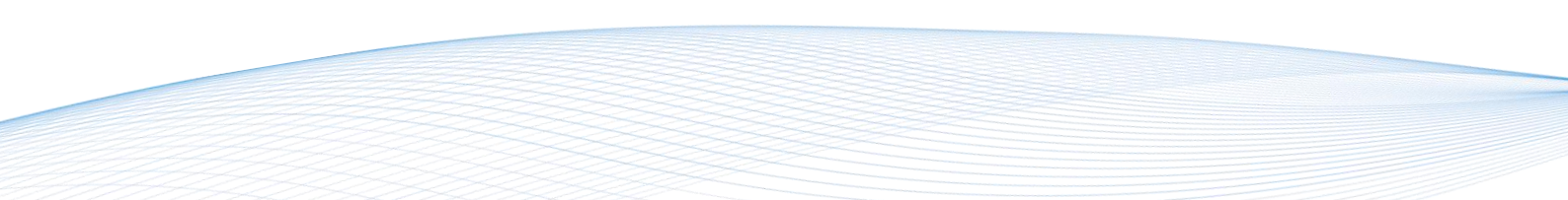
Uwe Albrecht, Michael Ball, Ulrich Bünger,  
Christopher Kutz, Jan Michalski



ludwig bölkow  
systemtechnik

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH  
Daimlerstr. 15  
85521 Ottobrunn  
[www.lbst.de](http://www.lbst.de)

März 2022



## **Haftungsausschluss**

Der Mitarbeiterstab der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH hat diesen Bericht erstellt.

Die Sichtweisen und Schlüsse, die in diesem Bericht ausgedrückt werden, sind jene der Mitarbeiter der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH sowie ihrer Unterauftragnehmer. Alle Angaben und Daten sind sorgfältig recherchiert. Allerdings gibt weder die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH noch irgendeiner ihrer Mitarbeiter, Vertragspartner oder Unterauftragnehmer irgendeine ausdrückliche oder implizierte Garantie oder übernimmt irgendeine rechtliche oder sonstige Verantwortung für die Korrektheit, Vollständigkeit oder Nutzbarkeit irgendeiner Information, eines Produktes oder eines enthaltenen Prozesses.

## INHALT

<b>TABELLEN</b> .....	<b>III</b>
<b>ABBILDUNGEN</b> .....	<b>IV</b>
<b>ABKÜRZUNGEN</b> .....	<b>VI</b>
<b>EINORDNENDE GEDANKEN DER AUTOREN VOR DEM HINTERGRUND DER ENERGIEPOLITISCHEN AUSWIRKUNGEN DES RUSSISCHEN KRIEGS GEGEN DIE UKRAINE</b> .....	<b>VII</b>
<b>ZUSAMMENFASSUNG</b> .....	<b>IX</b>
<b>1 HERAUSFORDERUNGEN UND CHANCEN FÜR STAHLINDUSTRIE</b> .....	<b>1</b>
1.1 Deutscher Stahlmarkt im Wandel .....	1
1.2 Zielsetzung und Aufbau der Studie .....	2
1.3 Untersuchte Technologiepfade für Stahlerzeugung .....	3
<b>2 VERSORGUNG MIT GRÜNEM WASSERSTOFF</b> .....	<b>7</b>
2.1 Erwarteter Bedarf und Versorgung mit grünem Wasserstoff .....	7
2.2 Kosten für die Bereitstellung von grünem Wasserstoff .....	12
2.2.1 Kostentreiber der Wasserstoffproduktion .....	13
2.2.2 H <sub>2</sub> -Transportoptionen und -Transportkosten .....	17
2.2.3 Literaturübersicht der Bereitstellungskosten für Wasserstoff in Deutschland.....	22
2.3 Ökologische Auswirkungen der Wasserstofferzeugung .....	23
<b>3 HERSTELLUNG VON GRÜNEM STAHL IN DEUTSCHLAND</b> .....	<b>28</b>
3.1 Technologiepfade für CO <sub>2</sub> -freie Stahlherstellung .....	28
3.1.1 Konventionelle Hochofenroute als Referenz (BF + BOF) .....	28
3.1.2 Direktreduktion mit Erdgas (CH <sub>4</sub> -DR) .....	30
3.1.3 Direktreduktion mit Wasserstoff (H <sub>2</sub> -DR) .....	34
3.1.4 Elektrische Schmelzaggregate (ES).....	38
3.1.5 Import von DRI / Eisenschwamm .....	42
3.2 Erwarteter Wasserstoffbedarf der Stahlindustrie .....	43
3.2.1 Szenarien zur Umstellung der Stahlerzeugung in Deutschland .....	43



3.2.2	Resultierender Wasserstoffbedarf der deutschen Stahlindustrie.....	49
3.3	Kosten der grünen Stahlherstellung.....	51
3.4	THG-Emissionsminderung dank grüner Stahlerzeugung .....	56
<b>4</b>	<b>DISKUSSION DER ERGEBNISSE UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN.....</b>	<b>59</b>
4.1	Einordnung der Technologiepfade für Stahlerzeugung .....	59
4.1.1	Konventionelle Hochofenroute als Referenz (BF + BOF) .....	59
4.1.2	Direktreduktion mit Erdgas (CH <sub>4</sub> -DR).....	60
4.1.3	Direktreduktion mit Wasserstoff (H <sub>2</sub> -DR) .....	61
4.1.4	Import von DRI / Eisenschwamm .....	62
4.1.5	Gesamtbewertung der Technologiepfade .....	63
4.2	Herausforderungen und Handlungsempfehlungen für grüne Stahlerzeugung in Deutschland .....	65
4.2.1	Sichere Versorgung mit grünem Wasserstoff .....	66
4.2.2	Grüne Stahlerzeugung.....	72
4.2.3	Zusammenfassung der Handlungsempfehlungen .....	80
<b>5</b>	<b>ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE UND FAZIT .....</b>	<b>82</b>
	<b>ANHANG .....</b>	<b>87</b>
	Anhang A: Studienauswertung - erwartete Entwicklung des Wasserstoffbedarfs (Kapitel 2.1).....	87
	Anhang B: Studienauswertung – Kosten der Wasserstoffbereitstellung (Kapitel 2.2.3) .....	89
	<b>LITERATUR .....</b>	<b>93</b>

## TABELLEN

Tabelle 1:	Vor- und Nachteile unterschiedlicher Transportoptionen für Wasserstoff.....	18
Tabelle 2:	Schlüsseldaten für den Prozess „konventioneller Hochofen“.....	29
Tabelle 3:	Schlüsseldaten für den Prozess „CH <sub>4</sub> -DR“ .....	32
Tabelle 4:	Schlüsseldaten für den Prozess „H <sub>2</sub> -DR“ .....	36
Tabelle 5:	Schlüsseldaten für den Prozess „ES“ (Basis: EAF).....	41
Tabelle 6:	Übersicht der Handlungsempfehlung zum Themenfeld einer sicheren Versorgung mit grünem Wasserstoff .....	80
Tabelle 7:	Übersicht der Handlungsempfehlung zum Themenfeld der grünen Stahlerzeugung .....	81

## ABBILDUNGEN

Abbildung 1:	Struktur der vorliegenden Studie .....	3
Abbildung 2:	Klassifizierung der untersuchten Technologiepfade zur Stahlerzeugung .....	4
Abbildung 3:	Untersuchte Technologiepfade der Stahlerzeugung .....	6
Abbildung 4:	Entwicklung des grünen Wasserstoffbedarfs in Deutschland in den untersuchten Studien .....	8
Abbildung 5:	Abhängigkeit des Wasserstoffbedarfs von den THG-Minderungszielen der jeweiligen Szenarien in den Jahren 2030 und 2045/2050 .....	9
Abbildung 6:	(Grüner) Wasserstoffbedarf nach Sektoren in den Jahren 2030 (links) und 2050 (rechts) .....	10
Abbildung 7:	Bedarf für (grünen) Wasserstoff in der Industrie nach Anwendungen .....	10
Abbildung 8:	Durch Importe abzudeckende Anteile der H <sub>2</sub> -Bereitstellung in Deutschland (Studien mit unterschiedlichen Farben gekennzeichnet) .....	11
Abbildung 9:	Kosten von alkalischen und PEM-Elektrolyse-Systemen für verschiedene Systemkapazitäten in den Jahren 2020 und 2030 .....	14
Abbildung 10:	Kumulierte Potenziale für erneuerbare Stromerzeugung in den spezifischen Kosten in Europa (links) und in der MENA-Region (rechts) im Jahr 2050 .....	15
Abbildung 11:	Wasserstofftransportkosten im Vergleich von Ammoniak (NH <sub>3</sub> ) und verflüssigtem Wasserstoff (LH <sub>2</sub> ) für den Schiffsimport nach Rotterdam im Jahr 2020 .....	20
Abbildung 12:	Transportkosten in Abhängigkeit der Transportentfernung .....	21
Abbildung 13:	Übersicht der H <sub>2</sub> -Bereitstellungskosten in einigen Szenarien ausgewählter Studien .....	23
Abbildung 14:	a) THG-Emissionen und b) Wasserbedarf unterschiedlicher Wasserstoffproduktionspfade (inkl. der Anlagenbereitstellung) .....	25
Abbildung 15:	THG-Emissionen der Erdgas- und LNG-Vorketten (inkl. Hilfsenergien) .....	26
Abbildung 16:	Rohstahlproduktion Deutschland (historische Entwicklung und Ausblick) .....	44
Abbildung 17:	Beitrag konventioneller Hochöfen zur Rohstahlproduktion Deutschland 1995 – 2050 .....	44
Abbildung 18:	Sekundärstahlanteil an deutscher/europäischer Rohstahlproduktion 2010 – 2050 .....	45
Abbildung 19:	Sekundärstahlproduktion aus Schrotteinsatz im ES in Deutschland 1995 – 2050 (ausschließlich EAF bis 2025) .....	46

Abbildung 20:	CH <sub>4</sub> - bzw. H <sub>2</sub> -DR-Beitrag zur deutschen/europäischen Rohstahlproduktion.....	47
Abbildung 21:	Mögliche strukturelle Entwicklung der deutschen Rohstahlproduktion bis 2050 – Zusammenfassung .....	48
Abbildung 22:	H <sub>2</sub> -Bedarfsentwicklung (stoffliche Nutzung) der deutschen Stahlindustrie .....	50
Abbildung 23:	Entwicklung H <sub>2</sub> -Bedarfsanteil „Eisen&Stahl“ am gesamten deutschen H <sub>2</sub> -Bedarf.....	51
Abbildung 24:	Vergleich heutiger Stahlgesamtkosten Hochofenroute (links), CH <sub>4</sub> -DRI-ES (Mitte) und H <sub>2</sub> -DRI-ES (rechts), in Deutschland .....	52
Abbildung 25:	Bandbreite heutiger Investitionskosten für ES und DR Anlagen .....	53
Abbildung 26:	Einfluss der H <sub>2</sub> -Kosten auf die Rohstahlerzeugung Quelle: Eigene Analyse (durchschnittlicher H <sub>2</sub> -Bedarf von 70 kg <sub>H2</sub> /t <sub>Rohstahl</sub> , ohne Berücksichtigung von CO <sub>2</sub> -Preisen).....	54
Abbildung 27:	Investitionsbedarf der Transformation (2030/2050).....	55
Abbildung 28:	Reinvestitionsbedarf in der Primärstahlproduktion bis 2030 .....	56
Abbildung 29:	Vergleich der spezifischen CO <sub>2</sub> -Emissionen (links) sowie der CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten (rechts) zwischen den unterschiedlichen Technologiepfaden zur Stahlerzeugung .....	57
Abbildung 30:	Mögliche absolute THG-Minderung durch Direktreduktion mit Erdgas und grünem/blauem Wasserstoff (Mengengerüste für Technologiepfade gemäß der Bandbreite aus der Metaanalyse in Kapitel 3.2; THG-Minderungsziele gemäß Vorgaben für die Industrie gemäß [ewi 2021]) .....	58
Abbildung 31:	Stärken-Schwächen-Analyse der untersuchten Technologiepfade aus der Perspektive der Stahlherstellung (oben) und der Wasserstoffversorgung (unten).....	63
Abbildung 32:	Einordnung und Rolle der Technologiepfade in der kurz- bis mittelfristigen Perspektive bis 2030 (oben) sowie in der langfristigen Perspektive bis 2045/50 (unten).....	64
Abbildung 33:	Zusammenstellung der identifizierten Hemmnisse für eine emissionsfreie Wasserstoffversorgung und grüne Stahlproduktion .....	66

## ABKÜRZUNGEN

ATR	Autotherme Reformierung
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BF	Blast Furnace (Hochofen)
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BOF	Blast Oxygen Furnace (Sauerstoffaufblaskonverter)
CAPEX	Investitionsausgaben
CCS	Carbon Capture and Storage (Abscheidung und Lagerung von CO <sub>2</sub> )
c-DRI	kaltes DRI (Eisenschwamm)
CGH <sub>2</sub>	Komprimierter Wasserstoff
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
CSP	Solarthermie (konzentriert)
DR	Direktreduktion bzw. Direktreduktionsanlage
DRI	Direct Reduced Iron (Eisenbriketts, auch Eisenschwamm)
EAF	Electric Arc Furnace (Elektrolichtbogenofen)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetzes
ES	Elektrisches Schmelzaggregat
EU-ETS	Europäische Emissionshandel
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
HBI	hot briquetted iron (Eisenbriketts)
h-DRI	heißes DRI (Eisenschwamm)
IEA	Internationale Energie Agentur
KSG	Klimaschutzgesetz
KSV	Klimaschutzverträge
LH <sub>2</sub>	Flüssigwasserstoff
LNG	Liquified Natural Gas (Flüssiggas)
NWR	Nationaler Wasserstoffrat
OPEX	Betriebskosten
OSBF	Open Slag Bath Furnace (Schmelzverfahren)
PtL	Power-to-Liquid
PV	Photovoltaik
SAF	Submerged Arc Furnace
SEP	Systementwicklungsplan
SMR	Steam Methane Reforming (Dampfreformierung von Erdgas)
THG	Treibhausgase
VLS	Volllaststunden



## EINORDNENDE GEDANKEN DER AUTOREN VOR DEM HINTERGRUND DER ENERGIEPOLITISCHEN AUSWIRKUNGEN DES RUSSISCHEN KRIEGS GEGEN DIE UKRAINE

Die vorliegende Studie wurde im Zeitraum zwischen Oktober 2021 und Februar 2022 als Metaanalyse der relevanten Literatur erstellt und am 30. März 2022 veröffentlicht. Der militärische Angriff Russlands auf die Ukraine am 24. Februar 2022 markiert einen grundlegenden Paradigmenwechsel in der deutschen und europäischen Sicherheits-, Energie- und Industriepolitik. In diesem Zusammenhang müssen auch einige der in der Studie vorgestellten Ergebnisse neu eingeordnet werden, insbesondere hinsichtlich der erdgasbasierten Transformationspfade der Stahlerzeugung, d.h. erdgasbasierter Direktreduktion (CH<sub>4</sub>-DR) und der Nutzung von blauem Wasserstoff als „Brückentechnologien“.

Zum einen führen die beobachteten deutlichen Preissteigerungen und -schwankungen bei Erdgas in Folge des Kriegsbeginns bereits heute zu großen Mehrbelastungen der Industrie sowie zu einer deutlichen Verbesserung der Wettbewerbssituation von grünem gegenüber blauem Wasserstoff. Zudem kann grüner Wasserstoff aus Windstrom in Deutschland zum Teil sogar zu Kosten hergestellt werden, die unter den Anfang 2022 vorherrschenden hohen Preisen für die direkte Nutzung von Erdgas liegen. Zum anderen müssen auch potenzielle Versorgungsrisiken im Falle eines Embargos bzw. einer wesentlichen Reduktion russischer Energielieferungen deutlich stärker gewichtet und Möglichkeiten der raschen Diversifizierung der Energieversorgung diskutiert werden. Auch wenn Details der langfristigen Auswirkungen von der weiteren Entwicklung des Ukraine-Konflikts abhängen werden, zeigen die bereits angekündigten politischen Maßnahmen, dass der Ukraine-Krieg Anlass für einen nachhaltigen und beschleunigten Umbau des Energiesystems hin zu erneuerbaren Energien ist.

Anstehende Investitionsentscheidungen der Industrie werden daher vor dem Hintergrund einer stärkeren Resilienz der Lieferketten sowie einer stärkeren Unabhängigkeit von anderen Energielieferanten getroffen werden. Es ist davon auszugehen, dass der potenzielle Beitrag des CH<sub>4</sub>-DR-Verfahrens und blauen Wasserstoffs als „Brückentechnologie“ dabei im Lichte zunehmend kürzerer Abschreibungszeiten hinterfragt wird. Hinzu kommt, dass die Neuausrichtung der deutschen Energieimporte auch neue Unsicherheiten hinsichtlich der tatsächlichen THG-Minderung einzelner Technologieoptionen birgt. So könnten die nun vermehrt diskutierten kurzfristigen Maßnahmen zur Sicherung der Energieversorgung in Form deutlich gesteigerter Flüssiggas- (LNG-)Importe, sofern sie z.B. aus Katar oder den USA stammen, eine schlechtere Klimabilanz gegenüber der bisherigen Erdgasversorgung aufweisen, mit entsprechenden Auswirkungen auf alle erdgasbasierten Produktionstechnologien. Wohingegen könnten Gasimporte aus Norwegen oder anderen Pipeline-Exportregionen jedoch auch zu einer Entlastung der THG-Bilanz führen.

Vor diesem Hintergrund gewinnt eine beschleunigte Umstellung der heimischen Stahlproduktion auf inländische Direktreduktion auf Basis grünen Wasserstoffs zusätzlich an Bedeutung. Diese stellt langfristig die einzige nachhaltige Option für eine



emissionsfreie und sichere Stahlproduktion mit entsprechender nationaler Wertschöpfung und der gemeinsam von der deutschen Industrie und Politik angestrebten Umsetzungsgeschwindigkeit dar. Die deutsche Stahlbranche sollte hierzu in den Dialog mit der Politik treten, um einer langfristigen Abhängigkeit von Erdgasimporten mit einer geeigneten neuen langfristigen strategischen Ausrichtung entgegenzuwirken und die von der Industrie gewünschte Investitionssicherheit für die wasserstoffbasierte Stahlproduktion zu schaffen. Der politische Konflikt in der Ukraine sollte den Startschuss für einen immensen Ausbau der inländischen Erzeugungskapazitäten und Importe grünen Wasserstoffs darstellen, um ein unabhängigeres, versorgungssichereres und nachhaltigeres Energiesystem für die Stahlindustrie und andere Sektoren zu etablieren und die deutschen und europäischen Klimaziele zu erreichen. Die Vielzahl damit verbundener wirtschaftlicher, geopolitischer und klimapolitischer Aspekte sollte auch in allen weiteren themenbezogenen Studien und Analysen umfassend adressiert werden.

## ZUSAMMENFASSUNG

### **Kernergebnisse auf einen Blick:**

- 1) Deutsche Stahlindustrie hat **hohe industriepolitische Bedeutung** und steht vor großen **Herausforderungen auf dem Weg zur Klimaneutralität bis 2045**.
- 2) Direktreduktion auf Basis grünen **Wasserstoffs ist die wesentliche langfristige Option** zur Dekarbonisierung des Stahlsektors.
- 3) **Direktreduktion auf Erdgasbasis** kann dank rascher Klimateffekte und technischer Verfügbarkeit eine **Brücke zur Klimaneutralität** sein.
- 4) **Große Hebelwirkung** mit H<sub>2</sub>-Direktreduktion der Stahlindustrie als „no regret“-**Option** sollte für den Aufbau der H<sub>2</sub>-Märkte und -Infrastrukturen genutzt werden.
- 5) Wettbewerbsvorteile entstehen durch grünen **Wasserstoff als „Game changer“** zu günstigen Preisen in ausreichender Menge.
- 6) Grüner Wasserstoff ist essenziell für emissionsfreie Stahlerzeugung und bedarf schneller **Rahmensetzung durch Politik und Umsetzung durch Industrie**.

### **HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG:**

#### **Deutsche Stahlindustrie hat hohe industriepolitische Bedeutung und steht vor großen Herausforderungen auf dem Weg zur Klimaneutralität bis 2045**

Die Stahlbranche leistet mit einem Jahresumsatz von über 30 Mrd. € und mehr als 90.000 Arbeitsplätzen einen wichtigen Beitrag zur Wertschöpfung und Beschäftigung in Deutschland. Dabei ist die deutsche Stahlindustrie nicht nur technologisch führend, sondern hat durch die enge Verzahnung mit der Automobilindustrie und Maschinenbau auch eine große strategische Bedeutung für andere Industriesektoren. Gleichzeitig steht sie aber vor zahlreichen Herausforderungen, die sich unter anderem aus den strikten THG-Minderungszielen auf dem Weg zur Klimaneutralität bis 2045 ergeben. In diesem Zusammenhang kann Wasserstoff, der in entsprechenden Anlagen zur Erzeugung von sog. direktreduziertem Eisenschwamm eingesetzt wird, einen wichtigen Beitrag zur grünen Transformation des Stahlsektors auch in den folgenden Wertschöpfungsstufen leisten. Die vorrangige Zielsetzung dieser Studie ist die Erstellung einer Metaanalyse zu Herausforderungen, Chancen und Lösungsansätzen im Hinblick auf die grüne Stahlerzeugung in Deutschland. Dabei werden zunächst die wesentlichen Erkenntnisse aus vorhandener Literatur zu techno-ökonomischen Aspekten der grünen Stahlerzeugung und H<sub>2</sub>-Versorgung zusammengetragen. Anschließend werden die potenziellen Hemmnisse identifiziert und konkrete Handlungsempfehlungen formuliert.

### **WESENTLICHE ERKENNTNISSE:**

#### **Direktreduktion auf Basis grünen Wasserstoffs ist die wesentliche langfristige Option zur Dekarbonisierung des Stahlsektors**

Die Ergebnisse der Metaanalyse zeigen, dass die Direktreduktion auf Basis grünen Wasserstoffs (H<sub>2</sub>-DR) eine nachhaltige Option ist, die eine nahezu vollständige Dekarbonisierung der Stahlerzeugung bei gleichzeitig hoher Effizienz und Ressourcen-

nutzung sowie den Erhalt der Innovationsführerschaft, Wertschöpfung und Arbeitsplätze in Deutschland ermöglicht. Dabei können nicht nur die THG-Emissionen um mehr als 95% reduziert, sondern auch ein relativ großes CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial bezogen auf den eingesetzten Wasserstoff von mehr als 25 kg<sub>CO2</sub>/kg<sub>H2</sub> erreicht werden. Als Evolutionsstufe der erdgasbasierten Technologie zeigt H<sub>2</sub>-DR eine große Einsatzflexibilität im Hinblick auf die Nutzung fluktuierenden Stroms aus erneuerbaren Energien und liefert Eisenschwamm hoher Qualität.

Allerdings ist die H<sub>2</sub>-DR-Technologie in der ersten Phase noch nicht ganz technisch ausgereift und muss sich auch im Hinblick auf die Nutzung von Hybridtechnologien noch beweisen. Ein H<sub>2</sub>-Preis von 4 €/kg resultiert bei einem H<sub>2</sub>-Bedarf von 70 kg<sub>H2</sub>/t<sub>Stahl</sub> in Mehrkosten von mehr als 300 €/t<sub>Stahl</sub>. Damit hat der Wasserstoff einen Anteil von über einem Drittel an den Gesamtkosten von ca. 700 €/t<sub>Stahl</sub>. Diese Mehrkosten haben aber nur einen geringen Einfluss auf die relevanten Endprodukte. Bei einem Mittelklassewagen entspricht das Zusatzkosten von lediglich 180 € pro Fahrzeug und bei einem Windrad von ca. 30 € pro installiertem Kilowatt, was in einem niedrigen einstelligen Bereich an den Produktkosten liegt. Der Investitionsbedarf für eine vollständige Umstellung der Primärstahlroute auf CO<sub>2</sub>-arme Verfahren wird in den Studien auf ca. 10 Mrd. € bis 2030 und 30 Mrd. € bis 2050 beziffert. Da aber bis 2030 ohnehin rund die Hälfte der heutigen Erzeugungskapazitäten ihre Lebensdauer erreichen wird, ergibt sich so mit der neuen H<sub>2</sub>-DR eine Chance für klimafreundliche Reinvestitionen.

### **Direktreduktion auf Erdgasbasis kann dank rascher Klimateffekte und technischer Verfügbarkeit eine Brücke zur Klimaneutralität sein.**

In der kurz- bis mittelfristigen Perspektive bis 2030 steht auch die erdgasbasierte Direktreduktion (CH<sub>4</sub>-DR) aufgrund der technischen Reife, potenziell guten Wirtschaftlichkeit und größerer Standortflexibilität als Alternative zur Verfügung. Auch wenn dadurch THG-Einsparpotenziale von mehr als 60% erreicht werden können, so muss dieses Verfahren jedoch trotzdem mit den immer strikteren Klimaschutzzielen im Einklang stehen. Dadurch besteht ein Investitionsrisiko durch „Stranded Assets“ bei kurzer Lebenserwartung, falls sich die Anlagen nicht zum H<sub>2</sub>-Betrieb konvertieren lassen, wenn die CO<sub>2</sub>-Ziele schneller verschärft werden.

### **Große Hebelwirkung der Stahlindustrie mit H<sub>2</sub>-Direktreduktion als „no regret“-Option sollte für den Aufbau der H<sub>2</sub>-Märkte und -Infrastrukturen genutzt werden**

Auf Basis der untersuchten Studien kann die weitere Entwicklung des deutschen Stahlmarktes grundsätzlich in drei Phasen unterteilt werden. In der ersten Phase bis 2030 erfolgt die erste Weichenstellung im Hinblick auf technologische Weiterentwicklung der Direktreduktion samt der mit ihr verbundenen Schmelzertechnologien gefolgt von Konsolidierung in der zweiten Phase bis 2040 mit signifikantem Zubau neuer DR-Anlagen. In der dritten Phase der Etablierung bis 2050 stehen alle relevanten CO<sub>2</sub>-freien Technologien im Wettbewerb, sodass sich ein neues Gleichgewicht einstellen sollte. Im Sinne des Bemühens um eine verstärkte Kreislaufwirtschaft auch im Stahlsektor dürfte sich bereits mittelfristig auch der Sekundärstahlanteil erhöhen, was es

bei Entwicklung der Schmelzertechnologien für den gekoppelten Einsatz von DRI und Schrott zu berücksichtigen gilt. Zusammengefasst kann sich dadurch eine H<sub>2</sub>-Nachfrage im Stahlsektor von bis zu 34 TWh/a bis 2030 und ca. 70-100 TWh/a bis 2050 ergeben. Im Vergleich zur deutschen Gesamtnachfrage von bis zu 110 TWh/a (2030) bzw. 260-690 TWh/a (2050) kann die Stahlindustrie einen Anteil von 20-40% (2030) bzw. 10-20% (2050) ausmachen. Langfristig zeigt die Metaanalyse, dass Wasserstoff als wichtiger Baustein des zukünftigen Energiesystems für die sektorenübergreifende Reduktion der THG-Emissionen unverzichtbar ist. Als eine „no regret“ Option kann der Einsatz von Wasserstoff in der Stahlbranche daher eine große Hebelwirkung entfalten und signifikant zum Aufbau neuer H<sub>2</sub>-Märkte und H<sub>2</sub>-Infrastrukturen beitragen.

### **Wettbewerbsvorteile entstehen durch grünen Wasserstoff als „Game changer“ zu günstigen Preisen in ausreichender Menge**

Um die Wettbewerbsfähigkeit zu erreichen, muss der grüne Wasserstoff jedoch in ausreichenden Mengen zu günstigen Preisen rechtzeitig zur Verfügung stehen. Die untersuchte Studienlandschaft spiegelt eine große Bandbreite der möglichen H<sub>2</sub>-Kosten wider. Während kurzfristig die H<sub>2</sub>-Kosten bei 5-12 €/kg liegen, können sie bereits mittelfristig auf 3-10 €/kg zurückgehen. Bis 2045/2050 rechnen alle Studien mit weiteren Kostensenkungen und gehen von vergleichbaren Bandbreiten für heimische Produktion und Importe, sodass H<sub>2</sub>-Kosten von unter 2 €/kg erreicht werden können. Entsprechend könnte grüner Wasserstoff bereits im Jahr 2030, spätestens jedoch im Jahr 2045/2050 mit fossilem Wasserstoff konkurrieren. Die durchschnittliche Importquote aus der Metanalyse liegt bei 60-65%. Die Transportkosten machen jedoch einen bedeutenden Teil der Importkosten aus und können letztlich dazu führen, dass Vorteile der günstigeren Produktion im Ausland nahezu nivelliert werden.

### **STRATEGISCHE EINORDNUNG DER ERGEBNISSE:**

#### **Grüner Wasserstoff ist essenziell für emissionsfreie Stahlerzeugung und bedarf stabiler Rahmensetzung durch Politik und rascher Umsetzung durch Industrie**

Die nächsten Schritte auf dem Weg zur emissionsfreien Stahlerzeugung betreffen im Wesentlichen zwei Bereiche. Zum einen bedarf es eines raschen Aufbaus des Marktes für grünen Stahl, der ausreichende Investitionsanreize und Planungssicherheit bietet. Dazu gehören neben einer Anschubfinanzierung, zielgerichteter Förderung und Investitionssicherheit durch stabile Rahmensetzung auch faire Marktbedingungen gegenüber dem internationalen Wettbewerb, um „carbon leakage“ durch eine Verlagerung ins Ausland zu vermeiden. Darüber hinaus sollte die deutsche Politik durch regulatorische Instrumente und Vorgaben auch die Nachfrage nach grünem Stahl direkt fördern, z.B. durch Abnahmeregelungen in anderen Branchen oder Vorrang bei öffentlichen Aufträgen. Die deutsche Stahlindustrie sollte entsprechende Projekte umsetzen, die Verfahrenstechnik verbessern bzw. neu entwickeln und die eigene Strategie und Geschäftsmodelle regelmäßig überprüfen und anpassen. Auch internationale Kooperationen und frühzeitige Kommunikation der Handlungsnotwendigkeit spielen eine wichtige Rolle für eine breite öffentliche Akzeptanz.



Zum anderen erfordert die sichere Versorgung mit grünem Wasserstoff den raschen Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der H<sub>2</sub>-Infrastrukturen. Um die Wettbewerbsfähigkeit grünen Wasserstoffs zu erreichen, sollten regulatorische Hürden vermieden und zusätzliche Förderinstrumente zum Kostenausgleich genutzt werden. Durch internationale Kooperationen und Zertifizierungssysteme können globale H<sub>2</sub>-Märkte geschaffen werden, um die Deckung der prognostizierten Bedarfssteigerungen sicherstellen zu können. Kurzfristig sollte die sektorübergreifende Nachfrage etwa durch Quotenregelungen weiter gestärkt werden.

Ob grünes Roheisen in Form von DRI-Pellets oder HBI künftig vermehrt importiert werden sollte, hängt von technischen, wirtschaftlichen aber insbesondere auch industriepolitischen Überlegungen ab, die nur im Konsens zwischen Politik und Industrie entschieden werden können. Sollten z.B. einerseits die regionalen Herstellungsbedingungen grünen DRIs durch Verfügbarkeit kostengünstigen grünen Wasserstoffs oder vereinfachte Transportwege einen DRI-Import nahelegen, so könnten gesamtwirtschaftliche Überlegungen einer hohen Importunabhängigkeit, der direkten Kopplung von DRI-Produktionsanlagen an die erneuerbaren Energiequellen, die höhere Effizienz integrierter Herstellprozesse oder arbeitsmarktspezifische Überlegungen eine heimische DRI-Produktion dennoch vorteilhaft machen. Deutschland verfügt über eine insgesamt hohe Kompetenz zur raschen Einführung der erforderlichen Technologieoffensive, auf Anlagenhersteller- als auch auf Rohstahlproduktionsseite. Während der Anlagenbau auch von der Einführung der neuen Technologie im Ausland profitieren könnte, sind die Stahlhersteller mit einer härteren Entscheidung der Verlagerung oder auch des Verlustes eines Teils Ihrer Wertschöpfung in Deutschland konfrontiert. Jedoch bestünde bei vermehrten DRI-Importen auch die Gefahr des "Carbon Leakage" auf Kosten anderer Weltregionen. Außerdem besteht das Risiko, dass die Aufbaugeschwindigkeit entsprechender DRI-Kapazitäten außerhalb Deutschlands aufgrund fehlender regulatorischer Anreize deutlich geringer voranschreiten wird als dies in Deutschland bzw. Europa der Fall wäre. Dadurch würden die in Abstimmung mit der Politik bereits kurzfristig bis 2030 vereinbarten ambitionierten CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele der deutschen Stahlindustrie ausgebremst. Durch eine integrierte und effiziente heimische DRI-Produktion wird daher eine hohe Resilienz der Rohstahlbereitstellung angestrebt.



# 1 HERAUSFORDERUNGEN UND CHANCEN FÜR STAHLINDUSTRIE

## 1.1 Deutscher Stahlmarkt im Wandel

Die Stahlindustrie spielt traditionell eine wichtige Rolle für den Wirtschaftsstandort Deutschland. Die heimische Stahlerzeugung und -weiterverarbeitung tragen mit einem jährlichen Umsatz von über 30 Mrd. € nicht nur umfangreich zur Steigerung der inländischen Wertschöpfung und damit der Wirtschaftsleistung bei, sondern sind mit knapp 90.000 Beschäftigten auch ein wichtiger Faktor auf dem Arbeitsmarkt. Durch ihre enge Verknüpfung mit der Automobilindustrie und dem Maschinenbau ist die Stahlbranche zudem von großer strategischer Bedeutung für Deutschland.

Derzeit werden in Deutschland ca. 40 Mio. Tonnen Rohstahl pro Jahr an 30 Standorten hergestellt und weiterverarbeitet. Rund 70% der Produktion erfolgt dabei unter Einsatz von Kokskohle über die konventionelle Hochofenroute in integrierten Hüttenwerken, während die verbleibenden 30% durch das Einschmelzen von Schrott im Elektrolichtbogenverfahren erzeugt werden. Im europäischen Vergleich macht die deutsche Stahlerzeugung ca. 17% der gesamten Produktion in der EU aus und ist damit führend in Europa. Weltweit rangiert Deutschland in den Top 10 und ist damit ein etablierter und wichtiger Spieler auf dem globalen Stahlmarkt. Bereits heute ist Deutschland bei der Produktion von Rohstahl zum größten Teil von Material- (Eisenerz und Zuschlagsstoffe) und Energieimporten (Koks, Erdgas) zwar abhängig. Durch die weltführende technische Kompetenz in den Verfahren der Rohstahlherstellung kann es dennoch einen großen Teil der Wertschöpfung in Deutschland erbringen, insbesondere aber auch über die Wahl qualitativ hochwertiger Einsatzstoffe die Güte des produzierten Stahls für besonders anspruchsvolle Märkte (z.B. hochfeste dünne und damit gewichtssparende Bleche für die Automobilindustrie) eine gleichbleibende Stahlgüte garantieren.

Gleichzeitig steht die deutsche Stahlindustrie aber auch vor zahlreichen Herausforderungen. Auf der einen Seite nimmt der internationale Wettbewerb insbesondere aus dem asiatischen Raum kontinuierlich zu. So ist China inzwischen für deutlich mehr als die Hälfte der weltweiten Produktion von Rohstahl verantwortlich und baut seine Kapazität weiter aus. Damit steigt nicht nur der Druck auf die Marktpreise, sondern auch auf alle anderen Unternehmen der Branche, sich dem Wettbewerb mit innovativen Produkten und Geschäftsmodellen zu stellen. Auf der anderen Seite wird der Wandel der energie- und CO<sub>2</sub>-intensiven Stahlproduktion durch den immer strengeren Klimaschutz unumgänglich. Mit einer durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Intensität von ca. 1,5 t<sub>CO2</sub>/t<sub>Stahl</sub> ist die deutsche Stahlerzeugung für rund 60 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr verantwortlich, was ca. 6% der gesamten Emissionen in Deutschland ausmacht. Damit muss die Stahlindustrie einen beachtlichen Beitrag zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Minderungsziele auf dem Weg zur Klimaneutralität bis 2045 leisten. Wenn nicht entsprechende Rahmenbedingungen geschaffen werden, können beide Trends zusammen zur Verlagerung der deutschen Stahlproduktion ins Ausland mit geringeren Umweltstandards und negativen Folgen für die deutsche Wirtschaft und den Klimaschutz führen. In einem solchen Fall würden nämlich einerseits der Verlust an Wertschöpfung und Arbeitsplätzen in Deutschland sowie neue wirtschaftliche

Abhängigkeiten drohen. Andererseits wäre dem globalen Klimaschutz durch die Verlagerung der Emissionen in andere Weltregionen, dem sogenannten *Carbon Leakage*, nicht geholfen.

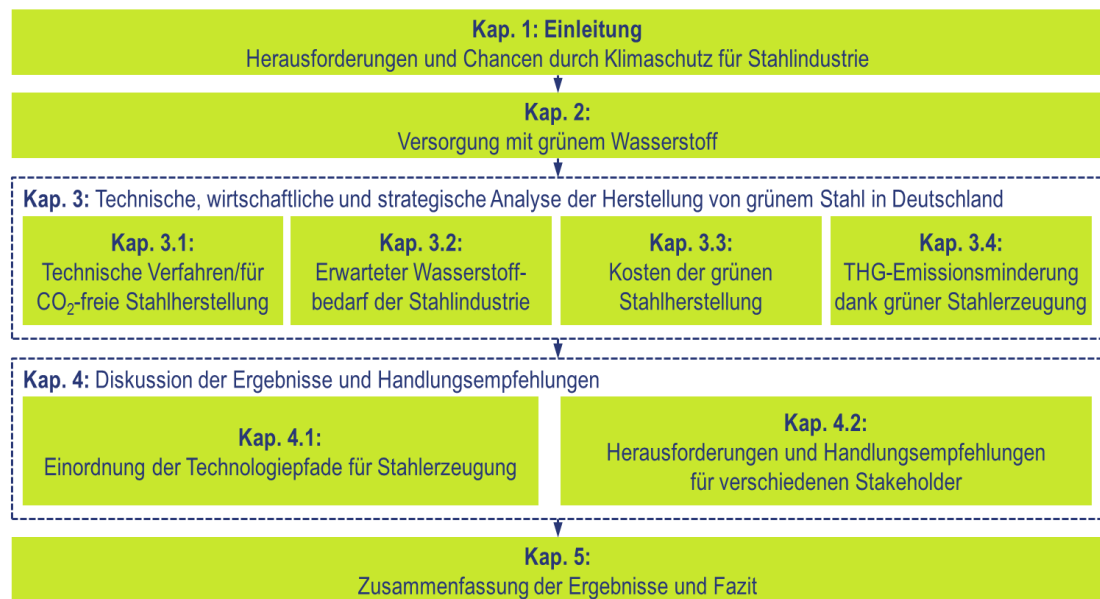
In diesem Zusammenhang kann der Wasserstoff einen wichtigen Beitrag zur grünen Transformation des Stahlsektors in Deutschland leisten. Dieser kann in entsprechenden Anlagen zur Erzeugung von sog. direktreduziertem Eisenschwamm (engl. *Direct Reduced Iron – DRI*) eingesetzt werden, der im anschließenden Prozessschritt unter Verwendung von Strom in geeigneten elektrischen Einschmelzaggregate (ES) bzw. Elektrolichtbogenöfen (*Electric Arc Furnace – EAF* oder *SAF – Submerged Arc Furnace*) zu Rohstahl weiterverarbeitet wird. Die Voraussetzung hierfür ist jedoch die Nutzung von erneuerbarem (grünen) Wasserstoff und erneuerbarem Strom in beiden Prozessschritten, auch wenn in einer Übergangsphase eine Direktreduktion auf Basis von Erdgas und/oder sog. blauem Wasserstoff bereits einen ersten Beitrag zum Klimaschutz leisten würde. Auf diese Weise können durch die Umstellung auf Direktreduktion sowohl eine nachhaltige Reduktion der Treibhausgasemissionen im deutschen Stahlsektor erreicht werden als auch neue Wertschöpfung und Arbeitsplätze – auch über die der Stahlindustrie hinaus – durch die heimische Wasserstoffwirtschaft geschaffen werden. Dies würde eine Win-Win-Situation für die Wirtschaft und den Klimaschutz in Deutschland darstellen.

## 1.2 Zielsetzung und Aufbau der Studie

Das vorrangige Ziel dieser Studie ist die Erstellung einer Metaanalyse, welche die Herausforderungen, Chancen und Lösungsansätze für Deutschland rund um das Thema grüner Stahl auch im Kontext der internationalen Stahlmärkte aus vorhandener Literatur zusammenträgt und gegenüberstellt. Der Betrachtungsgegenstand reicht dabei bis zur Übergabe des Rohstahls an den Kunden, d.h. er versteht sich ohne weitere Veredelungsschritte. Im Wesentlichen sollen folgende Fragestellungen beantwortet werden:

- Welche **technischen, technologischen und wirtschaftlichen Parameter** für die Umstellung der deutschen Stahlindustrie auf eine emissionsarme Stahlproduktion auf Basis von grünem Wasserstoff werden in der Literatur genannt und wie werden sie beschrieben bzw. quantifiziert?
- Welche Vor- und Nachteile ergeben sich für **Importe von H<sub>2</sub>-reduzierten Eisenerzen** im Vergleich zur **H<sub>2</sub>-Reduktion der Eisenerze in Deutschland**?
- Welche Vor- und Nachteile ergeben sich für **Wasserstoffimporte** im Vergleich zur **Erzeugung von grünem Wasserstoff in Deutschland**?





**Abbildung 1: Struktur der vorliegenden Studie**

Die nachfolgende Struktur der vorliegenden Studie ist in Abbildung 1 dargestellt. Zunächst wird im Kapitel 2 auf die Bereitstellung von grünem Wasserstoff in Deutschland im Hinblick auf potenzielle H<sub>2</sub>-Versorgungswege, erwartete Kosten und Mengengerüste eingegangen. Als Kern der Arbeit beinhaltet Kapitel 3 eine entsprechende Metaanalyse zu technischen Verfahren, Wasserstoffbedarfen, Kosten und Reduktionspotenzialen für THG-Emissionen durch die Umstellung der Stahlproduktion auf H<sub>2</sub>-basierte Verfahren. Im Kapitel 4 werden die so ermittelten Ergebnisse in den Kontext gestellt und diskutiert sowie entsprechende Handlungsempfehlungen für die betroffenen Stakeholder abgegeben. Kapitel 5 schließt mit einem Fazit ab.

### 1.3 Untersuchte Technologiepfade für Stahlerzeugung

Um die potenziellen Entwicklungen der deutschen Stahlerzeugung auf dem Weg zur Klimaneutralität bis 2045 zu beleuchten, werden in der Studie insgesamt drei wesentliche Technologien betrachtet und verglichen, die insgesamt in sieben verschiedene Technologiepfade unterteilt werden können. Wie in Abbildung 2 gezeigt, unterscheiden sich diese im Wesentlichen bezüglich des eingesetzten Energieträgers (Koks/Kohle, Erdgas, Wasserstoff), des Standorts der H<sub>2</sub>-Produktion (Deutschland oder Ausland) sowie des Standorts der Direktreduktionsanlagen (Deutschland oder Ausland).

Technologiepfad	A Energieträger	B Standort H <sub>2</sub> -Prod.	C Standort DR
1. Konv. Hochofenroute (Referenz)	Kohle (fossil)	(nicht relevant)	(nicht relevant)
2. Erdgas-DR*	Erdgas (fossil)	(nicht relevant)	Deutschland
			Ausland
3. H <sub>2</sub> -DR	Wasserstoff (grün/blau)	Deutschland	Deutschland
		Ausland	
		Ausland	Ausland
		Ausland	Ausland

\* Erdgas-DR umfasst auch die Möglichkeit einer späteren Umstellung auf Hybrid-Technologie oder H<sub>2</sub>-DR

**Abbildung 2: Klassifizierung der untersuchten Technologiepfade zur Stahlerzeugung**

In diesem Zusammenhang geht die Studie auf folgende Technologiepfade ein:

- 1. Konventionelle Hochofenroute (als Referenz):** Dieses Primärstahl-Produktionsverfahren basiert auf der Reduktion von Eisenerz mit Hilfe von Stein- und Koks-kohle typischerweise in integrierten Stahlwerken. Obwohl in Deutschland heute ca. zwei Drittel allen Rohstahls über diese Route hergestellt werden, ist ihr vollständiges Ausphasen wegen ihrer hohen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen bis spätestens 2045/2050 unabdingbar. Es ist davon auszugehen, dass in Deutschland keine neuen Hochöfen mehr errichtet werden.
- 2. Erdgasbasierte Direktreduktion (Erdgas-DR):** Erzeugung von sog. direkt-reduziertem Eisenschwamm auf Erdgasbasis unter Berücksichtigung von
  - 2.1 Importen von Erdgas, d.h. Erdgas als Reduktionsmittel bzw. Energieträger wird aus dem Ausland importiert, während sich die Direktreduktionsanlage in Deutschland befindet, bzw.
  - 2.2 Importen von DRI, d.h. die Direktreduktionsanlage befindet sich im Ausland (in der Nähe der Erdgasförderung) und das entsprechende Produkt (DRI bzw. typischerweise brikettiert als sog. „hot briquetted iron“ – HBI) wird zur Weiterverarbeitung per Schiff nach Deutschland importiert.
- 3. Wasserstoffbasierte Direktreduktion (H<sub>2</sub>-DR):** Erzeugung von sog. direkt-reduziertem Eisenschwamm auf Wasserstoffbasis unter Berücksichtigung von

- 3.1 heimischer Produktion von (grünem) Wasserstoff, der in DR-Anlagen in Deutschland eingesetzt wird, bzw.
- 3.2 Importen grünen Wasserstoffs (d.h. typischerweise aus Elektrolyse unter Verwendung von EE-Strom), der in deutschen DR-Anlagen eingesetzt wird, bzw.
- 3.3 Importen blauen Wasserstoffs (d.h. aus konventioneller Produktion aus Erdgas mittels Dampfreformierung sowie Abscheidung und Lagerung von  $\text{CO}_2$ ), der in deutschen DR-Anlagen eingesetzt wird, bzw.
- 3.4 Importen von DRI, d.h. die Direktreduktion findet im Ausland statt und das entsprechende Produkt (DRI bzw. HBI) wird nach Deutschland importiert und hier weiterverarbeitet.

Eine detaillierte Übersicht der in dieser Studie betrachteten Technologiepfade der grünen Stahlerzeugung ist in Abbildung 3 dargestellt. Der Wasserstoffimport kann dabei sowohl über geeignete Gasleitungen (komprimiert auf bis zu 10 MPa als  $\text{CGH}_2$  [NWR 2021a]) als auch per Schiff in Form von verflüssigtem Wasserstoff ( $\text{LH}_2$ ) mit Verdampfung im Importland, flüssigen organischen Wasserstoffträger (LOHC) als reversible Bindung an Trägermaterialien, oder Trägern wie Ammoniak ( $\text{NH}_3$ ) oder Methanol erfolgen, aus denen der Wasserstoff chemisch extrahiert werden muss.

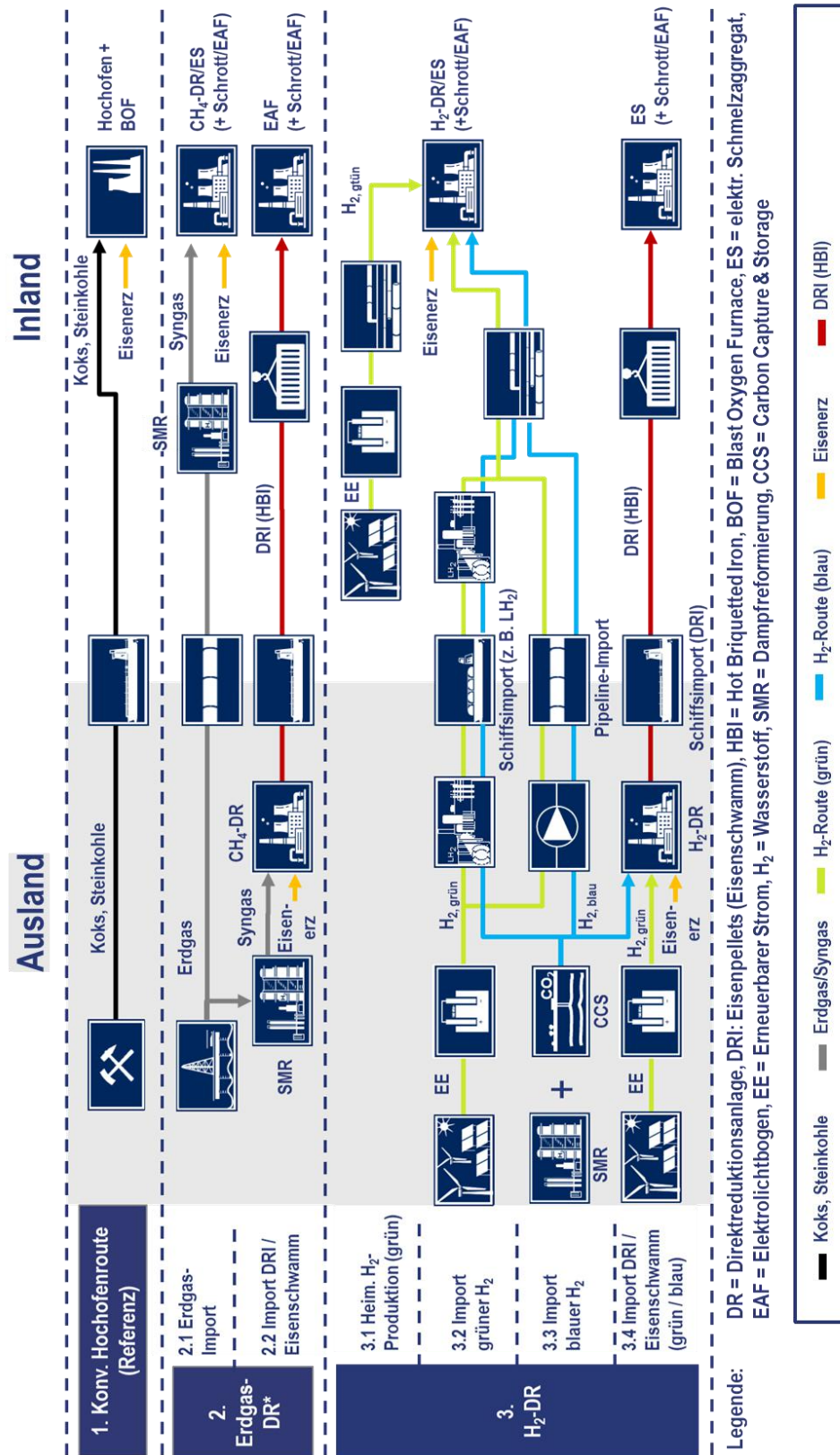


Abbildung 3: Untersuchte Technologiepfade der Stahlerzeugung

## 2 VERSORGUNG MIT GRÜNEM WASSERSTOFF

Die erfolgreiche Umstellung der deutschen Stahlproduktion auf emissionsfreie („grüne“) Verfahren wird im Wesentlichen von der Verfügbarkeit grünen Wasserstoffs in Deutschland abhängen. Im Folgenden werden im Rahmen einer Metaanalyse wesentliche wissenschaftliche Erkenntnisse zur prognostizierten Bedarfs- und Kostenentwicklung der Wasserstoffbereitstellung in Deutschland zusammengefasst. Der Fokus liegt dabei auf grünem bzw. emissionsfreiem Wasserstoff und beleuchtet aus technischer, technologischer und wirtschaftlicher Perspektive die heimische Produktion im Vergleich zu Wasserstoffimporten nach Deutschland.

### 2.1 Erwarteter Bedarf und Versorgung mit grünem Wasserstoff

Die Entwicklung der zukünftigen Wasserstoffwirtschaft in Deutschland ist getrieben durch hohen Druck zur THG-Emissionsreduktion in allen Sektoren. Bereits im Jahr 2021 wurde in einer Metastudie die Rolle von Wasserstoff in diversen Energiesystemstudien im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats (NWR) untersucht [ISI et al. 2021b]. Ziel dabei war es, die in verschiedenen Studien ermittelten zukünftigen Bedarfsmengen für Wasserstoff in Deutschland bis 2050 zusammenzutragen. Die Autoren betonen die große Bandbreite der Ergebnisse, die nicht zuletzt durch die hohe Dynamik in der Klimaschutzpolitik und den damit zunehmend verschärften THG-Minderungszielen begründet ist. Entsprechend bilden einige der dort untersuchten älteren Studien nur eingeschränkt die heutigen Klimaschutzambitionen und Zielerreichungspfade Deutschlands ab. Folglich wurden im Rahmen der vorliegenden Analyse weitere aktuelle Studien in die Diskussion aufgenommen und eine detailliertere Betrachtung hinsichtlich des Stahlsektors (siehe Kapitel 3.2) vorgenommen.

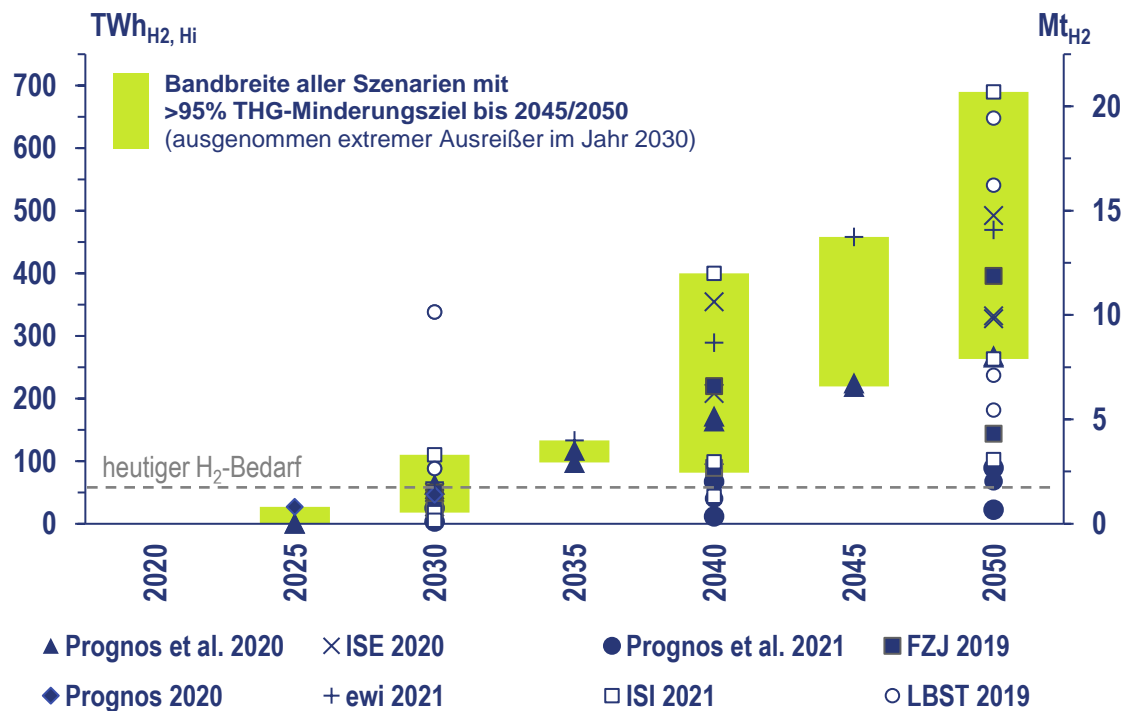
Abbildung 4 zeigt die in den Studien ermittelten Bedarfe für Wasserstoff in Deutschland innerhalb der kommenden 30 Jahre.<sup>1</sup> Dabei ist hervorzuheben, dass diese Zahlen nicht den Import langkettiger Kohlenwasserstoffe (z.B. synthetischer Kraftstoffe) oder Ammoniak beinhalten, die zwar als Wasserstoffträger eingesetzt werden können, jedoch auch zukünftig voraussichtlich in großen Mengen vor allem als chemischer Einsatzstoff oder ggfs. auch als e-fuels nach Deutschland importiert werden [dena 2021]. Die besonders relevanten Szenarien<sup>2</sup> zeigen besonders in der langfristigen Entwicklung bis 2050 eine große Bandbreite von 260 TWh [Prognos et al. 2021] über knapp 500 TWh [ewi 2021, ISE 2020] bis 690 TWh [ISI 2021]. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der bereits heute existierende Wasserstoffbedarf von ca. 1,6 Mt (bzw. 55 TWh) (graue Linie) [Prognos et al. 2021, dena 2021] in den Studien erst schrittweise und zudem je nach Studie in unterschiedlicher Geschwindigkeit durch grünen Wasserstoff substituiert werden wird. Blauer Wasserstoff spielt in den

---

<sup>1</sup> Die Angabe der Wasserstoffmengen erfolgt dabei in TWh, da Wasserstoff als Energieträger im deutschen Energiesystem betrachtet wurde. Die Umrechnung von TWh in Mt erfolgt anhand des Umrechnungsfaktors  $33,33 \text{ TWh}_{\text{H}_2} = 1 \text{ Mt}_{\text{H}_2}$ .

<sup>2</sup> Die Szenarien aus [Prognos et al. 2021] sowie das 80%-Szenario aus [FZJ 2019] werden aufgrund zu geringer Klimaschutzziele nicht berücksichtigt. Das TN-PtG Szenario in [ISI 2021] nimmt außerdem an, dass aufgrund fehlender Wasserstoffinfrastruktur in Europa kein Wasserstoffimport nach Deutschland möglich ist und ist daher für die vorliegende Analyse nicht relevant.

genannten Studien keine explizite Rolle. Auch betrachten einige Studien nur den Bedarf für grünen Wasserstoff, während etwa [Prognos et al. 2021] bis 2050, aufgrund weniger ambitionierter Klimaschutzambitionen, zwischen grünem und dem gesamten Wasserstoffbedarf differenziert.

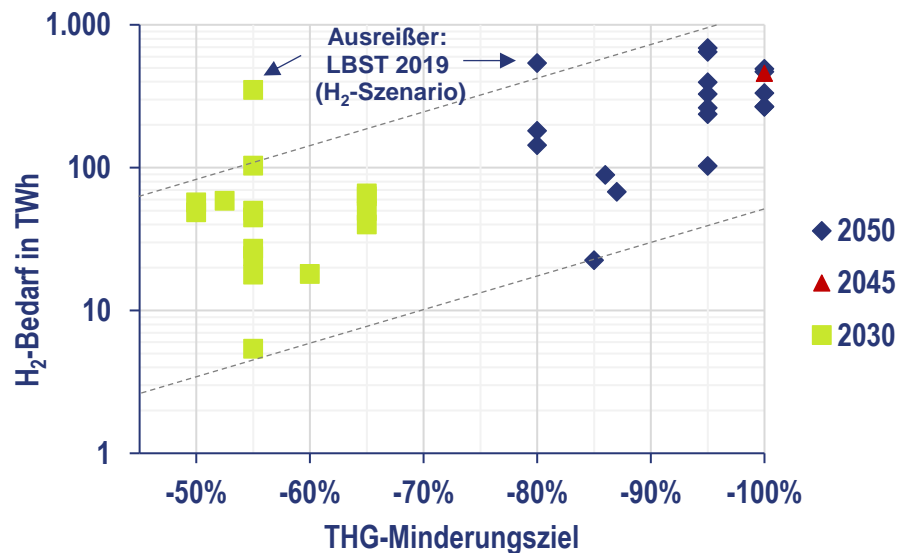


**Abbildung 4: Entwicklung des grünen Wasserstoffbedarfs in Deutschland in den untersuchten Studien (Quelle: Literaturanalysen LBST)**

Die große Bandbreite der Studien rührt vor allem von den unterschiedlichen Annahmen bezüglich der Klimaziele für Deutschland her. Die große Dynamik in der deutschen und europäischen Klimapolitik hat hierbei in den vergangenen Jahren zu einer zunehmenden Verschärfung der THG-Emissionsminderungsziele gegenüber 1990 geführt [UBA 2021b]: Ursprünglich sah der Klimaschutzplan bis zum Jahr 2050 eine Reduktion der deutschen THG-Emissionen um 80-95% vor, um die Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens zu erreichen [BMU 2016]. Weitere Konkretisierungen wurden in Form des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG) verabschiedet [KSG 2019], das für 2030 ein Gesamtminderungsziel von mindestens 55% mit einzelnen Sektorenzielen vorsieht. Nach einem Urteil des Bundesverfassungsgerichts im Jahr 2021 wurde der Zielpfad verschärft, mit Zielwerten von mindestens 65% bis 2030, mindestens 88% bis 2040 und der Erreichung der Netto-Treibhausgasneutralität bereits bis zum Jahr 2045 [KSG 2021]. Diese aktuelle Verschärfung der Klimaschutzziele ist jedoch in einigen der betrachteten Studien nur unzureichend adressiert. Entsprechend hat die Einordnung bzw. Interpretation der ermittelten Wasserstoffbedarfe zu erfolgen. Wie in Abbildung 5 gezeigt, ergibt sich für die Jahre 2030 und 2045/2050 ein annähernd exponentieller Zusammenhang zwischen dem Wasserstoffbedarf und



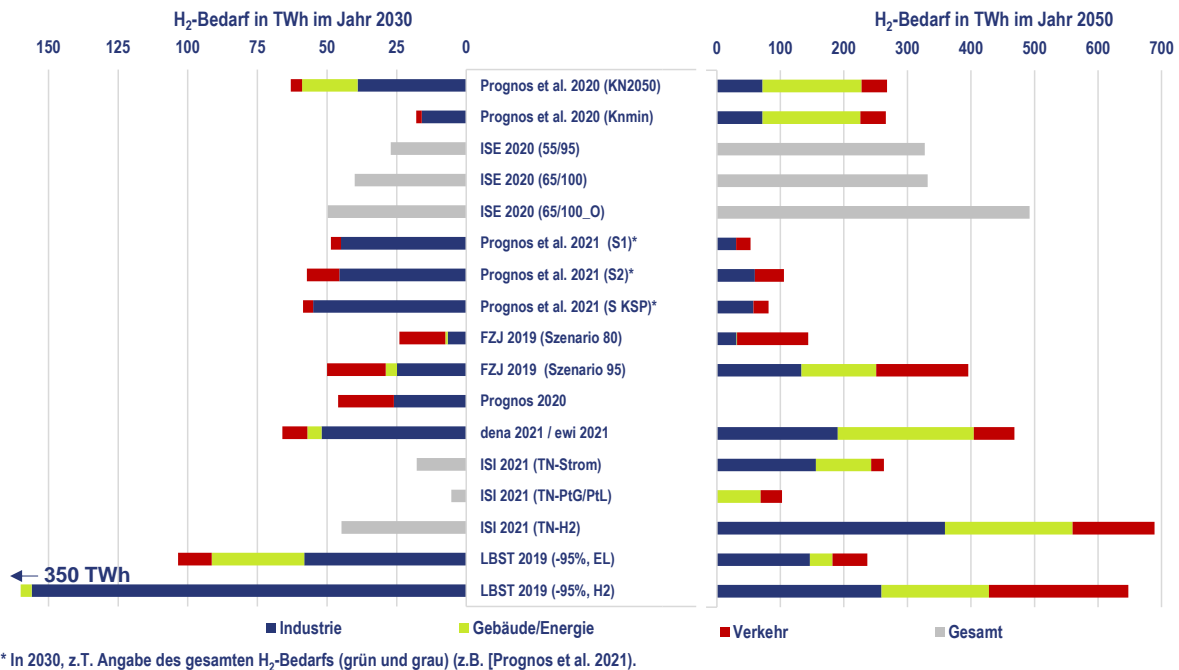
dem jeweils angenommenem THG-Minderungsziel, da der Wasserstoff als emissionsfreier Energieträger gerade für hohe Klimaschutzambitionen in einem auf erneuerbaren Energien basierendem Energiesystem an Bedeutung gewinnt.



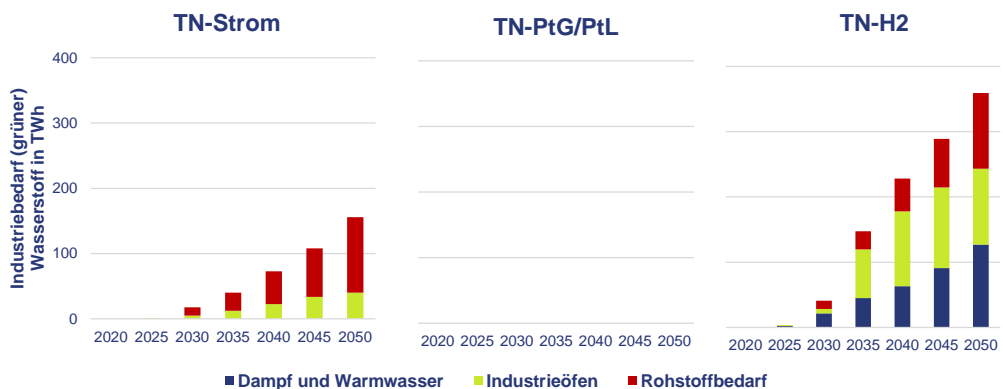
**Abbildung 5: Abhängigkeit des Wasserstoffbedarfs von den THG-Minderungszielen der jeweiligen Szenarien in den Jahren 2030 und 2045/2050 (Quelle: Literaturanalysen LBST)**

Dennoch zeigen sich zwischen den untersuchten Studien deutliche Unterschiede in der Breite der Einsatzfelder für Wasserstoff. Für eine bessere Einordnung der in Abbildung 4 und Abbildung 5 gezeigten Ergebnisse werden in Anhang A wichtige Hintergründe der untersuchten Studien aufgeführt.

Abbildung 6 zeigt – sofern in den Studien angegeben – die **Aufgliederung des Wasserstoffbedarfs nach den Verbrauchssektoren** in den Jahren 2030 und 2050. Die Studienergebnisse deuten auf die bedeutende Rolle des Industriesektors in der Frühphase der Transformation bis zum Jahr 2030 hin. Langfristig gehen die Studien im Wesentlichen aber von einer breiten Nachfrage nach Wasserstoff aus den unterschiedlichen Sektoren aus. Insbesondere im Wärme- und Stromsektor wird sich erst nach 2030 eine bedeutende Nachfrage entwickeln, gerade auch bedingt durch den zeitintensiven Aufbau/Umbau einer flächendeckenden Versorgungsinfrastruktur. Die Rolle des Wasserstoffbedarfs für den Verkehrssektor wird dagegen im Jahr 2030 in den Studien – ähnlich wie in der politischen Diskussion – sehr unterschiedlich bewertet. Kurzfristig liegt der Fokus hier sicherlich bei der Umstellung des Schwerlastverkehrs. Eine detaillierte Zusammenstellung für den Stahlsektor wird in Kapitel 3.2.2 gegeben.



**Abbildung 6: (Grüner) Wasserstoffbedarf nach Sektoren in den Jahren 2030 (links) und 2050 (rechts) (Quelle: Literaturanalysen LBST)**



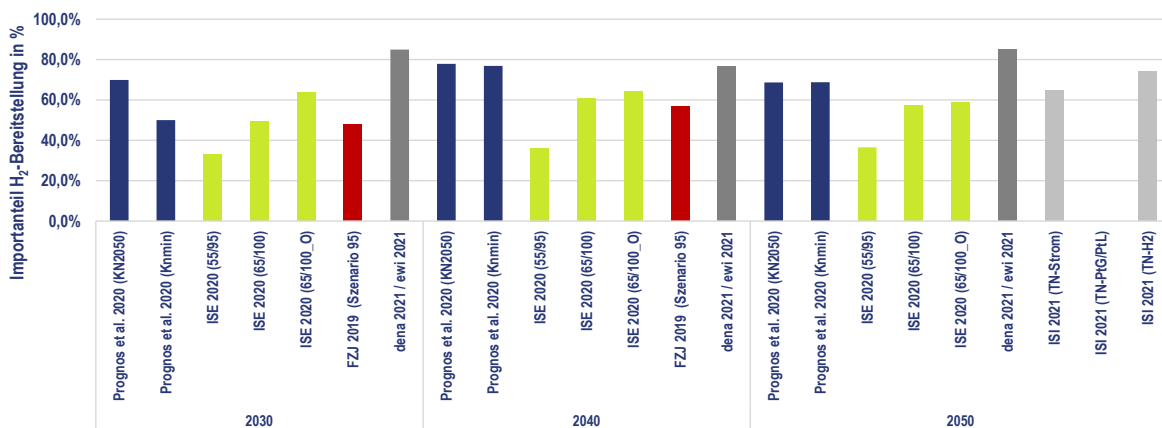
**Abbildung 7: Bedarf für (grünen) Wasserstoff in der Industrie nach Anwendungen (Quelle: LBST nach [ISI 2021])**

Der Hochlauf des Bedarfs an grünem Wasserstoff der Industrie wird in [ISI 2021] detailliert untersucht und soll im Folgenden kurz beispielhaft dargestellt werden. Für die drei Szenarien TN-Strom, TN-PtG/PtL und TN-H2 ist die prognostizierte Entwicklung nach Anwendung in Abbildung 7 dargestellt. Dabei ist der Rohstoffbedarf mit 28 TWh (2030) und 116 TWh (2050) ein wesentlicher Treiber in den Szenarien TN-Strom und TN-H2. Zusätzlich wird sowohl im stromlastigen als auch im wasserstofflastigen Szenario die zunehmende energetische Nutzung in Industrieöfen an Bedeutung gewinnen: 40 TWh (2050) im Szenario TN-Strom bzw. 116 TWh in TN-H2. Im letzteren wird zudem Wasserstoff für die Erzeugung von Dampf und Warmwasser in der



Industrie eingesetzt, eine Anwendung, die im Szenario TN-Strom durch elektrische Wärmebereitstellung gedeckt wird. Im Szenario TN-PtG/PtL werden all diese Anwendungen durch synthetisches Methan anstelle von Wasserstoff abgedeckt, so dass der Industriebedarf für synthetisches Methan von 12 TWh im Jahr 2030 auf über 400 TWh im Jahre 2050 ansteigen würde, verbunden mit einem deutlich höheren erneuerbaren Strombedarf im Vergleich zu den anderen Anwendungsfällen.

Die ermittelten **Importquoten** zu den jeweiligen Betrachtungszeiträumen (sofern Daten angegeben) sind in Abbildung 8 zusammengetragen. Dabei liegt mit Blick auf die als besonders relevant eingestuften Szenarien<sup>3</sup> die durchschnittliche Importquote für Wasserstoff im Jahr 2030 bei 57% und steigt bis 2050 leicht an auf 65%. Insofern gehen die Studien davon aus, dass Deutschland auch zukünftig für die Deckung eines überwiegenden Teils des Wasserstoffbedarfs auf Importe aus dem europäischen Ausland oder anderen Weltregionen angewiesen ist. Maßgeblich dafür sind einerseits die begrenzten heimischen Produktionspotenziale für erneuerbaren Strom sowie andererseits die Wettbewerbsfähigkeit der Importe gegenüber heimisch hergestelltem Wasserstoff. Grundsätzlich gehen einige Studien davon aus, dass importierter Wasserstoff aus europäischen Nachbarländern tendenziell kostengünstiger und damit attraktiver ist als jener aus anderen Regionen wie etwa der „MENA“-Region (z.B. [ISI 2021, FZJ 2019]). Kapitel 2.2 diskutiert den Aspekt der H<sub>2</sub>-Gestehungs- und -Transportkosten im Detail.



**Abbildung 8: Durch Importe abzudeckende Anteile der H<sub>2</sub>-Bereitstellung in Deutschland (Studien mit unterschiedlichen Farben gekennzeichnet) (Quelle: Literaturanalysen LBST)**

Die zukünftige Bedeutung von Wasserstoff wird insbesondere in einem nahezu vollständig auf erneuerbaren Energien basierendem Energiesystem nicht zuletzt von seiner Rolle als Transport- und insbesondere Speichermedium geprägt. Dabei wird

<sup>3</sup> Die Szenarien aus [Prognos et al. 2021] sowie das 80%-Szenario aus [FZJ 2019] werden aufgrund zu geringer Klimaschutzziele nicht berücksichtigt. Das TN-PtG Szenario in [ISI 2021] nimmt außerdem an, dass aufgrund fehlender Wasserstoffinfrastruktur in Europa kein Import nach Deutschland möglich ist.

die Deckung des Bedarfs an Langzeitspeichern wesentlich durch die Ein- und Auspeisung von Wasserstoff (und ggfs. Biomethan) gedeckt werden [FZJ 2019]. Folglich steigen auch die **erforderlichen Speicherkapazitäten**<sup>4</sup> signifikant mit einem höheren Anteil erneuerbarer Energien an, etwa um sog. „kalte Dunkelflauten“ zu überbrücken. Bedeutend ist aber auch die Abfederung der starken Saisonalität des Bedarfs, etwa im Wärmesektor, die heute durch fossiles Erdgas gewährleistet wird. Nach [FZJ 2019] liegt der maximale Speicherbedarf im -80%-Szenario im Jahr 2050 bei lediglich 3 TWh, während dieser im Falle des -95%-Szenarios bereits auf 67 TWh ansteigt. Dabei wird in letzterem Szenario jedoch zusätzlich eine Erdgas-/Methanspeicherkapazität von etwa 40 TWh angenommen. Die Analyse des Fraunhofer ISI im Rahmen der Studie „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ zeigen für das wasserstoffbasierte Szenario im Jahr 2050 einen Speicherbedarf von 47 TWh, der in einem strombasierten Szenario (TN-Strom) auf fast 73 TWh ansteigt [ISI 2021d, ISI et al. 2021]. Demgegenüber stehen verhältnismäßig geringe Kapazitäten an Batterien und Pumpspeicherkraftwerken von unter 0,1 TWh sowie Wärmespeichern von 0,5-0,6 TWh. Da Wasserstoff einen geringeren Brennwert als Methan besitzt (3,54 kWh/Nm<sup>3</sup> gegenüber 11,1 kWh/Nm<sup>3</sup>), entspräche dies überschlagsweise einer Gasspeicherkapazität für Erdgas zwischen 147 TWh und 229 TWh [INES 2021]. Diese Werte sind etwas geringer als die derzeitige Kapazität der deutschen Erdgasspeicher von etwa 253 TWh, davon 163 TWh in Kavernenspeichern. [Guidehouse 2021] beziffert den Wasserstoff-Speicherbedarf auf 16 TWh (2030) und 111 TWh (2050), bei einem Gesamtwasserstoffbedarf von 67 bzw. 470 TWh in den Jahren 2030 und 2050 [Gas for Climate & Guidehouse 2021]. Gleichzeitig gibt [Guidehouse 2021] das Speicherpotenzial (bezogen auf Wasserstoff) für bestehende deutsche Salzkavernen mit etwa 40 TWh, unter Berücksichtigung aller Speichertypen mit 61 TWh an. Da diese Speicher zumindest in den nächsten Jahren jedoch für die Erdgasspeicherung benötigt werden, empfehlen die Autoren entsprechend parallel zu Umrüstungen auch neue Speicherkapazitäten für Wasserstoff aufzubauen.

Zusammenfassend zeigt sich damit die zukünftig hohe Bedeutung von Wasserstoffspeichern, vor allem hinsichtlich der saisonalen Speicherung von Energie. Bis zum Jahr 2050 kann die benötigte Speicherkapazität eine eingespeicherte Energiemenge von etwa 50-110 TWh umfassen.

## 2.2 Kosten für die Bereitstellung von grünem Wasserstoff

Die Bereitstellungskosten für Wasserstoff ergeben sich grundsätzlich aus den Produktionskosten zzgl. der erforderlichen Kosten für den Import und die Verteilung zum Endverbraucher. Der tatsächliche Wasserstoffpreis wird dagegen zusätzlich von der Mengenverfügbarkeit emissionsarmen Wasserstoffs in Deutschland (Angebot) sowie der Nutzungskonkurrenz in den unterschiedlichen Anwendungen (Nachfrage) abhängen. Bei heutigen Energiepreisen sind außerdem steuerliche Abgaben ein nicht

---

<sup>4</sup> Die angegebene Speicherkapazität (in TWh) bezieht sich hier auf die maximale Energiemenge, die innerhalb einer bestimmten Stunde des Jahres eingespeichert ist. Sie ist damit für die erforderliche Auslegung der installierten Speicherkapazitäten entscheidend.

unerheblicher weiterer Faktor. Vor diesem Hintergrund und hinsichtlich der Fragestellung eines wirtschaftlichen Zugangs zu Wasserstoff liegt der Schwerpunkt der Metaanalyse daher auf den Bereitstellungskosten in Deutschland. Um jedoch deren wesentliche Treiber zu identifizieren, wird zunächst näher auf die Kosten für Wasserstoffproduktion (Kapitel 2.2.1) und -transport eingegangen (Kapitel 2.2.2). Abschließend stellt Kapitel 2.2.3 die in der Literatur beschriebene Bandbreite der Bereitstellungskosten für Wasserstoff in Deutschland vor.

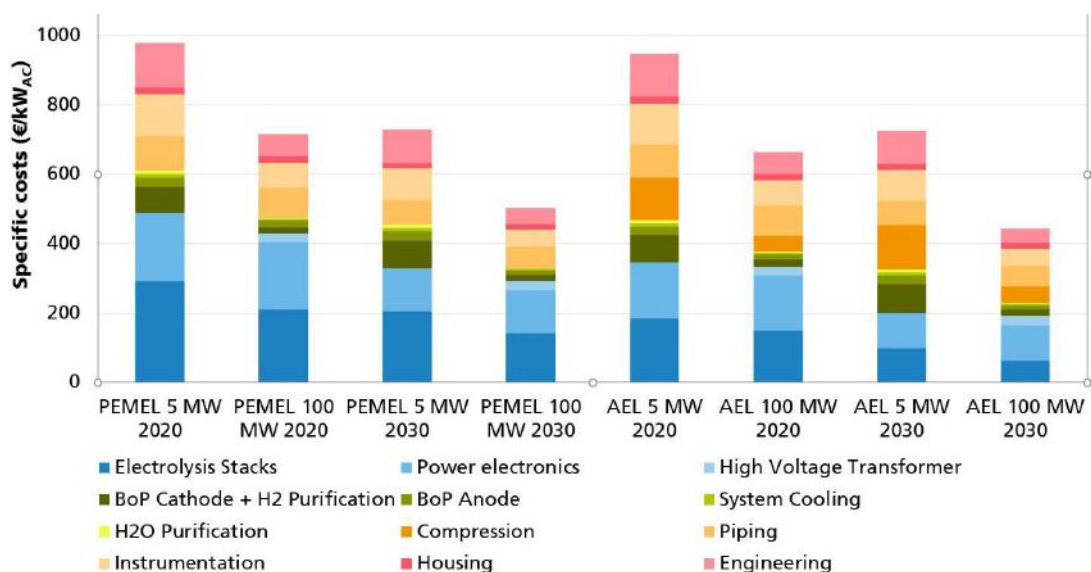
### 2.2.1 Kostentreiber der Wasserstoffproduktion

Die Gestehungskosten für grünen Wasserstoff mittels erneuerbarer Energie und Elektrolyse sind stark von den Annahmen der Strombereitstellungskosten sowie den Kapitalkosten (CAPEX) der Elektrolyseure getrieben. Skaleneffekte bei der Produktion und Errichtung deutlich größerer Elektrolyseure sind demnach entscheidend, um die spezifischen Produktionskosten von Wasserstoff weiter zu senken. Hinzu kommt die mögliche Auslastung der Elektrolyseure, die direkt von den regionalen Kapazitätsfaktoren der Wind- und PV-Anlagen abhängt. Insofern ist offenkundig, dass die Wasserstoffproduktion je nach Region aufgrund unterschiedlicher Stromgestehungskosten und Volllaststundenzahl sehr unterschiedlich ausfallen kann. [Roland Berger 2021] gibt beispielsweise eine Übersicht über die Wasserstoffgestehungskosten in unterschiedlichen Exportländern bei Annahme einer 250 MW Elektrolyse im Jahr 2025. Während die Wasserstoffproduktionskosten demnach in Nordeuropa bei etwa 3,9-4,2 €/kg liegen, sind diese in anderen Regionen deutlich geringer: 1,9-2,3 €/kg (Chile), 2,0-2,4 €/kg (Arabischer Golf), 2,3-2,6 €/kg (Marokko), 2,4-2,7 €/kg (Spanien) oder 2,5-2,8 €/kg (Australien). Auch [Frontier Economics 2021] ermittelte für Nordafrika bei Annahme einer 100 MW<sub>el</sub> Anlage Wasserstoffgestehungskosten von etwa 2,3-3,4 €/kg im Jahr 2025. Bei Skalierung auf 250 MW<sub>el</sub> im Jahr 2030 könnten diese auf 1,7-2,3 €/kg fallen [Frontier Economics 2021b]. Für die Ukraine gibt die Studie dagegen Gestehungskosten von 2,33 bis 2,52 €/kg im Jahr 2030 an.

Im Folgenden sollen einige der wesentlichen Treiber für die zukünftige Entwicklung der Wettbewerbsfähigkeit grünen Wasserstoffs gegenüber der Erdgas-basierten Produktion (grau und blau) auf Basis der Literatur dargestellt und diskutiert werden.

Ein erster Wichtiger Aspekt sind die **Kapitalkosten für Elektrolyseure**. Dabei ist zunächst auf die sehr starke Dynamik in diesem Themenfeld hinzuweisen: So wurden seit 2020 zunehmend Industriestudien veröffentlicht, die bereits bis 2030 eine drastische Kostenreduktion der grünen Wasserstoffproduktion prognostizieren. Getrieben ist diese Entwicklung insbesondere durch Ankündigungen in potenziellen Exportländern, die Produktionskapazitäten für erneuerbaren Strom und grünen bzw. blauen Wasserstoff in bislang nicht verwirklichtem Maßstab aufzubauen. Ein Beispiel ist der geplante 2 GW-Elektrolyseur im Rahmen des NEOM-Projekts in Saudi-Arabien [thysenkrupp 2021]. Nach Angaben des Hydrogen Council wurden bis Juli 2021 insgesamt 28 dieser Projekte zur Produktion von grünem oder blauem Wasserstoff im Gigawattmaßstab angekündigt [Hydrogen Council & McKinsey 2021]. Die Autoren geben an, dass bei Umsetzung der zum Veröffentlichungszeitpunkt der Studie bereits angekündigten Projekte bis zum Jahr 2030 etwa 69 GW Elektrolyseurkapazitäten mit

einer jährlichen Produktion von etwa 9 Mt Wasserstoff errichtet werden könnten.<sup>5</sup> Aus dieser Skalierung um den Faktor 100-1.000 in den GW-Maßstab folgen deutliche Kostensenkungspotenziale hinsichtlich der spezifischen Investitions- und Betriebskosten. Inwieweit sich diese tatsächlich realisieren lassen, hängt damit entscheidend vom tatsächlichen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ab, der gerade zu Beginn entscheidend von den politischen Rahmenbedingungen abhängen wird. Der angekündigte Aufbau neuer Produktionskapazitäten für Elektrolyseure mit je 1 GW/Jahr und mehr sowie die dadurch mögliche Automatisierung und Massenfertigung durch diverse Elektrolyseurhersteller wie etwa thyssenkrupp, Siemens Energy, aber auch NEL, ITM Power, Sunfire oder McPhy werden die spezifischen Kapitalkosten auf absehbare Zeit jedoch deutlich reduzieren [Sunfire 2021b].



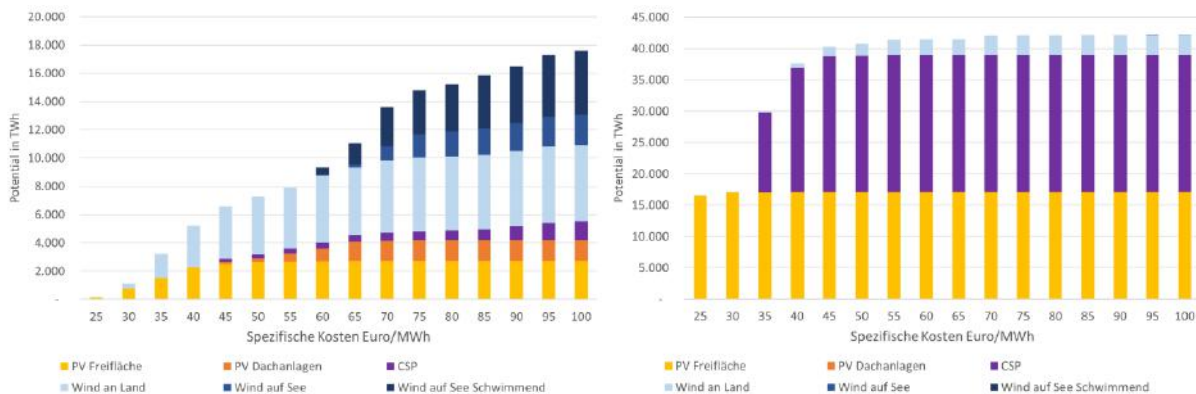
**Abbildung 9: Kosten von alkalischen und PEM-Elektrolyse-Systemen für verschiedene Systemkapazitäten in den Jahren 2020 und 2030. (Quelle: [ISE 2022], Copyright © 2022 Fraunhofer ISE- Alle Rechte vorbehalten.)**

[WI & DIW Econ 2020] gibt in einer Metastudie indikative Angaben zu der Entwicklung der spezifischen Investitionskosten (CAPEX) für die wichtigsten Elektrolysetechnologien an. Dabei zeigen sich zum einen die heute noch existierenden spezifischen Kostenvorteile der alkalischen Elektrolyse (CAPEX ca. 500 – 1.500 €/kW<sub>el</sub>) gegenüber PEM oder SOEL. Gleichzeitig wird eine Kostenreduktion der AEL- und PEMEL-Technologien auf bis zu 200 €/kW<sub>el</sub> bis 2050 prognostiziert. Eine aktuelle Studie des Fraunhofer ISE vergleicht die spezifischen Kapitalkosten (als Systemkosten) alkalischer und PEM-Elektrolyseure für die Jahre 2020 und 2030 [ISE 2022] – aufgeteilt

<sup>5</sup> Nach Angaben der Internationalen Energieagentur liegt der weltweite Bedarf für (reinen) Wasserstoff im Jahr bei rund 70-80 Mt, zzgl. weiterer 45 Mt bereitgestellt etwa als Bestandteil von Syngas in der chemischen Industrie. [IEA 2019]

nach Komponenten (inkl. z.B. der Gas- und Wasseraufbereitung, Kühlsysteme und Leistungselektronik) (siehe Abbildung 9). Danach werden die Systemkosten von PEM-Elektrolyseuren von heute etwa 720-980 €/kW<sub>el</sub> auf etwa 500-730 €/kW<sub>el</sub> im Jahr 2030 sinken, wobei die obere Grenze für 5 MW-Anlagen und die untere Grenze für 100 MW-Anlagen gelten. Für alkalische Elektrolyse liegt die Bandbreite bei etwa 660-950 €/kW<sub>el</sub> im Jahr 2020 und bei 440-730 €/kW<sub>el</sub> im Jahr 2030. Der Vergleich beider Studien unterstreicht folglich auch die große Dynamik in diesem Feld.

Neben den Kapitalkosten sind die **Betriebskosten (OPEX) der Elektrolyse** Haupttreiber der H<sub>2</sub>-Gestehungskosten. Nach [Prognos 2020] liegt ihr Anteil an den Gesamtkosten mitunter sogar bei über 50%. Regionale Unterschiede in Potenzialen und Verfügbarkeit der unterschiedlichen Quellen erneuerbaren Energien wurde in [ISI 2021c] in einem Vergleich zwischen Europa und Nordafrika (MENA-Region) aufgezeigt. Während etwa in Europa ein erneuerbares Strompotenzial von 1.000 TWh zu Stromgestehungskosten unter 3 Ct./kWh gehoben werden kann (vorwiegend aus PV und Wind *onshore*), liegt dieses in Nordafrika (MENA) bereits bei über 16.000 TWh (siehe Abbildung 10). Berücksichtigt man alle Quellen unter Gestehungskosten von 5 Ct./kWh, steigen die Potenziale auf 7.500 TWh (Europa) bzw. 40.000 TWh an. Dies zeigt, dass sowohl in Europa als auch in Nachbarregionen große Energieerzeugungspotenziale günstig erschlossen werden können. Allerdings werden in vielen Fällen Importinfrastrukturen erforderlich sein, um diesen Strom auch in den deutschen Verbrauchszentren bereitzustellen.



**Abbildung 10: Kumulierte Potenziale für erneuerbare Stromerzeugung in den spezifischen Kosten in Europa (links) und in der MENA-Region (rechts) im Jahr 2050 (Quelle: [Fraunhofer ISI 2021c])**

Hinsichtlich der **Wettbewerbsfähigkeit der Elektrolyse** lässt sich feststellen, dass diese heute noch nicht mit anderen fossilen Produktionstechnologien (v.a. Dampferformierung) konkurrieren kann. So beschreibt die Internationale Energieagentur (IEA) die Kosten für Erdgas-basierten Wasserstoff in den unterschiedlichen Weltregionen



mit 0,8-1,6 €/kg (ohne CCS) und 1,3-2,1 €/kg (mit CCS) [IEA 2019].<sup>6</sup> [Gas for Climate & Guidehouse 2021] geben die Kosten für blauen Wasserstoff mit etwa 1,4-2,0 €/kg<sup>7</sup> an, die in den nächsten Jahren bei steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen auf etwa 1,6-2,3 €/kg ansteigen werden. Demgegenüber stehen heutige Wasserstoffproduktionskosten grünen Wasserstoffs von über 5 €/kg [Hydrogen Council & McKinsey 2020] sowie, in dem Fall, dass die angenommene großtechnische Skalierung der Projektgrößen auf 100 bis 250 MW gelingt, potenzielle Kostensenkungen auf etwa 2-4 €/kg [Roland Berger 2021, Frontier Economics 2021, Frontier Economics 2021b, IRENA 2019, Guidehouse & Tractebel 2020]. Auch haben Erdgas-basierte Technologien zur Wasserstofferzeugung den Vorteil, dass diese aufgrund der bestehenden Erdgasinfrastrukturen meist bereits heute direkt beim Verbraucher errichtet werden und daher keine weiteren Transportkosten und Potenzialbeschränkungen zu berücksichtigen sind. Dennoch ist davon auszugehen, dass sich diese mittel- bis langfristig den erwarteten Kosten für grünen Wasserstoff annähern. Diese Entwicklung wird getrieben durch kontinuierlich steigende CO<sub>2</sub>- und Erdgaspreise, auf die im Folgenden kurz eingegangen werden soll.

Die **Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise** ist ein wichtiger Faktor für die Wettbewerbsfähigkeit grünen Wasserstoffs gegenüber fossilen Alternativtechnologien. In der Europäischen Union bildet der europäische Emissionshandel (EU-ETS) hierfür den gesetzlichen Rahmen. Im Allgemeinen ist aufgrund einer Verknappung der Zertifikatsmenge von einem dauerhaft ansteigenden CO<sub>2</sub>-Preis bis 2050 auszugehen. In Deutschland gibt das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) einen CO<sub>2</sub>-Preis für alle Unternehmen vor, die Brennstoffe wie Erdgas, Benzin oder Diesel in den Verkehr bringen. Hierin wurde für das Jahr 2021 ein CO<sub>2</sub>-Preis von mindestens 25 €/t<sub>CO2</sub> festgelegt. Dieser Wert soll schrittweise bis 2025 auf 55 €/t<sub>CO2</sub> ansteigen und ab dem Jahr 2026 durch Auktionen in einen Korridor zwischen 55 €/t<sub>CO2</sub> und 65 €/t<sub>CO2</sub> angehoben werden [BEHG 2020]. Aufgrund gestiegener Klimaschutzambitionen bereits bis zum Jahr 2030 kann jedoch auch mit einer weiteren Erhöhung der Preise gerechnet werden. Nach den Angaben der Europäischen Kommission in ihrer Kommunikation zur „Vision einer treibhausgasneutralen Union bis 2050“ rechnet diese im Jahr 2050 mit CO<sub>2</sub>-Preisen von 250 €/t<sub>CO2</sub> (-85%-THG-Emissionsreduktion) bis zu 350 €/t<sub>CO2</sub> (>95%-THG-Emissionsreduktion) [EC 2018]. Jedoch gibt es auch darüber hinaus gehende Annahmen in der untersuchten Literatur. So geht [ISI 2021] von etwa folgender CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung für die Jahre 2030, 2040 und 2050 aus: 75 €/t<sub>CO2</sub>, 125 €/t<sub>CO2</sub> und 500 €/t<sub>CO2</sub>. Nachdem er sich in den vergangenen 12 Monaten mehr als verdoppelt hat, liegt der CO<sub>2</sub>-Preis im EU-ETS derzeit im Februar 2022 mit teilweise über 90 €/t<sub>CO2</sub> deutlich über den mittelfristigen Erwartungen.

---

<sup>6</sup> Die Preisspanne ergibt sich dabei durch die Annahme unterschiedlicher Erdgaspreise von 9-33 €/MWh<sub>CH4</sub> und einem CO<sub>2</sub>-Preis von 4-14 €/t<sub>CO2</sub>, je nach Weltregion. Die Umrechnung von US-Dollar in Euro erfolgte mit einem Umrechnungskurs von 1 \$ = 0,88 €.

<sup>7</sup> Unter der Annahme eines Erdgaspreises von 20 €/MWh sowie CO<sub>2</sub>-Transport- und Speicherkosten von 50 €/t<sub>CO2</sub>.

Mit Blick auf grauen und blauen Wasserstoff ist ferner die **Entwicklung des Erdgaspreises** in Europa entscheidend. Nach Angaben des BMWi lagen die Einfuhrpreise für Erdgas in Deutschland zwischen 2010 und 2020 im Mittel bei 21 €/MWh. Die Verbrauchspreise für die Industrie lagen im gleichen Zeitraum bei durchschnittlich 28 €/MWh [BMWi 2021]. Aufgrund wirtschaftlicher (erhöhte Nachfrage in Europa und Asien und unregelmäßige Kapazitätsausfälle) und anderer Faktoren stieg der Erdgaspreis an europäischen Handelsmärkten zuletzt deutlich an und lag nach zwischenzeitlichen Kurzausschlägen im Januar 2022 bei etwa 80 €/MWh [ICE 2022]. Diese deutliche Preissteigerung schlägt kurzfristig unmittelbar auf die Kosten für fossilen Wasserstoff durch. Mit Blick auf die langfristige Entwicklung der Erdgaspreise rechnet die Internationale Energie Agentur (IEA) jedoch wieder mit einer Normalisierung der Gaspreise. Langfristig werden diese bis zum Jahr 2050 in den meisten Szenarien tendenziell leicht ansteigen [IEA 2021]. Je Szenario liegen die globalen Erdgaspreise demnach bei 12-23 €/MWh im Jahr 2030 und 11 bis 25 €/MWh im Jahr 2050. Eine leicht ansteigende Entwicklung unterstellt [Prognos 2020] für die Industriegaspreise in Deutschland mit 39 €/MWh (2030), 42 €/MWh (2040) und 44 €/MWh (2050). Insgesamt geht die IEA in ihrem „World Energy Outlook 2021“ mit einem zunächst weiter steigenden Erdgasbedarf in den nächsten Jahren aus, der jedoch ab 2025 vor dem Hintergrund der angekündigten politischen Maßnahmen einen Höhepunkt erreichen könnte [IEA 2021].

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wann grüner Wasserstoff mit blauem oder grauem Wasserstoff wettbewerbsfähig sein wird. [Agora & AFRY 2021] zeigten etwa, dass die Wasserstoffgestehungskosten in nahezu allen betrachteten europäischen Regionen bereits im Jahr 2030 für grünen Wasserstoff (aus PV-, Wind- oder PV/Wind-Hybridkraftwerken) niedriger sein werden als für blauen Wasserstoff. Demnach existieren lediglich an der niederländischen, englischen oder norwegischen Küste einige Standorte, die potenziell für die Wasserstoffproduktion mittels Dampf-Formierung und CCS interessant sein könnten.

### 2.2.2 H<sub>2</sub>-Transportoptionen und -Transportkosten

Die zuvor beschriebenen Kosten für eine Wasserstoffproduktion in unterschiedlichen Weltregionen sind nur bedingt direkt miteinander vergleichbar, da der Wasserstoff für eine Nutzung in Deutschland zunächst importiert werden muss, was mit zusätzlichen Mehrkosten verbunden ist. Für den Wasserstofftransport werden unterschiedliche Technologien diskutiert, darunter Pipelinetransport sowie Schiffstransporte von verflüssigtem Wasserstoff (LH<sub>2</sub>) oder in Form anderer Trägersubstanzen (z.B.: NH<sub>3</sub>, LOHC, aber auch Methanol oder LNG). Dabei lassen sich nach [WI und DIW 2020] bei einer Pipeline jährliche Transportkapazitäten von etwa 340-876 Mio. kg<sub>H<sub>2</sub></sub> erreichen, während die Kapazität eines Transportschiffes (LH<sub>2</sub>) mit maximal 10-11 Mio. kg<sub>H<sub>2</sub></sub> angegeben wird. Eine Gegenüberstellung weiterer Vor- und Nachteile der einzelnen H<sub>2</sub>-Transportoptionen befindet sich in Tabelle 1.

**Tabelle 1: Vor- und Nachteile unterschiedlicher Transportoptionen für Wasserstoff (Quelle: LBST auf Basis [WI & DIW Econ 2020], [Roland Berger 2021], [NWR 2021a], eigene Recherche)**

	Technologie	Vorteile	Nachteile
Schiffstransport	Komprimierter Wasserstoff (CGH <sub>2</sub> )	<ul style="list-style-type: none"> <li>Etablierte Technologie</li> <li>Günstige Transportoption (insb. bei kurzen Distanzen bzw. großen Mengen)</li> <li>Kostengünstige Umwidmung bestehender Gasleitungen möglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Entwicklungsbedarf bei H<sub>2</sub>-Verdichtern</li> <li>Materialverträglichkeitsprüfung bei bestehenden Leitungen erforderlich</li> </ul>
	Verflüssigter Wasserstoff (LH <sub>2</sub> )	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verflüssigung in kleinem Maßstab etabliert, Konzepte für große Verflüssiger verfügbar</li> <li>Transport hochreinen Wasserstoffs, hohe volumetrische H<sub>2</sub>-Dichte</li> <li>Kompatibilität mit LH<sub>2</sub>-Trailertransport</li> <li>Verdampfung im Importland für Weitertransport via Pipeline unproblematisch</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hoher Energiebedarf der Verflüssigung (bis zu 30% der transportierten Energiemenge)</li> <li>Geringe Transporttemperaturen erforderlich + Transportverluste („boil-off“)</li> <li>Schiffe mit großen LH<sub>2</sub>-Tanks bisher nur als Prototyp</li> <li>Umrüstung bestehender LNG-Terminals aufwendig</li> </ul>
	Ammoniak (NH <sub>3</sub> )	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hohe volumetrische H<sub>2</sub>-Dichte</li> <li>NH<sub>3</sub> wird bereits heute als Commodity gehandelt → existierende Technologien, Lieferketten und Verfahren</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cracking nicht ausgreift (nur im kleinen Maßstab verfügbar), hoher Energiebedarf</li> <li>Ggfs. Aufreinigung H<sub>2</sub> und N<sub>2</sub> erforderlich</li> <li>Toxizität</li> </ul>
	flüssig-organische Wasserstoff-träger (LOHC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hohe volumetrische H<sub>2</sub>-Dichte</li> <li>LOHC-Transport auch via Trailer möglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kapitalintensiv (Schiffe + Trägersubstanzen)</li> <li>Energiebedarf bei Dehydrierung</li> <li>Entwicklungsbedarf bei großen Reaktoren für Hydrogenierung und Dehydrogenierung</li> </ul>

Ähnlich wie Erdgas kann Wasserstoff in **Gasleitungen** transportiert werden. Weltweit existieren bereits einige industrielle Wasserstoffnetze, etwa im Ruhrgebiet oder im Mitteldeutschen Chemiedreieck. Aus technischer Sicht müssen im Vergleich zu Erdgas insbesondere zwei Aspekte berücksichtigt werden: Zunächst die unterschiedlichen Gaseigenschaften, wie die geringere Dichte und Brennwert von Wasserstoff gegenüber Erdgas, was bei gleichen Druck- und Leitungsparametern zu einer reduzierten Transportfähigkeit der Leitung führt [Haeseldonckx & D’haeseleer 2007]<sup>8</sup>. Um diese Hürde zu verringern, sind größere Kompressionsleistungen (etwa in Form von Zwischenverdichtern) für den Transport der gleichen Energiemenge erforderlich. Außerdem ist die Materialverträglichkeit bestehender Pipelines sowie der darin verbauten Komponenten im Falle einer Umwidmung auf Wasserstoff zu prüfen. Für eine optimale Auslegung der Leitungskapazitäten sind im Ankunftsland außerdem Speicher (z.B. in Kavernen) zur Abfederung der saisonalen Bedarfsschwankungen

<sup>8</sup> Dabei liegt die Transportkapazität der Leitung aufgrund höherer möglicher Volumenströme für Wasserstoff bei etwa 80% gegenüber einer Erdgasleitung [Gas for Climate & Guidehouse 2020].



(ähnlich zu den heutigen Erdgasspeichern) erforderlich. Als weiterer Importpfad (insbesondere in einer Übergangszeit) wird auch die Beimischung begrenzter Volumenanteile Wasserstoff zu Erdgasströmen (etwa 5-60 Vol.-%) mit deren nachfolgender Abtrennung im Zielland oder beim Nutzer diskutiert. Hierdurch ließen sich bereits kurzfristig erhebliche Wasserstoffmengen nach Europa importieren, vorausgesetzt entsprechende Erzeugungskapazitäten für Wasserstoff sind verfügbar. Eine erste Demonstrationsanlage zur Wasserstoffabtrennung aus Erdgas wurde 2022 in Dormagen in Betrieb genommen [Linde & Evonik 2022].

Der Gastransport durch Transportleitungen (Druckbereich etwa 50-80 bar) ist vor allem für kurze Transportdistanzen (< 5.000 km) und bei großen Importmengen eine besonders wirtschaftliche Option. Dabei könnten Transportkapazitäten von bis zu 17 GW erreicht werden.<sup>9</sup> Nach Aussagen diverser europäischer Gasnetzbetreiber liegen die Kosten für den Wasserstofftransport („levelized cost of hydrogen transport“) bei Ertüchtigung bestehender Erdgasleitungen auf Wasserstoff bei etwa 0,08-0,25 €/kg pro 1.000 km – in Abhängigkeit der Leitungsgröße [Gas for Climate & Guidehouse 2021b]. Demgegenüber stehen Transportkosten beim Leitungsneubau von etwa 0,16 bis 0,7 €/kg pro 1.000 km<sup>10</sup>. Im Rahmen der europäischen Initiative „European Hydrogen Backbone“ zum möglichen Aufbau eines künftigen europäischen Wasserstoffnetzes wurde ein ambitionierter Ausbaupfad skizziert, der bereits bis zum Jahr 2030 rund 11.600 km Wasserstoffleitung umfasst (2040: 40.000 km) [Gas for Climate 2021].

Der Pipelinetransport steht auch im Fokus der Analyse von [Frontier Economics 2021b]. Dabei wurden die Importkosten aus Nordafrika und der Ukraine im Jahr 2030 verglichen. Unter der Annahme einer 48-Zoll-Pipeline und einer jährlichen Wasserstofftransportmenge von rund 2 Mt (65 TWh) betragen demnach die Importkosten aus Nordafrika 0,3-0,8 €/kg (Umwidmung) bzw. 0,6-1,1 €/kg (Neubau). Unter den gleichen Rahmenbedingungen liegen diese bei einem Import aus der Ukraine nur bei 0,2-0,4 €/kg (Umwidmung) bzw. 0,3-0,6 €/kg (Neubau). Begründet werden die Unterschiede in der um ca. 1.000 km längeren Importdistanz aus Nordafrika sowie der zusätzlich erforderlichen 135 km langen Offshore-Pipeline. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass die Transportkosten im Falle kleinerer Leitungsdurchmesser deutlich steigen können: So beliefen sich diese für den Import aus Nordafrika bei Neubau einer Leitung auf 1,5-3 €/kg (24-Zoll-Pipeline) bzw. 2,3-4,5 €/kg (12-Zoll-Pipeline). Folglich ist insbesondere bei kleinen Leitungsdurchmessern der Schiffstransport eine wettbewerbsfähige Option.

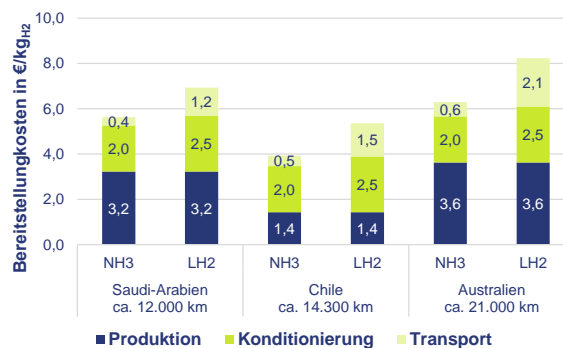
Neben dem Pipelinetransport bieten **Schiffstransporte** von Wasserstoff eine deutlich höhere zeitliche und räumliche Flexibilität und sind gerade für weite Importdistanzen (Südamerika oder Australien) geeignet. Außerdem können sie gegenüber dem Leitungsbau mit geringeren Investitionen vergleichsweise rasch umgesetzt werden

---

<sup>9</sup> Zahl gilt für eine Leitung mit 48-inch Durchmesser (entspricht etwa 1200 mm) bei einem Betriebsdruck von 80 bar [Gas for Climate & Guidehouse 2020]

<sup>10</sup> Kleine Leitungen mit 500 mm (20 inch) Durchmesser werden mit etwa 3-4 mal höheren Kosten angegeben, als große Leitungen mit 1.200 mm (48 inch) Durchmesser.

(vorausgesetzt die entsprechenden Anlande-Terminals und Schiffe sind verfügbar). Diskutiert werden unterschiedliche Technologien, darunter der Transport von verflüssigtem Wasserstoff (LH<sub>2</sub>), aber auch komprimierter Wasserstoff in Hochdrucktranks (CGH<sub>2</sub>) sowie der Transport in „Trägersubstanzen“ wie Ammoniak (NH<sub>3</sub>), flüssigorganischen Wasserstoffträgern (sogenannten LOHCs) oder auch Methanol (CH<sub>3</sub>OH). Während Ammoniak bereits heute großskalig per Schiff transportiert wird, wurde das erste LH<sub>2</sub>-Transportschiff (1250 m<sup>3</sup> LH<sub>2</sub> Kapazität) von Kawasaki Heavy Industries 2021 für den Transport zwischen Australien und Japan in Betrieb genommen [HySTRA 2021] und soll erst 2022 erstmals mit LH<sub>2</sub> beladen werden. Schiffe mit deutlich größeren Transportkapazitäten wurden etwa für 2025 angekündigt (Korea Shipbuilding & Offshore Engineering (KSOE), 20.000 m<sup>3</sup> Kapazität) [Reuters 2021].

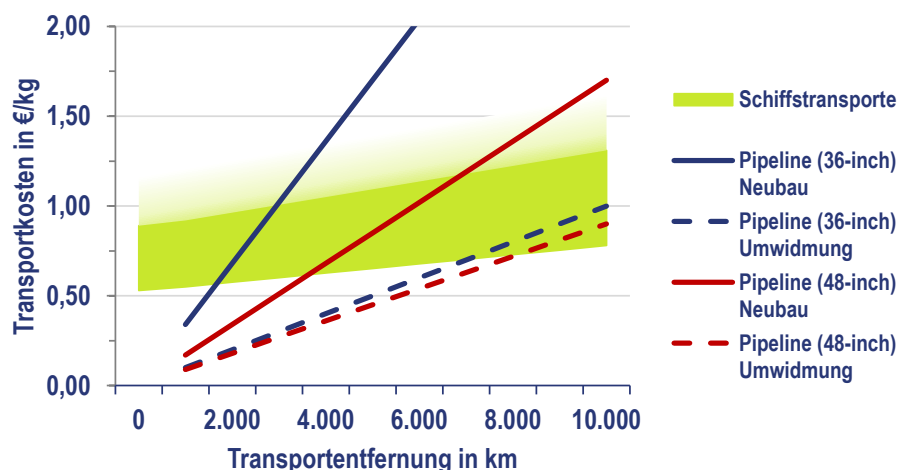


**Abbildung 11: Wasserstofftransportkosten im Vergleich von Ammoniak (NH<sub>3</sub>) und verflüssigtem Wasserstoff (LH<sub>2</sub>) für den Schiffsimport nach Rotterdam im Jahr 2020 (Quelle: LBST nach [Guidehouse & Tractebel 2020])**

Auch die Ergebnisse in [Guidehouse & Tractebel 2020] zeigen für 2020 deutliche Kostenunterschiede für den Schiffstransport von verflüssigtem Wasserstoff und Ammoniak nach Europa (Hafen Rotterdam) (siehe Abbildung 11). Dabei werden für die Konditionierung bzw. die Rückumwandlung 2 €/kg (NH<sub>3</sub>-Route) bzw. 2,5 €/kg (LH<sub>2</sub>-Route) angesetzt. Die Transportkosten steigen mit zunehmender Entfernung an: bei Ammoniak liegen diese aufgrund der bereits etablierten Technologie bei 0,4-0,6 €/kg, wohingegen diese für flüssigen Wasserstoff bei 1,2-2,1 €/kg liegen sollen. Hieraus ergeben sich Transportkosten von 2,4-2,6 €/kg (NH<sub>3</sub>) und 3,7-4,6 €/kg (LH<sub>2</sub>). Für den Import aus Saudi-Arabien werden entsprechend Gesamtkosten für den Import nach Europa von 5,6-6,9 €/kg angegeben. [Roland Berger 2021] gibt vergleichbar die Kosten für den Schiffstransport für einen Beispielfall für Großtransporte von Hafen zu Hafen mit 2,2-2,8 €/kg an, wobei Ammoniak und LOHCs im Vergleich zu LH<sub>2</sub> die günstigeren Transportkosten aufweisen. Unter Berücksichtigung dieser belaufen sich entsprechend die angegebenen Bereitstellungskosten für einen Import aus dem Arabischen Golf nach Europa im Jahr 2025 auf etwa 4,2-4,8 €/kg.

Ein wirtschaftlicher Vergleich der unterschiedlichen Importoptionen ist gerade hinsichtlich der zum Teil noch nicht vollständig ausgereiften bzw. implementierten

Technologien schwierig. Entsprechend heterogen fallen die existierenden Kostenanalysen aus, stark getrieben durch die jeweils unterstellten Annahmen sowie die untersuchten Anwendungsfälle. Der Anteil der Transportkosten an den Gesamtkosten der Wasserstoffbereitstellung hängt, je nach Transportvektor, von einer Vielzahl an Faktoren ab, darunter Transportmenge und -entfernung, Anwendungsfelder und Qualitätserfordernisse sowie technischen und wirtschaftlichen Annahmen (TRL, Effizienz, CAPEX, OPEX, etc.). Während der kapitalintensive Aufbau der Leitungsinfrastruktur inkl. Nachverdichtung einen wesentlichen Anteil an den Gesamtkosten beim Pipelineimport hat, dominieren beim Schiffstransport vor allem die Kosten für die Konditionierungsprozesse vor und nach dem Transport. Die Kapitalkosten (etwa der Transportschiffe) fallen hierbei wesentlich weniger stark ins Gewicht. Folglich ergibt sich in Abhängigkeit der Transportentfernung der in Abbildung 13 dargestellte Vergleich unterschiedlicher Importoptionen (basierend auf Daten von [Gas for Climate & Guidehouse 2021]). Aufgrund des hohen Kapitalbedarfs skalieren die Pipelinekosten deutlich stärker mit der Entfernung als die untersuchten Schiffstransporte. Ähnliche Analysen finden sich etwa in [WI und DIW Econ 2020] oder [NWR 2021a]. Dabei zeigen sich je nach Annahmen und Untersuchungsfall jedoch bereits deutliche Unterschiede hinsichtlich der Transportkosten und der jeweils wirtschaftlichsten Transportoption. So rechnen sich etwa Schiffsimporte aufgrund der energieintensiven Konditionierung bzw. Umwandlung nach [WI & DIW Econ 2020] erst bei Transportentfernungen über 4.000 km. Gerade kurzfristig könnten sie bei fehlenden Gasimportinfrastrukturen allerdings einen wichtigen Beitrag zum Markthochlauf liefern. Nach Angaben der Autoren ist für kurze Transportentfernungen von 1.000 km mit Transportkosten von etwa 10-30 €/MWh<sub>H2</sub> (0,33-1,0 €/kg) für Pipelines und 30-84 €/MWh<sub>H2</sub> (1,0-2,8 €/kg) für den Schiffstransport zu rechnen. Bei größeren Entfernungen (z.B. 2.900 km Pipeline vs. 3.400 km Seeweg aus Marokko) nähern sich diese Kosten entsprechend an. Sollten Leitungsumwidmungen möglich sein, so könnten Pipeline-Importe selbst bei Importen über 5.000 km die wirtschaftlichere Option darstellen [Gas for Climate & Guidehouse 2020].



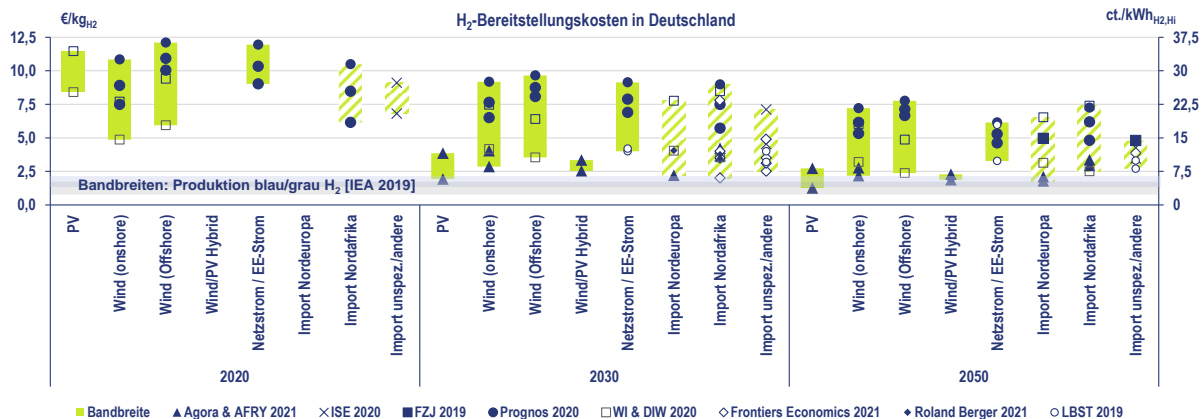
**Abbildung 12: Transportkosten in Abhängigkeit der Transportentfernung**  
(Quelle: LBST nach [Gas for Climate & Guidehouse 2021])

Aufgrund der Unsicherheit bei den gewählten Kostenannahmen sollten die gezeigten spezifischen Transportkosten aber nur indikativ verstanden werden, da [Gas for Climate & Guidehouse 2021] mit deutlichen Skaleneffekten und großflächigen Implementierungen der heute noch nicht vorhandenen Technologien rechnet. Deutlich höhere Transportkosten zeigen sich in [Roland Berger 2021] bei der Bewertung der Importkosten für Schiffsimporte großer Wasserstoffmengen im Jahr 2025. Dort werden die Kosten für Ammoniak- und LOHC-Pfade mit 2,2 €/kg angegeben, während insbesondere die Umwandlungsprozesse bei flüssigem Wasserstoff zu höheren Transportkosten von 2,8 €/kg führen. Ein weiterer Grund sind die heute erst im Pilotstadium befindlichen LH<sub>2</sub>-Transportschiffe (z.B. [HySTRA 2021]).

Zusammenfassend zeigt sich, dass der Pipelinetransport aufgrund der geringen Kosten vor allem für große Transportmengen für Importe aus den europäischen Nachbarregionen nach Deutschland unverzichtbar sein wird. Aufgrund des langwierigen Aufbaus der entsprechenden Wasserstoffinfrastruktur, kann in der Zwischenzeit die Beimischung zu Erdgas und spätere Abtrennung von Wasserstoff eine interessante Option sein. Auch Schiffstransporte von Wasserstoffträgermaterialien – vor allem jenen, die bereits heute in großen Maßstäben eingesetzt werden (z.B. Ammoniak oder Methanol) – erscheinen für eine rasche Umsetzung attraktiv. Bei Ammoniak sei jedoch auf den offenen Entwicklungsbedarf großer Cracker-Anlagen für die Rückumwandlung sowie mögliche Auswirkungen von Leckagen auf die Umwelt hingewiesen. Auch ist aus wirtschaftlicher Perspektive die direkte Nutzung von Ammoniak oder Methanol in der chemischen Industrie gegenüber der Rückumwandlung zu Wasserstoff zu bevorzugen, da somit die Effizienzverluste durch Rückumwandlungen im Importland vermieden werden. Für den Wasserstoffimport bieten Schiffsimporte jedoch große Flexibilisierungsoptionen für eine zuverlässige Versorgung, wie es etwa bereits heute bei Erdgas und LNG beobachtet werden kann. Insbesondere in den kommenden zwanzig Jahren ist daher die Koexistenz verschiedener Transportvektoren (einschließlich Pipeline) wahrscheinlich.

### 2.2.3 Literaturübersicht der Bereitstellungskosten für Wasserstoff in Deutschland

Für die Berechnung der resultierenden Bereitstellungskosten ist zu berücksichtigen, dass entlang der unterschiedlichen Stufen der Wertschöpfungskette die Kosten stark zwischen unterschiedlichen Regionen und auf Basis der verschiedenen Annahmen zu den Technologien variieren. Eine Zusammenstellung wesentlicher Annahmen zu Produktions-, Transport- und Importkosten für den Zeitraum bis zum Jahr 2050 wurde im Rahmen des ASSET-Projektes (*Advanced System Studies for Energy Transition*) für die Europäische Kommission zusammengetragen [Guidehouse & Tractebel 2020]. Dabei betonen die Autoren die große Bandbreite der Literaturangaben, wobei signifikante Investitionen heute mit einem ambitionierten Ausbaupfad zu deutlichen Kostensenkungen führen könnten. Entsprechend schwierig sind konkrete Aussagen zu den heutigen sowie allgemeinen Wasserstoffbereitstellungskosten, da diese stark von dem jeweiligen Anwendungsfall abhängen. Gerade wenn sich große Bedarfe entwickeln, werden auch weniger optimale Bezugsquellen mit höheren Produktionskosten erschlossen werden müssen.



**Abbildung 13 Übersicht der H<sub>2</sub>-Bereitstellungskosten in einigen Szenarien ausgewählter Studien (Quelle: Literaturanalysen LBST)**

Die untersuchte Studienlandschaft innerhalb der Metastudie spiegelt diese Kostenunterschiede für unterschiedliche Bereitstellungspfade wider. Die Ergebnisse sind in Abbildung 13 übersichtsartig gegenübergestellt. Für das Jahr 2020 werden die Bereitstellungskosten bei heimischer Produktion zwischen etwa 5 und 12 €/kg angegeben. Angaben zu möglichen Importpfaden bei heutigen Kosten betragen zwischen etwa 6 und 10 €/kg, wobei diese Werte aufgrund mangelnder Importinfrastrukturen nur theoretische Relevanz haben. Optimistische Kostensenkungen bis zum Jahr 2030 beschreiben in Einzelfällen geringe Bereitstellungskosten unter 2,5 €/kg, sowohl durch heimische Produktion als auch durch Importpfade. Gleichzeitig gehen konservativere Prognosen von deutlich höheren Kosten von bis zu 10 €/kg (heimisch) bzw. 8,5 €/kg (Import) aus. Bis 2050 rechnen alle Studien mit weiteren Kostensenkungen der grünen Wasserstoffproduktion. Dabei werden für heimische Produktion und Importe vergleichbare Bandbreiten angegeben, mit den günstigsten Bereitstellungskosten unter 2 €/kg. Entsprechend kann je nach den getroffenen Annahmen grüner Wasserstoff bereits im Jahr 2030, spätestens jedoch im Jahr 2050 mit fossilem Wasserstoff konkurrieren. Dies gilt insbesondere, da steigende CO<sub>2</sub>-Preise die Kosten für grauen und blauen Wasserstoff langfristig gegenüber der gezeigten Bandbreite steigern werden.

Um die Annahmen und Hintergründe der einzelnen Studien besser einordnen zu können, wird in Anhang B kurz auf die beschriebenen Studien eingegangen.

### 2.3 Ökologische Auswirkungen der Wasserstoffherzeugung

Die Bewertung der genannten Technologien zur Wasserstoffherzeugung sollte auch anhand ökologischer Kriterien wie den jeweiligen THG-Emissionen oder dem Wasserbedarf erfolgen.

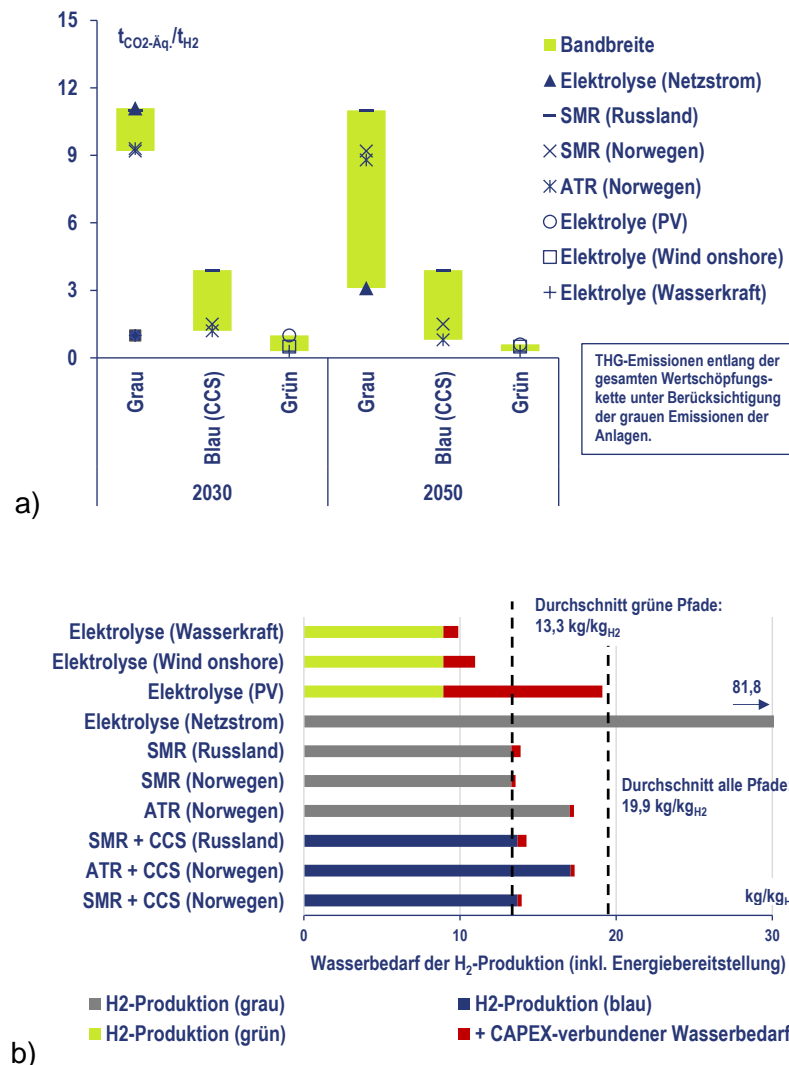
In diesem Zusammenhang zeigt Abbildung 14 die **THG-Emissionen für ausgewählte Wasserstoffproduktionspfade**, darunter grauer, grüner und blauer Wasserstoff nach [Hydrogen Council & LBST 2021]. Die Analysen berücksichtigen sowohl die THG-Emissionen der gesamten Vorkette als auch „graue Emissionen“ für

den Bau der Anlagen und decken die mittelfristige Entwicklung bis 2030 sowie die langfristige bis 2050 ab. Mit Blick auf die Wasserstoffproduktion mittels Netzstrom sind vor allem die deutlichen THG-Emissionsverbesserungen von 11 auf 3  $t_{CO_2\ddot{A}q}/t_{H_2}$  bis 2050 unter Berücksichtigung des globalen Strommixes auffällig, da zunehmend mehr erneuerbare Energien eingesetzt werden. Die Unterschiede in den gezeigten Pfaden für grauen Wasserstoff aus Erdgas sind hauptsächlich durch die unterschiedlichen Transportdistanzen (Russland und Norwegen) sowie durch die gewählte Technologie (SMR vs. ATR) begründet. Die Bandbreite für 2030 reicht dabei von 9 bis 11  $t_{CO_2\ddot{A}q}/t_{H_2}$ . Die tatsächlichen Emissionen blauen Wasserstoffs werden dagegen neben der Erdgasvorkette (siehe unten) auch durch die zugrunde gelegte  $CO_2$ -Abscheiderate getrieben. So werden für Erdgas aus Russland mit SMR + CCS bei einer Abscheiderate von 90% insgesamt 3,9  $t_{CO_2\ddot{A}q}/t_{H_2}$  ermittelt, während die gleiche Konstellation bei Erdgas aus Norwegen bei rund 1,5  $t_{CO_2\ddot{A}q}/t_{H_2}$  liegt. Liegt die Abscheiderate dagegen nur bei 75% erhöhen sich im letztgenannten Fall auch die THG-Emissionen auf 2,7  $t_{CO_2\ddot{A}q}/t_{H_2}$ . Grüner Wasserstoff, produziert aus erneuerbaren Energien wie Wind, PV oder Wasserkraft, ist dagegen der einzige Pfad, der – bei ausschließlichem Einsatz erneuerbaren Stroms – komplett ohne THG-Emissionen aus der Vorkette und der Wasserstoffproduktion auskommt. Allerdings ergeben sich durch den Energieverbrauch für die Anlagenmaterialien (hier insbesondere Solar-Paneele) sogenannte „graue Emissionen“, die bei Berücksichtigung des globalen Strommixes<sup>11</sup> zu Gesamtemissionen entlang der Pfade von 0,3 bis 1,0  $t_{CO_2\ddot{A}q}/t_{H_2}$  führen. Auch hier gilt, dass eine zunehmende Verbesserung des Strommixes zu einer weiteren Reduktion dieser grauen Emissionen beitragen wird.

---

<sup>11</sup> Der angenommene Strommix basiert auf dem Szenario in [IRENA 2020] für das Jahr 2030: 20% Wind, 15% PV, 6% Biomasse, 15% Wasserkraft, 1% Geothermie, 11% Kernenergie, 16% Erdgas und 16% Kohle.





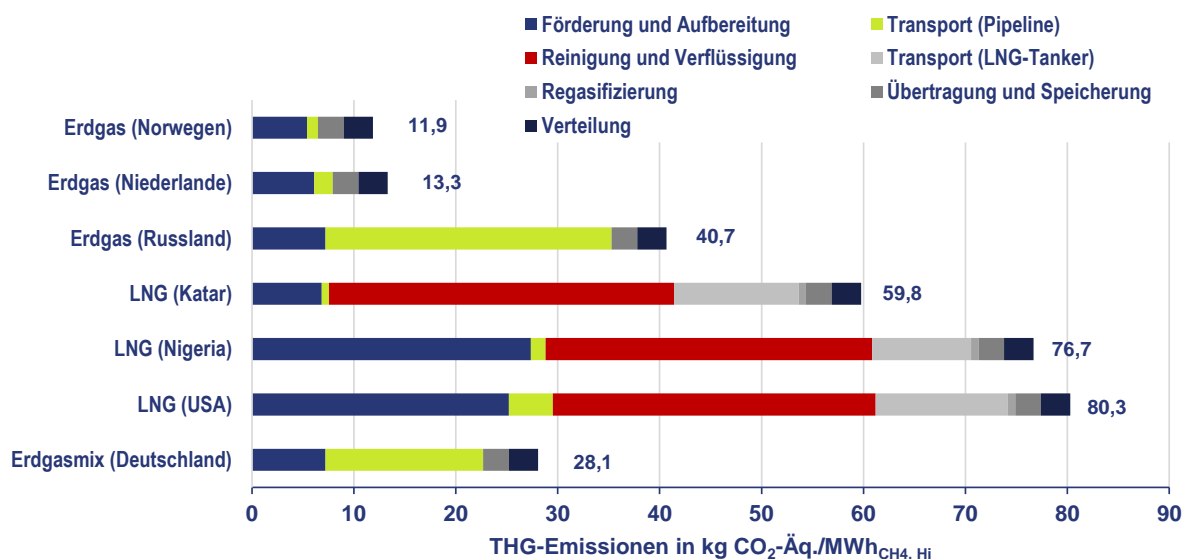
**Abbildung 14: a) THG-Emissionen und b) Wasserbedarf<sup>12</sup> unterschiedlicher Wasserstoffproduktionspfade (inkl. der Anlagenbereitstellung) (Quelle: LBST auf Basis [Hydrogen Council & LBST 2021])**

Während kurzfristig für blauen Wasserstoff vor allem die tatsächlich möglichen CO<sub>2</sub>-Abscheideraten sowie die tatsächliche Dichtigkeit der CO<sub>2</sub>-Speicherstätten ein Technologierisiko darstellen (so ist beispielsweise durchaus umstritten, inwieweit Abscheideraten von 98%, wie im obigen Beispiel gezeigt, tatsächlich erreicht werden

<sup>12</sup> Der hohe Wasserbedarf des Pfades Elektrolyse (Netzstrom) ist vor allem getrieben durch den hohen Wasserbedarf der Energiebereitstellung durch Kernenergie, die im Jahr 2030 im zugrundeliegenden globalen Strommix einen Teil der Strombereitstellung beiträgt.

können), stehen langfristig die nicht komplett vermeidbaren Methanemissionen aus Erdgasförderung und -transport im Fokus.

Nach Anlage 1 der Emissionsberichterstattungsverordnung (EBeV) 2022 wird für Erdgas in Deutschland ein Emissionsfaktor (bei Verbrennung) von  $0,056 \text{ t}_{\text{CO}_2}/\text{GJ}_{\text{CH}_4, \text{Hi}}$  ( $201,4 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}_{\text{CH}_4, \text{Hi}}$ ) angenommen [EbeV 2022]. Die tatsächlichen **THG-Emissionen der Erdgasvorkette** aus unterschiedlichen Quellen sind in dem Erdgasemissionsfaktor allerdings nicht berücksichtigt. Sie wurden beispielsweise durch Sphera Solutions im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA) untersucht [Sphera 2021]. Die Studie zeigt die Unterschiede zwischen einigen erdgasexportierenden Ländern für Pipelinetransport (Russland, Norwegen und die Niederlande) sowie in Form von LNG als Schiffstransport (USA, Katar und Nigeria) auf. Demnach reichen die Vorkettenemissionen beim Pipelineimport (inkl. Verteilung) von 12 (Norwegen) bis zu  $41 \text{ kg}_{\text{CO}_2\text{-Äq.}}/\text{MWh}_{\text{CH}_4, \text{Hi}}$  (Russland) (siehe Abbildung 15). Der höhere Emissionsfaktor russischen Erdgases wird insbesondere mit den langen Transportwegen begründet. Die THG-Emissionen beim LNG-Import liegen des Weiteren deutlich über jenen der Pipeline-Importpfade. So werden für den LNG-Import Werte von 60 bzw.  $80 \text{ kg}_{\text{CO}_2\text{-Äq.}}/\text{MWh}_{\text{CH}_4, \text{Hi}}$  aus Katar bzw. den USA ermittelt. Als Haupttreiber der Emissionen des LNG-Imports werden Erdgasproduktion (Fracking) und die Reinigung und Verflüssigung für den Transport angegeben. Der deutsche Erdgasverbrauchsmix liegt demnach insgesamt bei  $28,1 \text{ kg}_{\text{CO}_2\text{-Äq.}}/\text{MWh}_{\text{CH}_4, \text{Hi}}$ .<sup>13</sup>



**Abbildung 15: THG-Emissionen der Erdgas- und LNG-Vorketten (inkl. Hilfsenergien) (Quelle: LBST nach [Sphera 2021])**

Weiterer Untersuchungsgegenstand sind die **Wasserbedarfe der unterschiedlichen Produktionspfade**, um etwa den erforderlichen Wasserverbrauch der

<sup>13</sup> Für die stoffliche bzw. energetische Nutzung in der Stahlindustrie müssen zusätzlich Umwandlungseffizienz und Kohlenstofffreisetzung (z.B. als  $\text{CO}_2$ ) berücksichtigt werden.



Elektrolyse einordnen zu können. Demnach benötigt diese bei ausschließlicher Nutzung erneuerbarer Energien, einschließlich der mit der Anlagenbereitstellung verbundenen Wasserbedarfe, im Durchschnitt etwa  $13 \text{ kg}_{\text{H}_2\text{O}}/\text{kg}_{\text{H}_2}$  (siehe Abbildung 14). Dabei fällt insbesondere die Produktion der PV-Module ins Gewicht. In einer ähnlichen Größenordnung bewegt sich der Wasserbedarf für die Produktion grauen oder blauen Wasserstoffs aus Erdgas [Hydrogen Council & LBST 2021]. Deutlichen Mehrbedarf zeigt dagegen die Elektrolyse unter Nutzung und Berücksichtigung des globalen Strommixes, besonders getrieben durch die hohen Wasserbedarfe der Kernenergie (etwa  $270 \text{ kg}$  Kühlwasser pro  $\text{kg}_{\text{H}_2}$ ). Eine Einordnung dieser Werte geben etwa [Beswick et al. 2021]. Darin zeigen die Autoren, dass eine jährliche Produktion von 2,3 Mrd. t (ca. 75.000 TWh) Wasserstoff per Elektrolyse mit dem Verbrauch von etwa 21 Mrd.  $\text{Nm}^3$  Frischwasser<sup>14</sup> (ca. 1,5 ppm der verfügbaren Frischwasservorkommen) verbunden wäre. Dies wäre etwa 33% weniger, als gegenwärtig durch die Strom- und Energieproduktion aus fossilen Quellen wie Kohle, Öl oder Erdgas genutzt würde. Auch der Wasserverbrauch der Landwirtschaft läge mit etwa 1.080 Mrd.  $\text{Nm}^3/\text{Jahr}$  deutlich über jenem einer großskaligen Wasserstoffproduktion. Gerade in sonnenreichen Regionen mit einem eingeschränkten Frischwasserbedarf sollten jedoch Meerwasserentsalzungsanlagen zur zusätzlichen Aufbereitung von Frischwasser genutzt werden. Bereits heute werden weltweit täglich rund 95 Mio.  $\text{m}^3$  Wasser in rund 16.000 solcher Anlagen bereitgestellt.

---

<sup>14</sup> Dies entspricht einem spezifischen Wasserbedarf von etwa  $8,9 \text{ kg}/\text{kg}_{\text{H}_2}$ , ausgenommen weiterer anlagenbedingter Bedarfe.

### 3 HERSTELLUNG VON GRÜNEM STAHL IN DEUTSCHLAND

Das folgende Kapitel beleuchtet die technischen und wirtschaftlichen Aspekte der potenziellen Umstellung auf eine emissionsfreie Stahlerzeugung bis 2045. Hierzu werden in Kapitel 3.1 die technischen Parameter der unterschiedlichen Stahlrouten beschrieben. Kapitel 3.2 diskutiert auf Basis einer Literaturlauswertung die prognostizierte Entwicklung der Stahlproduktion in Deutschland insbesondere im Hinblick auf den künftigen Wasserstoffbedarf der deutschen Stahlindustrie. Des Weiteren werden in Kapitel 3.2.2 die wirtschaftlichen Aspekte der Stahlproduktion beschrieben und diskutiert. Kapitel 3.4 vergleicht abschließend die spezifischen THG-Emissionen und CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der unterschiedlichen Stahlrouten.

#### 3.1 Technologiepfade für CO<sub>2</sub>-freie Stahlherstellung

##### 3.1.1 Konventionelle Hochofenroute als Referenz (BF + BOF)

Der konventionelle Hochofen wird in dieser Studie als Referenzprozess gesetzt, da heute über diese Produktionsroute der wesentliche Anteil des deutschen Rohstahls hergestellt wird. Die zwei Schlüsselprozesse der konventionellen Hochofenroute zur heutigen Rohstahlherstellung sind der Hochofen (BF – Blast Furnace) sowie der Sauerstoffaufblaskonverter (BOF – Blast Oxygen Furnace), deren wichtigste Energie- und CO<sub>2</sub>-Emissionsbilanzen in [FZJ 2017] beschrieben sind. Den Hauptenergiebeitrag von ca. 94% trägt Stein- und Kokskohle bei, zusätzlich wird Erdgas bzw. Koksofengas eingesetzt. Je nach Prozessführung (energetische Integration von BF und BOF) fallen aus dem – häufig energetisch integrierten – Gesamtprozess bilanziell 1.065 bis 1.099 kg<sub>CO<sub>2</sub></sub>/t<sub>Roheisen</sub> netto an, wobei die untere Grenze eine optimierte Variante mit BF-Abgasrezirkulation abbildet.

Da der BF-BOF-Prozess energetisch bereits weitgehend optimiert ist, werden bis 2030 keine weiteren Verbesserungspotenziale mehr gesehen. Eine weitere Verfahrensoption, um CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der konventionellen BF/BOF-Route zu reduzieren, ist der Einsatz der CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus dem BF-Abgas und Endlagerung (CCS – Carbon Capture and Storage). Da dem Prozess dadurch aber Energie zur integrierten Vorwärmung entzogen wird, muss diese durch Erdgas zusätzlich zugeführt werden. Insgesamt ließen sich durch CO<sub>2</sub>-Abscheidung die CO<sub>2</sub>-Emissionen des konventionellen Hochofenprozesses deutlich auf 392 kg<sub>CO<sub>2</sub></sub>/t<sub>Roheisen</sub> reduzieren, wobei jedoch die in der weiteren CCS-Verfahrenskette entstehenden zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht berücksichtigt wurden. Eine andere Option ist die Substitution von Kohle im Hochofen durch Einblasung von Erdgas oder längerfristig auch Wasserstoff, die in einem ersten Pilotprojekt bereits erfolgreich umgesetzt wurden und die auf weitere Versuche ausgeweitet werden [thyssenkrupp Steel 2021]. Dadurch könnten sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen der konventionellen Hochofenroute zur Stahlerzeugung um bis zu 20% senken lassen. Selbst unter der Annahme, dass in Zukunft keine neuen Hochöfen in Deutschland mehr errichtet werden können, kann durch entsprechende Modifikation die Lebensdauer alter Hochöfen durch entsprechende Umrüstung im Konzert mit der Einführung noch emissionsärmerer DR-Anlagen verlängert werden. Diese Prozessalternative wurde in dieser Studie vor dem Hintergrund der langfristigen Ziele der THG-Neutralität jedoch nicht weiter berücksichtigt.

Damit ergeben sich für die Beschreibung der konventionellen Hochofenroute die in Tabelle 2 zusammengefassten Daten für die relevanten Zeithorizonte heute (2021) und mittelfristig (2030). Da derzeit Betriebsdaten nur in Ansätzen veröffentlicht wurden, bezieht sich Tabelle 2 nur auf den BF/BOF-Prozess ohne Einblasen von Wasserstoff. Prinzipiell ist aber davon auszugehen, dass der erforderliche Energiebedarf mit Hilfe der H<sub>2</sub>-Einblasung im Vergleich zu Koks als Reduktionsmittel hoch ist und sich ein signifikanter Teil des Wasserstoffs im Gichtgas wiederfindet, um dort zur Verstromung eingesetzt zu werden – ein Verlust aus Sicht der Rohstahlproduktion [IKTS 2020]. Es ist daher nicht abzusehen, ob diese Prozesstechnik bis 2030 das Potenzial besitzt, den konventionellen BF/BOF-Prozess abzulösen.

**Tabelle 2: Schlüsseldaten für den Prozess „konventioneller Hochofen“**

Kriterium	2021	2030
TRL [-]	9 (mit H <sub>2</sub> -Einsatz z.B. 7)	
Spez. Energieeinsatz <sup>1</sup> [GJ/t <sub>Roheisen</sub> ]:	10,303	5,64
Koks	4,67	4,89
Kohlestaub	0,321	0,78
Strombedarf (netto)	0,284	0,29
Koksofengas	0,213	
Erdgas	0,168	
BOF-Gas		
Export BOF-Gas	-4,719	
<b>Summe</b>	<b>11,24</b>	<b>11,6</b>
Spez. CO <sub>2</sub> -Emissionen [tCO <sub>2</sub> /t <sub>Roheisen</sub> ] / [tCO <sub>2</sub> /t <sub>Rohstahl</sub> ]	1,099 / 1,35 – 1,7 -1,8 <sup>2</sup>	1,065 / 1,35 – 1,7 – 1,8 <sup>2</sup>
Absoluter Output Roheisen (typischer Hochofen) [Mt <sub>Roheisen</sub> /Jahr]	≤ 4,5	
Skalierung Arbeitsvolumen [m <sup>3</sup> ]	460 - 4.769	
Betriebliche Dynamik	Gering (kontinuierlicher Betrieb)	

<sup>1</sup> nach [FZJ 2017] auf Basis von Daten für 2012. Der genannte Energieinhalt von ca. 15 GJ/t<sub>Roheisen</sub> entspricht einem Kohleeinsatz von ca. 509 kg (359 kg Koks und 150 Kohlenstaub), andere Quellen hingegen nennen einen deutlich höheren metallurgischen Kohlebedarf von 780 kg/t<sub>Rohstahl</sub> [WSA 2021].

<sup>2</sup> nach [FZJ 2017, WV Stahl 2021, IKEM et al. 2020, EPRS 2021], in [Kirschen 2011] werden für die ausländische BF/BOF-Produktion sogar 1,96 kgCO<sub>2</sub>/t<sub>Rohstahl</sub> genannt. Die jeweils erste Zahl bezieht sich auf die Produktion von Roheisen.

### 3.1.2 Direktreduktion mit Erdgas (CH<sub>4</sub>-DR)

Mit Hilfe der Direktreduktion von Eisenerz wurden im Jahr 2019 108 Mt<sub>DRI</sub>/a erzeugt [Midrex 2020], was global ca. 4,6 bis 4,9% allen Rohstahls entspricht<sup>15</sup>. Ein Teil der bestehenden Prozesse (insbesondere in Indien) setzt jedoch auf die Verwendung von Kohle, wohingegen der große Rest Erdgas zur Synthesegasherstellung verwendet. Weltweit sind unterschiedliche Verfahren zur Produktion von Eisenschwamm bekannt: Neben dem am häufigsten angewendeten Midrex- auch das HyL III- und FINEX-Verfahren.

Midrex-CH<sub>4</sub>-DR-Anlagen werden mit wasserstoffreichem (60%) Syngas als Reduktionsmittel bei ca. 800°C betrieben. Das Synthesegas wird in einem Dampfreformer hergestellt und bringt neben CO und H<sub>2</sub> als Reduktionsmittel (exotherme Reaktion) auch den für die Roheisenherstellung erforderlichen Kohlenstoff in den Prozess ein, sodass CH<sub>4</sub>-DRI bereits den für die Rohstahlherstellung erforderlichen C-Gehalt besitzt. Im Gegensatz zum Midrex-Verfahren verzichtet der HyL-Prozess auf die externe Prozessgaserzeugung (Reformer). Dafür muss der Schachtofen aber unter einem Betriebsdruck von 6-8 bar betrieben werden, was wiederum andere Anforderungen an die Verfahrenstechnik stellt [HyL 2021]. Andererseits eignet sich der Prozess auch für eine direkte Abtrennung von CO<sub>2</sub>, also einem Konzept, das ohne den Import blauen Wasserstoffs z.B. aus Norwegen auskommt, jedoch dafür eine CO<sub>2</sub>-Exportinfrastruktur erfordert.

Das Midrex-CH<sub>4</sub>-DR-Verfahren wurde erstmals für die Hamburger Stahlwerke in einer der ersten Anlagen 1971 in Betrieb genommen und befindet sich – im Eigentum der ArcelorMittal – seit 51 Jahren als einzige DR-Anlage Deutschlands noch heute in Betrieb. Heute sind 78 Midrex-Anlagen in 21 Ländern in Betrieb, daneben gibt es Anlagen weiterer Hersteller. Das CH<sub>4</sub>-DR-Verfahren gilt als etabliert und wurde in 2019 weltweit hauptsächlich in Ländern mit niedrigen Erdgaspreisen wie z.B. Indien, Iran, Russland, Mexiko und Saudi-Arabien eingesetzt [Midrex 2020]. Damit wird die Technologie mit TRL = 9 eingestuft.

Die Reaktionsbilanz des DR-Prozesses benötigt im Idealfall einen Übereinsatz von ca.  $160/112 = 1,43$  t<sub>Eisenerzpellets</sub><sup>16</sup> pro t-DRI. In der Realität sind es aber eher 1,6 t<sub>Pellets</sub> pro t<sub>DRI</sub>, da weitere Fremdbestandteile wie Feuchtigkeit und Staub zu entfernen sind. Um aus Eisenschwamm Rohstahl zu erzeugen, muss dieser beim nachfolgenden Einsatz in einem elektrischen Einschmelzaggregat (ES) wegen der geringeren Arbeitstemperatur des CH<sub>4</sub>-DR-Schachtofens von 900 bis über 1.000°C zunächst noch von weiteren Verunreinigungen (Gangart) befreit werden. Diese fallen im ES, heute typischerweise im Elektrolichtbogenofen (EAF), dann als Schlacke an. Die Gangart beträgt mengenmäßig ca. 15-20%, die dabei aber stark vom eingesetzten

---

<sup>15</sup> 1 t<sub>DRI</sub> entspricht dabei ca. 0,8 bis 0,85 t<sub>Rohstahl</sub>, was bei einem Schrottanteil von ca. 20% im EAF zu einem Rohstahläquivalent von ca. 86,4 bis 91,8 Mt/a führt, verglichen mit einer globalen Rohstahlproduktion von 1.874 Mt<sub>Rohstahl</sub> in 2019 [Worldsteel 2021].

<sup>16</sup> Basis sind die Molmassen von Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> = 160 g/mol, von Fe = 56 g/mol und von O = 16 g/mol. Die Reduktion von Eisenerzpellets führt im DRI-Schachtofen zu einem Gewichtsverlust durch Entfernen des O<sub>2</sub> von 48 g/mol. Damit verbleiben von 160 kg Erz also nur 112 kg DRI.

Eisenerz abhängt. Ähnlich der Kopplung von BF und BOF entsteht aus der Kopplung von DR und ES dann Rohstahl. Der spezifische Erdgasbedarf einer CH<sub>4</sub>-DR-Bestandsanlage, wie z.B. die von ArcelorMittal in Hamburg, beträgt nach sukzessiven Verfahrensverbesserungen heute ca. 9,7 GJ<sub>Erdgas</sub>/t<sub>DRI</sub>. Der Anlagenhersteller gibt für die spez. CO<sub>2</sub>-Emissionen aktueller CH<sub>4</sub>-DR-Anlagen 500 kg<sub>CO2</sub>/t<sub>DRI</sub> an, dieses jedoch nur bezogen auf das Rauchgas [Midrex 2021].

Während große CH<sub>4</sub>-DR-Anlagen in der Vergangenheit eher eine Ausnahme darstellten und die typische Größenordnung über viele Jahre bei bis zu 1,0 Mt<sub>DRI</sub>/Jahr lag, wurden vereinzelt auch größere Anlagen errichtet, z.B. bei Nucor in Convent, Louisiana, USA (Energiron, Inbetriebnahme 2013) bei Algerian Qatari Steel (Midrex, Inbetriebnahme 2020) und im Bau bei OMK, Vyksa, Russland (Energiron) mit jeweils 2,5 Mt<sub>DRI</sub>/a [Midrex 2020].<sup>17</sup> Ihre typische Kapazität ist daher ungefähr um einen Faktor 4 bis 10 geringer als die eines großen konventionellen Hochofens, kann aber künftig auch nur um einen Faktor 2 darunter liegen, da die Entwicklung auch hier zu größeren Einheiten von 2-2,5 Mt<sub>DRI</sub>/a tendiert. Die betriebliche Dynamik von CH<sub>4</sub>-DR-Anlagen ist relativ hoch im Vergleich zum konventionellen Hochofen, wie die Auslegungsüberlegungen in [WiSaNo 2021] dokumentieren. Prinzipiell kann CH<sub>4</sub>-DRI die Anlage als kaltes (c-DRI) oder heißes (h-DRI) verlassen, abhängig von Ort und Art der Weiterverarbeitung. In integrierten Stahlwerken wird h-DRI typischerweise sofort weiterverarbeitet, während bei einem Import von DRI der Eisenschwamm aus Sicherheitsgründen für den Transport zunächst brikettiert (HBI – hot briquetted iron), gelagert und nach Bedarf wieder aufgeschmolzen wird. Die günstigste Energie- und – abhängig von der eingesetzten Energie zum Aufschmelzen – auch CO<sub>2</sub>-Gesamtbilanz hat die integrierte Rohstahlherstellung. Die zur Wiedereinschmelzung kalten DRIs erforderliche Energie beträgt ca. 25 kWh<sub>th</sub>/t<sub>Roheisen</sub> pro 100°C Temperaturdifferenz oder bei einer Erwärmung auf 1.640°C ca. 0,41 MWh<sub>th</sub> [SMS 2021]. Diese Energiemenge ist mit dem elektrischen Energieeinsatz im ES von ca. 0,43 bis 0,51 MWh<sub>el</sub>/t<sub>Rohstahl</sub> bei Verwendung von c-DRI zu vergleichen.

Da im Jahr 2045/2050 keine CH<sub>4</sub>-DR-Anlage wegen der angestrebten THG-Neutralität mehr in Betrieb sein können, beschränkt sich Tabelle 3 auf die Zeithorizonte 2021 und 2030, wobei die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen sowohl für Netzstrom als auch für erneuerbaren Strom dargestellt sind. Um die rohstahlspezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen zu berechnen, müssen zusätzlich die für die Weiterverarbeitung im ES zu veranschlagenden CO<sub>2</sub>-Emissionen aufgeschlagen werden. Bezogen auf eine Tonne Rohstahl würden so für das Jahr 2030 spezifische Gesamt-CO<sub>2</sub>-Emissionen von ca. 735 kg<sub>CO2</sub>/t<sub>Rohstahl</sub> (Netzstrom) bzw. 709 kg<sub>CO2</sub>/t<sub>Rohstahl</sub> (Grünstrom) entstehen, also ca. 60-70% weniger als über die konventionelle Hochofenroute.

CH<sub>4</sub>-DR-Anlagen bieten sich als geeignete Übergangstechnologie hin zu künftigen H<sub>2</sub>-DR-Anlagen an. Der heute weltweit größte Hersteller von CH<sub>4</sub>-DR-Anlagen Midrex gibt für eine schrittweise CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion von 0-100% H<sub>2</sub>-Wasserstoffeinsatz folgende Eckdaten an, die für diese Studie um ca. 10% (netto-zu-brutto auf Basis einer realen Anlage) korrigiert wurden: Ein H<sub>2</sub>-Wasserstoffanteil von 20/50/70/100%

---

<sup>17</sup> Ergänzt um persönliche Informationen vom Stahlinstitut VDEh am 21.03.2022.

führt demnach zu 440/275/165/0 kg<sub>CO2</sub>/t<sub>Eisenschwamm</sub> [Midrex 2021]. Im 100% grünen H<sub>2</sub>-Betrieb sinken demnach die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem H<sub>2</sub>-DR-Schachtofen auf nahe Null.

Dabei ist die Ungenauigkeit aller Angaben zu berücksichtigen, da bis heute keine praktischen Erfahrungen mit einer monovalenten CH<sub>4</sub>-DR-ES-Route vorliegen und sich Literaturangaben immer auf einen Schrott/DRI-Mix beziehen. Die Güte des produzierten DRI sowie die Betriebsdaten des Schachtofens werden nach z.B. [Hornby 2016] und [Linklater 2021] vor allen Dingen auch durch die Güte der Eisenerzpellets (Eisengehalt, Art und Menge sowie Beschaffenheit der Gangart) bestimmt. Insbesondere die Gangarten sowie Phosphor und Schwefel haben einen negativen Einfluss auf den Reformerbetrieb der DR-Anlage, die auch in Binder-Zusatzstoffen für die Pelletierung zu transportfähigen DRI-Pellets enthalten sind, wie z.B. silizium- und aluminiumbasierte Gangarten bzw. zusätzlicher Schwefel. Jedoch wurden zwischenzeitlich auch organische Binder entwickelt, die sich positiv auf DR-Anlagen- und ES-Betrieb auswirken.

**Tabelle 3: Schlüsseldaten für den Prozess „CH<sub>4</sub>-DR“<sup>18</sup>**

Kriterium	2021	2030 Netz-/Grünstrom
TRL [-]	9	
Spez. Energiebedarf Erdgas [GJ <sub>Erdgas</sub> /t <sub>DRI</sub> ], [Hölling 2021]	9,9	9,7
Spez. Energiebedarf Strom [kWh <sub>el</sub> /t <sub>DRI</sub> ], [WiSaNo 2021]	Strom: 75 + 8 <sup>1</sup>	
Spez. Wasserbedarf [m <sup>3</sup> <sub>Wasser</sub> /t <sub>Rohstahl</sub> ] <sup>2</sup> , [Grattan 2020]	1,3	
Spez. CO <sub>2</sub> -Emissionen [kg <sub>CO2</sub> /t <sub>DRI</sub> ], eigene Berechnungen auf Basis von [Hölling 2017], [WiSaNo 2021], [FZJ, 2017], [UBA 2021], Heizwerte nach <a href="https://www.gammel.de/de/lexikon/Heizwert---Brennwert/4838">https://www.gammel.de/de/lexikon/Heizwert---Brennwert/4838</a>	CH <sub>4</sub> : 554 Strom: 30 EAF: 174 Summe: 759	CH <sub>4</sub> : 543 Strom: 26 / 0 EAF: 159 / 76 Summe: 728 / 619 <sup>2</sup>
Skalierung: DR-Anlagenoutput [Mt <sub>DRI</sub> /Jahr], [Midrex 2020]	0,4-2,8	
Betriebliche Dynamik	Hoch (modulierter Betrieb)	

<sup>1</sup>Die zweite Zahl repräsentiert Stromäquivalentbedarf für O<sub>2</sub>-Produktion.

<sup>2</sup>Angaben unterschieden in Netzstrom bzw. erneuerbaren Strom.

Die betrieblichen Daten sowie Energiebedarfe und damit CO<sub>2</sub>-Emissionen von CH<sub>4</sub>-DR-Anlagen können in Folge breit streuen. Die hier vorgestellten Daten beziehen sich auf typische DRI-grade Pellets mit einem Eisengehalt von z.B. >67%. Der Rest

<sup>18</sup> Die Angaben berufen sich vor allen Dingen auf die Quellen [FZJ 2017] und [WiSaNo 2021], sowie auf diesen Quellen basierenden eigenen Berechnungen zur Umrechnung auf rohstahlspezifische Daten.



besteht aus Sauerstoff, Gangarten und anderen Verunreinigungen (Staub, Feuchtigkeit), wobei im DR das  $O_2$  reduziert wird und Staub und Feuchtigkeit abgetrennt werden, während die Gangarten im ES als Schlacke anfallen.

Auf Grund der Ähnlichkeit des  $CH_4$ -DR-Verfahrens mit der Direktreduktion mit Hilfe von Wasserstoff ( $H_2$ -DR) wird dieses Verfahren als flexible Übergangstechnologie eingeordnet, da die Schachtöfen gleich und deren Hybridbetrieb ähnlich sein dürften. So hat Midrex bereits heute explizit eine graduelle Umstellung seiner Anlagentechnik aufzunehmende Wasserstoff-Anteile angekündigt [Midrex 2021]. Auch ein DR-Hybridbetrieb mit wechselnden Anteilen von  $H_2$  und  $CH_4$  in einer konstruktiv bzw. betrieblich weitgehend unveränderten Anlage, wie in [WiSaNo 2021] modelliert, erscheint perspektivisch machbar. Der praktische Nachweis dafür und insbesondere die Ermittlung der Betriebsparameter dafür stehen noch aus.

### 3.1.3 Direktreduktion mit Wasserstoff (H<sub>2</sub>-DR)

H<sub>2</sub>-basierte DR- unterscheiden sich von den Erdgas-DR-Anlagen im Wesentlichen durch die alleinige Nutzung von Wasserstoff als Reduktionmittel. Im Gegensatz zum Reaktionsverlauf im CH<sub>4</sub>-DR ist H<sub>2</sub>-DR zudem endotherm, d.h. zusätzliche Energie muss von außen zugeführt werden. Überdies befindet sich kein Kohlenstoff in den Eingangsstoffen, mit der Konsequenz, dass auch das produzierte H<sub>2</sub>-DRI nahezu kohlenstofffrei ist. Um neben der Abtrennung der Gangart im ES gleichzeitig auch den erforderlichen C-Anteil im Rohstahl zu erzielen, werden heute Schrott und H<sub>2</sub>-DRI dem ES gemeinsam zugegeben. Der Schrottanteil liegt im Allgemeinen bei ca. 20%. Der fehlende Kohlenstoffanteil muss dann durch dedizierte Zugabe feinkörniger Kohle im ES eingetragen werden, die neben der Funktion als Schaumbildner (= Schäumkohle) auch weitere Funktionen (z.B. Schutz der Ofenauskleidung) hat.

Nach [WiSaNo 2021, FZJ 2017] variiert der spezifische Wasserstoffeinsatz in einer H<sub>2</sub>-DR-Anlage in einer Bandbreite von 51-57,1 kg<sub>H<sub>2</sub></sub>/t<sub>DRI</sub>. Dieser Energieeinsatz ist jedoch nicht mit dem Energieeinsatz für die konventionelle Hochofenroute zu vergleichen, da DRI als Zwischenprodukt nachfolgend im ES noch zu Rohstahl zu erschmelzen ist.

Der eingesetzte grüne Wasserstoff wird über den Weg der Wasserelektrolyse hergestellt. Je nach Elektrolysewirkungsgrad von 64-83% ist ein Stromeinsatz von 2,9-2,3 MWh<sub>el</sub>/t<sub>DRI</sub> erforderlich. Dabei hängt der Elektrolysewirkungsgrad von der Auswahl des Elektrolyseverfahrens bzw. der thermischen Integration des Elektrolyseurs ab. Bei Verwendung betrieblich weniger flexibler Hochtemperaturelektrolyseure (SOEC) kann der Wirkungsgrad um bis zu 20% höher ausfallen [Sunfire 2021]. Um weiterhin lastmodulierbar betrieben werden zu können, schlägt daher Sunfire die Kombination von weitgehend starrer Hoch- (40% Leistung) und flexibler Niedertemperaturelektrolyse (60% Leistung) vor. Die hier verwendeten spezifischen Energiebedarfe repräsentieren allerdings nur theoretische Annahmen für einen stationären Nennauslegungsfall und müssen in der betrieblichen Praxis erst noch nachgewiesen werden.

Wie beim CH<sub>4</sub>-DR-Verfahren wird bei der Herstellung von H<sub>2</sub>-DRI in kaltes c-DRI und warmes h-DRI unterschieden. Im Fall von c-DRI wird der Eisenschwamm ohne Wärmerückgewinnung abgekühlt und danach mit hohem Energieeinsatz im elektrischen Schmelzaggregat (ES), also heute im elektrischen Lichtbogenofen (EAF), wieder auf ≥1.680°C geschmolzen. Für potenzielle grüne DRI-Importe wäre daher ein zusätzlicher Energieeinsatz von ca. 0,025 MWh/t<sub>DRI</sub> pro 100°C zu berücksichtigen. Damit beträgt die zum Wiedererschmelzen erforderliche sensible Wärme ca. 0,41 MWh/t für eine Erwärmung auf 1.680°C<sup>19</sup>, verglichen mit 1,9-2,3 MWh/t Energieeinsatz für die Reduktion. Daher wird heute im Allgemeinen ein integrierter DR/ES-Betrieb bevorzugt, in dem der Eisenschwamm dann heiß direkt in den nachfolgenden ES eingetragen wird.

Um den spezifischen Energieeinsatz in einer integrierten DR-/ES-Anlage weiter zu optimieren, wurde durch [Air Products 2021] zudem vorgeschlagen, den

---

<sup>19</sup> Bei Schrott-DRI-Mischungen ausschließlich bezogen auf den DRI-Anteil von z.B. 25%.

Eisenschwamm beim Übergang durch das sog. Oxy-Fuel-Combustion Verfahren auf Schmelztemperatur vorzuheizen. Dieses wird abhängig von DR-Verfahren mit Erdgas oder Wasserstoff als Brenngas betrieben. Noch konsequenter in der Integration ist thyssenkrupp, die DR- und ES-Anlage auch räumlich so eng koppeln wollen, dass der heiße Eisenschwamm durch Schwerkraft direkt in den ES fällt und dadurch die Energieverluste zwischen DR und ES minimiert werden.

H<sub>2</sub>-DR-Anlagen zeichnen sich außerdem durch verschiedene systemrelevante und komplexitätssteigernde Charakteristika aus. Zum einen unterscheiden sie sich von CH<sub>4</sub>-DR-Anlagen durch den fehlenden Kohlenstoff im produzierten Eisenschwamm, der als Zuschlag dann entsprechend im ES zugefügt werden muss ist. Zum anderen können H<sub>2</sub>-DR-Anlagen zeitlich dynamisch betrieben werden und sind damit tauglich für eine künftig der Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms angepasste Betriebsweise. Außerdem besteht die Möglichkeit, die einzelnen Prozessschritte (H<sub>2</sub>-DR-Anlage, ES und das Walzwerk) betrieblich zu trennen. Allerdings wird diese Flexibilität durch den zusätzlichen Energieeinsatz beim Wiedererschmelzen der H<sub>2</sub>-DRI-Pellets im ES erkauf.

Obwohl Midrex als namhafter Hersteller<sup>20</sup> davon ausgeht, dass sich CH<sub>4</sub>-DR-Anlagen ohne umfangreiche Modifikationen auf eine Zumischung von oder reinen Wasserstoffbetrieb umstellen lassen, sind großmaßstäblich bis heute keine H<sub>2</sub>-DR-Anlagen im Einsatz. Daher wird in dieser Studie von einem TRL = 7 in 2021 ausgegangen, der aber bereits 2024 durch entsprechende Entwicklungsmaßnahmen den Stand TRL = 9 erreicht haben dürfte<sup>21</sup>.

In Tabelle 4 wurden die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionsbeiträge des Schmelzaggregates mitberücksichtigt, um diese auf Rohstahl statt Eisenschwamm zu beziehen. Diese wurden mit einem Umrechnungsfaktor von 1,18 einbezogen, da pro t Rohstahl ca. 1,18 t<sub>DRI</sub> eingesetzt werden. Dabei wurde davon ausgegangen, dass das Schmelzaggregat mit reinem DRI, d.h. ohne Beigabe von Stahlschrott, betrieben wird. Entsprechend [WiSaNo 2021] können diese Zahlenwerte abhängig von einer konkreten Einbettung der H<sub>2</sub>-DR-Technologie in ein EE-basiertes Energieszenario und unter Berücksichtigung von Subsystemen wie Elektrolyse samt H<sub>2</sub>-Speicherung, Batteriespeicher und Stromnetz bzw. H<sub>2</sub>-Pipeline für die gewählten Zeitschritte deutlich variieren. Auch hat die Variation der verwendeten Eisenerzpellets (Größe, Art und Menge der Gangart, Eisengehalt) einen nachhaltigen Einfluss auf die Qualität des produzierten Eisenschwamms und auf den spezifischen Energiebedarf bei Reduktion und anschließendem Aufschmelzen (Schlackebildung). Einen Eindruck von der Variationsbreite vermittelt [Midrex 2021]. So sind die in Tabelle 4 verwendeten spezifischen Angaben nur als Anhaltswerte zu verstehen.

---

<sup>20</sup> Lt. [Midrex 2020] hielt Midrex in 2019 einen Anteil an den weltweit in Schachttöfen produzierten DRI-Mengen von ca. 80% bzw. ca. 61% der DRI-Mengen insgesamt.

<sup>21</sup> Siehe auch <https://germany.arcelormittal.com/icc/arcelor/broker.jsp%3FuMen%3D9d0f6fbb-a799-5199-f8b4-947d7b2f25d3%26uCon%3Defe407a1-7e2f-4171-5933-6eb4ba5c485d%26uTem%3Daaaaaaaa-aaaa-aaaa-000000000011> (Letzter Aufruf am 12.01.2022).

**Tabelle 4: Schlüsseldaten für den Prozess „H<sub>2</sub>-DR“**

Kriterium	2030 Netzstrom	2030 Grünstrom	2045/2050
TRL [-]	7		
Spez. Wasserstoffbedarf (stofflich) <sup>1</sup> [kg <sub>H<sub>2</sub></sub> /t <sub>DRI</sub> ], [Vogl 2018], [Hölling 2017], [FZJ 2017]	51-57,1 <sup>1</sup>		
Spez. Strombedarf Elektrolyse [MWh <sub>el</sub> /t <sub>DRI</sub> ], [Hölling 2017]	2,29-2,86	2,29-2,86	2,35
Spez. Strombedarf Hilfsenergie [MWh <sub>el</sub> /t <sub>DRI</sub> ], [Hölling 2017]	0,31 <sup>2</sup>		
C-Bedarf (Elektroden, Schäumkohle EAF) [kg <sub>C</sub> /t <sub>Rohstahl</sub> ], [WiSaNo 2021]	11 <sup>3</sup>		
Spez. Wasserbedarf [m <sup>3</sup> <sub>Wasser</sub> /t <sub>Rohstahl</sub> ] [Grattan 2020]	2,2		
Spez. CO <sub>2</sub> -Emissionen <sup>4</sup> [kg <sub>CO<sub>2</sub></sub> /t <sub>Rohstahl</sub> ], eigene Berechnungen auf Basis von [Hölling 2017], [WiSaNo 2021], [UBA 2021], Heizwerte nach <a href="https://www.gammel.de/de/lexikon/Heizwert---Brennwert/4838">https://www.gammel.de/de/lexikon/Heizwert---Brennwert/4838</a>	Strom: 799-976 EAF: 32 <b>Summe: 831-1.008</b>	Strom: 0 EAF: 32 <b>Summe: 32</b>	Strom: 0 EAF: 32 <b>Summe: 32</b>
Anlagenskalierung: Output DRI [Mt <sub>DRI</sub> /Jahr] <sup>5</sup>	0,4-2,8		
Betriebliche Dynamik	Hoch (modulierter Betrieb)		

<sup>1</sup> Ohne nähere Erläuterungen weist [EPRS 2021] darauf hin, dass abhängig von den Betriebsbedingungen auch bis zu 65-80 kg<sub>H<sub>2</sub></sub>/t<sub>Rohstahl</sub> eingesetzt werden müssen, Mittelwert 70 kg<sub>H<sub>2</sub></sub>/t<sub>Rohstahl</sub>.

<sup>2</sup> Setzt sich zusammen aus Strombedarf für die elektrische Vorwärmung (0,23 MWh<sub>el</sub>/t<sub>DRI</sub>) und für elektrische Hilfsenergien wie z.B. zum Betrieb von Gebläsen, Pumpen oder Förderbändern (0,08 MWh<sub>el</sub>/t<sub>DRI</sub>).

<sup>3</sup> Setzt sich zusammen aus dem Einsatz von Graphit für die EAF-Elektroden (2 kg<sub>C</sub>/t<sub>Rohstahl</sub>) sowie dem Einsatz von Schäumkohle im EAF (7 kg<sub>C</sub>/t<sub>Rohstahl</sub>), die zur Durchmischung des Bades beiträgt sowie den C-Gehalt des Eisenerzes erhöht. Der C-Einsatz wird dem C-Gehalt des eingesetzten DRI angepasst, ist also bei H<sub>2</sub>-DRI höher als bei CH<sub>4</sub>-DRI.

<sup>4</sup> Die Bandbreite ergibt sich aus dem Einsatz der Hochtemperatur- bzw. alkalischen Elektrolyse.

<sup>5</sup> Hypothetisch wird davon ausgegangen, dass H<sub>2</sub>-DR- wie CH<sub>4</sub>-DR-Anlagen skalieren können.

Aus Sicht einer Einführung von Wasserstoff als universellem, d.h. sektorübergreifendem Energieträger in der Energiewirtschaft, lassen sich mögliche Synergien einer breiten Einführung der DR-Technologie wie folgt darstellen:

- Die Verbindung der Tatsache, dass H<sub>2</sub>-DRI als das einzige umfassende technische Verfahren zur Substitution der Verwendung von Kohle zur Eisenerzreduktion eingeschätzt wird und der Einsicht, dass die Verwendung von Wasserstoff zur Eisenerzreduktion global die höchste spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion im Vergleich mit anderen großskaligen H<sub>2</sub>-Verwendungen bewirkt, hat zur Einordnung der H<sub>2</sub>-DRI-Technologie als „no regret“-Option geführt. Als Konsequenz wird einer frühen Einführung von Wasserstoff in der Stahlindustrie ein synergiestiftender früher Aufbau einer H<sub>2</sub>-Versorgungsinfrastruktur im großen Stil zugeschrieben [Agora & AFRY 2021]. Dieses betrifft sowohl die Notwendigkeit des EE-Kapazitätsausbaues, den Ausbau

dedizierter H<sub>2</sub>-Gastransportleitungen zu den deutschen Stahlstandorten<sup>22</sup>, als auch den Kapazitätsausbau grüner H<sub>2</sub>-Produktionskapazitäten, samt dem vorgelagerten Anlagenbau [Sunfire 2019]. Bestehende als auch neue Stahlstandorte könnten in Folge als Hubs zu einer weiteren breiten nun wirtschaftlicheren Anwendung von Wasserstoff in den anderen Sektoren auf Basis des Gasnetztransports/-verteilung führen [MW 2021].

- In einem künftig zunehmend EE-basierten Energieversorgungssystem wird die Paarung aus Elektrizität und Wasserstoff (samt Derivaten) eine zunehmende Bedeutung haben. Sie ergänzen sich als saubere und effiziente Energieträger in der Energieumwandlung (Elektrizität) bzw. dem Energietransport und der Energiespeicherung (Leistung: Elektrizität; Kapazität: Wasserstoff) sowie stofflicher Verwendung (Wasserstoff) über das Konzept von Power-to-X [Bünger et.al. 2017]. Eben diese Kombination von grünem Wasserstoff und erneuerbarem Strom wird auch in Zukunft in der Stahlindustrie dominieren: Strom zum effizienten und dynamischen Wärmeeintrag (H<sub>2</sub>-ES), Wasserstoff zum kombinierten Einsatz in der stofflichen Nutzung (Reduktion) und Wärmeeintrag (H<sub>2</sub>-DR) als auch zur saisonalen Energiespeicherung und regional übergeordnetem Transport (Gasnetz, H<sub>2</sub>-Importe). Dabei wird in der Primärstahlproduktion vornehmlich Wasserstoff verwendet, während die anteilmäßig wachsende Sekundärstahlproduktion hauptsächlich Strom zur Wiedererschmelzung einsetzt.
- Unter dem Stichwort "Regelenergie" kommt der neuen technisch bedingten Betriebsdynamik der DR- und ES-Anlagen eine besondere Bedeutung zu. Diese diente auch den Analysen der WiSaNo-Studie als wichtiger Optimierungsparameter zur Anpassung des hohen Energiebedarfes der Stahlindustrie an das zeitlich schwankende EE-Aufkommen [WiSaNo 2021]. Einerseits dienen große Batteriespeicher zum schnellen Hochfahren der Elektrolichtbogenöfen. Andererseits ermöglichen große Wasserstoffspeicher (z.B. Salzkavernen in Norddeutschland) der Vorhaltung großer grüner Wasserstoffmengen für die DR-Anlagen. Auch das DWV-Eckpunktepapier hat insbesondere den regelenergiespezifischen Aspekt des Supply Side Managements (SSM) hervorgehoben, mit dem ein Potenzial abschaltbarer Lasten zur systemischen und gleichzeitig wirtschaftlichen Optimierung ausgeschöpft werden kann [DWV 2021]. Dieses wird erst durch die Ablösung konventioneller Hochöfen und Substitution durch den Einsatz von CH<sub>4</sub>/H<sub>2</sub>-DRI-ES-Anlagen ermöglicht.
- Einerseits wird die deutsche Stahlindustrie bereits kurzfristig (d.h. bereits vor 2030) beträchtliche Mengen von (grünem) Wasserstoff nachfragen (siehe Kapitel 3.2.2). Andererseits verfügt Deutschland nicht über ausreichende erneuerbare Strompotenziale, um alle Energiesektoren wie vorhergesagt mit EE-Strom zu bedienen. Nach [Trinomics et al. 2019] beträgt das heimische technische H<sub>2</sub>-Produktionspotenzial ca. 243 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub>/a, das nicht einmal die

---

<sup>22</sup> Siehe auch GETH<sub>2</sub>-Initiative (<https://www.get-h2.de/partner/>).

untere Bandbreite einer für Deutschland prognostizierten Gesamtnachfrage von etwa 250-700 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub>/a (siehe Kapitel 2) bedienen könnte [ISI et al. 2019]. Ein Teil des grünen Wasserstoffes wird daher importiert werden müssen, wobei die Merit Order der Vor-Ort-Produktion und Importpfade noch nicht feststehen. Der Stahlindustrie dürfte daher die Rolle eines „Pfadfinders“ auch bei Erschließung der H<sub>2</sub>-Importpfade im großskaligen Maßstab zukommen, was wiederum ein Synergiepotenzial mit anderen Energiesektoren verspricht.

Die hier vorgestellte Liste möglicher Synergieaspekte einer breiten Nutzung von Wasserstoff in der Stahlindustrie ist nicht erschöpfend. Neben den eher globalen Aspekten besteht die Perspektive der Nutzung auch in lokalen Synergieeffekten. Darunter fällt z.B. die Koproduktion großer Mengen von Sauerstoff aus der Wasserelektrolyse (im Vergleich zur H<sub>2</sub>-Produktion: Ca. 8-fache Menge gravimetrisch und zweifache Menge volumetrisch) sowie von Niedertemperaturwärme beim Einsatz alkalischer (AEL) oder PEM-Elektrolyseure (PEMEL). Auch die Nutzung von Hochtemperaturabfall- bzw. Nebenproduktwärme (ca. 700-800°C) aus verbundenen Prozessen der Stahlherstellung beim Einsatz von HT-Elektrolyseuren (SOEC) hat durch die H<sub>2</sub>-spezifische Wirkungsgradsteigerung des Elektrolyseprozesses um bis zu 20%<sup>23</sup> eine kostendämpfende Systemwirkung.

#### 3.1.4 Elektrische Schmelzaggregate (ES)

In der Wertschöpfungskette der unterschiedlichen Rohstahlherstellungsverfahren spielen die elektrischen Aufschmelzverfahren (ES) und traditionell insbesondere der elektrische Lichtbogenofen (EAF – Electric Arc Furnace) für die Sekundärstahlroute bereits heute eine wichtige Rolle. Neben diesem in Deutschland heute vorherrschenden Verfahren (energiegünstig und universell einsetzbar) sind auch das Induktions- sowie das Plasmaverfahren bekannt. Im EAF wird heute häufig eine Mischung aus Recyclingschrott und Eisenschwamm (c-DRI und/oder h-DRI) erschmolzen (bei 1.560-1.680°C). Zur Abtrennung von unerwünschten Inhaltsstoffen und um qualitativ hochwertigen Rohstahl herzustellen, werden mit Hilfe von Zuschlagsstoffen auf die vom Markt nachgefragten Stahlprodukteigenschaften eingestellt. Eine weitere, bisher hauptsächlich in der Nicht-Eisen-Metallerschmelzung eingesetzte, Technologie ist der Submerged Arc Furnace (SAF), der derzeit für den Einsatz mit DR-Anlagen entwickelt wird.

Unabhängig von den möglichen Einsatzstoffen (Stahlschrott, CH<sub>4</sub>-DRI oder H<sub>2</sub>-DRI) ist die wichtigste Funktion eines EAF zunächst die Beseitigung letzter Sauerstoffgehalte und die Einstellung der gewünschten Rohstahlreinheit. Dazu wird durch Beigeben von Schäumkohle der verbliebene Sauerstoff zu CO und CO<sub>2</sub> reduziert und gleichzeitig das Bad intensiv durchmischt („Schäumen“). Der Kohlenstoffgehalt wird dabei zunächst auf nahe Null reduziert und durch gezielte nachfolgende Beigabe von Kohlenstoff auf den endgültigen Kohlenstoffgehalt von 2-2,5% eingestellt. Da dieser Kohlenstoff jedoch fest im Rohstahl gebunden wird, erhöht er nicht die prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Weitere CO<sub>2</sub>-Emissionen ergeben sich jedoch aus der

---

<sup>23</sup> 84% (SOEC) statt 64% (AEL) Systemwirkungsgrad (siehe <https://www.sunfire.de/en/hydrogen>).



Beigabe der Schäumkohle ( $7 \text{ kg}_{\text{Schäumkohle}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ ) und dem Grafitelektrodenabbrand ( $2 \text{ kg}_{\text{Graphit}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ ) [WiSaNo 2021]. Zum Vorheizen wird heute Erdgas eingesetzt (ca.  $60 \text{ kWh}_{\text{NG}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ ). Dieses wird langfristig entweder durch Wasserstoff oder ggfs. auch Elektrizität zu ersetzen sein.

Die  $\text{CO}_2$ -Emissionsbilanzen eines EAFs sind bei Einsatz von  $\text{CH}_4$ -DRI (C-Gehalt ca. 2,3% [Hölling 2017]) und  $\text{H}_2$ -DRI (C-frei) unterschiedlich zu bewerten. Bei gleicher Schäumkohlezugabe und gleichem Graphitabbrand im EAF wird hier davon ausgegangen, dass der im  $\text{CH}_4$ -DRI enthaltene Kohlenstoff im EAF als  $\text{CO}_2$  entweicht, was zusätzliche (und auch langfristig unvermeidbare) Emissionen von ca.  $49 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$  aus einem Einsatz von ca.  $14 \text{ kg}_{\text{Kohlenstoff}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$  entspricht.

Eine typische Energiebilanz des Elektrolichtbogenverfahrens ist in [FZJ, 2017] dargestellt. Danach bedarf es eines Energieeinsatzes von zusammen ca.  $3,34 \text{ GJ}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$  (Elektrizität, Erdgas und Kohle für die Elektroden als Zuschlagsstoff), was auf Basis des Strommixes von 2012 zu spezifischen  $\text{CO}_2$ -Emissionen von in Summe  $508 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$  führt. Diese reduzieren sich mit der Zeit entsprechend den Emissionsfaktoren für den deutschen Strommix von  $595 \text{ g}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}_{\text{el}}$  (2012) und  $366 \text{ g}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}_{\text{el}}$  (2020) [UBA 2021], sowie ca.  $309 \text{ g}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}_{\text{el}}$  (2030, Kohleausstieg, 65% EE) [Aurora 2018] und  $0 \text{ g}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}_{\text{el}}$  (THG-Neutralität bis 2045/2050).

Daraus errechnet sich der EAF-Beitrag der  $\text{CO}_2$ -Emissionen aus der Rohstahlherstellung auf ca.  $277 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$  (2021, mit Daten von 2020),  $248 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$  (2030-Netzstrom) und  $90 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$  (2030-Grünstrom) bzw.  $76 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$  (2045/2050). Bei Berechnung eines spezifischen EAF-Energiebedarfes ist für integrierte Stahlwerke, d.h. bei einem Einsatz von h-DRI, ein entsprechender Energiebedarf von  $0,16\text{-}0,4 \text{ MWh}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$  abzuziehen, wodurch sich die  $\text{CO}_2$ -Emissionen weiter reduzieren lassen. Diese Emissionsreduktion hängt dann anlagenspezifisch von dem jeweiligen DRI-zu-Schrott-Verhältnis ab. Für die hier verwendeten Daten wurde ein 100-prozentiger Einsatz von DRI angenommen, was jedoch auf reale Anlagen heute nicht zutrifft, in denen ca. 80% Schrott und nur ca. 20% DRI zum Einsatz kommen.

Der Zweck des DRI-Einsatzes heute ist dabei eine Verbesserung der Rohstahlqualität, da die heutigen Technologien zur Schrottaufbereitung nicht alle kritischen Verunreinigungen wie z.B. Kupfer abtrennen<sup>24</sup>. Mit der Substitution der deutschen Hochöfen dürfte sich das DRI-/Schrott-Verhältnis in den EAF- bzw. ES-Anlagen dann künftig deutlich erhöhen. Passend zur Dynamik der DR-Anlagen lassen sich auch ES als Konsequenz ihrer batchorientierten Betriebsweise [WiSaNo 2021] dynamisch und daher flexibel betreiben. Ein erster elektrischer Lichtbogenofen wurde bereits in 1899 realisiert, der breite Einsatz begann jedoch erst vor ca. 40 Jahren [Zawischa 2011]. Das EAF-Verfahren wurde daher mit  $\text{TRL} = 9$  für alle Zeitschritte eingestuft.

In Erwartung der breiten Einführung der DR-Technologie weltweit entwickelt thyssenkrupp Steel derzeit ein neues ES-Verfahren auf Basis der sog. Submerged Arc

---

<sup>24</sup> Es lagen uns keine Informationen vor, ob bzw. zu welchen Kosten künftig aufwändigere Schrottaufbereitungstechnologien (z.B. auch manuelle Sortierung) entwickelt werden können, die dann zu einer einfacheren ES-Prozessführung beitragen.

Furnace (SAF)-Technologie<sup>25</sup>. Dieses wird heute vor allen Dingen für die Erschmelzung von Nicht-Eisen-Metallen (z.B. Zink, Blei, Kupfer oder Nickel) eingesetzt [Friedrich 2018]. Die Besonderheit des SAF ist die Verlagerung des Widerstandes des elektrischen Lichtbogens von über dem flüssigen Metallbad im EAF unter die Flüssigkeitsoberfläche im SAF. Vorteil dieser Konstruktion ist die Trennung des Metallbades von der Umgebungsluft durch Eintauchen der Graphitelektroden in das Metallbad und damit die Vermeidung der Rückoxidation erschmolzenen Eisens zu FeO im EAF, das dort durch die Schlacke ausgetragen wird. Durch den eher reduzierenden Betrieb des SAF wird der spezifische Eisenertrag im Vergleich zum EAF zugunsten der Gesamtprozesseffizienz erhöht.

Wenn dann der DR-Schachtofen zusätzlich räumlich über dem SAF errichtet wird (→ Integration), kann der Eisenschwammeinsatz in den SAF nach dem Schwerkraftprinzip direkt von oben, d.h. ohne Transportaufwände oder Wärmeverluste, erfolgen. Die Qualität des so produzierten Rohstahls ist dabei allerdings auch abhängig von der Qualität der eingesetzten Eisenerzpellets. Es wird dabei davon ausgegangen, dass sich ein SAF bezüglich der Pellet-Qualität eher flexibel verhält (z.B. auch Hochofenpellets), da er größere Mengen von Schlacke verarbeiten kann. Der durch die Verwendung von Wasserstoff als Reduktionsmittel fehlende Kohlenstoff muss im Schmelzer zu einem Teil durch den Einsatz von Stahlschrott oder durch separate Zugabe von Kohlenstoff erfolgen. Außerdem kann er für hohe Durchsätze konzipiert werden. Die größten heute im Einsatz befindlichen SAF sind auf einen Durchsatz von 100 t<sub>Metall</sub>/h ausgelegt, was etwa 1 Mt<sub>Metall</sub>/a entspricht. Prozessdetails sind noch nicht veröffentlicht.

Auch Tenova hat einen H<sub>2</sub>-basierten Direktreduktionsprozess (HyL-Verfahren) in Kombination mit einem OSBF-Schmelzverfahren (Open Slag Bath Furnace) und einem nachfolgenden BOF (Blast Oxygen Furnace) entwickelt und analysiert [Tenova 2022]. Das Unternehmen sieht in dieser Technologiekombination jedoch ebenfalls nur eine Zwischenlösung bis 2050, da in Ermangelung von Kohlenstoff im Einsatzgas der erforderliche C-Gehalt im Rohstahl nicht zu erreichen ist und damit die CO<sub>2</sub>-Emissionen sich nicht auf ein Minimum reduzieren lassen. In jedem Fall handelt es sich jedoch um ein kostengünstiges integriertes Rohstahlproduktionsverfahren.

EAF und SAF werden künftig voraussichtlich parallel eingesetzt, je nachdem welche Weiterverarbeitung zu welchem Stahlprodukt erzielt werden soll. Es ist geplant, eine erste SAF-Laboranlage in 2024 in Duisburg in Betrieb zu nehmen und diese dann zur Optimierung für die in 2025 zu errichtende große integrierte DR-ES-Anlage mit 1 Mt<sub>Rohstahl</sub>/a einzusetzen. Noch vor 2030 soll dann ein zweiter integrierter Schachtofen mit 2 Mt<sub>Rohstahl</sub>/a in Betrieb genommen werden. Beide Anlagen sollen mit variierenden Mengen an Erdgas und Wasserstoff betrieben werden.

---

<sup>25</sup> Siehe z.B. Pressemitteilung thyssenkrupp Steel vom 17.03.2021: <https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/newsroom/pressemitteilungen/studie-von-rwth-wissenschaftlern-unterstuetzt-das-konzept-von-thyssenkrupp-fuer-klimaneutralitaet.html> (letzter Aufruf am 19.01.2022).

**Tabelle 5: Schlüsseldaten für den Prozess „ES“ (Basis: EAF)**

Kriterium	2021	2030	2045/2050
TRL [-]	9		
Spez. Energiebedarf Strom für c-DRI <sup>1</sup> [MWh <sub>Strom</sub> /t <sub>Rohstahl</sub> ], [Grattan 2020], [WiSaNo 2021], [FZJ 2017], [Grattan 2020], [futurecamp 2021]	0,43-0,45-0,51-0,75		
Strombedarf für Aufheizen von c-DRI zu h-DRI (100% DRI) [MWh <sub>el</sub> /t <sub>DRI</sub> ], [futurecamp 2021], eigene Berech- nung <sup>2</sup>	0,16-0,19-0,25 <sup>2</sup>		
Spez. Energiebedarf Methangas <sup>3</sup> [MWh <sub>Erd-/Biogas</sub> /t <sub>flüssiger Rohstahl</sub> ] [WiSaNo 2021], [FZJ 2017]	0,06-0,22		
Spez. Energiebedarf Kohle <sup>4</sup> [GWh <sub>Kohle</sub> /t <sub>flüssiger Rohstahl</sub> ], [FZJ 2017]	0,13		
Spez. Wasserbedarf [m <sup>3</sup> <sub>Wasser</sub> /t <sub>DRI</sub> ], [Grattan 2020]	1,6		
Spez. CO <sub>2</sub> -Emissionen <sup>5</sup> [kg <sub>CO2</sub> /t <sub>Rohstahl</sub> ], eigene Berechnungen auf Basis von [Hölling 2017], [WiSaNo 2021], [FZJ 2017] und [UBA 2021]	Strom: 188 Erdgas: 14 C-stofflich: 76 <b>Summe: 277</b>	Strom: 159 / 0 Erdgas: 14 C-stofflich: 76 <b>Summe: 248 / 90</b>	Strom: 0 Biogas: 0 C-stofflich: 76 <b>Summe: 76</b>
Kapazität EAF [t <sub>Rohstahl</sub> /Ofen], [Za- wischa 2011]	1-300		
Betriebliche Dynamik	In Chargen, dadurch hohe betriebliche Dynamik, An- und Abschalten nach Bedarf möglich		

<sup>1</sup> Der wesentliche Beitrag stammt aus der Aufheizung des kalten Eintrags von 0,025 MWh<sub>th</sub>/100°C (sensible Wärme) \* (1.640°C -20°C)/100°C = 0,405 MWh<sub>th</sub> (Annahme verlustfreie Umsetzung von Strom in Wärme: 1 MWh<sub>el</sub> = 1 MWh<sub>th</sub>). Die Bandbreite ist hoch, wobei unklar ist, ob die obere Bandbreite die Aufheizung von c-DRI zu h-DRI doppelt in Ansatz bringt.

<sup>2</sup> [Grattan 2020] gibt für den Unterschied des zusätzlichen elektrischen Energiebedarfs bei Einsatz von c-DRI statt h-DRI eine Differenz von 0,52-0,43 = 0,09 MWh/t<sub>Rohstahl</sub> an, was darauf schließen lässt, dass diese Studie von einem realen EAF mit einem DRI-Anteil von ca. 25% ausgegangen ist, sodass 3/4 des Einsatzes als Schrott von Umgebungstemperatur auf 1.680°C aufzuheizen sind.

<sup>3</sup> Annahme, dass für das Anfahren ab 2030 Erdgas durch Biogas substituiert wird, alternativ auch Wasserstoff. Die aus dem Abbrand der Graphitelektroden entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen werden sich auch langfristig nicht vermeiden lassen.

<sup>4</sup> Für den Einsatz von CH<sub>4</sub>-DRI wird der Kohleeintrag mit zunehmendem DRI-Anteil geringer werden. Kohlenstofffreies H<sub>2</sub>-DRI wird jedoch auch weiterhin einen zusätzlichen Kohlenstoffeintrag erfordern. Die genauen Zusammenhänge können hier nicht dargestellt werden.

<sup>5</sup> Für 2030 wird nach Netz- und Grünstrom unterschieden. In 2045/50 wird Erdgas durch Biogas ersetzt. Im Prinzip kann das Anwärmen aber auch durch Einsatz von Wasserstoff oder Strom erfolgen.

Im Zusammenhang mit einem künftig vermehrten Einsatz von Eisenschwamm im EAF oder SAF mit einer sukzessiven Ablösung der Hochofen- durch die DR-Route ist insbesondere dessen Qualität, d.h. unerwünschte Fremdstoffe, zu berücksichtigen. Aber auch eingesetzter Schrott kann je nach Quelle noch Gangarten enthalten. Die Güte der Eisenerzpellets schleift sich also bis in den Schmelzprozess durch. Einen

Eindruck der Bandbreite von Einflussparametern und betrieblichen Konsequenzen vermittelt [Kirschen, 2011], die ein Modell zur Beschreibung von Energiebedarf und CO<sub>2</sub>-Emissionen auf Basis der Einsichten aus einer Vielzahl realer Anlagen entwickelt haben. Zusammengefasst sind die Annahmen zum spezifischen Energiebedarf und damit den relevanten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Tabelle 5 als „typisch“ zu verstehen, können aber entsprechend der oben genannten Einflüsse variieren. Trotz möglicher Effizienzsteigerungen wurde der spezifische Energiebedarf über die betrachteten Zeiträume als konstant angenommen.

Typische Lichtbogenöfen haben heute eine Gesamtkapazität (Gefäßinhalt) von zwischen 1 t<sub>Rohstahl</sub> (kleine Gießereien) bis zu 300 t<sub>Rohstahl</sub> in großen integrierten Stahlwerken [Zawischa 2011].

### 3.1.5 Import von DRI / Eisenschwamm

Der internationale Handel von DRI ist Stand der Technik. Derzeit werden ca. 20% der gesamt jährlichen DRI-Produktion, d.h. rund 20 Mt/a, international gehandelt, wovon rund 6% per Schiff transportiert werden (als c-DRI). 60% des gesamten gehandelten DRI ist in Form von c-DRI und 40% in Form von HBI [Midrex 2020]. In 2019 wurden nach [BGR 2020] lediglich ca. 20 t Eisenschwamm nach Deutschland importiert, nach 4 t in 2018. Diese Lieferungen stammten aus Japan und Frankreich.

Der größte Teil der deutschen Wertschöpfung aus der Eisen- und Stahlindustrie wird eher in der Weiterverarbeitung und Veredlung von Roheisen generiert, denn in der Produktion von Roheisen/DRI. Vor allen Dingen die Kontrolle über die der Roheisenherstellung folgenden Stufen entscheidet über die Qualität, der den weiterverarbeitenden Schritten zur Verfügung stehenden Einsatzstoffe, inhaltlich (Materialqualität) und zeitlich (Verfügbarkeit). In der Reihenfolge der Bedeutung der deutschen Wertschöpfung im Bereich Eisen&Stahl steht also die Veredlung an erster Stelle, danach folgt die Rohstahlherstellung und die Roheisenherstellung kommt zum Schluss.

Als weitere Herausforderungen für die spätere Einsatzpraxis von DRI-Importen verbleiben:

- Der Kontrollverlust über die sich ändernde Qualität bzw. Verfügbarkeit von Eisenerzpellets, mit denen die DR-Anlagen beschickt werden,
- die Kosten für die Weiterverarbeitung des Eisenschwamms zu HBI (= hot briquetted iron) für einen sicheren (= explosionsfreien) DRI-Transport bzw.
- die Weiterverarbeitung des DRIs unterschiedlicher Zusammensetzung aus unterschiedlichen Reduktionsgasgemischen im nachfolgenden ES [MIDREX 2021].

Die in vorherigen Kapiteln genannten Synergiepotenziale für den Einsatz von Wasserstoff in der Stahlindustrie dürften selbst dann noch relevant sein, sollte künftig ein nennenswerter Anteil von H<sub>2</sub>-DRI nach Deutschland importiert werden. Der Grund dafür besteht in der durch den Wegfall der Hochofenprozessabwärme bei hoher Temperatur entstehenden energetischen H<sub>2</sub>-Nachfrage für begleitende wärmeintensive

Prozesse der Stahlherstellung oder verbundener Prozesse (z.B. dezentrale Stromgestehung).

Folgende Aussagen können in Bezug auf Kosten der Importe von H<sub>2</sub>-DRI getroffen werden:

- Im Kontext der H<sub>2</sub>-DRI Route gibt es in der Literatur bisher keine relevanten Betrachtungen zu (den Kosten von) Importen von H<sub>2</sub>-reduzierten Eisenerzen und den Vor- und Nachteilen von Import vs. der Produktion in Deutschland.
- Grundsätzlich ist Eisenschwamm aber bereits heute in einigen Weltregionen ein Exportgut und Transportkosten für Importe und deren Anteil an den resultierende Stahlgesamtkosten sind prinzipiell als vernachlässigbar anzusehen.

### **3.2 Erwarteter Wasserstoffbedarf der Stahlindustrie**

Die erwartete Entwicklung des Stahlmarktes ist ausschlaggebend für den potenziellen Wasserstoffbedarf der Stahlerzeugung in Deutschland. Daher werden im ersten Schritt verschiedene Szenarien aus der Literatur zur gesamten Rohstahlproduktion in Deutschland sowie die Aufteilung zwischen den verschiedenen Technologiepfaden zusammengetragen. Darauf aufbauend werden anschließend die Trends für den deutschen Stahlmarkt abgeleitet. Die resultierenden H<sub>2</sub>-Bedarfe werden schließlich ins Verhältnis gesetzt zu den Bandbreiten aus der Literatur.

#### **3.2.1 Szenarien zur Umstellung der Stahlerzeugung in Deutschland**

Je nach gewähltem Szenario der analysierten Studien schwankt die deutsche Rohstahlproduktion in den Zeithorizonten 2030 und 2045/2050. Abbildung 16 zeigt die Auswertung historischer Datenreihen sowie Vorhersagen für die weitere Entwicklung, die in Bandbreiten dargestellt sind.

Die Interpretation von Abbildung 16 lässt für die historische Entwicklung folgende Schlüsse zu: Mit geringen Schwankungen wuchs die deutsche Rohstahlproduktion von 1994 bis 2007 von ca. 39,5 Mt/a auf ca. 48,5 Mt/a an, um durch die Wirtschaftskrise ab 2008 betroffen auf ein Niveau von zunächst ca. 42 Mt/a (bis 2017) und dann weiter auf ca. 40 Mt/a zu fallen. Die gesunkene Nachfrage im Laufe der Corona-Pandemie verursachte sogar einen kurzfristigen Einbruch auf ca. 35 Mt/a im Jahr 2020. Bereits 2021 hat sich das Produktionsniveau aber wieder auf ca. 41,3 Mt<sub>Rohstahl</sub>/a erholt. Die Auswahl der Studien geht davon aus, dass das Rohstahlproduktionsniveau entweder auf dem Niveau von 2019 von knapp 40 Mt/a [Prognos et al. 2021b] bzw. auch 42 Mt/a [ewi 2021] bis 2045/2050 stagniert oder auch geringfügig linear bis auf knapp 45 Mt/a [Prognos et al. 2020b] zunehmen wird.

Abbildung 17 bis Abbildung 20 zeigen die Bandbreiten im Hinblick auf die Produktionsevolution aufgeteilt in Primär- und Sekundärstahlroute bzw. innerhalb der Primärstahlroute nach den Beiträgen der einzelnen Produktionstechnologien.

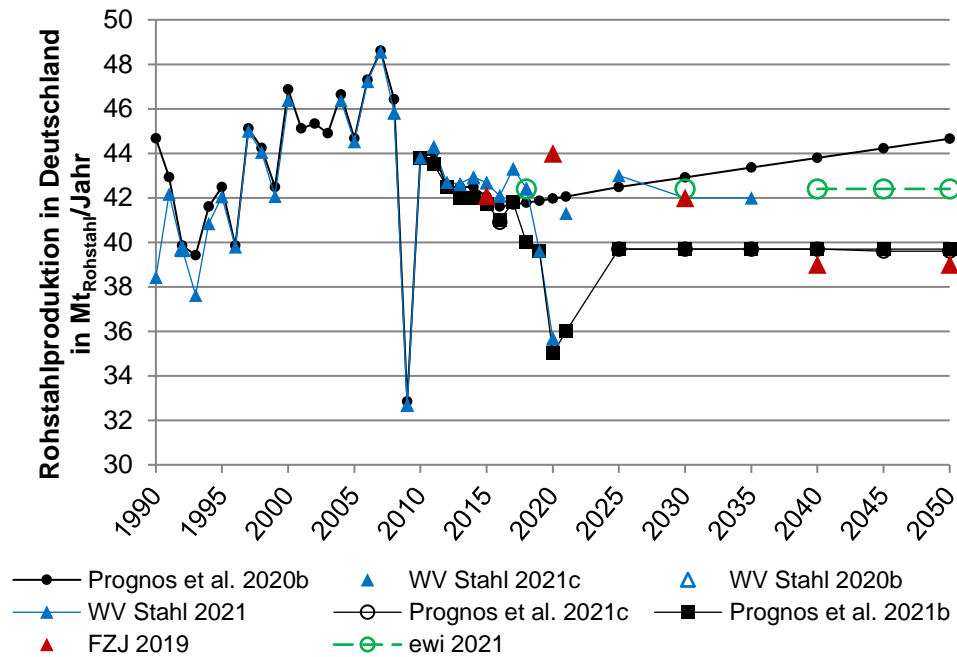


Abbildung 16: Rohstahlproduktion Deutschland (historische Entwicklung und Ausblick)

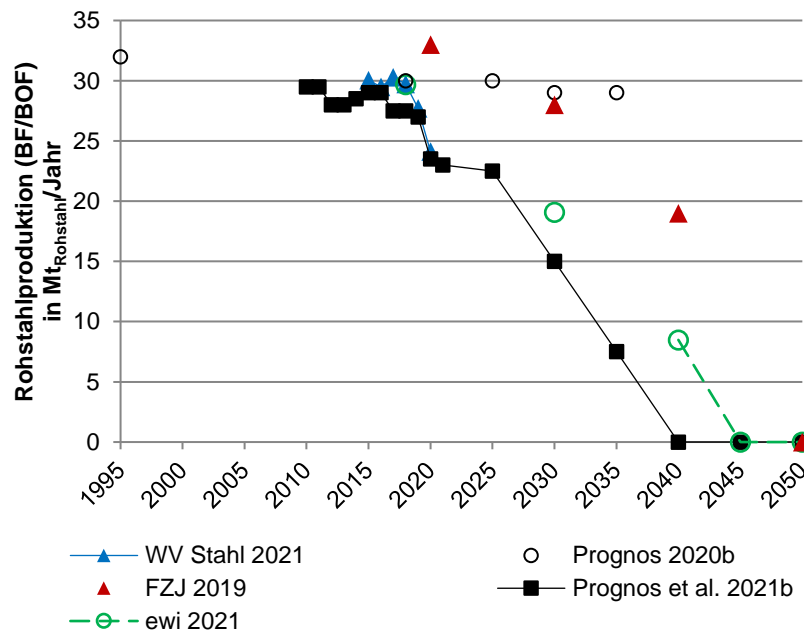
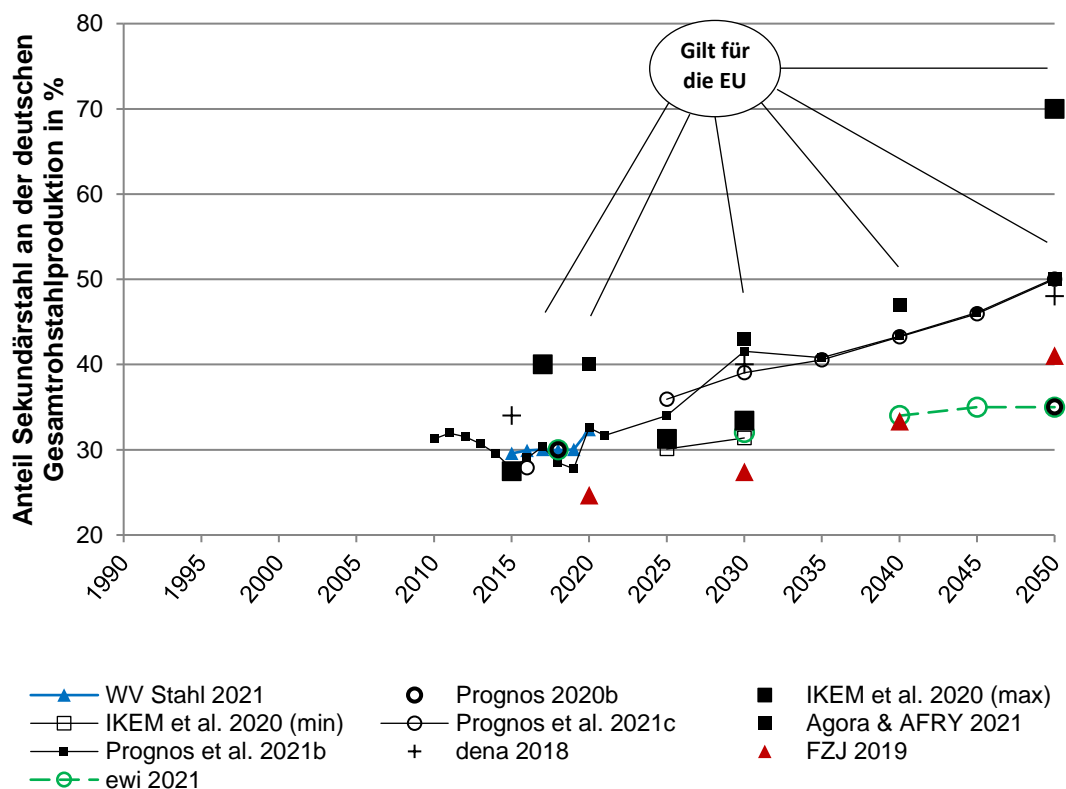


Abbildung 17: Beitrag konventioneller Hochöfen zur Rohstahlproduktion Deutschland 1995 – 2050

Auffällig ist dabei die hohe Substitutionsrate deutscher Hochöfen (mit O<sub>2</sub>-Aufblaskonverter (BOF)) bis zur vollständigen Abschaltung des gesamten deutschen BF-



Anlagenparks in 2045/2050 [ewi 2021] oder sogar in 2040 [Prognos et al. 2021b]. Es fällt aber auch auf, dass die Hochofen-Ausstiegsszenarien mit abnehmendem Alter der Studien ambitionierter werden. So ging die umfangreiche Energiesimulationsstudie von [FZJ 2019] wegen der zum Zeitpunkt der Studiererstellung weniger ambitionierten CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionsziele von -80% bis 2050 noch für 2040 von einem Restbestand an Hochöfen mit einer Produktionsmenge von ca. 19 Mt/a aus.

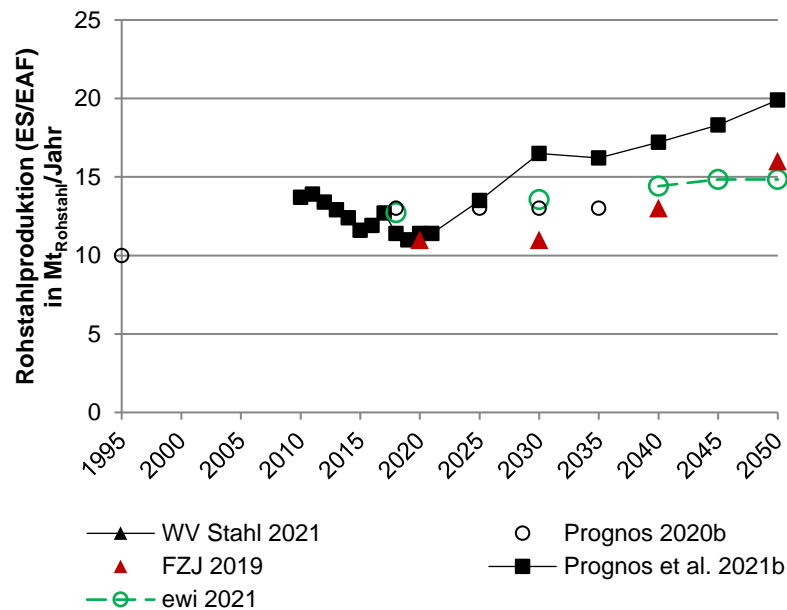


**Abbildung 18: Sekundärstahlanteil an deutscher/europäischer Rohstahlproduktion 2010 – 2050**

Während sich der Schrottanteil an der deutschen Rohstahlproduktion zwischen 2010 und heute mit ca. 30% kaum verändert hat, wird für die Zukunft von einer mehr oder weniger deutlichen Zunahme des Sekundärstahlanteils mit Bandbreite von 35% [ewi 2021] bis 50% [Prognos et al. 2021b] ausgegangen. Diese Bandbreite spiegelt die unterschiedlichen Einschätzungen über den möglichen Beitrag von Recyclingstahl auf Basis von Schrotteinsatz und seine möglichen Auswirkungen auf die Rohstahlqualität wider.

Bemerkenswert ist dabei, dass die Bedeutung von Schrott, d.h. der Sekundärstahlroute in Europa, bereits in der Vergangenheit mit 40% Anteil höher war als in Deutschland. In einer Studie von [Material Economics 2019] wird das europäische Potenzial für Sekundärstahl sogar auf ca. 70% beziffert, andere Studien gehen von

ca. 50% aus [Agora & AFRY 2021]. Auch die Europäische Kommission zeigt Ambitionen zur Steigerung der Kreislaufwirtschaft. Für 2050 sieht die Europäische Kommission vor, dass die verfügbaren Mengen von Recyclingschrott und Bedarf an Rohstahl etwa gleich groß sein werden und impliziert damit indirekt, dass langfristig nur noch ein sehr geringer Primärstahlbeitrag in Europa benötigt wird [EC 2021].



**Abbildung 19: Sekundärstahlproduktion aus Schrotteinsatz im ES in Deutschland 1995 – 2050 (ausschließlich EAF bis 2025)**

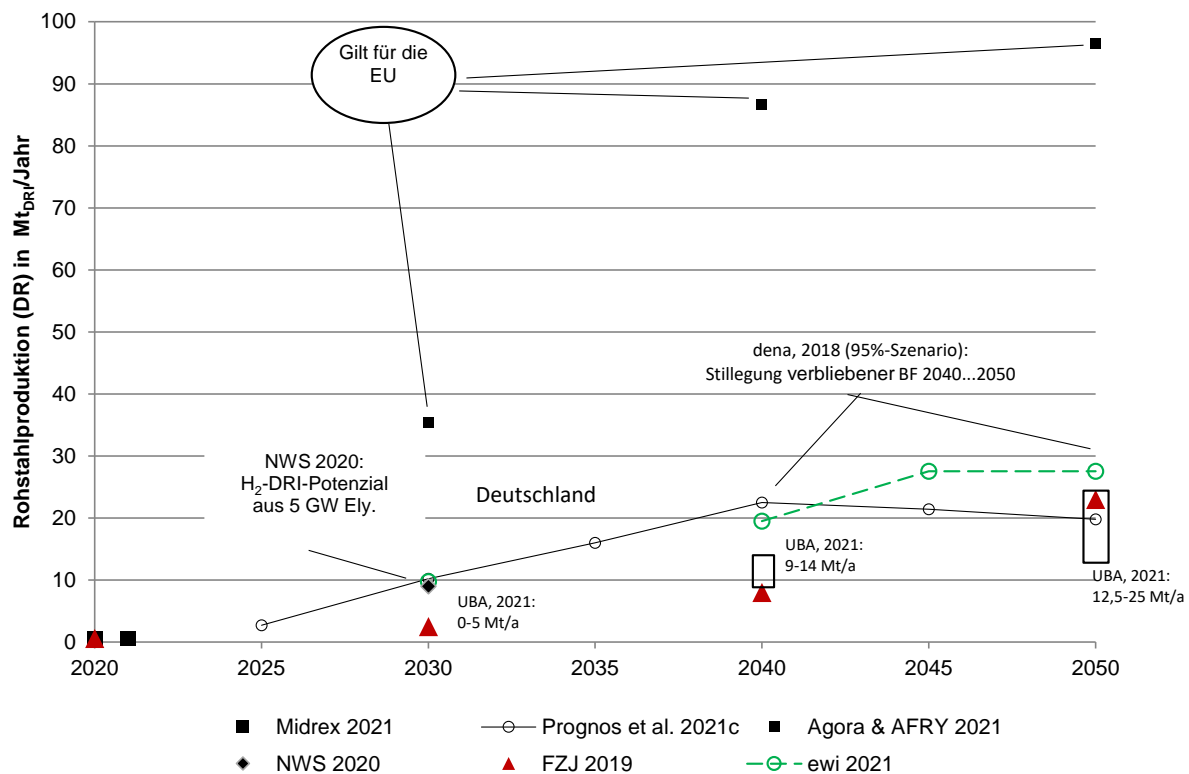
Entsprechend der signifikanten und raschen Herunterskalierung der konventionellen Hochöfen, muss bei gleichzeitig nur geringer Abnahme des Primärstahlanteils der Beitrag der DR-Anlagen auch kurzfristig deutlich zunehmen. Diese Annahmen spiegeln sich in der Bandbreite des Hochlaufs der Rohstahlproduktion via der DR-Route in Abbildung 20 wider. Danach sollen nach [Prognos et al. 2021] bereits in 2025 DR-Anlagen mit einer Kapazität von 2,7 Mt Rohstahl in Betrieb sein. Dieses können sowohl CH<sub>4</sub>-DR- als auch H<sub>2</sub>-DR-Anlagen sein, für beide Anlagentypen wurden von der deutschen Stahlindustrie Absichtserklärungen abgegeben.

Sowohl die untere als auch die obere Bandbreite der Rohstahlproduktion zeigen dann einen linearen Verlauf bis 2040, der danach in der oberen Bandbreite bis 2050 abflacht – wegen der Zunahme beim Sekundärstahl sogar wieder etwas rückläufig sein kann bei ca. 20-22 Mt/a. Hier treffen sich dann nach Abschalten der letzten Hochöfen auch in den weniger ambitionierten Umbauszenarien wieder untere und obere Bandbreite. Die aktuelle Studie von [ewi 2021] zeigt wegen der etwas weniger ambitionierten Annahme beim Sekundärstahl einen entsprechend höheren H<sub>2</sub>-DRI-Primärstahlanteil von ca. 28 Mt/a im Endausbauzustand auf.

Da in den Studien nicht explizit zwischen CH<sub>4</sub>- und H<sub>2</sub>-DRI unterschieden wird, wird erst die zeitliche Entwicklung mit verschiedenen technischen und politischen

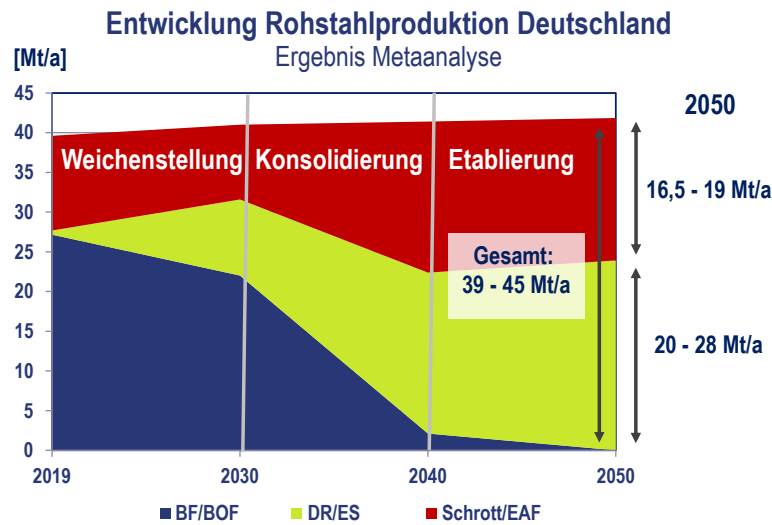
Optionen bzw. Notwendigkeiten und deren Umsetzung zeigen, welche Anteile sich in Realität einstellen. Bestimmende Faktoren sind die Umsetzbarkeit bzw. die erzielbare Wirtschaftlichkeit des DR-Hybridanlagenbetriebs mit variablen Anteilen von  $\text{CH}_4$  und  $\text{H}_2$  sowie die Entwicklung der möglicherweise noch strikter werdenden THG-Emissionsbeschränkungen. Die schnelle Verfügbarkeit von DR-Hybridanlagen sowie eine über längere Zeit in ihren Anforderungen konstante Klimapolitik dürften den kurzfristigen Einsatz von  $\text{CH}_4$ -DRI begünstigen. Die aktuellste Studie von [ewi 2021], die den Einsatz der  $\text{CH}_4$ -DR- zugunsten der  $\text{H}_2$ -DR-Technologie überspringt, belegt, dass aber nicht alle Akteure gleichermaßen von einer solchen Entwicklung überzeugt sind.

Auf europäischer Ebene verläuft die Hochskalierung nach [Agora & AFRY 2021] nach 2040 ebenfalls nicht linear, was insbesondere auch dem hohen Sekundärstahlanteil zuzuschreiben ist, der dann noch einmal stark zunehmen wird.



**Abbildung 20:  $\text{CH}_4$ - bzw.  $\text{H}_2$ -DR-Beitrag zur deutschen/europäischen Rohstahlproduktion**

Abbildung 21 fasst die skizzierte Weiterentwicklung der deutschen Rohstahlproduktion unter Berücksichtigung des Verhältnisses von Primär- zu Sekundärstahl und der unterschiedlichen Beiträge von konventionellem Hochofen und  $\text{CH}_4$ - bzw.  $\text{H}_2$ -DR zusammen.



Diskontinuierlich verlaufende Aufteilung in DR/ES zu Schrott/EAF resultiert aus Bandbreiten der Studien mit unterschiedlichen Annahmen zu verschiedenen Zeitpunkten.

**Abbildung 21: Mögliche strukturelle Entwicklung der deutschen Rohstahlproduktion bis 2050 – Zusammenfassung**

Auf Basis der unterlegten Studien und unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Bandbreiten und sowie möglicher beobachteter Trends lässt sich die weitere mögliche Entwicklung des deutschen Stahlmarktes in folgende Phasen unterteilen:

- Weichenstellung** (heute bis 2030): In dieser bereits begonnenen “kritischen” Phase werden die Weichen für die technologische Weiterentwicklung der DR- und damit verbundenen Verfahren zur Rohstahlproduktion (CH<sub>4</sub>-/H<sub>2</sub>-Hybridbetrieb, EAF, SAF, etc.) der deutschen Stahlproduktion im globalen Kontext gestellt. Je zügiger die Entscheidungen zugunsten der Einführung CO<sub>2</sub>-freier Verfahren zur Rohstahlproduktion getroffen und umgesetzt werden, desto größer wird das deutsche Wertschöpfungspotenzial durch eine Rohstahlproduktion oder durch Verkauf der Anlagentechnik ins Ausland ausfallen. Die ersten konventionellen Hochöfen werden abgeschaltet und die DR-Technologie wird etabliert, zunächst auch mit Einsatz von Erdgas. Die Herstellung von Primärstahl via DR und die mengenmäßige Weiterentwicklung von Sekundärstahl stehen im Wettbewerb zueinander.
- Konsolidierung** (2030 bis 2040): In dieser Phase erfolgt ein signifikanter Rückbau der konventionellen Hochöfen sowie ein ebenso signifikanter Zubau neuer DR-Primärstahl- und Recyclingschrott-basierter Sekundärstahlkapazitäten. Die Beiträge von Primär- und Sekundärstahl hängen dabei von Entscheidungen oder Entwicklungen in der ersten Phase ab. Das betrifft auch den Wettbewerb um sinnvolle Produktionsstandorte. Zusätzlich dürfte sich durch die Entwicklungen der H<sub>2</sub>-Produktion im Ausland und der dazugehörigen Importinfrastrukturen einerseits sowie die industriepolitische Diskussion andererseits herausstellen, ob und in welchem Umfang bzw. von welchen

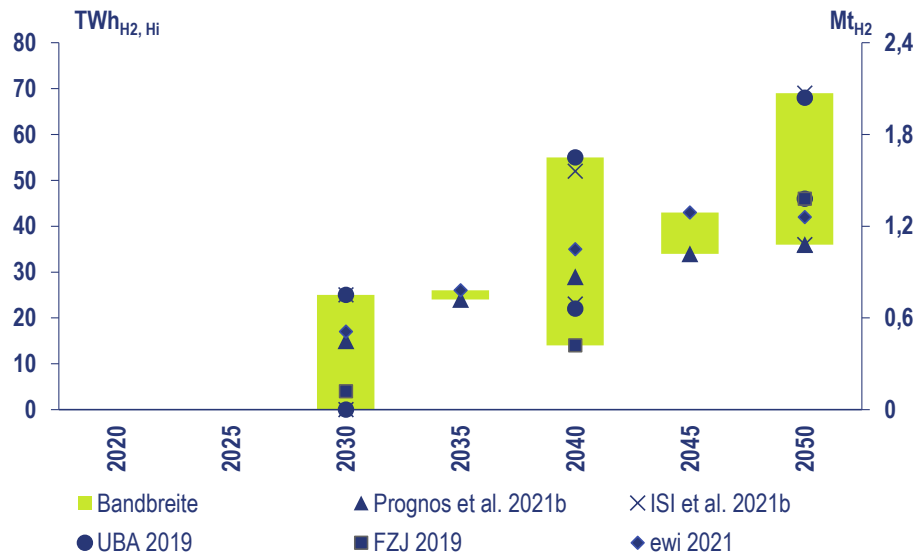
Produktionsstandorten auch DRI zukünftig nach Deutschland importiert werden könnte. Neben den reinen Wirtschaftlichkeitsaspekten gilt es darüber hinaus auch eine Vielzahl weiterer Kriterien zu berücksichtigen, darunter etwa:

- Entwicklung der deutschen sektoralen Wertschöpfung und damit von Arbeitsplätzen,
  - Know-How-Entwicklung,
  - Abhängigkeit von DRI-Importen und deren Qualität,
  - Sicherstellung der globalen CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion (Vermeidung von "Carbon Leakage").
- **Etablierung** (2040 bis 2050): Alle relevanten CO<sub>2</sub>-freien Stahlproduktionstechnologien stehen im Wettbewerb zueinander und schließlich dürfte sich ein neues technisches und räumliches Gleichgewicht etablieren. In dieser Phase ergibt sich die Konsolidierung der Kooperationen, auch im europäischen Kontext. Ggfs. werden Anlagen anders skaliert und regionalisiert. Außerdem wird ein langfristig stabiles, jedoch heute nicht vorhersehbares Gleichgewicht von H<sub>2</sub>-DR-basierter Primär- und Sekundärstahlroute feinjustiert.

### 3.2.2 Resultierender Wasserstoffbedarf der deutschen Stahlindustrie

Der resultierende Wasserstoffbedarf der deutschen Stahlindustrie unterteilt sich in den direkten „stofflichen“ Bedarf zur Eisenerzreduktion in der Primärstahlroute (H<sub>2</sub>- oder CH<sub>4</sub>/H<sub>2</sub>-Hybrid-DR-Technologie) und den mittelbaren „energetischen“ Bedarf, der den Wegfall von Nebenprodukt-Hochtemperaturprozesswärme sowie die Nutzung von Kuppelgasen aus dem konventionellen Hochofenprozess zum Einsatz in der Stromgestehung oder in anderen Stahlprozessen kompensieren muss. Der energetische H<sub>2</sub>-Bedarf wurde erstmals in einer aktuellen Studie [ewi 2021] separat ausgewiesen und auf ca. 9 TWh<sub>H2</sub>/a (2030), 17 TWh<sub>H2</sub>/a (2040) und 31 TWh<sub>H2</sub>/a (2050) beziffert. In der übrigen Literatur ist die Abtrennung zwischen stofflicher und energetischer Nutzung nicht immer eindeutig erkennbar. Auch werden in einigen Studien Wasserstoffbedarfe für den gesamten Eisen- und Stahlsektor angegeben, während andere explizit auf den Stahlsektor eingehen.

Die Bandbreite der stofflichen Wasserstoffbedarfe auf Basis der für diese Metastudie ausgewerteten Literatur ist in Abbildung 22 dargestellt. Offensichtlich variieren die Annahmen breit, wobei die jeweiligen Nachfragemengen der jüngeren Studien, mit [ISI et al. 2021b] und [UBA 2019] als obere Grenze der Bandbreite, mit bis zu ca. 0,75 Mt<sub>H2</sub>/a (2030) und 2,1 Mt<sub>H2</sub>/a (2050) deutlich höher ausfallen. Die untere Grenze der Bandbreite liegt dann bei 0 Mt<sub>H2</sub>/a (2030) bis ca. 1,1 Mt<sub>H2</sub>/a.



**Abbildung 22: H<sub>2</sub>-Bedarfsentwicklung (stoffliche Nutzung) der deutschen Stahlindustrie**

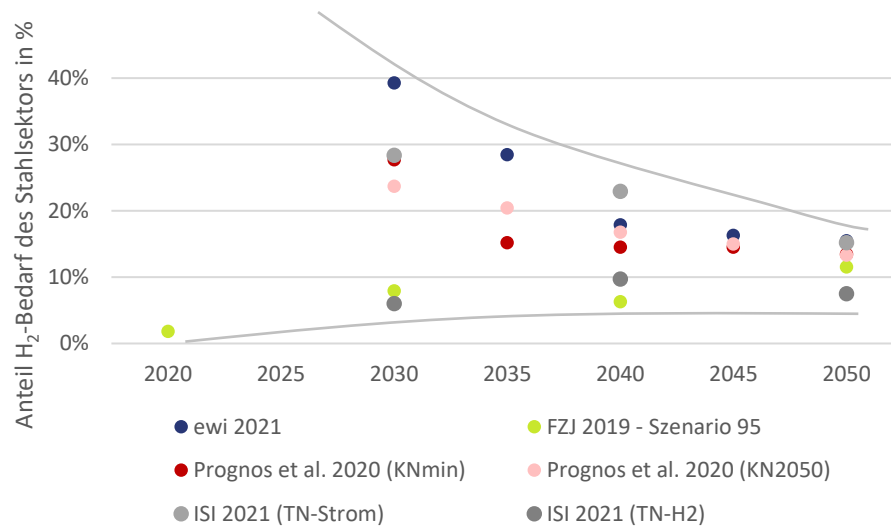
Abbildung 22 zeigt die Vorhersagen der untersuchten Studien hinsichtlich des künftigen H<sub>2</sub>-Bedarfs. Multipliziert man jedoch die Bandbreite der CH<sub>4</sub>-/H<sub>2</sub>-DRI-Anteile aus Abbildung 20 mit der Bandbreite der spezifischen H<sub>2</sub>-Bedarfe aus Tabelle 4 und multipliziert diese Zahl weiter mit einem DRI zu Rohstahl-Verhältnis von 1,16, so errechnet sich eine stoffliche H<sub>2</sub>-Bedarfsbandbreite von 0 bis 0,68 Mt<sub>H<sub>2</sub></sub>/a (2030) und 0,74 bis 1,83 Mt<sub>H<sub>2</sub></sub>/a (2050). Beide Zahlen liegen für 2050 im unteren bis mittleren Bereich der Literaturangaben. Mögliche Erklärungen dafür sind höhere spezifische H<sub>2</sub>-Bedarfe oder die Berücksichtigung zusätzlicher energetischer Wasserstoffbedarfe durch DR aber auch weitere Prozesse der Stahlerzeugung.

Zusammengefasst ergibt sich dadurch eine Wasserstoffgesamtnachfrage für „Eisen&Stahl“ (stofflich und energetisch) von 0 bis 34 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub>/a (2030) bzw. von ca. 70 bis 100 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub>/a im Jahr 2050. Der erforderliche zusätzliche erneuerbare Strombedarf für 2050 resultiert aus der Elektrolyse (100 bis 144 TWh<sub>el</sub>/a) und dem elektrischen Schmelzaggreat (12 TWh<sub>el</sub>/a), zusammen also 112 bis 156 TWh<sub>el</sub>/a, davon bereits 18 bis 54 TWh<sub>el</sub>/a im Jahr 2030.

Vergleicht man nun diesen Gesamtbedarf mit den Vorhersagen der ausgewerteten Studien über den gesamten deutschen (grünen) Wasserstoffbedarf im Jahr 2030 und 2050 (siehe Kapitel 2), so ergibt sich die in Abbildung 23 gezeigte Entwicklung. Der Verlauf des H<sub>2</sub>-Bedarfsanteils „Eisen&Stahl“ zeigt dabei die potenziell hohe Bedeutung des Stahlsektors als wichtiges Einsatzfeld für Wasserstoff. Dabei liegt der Anteil im Jahr 2030 bei einigen Studien bei 20 bis 40% des H<sub>2</sub>-Gesamtbedarfs. Dieser Verlauf reflektiert die Forderung der Stahlindustrie ihrer „no regret“-Strategie, die den größten Teil des kurzfristig verfügbaren Potenzials an grünem Wasserstoff für sich reklamiert. Ausnahmen bilden [FZJ 2019], die noch von einem erst langsamen Markteintritt von Wasserstoff im Stahlsektor ausgingen, sowie [ISI 2021] (Szenario TN-H<sub>2</sub>),



die bereits bis 2030 einen breiten Wasserstoffeinsatz von 110 TWh in der gesamten Wirtschaft vorhersagen. Entsprechend ist der Anteil hier weniger stark ausgeprägt, da die Studie bei Entwicklung einer beherzteren, sektorenübergreifenden H<sub>2</sub>-Nachfrageentwicklung einen starken Anstieg der Nutzung Wasserstoffs auch in anderen Sektoren vorhersagen. Langfristig liegt die Bandbreite für des H<sub>2</sub>-Bedarfs der Stahlbranche bei 8-16%.



**Abbildung 23: Entwicklung H<sub>2</sub>-Bedarfsanteil „Eisen&Stahl“ am gesamten deutschen H<sub>2</sub>-Bedarf**

### 3.3 Kosten der grünen Stahlherstellung

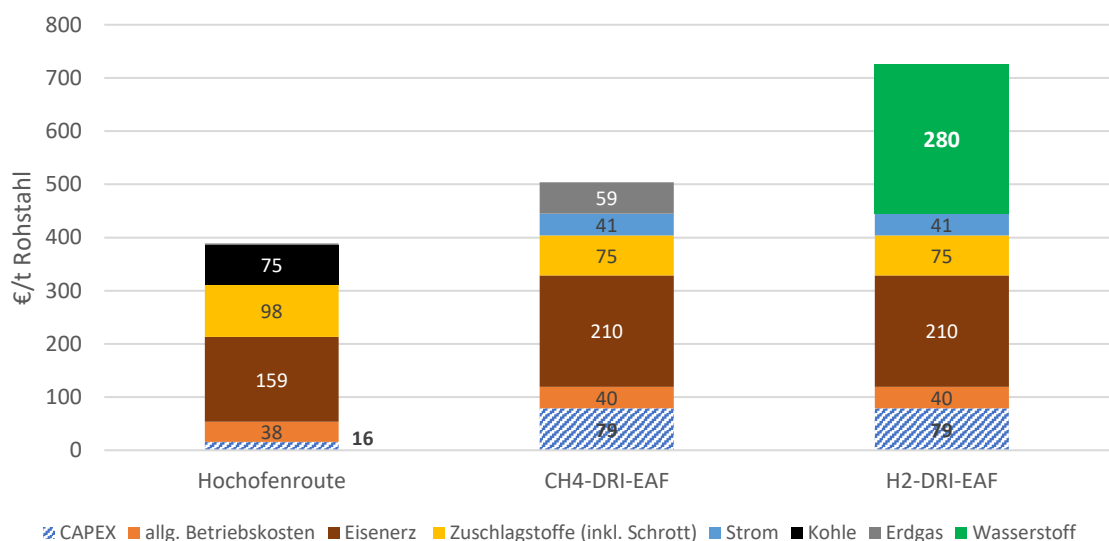
Die heutigen Kosten für konventionell hergestellten Stahl (sowohl Hochofenroute als auch Elektrostahlroute) bewegen sich im Bereich von 390 bis 450 €/t Rohstahl ([Agora et al. 2021], [IEA 2020], [EPRS 2021]). Sie hängen in hohem Maße von den Kosten der wichtigsten Inputs für die Produktionsprozesse ab, insbesondere von den Kosten für Eisenerz, Schrott und Energie. Dabei machen die Rohstoff- und Energiekosten in der Regel 60-80% der gesamten Produktionskosten aus ([Agora et al. 2021], [IEA 2020]).

Eisenerzpreise sind besonders volatil und unterlagen Schwankungen von 50 €/t bis über 150 €/t in den vergangenen 10 Jahren [S&P GLOBAL 2021]. Unter der Annahme eines Einsatzes von 1,4-1,6 t Eisenerz pro Tonne Rohstahl und einem Eisenerzpreis von beispielsweise 100 €/t resultieren Eisenerzkosten von etwa 150 €/t Rohstahl für die Hochofenroute. Eine ähnliche Preisvolatilität ist für metallurgische Kohle zu verzeichnen, deren durchschnittlicher Einsatz bei 780 kg pro Tonne Rohstahl liegt [WSA 2021b]. Die Preisentwicklung für Koks-kohle in Deutschland zwischen 2015 und 2021 deckt einen Bereich von unter 100 Euro/t bis über 200 Euro/t ab [VdKi 2021]. Der Preis für Koks-kohle im Jahr 2020 erreichte sein Maximum im Juni (142 €/t) und sein Minimum im November (90 €/t), mit einem arithmetischen Mittel bei 125 €/t. Im Ergebnis steht eine Spannweite der Kosten für Koks-kohle von 70-110 €/t Rohstahl.

Diese Beispiele verdeutlichen die hohe Abhängigkeit der Produktionskosten der Stahlerzeugung von den Rohstoffpreisen, wie auch in Abbildung 24 erkennbar ist. Die verbleibenden Kosten der Hochofenroute umfassen u.a. den Einsatz von Zuschlagstoffen (inkl. Schrott), Strom und Erdgas sowie allgemeine Betriebskosten (wie Arbeitskosten und Wartung).

Um zu den Gesamtkosten der Rohstahlerzeugung über die Hochofenroute zu kommen, müssen zuletzt auch die annualisierten Investitionskosten (CAPEX) der Anlagen Berücksichtigung finden. Diesbezüglich weist die Fachliteratur deutliche Bandbreiten auf: Unter Annahme eines Diskontierungszinssatzes von 8% und einer Anlagenauslastung von 90% wird beispielsweise bei [Agora et al. 2021] der annualisierte CAPEX mit 16 €/t Rohstahl angegeben (über einen Zeitraum von 18 Jahren), wohingegen [IEA 2020] einen Bereich von 52-94 USD pro Tonne ausweist (bei einer Anlagenlebensdauer von 25 Jahren).

Abbildung 24 illustriert einen beispielhaften Vergleich der heutigen Kosten der Stahlerzeugung in Deutschland für die Hochofenroute sowie die DRI Route auf Basis von Erdgas (CH<sub>4</sub>-DRI-ES) und grünem Wasserstoff (H<sub>2</sub>-DRI-ES), in Anlehnung an Analysen und Annahmen von [Agora et al. 2021].



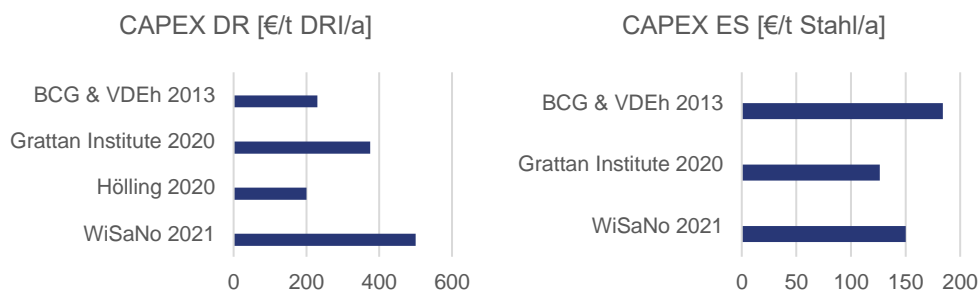
**Abbildung 24: Vergleich heutiger Stahlgesamtkosten Hochofenroute (links), CH<sub>4</sub>-DRI-ES (Mitte) und H<sub>2</sub>-DRI-ES (rechts), in Deutschland (Quelle: Eigene Darstellung nach [Agora et al. 2021])**

Aus Abbildung 24 ist ferner erkennbar, dass auch die Gesamtkosten der DRI-Routen von den Rohstoffpreisen (Eisenerz) dominiert werden, wobei bei der H<sub>2</sub>-DRI-Route auch unmittelbar deutlich wird, welchen Einfluss die Wasserstoffkosten auf die Mehrkosten der Rohstahlerzeugung haben.

Die Eisenerzkosten liegen bei den DRI-Routen aufgrund des leicht höheren Bedarfs an Eisenerz pro Tonne Rohstahl über denen der konventionellen Hochofenroute. Wie

in Kapitel 3.1.2 ausgeführt, wird von einem Bedarf an Eisenerz von  $1,6 t_{\text{Pellets}}$  pro  $t_{\text{DRI}}$  ausgegangen, was bei einer Ausbringung des DRI von mindestens 80% bei der Umwandlung in Rohstahl (unter Vernachlässigung des Einsatzes von Schrott) einem Bedarf von ca.  $2,0 t_{\text{Pellets}}$  pro  $t_{\text{Rohstahl}}$  entspricht. Bei Annahme eines durchschnittlichen Eisenerzpreises von 100 €/t (und ohne Berücksichtigung eines Premium Aufschlags für DRI Grade Eisenerz-Pellets) ergäben sich damit Eisenerzkosten von ca. 200 €/t Rohstahl für die DRI Route.

Die annualisierten Investitionskosten für die DRI-Routen werden von [Agora et al. 2021] mit 79 €/t Rohstahl angeben. Dies basiert auf Investitionskosten für den ES von 184 €/t Rohstahl und von 230 €/t Rohstahl für den DRI-Schachtofen nach [BCG & VDEh 2013], zuzüglich Integrationskosten, die über einen Integrationsfaktor von 1,8 Berücksichtigung finden. Zum Vergleich gibt [IEA 2020] die annualisierten Investitionskosten der DRI-ES-Route mit 53-136 USD/t Rohstahl wieder. [EPRS 2021] geht von annualisierten Kapitalkosten der H<sub>2</sub>-DRI-Route von heute 66 €/t Rohstahl aus, welche auf 52 €/t im Jahr 2050 zurückgehen, während [IKEM et al. 2020] spezifische Kapitalkosten von 40 €/t Rohstahl für den Wasserstoffpfad bis 2050 prognostiziert. Abbildung 25 stellt eine Bandbreite der spezifischen Investitionskosten von ES und DR-Anlagen aus der Literaturlauswertung dar.

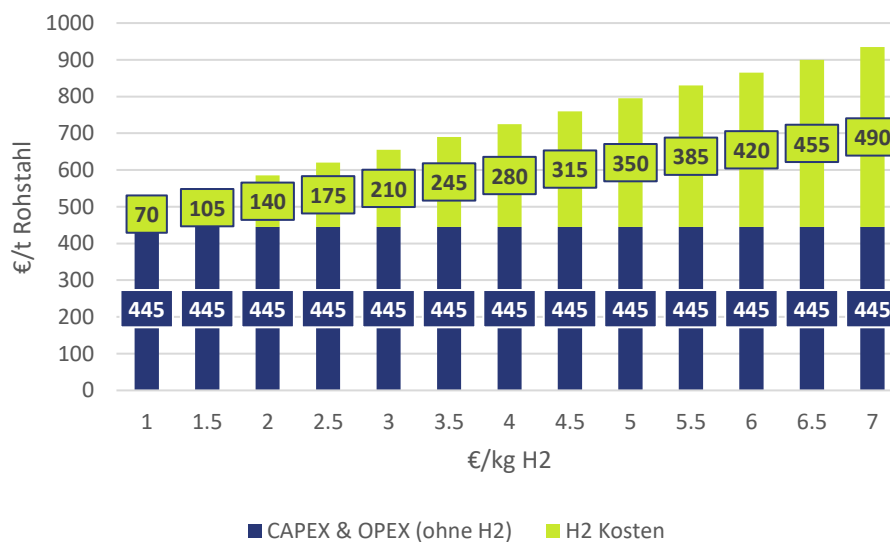


**Abbildung 25: Bandbreite heutiger Investitionskosten für ES und DR Anlagen**

Zuletzt sei auch der Strombedarf der DRI-Routen und die daraus resultierenden Kosten erwähnt, welche wiederum stark von den unterstellten CO<sub>2</sub>-Preisen abhängen können. [Agora et al. 2021] gibt den Strombedarf (ohne Aufheizen von c-DRI) mit  $0,69 \text{ MWh}/t_{\text{Rohstahl}}$  an (was am oberen Ende der in Kapitel 3.1.4 angegebenen Bandbreite liegt) und bei dem angenommenen Strompreis von 60 €/MWh in spezifischen Kosten von 41 €/t Rohstahl resultiert.

Während die Kosten für Erdgas für die CH<sub>4</sub>-DRI-ES-Route insgesamt einen eher geringen Anteil an den Gesamtkosten haben (bei einem unterstellten Erdgaspreis von 20 €/MWh), treten die Kostenunterschiede gegenüber der Hochofenroute bei der H<sub>2</sub>-DRI-ES-Route deutlich klarer zum Vorschein. Dabei ist der wesentliche Kostenunterschied zwischen der H<sub>2</sub>-DRI-ES-Route und der Hochofenroute auf die Kosten für (grünen) Wasserstoff zurückzuführen. In diesem Zusammenhang stellt Abbildung 26 den funktionalen Zusammenhang zwischen dem H<sub>2</sub>-Preis (€/kg<sub>H2</sub>) und Rohstahl-

kosten (€/t Stahl) dar und zeigt den Einfluss der H<sub>2</sub>-Preise auf die Wettbewerbsfähigkeit der H<sub>2</sub>-DRI-ES-Route. Ein H<sub>2</sub>-Preis von 4 €/kg resultiert zum Beispiel in H<sub>2</sub>-Kosten von rund 280 €/t Stahl (bei einem durchschnittlichen H<sub>2</sub>-Bedarf von 70 kg<sub>H2</sub>/t<sub>Rohstahl</sub>)<sup>26</sup> und dazugehörigen Mehrkosten gegenüber der konventionellen Hochofenroute von mehr als 300 €/t Rohstahl. Damit haben die Wasserstoffkosten einen Anteil von über einem Drittel an den Gesamtkosten von ca. 700 €/t und machen rund 80% der gesamten Mehrkosten aus. Die Bandbreite der resultierenden Gesamtkosten einer kommerziellen H<sub>2</sub>-DRI-ES Anlage reichen in der Literatur von rund 650 €/t Rohstahl bis über 800 €/t für den Zeitraum bis 2030, und von rund 530-630 €/t Rohstahl mit Blick auf 2050 ([Agora et al. 2021, IKEM et al. 2020, IEA 2020, Dena 2019, EPRS 2021]).



**Abbildung 26: Einfluss der H<sub>2</sub>-Kosten auf die Rohstahlerzeugung**  
**Quelle: Eigene Analyse (durchschnittlicher H<sub>2</sub>-Bedarf von 70 kg<sub>H2</sub>/t<sub>Rohstahl</sub>, ohne Berücksichtigung von CO<sub>2</sub>-Preisen)**

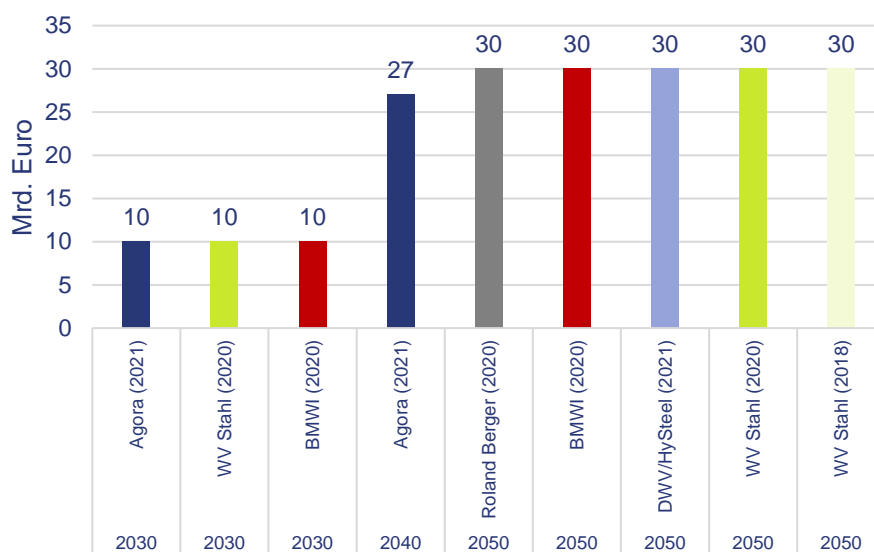
Die Darstellung in Abbildung 26 zeigt ferner die Sensitivität der Herstellungskosten gegenüber unterschiedlichen Wasserstoffpreisen auf und verdeutlicht die Notwendigkeit einer möglichst kostengünstigen Versorgung der Stahlindustrie mit (grünem) Wasserstoff, um mit der H<sub>2</sub>-DRI-ES-Route konkurrenzfähige Stahlgestehungskosten in Deutschland abbilden zu können. Dass die DRI-Route insgesamt auf niedrige Kosten des Reduktionsmittels angewiesen ist, wird auch an der Tatsache deutlich, dass heutige erdgasbasierte DR-Anlagen im Wesentlichen in Ländern mit einem sehr niedrigen Erdgaspreis zu finden sind. Dies wirft auch die zentrale Frage nach dem

<sup>26</sup> Basierend auf 56 kg<sub>H2</sub>/t<sub>DRI</sub> (siehe Kapitel 3.1.3) und der Annahme einer 80%igen Ausbringung, d.h. bei einem Bedarf von 1,25 t<sub>DRI</sub>/t<sub>Rohstahl</sub>.

kostenoptimalen Standort für die Herstellung von DRI auf Basis grünen Wasserstoffs auf.

Auch wenn diese Kosten auf den ersten Blick hoch erscheinen mögen, relativiert sich diese Sichtweise etwas bei Betrachtung der Auswirkungen auf Produktebene, welche am Beispiel des Einsatzes in einem Pkw illustriert werden können. Ein typischer Pkw mit einem Leergewicht von einer Tonne besteht aus ca. 600 kg Stahl, was zu vernachlässigbaren Mehrkosten von lediglich 180 € pro Fahrzeug führen würde, weniger als 1% des heutigen Listenpreises eines VW Golf.

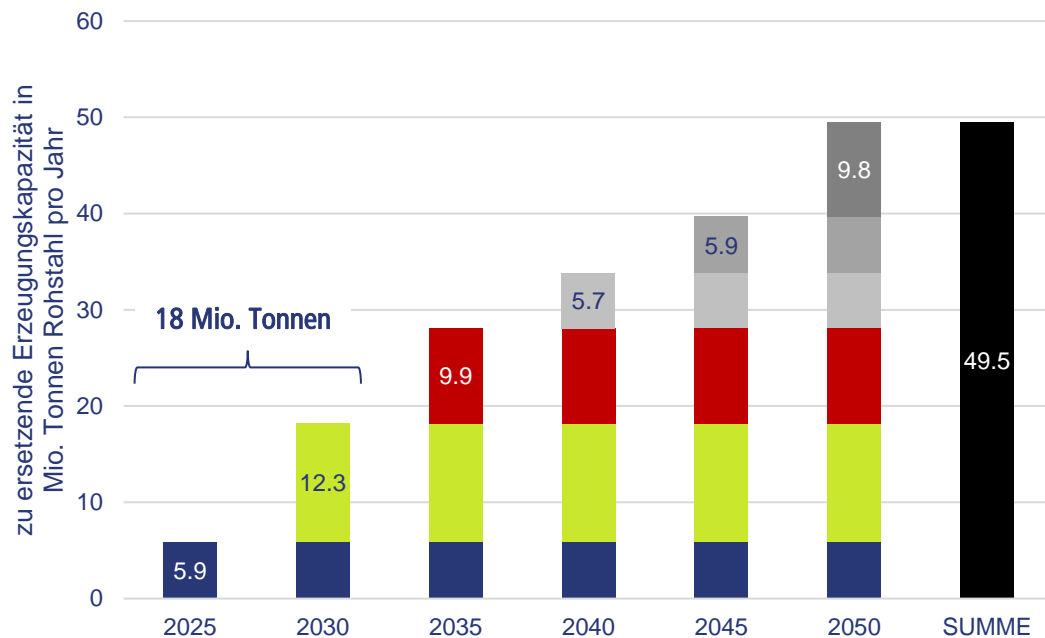
Rohrtürme aus Stahl sind heutzutage die gängigste und am weitesten verbreitete Turmbauart für Windenergieanlagen. Der Turm macht dabei zwischen 15 und 25% der Kosten der gesamten Windenergieanlage aus. Ein Stahlurm wiegt bei einer Multimegawatt-Windenergieanlage von 60 bis 120 Meter Höhe zwischen 60 und 250 Tonnen [BWE 2022]. Bei einem durchschnittlichen Gewicht von 100 Tonnen ergäben sich Mehrkosten pro Turm von etwa 30.000 €, was bei den heutigen Kosten einer Onshore-Windenergieanlage von rund 1.500 €/kW einem Anteil von 2% pro MW entspräche.



**Abbildung 27: Investitionsbedarf der Transformation (2030/2050)**

Der Investitionsbedarf für eine vollständige Umstellung der Primärstahlroute auf CO<sub>2</sub>-arme Verfahren (wie H<sub>2</sub>-DRI-ES) bis 2050 wird in den Studien auf ca. 10 Mrd. € bis 2030 und 30 Mrd. € bzw. mit ca. 1.000 € je Tonne neuer Kapazität (DRI) Rohstahlproduktion beziffert (siehe Abbildung 27). Zugleich bietet der anstehende Reinvestitionsbedarf in der Primärstahlproduktion bis 2030 jedoch ein „Window of Opportunity“. Wie aus Abbildung 28 erkennbar, müssen bis 2030 Hochöfen mit einer Jahresproduktion von ca. 18 Mio. t Roheisen bzw. ca. 53% der Gesamtkapazität in

Deutschland ersetzt werden [IKEM et al. 2020]. Dieser Reinvestitionsbedarf kann für die Transformation der deutschen Stahlproduktion genutzt werden.

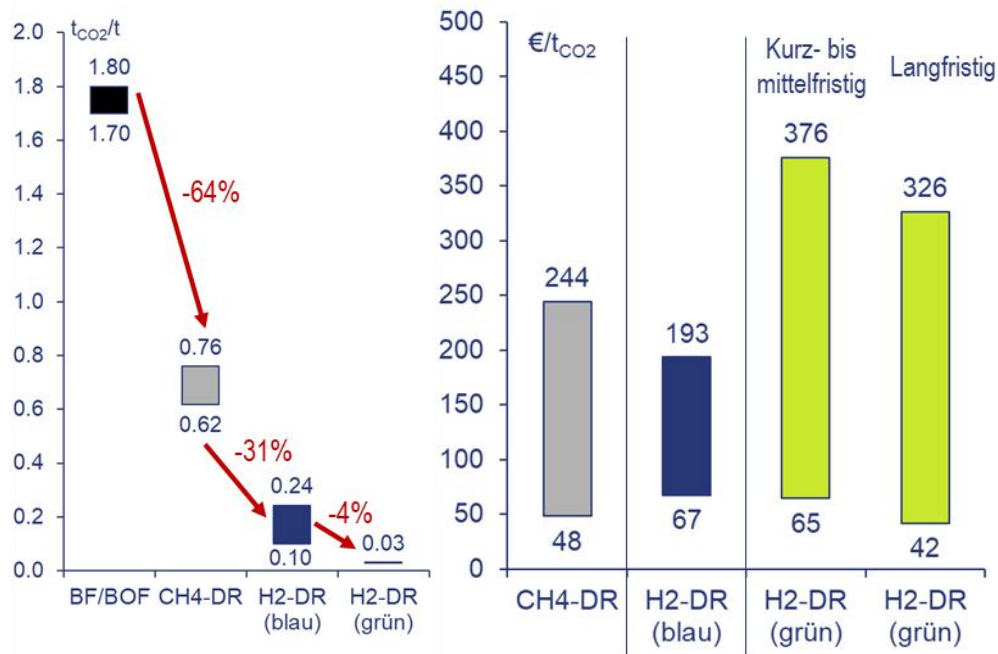


**Abbildung 28: Reinvestitionsbedarf in der Primärstahlproduktion bis 2030**  
(Quelle: [IKEM et al. 2020])

### 3.4 THG-Emissionsminderung dank grüner Stahlerzeugung

Wie in vorherigen Kapiteln dargestellt können bereits mit der Verwendung der Erdgas-basierten Direktreduktion signifikante THG-Minderungen erreicht werden. Dabei können unter Einsatz von Erdgas die spezifischen Emissionen pro Tonne Rohstahl um mehr als 60% im Vergleich zur konventionellen Hochofenroute gesenkt werden (Abbildung 29). Basierend auf den spezifischen Werten für blauen Wasserstoff aus Kapitel 2 reduzieren sich die Emissionen der Stahlerzeugung aus H<sub>2</sub>-DR sogar um ca. 95% auf unter 0,25 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>/t<sub>Rohstahl</sub>. Unter Einsatz grünen Wasserstoffs ist die Stahlherstellung mit vernachlässigbaren Restemissionen von ca. 0,03 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>/t<sub>Rohstahl</sub> nahezu klimaneutral. Dabei kann auch ein relativ großes CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial pro kg eingesetzten Wasserstoffs von mehr als 25 kg<sub>CO<sub>2</sub></sub>/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> erreicht werden, was auf die wichtige Rolle der Stahlindustrie für den Aufbau der Märkte und Infrastrukturen für grünen Wasserstoff hindeutet.

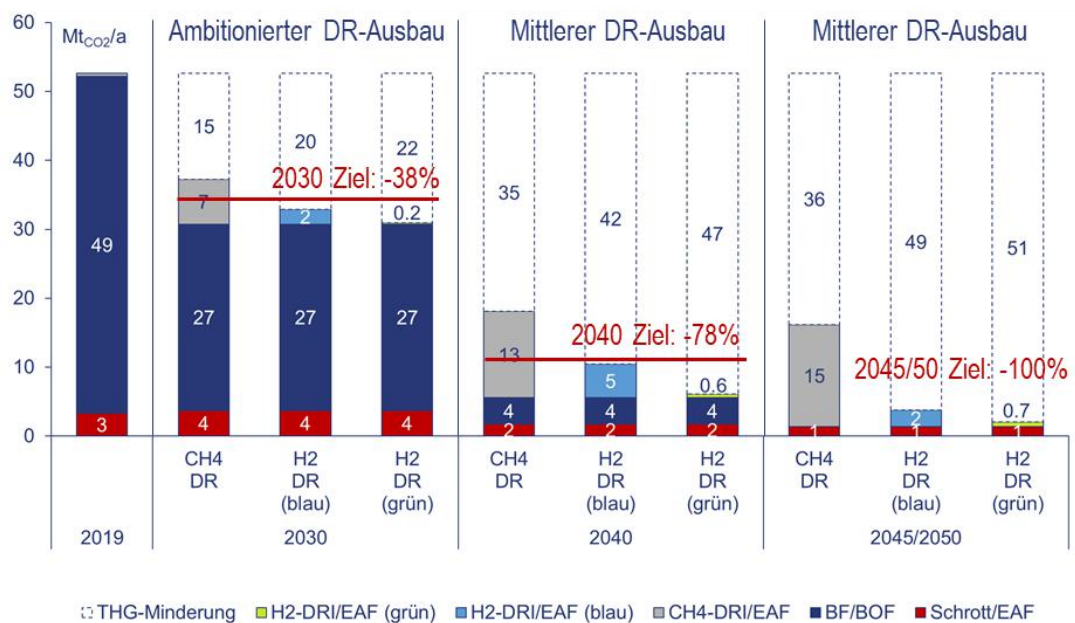




**Abbildung 29: Vergleich der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen (links) sowie der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten (rechts) zwischen den unterschiedlichen Technologiepfaden zur Stahlerzeugung**

In der Vergangenheit wurden die klimarelevanten Gesamtemissionen in der deutschen Stahlindustrie im Wesentlichen durch den Einsatz von Steinkohle und Briketts, Koks und Koksgrus sowie flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen verursacht, letztere insbesondere energiereiche Synthesegase aus dem Betrieb der eigenen Anlagen (Hochofen-, Kokerei- und Konvertergas) und importiertes Erdgas. Dabei wurde in der Zeit von 1990 bis 2019 bereits ein Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Rohstahlerzeugung um ca. 14% auf über 50 Mt<sub>CO2</sub>/a erzielt. Die weiteren THG-Emissionen hängen maßgeblich vom künftigen Produktionsniveau, der Recyclingquote sowie Technologiewahl in Deutschland ab. Basierend auf den Ergebnissen der Metaanalyse zum deutschen Stahlmarkt im Kapitel 3.2 können die vergleichsweise strengen THG-Minderungsziele bis 2030 von mehr als 20 Mt<sub>CO2</sub>/a bzw. -38% gegenüber 2019 abgeleitet aus [ewi 2021] bereits mit der CH<sub>4</sub>-DR-Technologie fast vollständig erreicht werden (Abbildung 30). Die verbleibenden Emissionen von knapp 30 Mt<sub>CO2</sub>/a wären auf die konventionelle Hochofenroute zurückzuführen. Dies kann jedoch nur dann gelingen, wenn im Studienvergleich ein schneller und ambitionierter Ausbaupfad für die Direktreduktion mit bis zu 10 Mt<sub>DR1</sub>/a bis 2030 beschriftet wird. In dieser Phase scheinen auch zusätzliche flankierende Maßnahmen wie weitere Verbesserungen der Hochöfen, früher Einsatz erster H<sub>2</sub>-DR-Anlagen oder stärkere Umstellung auf Sekundärstahlroute notwendig zu sein. Vor dem Hintergrund des Reinvestitionsbedarfs in neue Produktionskapazitäten am Ende der technischen Lebensdauer der konventionellen Hochöfen von bis zu 18 Mt/a bis 2030 scheint diese Transformationen jedoch grundsätzlich erreichbar zu sein.

Für die Zeitschritte 2040 sowie 2045/2050 sind der fortschreitende Ausstieg aus der Hochofenroute sowie zunehmender Einsatz des Wasserstoffs unerlässlich, um die entsprechenden Klimaziele erreichen zu können. Langfristig werden zudem negative Emissionen in anderen Bereichen (z.B. durch Aufforstung etc.) notwendig sein, um die unvermeidbaren Restemissionen im Sinne der Klimaneutralität auszugleichen.



**Abbildung 30: Mögliche absolute THG-Minderung durch Direktreduktion mit Erdgas und grünem/blauem Wasserstoff (Mengengerüste für Technologiepfade gemäß der Bandbreite aus der Metaanalyse in Kapitel 3.2; THG-Minderungsziele gemäß Vorgaben für die Industrie gemäß [ewi 2021])**

Die damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten bewegen sich insgesamt in einer vergleichsweise großen Bandbreite, die stark von den künftigen Erdgas- und Wasserstoffpreisen abhängen wird. Basierend auf Kostenannahmen aus den vorherigen Kapiteln ergeben sich bei Preisen für Erdgas von 20-45 €/MWh bzw. für blauen Wasserstoff von 2-3 €/kg entsprechende CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von 50-250 €/tCO<sub>2</sub> (CH<sub>4</sub>-DR) bzw. 65-190 €/tCO<sub>2</sub> (blau H<sub>2</sub>-DR). Für grünen Wasserstoff mit 2-10 €/kg ergibt sich kurz- bis mittelfristig sogar eine Bandbreite von 65-380 €/tCO<sub>2</sub>, die jedoch langfristig mit sinkenden Kosten für grünen Wasserstoff (1,3-7,6 €/kg) auf 40-330 €/tCO<sub>2</sub> deutlich reduziert werden können. Damit können im optimalen Fall – d.h. bei geringen H<sub>2</sub>- und Strompreisen, günstigen Investitionskosten für die DR-Technologie sowie steigenden Preisen für konventionellen Stahl – sehr günstige CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten erreicht werden, die deutlich unter den möglichen CO<sub>2</sub>-Preisen liegen dürften.

## 4 DISKUSSION DER ERGEBNISSE UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

In diesem Kapitel werden zunächst die untersuchten Technologiepfade der Stahlerzeugung miteinander anhand relevanter Kriterien verglichen und in den Gesamtkontext gesetzt (Kapitel 4.1). Darauf aufbauend werden Herausforderungen identifiziert, die der schnellen Umsetzung einer CO<sub>2</sub>-freien Rohstahlbereitstellung in Deutschland im Weg stehen, um in Anschluss daran mögliche Handlungsempfehlungen an die betroffenen Akteure abzuleiten (Kapitel 4.2).

### 4.1 Einordnung der Technologiepfade für Stahlerzeugung

Zur Diskussion der Stärken bzw. Chancen sowie der Schwächen bzw. Risiken der betrachteten Technologiepfade werden folgende Kriterien herangezogen:

- **Technische Reife:** Technischer Entwicklungsstand und Verfügbarkeit der jeweiligen Technologie
- **Wirtschaftlichkeit:** Kosteneffizienz im Vergleich zu anderen Technologiepfaden und Bezahlbarkeit im globalen Kontext
- **Beitrag zum Klimaschutz:** Potenzial zur CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion und effizienten Ressourcennutzung („Kreislaufwirtschaft“)
- **Industriepolitische Bedeutung:** Aspekt der deutschen Wertschöpfung, der Rohstoffunabhängigkeit und der Zuverlässigkeit von Lieferketten durch Einflussmöglichkeiten

#### 4.1.1 Konventionelle Hochofenroute als Referenz (BF + BOF)

Die Hochofenroute ist eine Prozesstechnologie, in der Deutschland über eine hohe Kompetenz verfügt. Sie zeichnet sich durch einen hohen Reifegrad aus (TRL=9). Über die integrierte Prozesstechnik kann Rohstahl in hochwertiger und kontinuierlicher Qualität hergestellt werden bei gleichzeitig hohen Prozesswirkungsgraden. Durch die inhaltliche Verzahnung der Technologie mit den nachfolgenden Verbrauchsprozessen und der damit verbundenen Flexibilität und Unabhängigkeit zeichnet sich die Hochofenroute heute durch eine hohe Resilienz aus. Gleichzeitig wirkt sich eine höhere Integration bei der Hochofenroute jedoch auch negativ aus, da Hochöfen zur Erzielung der höchsten Prozesseffizienz nahezu kontinuierlich betrieben werden müssen. Die Notwendigkeit, zum Erreichen höchster Wirkungsgrade große und integrierte Anlagen zu errichten, macht die Technologie weniger flexibel in Bezug auf die Standortfrage sowie auf einen flexibleren bzw. dynamischen Betrieb im Hinblick auf künftige Energieversorgungsstrukturen.

Einerseits stellt die Hochofenroute kurzfristig noch den wirtschaftlichsten Rohstahlproduktionspfad für die geforderte hohe Stahlqualität dar. Wirtschaftlichkeitskriterien werden für diese intrinsisch CO<sub>2</sub>-intensive Technologie im Angesicht der aktuellen Klimapolitik jedoch immer weniger Relevanz haben bzw. die Wirtschaftlichkeit wird durch stark steigende CO<sub>2</sub>-Preise gegenüber den emissionsärmeren Alternativen nicht mehr gegeben sein. Dies gilt langfristig auch trotz der technischen Option zur Nachrüstung von Erdgas- oder Wasserstoffeinblasung in die Reaktionszone eines

Hochofens zur Substitution von Kohle, wodurch sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zu 20% reduzieren und die Einsatzdauer des bestehenden deutschen Hochofen-Anlagenparks verlängern lässt. Das Wertschöpfungspotenzial entlang der integrierten Rohstahlproduktionsroute gilt in seiner Tradition auch als Vorbild für innovative integrierte DR-Anlagen als Basis für eine künftige Wertschöpfung in Deutschland im Eisen- und Stahlsektor.

#### 4.1.2 Direktreduktion mit Erdgas (CH<sub>4</sub>-DR)

Die CH<sub>4</sub>-DR-Technologie hat in Folge ihres weltweiten Einsatzes in Ländern mit niedrigen Erdgaspreisen einen hohen technischen Reifegrad erreicht (TRL=9). Durch Zugabe von CH<sub>4</sub>-DRI zum Eisenschrott in elektrischen Schmelzaggregaten kann die Rohstahlqualität verbessert werden und in Verbindung mit der SAF-Technologie auch das hohe Niveau von Hochofenstahl erreichen, sogar bei höherer Rohstoffflexibilität. Durch die insgesamt geringeren Anlagengrößen wird eine höhere Standortflexibilität und Betriebsdynamik erzielt. Auch diese Technologie hat noch Verbesserungsmöglichkeiten durch Höher skalierung oder hohe Integration und kann mit Erdgas (grau) oder CO<sub>2</sub>-Abtrennung (indirekt blau) betrieben werden. Die Option der Hybridisierung bestehender Anlagen zum H<sub>2</sub>-Zumisch- oder reinen H<sub>2</sub>-Betrieb muss in der Praxis jedoch noch nachgewiesen werden, befindet sich allerdings bereits in Entwicklung. In Vorbereitung auf die H<sub>2</sub>-DR kann die Erdgas-basierte Direktreduktion hohe und zeitlich gesicherte Rohstahlqualitäten, kompatibel mit den Kundenanforderungen und dem Ausbau der erneuerbaren Energiepotenziale liefern.

Während die BF/BOF-Technologieroute in der Abfolge der Prozessschritte fest vorgegeben ist, verfügen beide DR-Prozesse über eine hohe Flexibilität in ihrer Integrationsfähigkeit mit den nachfolgenden ES. Grundsätzlich kann dazu die Roheisen- von der Rohstahlproduktion räumlich getrennt erfolgen. Im getrennten Fall wird dann das Zwischenprodukt als kalter Eisenschwamm (c-CH<sub>4</sub>-DRI oder c-H<sub>2</sub>-DRI) transportiert, häufig zur Reduktion der Brandgefahr auch in kompakterer Form (HBI = heiß-brikettiertes Eisen). Die Flexibilität durch regionale Entkopplung der Prozesse gibt grundsätzlich auch eine höhere Modularität des Verfahrens vor, da DRI damit auch als Zwischenprodukt importiert werden könnte. Ein Vorteil dieser räumlichen Trennung besteht insbesondere dann, wenn am Ort der DRI-Produktion anders als am Ort der Weiterverarbeitung zu Rohstahl günstiger erneuerbarer Strom zur Verfügung steht.

Durch die Standortflexibilität verringert sich das Investitionsrisiko in DR-Anlagen. Jedoch besteht ein Investitionsrisiko durch *Stranded Assets* bei kurzer Lebenserwartung, falls sich die CH<sub>4</sub>-DR-Anlagen nicht zum H<sub>2</sub>-Hybrid- oder reinen H<sub>2</sub>-Betrieb konvertieren lassen oder wenn die CO<sub>2</sub>-Ziele (Menge, Zeitpunkt) weiter verschärft werden. Prinzipiell lassen sich zwar die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Rohstahlherstellung mit CH<sub>4</sub>-DR-Anlagen gegenüber der konventionellen Hochofenroute um bis zu 70% reduzieren. Langfristig jedoch ist dieses Konzept wegen des inhärenten Einsatzes von fossilem Erdgas und den damit verbundenen THG-Emissionen nicht mehr tragbar. Der Nutzen der integrierten CH<sub>4</sub>-DR-Variante muss sich daher dem Risiko der Restemissionen aus CO<sub>2</sub>-Export und –Endlagerung stellen. In der Ablösung konventioneller Hochöfen bieten sich CH<sub>4</sub>-DR-Anlagen im Übergang kurzfristig an, um das

Wertschöpfungspotenzial der Primärstahlroute in Deutschland zu erhalten, insbesondere durch die hohe deutsche Innovationskraft und Eigenständigkeit. Durch die Lizenzrechte eines deutschen Anlagenbauunternehmens verfügt Deutschland, insbesondere auch aufgrund der Entwicklung integrierter Anlagen und Kombination mit SAF, über eigene Kompetenz zur Weiterentwicklung der CH<sub>4</sub>-DR-Technik.

#### 4.1.3 Direktreduktion mit Wasserstoff (H<sub>2</sub>-DR)

Als Evolutionsstufe der CH<sub>4</sub>-DR-Technologie liefert die H<sub>2</sub>-DR-Technologie Eisenschwamm hoher Qualität, der zur Verbesserung der Rohstahlqualität bei Schrotteinsatz im ES beitragen kann. Aber erst durch eine neue elektrische Schmelzertechnologie (SAF) können auch BF-ähnliche hohe Stahlqualitäten bei hoher Einsatzflexibilität erzeugt werden. Letztere basiert auf der Standortflexibilität durch die technisch bedingt begrenzte DR-Baugröße bei gleichzeitig hoher effizienter mechanisch-thermischer Integration. Außerdem strebt die Technologieentwicklung eine Übergangsphase sukzessiv zunehmender H<sub>2</sub>-Anteile in Hybrid-Schachtöfen an, die allerdings ihre technische Machbarkeit im praktischen Betrieb noch nachweisen müssen. Durch die Einführung der vor allen Dingen auch in Deutschland entwickelten Hochtemperatur-Elektrolysetechnologie (SOEL) kann die Gesamtprozesseffizienz weiter gesteigert werden, was im Fall eines H<sub>2</sub>-Imports oder auch H<sub>2</sub>-DRI-Imports entfallen würde. Die kurzfristig vor allen Dingen im Wasserstoffbetrieb nicht gegebene Wirtschaftlichkeit der H<sub>2</sub>-DR-Anlagen wird jedoch mit sinkenden H<sub>2</sub>- und steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen langfristig auch aus heimischem EE-Strom erwartet. Sie hängt jedoch stark von der politischen Rahmensetzung ab. Die Resilienz einer integrierten deutschen Rohstahlproduktion ist dann durch regulatorische Einflussmöglichkeiten z.B. auf die Verfügbarkeit kostengünstigen erneuerbar erzeugten Stroms prinzipiell hoch.

Im Hinblick auf die H<sub>2</sub>-Herkunft ist das H<sub>2</sub>-DR-Konzept mit heimischer H<sub>2</sub>-Produktion der nachhaltigste Pfad, da Energie- und Reduktionsmitteltransport ausschließlich binnenländisch und ohne Risiko eines „Carbon Leakage“ erfolgen. Dieser Pfad – unter Bedingung guter Einführungsbedingungen seitens des regulatorischen Rahmens – zeichnet sich durch das höchste deutsche Kompetenzentwicklungs- und Wertschöpfungspotenzial bei Stahl- und Wasserstofftechnologien aus. Damit wird die größte Eigenständigkeit und industrielle Alleinstellung als auch Versorgungssicherheit mit grünem Stahl bewirkt. Allerdings steigt auch der Versorgungsdruck auf grünen Wasserstoff und damit erneuerbaren Strom signifikant, auch vor dem Hintergrund, dass andere sektorale H<sub>2</sub>-Bedarfe die verfügbaren heimischen Mengen grünen Wasserstoffs beschränken.

Importe von Wasserstoff verringern hingegen die Notwendigkeit zum Kapazitätsaufbau für EE- und eine H<sub>2</sub>-Produktion in Deutschland bei gleichbleibendem binnenländischen H<sub>2</sub>-Transport- und -Speicherinfrastrukturaufbau. Grundsätzlich ist von geringeren H<sub>2</sub>-Gestehungskosten im Ausland auszugehen, die aber (zumindest teilweise) durch die höheren Transport- und Importkosten kompensiert werden. Potenziell kann dabei auch aus einer großen Anzahl potenzieller H<sub>2</sub>-Lieferregionen und -ländern innerhalb und außerhalb Europas gewählt werden, basierend auf Gasrohrleitungstransport, Import von Flüssigwasserstoff (LH<sub>2</sub>) und H<sub>2</sub>-Derivaten/-Trägern. Allerdings reduziert sich auch das deutsche H<sub>2</sub>-Wertschöpfungspotenzial durch



Verlagerung der H<sub>2</sub>-Produktion ins Ausland. Jedoch wird in diesem Fall die Kontrolle über die H<sub>2</sub>-Produktionskosten zumindest teilweise abgegeben. Abhängig von der Entwicklung technologischer Kompetenz außerhalb Deutschlands (SOEL, DR-Integration, SAF) können sich die Potenziale innovativer H<sub>2</sub>-Produktions- und DR-/ES-Technologie nicht wirtschaftsfördernd entfalten oder den Stahlpreis positiv beeinflussen.

Der Import von blauem Wasserstoff könnte einerseits prinzipiell einen kostengünstigen und damit schnell zu realisierenden Einstiegspfad in die Bereitstellung von CO<sub>2</sub>-reduziertem Wasserstoff ermöglichen. Andererseits besteht ein ökologisches und wirtschaftliches Restrisiko bei der Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Entsorgungskette, da über die Höhe der CO<sub>2</sub>-Restemissionen noch Unsicherheiten bestehen. Zusätzlich entstehen Abhängigkeiten von potenziellen CO<sub>2</sub>-Abnehmerländern, die in der Anzahl eher beschränkt sind. Eine alternative Lösung in der Übergangsperiode zur voll CO<sub>2</sub>-freien Rohstahlherstellung ist die Abtrennung von CO<sub>2</sub> vor Ort im integrierten CH<sub>4</sub>-Schachtofen, die als "quasi-blauer" Pfad einzustufen ist.

#### 4.1.4 Import von DRI / Eisenschwamm

Ein Nachteil der Importe von DRI/Eisenschwamm gegenüber den integrierten DR-Anlagenkonzepten ist, dass durch die Abkühlung zu c-DRI für den Transport Energieverluste entstehen, die am Ort der Rohstahlherstellung wieder zugeführt werden müssen. Zwar ist hier eine größere Roheisenvielfalt durch Bezug von unterschiedlichen Weltmärkten grundsätzlich positiv zu werten, allerdings könnte diese auch durch Importe von Eisenerzen unterschiedlicher Qualität ermöglicht werden. Außerdem sinkt die mögliche Einflussnahme auf die Effizienz der Roheisenproduktion, wenn auch der deutsche Anlagenbau DR-/ES-Anlagen auch für den Weltmarkt entwickeln kann. Potenziell sind die DRI-Importe mit geringeren Herstellkosten für Roheisen (Eisenschwamm/DRI) aufgrund niedrigerer Energie- (=Wasserstoff) bzw. Personalkosten im Exportland verbunden. Gleichzeitig reduziert sich das Investitionsrisiko in neue Roheisenproduktionsanlagen. Auch sollte nicht vergessen werden, dass integrierte Anlagen spezifisch kostengünstiger zu errichten sind.

Der Beitrag zum Klimaschutz ist für Deutschland positiv, birgt jedoch im Vergleich zum heimisch hergestellten DRI das Risiko von „Carbon Leakage“, d.h. ggfs. führt es zu höheren global verlagerten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Diese lassen sich nur durch verlässliche und nachvollziehbare Zertifizierung im globalen Handel vermeiden. Es besteht dabei das Risiko, dass die deutsche Stahlindustrie in ihrer gemeinsam mit der deutschen Politik abgestimmten Entwicklungsstrategie einer schnellen CO<sub>2</sub>-Reduktion um insgesamt 30% bis 2030 (Basis 1990) durch einen viel zu langsamen Ausbau CO<sub>2</sub>-freier Produktionskapazitäten weltweit ausgebremst wird. Auf Grund ihrer ambitionierten CO<sub>2</sub>-Ziele möchte die deutsche Stahlindustrie gerade kurzfristig daher die Entwicklungsgeschwindigkeit resilienzfördernd selbst vorgeben können. Insbesondere können weitere negative Umwelteffekte (Luftschadstoffe, Abwasser, Landverbrauch, etc.) außerhalb Deutschlands/Europas entstehen. Zudem würde ein Aufgeben der integrierten Rohstahlproduktion in Deutschland die Bedeutung der Stahlherstellung in Deutschland grundlegend verändern. Sie wäre verbunden mit geringerer Effizienz, geringerer Wertschöpfung, Kontrollverlust über die Roheisen-



lieferqualität (vertragliche Absicherung erforderlich), neue politische oder zeitliche Abhängigkeiten in der Lieferkette (Notwendigkeit einer c-DRI-Vorratshaltung) und potenziell höhere Umweltwirkungen entlang der Lieferkette ohne Einflussnahme. Gleichzeitig verbleibt aber mit der innovativen elektrischen Schmelzertechnologie (ES) der wertmäßig wichtigere und Know-How-trächtigere Wertschöpfungsanteil der Rohstahlerstellung in Deutschland, wodurch eine versorgungssichere und verbrauchsnahe Versorgung mit qualitativ hochwertigem Rohstahl weiterhin sichergestellt ist. Trotz eines Teilverlustes der Wertschöpfung kann mit der Anlagentechnik noch immer ein wichtiger Teil der Wertschöpfung in Deutschland erzielt werden.

#### 4.1.5 Gesamtbewertung der Technologiepfade

Die wichtigsten Einsichten aus der Diskussion der Stärken bzw. Chancen sowie der Schwächen bzw. Risiken der betrachteten Technologiepfade sind in Abbildung 31 zusammengefasst.

Technologie	A	Stärken / Chancen	Schwächen / Risiken
1. Hochofen (Referenz)	Kohle (fossil)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Etablierte Technologie mit hoher Kompetenz und Wertschöpfung in DE</li> <li>Heute wirtschaftlichster Pfad für hohe Produktqualität</li> <li>Hohe Resilienz durch hohe Integration der (Wertschöpfungskette)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hohe CO<sub>2</sub>-Emissionen → künftig deutliche Mehrkosten durch EU-ETS</li> <li>Hohe Integration → geringe Flexibilität</li> </ul>
2. Erdgas-DR	Erdgas (fossil)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Etablierte Technologie in Weltregionen mit günstigen Gaspreisen</li> <li>Standortflexibilität und betr. Dynamik: kleinere Einheiten und neue Kombinations-/ Integrationsmöglichkeiten (Primär- und Sekundärstahl)</li> <li>Bereits kurzfristig deutliche Senkung der THG-Emissionen</li> <li>H<sub>2</sub>-kompatible Übergangstechnologie</li> <li>Reduktion durch Syngas mit Wärmefreisetzung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Keine vollständige CO<sub>2</sub>-Vermeidung möglich</li> <li>Vollständige Umrüstbarkeit und Hybridlösungen technisch (noch) nicht nachgewiesen</li> <li>Investitionsrisiko durch steigende CO<sub>2</sub>-Preise und durch mögliche stranded assets (beschränkte Übergangszeit)</li> </ul>
3. H <sub>2</sub> -DR	Wasserstoff	<ul style="list-style-type: none"> <li>Potenzial zur vollständigen Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen</li> <li>Hohe Standort- und Betriebsflexibilität durch kleinere Einheiten sowie Integration mit EE-Stromerzeugung</li> <li>Wettbewerbsvorteile dt. Stahlindustrie durch frühzeitige Positionierung</li> <li>„Window of Opportunity“: Reinvestitionsbedarf der Stahlindustrie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Existierende Anlagen bisher nur im Pilot- und Demonstrationsstadium</li> <li>Mangelnde kurzfristige Verfügbarkeit emissionsarmen Wasserstoffs (inkl. EE-Strom)</li> <li>Derzeit keine wirtschaftlichen Geschäftsmodelle</li> <li>Externer Energiebedarf bei Reduktion mit Wasserstoff</li> </ul>

A Energieträger    B Standort H<sub>2</sub>-Prod.    C Standort DR

Pfad	B	C	Stärken / Chancen	Schwächen / Risiken
3.1 H <sub>2</sub> -DR (Heimisch H <sub>2</sub> grün in DE)	Deutschland	Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> <li>Grüner H<sub>2</sub>: Einzige THG-freie Technologie</li> <li>Resilienz: Kontrolle über gesamte Wertschöpfungskette (inkl. DR, ES)</li> <li>Hohes heimisches Wertschöpfungspotenzial und Sicherung von Arbeitsplätzen</li> <li>Integration in bestehende Stahlstandorte sinnvoll (Versorgungssicherheit, ggfs. Abwärmenutzung)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Stark steigender Bedarf bei begrenzten heimischen EE-Ressourcen</li> <li>Kostennachteile durch hohe nationale Energiepreise</li> <li>Bestehende Stahlstandorte ggfs. für Integration EE-Stromproduktion ungeeignet</li> </ul>
3.2 & 3.3 H <sub>2</sub> -DR (Import H <sub>2</sub> grün/blau)	Ausland	Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> <li>Geringere H<sub>2</sub>-Produktionskosten im Ausland</li> <li>Versorgung mit blauem H<sub>2</sub> denkbar als Übergangslösung</li> <li>Rasche Skalierung der H<sub>2</sub>-Produktion möglich (EE-Ressourcen)</li> <li>H<sub>2</sub>-Importinfrastruktur (inkl. Speicher) ersetzt/ ergänzt Strom-Importinfrastruktur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Geringere heimische Wertschöpfung (Auslagerung H<sub>2</sub>-Produktion)</li> <li>Aufbau der Importinfrastrukturen (Pipeline, Schiff) erforderlich</li> <li>Kompensation geringerer H<sub>2</sub>-Produktions- durch Transportkosten</li> <li>Neue Importabhängigkeiten</li> <li>Blauer H<sub>2</sub>: Nicht emissionsfrei, Gefahr von Lock-In Effekten, Entwicklungsbedarf und Restrisiken</li> </ul>
3.4 H <sub>2</sub> -DR (Import DRIgrün/blau)	Ausland	Ausland	<ul style="list-style-type: none"> <li>Geringere H<sub>2</sub>-Gestehungskosten im Ausland (v.a. EE-Strom) und größere Mengenverfügbarkeit gegenüber heimischer Produktion</li> <li>Keine H<sub>2</sub>-Importinfrastruktur erforderlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Keine heimische Wertschöpfung durch H<sub>2</sub>- und DRI-Produktion und Verlust der heutigen Roheisenwertschöpfung</li> <li>Zusätzlicher Energiebedarf und Wiedereinschmelzungskosten im EAF</li> <li>Gefahr von „carbon leakage“, keine Kontrolle über die Lieferketten (Nachteile gelten analog auch für DRI-Importe auf CH<sub>4</sub>-Basis im Pfad 2.2)</li> </ul>

A Energieträger    B Standort H<sub>2</sub>-Prod.    C Standort DR

Abbildung 31: Stärken-Schwächen-Analyse der untersuchten Technologiepfade aus der Perspektive der Stahlherstellung (oben) und der Wasserstoffversorgung (unten).

Im Sinne einer Einordnung der sieben untersuchten Rohstahlproduktionsketten auf ihre Tauglichkeit als kurzfristige Einstiegs- oder mittelfristiger Übergangstechnologie oder auch als langfristig nachhaltige Stahlversorgungsoption wurden die wichtigsten Argumente spezifisch aus der Perspektive einer mittel- und langfristig grünen Wasserstoffversorgung in Abbildung 32 zusammengefasst. Neben den Kernargumenten für die Kriterien „technische Reife“, „Beitrag zum Klimaschutz“, „Wirtschaftlichkeit“ und „Industriepolitische Bedeutung“ enthalten die beiden Abbildungen auch eine holistische Einschätzung mit Begründung des Einsatzspektrums der jeweiligen Technologie mit Blick auf Einführung und Übergang (Rolle bis 2030) und mittelfristig mit Perspektive einer langfristigen Nachhaltigkeit (Rolle bis 2045/50).

Technologiepfad	Technische Reife	Beitrag zum Klimaschutz	Wirtschaftlichkeit	Industriepolitische Bedeutung	Rolle bis 2030
1. Konv. Hochofenroute (Referenz)	++	--	++	+	✓ Bestehendes Geschäft
2. Erdgas-DR*	2.1 Erdgas-Import	++	+	+	✓ Kurzfristige THG-Minderung durch etablierte Technologie
	2.2 Import DRI / Eisenschwamm	++	+	--	⚠ Bestehendes Geschäft, aber industriepolitisch ungeklärt
3. H <sub>2</sub> -DR	3.1 Heim. H <sub>2</sub> -Produktion (grün)	+	++	--	✗ Noch keine Wirtschaftlichkeit, auf Förderung angewiesen
	3.2 Import grüner H <sub>2</sub>	0	++	--	✗ Wirtschaftlichkeit und Mengenverfügbarkeit (Importe) offen
	3.3 Import blauer H <sub>2</sub>	0	+	-	✗ Wirtschaftlichkeit und Mengenverfügbarkeit (Importe) offen
	3.4 Import DRI / Eisenschwamm (grün / blau)	+ / 0	++ / +	--	⚠ Prinzipiell möglich, aber industriepolitisch ungeklärt

++ sehr hoch + hoch 0 neutral - gering -- sehr gering  
 ✗ kurzfristig schwer umsetzbar ⚠ Rolle zu klären ✓ kurzfristige Option

Technologiepfad	Technische Reife	Beitrag zum Klimaschutz	Wirtschaftlichkeit	Industriepolitische Bedeutung	Rolle bis 2045
1. Konv. Hochofenroute (Referenz)	++	--	--	--	✗ Hohe CO <sub>2</sub> -Emissionen, Ressourcenlast
2. Erdgas-DR*	2.1 Erdgas-Import	++	--	-	⚠ Weiterhin CO <sub>2</sub> -Emissionen, Umstellung auf H <sub>2</sub> -DR nötig
	2.2 Import DRI / Eisenschwamm	++	--	--	✗ Weiterhin CO <sub>2</sub> -Emissionen, industriepolitisch ungeklärt
3. H <sub>2</sub> -DR	3.1 Heim. H <sub>2</sub> -Produktion (grün)	++	++	+	✓ CO <sub>2</sub> -frei und hohe Wertschöpfung in DE
	3.2 Import grüner H <sub>2</sub>	++	++	++	✓ CO <sub>2</sub> -frei und geringe EE-Mengenrestriktionen
	3.3 Import blauer H <sub>2</sub>	++	-	+	⚠ CO <sub>2</sub> -Restemissionen, nur Übergangstechnologie
	3.4 Import DRI / Eisenschwamm (grün / blau)	++	+ / -	+	⚠ Prinzipiell möglich, aber industriepolitisch ungeklärt

++ sehr hoch + hoch 0 neutral - gering -- sehr gering

**Abbildung 32: Einordnung und Rolle der Technologiepfade in der kurz- bis mittelfristigen Perspektive bis 2030 (oben) sowie in der langfristigen Perspektive bis 2045/50 (unten)**

Dabei zeigt sich, dass in der kurz- bis mittelfristigen Perspektive bis 2030 vor allem die konventionelle Hochofenroute und CH<sub>4</sub>-DR aufgrund der jeweiligen technischen

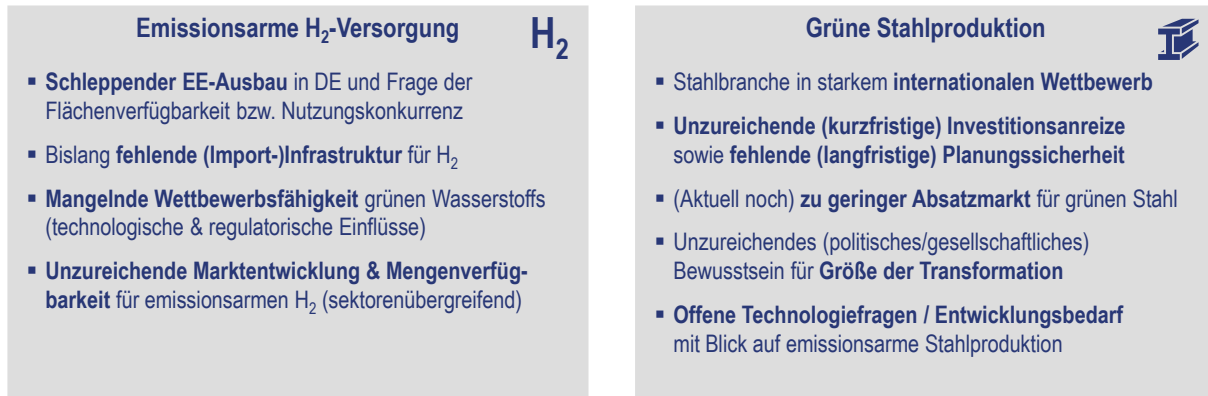
Reife und guten Wirtschaftlichkeit als mögliche vorteilhafte Optionen zur Verfügung stehen. Beide Verfahren müssen jedoch mit den immer strikteren Klimaschutzzielen im Einklang stehen. Während durch CH<sub>4</sub>-DR bereits deutliche CO<sub>2</sub>-Minderungspotenziale auch in der Übergangsphase erzielt werden können, ist dieses Potenzial für die konventionelle Hochofenroute begrenzt. H<sub>2</sub>-DR ist hingegen in der ersten Phase noch nicht ganz technisch ausgereift und muss sich im Hinblick auf die Verfügbarkeit des grünen Wasserstoffs in ausreichenden Mengen und zu günstigen Preisen noch beweisen. Daher sind die entsprechenden Technologiepfade kurz- bis mittelfristig schwer umsetzbar.

In der langfristigen Perspektive nach 2030 ist die konventionelle Hochofenroute wegen des inhärent mit ihrem Funktionsprinzip verbundenen Kohleeinsatzes, d.h. aufgrund der damit verbundenen hohen Klimagasemissionen und der Inkompatibilität mit dem Einsatz erneuerbarer Energien, nicht mehr zukunftstauglich. Auch CH<sub>4</sub>-DR wird langfristig aufgrund der Restemissionen und der damit verbundenen Kosten aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung keine relevante Rolle spielen können. Als relevanter Technologiepfad verbleibt damit langfristig die H<sub>2</sub>-DR auf Basis grünen Wasserstoffs, die perspektivisch als vergleichsweise wirtschaftlichste Option einen ausreichenden Beitrag zum Klimaschutz leisten kann. Da die EE-Potenziale in Deutschland aber alleine nicht ausreichen werden, können sowohl die heimische H<sub>2</sub>-Produktion als auch entsprechende Importe aus dem Ausland eine wichtige Rolle spielen. H<sub>2</sub>-DR auf Basis blauen Wasserstoffs wird aufgrund der CO<sub>2</sub>-Restemissionen nur als eine Übergangstechnologie zum Einsatz kommen können. DRI-Importe sind prinzipiell möglich, ihre industriepolitische Einordnung ist aber noch nicht vollständig geklärt.

#### **4.2 Herausforderungen und Handlungsempfehlungen für grüne Stahlerzeugung in Deutschland**

Im Folgenden werden die in der Studie identifizierten Hemmnisse für die Umstellung der deutschen Stahlproduktion auf emissionsfreie Verfahren zusammengefasst und darauf aufbauend konkrete Handlungsempfehlungen an die beteiligten Akteure aus Politik und Industrie formuliert.

Abbildung 33 zeigt die wesentlichen Hindernisse für eine rasche Transformation der Stahlindustrie nach den beiden Teilaspekten „Versorgung mit grünem Wasserstoff“ (Kapitel 4.2.1) und „grüne Stahlerzeugung“ (Kapitel 4.2.2), auf die im Folgenden näher eingegangen wird.



**Abbildung 33: Zusammenstellung der identifizierten Hemmnisse für eine emissionsfreie Wasserstoffversorgung und grüne Stahlproduktion**

#### 4.2.1 Sichere Versorgung mit grünem Wasserstoff

Wesentliche Grundvoraussetzung für rasche Investitionsentscheidungen innerhalb der Stahlbranche ist die Aussicht auf eine versorgungssichere, ausreichende und kostengünstige Versorgung mit grünem (und ggfs. auch emissionsarmem) Wasserstoff in Deutschland. Hierfür wurden in den vorangegangenen Kapiteln die im Folgenden beschriebenen wesentlichen Hemmnisse identifiziert.

##### **Schleppender Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland sowie die Frage der Flächenverfügbarkeit/Erzeugungspotenziale und mögliche Nutzungskonkurrenz mit anderen Anwendungen**

Die Produktion grünen Wasserstoffs erfordert große Mengen erneuerbarer Stromerzeugung. Allein für die Substitution des heutigen (fossilen) Wasserstoffbedarfs der Industrie von knapp 1,6 Mt<sub>H<sub>2</sub></sub> (ca. 55 TWh) wären eine Elektrolyseur-Leistung von 13 GW und eine zusätzliche erneuerbare Stromproduktion von etwa 75 TWh erforderlich.<sup>27</sup> Die in der Studienlandschaft identifizierte Bandbreite des grünen Wasserstoffbedarfs im Jahr 2050 reicht von etwa 7,8 bis 20,7 Mt<sub>H<sub>2</sub></sub> pro Jahr (260 bis 690 TWh).<sup>28</sup> Dies entspricht in etwa einer weiteren Verfünfbis- bis Verzwölfwachung dieser Menge. Im Vergleich dazu liegt die heutige jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland bei knapp 240 TWh [BMWK 2022] und entsprechend ist eine deutliche Steigung der Ausbaugeschwindigkeit für Wind- und PV-Anlagen erforderlich. Aufgrund der eingeschränkten Erzeugungspotenziale in Deutschland sowie der Nutzungskonkurrenz aller Sektoren um erneuerbaren Strom zur THG-Minderung, wird zukünftig auch der Import von emissionsarmem Wasserstoff von entscheidender Bedeutung sein.

<sup>27</sup> Annahmen: 4.000 VLS des Elektrolyseurs, 70% Effizienz.

<sup>28</sup> Hiervon entfallen nach Kapitel 3.2.2 bis zu 100 TWh direkt auf die stoffliche und energetische Nutzung in der Eisen- und Stahlindustrie.

- **Empfehlung 1:** Beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland

Die seit Ende 2021 im Amt befindliche deutsche Bundesregierung hat den raschen Ausbau großer EE-Produktionskapazitäten als wichtigste Stellschraube beim Erreichen der Klimaschutzziele definiert. Bereits bis 2030 soll der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf 80% ansteigen. Im Fokus stehen etwa Genehmigungsverfahren sowie die kommunale Raumplanung, um Flächenausweisung für Wind- und PV-Anlagen deutlich zu steigern [Bundesregierung 2021, Stiftung Umweltenergierecht 2022]. Auch die Beteiligung von Standortgemeinden (in Form der Kommunen und Bürger), wie etwa im EEG 2021 beschrieben, kann dabei ein wichtiger Hebel zur Steigerung der Akzeptanz neuer Anlagen sein. Für Wasserstoff hat die neue Bundesregierung das bisherige Ausbauziel der Nationalen Wasserstoffstrategie für das Jahr 2030 von 5 auf 10 GW Elektrolysekapazitäten angehoben [BMWi 2020, Bundesregierung 2021], doch ist dies nicht ausreichend, um etwa eine Umstellung des heutigen Wasserstoffbedarfs von fossilen auf erneuerbare Energien zu decken. Neben eines ambitionierten Ausbaupfads erneuerbarer Energien (sowie des dazugehörigen Stromnetzausbaus) ist der angekündigte Hochlauf der heimischen Wasserstoff-Produktionskapazitäten durch Elektrolyse konsequent umzusetzen.

- **Empfehlung 2:** Sicherung ausländischer Produktionskapazitäten durch internationale Kooperationen

Aufgrund der absehbaren Versorgungslücke bei emissionsarmem und -freiem Wasserstoff sind über die heimischen Produktionskapazitäten hinaus auch Kooperationen mit potenziellen Exportländern zu schließen, um die erforderlichen Wasserstoffmengen in den kommenden Jahren sicherstellen zu können. Um die Akzeptanz von Wasserstoff als wesentlicher Beitrag zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele nicht zu gefährden, muss auch bei Förderungen ausländischer Projekte ein wesentlicher Fokus auf die Erzeugung grünen Wasserstoffs gelegt werden. Als Importland steht Deutschland dabei auch im Wettbewerb mit anderen Wasserstoffabnehmern um attraktive Standorte innerhalb und außerhalb Europas für die Produktion erneuerbaren Stroms und grünen Wasserstoffs.

### **Bislang fehlende (Import-)Infrastruktur für Wasserstoff**

Die in Kapitel 2.1 untersuchten Studien beschreiben für die Jahre 2030 und 2050 eine Importquote von durchschnittlich etwa 60% zur Deckung des inländischen Wasserstoffbedarfs. Für den Transport großer Mengen sind eine Vielzahl potenzieller Transportvektoren denkbar, insbesondere Pipeline-Importe (v.a. bei kürzeren Distanzen bis etwa 3.000-4.000 km) sowie etwa Schiffsimporte in Form von NH<sub>3</sub>, LH<sub>2</sub> oder LOHCs (siehe Kapitel 2.2.2). Jedoch existieren bislang keine Importinfrastrukturen (Pipelines, Importterminals nach Deutschland, Anlagen zur Rekonditionierung) und auch die innerdeutsche Verteilung ist gegenwärtig auf regionale Industrienetze für Wasserstoff beschränkt. Zudem hat die Gasindustrie in den vergangenen Jahren zwar ambitionierte Pläne für mögliche Ausbauszenarien eines europäischen [Gas for Climate & Guidehouse 2021] bzw. deutschen Wasserstoffnetzes [FNB Gas 2020] vorgelegt, verbunden jedoch mit hohen Investitionen in den Neubau sowie die



Umwidmung der bestehenden Infrastruktur. Auch ist zu erwarten, dass der zeitintensive Umbau erst gegen Ende dieses Jahrzehnts zu einer flächendeckenden Importinfrastruktur führen wird – selbst bei rechtzeitigem Handeln. Insofern ist vor allem kurzfristig der Druck für eine inländische Wasserstoffbereitstellung, etwa durch on-site Elektrolyseure, besonders stark.

- **Empfehlung 3:** Intersektorale Kooperation für einen koordinierten Infrastrukturausbau der Strom- und Gasnetze

Die Metaanalyse in Kapitel 2.1 zeigt, dass der Industriesektor gerade bis 2030 einen bedeutenden Anteil am Bedarfshochlauf für emissionsarmen Wasserstoff haben wird. Langfristig (d.h. bis 2045 bzw. 2050) wird der Wasserstoffeinsatz in allen Sektoren erforderlich sein, um sektorenübergreifend die THG-Neutralität erreichen zu können. Vor diesem Hintergrund sollte die Errichtung einer Wasserstoffinfrastruktur von den großen Industriezentren ausgehend perspektivisch auch die Versorgung anderer Sektoren mitberücksichtigen. Hierzu zählt etwa auch eine koordinierte Netzplanung der Strom- und Gasinfrastruktur im Rahmen eines „Systementwicklungsplans (SEP)“ [dena 2022] sowie alternative Finanzierungskonzepte für den H<sub>2</sub>-Netzausbau etwa im Rahmen einer öffentlichen Gasnetzregulierung. Letztere hat der Gesetzgeber 2021 durch die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) durch die Übergangsvorschriften in §§113a-c auf den Weg gebracht. Allerdings sieht diese zunächst nur eine eigenständige Regulierung für Wasserstoffnetze vor, die erst mittelfristig in eine gemeinsame Finanzierung der Gas- und Wasserstoffnetze münden soll [von Burchard 2021].

- **Empfehlung 4:** Prüfung der Verlagerung von Stahlstandorten zur Minimierung der EE- oder H<sub>2</sub>-Transportwege innerhalb Deutschlands

Die in Deutschland existierenden großen Stahlstandorte liegen historisch bedingt zumeist in unmittelbarer Nähe zu den (ehemaligen) Kohle- und Erzförderstätten. Heute werden diese Rohstoffe ausschließlich nach Deutschland importiert und über Züge oder Binnenschiffe an die meist an Binnenstandorten gelegenen Großanlagen transportiert. Auch wird die Abkehr von Kohle (und mittelfristig auch Erdgas) als Hauptenergieträger der Stahlerzeugung zu einem deutlichen Anstieg des Strombedarfs an den einzelnen Standorten führen. Die zunehmende Umstellung auf erneuerbare Energien und Wasserstoff geht dabei einher mit dem Bau neuer Anlagen (Direktreduktion und elektrische Schmelzaggregate) und bietet daher die Flexibilität, Standortverlegungen innerhalb Deutschlands zu prüfen. Als potenzielle Standorte bieten sich Regionen in Norddeutschland mit hoher Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms, mögliche Anlandungspunkte für Energie- und Wasserstoffimporte sowie große Wasserstoffspeicherorte (unterirdische Salzkavernen vornehmlich nahe der norddeutschen Küste) an. Durch die räumliche Nähe von EE- und H<sub>2</sub>-Erzeugung zu den Großabnehmern kann der Druck auf den ohnehin erforderlichen Strom- und Wasserstoffnetzausbau abgemildert werden. Auch bietet die Integration der Strom- und Wasserstoffproduktion in die Prozesse der Rohstahlerzeugung weitere mögliche Synergiepotenziale wie etwa Netzdienstleistungen oder Wärmeauskopplung. Teil einer eingehenden Prüfung sollten daher auch weitere industriepolitische Auswirkungen sein, insbesondere etwa auf die



bestehenden Stahlstandorte und Mitarbeiter in Regionen mit bereits existierenden Herausforderungen des Strukturwandels (z.B. im Zuge des Kohleausstiegs).

### **Mangelnde Wettbewerbsfähigkeit grünen Wasserstoffs in Deutschland aufgrund technologischer und regulatorischer Einflüsse**

Die Kostenanalysen für die Bereitstellung grünen Wasserstoffs in Deutschland in Kapitel 2.2 zeigen die hohen Kosten, die dieser auf absehbare Zeit im Vergleich zu grauem und auch blauem Wasserstoff haben wird. Dies ist insofern besonders relevant, da die Wasserstoffkosten auch einen bedeutenden Anteil an den Rohstahlkosten haben werden (siehe Kapitel 3.3). Zwar wird in der Literatur in Abhängigkeit der Annahmen eine große Bandbreite für die H<sub>2</sub>-Bereitstellungskosten angegeben, doch ist erst mittel- bis langfristig mit einer deutlichen Annäherung zwischen erneuerbarem und fossilem Wasserstoff zu rechnen. Wesentliche Treiber dabei sind eine steigende CO<sub>2</sub>-Bepreisung sowie eine deutliche CAPEX-Kostendegression bei Elektrolyseuren durch den Hochlauf einer Massenproduktion. Da Wasserstoffimporte aus besonders attraktiven Regionen in den kommenden Jahren aufgrund der fehlenden Importinfrastrukturen nur eine untergeordnete Rolle spielen können, hat der frühe Markthochlauf vor allem direkt in Deutschland zu erfolgen. Erforderlich sind in einer Übergangsphase staatliche Unterstützung und ein angemessenes regulatorisches Umfeld, um trotz (noch) fehlender Geschäftsmodelle die Investitionen in die Technologie zu lenken.

- **Empfehlung 5:** Vermeidung regulatorischer Hürden für die Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse

Die wirtschaftliche Produktion von grünem Wasserstoff in Deutschland ist dabei stark von regulatorischen Rahmenbedingungen abhängig. Beispiele sind die auf eine Betriebsstundenzahl von 5.000 Stunden befristete Befreiung der EEG-Umlage im Erneuerbaren-Energien-Gesetz (§69b Abs. 2 EEG 2021). Die aktuelle politische Diskussion sieht nun sogar die vollständige Abschaffung der EEG-Umlage vor. Auf Europäischer Ebene liegt gegenwärtig die Aufmerksamkeit auf den im Rahmen eines delegierten Rechtsakts („Delegated Act“) von der EU-Kommission auszuarbeitenden Kriterien für die Einordnung von Elektrolyse-Wasserstoff als RFNBOs<sup>29</sup>. Diskutiert werden hier etwa Vorgaben zur Gleichzeitigkeit, Zusätzlichkeit sowie der regionalen Korrelation zwischen H<sub>2</sub>-Produktion und erneuerbarer Stromproduktion. Letztere haben nach Ansicht einiger Branchenverbände das Potenzial, mit strengen Kriterien die potenziellen Geschäftsmodelle für Elektrolyseure weiter einzuschränken [Hydrogen Europe 2021]. Auch werden diese Kriterien die Grundlage einer Überarbeitung des EEG in Deutschland sein. Die starken Veränderungen innerhalb der deutschen und europäischen Regulatorik führen folglich auch zu einer fehlenden Planungssicherheit für die Anlagenbetreiber. Auch die Europäische Kommission hat in ihrem Vorschlag zur Überarbeitung der Erneuerbaren Energien Richtlinie, RED II, im Sommer 2021

---

<sup>29</sup> RFNBO = Renewable Fuels of Non-Biological Origin / Erneuerbare Kraftstoffe bzw. Brennstoffe nicht-biologischen Ursprungs.

eine mögliche Ausweitung des RFNBOs Begriffs vom Transport- auf weitere Industriesektoren skizziert [EC 2021b]. Verbunden wäre dieser Vorschlag für die Stahlbranche mit möglichen Quoten (50% des eingesetzten Wasserstoffs soll nach dem Vorschlag im Jahr 2030 erneuerbar sein) und den zuvor genannten strengen Kriterien zur Zusätzlichkeit und Gleichzeitigkeit.

Der Hochlauf heimischer Produktionskapazitäten für grünen Wasserstoff ist wesentlich, um rasch größere Mengen hiervon für die Umstellung der Stahlbranche sowie andere Sektoren bereitstellen zu können. Die Politik sollte gerade in einer Übergangszeit dafür sorgen, dass dieser Markthochlauf nicht durch strenge Kriterien sowie stetig wechselnde regulatorische Rahmenbedingungen erschwert wird.

- **Empfehlung 6:** Förderinstrumente für CAPEX und OPEX (Mehrkostenausgleich) für grünen Wasserstoff aufsetzen

Die Notwendigkeit zur Förderung einer grünen Wasserstoffherzeugung in Deutschland ist trotz der mittel- bis langfristig stark steigenden Nachfrage in den kommenden Jahren zwingend gegeben. Aufgrund aktuell noch fehlender Geschäftsmodelle sowie den auf absehbare Zeit sinkenden CAPEX für Elektrolyseure (siehe Kapitel 2.2.1) besteht die Gefahr, die für einen raschen Markthochlauf erforderlichen Investitionen zu verschleppen. CAPEX-seitig sind Förderprogramme mit hohen Förderquoten durch Bund und Länder für die Errichtung von standortnahen Elektrolyseuren notwendig, wie sie etwa auch im Rahmen der deutschen „Reallabore der Energiewende“ umgesetzt wurden. Dabei sollte die große Zahl bestehender Förderprogramme für Elektrolyseure konzentriert werden, um für die einzelnen Projektanträge höhere Erfolgschancen zu gewährleisten.<sup>30</sup> Der hohe Investitionsbedarf für die Umstellung der Stahlindustrie auf emissionsfreie Verfahren ist auf hohe Förderbudgets etwa im EU „Innovation Fund“ oder durch beihilferechtliche Sonderregelungen im Rahmen des „IPCEI<sup>31</sup> Wasserstoff“ angewiesen.

Die OPEX-seitige Förderung für Wasserstoff kann etwa in Form von Carbon Contracts for Difference (CCfD) erfolgen, um die Mehrkosten gegenüber grauem Wasserstoff abdecken (insbesondere solange diese nicht durch eine angemessene CO<sub>2</sub>-Bepreisung kompensiert werden). Ziel ist es, damit einen raschen Markthochlauf der Technologie zu befördern und durch sinkende H<sub>2</sub>-Gestehungskosten den Einsatz grünen Wasserstoffs in Anwendungen wie der Stahlindustrie zu ermöglichen. Die H2Global-Initiative setzt sich beispielsweise für die Betriebskostenförderung bei Wasserstoffimporten nach Deutschland ein und wurde hierfür von der Bundesregierung mit 900 Mio. € ausgestattet [H2Global 2021]. Kurzfristig ist der Fokus jedoch stärker auf einen heimischen Produktionshochlauf zu legen.

Fokus aller staatlicher Förderungen für Wasserstoff sollte auf grünem Wasserstoff liegen. Zwar wird blauer Wasserstoff aufgrund der bereits hohen THG-Emissionsminderung gegenüber grauem Wasserstoff und der potenziell besseren Mengen-

---

<sup>30</sup> Der DWV plant zusammen mit der HySteel-Fachkommission eine konsequente Überprüfung der Entwicklungen für IPCEI-Wasserstoff und weiterer CAPEX-seitiger Förderprogramme [DWV 2022].

<sup>31</sup> Important Projects of Common European Interest

verfügbarkeit und dessen Import nicht kategorisch ausgeschlossen. Aber wie bereits von der Bundesregierung kommuniziert, sollte eine finanzielle Förderung streng an den erneuerbaren Charakter des Wasserstoffs gebunden werden und damit auf die Etablierung grüner Wasserstoffprojekte im In- und Ausland abzielen [BMWi 2022, EURACTIV 2022].

- **Empfehlung 7:** Internationales Zertifizierungssystem für emissionsarmen und grünen Wasserstoff (ggfs. unter Berücksichtigung zusätzlicher Nachhaltigkeitskriterien für die Lieferketten)

Die Mehrkosten für grünen Wasserstoff können vom Markt nur im Falle einer verlässlichen und nachvollziehbaren Zertifizierung vergütet werden. Dabei sind gegenwärtig unterschiedliche Zertifizierungssysteme für Wasserstoff in der Entwicklung. In einer aktuellen Studie wurden elf dieser aktuellen Aktivitäten zusammengestellt und verglichen (darunter etwa ISCC PLUS, CertifHy, das dena Biogasregister, oder der TÜV Süd CMS 70), um daraus potenzielle Handlungsempfehlungen für einen globalen Standard abzuleiten [dena 2022b]. Aufgrund der vielfältigen unterschiedlichen Ansätze und Kriterien kommt die Studie zu dem Schluss, dass eine Vereinheitlichung hier schwer umzusetzen sei, insbesondere da nicht erwartet wird, dass andere Regionen die strengen Vorgaben der EU übernehmen werden. Dennoch sollte genau diese im Zentrum zukünftiger Bemühungen stehen, um etwa klare und einheitliche Berechnungsmethoden für die THG-Emissionen sowie Grenzwerte festzulegen und darüber hinaus auch weitere Nachhaltigkeits- und Umweltkriterien in die Bewertung einzubeziehen. Inwieweit in die bestehenden Systeme auch die Weiterverarbeitung zu grünem Stahl integriert werden könnte, sollte geprüft werden.

#### **Unzureichende Marktentwicklung & Verfügbarkeit für emissionsarmen und grünen Wasserstoff (sektorenübergreifend)**

Die oben genannten Punkte der fehlenden (Import-)Infrastruktur für Wasserstoff sowie der mangelnden Wettbewerbsfähigkeit grünen Wasserstoffs sind auch in dem bislang sehr eingeschränkten Absatzmarkt für emissionsarmen Wasserstoff in Deutschland begründet. Dabei sind neben dem Stahlsektor auch weitere Anwendungen auf Wasserstoff angewiesen, um die jeweiligen THG-Emissionsziele zu erreichen. Als Beispiele seien die chemische Industrie (insb. die petrochemische Industrie), sowie der Nutzfahrzeugsektor und – mittelfristig – auch bestimmte Anwendungen im Wärme- (Fernwärmeversorgung) und Stromsektor (Back-up Gaskraftwerke) genannt. Zwar zeigen die in Kapitel 2.1 gezeigten Analysen bis zum Jahr 2030 einen stärkeren Fokus des Wasserstoffeinsatzes im Industriesektor (inkl. Stahlbranche), langfristig wird Wasserstoff jedoch sektorenübergreifend eingesetzt werden. Eine zeitnahe Marktentwicklung in allen Sektoren könnte hier hingegen gerade kurzfristig die Politik veranlassen, die erforderlichen regulatorischen Rahmenbedingungen zu setzen.

- **Empfehlung 8:** Sektorübergreifende Wasserstoffnachfrage stärken, z.B. durch Quotenregelungen für diverse (Industrie-)Sektoren

Um den Bedarf für grünen Wasserstoff aus verschiedenen Industriesektoren zuverlässig und kontinuierlich zu steigern, können Quotenregelungen eine

interessante Möglichkeit sein, deren Ausgestaltung und Auswirkungen für die einzelnen Sektoren es aber stärker zu prüfen gilt. In ihrem Vorschlag für eine Überarbeitung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) hat die Europäische Kommission ein Ziel für erneuerbaren Wasserstoff für die Industrie ins Spiel gebracht, etwa für den Raffinerie- oder Stahlsektor [EC 2021b]. Als Ziel gibt die EU-Kommission in ihrem Vorschlag bis zum Jahr 2030 einen Anteil von 50% grünem Wasserstoff (als „RFNBO“ definiert“) im gesamten Wasserstoffverbrauch der Industrie an. Zusammen mit einem definierten Zielpfad können solche politischen Vorgaben die Planungssicherheit für absehbare Bedarfsmengen fördern und damit den erforderlichen Produktionshochlauf gewährleisten.

- **Empfehlung 9:** Hebelwirkung der Stahlindustrie bei Entwicklung der H<sub>2</sub>-Märkte und Infrastrukturen nutzen

Der große Bedarf der Stahlindustrie nach Wasserstoff macht die Branche als wichtigen Ankerkunden an wenigen großen Standorten zu einem Ausgangspunkt für die Entwicklung der zukünftigen Wasserstoffnetzinfrastruktur. Zusätzlich zeigten Analysen in Kapitel 3.4, dass aus Sicht der CO<sub>2</sub>-Vermeidung der Einsatz von Wasserstoff zur Stahlerzeugung mit 26-28 t<sub>CO2</sub>/t<sub>H2</sub> besonders attraktiv ist – auch im Vergleich zum Wasserstoffeinsatz in anderen Sektoren. Insofern ist die Berücksichtigung der Stahlstandorte beim Infrastrukturaufbau sowie als wichtiger Einsatzsektor für Wasserstoff hervorzuheben und zu fördern, ohne dabei jedoch die langfristig ebenfalls erforderliche Wasserstoffnutzung in anderen Segmenten und Sektoren zu verhindern bzw. zu benachteiligen.

- **Empfehlung 10:** Globale Kooperationen zur Schaffung transparenter und liquider globaler H<sub>2</sub>-Märkte

Während aus heutiger Sicht die H<sub>2</sub>-Bereitstellungskosten im Fokus der Analysen stehen, wird sich der künftige Wasserstoffpreis erst auf einem transparenten und liquiden Markt bilden können. Gerade kurzfristig werden die Akteure einerseits die teils hohen Mehrkosten für grünen Wasserstoff nicht vollständig durch die Kunden vergütet bekommen und sind somit auf Förderungen und staatliche Zuschüsse angewiesen. Der rasche Bedarfshochlauf von emissionsarmem Wasserstoff kann bei zu knappem Angebot aber auch zu deutlichen Preisschwankungen führen. Politik und Industrie sind daher gefordert, durch internationale Zusammenarbeit einen transparenten und liquiden nationalen und globalen Markt für grünen (und ggfs. auch blauen) Wasserstoff zu etablieren. Im Rahmen der H2Global-Initiative wurde mit HINT.CO ein erster Schritt zu einem Handelsplatz für grünen Wasserstoff in Leipzig eingerichtet [Sachsen 2021].

#### 4.2.2 Grüne Stahlerzeugung

Für eine vollständige Emissionsminderung der Stahlproduktion sind ausreichende Mengen erneuerbarer Energien und grünen Wasserstoffs unabdingbar. Beides wird in der Übergangsphase jedoch nur eingeschränkt verfügbar sein, verbunden zudem mit heute noch deutlichen Mehrkosten gegenüber den bisherigen fossilen Einsatzstoffen und Energieträgern der Stahlproduktion. Umso entscheidender ist der rasche Beginn des Transformationsprozesses innerhalb des Stahlsektors, der in einer

schrittweisen Umstellung des Anlagenparks von Hochöfen zu Direktreduktionsanlagen und Schmelzaggregaten begründet liegt. Dabei wird sich die bestehende Rohstahlproduktion in den kommenden 20 Jahren komplett verändern müssen, um die ambitionierten Klimaschutzziele Deutschlands und Europas tatsächlich erreichen zu können. Zugleich muss dies aus industriepolitischer Sicht unter Erhalt des Stahlstandorts Deutschland und der daraus resultierenden Wertschöpfung gelingen.

Im Folgenden werden die wesentlichen bestehenden Hemmnisse beschrieben und Empfehlungen für ihre rasche Überwindung gegeben.

### **Stahlbranche im starken internationalen Wettbewerb**

Die deutsche Stahlbranche sieht sich gegenwärtig parallel mit zwei Herausforderungen konfrontiert: Zusätzlich zu den klimapolitischen Vorgaben führten bereits in den vergangenen Jahren internationale Überkapazitäten und ein starker Wettbewerb zu einem hohen Preisdruck auf die deutschen (und europäischen) Stahlerzeuger. Allein China hat in den vergangenen 20 Jahren die eigene Stahlerzeugungskapazitäten von 129 Mt/a (2000) auf knapp 1.000 Mt/a (2019) gesteigert und trug damit etwa 50% zu den globalen Produktionskapazitäten bei [WV Stahl 2021]. Bereits im Jahr 2016 überstieg die chinesische Stahlproduktion damit den eigenen Bedarf um etwa 400 Mt Stahl [Verwerich 2016]. Alleine im ersten Halbjahr 2020 ist aber Chinas Weltmarktanteil nahezu sprunghaft von 50% auf 60% gestiegen [Siebel 2022], obwohl ursprünglich in einem Beschluss von 2016 eine Schließung rückständiger Anlagen mit einer Kapazität von 140 Mt binnen fünf Jahren angekündigt worden war. Hinzu kommen hohe und volatile Energiepreise in Deutschland. In diese Phase der Konsolidierung innerhalb der Stahlbranche sind hinsichtlich der konventionellen Stahlerzeugung in Europa zusätzliche Belastungen im Rahmen des europäischen Zertifikatshandels (EU-ETS) sowie milliardenschwere Investitionen in neue Anlagen kaum aus eigenen Mitteln der Branche zu stemmen. Grüner Stahl könnte mittel- und langfristig als wesentliches Alleinstellungsmerkmal die Wettbewerbsposition der heimischen Stahlindustrie stärken. Gelingen kann dies aber nur mit Investitionsunterstützung und einem regulatorischen Rahmen, der grünen Stahl gegenüber konventionellem Stahl begünstigt oder die zusätzlichen Kosten zur Emissionsreduktion anderweitig ausgleicht.

- **Empfehlung 11:** „Level playing field“ gegenüber internationalem Wettbewerb schaffen, um CO<sub>2</sub>-Preisrisiken abzumildern

Um die Belastungen der Stahlindustrie im Rahmen des Technologiewechsels sowie steigender CO<sub>2</sub>-Kosten innerhalb Europas abzufedern, müssen Ausgleichsmechanismen zur Verhinderung von „Carbon Leakage“ implementiert werden. Gegenwärtig erhält die Stahlindustrie eine freie Zuteilung an CO<sub>2</sub>-Zertifikaten, die jedoch nach Vorschlag der EU-Kommission in den kommenden Jahren durch einen europäischen Grenzausgleichsmechanismus (Carbon Boarder Adjustment Mechanism, CBAM) abgelöst werden soll. Ziel ist es, dass die Mehrkosten, die der europäischen Stahlbranche durch eine sinkende freie Zuteilung an CO<sub>2</sub>-Zertifikaten entstehen [Stiftung Wissenschaft und Politik 2021], auch auf nicht-europäische konventionelle Stahlerzeugungsanlagen übertragen werden. Es ist zu beobachten, dass eine solche Grenzabgabe auch ein Umdenken in



anderen Regionen befördert, um etwaige Abgaben durch eigene Maßnahmen oder Technologieinnovation zu vermeiden. Gerade in der Übergangsphase mit einem parallelen Hochlauf an Direktreduktionsanlagen zu dem kontinuierlichen Ausphasen bestehender Hochöfen, müssen langfristige regulatorische Perspektiven die Kostenrisiken der Unternehmen minimieren. Bei der Ausgestaltung ist insbesondere auch die Vereinbarkeit mit internationalem Recht zu berücksichtigen, um etwaige Nachteile der europäischen Stahlindustrie auf anderen Märkten (etwa durch Strafzölle) zu vermeiden. Zudem sollten auch konkrete zusätzliche Regelungen etwa in Form von Entlastungen für emissionsarme Stahlexporte aufgenommen werden. In jedem Fall sollte die Ablösung der freien Zuteilung für die Stahlerzeugung erst bei nachgewiesener Wirksamkeit des Mechanismus erfolgen, um die kurzfristigen Investitionsrisiken in neue Anlagentechniken der europäischen Stahlerzeuger nicht weiter zu erhöhen.<sup>32</sup>

### **Unzureichende (kurzfristige) Investitionsanreize sowie fehlende (langfristige) Planungssicherheit**

Die erforderlichen Investitionen zur Umstellung der deutschen Stahlindustrie bis zum Jahr 2050 wurden wiederholt auf bis zu 30 Mrd. € geschätzt (siehe Kapitel 3.3). Kurzfristig lassen sich durch vergleichsweise günstige Anpassungsmaßnahmen an bestehenden Anlagen (etwa durch das Einblasen von Erdgas oder Wasserstoff in bestehenden Hochöfen) bereits Emissionsminderungen erreichen, für die Zielerreichung bis 2030 wird dies allerdings aller Voraussicht nach nicht ausreichen.

Weitergehende Aktivitäten der Stahlhersteller zum Bau erster Pilotanlagen schaffen jedoch – trotz zahlreicher parallel existierender Förderprogramme – aufgrund unzureichender Förderbewilligungen gegenwärtig nicht den Sprung von der Planung in die Umsetzung. Eine förderunabhängige Umsetzung ist hinsichtlich der hohen CAPEX-Investitionen sowie der unzureichenden Geschäftsmodelle aktuell auch nicht absehbar. Auch das gegenwärtig hochdynamische regulatorische Umfeld hinsichtlich der Nutzungskriterien für erneuerbaren Strom für die Wasserstoffproduktion bremst eine rasche Umsetzung.

- **Empfehlung 12:** Anschubfinanzierung durch zielgerichtete und unbürokratische Förderung (CAPEX & OPEX) sowie Zugang zu europäischen Fördertöpfen bzw. IPCEI

Die hohen CAPEX-seitigen Investitionserfordernisse können durch den Zugang der Stahlindustrie zu hochdotierten nationalen und vor allem europäischen Fördertöpfen (wie etwa dem EU Innovation Fund) ermöglicht werden. Auch die im Rahmen des IPCEIs Wasserstoff ermöglichten Ausnahmen zu den beihilferechtlichen Beschränkungen sind eine weitere Fördermittelquelle. Eine Vereinfachung und Entbürokratisierung der bestehenden Förderlandschaft sollte vor dem Hintergrund zeitintensiver Antragsphasen und z.T. sehr geringer Erfolgsquoten überprüft werden.

---

<sup>32</sup> Weiterführende Analysen zu möglichen regulatorischen Instrumenten erfolgen in einer Studie, die parallel durch Becker Büttner Held (BBH) im Auftrag des DWVs ausgeführt wird.



OPEX-seitige Förderprogramme werden etwa auch von der Bundesregierung im Rahmen möglicher Klimaschutzverträge (KSV, auch Carbon Contracts for Difference, CCfDs) geprüft. Neben Energieträger-CCfDs liegen auch Vorschläge für spezifische Produkt-CCfDs für unterschiedliche Branchen (einschließlich Stahl) vor [BCG 2021]. Letztere haben den Vorteil, zusätzlich zu den Mehrkosten aus der Substitution fossiler Energieträger auch einen Kostenausgleich für die erforderlichen Mehrinvestitionen für emissionsfreie Stahlerzeugung gegenüber konventionellem Stahl, etwa durch neue Produktionsanlagen sowie höhere Betriebskosten, abdecken zu können. In jedem Fall sind Wechselwirkungen zwischen regulatorischen Marktinstrumenten (EU ETS, CBAM, Kennzeichnung von grünem Stahl) und Förderinstrumenten (z.B. KSV bzw. CCfDs) zu prüfen. Dabei sollten die Förderinstrumente die stetige Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit grünen Stahls durch geringere Betriebs- und Energiekosten berücksichtigen und somit einen kontinuierlich sinkenden Mehrkostenausgleich darstellen.

- **Empfehlung 13:** Investitionssicherheit durch stabile und langfristige regulatorische Rahmenbedingungen

Eines der größten Hemmnisse für die Umsetzung der ersten Projekte sind die unsicheren und dynamischen regulatorischen Rahmenbedingungen. Entsprechend sind sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene die erforderlichen Entscheidungen und Maßnahmen zeitnah und konsistent umzusetzen. Hierzu zählen etwa Klimaschutzverträge und andere CCfD, ein Grenzkostenausgleich (CBAM) für die Stahlbranche sowie eine langfristige Entscheidung zu der Menge der freien Zuteilungen im EU ETS. Nicht zuletzt ist ein verlässlicherer Rahmen hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Bepreisung, der potenziellen Rolle von CCS-Technologien wie auch die Einführung von Marktinstrumenten zur Schaffung erster Leitmärkte umzusetzen. Die Bundesregierung hat in den kommenden Gesetzespaketen (etwa im Rahmen des Osterpakets) hier für eine rasche Klarheit zu sorgen.

#### **(Aktuell noch) zu geringer Absatzmarkt für grünen Stahl**

Selbsttragende Geschäftsmodelle für grünen Stahl können sich nur entwickeln, wenn sich Absatzmärkte finden, in denen die Anwender bereit sind, die Mehrkosten gegenüber konventionellem Stahl auszugleichen. Erste Beispiele aus der Automobil- oder Windbranche zeigen, dass eine verbesserte THG-Bilanz in bestimmten Premiummärkten sowie der erneuerbaren Energien-Branche allgemein auf Interesse stößt [BMW 2021, Ørsted 2021]. Auch auf internationaler Bühne wurden erste Absichtserklärungen unterzeichnet, etwa im Rahmen der letzten Weltklimakonferenz (COP 21). In der sogenannten „First Movers Coalition“ verpflichteten sich beispielweise über 30 Großkonzerne, unter anderem für einen verstärkten Einsatz grünen Stahls [First Movers Coalition 2021]. Dennoch bleibt fraglich, ob der Markt alleine in der Lage ist, die zeitnahe Umstellung zu bewirken. Im Sinne einer höheren Planungssicherheit und zur Verminderung der Investitionsrisiken können auch staatlich verordnete Abnahmekoten den Markthochlauf unterstützen. Wie in Kapitel 3.3 gezeigt, sind die Auswirkungen einer vollständigen Umlegung der Mehrkosten auf den Endverbraucher in bestimmten Segmenten durchaus ohne hohe Preissteigerungen möglich.

- **Empfehlung 14:** Leitmärkte für grünem Stahl schaffen

Während die Nachfrage nach grünem Stahl bei den unterschiedlichen Endabnehmern langsam steigen wird, sollte die Politik mögliche Quoten zum planbaren Absatzhochlauf sowie andere Instrumente wie den Vorrang grünen Stahls bei öffentlichen Aufträgen oder Förderprojekten prüfen. Ziel ist es, stetig steigende Mengen grünen Stahls in erste Leitmärkte zu bringen und sowohl Erzeugern wie auch Anwendern entsprechende Anreize an die Hand zu geben. Im Zentrum stehen beispielsweise Branchen, die bereits heute durch klimapolitische Subventionen wesentlich durch staatliche Förderprogramme profitieren, etwa die Elektrofahrzeug- oder erneuerbare Energien-Branche.

- **Empfehlung 15:** Kennzeichnung und Zertifizierung für grünen Stahl zur Steigerung der Marktdurchdringung

Um einen Markt für grünen Stahl zu schaffen, ist eine einheitliche Definition sowie eine Zertifizierung / Kennzeichnung notwendig, die die reduzierten THG-Emissionen berücksichtigt. Dies ermöglicht es Produzenten, höhere Erlöse für den grünen Stahl zu erzielen. Gleichzeitig müssen potenzielle Instrumente mit anderen Fördermechanismen abgestimmt werden, sodass keine Doppelvermarktung der grünen Eigenschaften möglich ist. Eine nachvollziehbare Kennzeichnung ist überdies Grundvoraussetzung für die Einführung sektorspezifischer Quoten. Zu prüfen ist, inwieweit während der Transformationsphase bereits anteilige THG-Emissionsreduktionen anerkannt werden können, etwa durch Einführung der erdgasbasierten Direktreduktion oder anderer THG-reduzierender Prozesse.

### **Unzureichendes gesellschaftliches Bewusstsein für Größe der Transformation**

Die gegenwärtige regulatorische Unsicherheit sowie die zeitlichen Verzögerungen klarer Regeln durch das politische Ringen um den optimalen Weg spiegeln nur eingeschränkt den großen Handlungsdruck sowie den engen Zeitraum für die Transformation des Stahlsektors wider. Innerhalb von 20 bis 25 Jahren ist eine Industriebranche umzubauen, während gleichzeitig Arbeitsplätze und Wertschöpfung in Deutschland gehalten werden sollen. Die Umstellung umfasst dabei nicht nur einen Umbau des bestehenden Anlagenparks, sondern auch die Substitution der bislang fossilen Energiebereitstellung in Form von hauptsächlich Kohle, Koks und Gas auf erneuerbaren Strom und grünen Wasserstoff. Sowohl für die deutsche als auch für die globale Stahlindustrie bedeutet dies immense Investitionssummen und möglicherweise eine Auflösung der heute gut integrierten Prozesse.

Um die Ziele der THG-Neutralität der Branche bis 2045 zu erreichen, sind aufgrund der langen Umsetzungszeiträume die Investitionsentscheidungen zeitnah zu treffen. In jedem Falle bleibt bereits eine 38%-ige THG-Emissionsreduktion bis 2030 ein ambitioniertes Ziel. Für Teile der zukünftigen Wertschöpfungskette – etwa der erneuerbaren Stromproduktion, der Bereitstellung grünen Wasserstoffs sowie der Reduktion des Eisenerzes – werden im Einzelfall auch Standortverlagerungen ins Ausland diskutiert, um tragfähige Geschäftsmodelle aufbauen zu können.

Um die große Herausforderung der Transformation der deutschen Stahlbranche erfolgreich zu bewältigen, sollten folgende Aspekte berücksichtigt werden.

▪ **Empfehlung 16:** Frühzeitige öffentlichkeitswirksame Kommunikation der Handlungserfordernis

Die Umstellung der Stahlbranche wird bis 2050 mit einem grünen Wasserstoffbedarf von bis zu 100 TWh/Jahr (33 Mt) einhergehen (siehe Kapitel 3.2.2). Doch um bereits erste Projekte in den kommenden Jahren umzusetzen, sind große Wasserstoffmengen erforderlich. So rechnet etwa thyssenkrupp am Standort Duisburg mit einem bis 2028 schrittweise ansteigendem Wasserstoffbedarf von zunächst 18 kt/a ab 2022 (H<sub>2</sub>-Beimischung in der Hochofenroute) auf etwa 90 kt/a bzw. 230 kt/a bei Inbetriebnahme der ersten und später zweiten Direktreduktionsanlage in den Jahren 2025 und 2028 [thyssenkrupp Steel 2020]. Um diese Projekte nicht auszubremsen, muss in einer Übergangszeit auch die nur anteilige Deckung mit grünem Wasserstoff ermöglicht werden. Dies gilt insbesondere, da nicht von einer ausreichenden inländischen Produktion sowie dem rechtzeitigen und flächendeckenden Aufbau einer Import- und Verteilinfrastruktur zu rechnen ist. Ohne einen Anschluss der Stahlwerke an entsprechende Leitungen ist die vor-Ort-Produktion durch einen Dampfreformer oder Elektrolyseur zu gewährleisten. Eine Belieferung mit Lkw erscheint bei Transportkapazitäten von etwa 900 kg (CGH<sub>2</sub>-Trailer) bzw. 4.000 kg (LH<sub>2</sub>-Trailer) hierfür nicht geeignet [Linde 2019].<sup>33</sup>

Strenge Vorgaben, mangelnde Investitionsanreize und -unterstützung sowie unsichere Rahmenbedingungen werden diese notwendigen ersten Projekte unnötig verzögern und damit das Erreichen der Klimaschutzziele gefährden. Ohne die gesellschaftliche Unterstützung für den erforderlichen Leitungsbau (Strom und Gas) sowie den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion besteht die Gefahr, dass die emissionsfreie Stahlerzeugung in Zukunft außerhalb Deutschlands erfolgen wird.

▪ **Empfehlung 17:** Erfahrungen der langjährigen Mitarbeiter nutzen und Weiter- und Ausbildungsmöglichkeiten entwickeln

Die Umstellung der Stahlproduktion wird auch deutliche Auswirkungen auf die bisher in der Industrie beschäftigten Arbeitnehmer haben. Durch gezielte Aus- und Weiterbildungsprogramme ist einem potenziellen Fachkräftemangel bereits frühzeitig entgegenzutreten. Auch bieten neue Glieder in der Wertschöpfungskette neue Beschäftigungspotenziale. Ziel aller Aktivitäten muss es sein, Auslagerungen bestimmter Prozessschritte ins Ausland zu vermeiden. Eine detaillierte Studie zu den Auswirkungen der Transformation der Stahlbranche auf den deutschen Arbeitsmarkt ist zu beauftragen, um heute die richtigen Schritte einzuleiten.

▪ **Empfehlung 18:** Internationale Kooperationen zur Transformation der weltweiten Stahlerzeugung

Die deutsche Stahlbranche hat jetzt die Möglichkeit, sich frühzeitig auf dem Markt für emissionsarmen und grünen Stahl zu positionieren. Die hierdurch erlangte Technologieführerschaft wird auch über die Branche hinaus etwa im Anlagenbau und der Zulieferindustrie einen Grundstein für zukünftige Wertschöpfung im

---

<sup>33</sup> Bei 230 kt/a bzw. 630 t/Tag entspräche dies täglich rund 56 bzw. 160 LH<sub>2</sub>-Trailer-Lieferungen.

internationalen Marktumfeld legen. Durch Technologietransfers kann außerdem die weltweite THG-Minderung im Stahlsektor vorangetrieben werden.

### **Offene Technologiefragen / Entwicklungsbedarf mit Blick auf emissionsarme Stahlproduktion**

Abschließend sei auch auf das vorhandene Technologieentwicklungsrisiko hingewiesen. Zwar ist der Einsatz grünen Wasserstoffs langfristig die einzige Möglichkeit, die bislang emissionsintensive Bereitstellung von Roheisen zu ersetzen, doch wird die H<sub>2</sub>-DR-Technologie bislang weltweit noch nicht großtechnisch eingesetzt. Die Nutzung verschiedener Verfahren der erdgasbasierten Direktreduktion (CH<sub>4</sub>-DR), etwa im Midrex- oder HyL-Verfahren ist in der Anwendung, aber es ist offen, mit welchem Aufwand die schrittweise bzw. vollständige Umstellung auf Wasserstoff verbunden ist (siehe auch Kapitel 3.1.2). Jedes der großen deutschen Stahlproduktionsunternehmen hat jedoch die Praxiseinführung der DR-Technologie, z.T. über den übergangsweisen Einsatz von Erdgas, langfristig aber auf Basis von Wasserstoff angekündigt.

Die neuen Anlagen bieten allerdings auch neue Möglichkeiten zur Integration der Strom- und Wasserstofferzeugung in die Reduktions- und Schmelzprozesse der Rohstahlherstellung. Durch flächendeckenden Einsatz von elektrischen Schmelzöfen wird auch eine stärkere Kombination bzw. Anlagenvariation aus Primär- und Sekundärstahlroute ermöglicht. Damit einhergehend müssen jedoch negative Auswirkungen unterschiedlicher Schrottqualitäten sowie der kohlenstofffreien Verfahren auf die Stahlqualität vermieden werden, etwa auch durch nachträgliches Eintragen von Kohlenstoff.

#### ▪ **Empfehlung 19:** Weiterentwicklung angepasster Verfahrenstechnik

Folgende wichtigste technische Entwicklungen sind voranzutreiben:

- Weiter- bzw. Neuentwicklung von CH<sub>4</sub>-/H<sub>2</sub>-DRI-Hybridschachtöfen im dynamischen Einsatz mit erneuerbarer Elektrizität,
- ES weiterentwickeln im Hinblick auf höhere DRI-Anteile für einfache Stahlqualitäten,
- SAF entwickeln im Hinblick auf eine Integration mit CH<sub>4</sub>-/H<sub>2</sub>-DR-Anlagen mit hoher Rohstahlqualität oder alternativ für den Betrieb mit importiertem DRI unterschiedlicher Qualität,
- Entwicklung angepasster Schrottaufbereitungsverfahren (z.B. Schrottsortierung) im Sinne einer Erhöhung des Sekundärschrottanteils und der damit einhergehenden höheren Rohstahlqualitäten im ES/SAF.

#### ▪ **Empfehlung 20:** Technologiestrategie und Geschäftsmodelle regelmäßig überprüfen und ggfs. anpassen

Die deutsche Stahlindustrie befindet sich in einer guten Ausgangsposition für die technischen Veränderungen. Dabei werden unterschiedlichste Strategien zur THG-Emissionsreduktion verfolgt. Diese sollten vom Gesetzgeber gleichermaßen anerkannt und gefördert werden, solange sie auf das Ziel eines langfristigen

Aufbaus einer grünen Stahlindustrie einzahlen. Dabei sind sowohl rasche THG-Senkungen durch Brückentechnologien als auch die Einführung neuer Verfahren notwendig, die erst langfristig durch Umstellung auf grünen Wasserstoff deutliche Emissionsminderungen erlauben.

H<sub>2</sub>- oder DRI-Importe können, je nach Geschäftsmodell und Technologie, wichtige Treiber der Umstellung sein und sollten daher nicht aus rein industriepolitischen Gründen ausgeschlossen werden. Durch ein ständiges Monitoring möglicher Geschäftsmodelle sowie geeigneter Förderprogramme im In- und Ausland ist zukünftig die Abwägung zwischen heimischer Produktion und Importpfaden zu treffen. Dabei sollten auch eine Reihe von weiteren Aspekten wie die regionalen Wertschöpfungspotenziale, aber auch die Resilienz der Lieferketten sowie die Durchsetzung von Umwelt- und Klimaschutz im Ausland bei der kontinuierlichen Bewertung des Übergangspfads Berücksichtigung finden.

### 4.2.3 Zusammenfassung der Handlungsempfehlungen

Die Ausführungen in den vorangegangenen Kapiteln zeigen, dass rascher Handlungsbedarf auf den unterschiedlichen Stufen der Wertschöpfungskette besteht. Dieser richtet sich sowohl an die Politik, die mit zielgerichteten und langfristigen Rahmenbedingungen das richtige Umfeld für den Transformationsprozess der Stahlindustrie schaffen sollte. Doch auch innerhalb der Stahlbranche selbst sowie bei anderen Akteuren, die für den Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft relevant sind, besteht akuter Handlungsbedarf. Technologieentscheidungen und Investitionen sind zeitnah zu treffen, um die erforderlichen THG-Emissionsziele bereits bis zum Jahr 2030 erreichen zu können. Gleichzeitig müssen diese Investitionen in der Stahlbranche aus einem schwierigen Marktumfeld heraus getätigt werden, getrieben durch hohe internationale Produktionsüberkapazitäten, starken Preisdruck und im Lichte von der Corona-Pandemie angeschlagener Lieferketten.

Die identifizierten Handlungsempfehlungen für die beiden Themenfelder „Versorgung mit grünem Wasserstoff“ sowie „grüne Stahlerzeugung“ sind in Tabelle 6 und Tabelle 7 zusammengestellt.

**Tabelle 6: Übersicht der Handlungsempfehlung zum Themenfeld einer sicheren Versorgung mit grünem Wasserstoff**

Hemmnis	Handlungsempfehlung	Stakeholder			Fristigkeit		
		Politik	Industrie	Forschung	Kurzfristig	Mittelfristig	Langfristig
Schleppender EE-Ausbau in Deutschland	1. Beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland						
	2. Sicherung ausländischer Produktionskapazitäten durch internationale Kooperationen						
Bislang fehlende H <sub>2</sub> - (Import-) Infrastruktur	3. Intersektorale Kooperation für einen koordinierten Infrastrukturausbau der Strom- und Gasnetze						
	4. Prüfung der Verlagerung von Stahlstandorten zur Minimierung der EE- oder H <sub>2</sub> -Transportwege innerhalb Deutschlands						
Mangelnde Wettbewerbsfähigkeit von grünem H <sub>2</sub>	5. Vermeidung regulatorischer Hürden für die Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse						
	6. Förderinstrumente für CAPEX und OPEX (Mehrkostenausgleich) für grünen Wasserstoff aufsetzen						
	7. Internationales Zertifizierungssystem für emissionsarmen und grünen Wasserstoff (ggfs. unter Berücksichtigung zusätzlicher Nachhaltigkeitskriterien für die Lieferketten)						
Unzureichende Marktentwicklung & Verfügbarkeit für grünen Wasserstoff	8. Sektorübergreifende Wasserstoffnachfrage stärken, z.B. durch Quotenregelungen für diverse (Industrie-)Sektoren						
	9. Hebelwirkung der Stahlindustrie bei Entwicklung der H <sub>2</sub> -Märkte und Infrastrukturen nutzen						
	10. Globale Kooperationen zur Schaffung transparenter und liquider globaler H <sub>2</sub> -Märkte						



**Tabelle 7: Übersicht der Handlungsempfehlung zum Themenfeld der grünen Stahlerzeugung**

Hemmnis	Handlungsempfehlung	Stakeholder			Fristigkeit		
		Politik	Industrie	Forschung	Kurzfristig	Mittelfristig	Langfristig
Starker internationaler Wettbewerb	11. „Level playing field“ gegenüber internationalem Wettbewerb schaffen, um CO <sub>2</sub> -Preisrisiken abzumildern						
Unzureichende Investitionsanreize sowie fehlende Planungssicherheit	12. Anschubfinanzierung durch zielgerichtete und unbürokratische Förderung (CAPEX & OPEX) sowie Zugang zu europäischen Fördertöpfen bzw. IPCEI						
	13. Investitionssicherheit durch stabile und langfristige regulatorische Rahmenbedingungen						
(Aktuell noch) zu geringer Absatzmarkt für grünen Stahl	14. Leitmärkte für grünem Stahl schaffen						
	15. Kennzeichnung und Zertifizierung für grünen Stahl zur Steigerung der Marktdurchdringung						
Unzureichendes gesellschaftliches Bewusstsein für Größe der Transformation	16. Frühzeitige öffentlichkeitswirksame Kommunikation der Handlungserfordernis						
	17. Erfahrungen der langjährigen Mitarbeiter nutzen und Weiter- und Ausbildungsmöglichkeiten entwickeln						
	18. Internationale Kooperationen zur Transformation der weltweiten Stahlerzeugung						
Offene Technologiefragen / Entwicklungsbedarf	19. Weiterentwicklung angepasster Verfahrenstechnik						
	20. Technologiestrategie und Geschäftsmodelle regelmäßig überprüfen und ggfs. anpassen						

## 5 ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE UND FAZIT

Deutschland verfügt über eine technisch hochkompetente und funktionierende, allerdings wegen der globalen Stahlmarktentwicklung auch wirtschaftlich bedrohte Stahlindustrie. Wegen der historisch gewachsenen Kompetenz (technische Kooperationen und Lizenzvereinbarungen im Bereich der DR-Technologie, Aufbau der Wasserstoff-Gasinfrastruktur, Entwicklung von hocheffizienten Elektrolyseuren und neuer Verfahren in der Kombination von DR und Wasserstoff) ist die deutsche Stahlindustrie im Prinzip bestens für den Übergang von der heute verwendeten Hochofenroute zum künftigen Einsatz der CO<sub>2</sub>-freien H<sub>2</sub>-DR-Technologie gerüstet. Damit hat die deutsche Stahlindustrie eine sehr gute Ausgangssituation, um auf die verschiedenen Herausforderungen auf dem künftigen Stahlmarkt zu reagieren und ihrer bisherigen industriepolitischen Rolle gerecht zu werden.

Dabei können mit CH<sub>4</sub>-DR bereits in der Übergangsphase bis 2030 signifikante CO<sub>2</sub>-Reduktionspotenziale gehoben werden, sodass diese Technologie als ausgereifte Brückentechnologie auf dem Weg zur Klimaneutralität bis 2045/2050 betrachtet werden kann. Importe von DRI/Eisenschwamm nach Deutschland sind zwar technisch prinzipiell möglich, ihre Vorteilhaftigkeit muss jedoch im Hinblick auf die individuellen Geschäftsmodelle der Stahlunternehmen sowie auf die allgemeine Verschiebung der Wertschöpfung ins Ausland kritisch betrachtet werden. Damit ist langfristig die Direktreduktion auf Basis grünen Wasserstoffs als eine nachhaltige Option einzustufen, die eine nahezu vollständige Dekarbonisierung der Stahlerzeugung bei gleichzeitig hoher Effizienz und Ressourcennutzung sowie den Erhalt der Innovationsführerschaft, Wertschöpfung und Arbeitsplätze in Deutschland ermöglicht.

Auf dem Weg dorthin ist die deutsche Stahlbranche jedoch mit zahlreichen Herausforderungen konfrontiert. Generell lässt sich festhalten, dass die H<sub>2</sub>-DR Route zunächst zu einem deutlichen Anstieg der Kosten der Rohstahlherstellung im Vergleich zur konventionellen Stahlherstellung führt, wobei die Produktionsfaktoren Eisenerz und Wasserstoff für rund zwei Drittel der Gesamtkosten verantwortlich sind. Entsprechend hat die Entwicklung des Preises für grünen Wasserstoff einen maßgeblichen Einfluss auf die Betriebskosten der H<sub>2</sub>-basierten Direktreduktion. Bei einem unterstellten H<sub>2</sub>-Preis von 4 €/kg resultieren Herstellungskosten von knapp über 700 €/t Rohstahl. Dies liegt um ca. 80% über den heutigen Kosten der Primärstahlroute und entspräche Mehrkosten von durchschnittlich 300 €/t Rohstahl.

Dies verdeutlicht, wie wichtig eine Versorgung mit Wasserstoff in ausreichenden Mengen und zu wettbewerbsfähigen Preisen für die Stahlindustrie ist. Die Übersicht unterschiedlicher Kostenanalysen zu grünem Wasserstoff in der Literatur zeigt insbesondere bis 2050 signifikante Potenziale für Kostensenkungen, die jedoch einer großen Unsicherheit unterliegen. Entsprechend wichtig sind zeitnahe Investitionsentscheidungen auf den unterschiedlichen Stufen der Wertschöpfungskette für Wasserstoff, um die Skalierung grünen Wasserstoffs rechtzeitig voranzutreiben.

Gleichzeitig stellt sich die Frage, inwieweit die heimische Produktion von Wasserstoff tatsächlich in der Lage ist, gegenüber Energieimporten aus anderen Weltregionen zu konkurrieren und welche neuen Abhängigkeiten sich durch den Aufbau globaler Wasserstoffmärkte für Deutschland ergeben könnten. Dabei stehen mit dem

Pipelinetransport sowie Schiffstransport (LH<sub>2</sub>, LOHC, NH<sub>3</sub>) unterschiedliche Transportvektoren zur Verfügung. Jedoch sind auch hier große Investitionen sowie in einigen Bereichen noch weitere technische Entwicklungen erforderlich. Innerhalb Europas und Deutschlands kann der Markthochlauf von Wasserstoffanwendungen nur durch den Aufbau einer dezidierten Infrastruktur für Wasserstoffleitungen gelingen, die ausgehend von den Industriezentren schrittweise die Verbraucher in unterschiedlichen Sektoren versorgen sollte. Die Transportkosten machen dabei einen bedeutenden Bestandteil der Bereitstellungskosten aller Importpfade aus und können letztlich dazu führen, dass Vorteile der günstigeren Produktionsbedingungen im Ausland nahezu nivelliert werden. Während der Import nach Deutschland zwar auch zukünftig aus Mengengründen erforderlich sein wird, sprechen diverse volkswirtschaftliche und industriepolitische Gründe für eine Stärkung einer heimischen bzw. innereuropäischen Wasserstoffproduktion. Als wesentliche Kriterien seien die inländische Wertschöpfung, Vermeidung neuer Importabhängigkeiten sowie die Kontrolle über die Lieferketten, insgesamt also die Erzeugung einer höheren Resilienz, genannt.

Aus übergeordneter Sicht zeigt die Metaanalyse, dass Wasserstoff als wichtiger Baustein des zukünftigen Energiesystems für die sektorenübergreifende Reduktion der THG-Emissionen langfristig unverzichtbar ist ("no regret"). Die Höhe des Wasserstoffbedarfs in Deutschland aus stofflicher und energetischer Nutzung wird demnach in den kommenden Jahren signifikant ansteigen. Der heute überwiegend in der chemischen und petrochemischen Industrie eingesetzte Wasserstoff (ca. 55 TWh) wird dabei einerseits schrittweise durch emissionsarmen bzw. grünen Wasserstoff ersetzt werden müssen. Der Hochlauf des grünen Wasserstoffbedarfs hängt dabei in entscheidendem Maße von den in den jeweiligen Studien angenommenen THG-Minderungszielen ab. Dabei wird dieser in den relevanten Szenarien mit ambitionierten Klimaschutzzielen bis 2030 zunächst langsam auf 18-110 TWh steigen. Dieses ist getrieben vor allem durch Umstellungen bestehender bzw. der Einführung erster neuer Anwendungsfälle innerhalb der Industrie. Langfristig zeigen die untersuchten Szenarien, die eine weitestgehende THG-Neutralität Deutschlands bis spätestens 2050 berücksichtigen, einen Wasserstoffbedarf von zwischen 260 TWh [FZJ 2019] und 689 TWh [ISI 2021] auf. Der Stahlsektor wird dabei langfristig mit einem stofflichen (und ggfs. auch energetischen) Einsatz von Wasserstoff mit 36 TWh [Prognos et al. 2020] bis 73 TWh [ewi 2021] für einen signifikanten Anteil von 10-20% des gesamten deutschen H<sub>2</sub>-Bedarfs verantwortlich sein.

Wie bereits heute wird auch zukünftig ein Großteil der Primärenergie nach Deutschland importiert werden müssen. Entsprechend ist davon auszugehen, dass auch der Import emissionsarmen Wasserstoffs für Deutschland in Zukunft unvermeidbar sein wird, gerade auch vor dem Hintergrund der Substitution der heutigen fossilen Energieimporte in Form von Rohöl, Erdgas und Kohle. Nach [ewi 2021] liegt der deutsche Wasserstoffbedarf im Jahr 2045 (THG-Neutralität) bei etwa 458 TWh. Dieser kann jedoch nur zu 13% aus heimischer Produktion gedeckt werden. Als Hauptexportregionen werden Europa (47%), Nordafrika (19%) und Osteuropa (17%) genannt. Grundvoraussetzung, um die steigenden Bedarfe tatsächlich mit emissionsarmem bzw. grünem Wasserstoff decken zu können, ist daher der Aufbau der

entsprechenden erneuerbaren Stromerzeugungs- und Wasserstoffproduktionskapazitäten genauso wie die Errichtung der erforderlichen Importinfrastrukturen.

Die qualitativen Treiber einer Einführung von Wasserstoff in der Rohstahlherstellung finden sich bei der Analyse politischer Vorgaben auf europäischer und deutscher Ebene sowie Interessensbekundungen seitens der Industrie:

- Das Ziel der Europäischen Kommission im Rahmen des Green Deals, Klimagasemissionen bis 2050 vollständig zu eliminieren, setzt für 2030 ein mittlerweile angehobenes Reduktionszwischenziel von -55%. Unter den übergeordneten Transformationszielen für den Industriesektor werden auch relevante Aspekte für die Stahlindustrie genannt, die auf Erreichung der THG-Neutralität durch Innovationen und verstärkte Kreislaufwirtschaft explizit hinweisen [EC 2020], womit Maßnahmen sowohl im Primär- als auch Sekundärstahlsektor enthalten sind. Außerdem ist eine der vier neu zu gründenden Allianzen die Hydrogen Alliance, zu der als Industriepartner auch alle großen Stahlhersteller zählen<sup>34</sup>.
- In Umsetzung des europäischen -55%-CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionsziels (unter das Niveau von 1990) sieht der Klimaschutzplan 2050 [BMWi 2020b] bereits für 2030 als Sektorziel für die Industrie eine Senkung der Emissionen um minus 51-49% gegenüber 1990 oder ca. -56 Mt<sub>CO2</sub> (entspricht ca. 29%) gegenüber dem Stand in 2018 vor.
- Die Ambition zum Technologiewechsel in der Stahlindustrie durch die breite Einführung der H<sub>2</sub>-DR-Technologie wird auch durch die nationale deutsche Wasserstoffstrategie aufgegriffen [BMWi 2020]. In ihr wird insbesondere die kurzfristige Bedeutung dieses Sektors im Vergleich zu anderen Sektoren hervorgehoben. Allerdings stellt die NWS auch den Produktionsstandort Deutschland wertschöpfend in den Vordergrund. Dazu werden verschiedene Instrumente von der F&E-Förderung über die Finanzierung von Pilotprojekten bis hin zu Carbon Contracts for Difference sowie grüne Stahlquoten bereits konkret benannt.
- In [WV Stahl 2020] wurde unter anderem die CO<sub>2</sub>-Reduktionseffizienz eines vermehrten H<sub>2</sub>-Einsatzes im intersektoralen Vergleich analysiert. Auf Basis von Untersuchungen des FhG-Umsicht wurde dazu die spezifische sektorale CO<sub>2</sub>-Einsparung für die jeweilige Hauptanwendung verglichen. Die höchste Einsparung von ca. 28 t<sub>CO2</sub>/t<sub>H2</sub> ergibt sich dabei aus der Substitution der C-intensivsten fossilen Energiequelle Kohle vor dem Verkehrssektor mit 17 t<sub>CO2</sub>/t<sub>H2</sub> (Hauptenergieträger Erdöl). Alle weiteren Sektoren liegen dann unter 11 t<sub>CO2</sub>/t<sub>H2</sub>. (nennenswerter Anteil von zu substituierendem Erdgas).
- Die gemeinsame Position der deutschen Stahlindustrie zum Thema H<sub>2</sub>-DR adressiert die Kommunikation der Wirtschaftsvereinigung Stahl. Diese

---

<sup>34</sup> Siehe auch <https://ec.europa.eu/docsroom/documents/47796/attachments/1/translations/en/renditions/native> (Letzter Aufruf am 10.01.2022).

beinhaltet unter anderem die Verfassung von Handlungsempfehlungen für die Politik, um der deutschen Stahlindustrie einen zukunftsstandortssicheren Rahmen für die Umstellung von der konventionellen Hochofen- auf die alternative H<sub>2</sub>-DR-Route zu geben. Diese Empfehlungen werden in [WV Stahl 2021b] zusammengefasst und strukturiert zu H<sub>2</sub>-DR-relevanten Themen erläutert.

- Bei der Gesamtbewertung der heimischen Produktion gegenüber Wasserstoffimporten aus unterschiedlichen Regionen sollte allerdings eine Vielzahl an (industriepolitischen) Aspekten berücksichtigt werden. In einem Positionspapier des Nationalen Wasserstoffrates plädieren die Mitglieder insbesondere für die Einbeziehung diverser Nachhaltigkeitskriterien, um die „Integrität und Akzeptanz von Wasserstoff(-importen) und Wasserstofftechnologien zu gewährleisten“ [NWR 2021b]. Hierzu können beispielsweise zählen:
  - Flächenverfügbarkeit (EE-Strom) und Mengenpotenziale für grünen Wasserstoff in Deutschland
  - Bereitstellungskosten (Gestehungskosten inkl. Transport)
  - Zeitliche Umsetzbarkeit und Realisierungsperspektiven
  - Heimische Wertschöpfung sowie Wertschöpfung zukunftsgerichteter Investitionen im Ausland (z.B. Süd- und Osteuropa, Nordafrika)
  - Kontrolle über die Lieferketten und Resilienz sowie Unabhängigkeit im Falle von Krisen, Versorgungssicherheit
  - Nachhaltigkeit der Wasserstoff-Wertschöpfungskette: Vermeidung von “Carbon Leakage” sowie der Konkurrenz zu regionaler Energiewende in Exportnationen
  - Akzeptanz in der Bevölkerung für Infrastrukturprojekte
- Ein wesentlicher Faktor hierfür ist die Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit grünen Wasserstoffs gegenüber fossilen Energieträgern, etwa durch einen Mehrkostenausgleich. Die H2Global-Initiative plant daher einen entsprechenden Markthochlauf zu fördern und wird dabei durch den Bund mit 900 Mio. € unterstützt. Erste Wasserstofflieferungen wurden für Ende 2024 angekündigt [H2Global 2021]. Entsprechend wichtig sind rasche Investitionsentscheidungen für Strom- und H<sub>2</sub>-Produktionskapazitäten im In- und Ausland sowie die Ermöglichung von Schiffimporten nach Deutschland. Anderweitig besteht ein hohes Risiko, dass emissionsarme Wasserstoffmengen in Deutschland nicht kostengünstig bereitgestellt werden können [WI & Econ 2020].
- Gemäß den Zielsetzungen der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) aus 2020 sollen bis 2030 5 GW Elektrolyseleistung erreicht werden [BMW i 2020]. Die neue Bundesregierung strbt in ihrem Koalitionsvertrag sogar 10 GW bis 2030 an [Bundesregierung 2021]. Zudem rechnete die vergangene Bundesregierung bis 2030 mit einer Verdoppelung des heutigen Wasserstoffbedarfs [BMW i 2020].

- Entscheidend wird aber die Entwicklung der europäischen Transportinfrastruktur für Wasserstoff. Die Pläne des europäischen „Hydrogen Backbones“ zeigen hier einen ambitionierten Pfad zum Aufbau von mehr als 11.000 km Wasserstoffnetz bis 2030 und knapp 40.000 km bis 2040 [Gas for Climate 2021]. Die erforderlichen Investitionen werden mit rund 40-80 Mrd. € angegeben und ermöglichen neben dem innereuropäischen Transport auch den Import via Gaspipeline aus europäischen Nachbarregionen wie Nordafrika oder der Ukraine. Aufgrund des zeitintensiven Aufbaus dieser Transportinfrastrukturen sowie der Mehrkosten insbesondere bei Schiffimporten sollten daher bereits kurzfristig die heimischen Produktionskapazitäten für erneuerbaren Strom zur Wasserstoffproduktion signifikant ausgebaut werden. Auf Basis der genannten Faktoren lassen sich – je nach politischer Zielsetzung – unterschiedliche Schwerpunkte einer zukünftigen Energie- und Wirtschaftspolitik ableiten. In jedem Falle sollte bei der zunehmenden Substitution fossiler Energieimporte durch Wasserstoff die Gesamtheit der genannten Aspekte einbezogen werden, auch um zukünftig starke Abhängigkeiten gegenüber einzelnen Staaten zu vermeiden.

Insgesamt zeigt die Metaanalyse, dass der Stahlindustrie die Art und Konsequenz der grundlegenden Innovationserfordernisse bei der Rohstahlherstellung bewusst ist und dass es einer konzertierten Kraftanstrengung der Industrie gemeinsam mit der Politik bedarf, um diese Umstellung unter verlässlichen Rahmenbedingungen zu erzielen. Dabei hilft, dass die DR-Technologie prinzipiell international kommerzialisiert ist und sich der deutsche Anlagenbau rechtzeitig um die Entwicklungsrechte bemüht hat. Die größten Entwicklungs- und Markteinführungsanstrengungen dürften sich daher auf die Weiterentwicklung der CH<sub>4</sub>- zur H<sub>2</sub>-DR-Technologie, deren technischer aber auch marktwirtschaftlicher Integration in die bestehenden Wertschöpfungsketten sowie die graduelle Entwicklung eines neuen Gleichgewichtes von Sekundär- zu Primärstahl fokussieren. Als eine „no regret“ Option ist die Stahlindustrie als großer Abnehmer für Wasserstoff einer der wesentlichen Treiber für den erforderlichen Markthochlauf sowie den Infrastrukturausbau in Deutschland. Dies liegt zum einen an der – auch im Vergleich zu anderen Sektoren – heute nicht absehbaren Alternativen bei der Umstellung zu einer emissionsfreien Stahlerzeugung. Hinzu kommen die großen Abnahmemengen an wenigen Standorten, die den kosteneffizienten Anschluss an ein H<sub>2</sub>-Transportnetz im frühen Stadium ermöglichen (siehe auch „no-regret“-Korridore in [Agora & AFRY 2021] bzw. den Aufbau eines „Hydrogen Backbones“ nach [Gas for Climate & Guidehouse 2021]). Zum anderen sollten aus gesamtwirtschaftlicher Sicht insbesondere auch die hohe spezifischen CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotenziale bei Umstellung der Hochofenroute berücksichtigt werden, gerade im Falle möglicher Versorgungsengpässe für grünen und emissionsarmen Wasserstoff während einer frühen Phase des Markthochlaufes. Die Weichen für die zukünftige Ausgestaltung der Technologie zur Direktreduktion im Stahlsektor und Versorgung mit grünem Wasserstoff sollten noch heute gestellt werden.



## ANHANG

### Anhang A: Studienauswertung - erwartete Entwicklung des Wasserstoffbedarfs (Kapitel 2.1)

So bildet [Prognos et al. 2021] in den energiewirtschaftlichen Projektionen für das BMWi die Entwicklung des Energiesystems in drei Szenarien ab, mit THG-Minderungsquoten von lediglich 50-52% bis 2030 und 85-87% bis 2050. Entsprechend liegen die ermittelten H<sub>2</sub>-Bedarfe (unabhängig von der Produktionstechnologie) bei lediglich 49-59 TWh (2030) und 53-105 TWh (2050) und damit vor allem langfristig am unteren Ende der gezeigten Bandbreite. Dies liegt auch daran, dass etwa der in der Nationalen Wasserstoffstrategie beschriebene anvisierte Ausbau der Wasserstoffherzeugung nicht berücksichtigt werden konnte. Explizit unberücksichtigt ist dabei der Wasserstoffanteil im Synthesegas der CH<sub>4</sub>-Prozesse der Stahlerzeugung.<sup>35</sup> Die angegebenen Importquoten liegen kurzfristig bei 90-99% (2030) sowie 72-90% (2050). Da die Studienszenarien jedoch keine THG-Minderung >90% bis 2050 erreichen, wird bis 2050 nicht der gesamte Anteil des Wasserstoffbedarfs durch grünen Wasserstoff gedeckt. Demnach liegt dieser bei nur 3-25 TWh (2030) sowie 23-89 TWh (2050). Folglich werden diese Bedarfe bei Angabe der Bandbreiten in Abbildung 5 nicht berücksichtigt. Die sektorale Aufteilung des Wasserstoffbedarfs in Abbildung 6 bezieht sich überdies auf den gesamten Wasserstoffbedarf. Ähnliche Ergebnisse zeigt die Studie „Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger“ im Auftrag des BMWi [Prognos 2020]. Hierin wird der inländische (grüne) Wasserstoffbedarf insgesamt mit 27 TWh (im Jahr 2025) bzw. 46 TWh (2030) beziffert.

In einer Studie des Forschungszentrums Jülich werden dagegen ein -80% und ein 95% THG-Minderungsszenario verglichen [FZJ 2019]. Die ermittelten Bedarfe für grünen Wasserstoff liegen in den Szenarien bei 24 bzw. 50 TWh (2030) und 144 bzw. 396 TWh (2050), wobei knapp die Hälfte durch Importe gedeckt werden müssen. Ziel der Analyse war es, kosteneffiziente CO<sub>2</sub>-Minderungsstrategien zu untersuchen, wodurch insbesondere die Transport- und Speicherfähigkeit von Wasserstoff einem zukünftigen Energiesystem zugutekommt. Die Autoren beziffern die kumulierten Mehrkosten für den Umbau des Energiesystems bis zum Jahr 2050 auf 655 Mrd. € (80%-Szenario) bzw. 1.850 Mrd. € (-95%-Szenario).

Die „Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen“ untersucht in verschiedenen Szenarien die Rolle von Wasserstoff für das künftige Energiesystem im Hinblick auf die THG-Minderungsziele von -55% bis 2030 und -80% bzw. -95% bis 2050 [LBST 2019]. Dabei werden jeweils ein Technologiepfad mit starkem Fokus auf Elektrifizierung (d.h. verstärkter Einsatz z.B. von Batteriefahrzeugen und Wärmepumpen) mit einem Technologiepfad mit Fokus auf Wasserstoff (d.h. verstärkter Einsatz z.B. von Brennstoffzellenfahrzeugen oder H<sub>2</sub>-basierten Heizungstechnologien) miteinander

---

<sup>35</sup> Da Wasserstoff hier nur als Zwischenprodukt innerhalb des Prozesses auftritt, wird davon ausgegangen, dass dies auch in anderen Studien nicht berücksichtigt wird. Für Angaben zum grünen Wasserstoffbedarf ist der Wasserstoffanteil im Synthesegas der CH<sub>4</sub>-Prozesse der Stahlerzeugung ohnehin unerheblich.

verglichen. Mittelfristig bis 2030 wird laut der Studie eine Wasserstoffnachfrage je nach Technologiepfad in einer relativ großen Bandbreite von 100-350 TWh/a angegeben. Dabei wird der Wasserstoffbedarf vor allem durch die Industrie (Nutzung als Grundstoff in der chemischen und petrochemischen Industrie sowie als Prozesswärme) sowie im Gebäudesektor zu Heizzwecken verursacht. Langfristig bis 2050 kann die Nutzung von Wasserstoff auf 200-600 TWh/a ansteigen, abhängig vom Technologiepfad und THG-Minderungsziel. In diesem Zeitraum wird Wasserstoff in allen Sektoren in größerem Umfang eingesetzt, wobei der Industrie und hier insbesondere der Stahlindustrie ein großer Stellenwert zugemessen wird.

In der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ im Auftrag von Agora Energiewende untersuchen die beteiligten Institute unter anderem die erforderlichen Wasserstoffmengen in zwei Szenarien („KNmin“ und „KN2050“), um die Klimaneutralität Deutschlands bis 2050 zu erreichen [Prognos et al. 2020]. Abhängig von der Geschwindigkeit der Umstellung der Energiewirtschaft wird für 2030 eine Bandbreite von 18-63 TWh angegeben, getrieben zunächst hauptsächlich durch den Einsatz von grünem Wasserstoff in der Industrie. Für das Erreichen der THG-Neutralität werden im Jahr 2050 neben der Industrie (72 TWh) allerdings auch signifikante Mengen dem Wärme- (155 TWh) und Verkehrssektor (40 TWh) zugeordnet. Daraus ergibt sich ein Gesamtbedarf von 268 TWh Wasserstoff.

Das Fraunhofer ISE beschrieb 2020 in der Studie „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem“, wie sich die verschärften Klimaschutzziele auf die Rolle der unterschiedlichen Energieträger auswirken [ISE 2020b]. Um auch die 2020 beschlossenen Zielverschärfungen zu berücksichtigen, wurden in einer Überarbeitung der Studie Szenarien mit den verschärften Klimaschutzzielen -65% bis 2030 und -100% bis 2050 ergänzt [ISE 2020]. Eines davon geht außerdem von optimistischeren Annahmen zu den Wasserstoffkosten auf Basis von [Hank et al. 2020] aus. Durch die höhere Wettbewerbsfähigkeit steigt der Wasserstoffbedarf in diesem Fall verglichen zu den ursprünglichen Szenarien von 27-40 TWh auf 50 TWh im Jahr 2030 und von 332 auf 492 TWh im Jahr 2050 an.

Im Rahmen der „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3“ [ISI 2021] wurden ebenfalls die THG-Minderungsanforderungen der ersten Fassung des Klimaschutzgesetzes angelegt (mind. 55% bis 2030 und THG-Neutralität bis 2050 („TN“)). Folglich wurden drei übergreifende Szenarien definiert, die eine entsprechende Priorisierung eines bestimmten Energieträgers unterstellen: Strom, PtG/PtL oder Wasserstoff. Aus Sicht der Stahlindustrie bedeutet dies die vorrangige Umstellung auf H<sub>2</sub>-DR in den Szenarien TN-Strom und TN-H<sub>2</sub>, sowie auf CH<sub>4</sub>-DR im Szenario TN-PtG/PtL. Die Bottom-up Analysen im Modul Industrie geben Aufschluss über die möglichen Wasserstoffbedarfe der unterschiedlichen Industriesektoren sowie der regionalen Verteilung innerhalb Deutschlands [ISI 2021, ISI 2021b]. Die Gesamtergebnisse sind in [ISI 2021c] aufgeführt. Dabei zeigt sich im PtG/PtL-Szenario mit 5 TWh (2030) und 103 TWh (2050) die geringste Wasserstoffnachfrage, während diese im stromlastigen Szenario auf 18 TWh (2030) bzw. 260 TWh (2050) ansteigt. Deutlich größere Bedarfe werden dagegen im Szenario mit einem priorisierten Einsatz von Wasserstoff in den unterschiedlichen Anwendungssektoren gesehen (45 TWh (2030) und 689 TWh (2050)).

Die dena Leitstudie 2021 „Aufbruch Klimaneutralität“ analysiert vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele die erforderlichen Entwicklungen des Energiesystems [dena 2021] – im Gegensatz zu den bisherigen Studien unter Berücksichtigung des Ziels der THG-Neutralität bereits bis zum Jahr 2045. Insbesondere im Gutachterbericht des EWI Köln wird dabei auf die Rolle von Wasserstoff im Rahmen der Modellierungen eingegangen [ewi 2021]. Nach Aussage der Autoren werden im Jahr 2030 rund 66 TWh Wasserstoff in Deutschland verbraucht (davon 52 TWh in der Industrie). Für die THG-Neutralität im Jahr 2045 liegt der Bedarf dagegen bei 458 TWh, bis 2050 bei knapp 470 TWh.

### **Anhang B: Studienauswertung – Kosten der Wasserstoffbereitstellung (Kapitel 2.2.3)**

[Prognos 2020] nimmt in der Studie „Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger“ im Auftrag des BMWi eine ausführliche Analyse der Kosten für die Bereitstellung von Wasserstoff, synthetischen Methans und flüssiger Kraftstoffe beim Endverbraucher in Deutschland vor. Dabei wurde auf unterschiedliche Erzeugungsoptionen innerhalb Deutschlands sowie Importoptionen aus der MENA-Region eingegangen. Die Autoren zeigen, dass die heutigen Bereitstellungskosten von bis zu 12,5 €/kg perspektivisch bis zum Jahr 2050 auf 4,6-7,8 €/kg sinken werden. Zwar sei die Wasserstoffproduktion außerdem innerhalb Deutschlands aufgrund geringerer Volllaststunden und höherer EE-Kosten teurer, doch würden diese Kostenunterschiede zumeist durch die erforderlichen Transportkosten kompensiert. Die Studie geht dabei detailliert auf die Pfade der H<sub>2</sub>-Produktion in Deutschland durch Wind (on-shore und offshore) sowie bei Netzbezug ein. Als Vergleich wurde ein Wind/PV-Importpfad aus der MENA-Region untersucht. Die Ergebnisse werden jeweils für die Zeithorizonte 2020, 2030, 2040 und 2050 nach den Kostenanteilen Strom, CAPEX, Betriebskosten, Wasser sowie Transport und Verteilung aufgeschlüsselt. Die Ergebnisse sind für je drei Szenarien (optimistische, normale und konservative Annahmen) in Abbildung 13 durch das Symbol ● gekennzeichnet.

Das Wuppertal Institut und DIW Econ untersuchten im Jahr 2020 für den Landesverband Erneuerbare Energien die Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Produktion [WI & DIW Econ 2020]. Hierzu wurden zunächst Daten einer Literaturerhebung zusammengetragen und anschließend um eigene Berechnungen ergänzt. Die Studie zeigt die Schwierigkeiten bei der Auswahl geeigneter Annahmen für die zukünftige Entwicklung des Wasserstoffmarktes auf, insbesondere hinsichtlich der Kapitalkosten. Aus diesen Unsicherheiten ergäben sich große Bandbreiten der H<sub>2</sub>-Bereitstellungskosten, mit einer im Zeitverlauf jedoch steigenden Bedeutung der Betriebskosten der Anlagen. Entsprechend werden hohe Anlageneffizienz sowie EE-Ertragsgüte als wesentliche Faktoren genannt und ein ökonomischer Betrieb von Elektrolyseuren erst über 3.000 Volllaststunden als möglich angesehen. Die Autoren zeigen anhand einer Auswertung bestehender Studien, dass die Gestehungskosten für grünen Wasserstoff in Nordafrika von etwa 8,0-19,6 Ct./kWh (2,6-6,5 €/kg) im Jahr 2030 auf 4,5-13,8 Ct./kWh (1,6-4,6 €/kg) sinken werden. Jedoch wird darauf hingewiesen,

dass in vielen der untersuchten Studien die Transportkosten nicht explizit ausgewiesen werden. In einem zweiten Schritt haben die Autoren daher eigene Berechnungen für mögliche Wasserstoffbereitstellung in Deutschland (heimische Produktion sowie Import aus Norwegen und Marokko) durchgeführt. Diese sind den jeweiligen Pfaden in Abbildung 13 zugeordnet (Symbol: □). Dabei reichen die heutigen Erzeugungskosten in Deutschland unter progressiven Annahmen von 4,9 €/kg (Wind onshore) bis 8,4 €/kg (PV) und unter konservativen Annahmen von 7,7 €/kg (Wind onshore) bis 11,5 €/kg (PV). Bis zum Jahr 2050 ermittelten die Autoren mögliche Kostensenkungen auf bis zu 2,4 €/kg (Wind onshore). Hinsichtlich der Importvariante aus Marokko könnten unter optimalen Voraussetzungen Gesteungskosten von 1,6 €/kg zzgl. 0,9 €/kg für den Transport erreicht werden. Somit lägen die Importkosten mit 2,5 €/kg leicht über jenen der heimischen Erzeugung. Mit Blick auf die Importoptionen spricht sich die Studie klar für einen Pipeline-Transport gegenüber Schiffstransport (LH<sub>2</sub>) aus. Letztere wird erst bei Transportentfernungen über 4.000 km oder in einer Übergangszeit bei fehlenden Gasnetzinfrastrukturen als Lösung gesehen (sofern die erforderlichen Schiffe verfügbar sind).

[Agora & AVRI 2021] analysieren die Entwicklung der Gesteungskosten grünen (PV, Wind, PV/Wind) und blauen Wasserstoffs (SMR + CCS) im Rahmen zweier Szenarien: „Fast-Green“ mit optimistischen CAPEX-Kostensenkungen bei Elektrolyseuren und „Blue-Green“ unter Berücksichtigung blauen Wasserstoffs aus einigen Nordsee-Anrainerstaaten. Im letztgenannten Szenario identifizieren die Autoren jedoch nur wenige europäische Regionen (vorwiegend an der britischen und norwegischen Nordseeküste, in denen blauer Wasserstoff im Jahr 2030 als günstigste Wasserstoffproduktionstechnologie auftritt. In ausgewählten Fallstudien wurden überdies die Bereitstellungskosten für Wasserstoff untersucht, darunter für einen Standort in Hessen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 13 (Symbol: ▲) dargestellt. Verglichen wurden u.a. Importe aus den Niederlanden, Norddeutschland (Wind offshore), Spanien, Nordafrika (Algerien) sowie die heimische Produktion via PV, Wind (onshore) sowie PV/Wind-Hybrid. Gezeigt werden jeweils nur die günstigsten Bereitstellungsfälle aus der jeweiligen Region (z.B. blauer oder grüner Wasserstoff aus den Niederlanden). Auch liegen die ermittelten Kosten durchgehend deutlich unter jenen in anderen Studien und sollten daher als untere Grenze betrachtet werden. Die Aufgliederung der Kosten erfolgt nach Wasserstoffproduktion, Speicher und Transport. Im „Blue-Green“-Szenario ist die heimische Produktion im Jahr 2030 mit 3,3-4,0 €/kg nicht wettbewerbsfähig gegenüber Importen von blauem Wasserstoff (ca. 2,5 €/kg). Aufgrund hoher Transportkosten liegen die Importkosten für grünen Wasserstoff aus Spanien bzw. Nordafrika mit 4,2-4,3 €/kg deutlich darüber. Bei besonders ambitionierten CAPEX-Reduktionen der Elektrolyseure von 436 (2030) bzw. 260 €/kW<sub>el</sub> (2050) im „Blue-Green“-Szenario und auf 96 (2030) bzw. 67 €/kW<sub>el</sub> (2050) im „Fast-Green“-Szenario sinken die Kostenanteile der Wasserstoffproduktion entsprechend. Dadurch kann heimischer Wasserstoff mit 1,9-2,9 €/kg durchaus in günstigen Fällen mit Importkosten von 2,2-3,7 €/kg konkurrieren. Auch langfristig bleiben die Transportkosten der wesentliche Kostentreiber für Importpfade aus dem Ausland, so dass diese Szenario-unabhängig nicht wettbewerbsfähig gegenüber der heimischen Produktion sind.

Eine langfristige Prognose hinsichtlich der verbrauchsseitigen Kosten für Wasserstoff wird in [FZJ 2019] (Symbol: ■) angenommen. Dabei beziehen sich die Angaben allerdings auf den Mobilitätssektor, weswegen der Anteil der Betankung in der vorliegenden Analyse nicht berücksichtigt wurde. Demnach liegen verbrauchsseitige Kosten (ohne Steuern und Abgaben) im Szenario 95 bei 4,8 €/kg. Importe aus Nord-europa werden frei deutscher Grenze mit 3,9 €/kg angegeben. Für einen angemessenen Vergleich sind die Transportkosten (inkl. Konditionierung und Verteilung) von etwa 1,1 €/kg innerhalb Deutschlands zumindest anteilig zu berücksichtigen.

In [ISE 2020] (Symbol: x) wurden die Kostenannahmen mit Blick auf die starke Dynamik im Wasserstoffsegment in einem Update der Studie angepasst. Die Kosten beziehen sich auf den Import von Wasserstoff und wurden nicht näher nach den Anteilen der Produktions- und Transportkosten differenziert. Während im Referenzszenario (basierend auf [ISE 2020b]) noch von einer Kostenreduktion von 9,1 €/kg (2020) auf 7,1 €/kg (2030) und 4,3 €/kg (2050) ausgegangen wurde, lag diese im optimistischen Szenario in [ISE 2020] bei 6,8 €/kg (2020), 4,5 €/kg (2030) und 3,5 €/kg (2050).

[LBST 2019] (Symbol: ○) analysieren die Kosten der heimischen Produktion von Wasserstoff unter Nutzung von Netzstrom mit zunehmenden Anteilen erneuerbarer Energien. Dabei wurden die Kosten innerhalb Deutschlands mit 4,0-4,2 €/kg im Jahr 2030 und 2,3-6,0 €/kg im Jahr 2050 angegeben. Demgegenüber stehen Importkosten von etwa 3,2-4,0 €/kg (2030) und 2,7-3,3 €/kg (2050).

[Frontier Economics 2021b] (Symbol: ◇) beschreibt die Kosten für Wasserstoff aus jeweils einem 250 MW Elektrolyseur in Nordafrika und der Ukraine mit anschließendem Pipelinetransport nach Europa. Untersucht wurden zwei Szenarien (Referenzszenario und optimistisches Szenario) für das Jahr 2030. Die Ergebnisse zeigen im Falle großer Transportvolumina (48-Zoll-Leitung) im Referenzszenario Bereitstellungskosten für den Import aus Nordafrika von 2,9-3,5 €/kg (Neubau) und 2,6-3,1 €/kg (Umwidmung). Im optimistischen Szenario sind Kostensenkungen von knapp 20% beschrieben. Die Bereitstellung von Wasserstoff aus der Ukraine ist dagegen aufgrund geringerer Transportkosten bereits zu 2,8-3,1 €/kg (Neubau) bzw. 2,6-2,9 €/kg möglich. Für kleinere Leitungsdurchmesser ist jedoch mit deutlich höheren Transportkosten (Faktor 4) zu rechnen. Der Schiffstransport wurde von den Autoren vor allem für die kurzfristige Umsetzung von Wasserstoffimporten nach Europa diskutiert. So beschreibt [Frontiers Economics 2021] die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher PtX-Importpfade für eine 100 MW<sub>el</sub> Anlage in Nordafrika bei einem Investitionszeitpunkt im Jahr 2025 für ein Referenzszenario und ein optimistisches Szenario. Dabei werden die spezifischen Bereitstellungskosten für Wasserstoff bei einem Import in Form von Ammoniak (inkl. Rückumwandlung) mit 5,1 €/kg (15,4 Ct./kWh) bzw. 4,1 €/kg (12,4 Ct./kWh) angegeben. Die Studie weist auf die weiteren Kostendegressionspotenziale durch eine weitere Skalierung der Anlagen hin und führt Sensitivitätsanalysen hinsichtlich der unterschiedlichen Parameter durch.





[Roland Berger 2021] (Symbol: ♦) zeigt für die Jahre 2025 und 2035<sup>36</sup> einen Kostenvergleich für unterschiedliche Importpfade nach Europa vor dem Hintergrund eines Technologievergleichs. Die Ergebnisse für das Jahr 2025 beschreiben kurzfristig bereits Importkosten (inkl. Transport) aus der MENA-Region nach Rotterdam von 4,2-4,6 €/kg, bei Kostensenkungen bis 2035 auf 2,7-2,9 €/kg. Demgegenüber stehen heimische Gesteinskosten in Nordeuropa von 4,2 €/kg (2025) und 3,9 €/kg (2035). Allerdings enthalten die Studien keine Angaben zur weiteren Verteilung zum Endverbraucher.

---

<sup>36</sup> Die Werte sind entsprechend in Abbildung 12 als jeweilige Mittelwerte für das Jahr 2030 aufgeführt.



## LITERATUR

- [AFRY 2021] AFRY Management Consulting (AFRY): No-regret hydrogen, Charting early steps for H<sub>2</sub> infrastructure in Europe. Studie im Auftrag der Agora Energiewende. 2021. [https://static.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021\\_02\\_EU\\_H2Grid/A-EW\\_203\\_No-regret-hydrogen\\_WEB.pdf](https://static.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_02_EU_H2Grid/A-EW_203_No-regret-hydrogen_WEB.pdf) (Zugriff am: 23. DEZ 2021).
- [Agora & AFRY 2021] AFRY Management Consulting (AFRY): No-regret hydrogen: Charting early steps for H<sub>2</sub> infrastructure in Europe. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, FEB 2021.
- [Agora et al. 2021] Agora Energiewende, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut: Klimaschutzverträge für die Industrietransformation. Analyse zur Stahlbranche, SEP 2021. <https://www.agora-energie-wende.de/veroeffentlichungen/klimaschutz-vertraege-fuer-die-industrietransformation-stahl/> (Zugriff am: 13. OKT 2021)
- [Air Products 2021] Sane, A., Buragino, G., Makwana, A., He, X. (Air Products): Enhancing Direct Reduced Iron (DRI) for Use in Electric Steelmaking. Air Products and Chemicals, Inc., 2020. <https://www.airproducts.com/-/media/airproducts/files/en/335/335-20-002-us-enhancing-direct-reduced-iron-43251.pdf> (Zugriff am: 13.12.2021.).
- [Aurora 2018] Aurora Energy Research: Stromsektor 2030 – Energiewirtschaftliche Auswirkungen von 65% Erneuerbare Energien und einer Reduktion der Kohleverstromung im Einklang mit den Sektorzielen des Klimaschutzplans, Kurzstudie, Sep 2018. [https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2018/65\\_EE\\_und\\_Kohleausstieg/Foliensatz\\_Kohleausstieg\\_2030\\_65\\_Aurora\\_Energy\\_Research.pdf](https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2018/65_EE_und_Kohleausstieg/Foliensatz_Kohleausstieg_2030_65_Aurora_Energy_Research.pdf) (Zugriff am: 12. OKT 2021).
- [BCG & VDEh 2013] Boston Consulting Group (BCG), Steel Institute VDEh: Steel's Contribution to a Low-Carbon Europe 2050: Technical and Economic Analysis of the Sector's CO<sub>2</sub> Abatement Potential, 2013. [https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/Schlussbericht-Studie-Low-carbon-Europe-2050\\_-Mai-20131.pdf](https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/Schlussbericht-Studie-Low-carbon-Europe-2050_-Mai-20131.pdf) (Zugriff am 01. FEB 2022)

- [BCG 2021] Boston Consulting Group (BCG): Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Gutachten für den BDI, OKT 2021. <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/> (Zugriff am: 01. FEB 2022)
- [BEHG 2020] Brennstoffemissionshandelsgesetz – BEHG: Brennstoffemissionshandelsgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 3. November 2020 (BGBl. I S. 2291) geändert worden ist Gesetz. § 10 BEHG. 3. NOV 2020.
- [Beswick et al. 2021] Beswick, Rebecca R., Oliveira, Alexandra M., and Yan, Yushan: Does the Green Hydrogen Economy Have a Water Problem. ACS Energy Letters, 2021. DOI: 10.1021/acsenerylett.1c01375.
- [BGR 2020] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Deutschland – Rohstoffsituation 2019, 2020. [https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Min\\_rohstoffe/Downloads/rohsit-2019.pdf;jsessionid=21617EE1DA31C7C5552B1028B4CFCD6E2\\_cid321?\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Min_rohstoffe/Downloads/rohsit-2019.pdf;jsessionid=21617EE1DA31C7C5552B1028B4CFCD6E2_cid321?_blob=publicationFile&v=5) (Zugriff am 08. FEB 2022).
- [BMU 2016] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMU): Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. 01. NOV 2016. <https://www.bmuv.de/publikation/klimaschutzplan-2050-klimaschutzpolitische-grundsaeetze-und-ziele-der-bundesregierung> (Zugriff am: 17. JAN 2022)
- [BMW 2021] BMW Group: Harnessing wind and hydroelectric power from the Arctic Circle: BMW Group plans to source steel produced with green power and hydrogen from northern Sweden. Pressemitteilung am 20. OKT 2021; <https://www.press.bmwgroup.com/global/article/detail/T0350612EN/harnessing-wind-and-hydroelectric-power-from-the-arctic-circle:-bmw-group-plans-to-source-steel-produced-with-green-power-and-hydrogen-from-northern-sweden?language=en> (Zugriff am: 09.FEB 2022).

- [BMWi 2020] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Die Nationale Wasserstoffstrategie, 10. JUN 2020. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html> (Zugriff am 12. JAN 2022).
- [BMWi 2020b] Klimaschutzplan 2050, 2020. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-klimaschutzplan-2050.html> (Zugriff am: 09. FEB 2022)
- [BMWi 2021] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWi): Energiedaten: Gesamtausgabe, 29. SEP 2021. [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt.xls.xlsx?\\_\\_blob=publicationFile&v=139](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt.xls.xlsx?__blob=publicationFile&v=139) (Zugriff am 21. JAN 2022).
- [BMWi 2022] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK, früher BMWi): Habeck legt Eröffnungsbilanz Klimaschutz vor „Müssen Geschwindigkeit der Emissionsminderung verdreifachen.“, Pressemitteilung 11. JAN 2022. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/01/20220111-habeck-legt-eroeffnungsbilanz-klimaschutz-vor.html> (Zugriff am 20. JAN 2022).
- [BMWK 2022] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK): Eröffnungsbilanz Klimaschutz, 01. JAN 2022. [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111\\_eroeffnungsbilanz\\_klimaschutz.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=20](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile&v=20) (Zugriff am 28. JAN 2022).
- [Bundesregierung 2021] Deutsche Bundesregierung: Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP. 10. DEZ 2021. <https://www.bundesregierung.de/bregde/aktuelles/koalitionsvertrag-2021-1990800> (Zugriff am 12. JAN 2022).
- [Bünger et.al. 2017] Bünger, U., Schmidt, P., Michalski, J., Weindorf W.: Wasserstoff – Schlüsselement von Power-to-X. Kap. 16 im Kompendium *Wasserstoff und Brennstoffzelle – Technologien und Marktperspektiven*, Springer-Verlag, S. 327-368, Hrsg.: J. Töpler und J. Lehmann, 2017.

- [BWE 2022] Bundesverband WindEnergie (BWE): Turm und Mast, 2022. <https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/konstruktiver-aufbau/turm-und-mast/> (Zugriff am: 09. FEB 2022).
- [dena 2018] dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, Gutachterbericht, JUN 2018. <https://www.dena.de/newsroom/meldungen/dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/> (Zugriff am: 10. FEB 2022).
- [dena 2019] Deutsche Energie-Agentur (dena): Steel Production. 2019. [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/DENA-Factsheet\\_Steel\\_Production\\_englisch.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/DENA-Factsheet_Steel_Production_englisch.pdf) (Zugriff am: 01. FEB 2022)
- [dena 2021] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems, OKT 2021.
- [dena 2022] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): dena-Netzstudie III - Stakeholderdialog zur Weiterentwicklung der Planungsverfahren für Energieinfrastrukturen auf dem Weg zum klimaneutralen Energiesystem, Abschlussbericht, JAN 2022.
- [dena 2022b] Deutsche Energie-Agentur GmbH [dena]: Global Harmonisation of Hydrogen Certification - Overview of global regulations and standards for renewable hydrogen. Im Auftrag des Weltenergie-rat – Deutschland e.V., JAN 2022.
- [DWV 2021] Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband (DWV): Grüner Stahl - Die Wasserstoffrevolution der Stahlindustrie. Eckpunkt-papier, JUN 2021, <https://www.dwv-info.de/wp-content/uploads/2021/06/20210616-EP-Gruener-Stahl.pdf> (Zugriff am: 08. FEB 2022).
- [DWV 2022] Deutsche Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband [DWV] – News: Die Zukunft der grünen Stahlindustrie – HySteel Fachkommission legt Ziele für 2022 fest. FEB. 2022; <https://www.dwv-info.de/die-zukunft-der-gruenen-stahlindustrie-hysteel-fachkommission-legt-ziele-fuer-2022-fest/>. (Zugriff am: 09.FEB 2022).

- [EBeV 2022]. Emissionsberichterstattungsverordnung 2022 vom 17. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3016).
- [EC 2018] European Commission (EC): Communication from the commission. A Clean Planet for all – A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy. COM(2018) 773 final, 28. NOV 2018.
- [EC 2020] European Commission (EC): A European industrial strategy: A new Industrial Strategy for a globally competitive, green and digital Europe, MÄR 2020, (Zugriff am: 10 JAN 2022).
- [EC 2021] European Commission Staff Working Document SWD(2021) 353 (final): Towards competitive and clean European Steel. Accompanying the Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Updating the 2020 New Industrial Strategy: Building a stronger Single Market for Europe's recovery, 5. MAI 2021. [https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/swd-competitive-clean-european-steel\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/swd-competitive-clean-european-steel_en.pdf) (Zugriff am: 23.DEZ 2021).
- [EC 2021b] Europäische Kommission (EC): Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council, Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council and Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652. COM/2021/557 final
- [EPRS 2021] European Parliamentary Research Service (EPRS): Carbon-free steel production, Cost reduction options and usage of existing gas infrastructure, 2021. [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2021/690008/EPRS\\_STU\(2021\)690008\\_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2021/690008/EPRS_STU(2021)690008_EN.pdf) (Zugriff am: 11. JAN 2022).
- [EURACTIV 2022] EURACTIV: Bundesregierung sagt Nein zu Förderung von ‚blauem Wasserstoff‘, 18. JAN 2022.

- <https://www.euractiv.de/section/energie/news/bundesregierung-sagt-nein-zu-foerderung-von-blauem-wasserstoff/> (Zugriff am 20.JAN 2022).
- [ewi 2021] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems – Gutachterbericht, OKT 2021. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/dena-ls2/> (Zugriff am 23. DEZ 2021).
- [First Movers Coalition 2021] First Movers Coalition: The First Movers Coalition is a platform bridging the gap between supply and demand for emerging clean technologies, 2021. <https://www.weforum.org/first-movers-coalition/sectors> (Zugriff am 09. FEB 2022)
- [Frontier Economics 2021] Frontier Economics: Wirtschaftlichkeit von PtX-Produkten aus Nordafrika – Business Case Analysen, SEP 2021.
- [Frontier Economics 2021b] Frontier Economics: TEIL 2: Pipeline Studie – Kosten von grünem Wasserstoff Import via Pipelines, Erweiterung zum Teil 1 der Studie „Wirtschaftlichkeit von PtX-Produkten aus Nordafrika – Business Case Analysen“, SEP 2021.
- [futurecamp 2021] futurecamp, Wuppertal Institut (WI): Transformationskostenrechner Klimaschutzverträge [KSV] - Sektor Stahl. Im Auftrag von Agora Energiewende. JUN 2021.
- [FZJ 2017] Forschungszentrum Jülich (FZJ): Power-to-Steel – Reducing CO2 through the Integration of Renewable Energy and Hydrogen into the German Steel Industry. Energies, APR 2017.
- [FZJ 2019] Forschungszentrum Jülich (FZJ): Wege für die Energiewende - Kosteneffiziente und klimarechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050, 2019. [https://user.fz-juelich.de/record/877960/files/Energie\\_Umwelt\\_499.pdf](https://user.fz-juelich.de/record/877960/files/Energie_Umwelt_499.pdf) (Letzter Aufruf am 23.12.2021).
- [Gas for Climate & Guidehouse 2020] Gas for Climate & Guidehouse: European Hydrogen Backbone – How a dedicated hydrogen infrastructure can be created, JUN 2020.



- [Gas for Climate & Guidehouse 2021] Gas for Climate & Guidehouse: European Hydrogen Backbone – Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen, JUN 2021.
- [Gas for Climate & Guidehouse 2021b] Gas for Climate & Guidehouse: Extending the European Hydrogen Backbone – A European hydrogen infrastructure vision covering 21 countries, APR 2021.
- [Gas for Climate 2021] Gas for Climate: The European Hydrogen Backbone vision, July 2020.
- [Grattan 2020] Grattan Institute: Start with Steel: A practical plan to support carbon workers and cut emissions. 2020
- [Grattan Institute 2020] Grattan Institute: Start with Steel, A practical plan to support carbon workers and cut emissions, 2020. <https://grattan.edu.au/report/start-with-steel/> (Zugriff am 09. FEB 2022)
- [Guidehouse & Tractebel 2020] Guidehouse and Tractebel Impact: Hydrogen generation in Europe: Overview of key costs and benefits (ASSET project). Studie im Auftrag der Europäischen Kommission, JUL 2020.
- [Guidehouse 2021] Guidehouse: Picturing the value of underground gas storage to the European hydrogen system. Studie im Auftrag von Gas Infrastructure Europe, JUN 2021.
- [H2Global 2021] H2Global Stiftung: Grünes Licht für grünen Wasserstoff – Neue Bundesregierung gibt Startschuss für H2Global-Initiative. Pressemitteilung 23. DEC 2021. <https://www.h2-global.de/post/neue-bundesregierung-gibt-startschuss-fuer-h2global-initiative> (Zugriff am 20. JAN 2022).
- [Haeseldonckx & D'haeseleer 2007] Haeseldonckx, D., & D'haeseleer, W.: The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure. International Journal of Hydrogen Energy, 2007, 32(10-11), 1381-1386.
- [Hank et. al 2020] Hank et. al: Energy efficiency and economic assessment of imported energy carriers based on renewable Electricity. Sustainable Energy Fuels, 2020.
- [Hölling 2017] M. Hölling, M. Weng, S. Gellert: Bewertung der Herstellung von Eisenschwamm unter Verwendung von

- Wasserstoff. Stahl&Eisen, 2017. <https://germany.arcelormittal.com/icc/arcelor/med/b8e/b8e0c15a-102c-d51d-b2a9-147d7b2f25d3,11111111-1111-1111-1111-111111111111.pdf> (Zugriff am 12. JAN 2022).
- [Hölling et al. 2020] Marc Hölling, Matthias Weng, Sebastian Gellert (Arcelor Mittal): Bewertung der Herstellung von Eisenschwamm unter Verwendung von Wasserstoff, 2020. <https://germany.arcelormittal.com/icc/arcelor/med/b8e/b8e0c15a-102c-d51d-b2a9-147d7b2f25d3,11111111-1111-1111-1111-111111111111.pdf> (Zugriff am: 01. FEB 2022)
- [Hornby 2016] S. Hornby, F.L. Torre, J. Madias: Myths and Realities of Charging DRI/HBI in Electric Arc Furnaces. Iron and Steel Technology, MÄR 2016. [https://www.researchgate.net/publication/296485337\\_Myths\\_and\\_Realities\\_of\\_Charging\\_DRIHBI\\_in\\_Electric\\_Arc\\_Furnaces](https://www.researchgate.net/publication/296485337_Myths_and_Realities_of_Charging_DRIHBI_in_Electric_Arc_Furnaces) (Zugriff am: 13. OKT 2021)
- [Hydrogen Council & LBST 2021] Hydrogen Council, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST), McKinsey & Company: Hydrogen Decarbonization pathways – a life-cycle assessment. JAN 2021.
- [Hydrogen Council & McKinsey 2020] Hydrogen Council & McKinsey & Company: Path to hydrogen competitiveness– A cost perspective 20. JAN 2020.
- [Hydrogen Council & McKinsey 2021] Hydrogen Council & McKinsey & Company: Hydrogen Insights – an updated perspective on hydrogen investment, market development and momentum in China, JUL 2021. <https://hydrogen-council.com/wp-content/uploads/2021/07/Hydrogen-Insights-July-2021-Executive-summary.pdf> (Zugriff am 21. JAN 2022).
- [Hydrogen Europe 2021] Hydrogen Europe: Open Letter raising concern on the Delegated Act on Art 27.3, 8. DEC 2021. [https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/12/2021.12.08\\_Hydrogen-Industry-Letter\\_DA-on-additionality\\_final.pdf](https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/12/2021.12.08_Hydrogen-Industry-Letter_DA-on-additionality_final.pdf) (Zugriff am 9. FEB 2022).
- [HyL, 2021] Tenova HYL - Micro-module DRI plant. Broschüre der Techint Group.

- [https://www.tenova.com/fileadmin/user\\_upload/Micro\\_Module\\_pagineSingole.pdf](https://www.tenova.com/fileadmin/user_upload/Micro_Module_pagineSingole.pdf) (Zugriff am: 03. FEB 2022)
- [HySTRA 2021] HySTRA: The SUIISO FRONTIER commences its maiden voyage to Australia, marking the start of the World's First Demonstration of International Transportation of Large Volume Liquefied Hydrogen, Pressemitteilung 24. DEC 2021. <http://www.hystra.or.jp/en/gallery/article.html#news04> (Zugriff am: 20. JAN 2022).
- [ICE 2022] Intercontinental Exchange (ICE): Dutch TTF Gas Futures, 2022. <https://www.theice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Gas-Futures/data> (Zugriff am 23. JAN 2022).
- [IEA 2019] International Energy Agency (IEA): The Future of hydrogen. 2019.
- [IEA 2020] International Energy Agency (IEA): Iron and Steel Technology Roadmap, Towards more sustainable steelmaking, 2020.
- [IEA 2021] IEA: World Energy Outlook, 2021.
- [IKEM et al. 2020] IKEM, bbh, Navigant, Wuppertal Institut: Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, AUG 2020. [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Dekarbonisierung\\_Industrie/164\\_A-EW\\_Klimaneutrale-Industrie\\_Studie\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf) (Zugriff am: 10.01.2022)
- [IKTS 2020] G. Herz, N. Müller, P. Adam, St. Megel, E. Reichelt, M. Jan: Grüner Wasserstoff in der Rohstahlerzeugung. Stahl&Eisen, Oktober 2020, <https://www.yumpu.com/de/document/read/64792912/stahl-eisen-10-2020-leseprobe> (Zugriff am: 15.03.2022).
- [INES 2021] Initiative Energien Speichern (INES): INES kommentiert Wasserstoffspeicher-Bedarf gemäß BMWI-Langfristszenarien, 02. JUL 2021. <https://erdgasspeicher.de/ines-kommentiert-wasserstoffspeicher-bedarf-gemaess-bmwi-langfristszenarien/> (Zugriff am 17. JAN 2022).
- [IRENA 2019] IRENA: Hydrogen: A renewable energy perspective. Report prepared for the 2nd Hydrogen Energy

- Ministerial Meeting in Tokyo, Japan, 2019.  
[https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA\\_Hydrogen\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf) (Zugriff am 21. JAN 2022).
- [IRENA 2020] International Renewable Energy Agency (IRENA): Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050, APR 2020  
<https://www.irena.org/publications/2020/Apr/Global-Renewables-Outlook-2020>;  
(Zugriff am: 20. JAN 2022).
- [ISE 2020] FhG ISE: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Update unter einer Zielvorgabe von 65% CO<sub>2</sub>-Reduktion in 2030 und 100% in 2050, DEZ 2020.
- [ISE 2020b] Fraunhofer ISE (2020): Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem. FEB 2020
- [ISE 2022] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE): Cost Forecast for Low-Temperature Electrolysis - Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems, Studie im Auftrag der NGO Clean Air Task Force (CATF), 9. FEB 2022, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2022/auf-dem-weg-zur-gw-industrie-fraunhofer-ise-liefert-detaillierte-kostenanalyse-fuer-wasserelektrolyse-systeme.html> (Zugriff am 9. FEB 2022)
- [ISI 2021] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Treibhausgasneutrale Hauptszenarien, Modul Industrie, DEZ 2021.
- [ISI 2021b] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Treibhausgas-neutrale Hauptszenarien, enertile-Ergebnisse: H<sub>2</sub>-Nachfrage regionalisiert, 2021. <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/27973/94ca1786486eb88bb6c5fc4a49b98fdd>  
(Zugriff am 21. JAN 2022).
- [ISI 2021c] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI): Langfristszenarien für die

- Transformation des Energiesystems in Deutschland - Treibhausgasneutrale Hauptszenarien, Modul Energieangebot, DEZ 2021.  
<https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3-Langbericht-Energieangebot-final.pdf> (Zugriff am: 22. JAN 2022).
- [ISI 2021d] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Speicher in Deutschland, Ergebnisse enertile-Modul, 2021. <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/openview/10039/42cfafd89c7aae605ddc28c9511098b7> (Zugriff am 17. JAN 2022)
- [ISI et al. 2019] Fraunhofer-Institute ISI, ISE, IMWS und IKTS: Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland. OKT 2019. [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10\\_Fraunhofer\\_Wasserstoff-Roadmap\\_fuer\\_Deutschland.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf) (Zugriff am: 10. JAN 2022).
- [ISI et al. 2021] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Consentec GmbH, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Lehrstuhl für Energie- und Ressourcenmanagement der TU Berlin: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Dashboard Energieangebot, 2021.  
<https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/angebot.php> (Zugriff am 17. JAN 2022).
- [ISI et al. 2021b] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastruktur und Geothermie (IEG): Meta-studie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats, 2021.
- [Kirschen 2011] M. Kirschen, K. Badr, H. Pfeifer: Influence of direct reduced iron on the energy balance of the electric arc furnace in steel industry. Energy 36 (2011), S. 6146-6155, 2011.

- [KSG 2019] Bundes-Klimaschutzgesetz. Fassung vom 12. DEZ.2019.
- [KSG 2021] Bundes-Klimaschutzgesetz. Fassung vom 18. AUG.2021. <https://www.bmuv.de/gesetz/bundes-klimaschutzgesetz/> (Zugriff am 19. JAN 2021).
- [LBST 2019] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST): Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen. Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung, und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, MAI 2019. <https://lbst.de/publikationen/wasserstoffstudie-nrw/> (Zugriff am 04. FEB 2022)
- [Linde & Evonik 2022] Linde: Linde Engineering Starts Up World's First Plant for Extracting Hydrogen from Natural Gas Pipelines Using Membrane Technology. Pressemitteilung 20. JAN 2022; [https://www.linde-engineering.com/en/news\\_and\\_media/press\\_releases/news20220120.html](https://www.linde-engineering.com/en/news_and_media/press_releases/news20220120.html) (Zugriff am 21. JAN 2022).
- [Linde 2019] Lutz Decker (Linde): Liquid Hydrogen Distribution Technology. Vortrag beim HYPER Closing Seminar am 11. DEZ 2019 in Brüssel. [https://www.sintef.no/globalassets/project/hyper/presentations-day-2/day2\\_1105\\_decker\\_liquid-hydrogen-distribution-technology\\_linde.pdf](https://www.sintef.no/globalassets/project/hyper/presentations-day-2/day2_1105_decker_liquid-hydrogen-distribution-technology_linde.pdf) (Zugriff am 12. JAN 2022).
- [Linklater 2021] J. Linklater: Adapting to raw materials challenges – Part I „Operating Midrex plants with lower grade pellets & lump ore“. In Direct from Midrex 1<sup>st</sup> Quarter 2021. <https://www.midrex.com/wp-content/uploads/Midrex-DFM-1stQtr2021-Final.pdf> (Zugriff am: 13. OKT 2021)
- [Material Economics 2019] Material Economics, Wuppertal Institut, Institute of European Studies: Industrial Transformation 2050 - Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry. 2019.
- [Midrex 2020] Midrex: 2021 World Direct Reduction Statistics, 9. APR 2020, <https://www.midrex.com/wp-content/uploads/Midrex-STATSbook2019Final.pdf> (Zugriff am: 11. JAN 2022).
- [Midrex 2021] Midrex: Direct from Midrex – 1<sup>st</sup> quarter 2021. Unternehmensbericht, 2021.



- <https://www.midrex.com/wp-content/uploads/Midrex-DFM-1stQtr2021-Final.pdf> (Zugriff am: 12. OKT 2021).
- [MW 2021] Niedersächsisches Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Verkehr und Digitalisierung (MW): „Wasserstoff-basierte Eisenerz-Direktreduktion am Standort Wilhelmshaven“: Machbarkeitsstudie erfolgreich abgeschlossen. Pressemitteilung am 25. AUG 2021.
- [NWR 2021a] Nationaler Wasserstoffrat: Positionspapier zum Wasserstofftransport. 2. JUL 2021.  
[https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/NWR\\_Wasserstofftransport\\_WEB-Bf.pdf](https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/NWR_Wasserstofftransport_WEB-Bf.pdf) (Zugriff am: 10. JAN 2022)
- [NWR 2021b] Nationaler Wasserstoffrat (NWR): Positionspapier zu Nachhaltigkeitskriterien für Importprojekte von erneuerbarem Wasserstoff und PtX-Produkten, 29. OKT 2021.
- [Oersted 2021] Oersted: Heading for a circular economy – Salzgitter AG and Ørsted launch strategic partnership. Pressemitteilung am 25. JAN 2022;  
<https://orsted.com/en/media/newsroom/news/2022/01/20220125471111> (Zugriff am: 09. FEB2022).
- [Prognos 2020] Prognos: Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Endbericht zum Projekt „Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe“. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), MAI 2020.
- [Prognos 2020b] Prognos: Klimapolitische Herausforderungen der Stahlindustrie. Studie im Auftrag der Wirtschaftsvereinigung Stahl, SEP 2020.
- [Prognos et al. 2020] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut: Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, FEB 2021.
- [Prognos et al. 2020b] Prognos, Fhg-ISI, GWS, IINAS: Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030. Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für

- Wirtschaft und Energie (BMWi), 10. MÄR 2020, [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=8) (Zugriff am 23. DEZ2021).
- [Prognos et al. 2021] Prognos, Fhg-ISI, GWS, IINAS: Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Gesamtdokumentation der Szenarien. Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), FEB/MAI 2021.
- [Prognos et al. 2021b] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut: Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, JUN 2021. [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021\\_04\\_KNDE45/A-EW\\_209\\_KNDE2045\\_Zusammenfassung\\_DE\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf) (Zugriff am 23. DEZ 2021).
- [Prognos et al. 2021c] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann, Studie im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. Datenanhang
- [Reuters 2021] Reuters: Technology to ship hydrogen ready by 2025, Hyundai Heavy unit says, 13. JAN 2021. <https://www.reuters.com/business/sustainable-business/technology-ship-hydrogen-ready-by-2025-hyundai-heavy-unit-says-2022-01-13/> (Zugriff am: 20. JAN 2022).
- [Roland Berger 2021] Roland Berger: Hydrogen transportation | The key to unlocking the clean hydrogen economy, OKT 2021.
- [S&P GLOBAL 2021] S&P GLOBAL: Historic global steel price rally sweeps iron ore to all-time high, 27. APR 2021. <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/blogs/metals/042721-global-steel-price-rally-iron-ore-iodex-all-time-high-china-stimulus> (Zugriff am 01. FEB 2022).
- [Sachsen 2021] Sachsen: H2Global Stiftung gründet in Leipzig den Wasserstoffhändler HINT.CO, Pressemitteilung 5. NOV 2021.

- <https://www.medienservice.sachsen.de/mediendienst/news/1031141> (Zugriff am: 9. FEB 2022)
- [Siebel 2022] Siebel, T.: China produziert über 60 Prozent des weltweiten Stahls. Springer Professional Onlineartikel, 02. SEP 2020, <https://www.springerprofessional.de/metalle/wirtschaftspolitik/china-produziert-ueber-60-prozent-des-weltweiten-stahls/18340464> (Zugriff am: 24. FEB 2022).
- [SMS 2021] SMS Group: Regelenergiepotenzial in der grünen Stahlerzeugung – Der Ausbau von Kapazitäten zur Erzeugung grünen Wasserstoffs, Direktreduktionsanlagen und Elektrolichtbogenöfen zur grünen Stahlerzeugung leisten einen wesentlichen Beitrag zur Stabilität der Stromnetze. Factsheet der SMS für den DWV und HySteel, 2021.
- [Sphera 2021] Sphera Solutions (Sphera): Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle. Studie im Auftrag des Umweltbundesamts (UBA), SEP 2021. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsfaktoren-der-stromerzeugung-betrachtung> (Zugriff am: 10. JAN 2022).
- [Stiftung Umweltenergierecht 2022] Stiftung Umweltenergierecht: Reformansätze zum Genehmigungsrecht von Windenergieanlagen Überblick und rechtliche Einordnung zu den aktuellen Diskussionen über die Vereinfachung und Beschleunigung von Genehmigungen, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 25, 28. JAN 2022. [https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2022/01/Stiftung-Umweltenergierecht\\_Reformansaetze-Genemigungsrecht-Windenergie\\_2022-01-28-1.pdf](https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2022/01/Stiftung-Umweltenergierecht_Reformansaetze-Genemigungsrecht-Windenergie_2022-01-28-1.pdf) (Zugriff am 04 FEB 2022)
- [Stiftung Wissenschaft und Politik 2021] Stiftung Wissenschaft und Politik – News: Ein CO<sub>2</sub>-Grenzausgleich für den Green Deal der EU - Funktionen, Fakten und Fallstricke. 05. JUL 2021; <https://www.swp-berlin.org/10.18449/2021S09/> (Zugriff am: 09. FEB 2022)
- [Sunfire 2019] Sunfire: PAUL WURTH STEIGT ALS LEAD-INVESTOR UND TECHNOLOGIEPARTNER BEI

- SUNFIRE EI, PRESSEMITTEILUNG am 7. JAN 2019. <https://www.sunfire.de/de/news/detail/paul-wurth-steigt-als-lead-investor-und-technologiepartner-bei-sunfire-ein> (Zugriff am: 10. JAN 2022)
- [SunFire 2021] SunFire: Factsheet: increasing efficiency in integrated steel works: Hybrid electrolysis for green steel production, 2021.
- [Sunfire 2021b] Frömmel, A. (Sunfire): Gestern noch Manufaktur, morgen in-dustrielle Großserienfertigung, Vortrag auf dem 6. Marktplatz Zulieferer, 17. AUG 2021. [https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2021/08/Marktplatz-Zulieferer\\_von-Manufaktur-zur-Grossserienfertigung\\_Froemmel.pdf](https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2021/08/Marktplatz-Zulieferer_von-Manufaktur-zur-Grossserienfertigung_Froemmel.pdf) (Zugriff am 4. FEB 2022).
- [Tenova 2022] P. Cavaliere, A. Perrone, A. Silvello, P. Stagnoli, P. Duarte: Integration of Open Slag Bath Furnace with Direct Reduction Reactors for New-Generation Steelmaking. Metals, Januar 2022, 12, 203, <https://doi.org/10.3390/met12020203> (Zugriff am: 15.03.2022).
- [thyssenkrupp 2021] thyssenkrupp: One of the largest green hydrogen projects in the world: thyssenkrupp signs contract to install over 2GW electrolysis plant for Air Products in NEOM. Pressemitteilung, 13. DEZ 2021. <https://www.thyssenkrupp.com/en/newsroom/press-releases/pressdetailpage/one-of-the-largest-green-hydrogen-projects-in-the-world--thyssenkrupp-signs-contract-to-install-over-2gw-electrolysis-plant-for-air-products-in-neom-124576> (Zugriff am 21. JAN 2022).
- [thyssenkrupp Steel 2020] Dr. Markus Schöffel (thyssenkrupp Steel): Hydrogen in the steel industry – activities at tk Steel. Vortrag auf Mission Hydrogen, 23. SEP 2020.
- [thyssenkrupp Steel 2021] thyssenkrupp Steel: Wasserstoffeinsatz im Hochofen: thyssenkrupp Steel schließt erste Versuchsphase erfolgreich a, Pressemitteilung am 03. FEB 2021. <https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/newsroom/pressemitteilungen/thyssenkrupp-steel-schliesst-erste-versuchsphase-erfolgreich-ab.html> (Zugriff am: 03. FEB 2022).
- [Trinomics et al. 2019] Trinomics, LBST und E3-Modelling: Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure. Studie im Auftrag

- von DG Energy. SEP 2019. <https://data.europa.eu/doi/10.2833/492414> (Zugriff am: 10. JAN 2022).
- [UBA 2019] Umwelt Bundesamt (UBA): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – RESCUE: Langfassung,- NOV 2019.
- [UBA 2021] Umweltbundesamt (UBA): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2020, MAI 2021. [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-26\\_cc-45-2021\\_strommix\\_2021.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-26_cc-45-2021_strommix_2021.pdf) (Zugriff am 12. OKT 2021)
- [UBA 2021b] Umweltbundesamt (UBA): Treibhausgasminde-  
rungsziele Deutschlands, 03. SEP 2021. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasminderungsziele-deutschlands> (Zugriff am: 19. JAN 2022).
- [VDI 2022] VDI Nachrichten: Abschied vom Hochofen (Fokus: Direktreduktion), Pressemitteilung am 28. JAN 2022.
- [VdKi 2021] Verein der Kohlenimporteure (VdKi): Jahresbericht 2021, 14. JAN 2022. <https://www.kohlenimporteure.de/publikationen/jahresbericht-2021.html>, 2021. (Zugriff am: 9. FEB 2022)
- [Verwerich 2016] Verwerich, R.: Konkurrenz aus Fernost - Chinas Stahl bedroht Europas Hütten. Deutschlandfunk, 10. APR 2016, <https://www.deutschlandfunk.de/konkurrenz-aus-fernost-chinas-stahl-bedroht-europas-huetten-100.html> (Zugriff am: 04. FEV 2022).
- [Vogl 2018] Vogl, V., Åhman, M., Nilsson, L. J.: Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking. Journal of Cleaner Production 203, S. 736-745. 2018
- [von Burchard 2021] von Burchard, F.: Wasserstoff: Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes – Update #1. 22. JUL 2022. <https://www.cmshs-bloggt.de/rechtsthemen/sustainability/sustainability-environment-and-climate-change/wasserstoff-novellierung-des-energie-wirtschaftsgesetzes/> (Zugriff am 9. FEB 2022)

- [WI & DIW Econ 2020] Wuppertal Institut und DIW Econ: Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung. Studie für den Landesverband Erneuerbare Energien NRW e. V. (LEE-NRW), NOV 2020.
- [WiSaNo 2021] M. Hölling, H. Schäfers, S. Gellert, M. Grasenack, L. Jürgens, N. Tedjosantoso, S. Schüttler: Wisano-Studie: Windstahl aus Norddeutschland. Studie im Auftrag von durch Arcelor Mittal, gefördert durch das BMU, FEB 2021, <https://germany.arcelormittal.com/icc/arcelor/med/f53/f53689fc-e1fa-9718-60c5-e74064a585a0,11111111-1111-1111-1111-111111111111.pdf> (letzter Aufruf 13. OKT 2021).
- [WorldSteel 2021] WorldSteel: Fact sheet, 2021. <https://worldsteel.org/wp-content/uploads/Fact-sheet-steel-and-raw-materials.pdf> (Zugriff am: 01. FEB 2022).
- [WSA 2021] World Steel Association (WSA): Fact Sheet: Steel and raw materials. APR 2021.
- [WSA 2021b] World Steel Association: World Steel in Figures, APR 2021. <https://www.worldsteel.org/media-centre/press-releases/2021/world-steel-in-figures-2021.html> (Zugriff am: 11.10.2021).
- [WV Stahl 2018] Wirtschaftsvereinigung Stahl (WV Stahl): Perspektiven der Stahlproduktion in einer treibhausgasneutralen Wirtschaft, 2018.
- [WV Stahl 2020] Wirtschaftsvereinigung Stahl (WV Stahl): Wasserstoff: Zentraler Baustein auf dem Weg in die klimaneutrale Stahlproduktion, 2020, <https://www.stahl-online.de/dossiers/wasserstoff-zentraler-baustein-auf-dem-weg-in-die-klimaneutrale-stahlproduktion/> (Letzter Aufruf am 10. JAN 2022).
- [WV Stahl 2020b]: Fakten zur Stahlindustrie 2020. [https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/WV-Stahl\\_Fakten-2020\\_rz\\_neu\\_Web1.pdf](https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/WV-Stahl_Fakten-2020_rz_neu_Web1.pdf) (Zugriff am: 09. FEB 2022).
- [WV Stahl 2021] WV Stahl: Statistisches Jahrbuch der Stahlindustrie 2020 / 2021. Wirtschaftsvereinigung Stahl, 2021.
- [WV Stahl 2021b] Wirtschaftsvereinigung Stahl (WV Stahl): Politische Handlungsempfehlungen der Stahlindustrie



- in Deutschland für die 20. Legislaturperiode des Deutschen Bundestags. AUG 2021, [https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/WV-Stahl\\_Positionspapier\\_Handlungsempfehlungen\\_20\\_Legislaturperiode\\_2021-RZ-Web\\_NEU.pdf](https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/WV-Stahl_Positionspapier_Handlungsempfehlungen_20_Legislaturperiode_2021-RZ-Web_NEU.pdf) (Zugriff am: 11. JAN 2022).
- [WV Stahl 2021c] Wirtschaftsvereinigung Stahl (WV Stahl): Konjunkturinformationen, JAN 2022. [https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2022-01\\_Stahlkonjunktur\\_Deutschland\\_WVStahl.pdf](https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2022-01_Stahlkonjunktur_Deutschland_WVStahl.pdf) (Zugriff am: 09. FEB 2022)
- [Zawischa 2011] Zawischa M.: Elektrostahl. <http://www.e-lms.de/biowiki/artikel.php?id=26&lan=1> (Zugriff am: 13. OKT 2021).



## LUDWIG-BÖLKOW-SYSTEMTECHNIK GMBH

Die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) ist ein Beratungsunternehmen für nachhaltige Energieversorgung und Mobilität. Mit unserer Expertise in Technologien, Märkten und Politik unterstützen wir internationale Kunden aus Industrie, Finanzsektor, Politik und Verbänden bei Fragen zu Strategien, Machbarkeit und Märkten. Acht DAX-Unternehmen vertrauen den zuverlässigen Einschätzungen der LBST zu neuen Entwicklungen in den Bereichen Energiewirtschaft und Mobilität.

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

Die LBST bietet ihren Kunden:

<b>SYSTEM- UND TECHNOLOGIESTUDIEN</b>	Technologiebewertung und Due Diligence; Energie- und Infrastrukturkonzepte; Machbarkeitsstudien;
<b>STRATEGIEBERATUNG</b>	Produktportfolioanalysen, Identifizierung neuer Produkte und Dienstleistungen; Marktanalysen; politische Analysen;
<b>NACHHALTIGKEITSBERATUNG</b>	Lebenszyklus-Analysen; Carbon Footprint Analysen; Bewertung natürlicher Ressourcen (Energie, Rohstoffe, Wasser); Nachhaltigkeitsbewertung;
<b>KOORDINATION</b>	Projektmanagement, -begleitung und -bewertung;
<b>ENTSCHEIDUNGSVORBEREITUNG</b>	Studien, Briefings, Expertenkreise, Trainings.

Besondere Arbeitsschwerpunkte liegen in den Bereichen Energie (erneuerbare Energien, 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 nachhaltigen Entscheidungen zur Sicherung ihrer Zukunft.

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

