

Technische Kurzanalyse möglicher PtX-Anwendungspfade in Brasilien, Namibia und Südafrika



Disclaimer

Der Bericht wurde im Auftrag der Green Hydrogen Business Alliance (H2A) von Juli bis November 2022 durchgeführt. Die Business Alliance dient als Schnittstelle zwischen der europäischen Privatwirtschaft und dem Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ). Das Unternehmensnetzwerk unterstützt eine sozial-ökologische Transformation in ausgewählten Partnerländern durch die Förderung eines nachhaltigen Markthochlaufs von grünem Wasserstoff und Power-to-X. Die Green Hydrogen Business Alliance ist ein von der Deutschen Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) durchgeführtes Projekt.

Autoren

Fichtner GmbH & Co. KG: Thorben Andersen, Vanessa Tietze

Kontakt

Green Hydrogen Business Alliance
c/o Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Farhanja Wahabzada
wasserstoff@giz.de
www.giz.de

November 2022

Gefördert durch



Bundesministerium für
wirtschaftliche Zusammenarbeit
und Entwicklung

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

FICHTNER
ENGINEERING + CONSULTING

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--|-----------|
| 1. Executive Summary | 7 |
| 1.1 Brasilien | 7 |
| 1.1.1 Düngemittelproduktion..... | 7 |
| 1.1.2 Erdölraffinerie | 7 |
| 1.1.3 Stahlproduktion..... | 7 |
| 1.1.4 Verkehr und Transport..... | 8 |
| 1.2 Namibia..... | 8 |
| 1.2.1 Stahlproduktion..... | 8 |
| 1.2.2 Verkehr & Transport | 8 |
| 1.3 Südafrika..... | 9 |
| 1.3.1 Erdölraffinerie | 9 |
| 1.3.2 Stahlproduktion..... | 9 |
| 1.3.3 Verkehr und Transport..... | 9 |
| 2 Einleitung..... | 10 |
| 3 Technische Darstellung möglicher Anwendungspfade für Grünen Wasserstoff | 12 |
| 3.1 Ammoniaksynthese | 12 |
| 3.2 Entschwefelung in der Raffinerie..... | 13 |
| 3.3 Methanolsynthese..... | 15 |
| 3.4 Stahlproduktion durch Direktreduktion | 16 |
| 4 Brasilien | 18 |
| 4.1 Düngemittelproduktion..... | 18 |
| 4.1.1 Ausgangssituation | 18 |
| 4.1.2 Potential..... | 18 |
| 4.1.3 Relevante Unternehmen..... | 19 |
| 4.2 Erdölraffinerie | 19 |
| 4.2.1 Ausgangssituation | 19 |
| 4.2.2 Potential..... | 20 |
| 4.2.3 Relevante Unternehmen..... | 20 |
| 4.3 Stahlproduktion..... | 21 |
| 4.3.1 Ausgangssituation | 21 |
| 4.3.2 Potential..... | 21 |
| 4.3.3 Relevante Unternehmen..... | 22 |
| 4.4 Verkehr und Transport..... | 23 |
| 4.4.1 Ausgangssituation | 23 |
| 4.4.2 Potential..... | 23 |

| | | |
|----------|----------------------------|-----------|
| 4.4.3 | Relevante Unternehmen..... | 25 |
| 5 | Namibia | 26 |
| 5.1 | Stahlproduktion..... | 26 |
| 5.1.1 | Ausgangssituation | 26 |
| 5.1.2 | Potential..... | 27 |
| 5.1.3 | Relevante Unternehmen..... | 27 |
| 5.2 | Verkehr & Transport | 27 |
| 5.2.1 | Ausgangssituation | 27 |
| 5.2.2 | Potential..... | 28 |
| 5.2.3 | Relevante Unternehmen..... | 29 |
| 6 | Südafrika..... | 30 |
| 6.1 | Erdölraffinerie | 30 |
| 6.1.1 | Ausgangssituation | 30 |
| 6.1.2 | Potential..... | 30 |
| 6.1.3 | Relevante Unternehmen..... | 31 |
| 6.2 | Stahlproduktion..... | 31 |
| 6.2.1 | Ausgangssituation | 31 |
| 6.2.2 | Potential..... | 31 |
| 6.2.3 | Relevante Unternehmen..... | 32 |
| 6.3 | Verkehr & Transport | 32 |
| 6.3.1 | Ausgangssituation | 32 |
| 6.3.2 | Potential..... | 33 |
| 6.3.3 | Relevante Unternehmen..... | 34 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|--------------------|---|----|
| Abbildung 1 | Potentialbestimmung für nationale Wertschöpfung..... | 10 |
| Abbildung 2 | Ammoniaksynthese | 12 |
| Abbildung 3 | Prozessschritte zur Hydrodesulfurierung in einer Raffinerie | 13 |
| Abbildung 4 | Methanolsynthese | 15 |
| Abbildung 5 | Klassische Hochofenroute zur Primärstahlherstellung..... | 16 |
| Abbildung 6 | Direktreduktion zur Primärstahlherstellung..... | 17 |
| Abbildung 7 | Namibia's "Green Valleys" | 26 |
| Abbildung 8 | THG-Vermeidungspotential im Verkehrssektor | 28 |
| Abbildung 9 | Bergbau in Südafrika..... | 33 |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|-------------------|--|----|
| Tabelle 1 | Berechnungsgrundlage H2-Produktionskapazität..... | 11 |
| Tabelle 2 | Potentieller H2-Bedarf für die Stickstoffdünger-Produktion (BRA)..... | 19 |
| Tabelle 3 | Potentieller H2-Bedarf für die Erzeugung von ULSD (BRA) | 20 |
| Tabelle 4 | Potentieller H2-Bedarf für die Produktion von DRI (BRA) | 22 |
| Tabelle 5 | Potentieller H2-Bedarf im Verkehrssektor (BRA) | 24 |
| Tabelle 6 | Potentieller H2-Bedarf für die DRI-Produktion im Projekt H2yron (NAM)..... | 27 |
| Tabelle 7 | Potentieller H2-Bedarf im Transportsektor (NAM) | 28 |
| Tabelle 8 | Potentieller H2-Bedarf in der Raffinerie (ZAF) | 31 |
| Tabelle 9 | Potentieller H2-Bedarf bei der Produktion von DRI (ZAF)..... | 32 |
| Tabelle 10 | Potentieller H2-Bedarf in FCEV für den Schwerlasttransport (ZAF) | 34 |
| Tabelle 11 | Potentieller H2-Bedarf für FCEV im Bergbau (ZAF) | 34 |

Abkürzungen

| Abkürzung | Beschreibung |
|------------------|---|
| AP | Arbeitspaket |
| bbl | Barrel |
| BEV | Batterieelektrische Fahrzeuge (battery electric vehicles) |
| BIP | Bruttoinlandsprodukt |
| BRA | Brasilien |
| CCUS | Kohlenstoffabscheidung, -nutzung und -speicherung (carbon capture, utilization and storage) |
| CUI | Gemeinschaftliche Infrastruktur (common-use infrastructure) |
| CO ₂ | Kohlendioxid |
| DAC | Direct Air Capture |
| DRI | Direct Reduced Iron |
| DWV | Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband |
| EE | Erneuerbare Energien |
| FCEV | Brennstoffzellenelektrische Fahrzeuge (fuel cell electric vehicles) |
| HSRM | Hydrogen Society Roadmap for South Africa 2021 |
| H ₂ | Wasserstoff |
| IEA | International Energy Agency |
| KUP | Kurzumtriebsplantage |
| MOE | Molten Oxide Electrolysis |
| mtpa | Millionen Tonnen pro Jahr (million tonnes per annum) |
| NAM | Namibia |
| N ₂ | Stickstoff |
| NH ₃ | Ammoniak |
| ppm | parts per million |
| PVI | Platinum Valley Initiative |
| SAF | Grünes Kerosin (sustainable aviation fuels) |
| SCDI | Southern Corridor Development Initiative |
| SCF | Standard Cubic Feet |
| t/a | Tonnen pro Jahr (tonnes per annum) |
| THG | Treibhausgase |
| TRL | Technischer Reifegrad (technology readiness level) |
| ULSD | besonders schwefelarmen Dieselmotoren (ultra low sulphur diesel) |
| WV Stahl | Wirtschaftsvereinigung Stahl |
| ZAF | Südafrika |

1. Executive Summary

Um das Potential für Wasserstoffanwendungen zur nationalen Wertschöpfung in den Partnerländern Brasilien, Namibia und Südafrika zu beurteilen, wurden im Rahmen dieser Untersuchung (1) das politische Potential, (2) das wirtschaftliche Potential sowie (3) das Potential zur Reduktion von Treibhausgasemissionen der möglichen Wasserstoffwertschöpfungsrouten untersucht. Für die identifizierten Sektoren, die alle drei Potentialkriterien erfüllen, wurde der Wasserstoffbedarf berechnet und eine entsprechende erforderliche Produktionskapazität für die Wasserstofferzeugung aus erneuerbaren Energien bestimmt.

1.1 Brasilien

1.1.1 Düngemittelproduktion

In Brasilien ergeben sich insbesondere in der Produktion von Stickstoffdünger für die Landwirtschaft erhebliche Chancen für eine nationale Wertschöpfung. Derzeit werden fast 100 % des Stickstoffdüngers importiert. Durch eine heimische Produktion von Ammoniak, dem Ausgangsstoff für Stickstoffdünger, könnten heute bereits 116.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr und bis zum Jahr 2040 jährlich 604.400 Tonnen Wasserstoff genutzt werden. Dies entspricht einer Produktionskapazität von 1,2 Gigawatt (GW) installierter Elektrolyseleistung für das Jahr 2022 bzw. 6,3 GW für das Jahr 2040. Somit könnten die Importabhängigkeiten und entsprechende Preis- und Ausfallrisiken reduziert sowie durch die heimische Produktion eine nationale Wertschöpfung realisiert werden.

1.1.2 Erdölraffinerie

Brasilien hat in seinem ausgeprägten Raffineriesektor die Möglichkeit, bei der Produktion von schwefelarmen Kraftstoffen in der Hydrodesulfurierung grünen Wasserstoff einzusetzen. Dies würde Brasilien dazu verhelfen, die Treibhausgas-Emissionen in der Raffinerie zu senken sowie den wachsenden Markt für schwefelarme Kraftstoffe zu bedienen. Bei einem Einsatz von grünem Wasserstoff für die ab dem Jahr 2025 geplanten Erzeugungskapazitäten könnten bereits jährlich 572.100 Tonnen Wasserstoff genutzt werden. Dafür wäre eine Produktionskapazität von 6,0 GW installierter Elektrolyse-Leistung erforderlich.

1.1.3 Stahlproduktion

Brasilien ist direkt hinter Deutschland der neuntgrößte Stahlproduzent der Welt und produziert mehr als die Hälfte der Gesamtmenge Lateinamerikas. Durch das nationale Ziel, bis zum Jahr 2050 CO₂-neutral zu sein, müssen auch die hohen prozessbedingten CO₂-Emissionen der Eisenerz-Reduktion vermieden werden. Neben der Abscheidung, Speicherung und Nutzung von Kohlenstoff kann die Direktreduktion des Eisenerzes mittels grünem Wasserstoff den größten Beitrag dazu leisten. In einem ersten Schritt könnte dies durch eine Beimischung von Wasserstoff zum Erdgas erfolgen, bis die Reduktion mit ausschließlich Wasserstoff technisch ausgereift und wirtschaftlich einsatzbereit ist. Dieser Technologiewandel könnte den Erhalt der Stahlbranche im Land fördern sowie den wachsenden Markt für „grünen Stahl“ bedienen. Das Potential der Wasserstoffnutzung wird

ab dem Jahr 2030 auf 448.000 Tonnen sowie ab 2050 auf 770.000 Tonnen pro Jahr geschätzt. Dies entspricht einer Produktionskapazität von 4,7 GW (2030) bzw. 8,1 GW (2050) installierter Elektrolyse-Leistung.

1.1.4 Verkehr und Transport

Brasilien geht historisch bedingt und aufgrund seines starken Agrarsektors bei der Dekarbonisierung des Verkehrssektors mit einem Fokus auf Biokraftstoffe einen Sonderweg. Brasilien ist zweitgrößter Bioethanol- und drittgrößter Biodieselproduzent der Welt. Bei der Erzeugung von Biodiesel werden große Mengen Methanol benötigt, die derzeit ausschließlich importiert werden. Bei einer Produktion in Brasilien und dem Einsatz von lokal hergestelltem grünen Wasserstoff könnten bereits ab dem Jahr 2025 insgesamt 127.000 Tonnen Wasserstoff genutzt werden. Dies entspricht einer Produktionskapazität von 1,3 GW installierter Elektrolyse-Leistung. Sollten die Rahmenbedingungen für einen alternativen Kraftstoffmarkt neben den Biokraftstoffen geschaffen werden, könnte vor allem der Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen im Schwerlasttransport auf der Straße sowie der Einsatz von „grünem Kerosin“ in der Luftfahrt die Nachfrage für Wasserstoff weiter erhöhen. Der Bedarf für Wasserstoff für den Schwerlasttransport wird ab dem Jahr 2035 auf 180.000 Tonnen und ab dem Jahr 2040 auf 971.000 Tonnen geschätzt. Der Bedarf für synthetisches Kerosin in der Luftfahrt wird ab dem Jahr 2030 jährlich auf 355.000 Tonnen Wasserstoff geschätzt. So würde sich die gesamt erforderliche Produktionskapazität von 1,3 GW installierter Elektrolyse-Leistung für das Jahr 2025 auf 6,1 GW für das Jahr 2030, auf 8,0 GW für das Jahr 2035 und auf 16,2 GW für das Jahr 2040 erhöhen.

1.2 Namibia

1.2.1 Stahlproduktion

In Namibia steht der Export von „grünen Wasserstoffderivaten“ wie Methanol oder Ammoniak im Fokus der nationalen Strategie. Die Firma Lodestone Namibia entwickelt davon losgelöst das Projekt „H2yron“, das die Erschließung eines lokalen Eisenerzvorkommens in Namibia sowie die Erzeugung von Eisenschwamm (direct reduced iron, DRI) mittels Wasserstoff für den Export vorsieht. Für das Projekt wird derzeit eine Machbarkeitsstudie zur Vorbereitung einer Investitionsentscheidung erstellt. Im Falle einer Umsetzung könnte H2yron von den Bestrebungen der Regierung profitieren und auf die gemeinschaftliche Infrastruktur des geplanten Hydrogen Valley „Southern Region“ zugreifen. Somit stünde Infrastruktur für die Produktion der erforderlichen Mengen an grünem Wasserstoff sowie für den Export des Stahls zur Verfügung. Für die geplanten Produktionskapazitäten wären in der ersten Ausbauphase 27.000 Tonnen und in der zweiten Ausbauphase 110.000 Tonnen Wasserstoff jährlich erforderlich. Die benötigte Produktionskapazität läge bei 0,3 GW installierter Elektrolyse-Leistung für Phase 1 und bei 1,2 GW für Phase 2.

1.2.2 Verkehr & Transport

Laut Weltbank lag der Anteil der CO₂-Emissionen des Verkehrssektors in Namibia im Jahr 2014 bei 55,4 % der nationalen Gesamtemissionen. Ein Anteil von 42 % der verkehrsbedingten Emissionen sollen durch einen Wechsel im genutzten Kraftstoff reduziert werden, weg von Diesel und hin zu Wasserstoff. Die Nutzung von Wasserstoff soll ab dem

Jahr 2026 vor allem in Brennstoffzellenfahrzeugen im Bergbau erfolgen, gefolgt von Brennstoffzellenfahrzeugen für den Transport von mittelschweren Lasten auf der Straße sowie im Schwerlasttransport ab dem Zeitraum 2030 bis 2035. Der lokale Bedarf für Wasserstoffanwendungen im Verkehr wird ab dem Jahr 2040 auf 95.000 Tonnen Wasserstoff jährlich geschätzt. Um diesen Bedarf decken zu können, wäre eine Produktionskapazität von 1,0 GW installierter Elektrolyse-Leistung erforderlich.

1.3 Südafrika

1.3.1 Erdölraffinerie

Die Industrie für die Raffination von Kraftstoffen steht in Südafrika derzeit an einem Scheideweg. Ab dem Jahr 2023 gelten die verschärften Anforderungen der Spezifikation „Cleaner Fuels II“. Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, müsste entweder massiv investiert werden, um die technische Voraussetzung für eine Eigenproduktion zu schaffen, oder auf reinen Import gesetzt werden. Diskutiert wird derzeit der Neubau einer Raffinerie in der Richard Bay Region mit einer Produktionskapazität von 400.000 Barrel pro Tag. Sollte diese Raffinerie gebaut werden und Ende dieses Jahrzehnts in Betrieb gehen, könnte die Entschwefelung mittels grünen Wasserstoffs erfolgen. Der daraus resultierende potentielle Wasserstoffbedarf beträgt ab dem Jahr 2030 jährlich 275.000 Tonnen, die dafür erforderliche Produktionskapazität liegt bei 2,9 GW installierter Elektrolyse-Leistung.

1.3.2 Stahlproduktion

Südafrika ist der zweitgrößte Stahlproduzent Afrikas hinter Ägypten und auf Platz 27 der weltweiten Stahlerzeuger. Allerdings steht die heimische Stahlindustrie durch günstige Importe aus China, steigende Produktionskosten im Land sowie einer geringeren inländischen Nachfrage unter Druck. Laut „Steel Masterplan“ stellen die Umstellung auf die Produktion von DRI und die damit einhergehende Nutzung von grünem Wasserstoff eine Chance dar, um Investitionen in die Stahlindustrie zu realisieren und Exportmärkte für grünen Stahl zu erschließen. Auch in der „Hydrogen Society Roadmap for South Africa 2021“ (HSRM) wird die Produktion von grünem Stahl als nationale Priorität beschrieben. Der potentielle Wasserstoffbedarf der DRI-Produktion wird ab dem Jahr 2030 auf 91.000 und ab dem Jahr 2050 auf 182.000 Tonnen pro Jahr geschätzt. Die benötigte Produktionskapazität beträgt 0,3 GW (2030) bzw. 1,9 GW (2050) installierter Elektrolyse-Leistung.

1.3.3 Verkehr und Transport

Der Transportsektor ist für etwa 11 % der Treibhausgas-Emissionen in Südafrika verantwortlich. Eines der durch die HSRM initiierten Projekte ist die „Platinum Valley Initiative“ (PVI), auch „South Africa Hydrogen Valley“ genannt. Mit der PVI soll ein Wasserstoffkorridor zwischen Limpopo, Johannesburg und Durban realisiert werden, um insbesondere Brennstoffzellenfahrzeuge im Schwerlasttransport auf der Straße und im Bergbau zu etablieren. Der potentielle Wasserstoffbedarf für diese Anwendungen wird ab dem Jahr 2025 auf 19.300 und ab dem Jahr 2030 auf 71.800 Tonnen Wasserstoff jährlich geschätzt. Um diesen Bedarf decken zu können, wäre eine Produktionskapazität von 0,2 GW installierter Elektrolyse-Leistung im Jahr 2025 bzw. 0,8 GW im Jahr 2030 erforderlich.

2 Einleitung

Für diesen Bericht wurden Brasilien, Namibia und Südafrika auf potentielle Anwendungspfade für Wasserstoff (H₂) im jeweiligen Land analysiert, die zu einer nationalen Wertschöpfung beitragen können. Bei der Analyse wurden mögliche Wertschöpfungsrouten den politisch-strategischen Zielen der Partnerländer („politisches Potential“), sowie den jeweiligen Wirtschaftssektoren wie Industrie, Verkehr oder Landwirtschaft („wirtschaftliches Potential“) gegenübergestellt.

Als potentielle H₂-Wertschöpfungsrouten wurden diejenigen Sektoren ausgewählt, in denen kurz- bis mittelfristig der Einsatz von Wasserstoff zu einem Erhalt von Beschäftigung oder zu einem Ausbau von Beschäftigung sowie jeweils zu einer Reduktion von Treibhausgasen (THG) führen kann (siehe [Abbildung 1](#)).

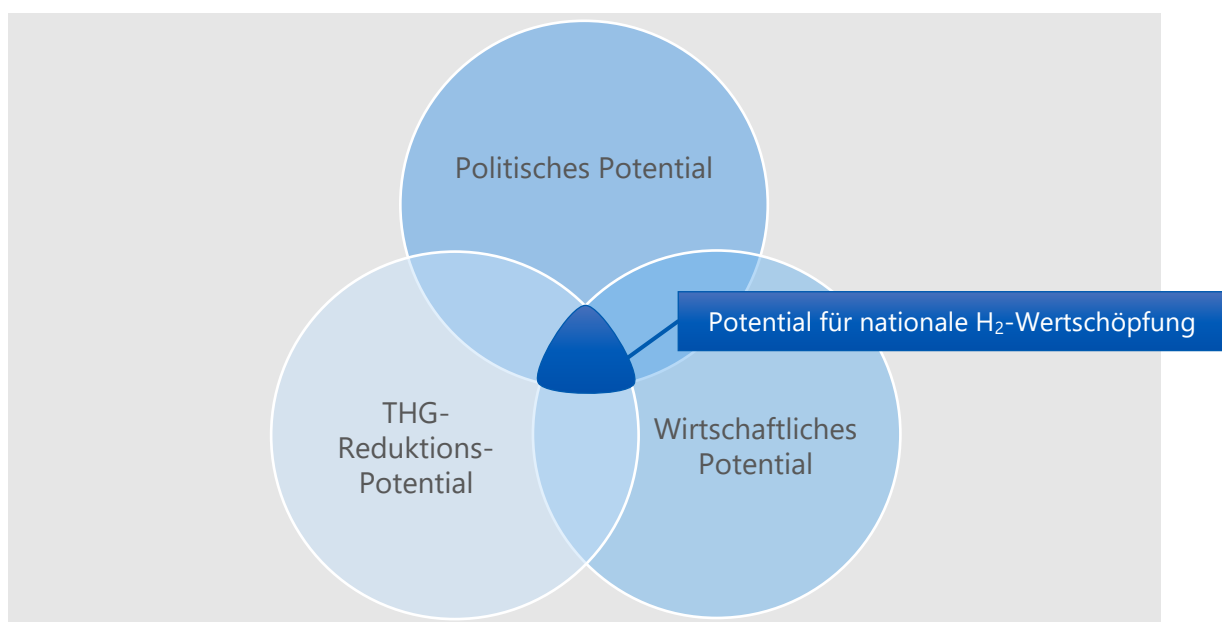


Abbildung 1 Potentialbestimmung für nationale Wertschöpfung

Ein besonderer Fokus lag dabei auf den sogenannten „hard-to-abate“-Sektoren, in denen eine Substitution einer Anwendung entweder nicht oder nur sehr aufwändig mit einem einhergehenden Strukturwandel zu realisieren ist. Dazu zählt zum Beispiel der Transport von Gütern auf der Straße, auf der Schiene, per Schiff oder per Luftfahrt. Für diese Bereiche ist die Abkehr von flüssigen Energieträgern durch eine Elektrifizierung nur teilweise oder gar nicht möglich. Deshalb steht der Einsatz von grünen, gasförmigen und flüssigen Energieträgern im Fokus. Ähnlich verhält es sich in der Industrie, beispielsweise bei der Produktion von Stahl, bei der die prozessbedingten Treibhausgas-Emissionen in der zwingend erforderlichen Eisenerz-Reduktion sehr hoch sind. Für die Stahlproduktion werden deshalb alternative Verfahren zur Reduktion mit fossilen Energieträgern betrachtet. Die Direktreduktion von Eisenerz mit Wasserstoff zu Eisenschwamm (direct reduced iron, DRI) steht dabei im Fokus.

Bestandteile der Analyse für das politische Potential waren unter anderem:

- Strategien und Roadmaps für die Entwicklung des Wasserstoffsektors

- Förderprogramme für die Forschung und Entwicklung sowie Demonstration von Wasserstoffanwendungen
- THG-Reduktionsziele für die unterschiedlichen Wirtschaftssektoren

Für die Analyse des wirtschaftlichen Potentials wurden unter anderem folgende Aspekte betrachtet:

- Relevanz der jeweiligen Sektoren im Hinblick auf:
 - Beitrag zum Bruttoinlandsprodukt (BIP)
 - Art und Menge der eingesetzten Energieträger, die sich für eine teilweise oder komplette Substitution durch Wasserstoff eignen
 - Höhe der THG-Emissionen
- Laufende oder angekündigte Projekte, die bereits eine Erzeugung und/oder Nutzung von Wasserstoff vorsehen
- Richtungsweisende Investitionen in den jeweiligen Sektoren
- Erwarteter „break-even point“ für den Einsatz von Wasserstoff in der jeweiligen Anwendung

Auf Basis der oben genannten Kriterien wurden für jedes Partnerland maximal vier relevante Wasserstoff-Anwendungspfade identifiziert und das entsprechende Nutzungspotential für Wasserstoff berechnet. In den Fällen, in denen keine ausreichende Datengrundlage für die Berechnung des konkreten Nutzungspotentials vorlagen, wurde eine entsprechende Bewertung qualitativ vorgenommen.

Darüber hinaus werden relevante Akteure der Industrie benannt, die eine Rolle in den jeweiligen Anwendungspfaden bereits spielen oder spielen können. Die technische Darstellung der relevanten Anwendungspfade erfolgt in Kapitel 3 im Anschluss an diese Einleitung. Die Berechnungsgrundlage für die erforderliche Produktionskapazität, um den ermittelten Wasserstoffbedarf mittels Elektrolyse zu produzieren, ist in Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 1 Berechnungsgrundlage H2-Produktionskapazität

| Position | Wert | Einheit |
|---|--------|---------------------|
| Dichte Wasserstoff | 0.0898 | kg/Nm ³ |
| Heizwert Wasserstoff | 3,00 | kWh/Nm ³ |
| Spezifischer Energiebedarf Wasserstofferzeugung | 4,70 | kWh/Nm ³ |
| Volllastbetriebsstunden Elektrolyse | 5.000 | h/a |
| Standard Cubic Feet Wasserstoff | 38,04 | SCF/Nm ³ |

3 Technische Darstellung möglicher Anwendungspfade für Grünen Wasserstoff

3.1 Ammoniaksynthese

In **Abbildung 2** sind die Hauptprozessströme einer Ammoniaksynthese-Anlage nach dem Haber-Bosch-Verfahren dargestellt.

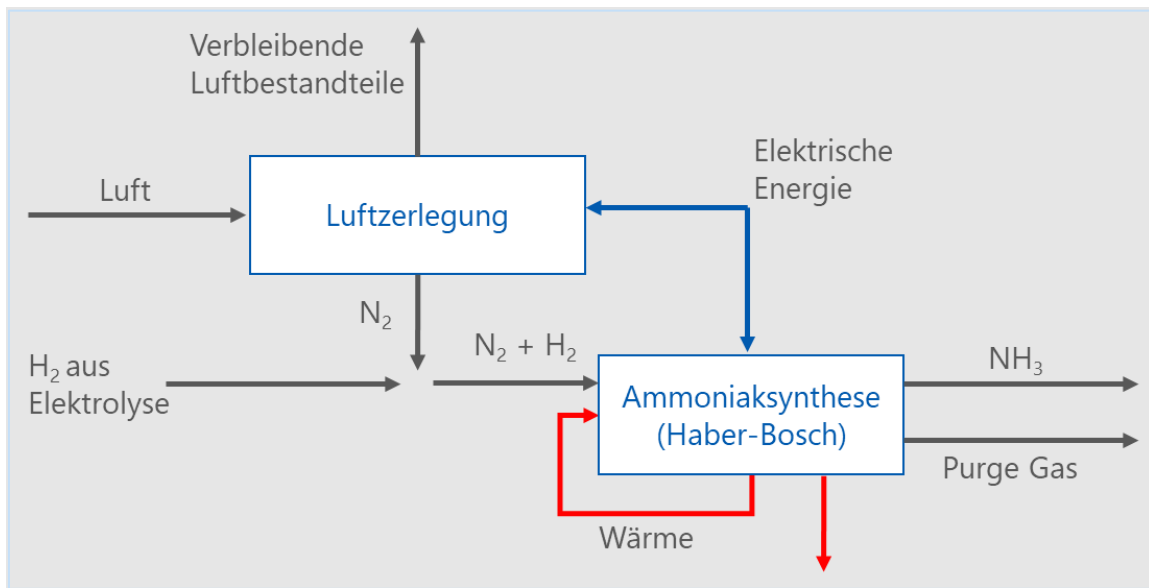


Abbildung 2 Ammoniaksynthese

Für die Ammoniaksynthese werden Wasserstoff (H₂) und Stickstoff (N₂) mittels einer exothermen katalytischen Reaktion zu Ammoniak (NH₃) kombiniert. Der Stickstoff wird aus einer Luftzerlegungsanlage bereitgestellt. Diese zerlegt, unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien, Luft in seine Bestandteile. Der Stickstoff und der Wasserstoff werden verdichtet, erhitzt und dem Haber-Bosch-Reaktor zugeführt. Die Wärme wird aus der exothermen Syntheseprozess regeneriert, während für die Kompression ebenfalls Strom aus erneuerbaren Energien eingesetzt wird. Je nach Reinheitsgrad des zugeführten Wasserstoffs und Stickstoffs wird bei dem Haber-Bosch-Prozess ein sogenanntes Purge Gas freigesetzt. Dieses verhindert, dass sich Inertgase im Syntheseloop ansammeln können. Weitere relevante Nebenprodukte entstehen nicht.

Anhand der Stöchiometrie von Wasserstoff (H: 1,00784 g/mol) und Stickstoff (N: 14,0067 g/mol) ergibt sich ein Wasserstoffbedarf von 177,53 kg pro Tonne Ammoniak.

3.2 Entschwefelung in der Raffinerie

Die Anforderungen an den Schwefelgehalt in flüssigen Kraftstoffen wie Diesel oder Benzin sind in den letzten Jahren ständig erhöht worden. Das „Hydrotreating“ oder auch die Hydrodesulfurierung zur Entfernung von Schwefel und anderen Verunreinigungen wie Stickstoff ist deshalb einer der wichtigsten Raffinationsprozesse.¹ Eine Übersicht über die Prozessschritte bei der Raffination von Diesel, Naphtha, Kerosin und Benzin sowie die erforderlichen Hydrodesulfurierung zeigt **Abbildung 3**.

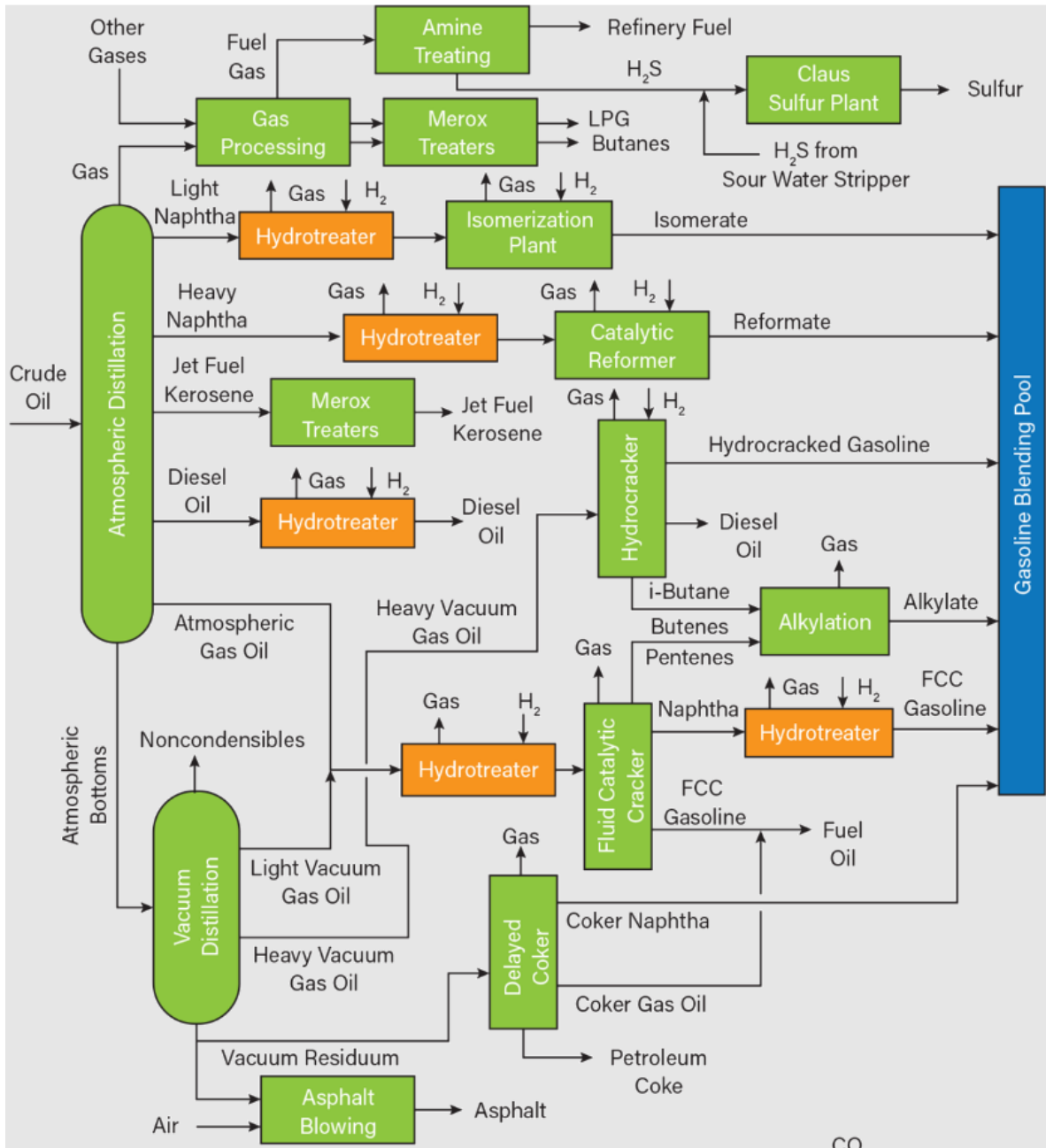


Abbildung 3 Prozessschritte zur Hydrodesulfurierung in einer Raffinerie²

¹ [Hydrotreating | Wissenswertes | Home Aral Forschung](#)

² [An Overview of Hydrotreating | AIChE](#)

Das Produkt, beispielsweise Benzin oder Heizöl, wird zunächst mit Wasserstoff vermischt und erhitzt. Das heiße Gemisch wird in einen Reaktor geleitet, der mit einem Katalysator gefüllt ist. Dort reagieren bei einer Temperatur zwischen 300 und 400 Grad Celsius mittels des Katalysators der Schwefel aus dem schwefelhaltigen Produkt mit dem Wasserstoff zu Schwefelwasserstoff. Das gereinigte Produkt, der entstandene Schwefelwasserstoff und übrig gebliebener Wasserstoff werden im nächsten Schritt getrennt.³

Wasserstoff ist deshalb eines der wichtigsten Elemente für die Produktion von schwefelarmen Kraftstoffen. Nur 15 bis 30 % des dafür erforderlichen Wasserstoffs kann aus internen Prozessen der Raffinerie, beispielsweise aus der Reformierung von Naphtha, bezogen werden. Der Rest muss aus externen anderen Quellen bereitgestellt werden.⁴

Der wachsende Bedarf an Kraftstoffen weltweit erfordert eine Steigerung der Produktivität der Raffinerien. Darüber hinaus werden die Anforderungen an die Reinheit der Kraftstoffe immer strenger bei gleichzeitig sinkender Verfügbarkeit von Erdöl mit geringem Sulfuranteil. Somit wird die Bedeutung der Hydrodesulfurierung in Zukunft weiter zunehmen. Das selbe gilt für den Bedarf an Wasserstoff für die Herstellung von flüssigen Kraftstoffen in Raffinerien.⁵

Um den exakten Wasserstoffbedarf für die Hydrodesulfurierung zu bestimmen, müssen zum einen die Qualität des Rohöls und zum anderen die jeweiligen Spezifika der eingesetzten Technologien bekannt sein. Laut Literatur bewegt sich der Wasserstoffbedarf zwischen 750 und 1.000 SCF H₂ je Barrel Rohöl.⁶ Als Berechnungsgrundlage für diese Studie wurde ein konservativer Wert von 800 SCF H₂/bbl angesetzt.

³ [Hydrotreating | Wissenswertes | Home Aral Forschung](#)

⁴ [An Overview of Hydrotreating | AIChE](#)

⁵ [An Overview of Hydrotreating | AIChE](#)

⁶ [Microsoft Word - NPRA PAPER.doc \(elessentct.com\); Microsoft Word - PC 2 2007 Shokri.doc \(vurup.sk\)](#)

3.3 Methanolsynthese

Ein Beispiel der Methanolsynthese aus grünem Wasserstoff und CO₂ ist in [Abbildung 4](#) dargestellt.

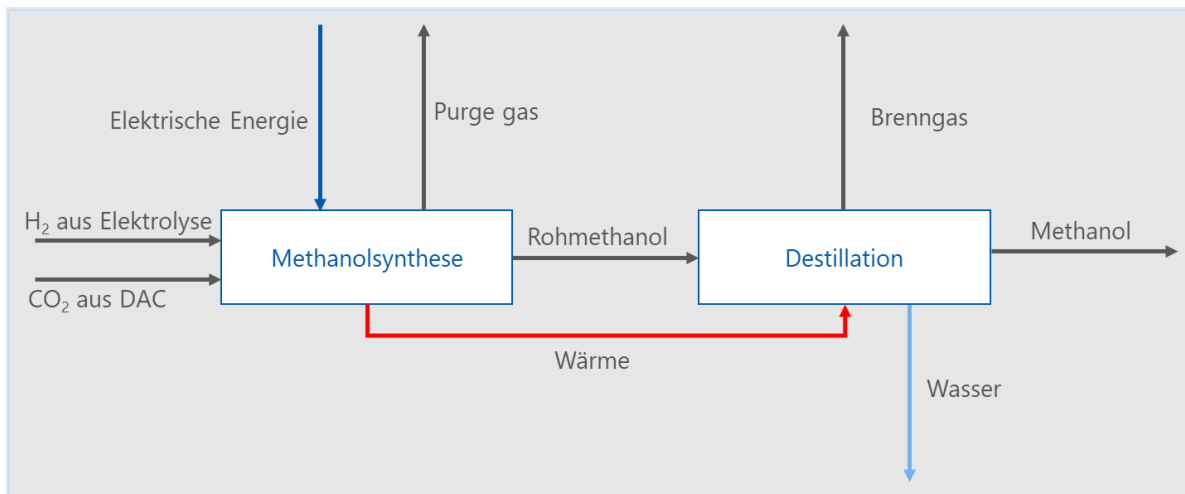


Abbildung 4 Methanolsynthese

Die Methanolsynthese läuft exotherm unter Bereitstellung von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid ab. Als Hauptprodukt wird Methanol gewonnen, die Nebenprodukte sind Wasser, Brenngas und „Purge gas“, wobei Brenngas zur Wärmebereitstellung verbrannt werden kann. Da das benötigte CO₂ mittels Direct Air Capture (DAC) aus der Luft gewonnen wird, können alle Abgase, in denen CO₂ vorkommt, bilanziell als nicht treibhausgasaktiv betrachtet werden. Aus dieser Sicht emittiert die Methanolsynthese kein prozessbedingtes CO₂. Da die Methanolsynthese exotherm ist und die abzuführende Wärme durch interne Wärmeintegration zur Destillation des Methanols genutzt werden kann, ist im Normalbetrieb keine zusätzliche thermische Energie erforderlich. Typischerweise wird die Methanolsynthese bei 200 bis 300 bar betrieben, sodass elektrische Energie für die Verdichtungsarbeit erforderlich ist.

In dieser Studie wird der Methanolbedarf für die Biodieselproduktion als potentieller Wasserstoffanwendungspfad analysiert. Für die Produktion von einer Volumeneinheit Biodiesel werden 0,2 Volumeneinheiten Methanol benötigt.⁷ Anhand der Stöchiometrie ergibt sich ein Wasserstoffbedarf von 125,84 kg bei der Herstellung von einer Tonne Methanol (CH₃OH: 32.04 g/mol).

⁷ [BiodieselEconomics.pdf \(tnstate.edu\)](#)

3.4 Stahlproduktion durch Direktreduktion

Der Eisen- und Stahlsektor ist einer der größten Industriesektoren im Hinblick auf den Energiebedarf und verursacht 7 % der globalen CO₂-Emissionen. Der Energiebedarf wird derzeit zu etwa 75 % aus Kohle gedeckt, um Prozesswärme und Koks für die Eisenerz-Reduktion bereit zu stellen. Um die prozessbedingten Emissionen zu reduzieren, können vor allem Abscheidung, Nutzung und Speicherung von Kohlenstoff (carbon capture, utilization and storage, CCUS) und die Direktreduktion des Eisenerzes mittels grünem Wasserstoff einen relevanten Beitrag in der Branche leisten.⁸

Im Folgenden werden die konventionelle Stahlerzeugung und die Direktreduktion mittels Wasserstoffs gegenübergestellt und die wesentlichen technischen Unterschiede erläutert.

Die klassische Hochofenroute zur Primärstahlherstellung⁹

1. **Beschickung:** Eisenerz, Koks und andere sogenannte Zuschlagstoffe wie etwa Kalk werden oben in den Hochofen gegeben.
2. **Wirbelzone:** Über die Blasformen wird Kohle in den Hochofen eingeblasen. Bei über 2.000 Grad Celsius reagiert die Einblaskohle mit Sauerstoff. Neben Hitze entsteht Kohlenmonoxid, das im Ofen nach oben strömt.
3. **Vorwärmzone:** Von unten steigen heiße Reduktionsgase auf. Sie wärmen und trocknen das Erz-Kohle-Gemisch.
4. **Indirekte Reduktionszone:** Kohlenmonoxid strömt von unten herauf. Das Eisenerz wird in einer chemischen Reduktion mit dem Kohlenmonoxid reduziert. Der Sauerstoffanteil des Eisenerzes verringert sich dadurch.
5. **Direkte Reduktionszone:** Die Masse rutscht im Ofen weiter nach unten. Aufgrund der höheren Temperaturen kann der Kohlenstoff dort direkt mit den Eisenoxiden im Erz reagieren und reduziert es weiter. Roheisen entsteht.
6. **Schmelzzone:** Im Eisen hat sich Kohlenstoff angereichert, welches dessen Schmelzpunkt verringert. Das Roheisen schmilzt.
7. **Produktaustrag:** Schlacke und Roheisen sammeln sich im unteren Teil des Hochofens und werden getrennt abgelassen.
8. **Gasaustritt:** Am oberen Ende des Hochofens entweicht das restliche Reduktionsgas als sogenanntes Gichtgas – gewissermaßen die Abgase des Hochofens.

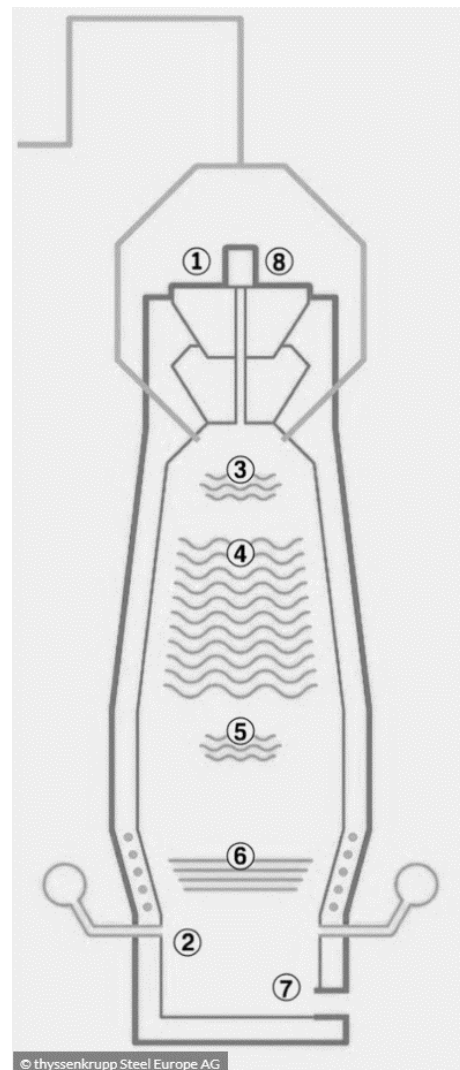


Abbildung 5 Klassische Hochofenroute zur Primärstahlherstellung

⁸ [Iron and Steel Technology Roadmap – Analysis - IEA](#)

⁹ [Projekt H2Stahl - energiesystem-forschung.de](#)

Die Direktreduktion zur Primärstahlherstellung¹⁰

1. **Beschickung:** Eisenerze (Pellets, Stückerz) werden in die Direktreduktionsanlage gegeben.
2. **Gaseintritt:** In diesem Bereich wird das Reduktionsgas Wasserstoff (oder wasserstoffhaltige Gase, bspw. Erdgas) mit einer Temperatur über 1.050 Grad Celsius in den Reaktor geleitet. Aufgrund des katalytischen Effekts des metallischen Eisens kommt es zur in-situ-Bildung von Kohlenmonoxid und Wasserstoff.
3. **Vorwärmzone:** Das Eisenerz wird durch das aufsteigende heiße Reduktionsgas getrocknet und vorgewärmt.
4. **Reduktionszone:** Das im aufströmenden Reduktionsgas enthaltene Kohlenmonoxid und der Wasserstoff reduzieren das Eisenerz. Es entsteht Eisenschwamm.
5. **Produktaustrag:** Das reduzierte Eisen wird am Austrag mit einem Metallisierungsgrad von bis zu 94 % ausgetragen und kann weiteren Prozessen zur Verfügung gestellt werden.
6. **Gasaustritt:** Das Prozessgas verlässt die Direktreduktionsanlage am oberen Ende.

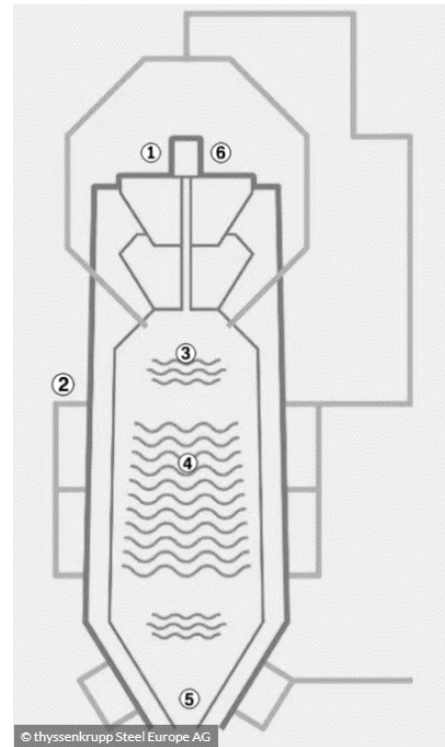


Abbildung 6 Direktreduktion zur Primärstahlherstellung

Die Direktreduktion ist derzeit Stand der Technik, aber nur bei einem Einsatz von Erdgas als Reduktionsmittel. Für den Einsatz von Wasserstoff gibt es weltweit mehrere Demonstrations- und Pilotanlagen, beispielsweise H2Stahl (Thyssenkrupp Steel Europe)¹¹, SALCOS (Salzgitter AG)¹² oder ArcelorMittal^{13 14} in Deutschland, HYBRIT (SSAB)^{15 16} oder H2 Green Steel (H2GS)¹⁷ in Schweden oder „HBIS Xuansteel Hydrogen Project“ (HBIS Group)¹⁸ in China.

Der technische Reifegrad (technology readiness levels, TRL) der Direktreduktion mit ausschließlich Wasserstoff wird gemäß der International Energy Agency (IEA) mit TRL 6 angegeben, im Falle einer Direktreduktion mit Erdgas und einem Wasserstoffanteil von bis zu 30 % mit TRL 7.¹⁹ Eine kommerzielle Produktion im industriellen Maßstab wird ab dem Zeitraum 2025 bis 2030 erwartet. Laut Literatur liegt der Wasserstoffbedarf in der DRI Produktion zwischen 54 und 58 kg/t DRI.²⁰ Für die Berechnung des Wasserstoffbedarfs wurde in dieser Studie ein Mittelwert von 56 kg H₂/t DRI angesetzt.

¹⁰ [Projekt H2Stahl - energiesystem-forschung.de](https://www.energiesystem-forschung.de/projekt-h2stahl)

¹¹ [Projekt H2Stahl - energiesystem-forschung.de](https://www.energiesystem-forschung.de/projekt-h2stahl)

¹² [Wir machen Stahl grün | SALCOS® \(salzgitter-ag.com\)](https://www.salzgitter-ag.com/wir-machen-stahl-gruen)

¹³ [Air Liquide and ArcelorMittal join forces to accelerate the decarbonisation of steel production in the Dunkirk industrial basin | ArcelorMittal](https://www.arcelormittal.com/air-liquide-and-arcelormittal-join-forces-to-accelerate-the-decarbonisation-of-steel-production-in-the-dunkirk-industrial-basin)

¹⁴ [Hydrogen-based steelmaking to begin in Hamburg | ArcelorMittal](https://www.arcelormittal.com/hydrogen-based-steelmaking-to-begin-in-hamburg)

¹⁵ [HYBRIT – fossilfreier Stahl \(ssab.com\)](https://www.ssab.com/hybrit)

¹⁶ [SSAB ist führend bei der Dekarbonisierung der Stahlindustrie](https://www.ssab.com/ssab-ist-fuehrend-bei-der-dekarbonisierung-der-stahlindustrie)

¹⁷ [Green Steel — H2 Green Steel](https://www.h2greensteel.com)

¹⁸ [First of the World, HBIS Launches Hydrogen Steel Making Pilot Project \(hbisco.com\)](https://www.hbisco.com/first-of-the-world-hbis-launches-hydrogen-steel-making-pilot-project)

¹⁹ [ETP Clean Energy Technology Guide – Data Tools - IEA](https://www.iea.org/etp-clean-energy-technology-guide-data-tools)

²⁰ [policybrief-green-steel.pdf \(teriin.org\); Metals | Free Full-Text | Hydrogen Ironmaking: How It Works | HTML \(mdpi.com\)](https://www.teriin.org/policybrief-green-steel.pdf)

4 Brasilien

4.1 Düngemittelproduktion

4.1.1 Ausgangssituation

Brasilien ist der viertgrößte Importeur für Düngemittel der Welt und durch seinen großen Landwirtschaftssektor für 8 % der weltweiten Nutzung von Dünger verantwortlich. Etwa 85 % der im Land genutzten Düngemittel werden importiert. Im Jahr 2020 betrug die Importmenge 40,5 Millionen Tonnen, für das Jahr 2022 wird ein Anstieg auf bis zu 47,5 Millionen Tonnen prognostiziert.^{21 22}

Besonders groß ist die Importabhängigkeit mit ca. 96 % bei Stickstoffdüngern sowie mit ca. 97 % bei Kaliumdüngern. Nahezu ein Viertel des gesamten Imports stammt aus Russland, bei Stickstoffdüngern wird fast der gesamte Bedarf aus Russland gedeckt.²³

Um die Abhängigkeit von Düngemittelimporten und damit auch das Risiko eines Ausfalls der Versorgung zu reduzieren, das mit dem russischen Angriffskrieg in der Ukraine stark gestiegen ist, wurde dieses Jahr der „National Fertilizer Plan“ durch die brasilianische Regierung veröffentlicht. Das primäre Ziel darin ist, die Importabhängigkeit auf unter 45 % bis zum Jahr 2050 zu reduzieren, für Stickstoffdünger auf bis zu unter 30 %.²⁴

4.1.2 Potential

Brasiliens lokale Stickstoffdünger-Produktionskapazitäten können ca. 17 % des lokalen Bedarfs decken, die tatsächliche Produktion ist allerdings deutlich geringer. Im Jahr 2020 wurden 224.000 Tonnen Stickstoffdünger im Land erzeugt, ca. 4 % des gesamten Bedarfs. Diese Kapazitäten sollen ausgebaut und im Jahr 2050 bis 2,8 Millionen Tonnen Stickstoff lokal erzeugt werden. Um dieses Ziel zu erreichen, plant die brasilianische Regierung, dass sich bis zum Jahr 2030 mindestens zwei weitere und bis zum Jahr 2050 mindestens vier weitere Stickstoffproduzenten für Produktionsstandorte in Brasilien entscheiden, und Investitionen von 10 Milliarden US-Dollar im Jahr 2030 und ab 2050 pro Jahrzehnt zu realisieren.²⁵

Die Produktion von Stickstoffdünger wie Urea, Ammoniumnitrat und Ammoniumsulfat erfolgt mit Ammoniak als Ausgangsstoff, das in der Regel über das Haber-Bosch-Verfahren aus Stickstoff und Wasserstoff, derzeit maßgeblich aus fossilen Quellen wie Erdgas (Dampfreformierung) oder Kohle (Kohlevergasung), hergestellt wird. Durch die Nutzung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff aus erneuerbaren Energien könnte bei der Ammoniak-Erzeugung auf fossile Energien verzichtet werden.

Unter der Annahme, dass die geplante Produktion von 2,8 Millionen Tonnen Stickstoff im Jahr 2050 über den Ammoniakpfad mit grünem Wasserstoff aus erneuerbaren Energien

²¹ [Brazil announces National Fertilizer Plan to reduce dependency on imports - Fastmarkets](#)

²² [Market Talks: Brazil launches plan to reduce fertilizer imports dependency by 2050 | Argus Media](#)

²³ [DownloadReportByFileName \(usda.gov\)](#)

²⁴ [Market Talks: Brazil launches plan to reduce fertilizer imports dependency by 2050 | Argus Media](#)

²⁵ [DownloadReportByFileName \(usda.gov\)](#)

bereitgestellt wird, müssen dafür 3,4 Millionen Tonnen Ammoniak produziert werden. Dies entspricht einem Wasserstoffbedarf von ca. 604.400 Tonnen im Jahr. Um diese Mengen zu erzeugen, wäre eine installierte Elektrolyse-Leistung von ca. 6,3 GW erforderlich (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2 Potentieller H₂-Bedarf für die Stickstoffdünger-Produktion (BRA)

| Jahr | Wasserstoffbedarf (t/a) | Produktionskapazität Elektrolyse (GW) |
|------|-------------------------|---------------------------------------|
| 2022 | 116.000 | 1,2 |
| 2040 | 604.400 | 6,3 |

4.1.3 Relevante Unternehmen

Folgende Unternehmen sind auf dem brasilianischen Markt in der Stickstoffdünger-Produktion aktiv und können bei der Erzeugung von Ammoniak mit grünem Wasserstoff eine Rolle spielen:

- Cibra
- Unigel
- Unipar
- Yara Brasil Fertilizantes

4.2 Erdölraffinerie

4.2.1 Ausgangssituation

Brasilien hatte im Jahr 2021 insgesamt 19 Raffinerien in Betrieb, mit einer Produktionskapazität von 2,4 Millionen Barrel pro Tag. Der Ölsektor in Brasilien wird seit einigen Jahren - getrieben von der brasilianischen Regierung - einem signifikanten Wandel unterzogen. Petrobras, der staatliche Mineralölkonzern, wird seinen Anteil von ursprünglich 99 % in der Erdölraffinerie auf ca. 50 % reduzieren, um den Markt gezielt zu privatisieren, Wettbewerb zu ermöglichen und Investitionen anzuregen. In diesem Zuge sollen acht der staatlichen Raffinerien verkauft werden.²⁶

Der Wandel im Ölsektor geht mit strengeren Qualitätsauflagen für Kraftstoffe durch die brasilianische Regierung einher, aber auch durch internationale Organisationen wie die International Maritime Organization (IMO). So wurden beispielweise die Anforderungen an den Schwefelgehalt für Schiffsdiesel von 3,5 % auf 0,5 % (max. 5.000 ppm Sulfur-Anteil) durch die IMO reduziert.²⁷ Darüber hinaus wird durch die sukzessive Erneuerung des Bestands an Schwerlastfahrzeugen im Land der Bedarf für S10 Diesel (max. 10 ppm Sulfur-Anteil) in Brasilien steigen. Die neuen Fahrzeuge sind, gegenüber dem aktuellen Bestand, für

²⁶ [Relatorio PDE2031_Cap06_EUS.pdf \(epe.gov.br\)](#)

²⁷ [Analysis: Brazil's lower-sulphur fuel oil outsells LatAm peers in Asia | Reuters](#)

die Nutzung von S500 Diesel (max. 500 ppm Sulfur-Anteil), der derzeit noch den Großteil des brasilianischen Dieselbedarf ausmacht, technisch nicht geeignet.²⁸

Die Umsetzung des S10-Standards stellt für den Raffineriepark in Brasilien eine große Herausforderung dar. Die Produktion von besonders schwefelarmem Dieselmotorkraftstoff (ultra low sulphur diesel, ULSD) erfordert das Verfahren des „Hydrotreating“, also der Hydroraffination mit Wasserstoff. Die derzeitige Kapazität zur Produktion von ULSD beläuft sich auf 110.000 m³/d. Acht der 19 Raffinerien im Land sind nicht für die Produktion von ULSD ausgelegt. Um den steigenden Bedarf für S10 Diesel zu decken, sind deshalb umfangreiche Investitionen in den Raffineriepark erforderlich.²⁹

4.2.2 Potential

Petrobras plant derzeit den Ausbau der S10-Produktionskapazitäten auf insgesamt 132.000 m³/d. Dafür sollen bis zu 3,7 Milliarden US-Dollar in den Ausbau von Produktion und Logistik investiert werden.³⁰ Diese Kapazitäten werden bei weitem nicht ausreichen, um den lokalen Bedarf zu decken. Für das Jahr 2030 werden deshalb zusätzliche 70.000 m³/d Import von S10-Dieselmotorkraftstoff erwartet.³¹

Wenn die lokalen Kapazitäten für die Produktion von ULSD durch Wasserstoffraffination sukzessive auf die Nutzung von grünem Wasserstoff aus erneuerbaren Energien umgestellt werden, entspricht dies einem jährlichen Wasserstoffbedarf von bis zu 572.100 Tonnen Wasserstoff. Um diese Mengen zu erzeugen, wäre eine installierte Leistung von ca. 6 GW Elektrolyse erforderlich (siehe [Tabelle 3](#)).

Tabelle 3 Potentieller H₂-Bedarf für die Erzeugung von ULSD (BRA)

| Jahr | Wasserstoffbedarf (t/a) | Produktionskapazität Elektrolyse (GW) |
|---------|-------------------------|---------------------------------------|
| Ab 2025 | 572.100 | 6,0 |

4.2.3 Relevante Unternehmen

Folgende Unternehmen sind auf dem brasilianischen Markt in der Raffination von Dieselmotorkraftstoffen aktiv und können bei der Erzeugung von S10 Diesel mit grünem Wasserstoff eine Rolle spielen:

- Petrobras
- Acelen
- Schist Industrialization Facility (SIX)

²⁸ [Relatorio PDE2031_Cap06_EUS.pdf \(epe.gov.br\)](#)

²⁹ [Relatorio PDE2031_Cap06_EUS.pdf \(epe.gov.br\)](#)

³⁰ [Microsoft PowerPoint - 2020-12 WS Mexico - Petrobras Ingls - FINAL \(theicct.org\)](#)

³¹ [Relatorio PDE2031_Cap06_EUS.pdf \(epe.gov.br\)](#)

4.3 Stahlproduktion

4.3.1 Ausgangssituation

Brasilien hat das Ziel, bis zum Jahr 2050 CO₂-neutral zu sein. Große Stahlproduzenten im Land haben ähnliche Ziele ausgerufen, beispielsweise ArcelorMittal und Vale. Wie bereits in Kapitel 2 erörtert, ist die konventionelle Stahlproduktion prozessbedingt durch die Verbrennung von Koks zur Reduktion des Eisenerzes einer der größten CO₂-Emittenten des Industriesektors weltweit. Entsprechend hoch ist auch das CO₂-Vermeidungspotential in diesem Sektor.

Brasilien ist direkt hinter Deutschland der neuntgrößte Stahlproduzent der Welt und produziert mehr als die Hälfte der Gesamtmenge Lateinamerikas. Im Jahr 2020 lag die Stahlproduktion in Brasilien bei ca. 32 Millionen Tonnen im Jahr.³²

Eine Besonderheit Brasiliens ist der Einsatz von Holzkohle aus Eukalyptus-Kurzumtriebsplantagen (KUP) als Substitut für fossilen Koks in der Eisenerz-Reduktion. Dieser Anteil betrug im Jahr 2020 insgesamt 25 %. Dadurch hat in Brasilien produzierter Stahl im weltweiten Vergleich einen relativ geringen CO₂-Fußabdruck. Im Jahr 2021 wurde das brasilianische Unternehmen Aço Verde do Brasil von dem Schweizer Zertifizierungs-Unternehmen Société Générale de Surveillance (SGS) als CO₂-neutraler Stahlproduzent ausgezeichnet. Das Werk hat eine Produktionskapazität von bis zu 600.000 Tonnen Stahl pro Jahr. Allerdings ist dieser Ansatz nur bedingt skalierbar, beispielsweise aufgrund des hohen Flächenbedarfs und des Anbau-/Erntezyklus von über sieben Jahren.³³

Um die THG-Reduktions-Ziele zu erreichen, muss deshalb auch die Stahlindustrie in Brasilien mittelfristig auf alternative Verfahren umsteigen. In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, dass es noch keine einheitliche Definition von „grünem Stahl“ gibt. Positionspapiere dazu gibt es beispielsweise von der Wirtschaftsvereinigung Stahl (WV Stahl) (Mai 2022)³⁴ und dem Deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband (DWV) (Juni 2021).³⁵

4.3.2 Potential

Stand der Technik ist bereits die Direktreduktion mit Erdgas, die weltweit einen Anteil von 5 % (2020) in der Stahlproduktion ausmacht.³⁶ Mittelfristig soll Erdgas durch grünen Wasserstoff, erzeugt aus erneuerbaren Energien wie Sonne oder Wind, ersetzt werden, um die prozessbedingten CO₂-Emissionen auf nahe Null zu reduzieren. In Brasilien trifft diese Anforderung auf eine Stahlbranche, deren Stahlwerke in den nächsten 10 bis 15 Jahren am Ende ihrer Lebensdauer stehen und deshalb signifikante Investitionen erfordern, um die Branche für die Zukunft zu erhalten.³⁷

³² [Brasiliens Stahlindustrie investiert | Branchen | Brasilien | Stahlindustrie \(gtai.de\)](#)

³³ [EDecarbonization Steel Industry.pdf \(emaisenergia.org\)](#)

³⁴ [2022-05-31 Positionspapier Gruene-Leitmaerkte Gruenstahl-Definition DE.pdf \(stahl-online.de\)](#)

³⁵ [20210616-EP-Gruener-Stahl.pdf \(dwv-info.de\)](#)

³⁶ [Iron and Steel Technology Roadmap - Towards more sustainable steelmaking \(windows.net\)](#)

³⁷ [EDecarbonization Steel Industry.pdf \(emaisenergia.org\)](#)

Die Schätzung der Stahlproduktion in Brasilien für das Jahr 2050 liegen zwischen 43 und 67 Millionen Tonnen Wasserstoff im Jahr.³⁸ Für die Berechnung des Wasserstoffbedarfs wurde ein entsprechender Mittelwert von 55 Millionen Tonnen Wasserstoff im Jahr angenommen. Laut IEA müssen bis zum Jahr 2050 mindestens 50 % der CO₂-Emissionen aus der Stahlproduktion vermieden werden, um die globalen Klimaziele zu erreichen.³⁹ Dazu sollen vor allem CCUS sowie die Produktion von DRI beitragen. Der Marktanteil der DRI-Produktion wird bis zum Jahr 2050 auf 20 bis 25 % geschätzt. Der derzeitige Anteil des DRI liegt weltweit bei 5 %, wobei in industriellen Anlagen aktuell noch ausschließlich Erdgas genutzt wird.

Mit der Annahme, dass die Stahlproduktion in Brasilien im Jahr 2050 etwa 55 mtpa beträgt und der Anteil des DRI mit Wasserstoff bei 25 % liegt, läge der Wasserstoffbedarf bei 770.000 Tonnen pro Jahr. Um diese Mengen zu erzeugen, wäre eine installierte Leistung von ca. 8 GW Elektrolyse erforderlich (siehe [Tabelle 4](#)).

Laut „The Energy and Resources Institute“ (TERI) ist die DRI-Produktion mit Wasserstoff bei Produktionskosten von unter 2 US-Dollar pro Kilogramm wettbewerbsfähig mit der konventionellen Stahlerzeugung.⁴⁰ Durch das große Potential für erneuerbare Energien in Brasilien (insbesondere Wind und Sonne) werden bereits für das Jahr 2030 H₂-Gestehungskosten von unter 1,5 US-Dollar pro Kilogramm prognostiziert.⁴¹ Damit ist die Erzeugung von Stahl mit grünem Wasserstoff eine realistische Perspektive für die brasilianische Industrie.

Unter der Annahme, dass bereits ab dem Jahr 2030 die ersten DRI-Werke in den Betrieb gehen, wären auf Basis der aktuellen Produktionskapazität und einem Anteil der DRI-Produktion von 25 % an der Gesamterzeugung jährlich 448.000 Tonnen Wasserstoff und eine installierte Leistung von ca. 4,7 GW Elektrolyse erforderlich ([Tabelle 4](#)).

Tabelle 4 Potentieller H₂-Bedarf für die Produktion von DRI (BRA)

| Jahr | Wasserstoffbedarf (t/a) | Produktionskapazität Elektrolyse (GW) |
|------|-------------------------|---------------------------------------|
| 2030 | 448.000 | 4,7 |
| 2050 | 770.000 | 8,1 |

4.3.3 Relevante Unternehmen

Folgende Unternehmen sind auf dem brasilianischen Markt in der Stahlerzeugung aktiv und können bei der Umstellung der Produktion auf DRI mit Wasserstoff eine Rolle spielen:

- Aço Verde do Brasil
- Aperam
- ArcelorMittal
- CSN
- Gerdau
- Usiminas
- Vale

³⁸ [EDecarbonization Steel Industry.pdf \(emaisenergia.org\)](#)

³⁹ [Iron and Steel Technology Roadmap - Towards more sustainable steelmaking \(windows.net\)](#)

⁴⁰ [policybrief-green-steel.pdf \(teriin.org\)](#)

⁴¹ [Green Hydrogen: an opportunity to create sustainable wealth in Brazil and the world | McKinsey](#)

4.4 Verkehr und Transport

4.4.1 Ausgangssituation

Bereits seit den 1930er Jahren werden in Brasilien Biokraftstoffe genutzt. Seit Beginn des 21. Jahrhunderts fördert die brasilianische Regierung gezielt den Ausbau des Biokraftstoffmarkts mit Maßnahmen wie der Einführung von sogenannten Flex-Fuel Autos, der verbindlichen Beimischquote von Biokraftstoffen zu Benzin und Diesel sowie Programmen zur Regulierung und Förderung des Biokraftstoffmarkts wie das „National Program of Production and Use of Biodiesel“ (PNPB), die „National Biofuels Policy“ (besser bekannt als „RenovaBio“) oder das „Fuel of the Future Program“. RenovaBio und das Fuel of the Future Program zielen dabei unter anderem auf die Dekarbonisierung des Verkehrssektors mit Biokraftstoffen ab. Somit geht Brasilien im Vergleich zu den meisten anderen Ländern, die bei der Dekarbonisierung auf elektrische Antriebe oder synthetische Kraftstoffe setzen, einen Sonderweg.⁴²

In Brasilien wird sowohl Bioethanol als auch Biodiesel produziert. Brasilien ist der zweitgrößte Produzent von Bioethanol weltweit. In diesem Jahr (2023) wird eine lokale Produktion von 31,66 Milliarden Liter Bioethanol erwartet. Die Produktion erfolgt hauptsächlich aus Zuckerrohr und Mais. Der Import von Ethanol wird im Jahr 2022 voraussichtlich 605 Millionen Liter betragen. Bioethanol wird entweder fossilem Benzin beigemischt, derzeit mit einer verbindlichen Quote von 27 % (E27), oder zu 100 % als Kraftstoff genutzt.⁴³

Brasilien ist der drittgrößte Produzent von Biodiesel. Im Jahr 2020 betrug die lokale Produktion 6,4 Milliarden Liter, über 13 % der weltweiten Erzeugung. Im Jahr 2030 sollen es über 11 Milliarden Liter sein. Die verbindliche Quote zur Beimischung von Biodiesel liegt in Brasilien seit April 2023 bei 12 % (B12). Biodiesel wird in Brasilien hauptsächlich aus Sojabohnen erzeugt. Daneben werden vor allem tierisches Fett, aber auch Baumwollöl, Maisöl oder Restöle genutzt.⁴⁴

4.4.2 Potential

Aufgrund des konsequenten Fokus auf Biokraftstoffe in Brasilien kommt für Wasserstoffanwendungen im Verkehr vor allem die Methanol-Produktion für den Einsatz in der Biodiesel-Herstellung in Frage. Das Methanol, das derzeit in der Biodiesel-Erzeugung eingesetzt wird, wird zu 100 % importiert.⁴⁵ Um für die aktuellen lokalen Produktionskapazitäten für Biodiesel (6,4 Milliarden Liter pro Jahr) grünes Methanol in Brasilien zu produzieren, würden jährlich etwa 127.000 Tonnen Wasserstoff benötigt. Um diese Mengen zu erzeugen, wäre eine installierte Leistung von ca. 1,3 GW Elektrolyse erforderlich. Mit dem Ziel, im Jahr 2030 insgesamt 11,3 Milliarden Liter Biodiesel pro Jahr zu erzeugen, würde sich diese Menge auf 225.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr und eine erforderliche installierte Leistung von 2,4 GW Elektrolyse erhöhen.

⁴² [Relatorio_PDE2031_Cap08_EUS.pdf \(epe.gov.br\)](#)

⁴³ [DownloadReportByFileName \(usda.gov\)](#)

⁴⁴ [Relatorio_PDE2031_Cap08_EUS.pdf \(epe.gov.br\)](#)

⁴⁵ [Relatorio_PDE2031_Cap08_EUS.pdf \(epe.gov.br\)](#)

Neben dem Biokraftstoffmarkt stellen auch für Brasilien brennstoffzellenelektrische Fahrzeuge (fuel cell electric vehicles, FCEV) und synthetische Kraftstoffe Alternativen für die Dekarbonisierung des Verkehrssektors dar. Insbesondere im Luftverkehr stößt die Erzeugung von Biokerosin aus Pflanzen hinsichtlich der Skalierbarkeit an ihre Grenzen.⁴⁶ Die Erzeugung von Biokerosin steht in direkter Rohstoffkonkurrenz mit der Erzeugung von Bioethanol.

Laut einer McKinsey-Studie (2021) könnten FCEV für den Schwerlastverkehr in Brasilien durch die günstig verfügbaren erneuerbaren Energien ab dem Jahr 2030 wettbewerbsfähig werden und Parität hinsichtlich der Gesamtbetriebskosten (total cost of ownership, TCO)) mit Dieselfahrzeugen erreichen.⁴⁷ Da die Regierung bisher allerdings keine Anstrengungen hinsichtlich der Förderung von brennstoffzellenelektrischen oder auch batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV) unternimmt, beispielsweise zum Aufbau erforderlicher Infrastruktur wie Wasserstofftankstellen oder Schnellladesäulen, ist es fraglich, ob sich FCEV oder BEV gegen die stark geförderten Biokraftstoffe kurz- bis mittelfristig werden durchsetzen können.

Um das Potential für Brennstoffzellenfahrzeuge und synthetische Kraftstoffe aus Wasserstoff zu beurteilen, hat die Firma SYSTEMIQ im Auftrag der GIZ im Jahr 2022 eine Befragung von Akteuren auf dem brasilianischen Markt durchgeführt. Dabei wurde zwischen der direkten Wasserstoffanwendung in Brennstoffzellenfahrzeugen für den Schwerlasttransport auf der Straße und der Produktion von grünem Kerosin (sustainable aviation fuels, SAF) für die Luftfahrt unterschieden. Das Potential für den Schwerlasttransport wird im Jahr 2035 auf 180.000 Tonnen und im Jahr 2040 auf 970.000 Tonnen Wasserstoff jährlich geschätzt. Für die Herstellung von SAF wird ab dem Jahr 2030 ein jährlicher Bedarf von 350.000 Tonnen Wasserstoff erwartet.

Die kumulierten Bedarfswerte für Wasserstoff für die jeweiligen Jahre sowie die daraus resultierenden erforderlichen Produktionskapazitäten für Wasserstoff sind in **Tabelle 5** aufgeführt.

Tabelle 5 Potentieller H2-Bedarf im Verkehrssektor (BRA)

| Jahr | H2-Bedarf Methanol (t/a) | H2-Bedarf FCEV (t/a) | H2-Bedarf SAF (t/a) | H2-Bedarf Summe (t/a) | Produktionskapazität Elektrolyse (GW) |
|-------------|--------------------------|----------------------|---------------------|-----------------------|---------------------------------------|
| 2025 | 127.000 | - | - | 127.000 | 1,3 |
| 2030 | 225.000 | - | 355.000 | 580.000 | 6,1 |
| 2035 | 225.000 | 180.000 | 355.000 | 760.000 | 8,0 |
| 2040 | 225.000 | 971.000 | 355.000 | 1.551.000 | 16,2 |

⁴⁶ [Biofuels set to drive Brazil's vehicle market | Upstream Online](#)

⁴⁷ [Green Hydrogen: an opportunity to create sustainable wealth in Brazil and the world | McKinsey](#)

4.4.3 Relevante Unternehmen

Folgende Unternehmen sind auf dem brasilianischen Markt in der Herstellung von Biokraftstoffen präsent und können bei der Nutzung von grünem Wasserstoff für den Verkehrssektor eine Rolle spielen:

- Brasil Bio Fuels
- GranBio
- Humbert Agribrazil Comercio e Exportacao de Graos SA
- JBS Biodiesel
- Petrobras
- Raízen

5 Namibia

5.1 Stahlproduktion

5.1.1 Ausgangssituation

Im November 2022 hat die namibische Regierung ihre „Green Hydrogen and Derivatives Strategy“ veröffentlicht und darin erläutert, welche Ziele bei der Erzeugung und Anwendung von grünem Wasserstoff und dessen Derivaten im Land verfolgt werden sollen. Aus diesem Strategiepapier und den Projektaktivitäten im Land lässt sich ein klarer Fokus auf den Export von günstigen grünen Wasserstoffderivaten, insbesondere Ammoniak, ableiten. Die namibische Regierung hat dafür drei sogenannte „Green Valleys“ definiert, in denen die entsprechenden Projekte umgesetzt werden sollen (Abbildung 7).⁴⁸

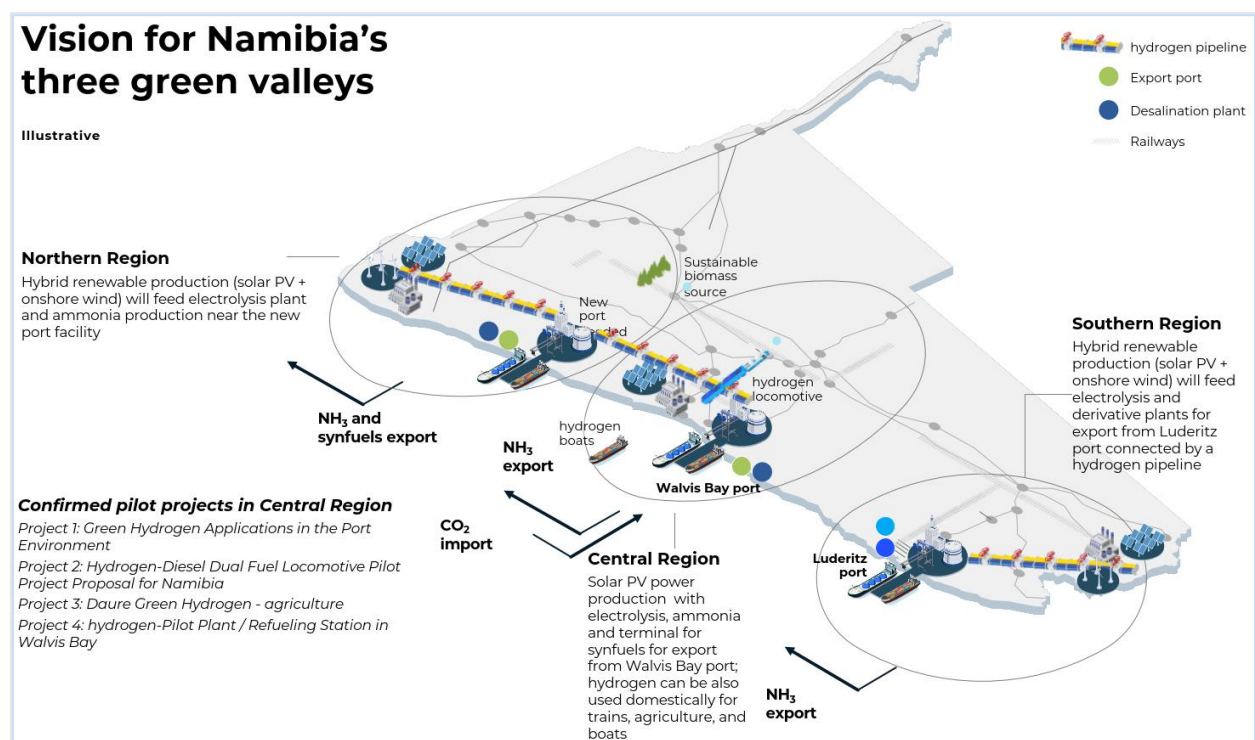


Abbildung 7 Namibias "Green Valleys"⁴⁹

Die Nutzung von grünem Wasserstoff im eigenen Land spielt eine untergeordnete Rolle. Allerdings wird die Produktion von Stahl unter Einsatz von grünem Wasserstoff als Option für lokale Wertschöpfung erwähnt. Die namibische Regierung sieht die Chance, Eisenerz aus beispielweise Brasilien oder Südafrika zu importieren und im Land zu verarbeiten. Angedacht ist eine Umsetzung in der sogenannten „Southern Region“, einem der drei geplanten „Green Valleys“ entlang der Westküste Namibias. Der Fokus in der Southern Region liegt auf der „Southern Corridor Development Initiative“ (SCDI) zur Entwicklung einer gemeinschaftlichen Infrastruktur (common-use infrastructure, CUI) als Befähiger für Projekte zur Wasserstoff- und Ammoniakherzeugung. In diesem Kontext soll auch das Projekt

⁴⁸ [Namibia GH2 Strategy \(gh2namibia.com\)](https://gh2namibia.com)

⁴⁹ [Namibia GH2 Strategy \(gh2namibia.com\)](https://gh2namibia.com)

Hyphen umgesetzt werden, ein initiales Großprojekt zur Erzeugung von Ammoniak für den Export und für die Bereitstellung der CUI für potentielle Folgeprojekte.

5.1.2 Potential

Projekte zur Umsetzung einer DRI-Produktion unter Einsatz von grünem Wasserstoff werden derzeit von der Regierung nicht forciert. Allerdings entwickelt die Firma Lodestone Namibia das Projekt „H2yron“, das in der Southern Region angesiedelt wäre und auf die CUI zurückgreifen könnte. Das Projekt sieht die Erschließung des Dordabis Eisenerz-Vorkommens in Namibia sowie die Erzeugung von DRI für den Export vor.⁵⁰

Derzeit wird eine Machbarkeitsstudie zur Vorbereitung einer Investitionsentscheidung erstellt.⁵¹ Im Falle einer positiven Entscheidung soll das Projekt in zwei Phasen realisiert werden.⁵² Die geplanten Erzeugungsmengen für DRI sowie der daraus abgeleitete Wasserstoffbedarf und die erforderliche Elektrolysekapazität sind in **Tabelle 6** aufgeführt.

Tabelle 6 Potentieller H2-Bedarf für die DRI-Produktion im Projekt H2yron (NAM)

| Phase | Produktionskapazität DRI (t/a) | Wasserstoffbedarf (t/a) | Produktionskapazität Elektrolyse (GW) |
|-------|-----------------------------------|----------------------------|--|
| 1 | 500.000 | 27.000 | 0,29 |
| 2 | 2.000.000 | 110.000 | 1,15 |

5.1.3 Relevante Unternehmen

Das Projekt H2yron wird von dem Unternehmen Lodestone Namibia entwickelt. Darüber hinaus ist Anglo American ein potentieller Investor für das Projekt.

5.2 Verkehr & Transport

5.2.1 Ausgangssituation

Laut Weltbank lag der Anteil der CO₂-Emissionen des Verkehrssektors in Namibia im Jahr 2014 bei 55,4 %.⁵³ Mit dem Ziel, bis zum Jahr 2030 insgesamt 91 % der THG-Emissionen gegenüber dem Jahr 2015 einzusparen, muss aufgrund seines relativ hohen Anteils an den Emissionen der Verkehrssektor adressiert werden.⁵⁴ Die entsprechenden Reduktionsziele der unterschiedlichen Verkehrsbereiche sind in **Abbildung 8** dargestellt. 42 % der verkehrsbedingten Emissionen sollen durch einen Wechsel im genutzten Kraftstoff, weg von Diesel und hin zu Wasserstoff, erfolgen.⁵⁵

⁵⁰ [Presentations \(miningexponamibia.com\)](http://miningexponamibia.com)

⁵¹ [Namibia's iron ore secret - WhyAfrica](#)

⁵² [Presentations \(miningexponamibia.com\)](http://miningexponamibia.com)

⁵³ [CO2 emissions from transport \(% of total fuel combustion\) - Namibia | Data \(worldbank.org\)](#)

⁵⁴ [Namibia | Climate Promise \(undp.org\)](#)

⁵⁵ [Namibia's NDC UPDATE \(unfccc.int\)](#)

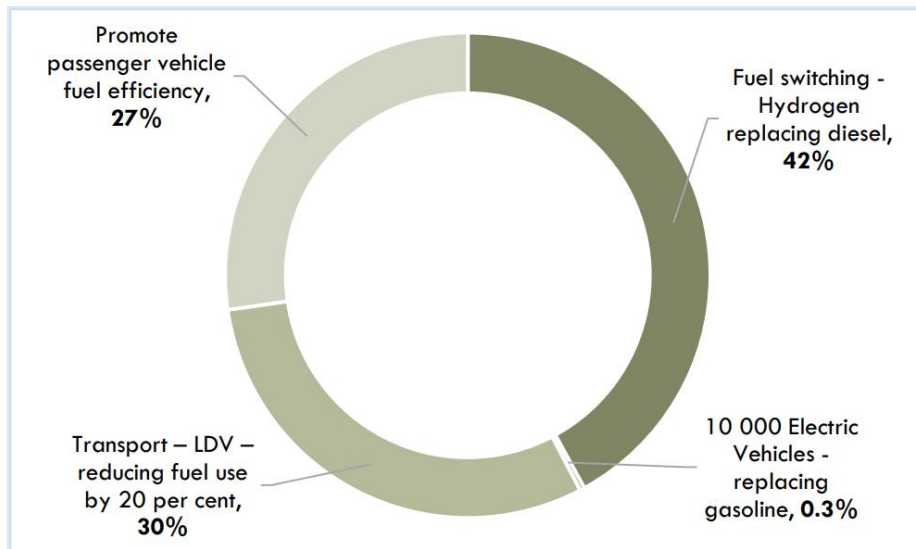


Abbildung 8 THG-Vermeidungspotential im Verkehrssektor⁵⁶

5.2.2 Potential

Das green valley „Central Region“ sieht die Umsetzung von unterschiedlichen Demonstrationsprojekten zur Nutzung von grünem Wasserstoff im Verkehr und Transport vor. Der Fokus liegt auf dem Einsatz von grünem Wasserstoff, Methanol oder Ammoniak:

- für den Schwerlastverkehr auf der Straße und auf den Schienen, beispielsweise für den Kupfer-Handel mit Sambia oder den Zinkerz-Transport entlang der Nordkap-(Südafrika) und Karas-Region,
- im Bergbau durch den Einsatz von FCEV und
- in Schiffen, unter anderem im offshore-Bergbau zum Abbau von Diamanten.

Der lokale Bedarf für Wasserstoffanwendungen in Namibia wird im Jahr 2040 auf 95.000 Tonnen Wasserstoff jährlich geschätzt. Die Nutzung soll ab dem Jahr 2026 vor allem in FCEV im Bergbau erfolgen, gefolgt von FCEV im Transport von mittelschweren Lasten auf der Straße sowie im Schwerlasttransport ab dem Zeitraum 2030 - 2035.⁵⁷ Um diesen Bedarf decken zu können, wäre eine installierte Leistung von 1,0 GW Elektrolyse erforderlich (siehe Tabelle 7).

Tabelle 7 Potentieller H₂-Bedarf im Transportsektor (NAM)

| Jahr | Wasserstoffbedarf (t/a) | Produktionskapazität Elektrolyse (GW) |
|------|-------------------------|---------------------------------------|
| 2040 | 95.000 | 1,0 GW |

⁵⁶ [Namibia's NDC UPDATE \(unfccc.int\)](https://www.unfccc.int)

⁵⁷ [Namibia GH2 Strategy \(gh2namibia.com\)](https://www.gh2namibia.com)

5.2.3 Relevante Unternehmen

Die folgenden Unternehmen sind an den verschiedenen Demonstrationsprojekten zur Anwendung von grünem Wasserstoff, Methanol und Ammoniak im Verkehr und Transport beteiligt:

- Debmarine
- Hyphen Technical
- Ohlthaver & List and British CMB.Tech (both Cleanenergy Namibia as JV)
- TransNamib

6 Südafrika

6.1 Erdölraffinerie

6.1.1 Ausgangssituation

Die Regierung Südafrikas beschreibt in ihrer „Hydrogen Society Roadmap for South Africa 2021“ (HSRM), wie die Erzeugung und der Einsatz von Wasserstoff in Südafrika dabei helfen soll, bis zum Jahr 2050 CO₂-Neutralität sowie Wirtschaftswachstum und sozialen Wohlstand zu erreichen:

- Dekarbonisierung des Schwerlastverkehrs
- Dekarbonisierung der energieintensiven Industrie (Zement, Stahl, Bergbau, Raffinerie)
- Verbesserter und grüner Energiesektor
- Kompetenzzentrum für die Produktion von Wasserstoffprodukten und Brennstoffzellen-Komponenten
- Schaffung eines Exportmarkts für südafrikanischen grünen Wasserstoff
- Ausweitung der Rolle von Wasserstoff im südafrikanischen Energiesystem zur Erreichung einer emissionsfreien Wirtschaft

Ungefähr 95 % des lokalen Bedarfs an flüssigen Kraftstoffen werden durch den Transportsektor verursacht. Dabei werden über 90 % des Benzins und Kerosins lokal erzeugt, während ein Drittel des Dieselbedarfs importiert wird. Im Jahr 2019 hatte Südafrika sechs Raffinerien in Betrieb mit einer Produktionskapazität von etwa 700.000 Barrel pro Tag. Von diesen sechs sind heute nur noch drei betriebsbereit. Die Produktionskapazität hat sich dadurch auf 388.000 Barrel pro Tag reduziert. Das benötigte Rohöl wird importiert, da Südafrika über keine eigenen Ölquellen verfügt.⁵⁸

6.1.2 Potential

Die Industrie für die Raffination von Kraftstoffen steht in Südafrika derzeit an einem Scheideweg. Ab dem Jahr 2023 gelten die verschärften Anforderungen der „Cleaner Fuels II“-Spezifikation, die den Qualitätsstandard für Kraftstoffe, die in Südafrika genutzt werden, auf den Euro-5-Standard anheben sollen. Die Spezifikation schreibt unter anderem einen maximalen Sulfur-Anteil von 10 ppm in Benzin- und Dieselkraftstoffen vor.⁵⁹ Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, müsste entweder massiv in die eigene Industrie investiert werden, um die technische Voraussetzung für eine Eigenproduktion zu schaffen, oder auf diese verzichtet und auf reinen Import gesetzt werden.⁶⁰

Diskutiert wird derzeit der Neubau einer Raffinerie in der Richard-Bay-Region mit einer Produktionskapazität von 400.000 Barrel pro Tag. Sollte diese Raffinerie gebaut werden und Ende dieses Jahrzehnts in Betrieb gehen, könnte die Entschwefelung mittels grünem Wasserstoff erfolgen. Der daraus resultierende potentielle Wasserstoffbedarf ist in [Tabelle 8](#) aufgezeigt.⁶¹

⁵⁸ [South African Hydrogen Society RoadmapV1.pdf \(dst.gov.za\)](#)

⁵⁹ [Cleaner fuels II - SAPIA](#)

⁶⁰ [South African Hydrogen Society RoadmapV1.pdf \(dst.gov.za\)](#)

⁶¹ [South African Hydrogen Society RoadmapV1.pdf \(dst.gov.za\)](#)

Tabelle 8 Potentieller H₂-Bedarf in der Raffinerie (ZAF)

| Jahr | Wasserstoffbedarf (t/a) | Produktionskapazität Elektrolyse (GW) |
|------|-------------------------|---------------------------------------|
| 2030 | 275.600 | 2,9 GW |

6.1.3 Relevante Unternehmen

Die folgenden Unternehmen können bei dem Einsatz von grünem Wasserstoff in Raffinerien in Südafrika eine Rolle spielen:

- Astron Energy
- BP
- Engen
- Petroleum Oil and Gas Corporation of South Africa (PetroSA)
- Sasol
- Shell

6.2 Stahlproduktion

6.2.1 Ausgangssituation

Südafrika ist der zweitgrößte Stahlproduzent Afrikas hinter Ägypten⁶² und auf Platz 27 der weltweiten Stahlerzeuger.⁶³ Die Produktionskapazität betrug im Jahr 2020 insgesamt 6,5 Millionen Tonnen.⁶⁴

Die Stahlindustrie in Südafrika steht durch günstige Importe aus China, steigende Produktionskosten im Land sowie einer geringeren inländischen Nachfrage unter Druck. Dadurch befindet sich die Stahlindustrie derzeit in einem Überlebensmodus, was dazu führt, dass Unternehmen eher an der Reduktion von Kosten interessiert sind als an Investitionen in eine zukunftsfähige Industrie. Der „Steel Masterplan“ beschreibt unterschiedliche Maßnahmen, um die Stahlindustrie zu unterstützen. Eine Chance für die Industrie stellen demnach die Umstellung auf die Produktion von DRI und die damit einhergehende Nutzung von grünem Wasserstoff dar, um Investitionen in die Stahlindustrie zu realisieren und Exportmärkte für grünen Stahl zu erschließen.⁶⁵

6.2.2 Potential

Laut HSRM ist die Produktion von grünem Stahl nationale Priorität. Der „Steel Masterplan“ soll deshalb überarbeitet und an die HSRM angepasst werden.⁶⁶

Bei der Bestimmung des potentiellen Wasserstoffbedarfs für die DRI-Produktion wurden die aktuellen Kapazitäten zugrunde gelegt sowie ein Anteil der DRI-Produktion von 25 % für das

⁶² [Steel Industry Master Plan.pdf \(thedtic.gov.za\)](#)

⁶³ <https://www.saisi.org/steel-statistics/overview-of-the-primary-steel-industry-in-south-africa/>

⁶⁴ [South Africa imported record volumes of steel in 2021, new report shows \(engineeringnews.co.za\)](#)

⁶⁵ [Steel Industry Master Plan.pdf \(thedtic.gov.za\)](#)

⁶⁶ [South African Hydrogen Society RoadmapV1.pdf \(dst.gov.za\)](#)

Jahr 2030 und von 50 % für das Jahr 2050 an der Gesamtproduktion angenommen. Der daraus resultierende Wasserstoffbedarf sowie die erforderliche Produktionskapazität sind in [Tabelle](#) zusammengestellt.

Tabelle 9 Potentieller H₂-Bedarf bei der Produktion von DRI (ZAF)

| Jahr | Wasserstoffbedarf (t/a) | Produktionskapazität Elektrolyse (GW) |
|------|----------------------------|--|
| 2030 | 91.000 | 1,0 |
| 2050 | 182.000 | 1,9 |

6.2.3 Relevante Unternehmen

Ein erstes Demonstrationsprojekt zur Produktion von DRI soll im Rahmen der „Platinum Valley Initiative“ (PVI) durch ArcelorMittal umgesetzt werden. Andere potentielle Unternehmen für die Produktion von DRI in Südafrika sind:

- Cape Gate
- Columbus Stainless
- Force Steels
- SA Steel Mills
- Scaw Metals
- Unica Iron and Steel
- Veel Steel Mills

6.3 Verkehr & Transport

6.3.1 Ausgangssituation

Der Transportsektor ist für etwa 11 % der THG-Emissionen in Südafrika verantwortlich. Über 90 % davon stammen aus dem Transport auf der Straße. Deshalb steht der Einsatz von Wasserstoff im Schwerlasttransport auf der Straße im Fokus des HSRM.⁶⁷ Dieser Weg wurde bereits in der „Green Transport Strategy“ des Department of Transport aufgezeigt und entsprechende Maßnahmen empfohlen.⁶⁸

Eines der durch die HSRM initiierten Projekte ist die „Platinum Valley Initiative“ (PVI), auch „South Africa Hydrogen Valley“ genannt. Durch die PVI soll ein Wasserstoffkorridor zwischen Limpopo, Johannesburg und Durban etabliert werden. Dabei wird neben dem Schwerlasttransport auch der Bergbau adressiert.

Laut Anglo American sind große Muldenkipper im Bergbau für ca. 80 % des Dieselbedarfs an Minenstandorten verantwortlich und könnten bis zu 3 % der globalen CO₂-Emissionen verursachen.⁶⁹ Südafrika fördert insbesondere Kohle, die mit 75 % der Gesamtförderung den

⁶⁷ [South African Hydrogen Society RoadmapV1.pdf \(dst.gov.za\)](#)

⁶⁸ [Green Transport Strategy 2018 2050 onlineversion.pdf](#)

⁶⁹ [The world's biggest hydrogen fuel cell EV has started work in South Africa | Ars Technica](#)

größten Anteil im Bergbau ausmacht. Darüber hinaus werden hauptsächlich Eisenerz, Chrom und Mangan abgebaut.⁷⁰

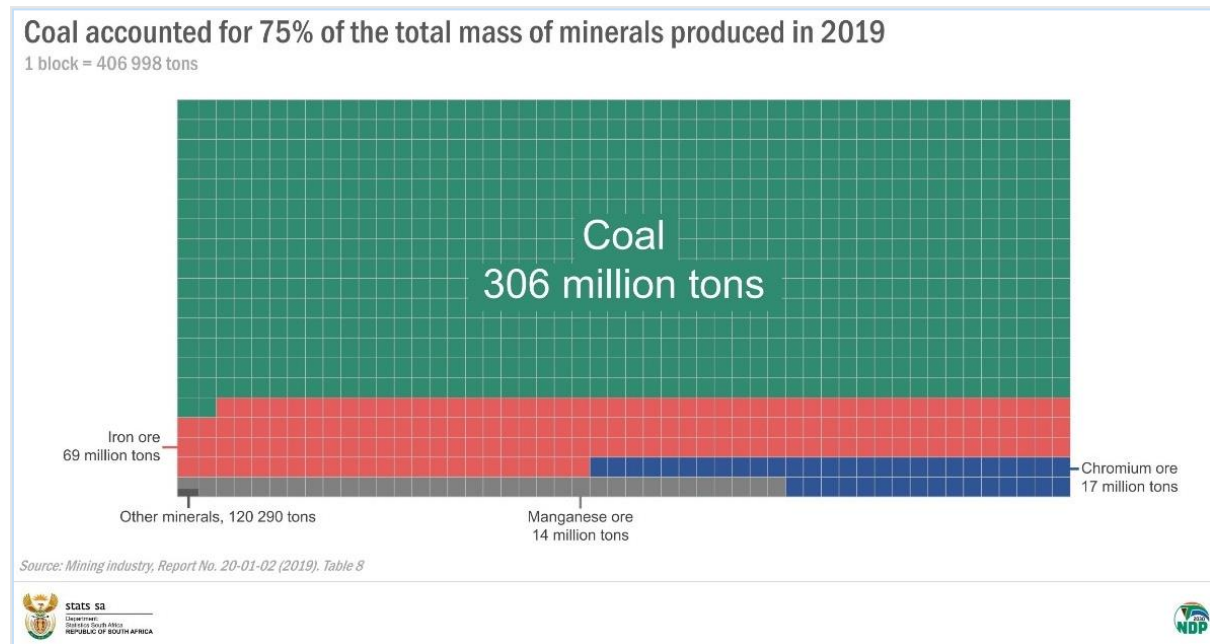


Abbildung 9 Bergbau in Südafrika⁷¹

Andere Mineralien, siehe **Abbildung 9**, beinhalten insbesondere Platinmetalle (Platin, Palladium, Ruthenium, Rhodium, Iridium und Osmium). Südafrika beheimatet 75 % der globalen Produktionskapazitäten und ist somit größter Produzent dieser seltenen Erden, die beispielsweise für die Produktion von Elektrolyseur- und Brennstoffzellenkomponenten eingesetzt werden.⁷²

6.3.2 Potential

Für die Umsetzung des „South Africa Hydrogen Valley“ wurde das Potential zur Umstellung des Schwerlasttransports auf FCEV im Rahmen einer Machbarkeitsstudie erhoben. Die ersten Demonstrationsprojekte sollen im Rahmen der PVI an den Standorten Johannesburg, Durban und Mogalakwena umgesetzt werden. Der potentielle Wasserstoffbedarf für FCEV im Schwerlasttransport beträgt im Jahr 2025 11.300 und im Jahr 2030 46.800 Tonnen (siehe **Tabelle 10**).⁷³

⁷⁰ [Four facts about the mining industry \(2019\) | Statistics South Africa \(statssa.gov.za\)](https://www.statssa.gov.za/publications/201904/four_facts_about_the_mining_industry_2019.pdf)

⁷¹ [pic1.jpg \(1204x641\) \(statssa.gov.za\)](https://www.statssa.gov.za/publications/201904/four_facts_about_the_mining_industry_2019.pdf)

⁷² [South African Hydrogen Society RoadmapV1.pdf \(dst.gov.za\)](https://www.dst.gov.za/sites/default/files/2020-08/South_African_Hydrogen_Society_RoadmapV1.pdf)

⁷³ [South Africa Hydrogen Valley Final Report \(dst.gov.za\)](https://www.dst.gov.za/sites/default/files/2020-08/South_Africa_Hydrogen_Valley_Final_Report.pdf)

Tabelle 10 Potentieller H2-Bedarf in FCEV für den Schwerlasttransport (ZAF)

| Jahr | Wasserstoffbedarf (t/a) | Produktionskapazität Elektrolyse (GW) |
|------|-------------------------|---------------------------------------|
| 2025 | 11.300 | 0,1 |
| 2030 | 46.800 | 0,5 |

Um die durch den Bergbau verursachten Emissionen zu reduzieren, sollen bis Ende dieses Jahrzehnts am Standort Mogalakwena in der Region Limpopo 40 FCEV in Betrieb sein. Das Erreichen der Parität der TCO dieser Fahrzeuge gegenüber Dieselfahrzeugen wird im Jahr 2030 erwartet. Somit kann mit einer weiteren Durchdringung des Bergbausektors mit FCEV gerechnet werden. Der daraus resultierende Wasserstoffbedarf ist in **Tabelle** aufgeführt.⁷⁴

Tabelle 11 Potentieller H2-Bedarf für FCEV im Bergbau (ZAF)

| Jahr | Wasserstoffbedarf (t/a) | Produktionskapazität Elektrolyse (GW) |
|------|-------------------------|---------------------------------------|
| 2025 | 8.000 | 0,1 |
| 2030 | 25.000 | 0,3 |

6.3.3 Relevante Unternehmen

Folgende Firmen sind an der Machbarkeitsstudie zur Umsetzung des „South Africa Hydrogen Valley“ beteiligt:

- SANEDI
- Anglo-American Platinum
- Bambili Energy
- ENGIE

⁷⁴ [South Africa Hydrogen Valley Final Report \(dst.gov.za\)](https://www.dst.gov.za/)