

WORKING PAPER FORSCHUNGSFÖRDERUNG

Nummer 411, Juni 2026

Grüner Stahl

Strategische Industriepolitik für eine zukunftsfeste Stahlindustrie

Patrick Kaczmarczyk und Tom Krebs

Auf einen Blick

Die klimaneutrale Stahlproduktion in Deutschland ist wettbewerbsfähig, wenn die Politik einen kohärenten industriepolitischen Rahmen setzt: einen Industriestrompreis von 50 Euro/MWh und einen Industrierwasserstoffpreis von 120 Euro/ MWh für tarifgebundene Unternehmen, außerdem Investitionsförderung, Buy-European-Regel für öffentliche Beschaffung und Zölle auf Importe aus Ländern mit niedrigen Arbeits- und Umweltstandards. Die Herstellungskosten liegen in diesem Fall bei rund 590 Euro je Tonne Rohstahl und damit unter dem Stahlpreis der letzten Jahre. Stahlproduktion in Deutschland hat Zukunft, aber nur wenn die Politik die notwendigen Rahmenbedingungen schafft.

Wir danken Celine Reich, Ella Lausterer und Moritz Lomitschka für wertvolle Datenarbeit und Literaturrecherche und Eurofer für das Bereitstellen der Daten. Wir danken auch Christian Klöppelt vom Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme für wertvolle Anmerkungen zur Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft.

Redaktionsschluss: 12.6.2026

© 2026 by Hans-Böckler-Stiftung
Georg-Glock-Straße 18, 40474 Düsseldorf
www.boeckler.de



„Grüner Stahl“ von Patrick Kaczmarczyk und Tom Krebs ist lizenziert unter

Creative Commons Attribution 4.0 (BY).

Diese Lizenz erlaubt unter Voraussetzung der Namensnennung des Urhebers die Bearbeitung, Vervielfältigung und Verbreitung des Materials in jedem Format oder Medium für beliebige Zwecke, auch kommerziell. (Lizenztext: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/de/legalcode>)

Die Bedingungen der Creative-Commons-Lizenz gelten nur für Originalmaterial. Die Wiederverwendung von Material aus anderen Quellen (z. B. mit Quellenangabe gekennzeichnete Schaubilder, Abbildungen, Fotos und Textauszüge) erfordert ggf. weitere Nutzungsgenehmigungen durch den jeweiligen Rechteinhaber.

ISSN 2509-2359

Inhalt

Zusammenfassung.....	6
1. Einleitung.....	7
2. Das Investitionsproblem.....	12
2.1 Stahlproduktion in Deutschland.....	12
2.2 Investitionen in die Dekarbonisierung	16
2.3 Übersicht der Investitionsprojekte an den deutschen Standorten	18
2.4 Bedeutung der Primärstahlproduktion und Grenzen der Sekundärstahlproduktion.....	21
3. Industriepolitische Maßnahmen zur Transformation der Stahlindustrie.....	27
3.1 Investitionshemmnisse in der Stahlindustrie	27
3.2 Industriepolitische Instrumente zur Überwindung der Transformationshemmnisse.....	31
3.3 Finanzierung der Investitionen	36
4. Investitionen in die Primärstahlproduktion.....	38
4.1 Wasserstoff in der Primärstahlerzeugung	39
4.2 Erdgas	43
4.3 Eisenerz/DRI-Pellets.....	45
4.4 Sonstige Betriebskosten (Opex): Legierungselemente, Wartung, Personalkosten.....	48
4.5 Investitionskosten (Capex).....	49
4.6 Übersicht Kostenparameter im Basisszenario: Primärstahlproduktion	50
4.7 Die konventionelle Route	54
5. Investitionen in die Sekundärstahlproduktion	57
5.1 Strom und Wasserstoff in der Sekundärstahlerzeugung	57
5.2 Stahlschrott als Ressource	57
5.3 Zuschlagstoffe und Wartungskosten	58
5.4 Investitionskosten (Capex).....	60
5.5 Übersicht Kostenparameter und Levelised Cost of Steel im Basisszenario: Sekundärstahlproduktion	61

6. Preisentwicklung Stahl.....	64
7. Sensitivitätsanalyse für die Primärstahlproduktion	67
8. Fazit.....	69
Literatur.....	71
Autoren	77
Appendix.....	78

Abbildungen

Abbildung 1: Produktionsstandorte in Deutschland.....	14
Abbildung 2: Stahlproduktion in Deutschland bis 2050	15
Abbildung 3: Durchschnittliche Lagerverkaufspreise für die Stahlschrottsorte 2.....	24
Abbildung 4: Erzeugerpreisindizes für die Industrie	29
Abbildung 5: Gaspreis 2015–2026	45
Abbildung 6: Eisenerzproduktion 2024	47
Abbildung 7: Eisenerzpreis.....	48
Abbildung 8: Herstellungskosten Primärstahlproduktion	53
Abbildung 9: Herstellungskosten Primärstahlproduktion mit reinem Wasserstoffbetrieb	54
Abbildung 10: Herstellungskosten Primärstahlproduktion in der konventionellen Hochofenroute.....	56
Abbildung 11: Herstellungskosten Sekundärstahlproduktion	63
Abbildung 12: Levelised-Costs-of-Steel-Prognosen in Relation zu unterschiedlichen Referenzpreisen.....	66
Abbildung 13: Sensitivitätsanalyse der Gesamt-Levelised-Costs-of-Steel der Primärstahlproduktion	68

Tabellen

Tabelle 1: Betriebskosten (Opex) Primärstahlproduktion	51
Tabelle 2: Investitionskosten (Capex) Primärstahlproduktion	51
Tabelle 3: Betriebskosten (Opex) Sekundärstahlproduktion	61
Tabelle 4: Investitionskosten (Capex) Sekundärstahlproduktion.....	62

Zusammenfassung

Die vorliegende Studie untersucht, unter welchen industriepolitischen Rahmenbedingungen Investitionen in klimaneutrale Stahlproduktion wirtschaftlich rentabel sind. Dabei werden sowohl Investitionen in die Primär- als auch in die Sekundärstahlproduktion betrachtet.

Die Primärroute umfasst eine Prozesskette aus Direktreduktionsanlage und Elektrolichtbogenofen, bei der Eisenerz den zentralen Materialinput darstellt. Als Energieinputs dienen Strom und Erdgas bzw. Wasserstoff, wobei Erdgas im betrachteten Szenario über einen Zeitraum von zehn Jahren schrittweise durch grünen Wasserstoff ersetzt wird. Die Sekundärroute basiert auf der Stahlproduktion mit Elektrolichtbogenöfen, in denen Stahlschrott zu Rohstahl umgewandelt wird. Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit verwenden wir den Ansatz der Levelised Costs of Steel (LCOS) und den diskontierten Durchschnittswert der Kapital- und Betriebskosten, die über die Abschreibungsdauer der Anlage anfallen.

Die klimaneutrale Stahlproduktion in Deutschland ist wirtschaftlich tragfähig, wenn die Politik einen kohärenten industriepolitischen Rahmen setzt. Dieser Rahmen besteht unter anderem aus einem Industriestrompreis von 50 Euro/MWh (60 Euro/MWh mit einer Reduktion von 10 Euro/MWh bei Tarifbindung), einem Industriewasserstoffpreis von 120 Euro/MWh (140 Euro/MWh ohne Tarifbindung) sowie einer Investitionsförderung von 50 Prozent.

Der Business Case für die Investitionen in die Primärstahlproduktion hängt jedoch stark von der energiepolitischen Flankierung ab. So erhöhen sich die Levelised Costs of Steel der Primärroute von 590 Euro je Tonne Rohstahl im Basisszenario auf 659 Euro je Tonne, wenn der Preis für grünen Wasserstoff von 120 Euro/MWh auf 160 Euro/MWh steigt.

Ergänzend zu Energiepreisbremsen und Investitionszuschüssen bedarf es gezielter Maßnahmen wie Local-Content-Regeln für öffentliche Beschaffungen und Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) sowie Schutzzölle auf Importe aus Ländern mit geringen Arbeits- und Klimaschutzauflagen. Diese nachfrageseitigen Maßnahmen schaffen faire Wettbewerbsbedingungen und einen verlässlichen Absatzmarkt für die deutsche bzw. europäische Stahlindustrie.

Schließlich stellt die öffentliche Beteiligung ein wichtiges industriepolitisches Instrument dar. Solche öffentlich-privaten Partnerschaften können eine Win-win-Situation kreieren, von der sowohl die Stahlunternehmen als auch die Beschäftigten vor Ort profitieren.

1. Einleitung

Die deutsche Stahlindustrie ist ein zentraler Pfeiler der deutschen und europäischen Wirtschaft. Als bedeutende Grundstoffindustrie liefert sie unverzichtbare Inputs für nachgelagerte Sektoren, insbesondere Bauwirtschaft, Maschinenbau und Automobilindustrie. Rund zwei Drittel der Industriearbeitsplätze in Deutschland entfallen auf stahlintensive Branchen. Die anhaltende wirtschaftliche Schwäche der deutschen Wirtschaft sowie die hohen Energiekosten stellen die Branche vor enormen Herausforderungen, die bereits zu Stellenabbau und Produktionsverlagerung geführt haben.

Sollte sich dieser negative Trend fortsetzen, ist mit hohen wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Folgekosten zu rechnen. Ohne eine nennenswerte Stahlproduktion in Europa drohen allein für Deutschland Wertschöpfungsverluste von bis zu 50 Milliarden Euro pro Jahr im Falle eines globalen „Stahlschocks“ (Kaczmarczyk/Krebs 2025). Darüber hinaus drohen Arbeitsplatzabbau und Strukturbrüche in den betroffenen Regionen.

Langfristig sollte ein jährliches Produktionsvolumen von rund 20 Millionen Tonnen klimaneutralen Stahls über die Primärroute erreicht werden, aber die geplanten Investitionen belaufen sich auf nur acht Millionen Tonnen, wobei sich diese auf 3,5 Millionen Tonnen im Saarland, 2 Millionen Tonnen in Salzgitter und etwa 2,5 Millionen Tonnen in Duisburg verteilen.

Die daraus resultierende Lücke beläuft sich somit auf über zwölf Millionen Tonnen. Auch in der Sekundärstahlproduktion müssen die Kapazitäten erweitert werden. Langfristig sollte eine jährliche Produktionskapazität von rund 20 Millionen Tonnen klimaneutralen Stahls über die Sekundärroute erreicht werden, aber derzeit beträgt die Kapazität nur rund 15 Millionen Tonnen Stahl – es besteht eine Lücke von etwa fünf Millionen Tonnen.

Ziel dieser Studie ist es, die wirtschaftspolitischen Rahmenbedingungen zu bestimmen, unter denen die notwendigen Investitionen in eine klimaneutrale Stahlproduktion in Deutschland wirtschaftlich rentabel sind. Dabei werden sowohl Investitionen in die Primär- als auch in die Sekundärstahlproduktion betrachtet.

Die Primärroute umfasst eine Prozesskette aus Direktreduktionsanlage und Elektrolichtbogenofen mit Eisenerz als zentralem Materialinput. Als Energieinputs dienen Strom und Erdgas bzw. Wasserstoff, wobei Erdgas im betrachteten Szenario über einen Zeitraum von zehn Jahren schrittweise durch grünen Wasserstoff ersetzt wird. Die Sekundärroute basiert auf der Stahlproduktion mittels eines Elektrolichtbogenofens, in dem Stahlschrott zu Rohstahl umgewandelt wird.

Die zentralen Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen: Die klimaneutrale Stahlproduktion in Deutschland ist betriebswirtschaftlich tragfähig, wenn die Politik einen kohärenten industriepolitischen Rahmen setzt, der aus einem Industriestrompreis von 50 Euro/MWh, einem Industriewasserstoffpreis von 120 Euro/MWh sowie einer Investitionsförderung von 50 Prozent besteht. Dabei greifen wir zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit auf den Ansatz der Levelised Costs of Steel (LCOS) zurück. Dieser weist die über die Abschreibungsdauer einer Anlage anfallenden Betriebs- und Kapitalkosten als diskontierten Durchschnittswert je Tonne Rohstahl aus.

Für die Primärstahlproduktion mittels Direktreduktionsanlagen ergeben sich unter den oben genannten industriepolitischen Rahmenbedingungen Gesamtkosten von rund 590 Euro je Tonne Rohstahl. Zum Vergleich: In den letzten drei Jahren lag der durchschnittliche Marktpreis für Flachstahl bei etwa 640 Euro je Tonne.

Im Frühjahr 2026 lag der Marktpreis aufgrund steigender Energiekosten über 640 Euro. Zu beachten ist, dass sich der Hot-Rolled-Coil-Preis auf ein gewalztes Fertigprodukt bezieht, während die von uns berechneten Levelised Costs of Steel die Herstellungskosten bis zum Rohstahl abbilden. Zwischen beiden Wertschöpfungsstufen liegen Strangguss- und Walzkosten, die den Levelised Costs of Steel hinzugerechnet werden müssen, um die realisierbare Gewinnmarge zu bestimmen.

Die Produktionskosten bewegen sich also mit den hier diskutierten industriepolitischen Maßnahmen in einer Größenordnung, die unter aktuellen Marktbedingungen grundsätzlich als wirtschaftlich tragfähig gelten kann.

Im Vergleich zur konventionellen Hochofenroute, deren Gesamtkosten einschließlich CO₂-Bepreisung bei rund 616 Euro je Tonne liegen, erweist sich die klimaneutrale Route bereits als weitgehend wettbewerbsfähig – vorausgesetzt, CO₂-Kosten werden konsequent internalisiert. Auch die Sekundärstahlproduktion stellt sich mit Gesamtkosten von etwa 464 Euro je Tonne als wirtschaftlich tragfähig dar. Ein konservativer Referenzpreis für den über diese Route produzierten Langstahl lag vor der Krise bei rund 480 Euro je Tonne.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt jedoch, dass der Business Case für die Investitionen in die Primärstahlproduktion stark von der energiepolitischen Flankierung abhängt. Liegen die Energiepreise deutlich über dem Basiszenario, steigen die künftigen Betriebskosten erheblich, wodurch Investitionen in die Primärroute betriebswirtschaftlich weniger attraktiv werden. Dabei stellt der Wasserstoffpreis den mit Abstand größten variablen Kostenblock bei der Primärstahlproduktion dar. So erhöhen sich die Levelised Costs of Steel der Primärroute von 590 Euro je Tonne im Basis-

szenario auf 659 Euro je Tonne, wenn der Preis für grünen Wasserstoff von 120 Euro/MWh auf 160 Euro/MWh steigt.

Der Basispreis von 120 Euro/MWh entspricht den Gestehungskosten des Wasserstoffs mittels des Elektrolyseverfahrens bei einem Industriestrompreis von 50 Euro/MWh, während der Wasserstoffpreis von 160 Euro/MWh den Kosten bei einem Strompreis von 80 Euro/MWh entspricht – siehe die Berechnungen im Anhang. Entfällt zusätzlich die Investitionsförderung, steigen die Kosten weiter auf 704 Euro je Tonne Rohstahl.

Die energiepolitischen Rahmenbedingungen erweisen sich damit als das zentrale Instrument einer strategischen Industriepolitik für die Stahlindustrie, während die Investitionsförderung ein notwendiges komplementäres Instrument darstellt. Die Personalkosten sind hingegen kein nennenswerter Faktor: Selbst eine Erhöhung der Löhne und Gehälter um 20 Prozent für alle Beschäftigten würde die Produktionskosten nur um acht Euro pro Tonne Stahl von 590 Euro auf 598 Euro anheben.

Energiepreisbremsen und Investitionszuschüsse sind zentrale Förderinstrumente, die es der Stahlindustrie ermöglichen, in Deutschland und Europa zu wettbewerbsfähigen Kosten zu produzieren. Ergänzend bedarf es gezielter Maßnahmen, die einen verlässlichen Absatz für klimaneutralen Stahl sichern und damit zentrale Erlösrisiken reduzieren. Diese nachfrageseitigen Maßnahmen sind notwendig, um einen fairen Wettbewerb zu gewährleisten.

Ein zentrales Instrument zur Stimulierung der Nachfrage ist die öffentliche Beschaffung. Der Staat tritt in zahlreichen Bereichen selbst als bedeutender Käufer von Industrieprodukten auf. Verbindliche Vorgaben in der öffentlichen Beschaffung gewährleisten einen fairen Wettbewerb auf dem europäischen Absatzmarkt.

Zudem können Stahlunternehmen in Ländern wie China, Indien und der Türkei häufig wesentlich kostengünstiger produzieren als ihre europäischen Konkurrenten, weil Arbeits- und Klimaschutzregeln weniger strikt sind. Deshalb ist es auch gerechtfertigt, wenn die EU-Staaten die heimischen bzw. lokalen Produkte bei der öffentlichen Beschaffung bevorzugen – die sogenannten Buy-European- bzw. Local-Content-Regeln.

Schutzzölle auf Importgüter sind ein weiteres Instrument, um die Nachfrage nach heimischen Industrieprodukten zu stärken und faire Wettbewerbsbedingungen herzustellen. Wie Local-Content-Regeln sollen Schutzzölle die Nachteile europäischer Hersteller ausgleichen, die durch strikte heimische Regeln hinsichtlich Arbeitsbedingungen und Klimaschutz entstehen.

Zugleich können Zölle in einer Übergangphase sinnvoll sein, wenn Länder außerhalb der EU eine aggressive Industriepolitik mit massiven

Subventionen betreiben, während in Deutschland und Europa die Unternehmen keinen Zugriff auf eine entsprechende Förderung haben. Solange innerhalb der EU eine strategische Industriepolitik – inklusive gezielter Förderung essenzieller Industriesektoren wie der Stahlindustrie – nicht konsequent umgesetzt wird, sollte dieser Wettbewerbsnachteil durch Schutzzölle ausgeglichen werden.

Die EU hat bereits erste Schritte unternommen, mit gezielten Maßnahmen einen fairen Wettbewerb zu gewährleisten. So wurde mit dem Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) ein Instrument geschaffen, um emissionsintensive Importe aus Drittstaaten mit einem CO₂-Preis zu belegen, der dem Preis im europäischen Emissionshandel entsprechen soll. Zudem diskutiert die EU-Kommission im Rahmen des Industrial Accelerator Act die Möglichkeit von Buy-European- bzw. Local-Content-Regeln. Schließlich erhebt die EU gewisse Importzölle für Produkte wie Stahl, Aluminium, Chemikalien und Keramikprodukte, und diese Schutzzölle werden für Stahlimporte zum 1. Juli 2026 verschärft.

Doch bleibt dies alles Stückwerk, weil für die EU der neoliberale Kapitalismus mit einem schwachen Staat der theoretische Referenzrahmen bleibt. Mittelfristig muss das aktuelle Geflecht von Ad-hoc-Regeln der EU durch ein kohärentes System von Local-Content-Regeln und Zöllen ersetzt werden, die als Teil einer strategischen Industriepolitik die europäischen Werte – insbesondere gute Arbeit und umweltverträgliche Produktion – angemessen reflektieren.

Schließlich sollten auch öffentliche Beteiligungen an Stahlunternehmen als industriepolitisches Instrument ernsthaft in Betracht gezogen werden. Solche Beteiligungen ermöglichen die Aufteilung erheblicher Klumpenrisiken und können für beide Seiten vorteilhaft sein. Für die Unternehmen verbessern sie die Finanzierungsbedingungen, senken die Kapitalkosten und erhöhen die Glaubwürdigkeit langfristiger Transformationszusagen der Politik. Die öffentliche Hand erhält im Gegenzug größere Einflussmöglichkeiten auf strategische Unternehmensentscheidungen, insbesondere im Hinblick auf den Erhalt von Industriestandorten und die Schaffung zukunftsfester Arbeitsplätze.

Ein Blick auf die jüngere Entwicklung zeigt, dass öffentliche Beteiligungen an Stahlunternehmen ein Erfolgsmodell sein können: Während in Salzgitter und im Saarland die enge Kooperation zwischen Staat und Unternehmen zu erheblichen Investitionen in neue, klimafreundliche Produktionsanlagen geführt hat, kam es in Duisburg, Bremen und Eisenhüttenstadt wiederholt zu Rückschlägen. Die vorliegende Studie zeigt, dass ein solches Negativszenario vermeidbar ist: Auch in Bremen, Duisburg und Eisenhüttenstadt kann in zehn Jahren noch Stahl in großen Mengen pro-

duziert werden. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass die Politik die notwendigen Rahmenbedingungen schafft.

Die deutsche Stahlindustrie benötigt eine strategische Industriepolitik, die als kohärentes Gesamtpaket ausgestaltet ist. Dazu gehören insbesondere eine Absicherung wettbewerbsfähiger Energiepreise und gezielte Investitionsförderung sowie Maßnahmen zur Stabilisierung der Stahlnachfrage. Darüber hinaus können öffentliche Beteiligungen eine Win-win-Situation schaffen, von der sowohl die Stahlunternehmen als auch die Menschen vor Ort profitieren.

Konkret sollte die Politik die folgenden industriepolitischen Maßnahmen zügig implementieren, damit in Deutschland die Grundstoffindustrie und insbesondere die Stahlindustrie eine Zukunft hat:

- **Industriestrompreis:** Ein garantierter Strompreis von 60 Euro/MWh (inklusive Netzentgelte und aller Umlagen) bis 2035 für alle energieintensive Unternehmen. Eine zusätzliche Reduktion des Strompreises um 10 Euro/MWh für Unternehmen mit Tarifbindung.
- **Industriewasserstoffpreis:** Ein garantierter Bezugspreis für grünen Wasserstoff von 140 Euro/MWh bis 2035 für alle energieintensive Unternehmen. Eine zusätzliche Reduktion des Wasserstoffpreises um 20 Euro/MWh für Unternehmen mit Tarifbindung.
- **gezielte Investitionsförderung:** Direkte Zuschüsse oder zinsgünstige Kredite für Unternehmen in der Stahlindustrie, die in zukunftsfeste Produktionsanlagen zur Herstellung von Primär- oder Sekundärstahl investieren und eine Standort- und Beschäftigungsgarantie abgeben. Zahlung einer zusätzlichen Investitionsprämie für Unternehmen mit tarifvertraglicher Entlohnung.
- **öffentliche Beteiligungen:** Der Staat (Bund und Land) beteiligt sich an strategisch wichtigen Unternehmen der Stahlindustrie, um die Kapitalkosten zu senken und die Transformationsperspektive langfristig abzusichern.
- **Maßnahmen zur Nachfragestimulierung:** Staatliche Aufträge werden bevorzugt an inländische Produzenten vergeben (Buy-European bzw. Local-Content-Regel), emissionsintensive Importe werden mit einem CO₂-Preis belegt (Carbon Border Adjustment Mechanism) und Importe aus Ländern mit geringen Arbeits- und Umweltstandards werden mit Schutzzöllen belegt. Ergänzend können privatwirtschaftliche Leitmärkte durch politische Flankierung gestärkt werden, indem zum Beispiel Low-Carbon-Credits in der CO₂-Flottenregulierung angerechnet werden.

2. Das Investitionsproblem

2.1 Stahlproduktion in Deutschland

Die heutige Primärstahlproduktion in Deutschland basiert überwiegend auf der integrierten Hochofen-Route. In diesem Verfahren wird Eisenerz mithilfe von Koks als Reduktionsmittel im Hochofen zu flüssigem Roheisen verarbeitet. Der chemische Reduktionsprozess ist dabei untrennbar mit der Entstehung von Kohlendioxid verbunden, da der Kohlenstoff aus dem Koks den Sauerstoff aus dem Erz bindet. Das Roheisen wird anschließend im Sauerstoffkonverter unter Zugabe von Schrott zu Rohstahl weiterverarbeitet, wobei durch das Einblasen von Sauerstoff der Kohlenstoffgehalt gezielt abgesenkt wird.

Diese Produktionsroute ist technologisch ausgereift. In Deutschland liegt der Anteil der Primärstahlerzeugung über die konventionelle Hochofenroute bei 70 Prozent. Gleichzeitig weist diese Herstellungsweise die höchsten spezifischen Emissionen aller gängigen Stahlerzeugungsverfahren auf. Pro Tonne Stahl entstehen zwischen 1,6 und 2,2 Tonnen CO₂ (DLR 2025).

Ein Großteil dieser Emissionen ist prozessbedingt und entsteht durch die Reduktion von Eisenerz mit fossilem Kohlenstoff, wodurch sie innerhalb der Hochofenroute nur im begrenzten Ausmaß vermeidbar sind. Maßnahmen wie Effizienzsteigerungen, Brennstoffsubstitution oder der Einsatz von Carbon Capture and Storage (CCS) oder Carbon Capture and Utilization (CCU) können die Emissionsintensität zwar senken, erfassen jedoch nur punktförmige Emissionen mit begrenzten Abscheideraten und ändern nichts an der strukturellen Abhängigkeit von fossilem Kohlenstoff, sodass dauerhaft relevante Restemissionen verbleiben (ebd.).

Die übrigen 30 Prozent der deutschen Stahlproduktion verlaufen über die Sekundärroute, die in Deutschland überwiegend schrottbasiert im Elektrolichtbogenofen erfolgt. Hier wird Stahlschrott bei hohen Temperaturen eingeschmolzen und zu neuem Rohstahl verarbeitet. Dieses Verfahren ist deutlich weniger emissionsintensiv als die Hochofenroute, da der kohlenstoffbasierte Reduktionsschritt entfällt und die verbleibenden Emissionen – wie in der einschlägigen Literatur üblich, bezogen auf die Prozessstufe bis zur Flüssigstahlerzeugung – überwiegend aus dem eingesetzten Strommix resultieren.

Gleichzeitig ist die Sekundärstahlerzeugung stofflich und qualitativ durch die verfügbare Menge und Zusammensetzung des Schrotts begrenzt, sodass sie die Primärstahlproduktion langfristig nicht vollständig ersetzen kann.

Die räumliche und technologische Struktur der Stahlproduktion in Deutschland ist historisch gewachsen und bis heute stark durch regionale Standortvorteile, bestehende Infrastrukturen sowie die jeweilige Ausrichtung der Abnehmerindustrien geprägt. Abbildung 1 gibt einen Überblick über die Verteilung der Stahlproduktionsstandorte in Deutschland und unterscheidet dabei zwischen integrierten Hochofen- und Sauerstoffkonverteranlagen (BF/BOF, Blast Furnace / Basic Oxygen Furnace) und schrottbasierten Elektrolichtbogenöfen (EAF, Electric Arc Furnace) sowie deren jeweilige Kapazitäten.

Die Gesamtkapazität beläuft sich aktuell auf knapp 50 Millionen Tonnen pro Jahr, von denen etwa 70 Prozent auf die integrierten Hüttenwerke entfallen und 30 Prozent auf Elektrolichtbogenöfen-Anlagen. Die Primärstahlerzeugung über die Hochofenroute konzentriert sich auf wenige Standorte mit sehr hohen Einzelkapazitäten. Diese liegen überwiegend in traditionellen Industrieregionen mit guter Anbindung an Wasserwege, Energieinfrastruktur und nachgelagerte Wertschöpfungsstufen, insbesondere im Ruhrgebiet, auf das ungefähr ein Drittel der gesamten Kapazität entfällt, im Saarland sowie in Nord- und Ostdeutschland.

Die integrierten Hüttenwerke in Duisburg, Salzgitter, Bremen, Eisenhüttenstadt, Dillingen und Völklingen stellen den Kern der deutschen Primärstahlproduktion dar. Dabei sind die Produktionskapazitäten in der Hochofenroute wie folgt aufgeteilt: Acelor Mittal mit 3,5 Millionen Tonnen in Bremen und 2,5 Millionen Tonnen in Eisenhüttenstadt, Thyssen-Krupp mit rund 12 Millionen Tonnen in Duisburg sowie Hüttenwerk Krupp-Manesmann in Duisburg, der Salzgitter-Konzern in Salzgitter und Saarstahl in Dillingen und Völklingen mit jeweils rund 5 Millionen Tonnen.

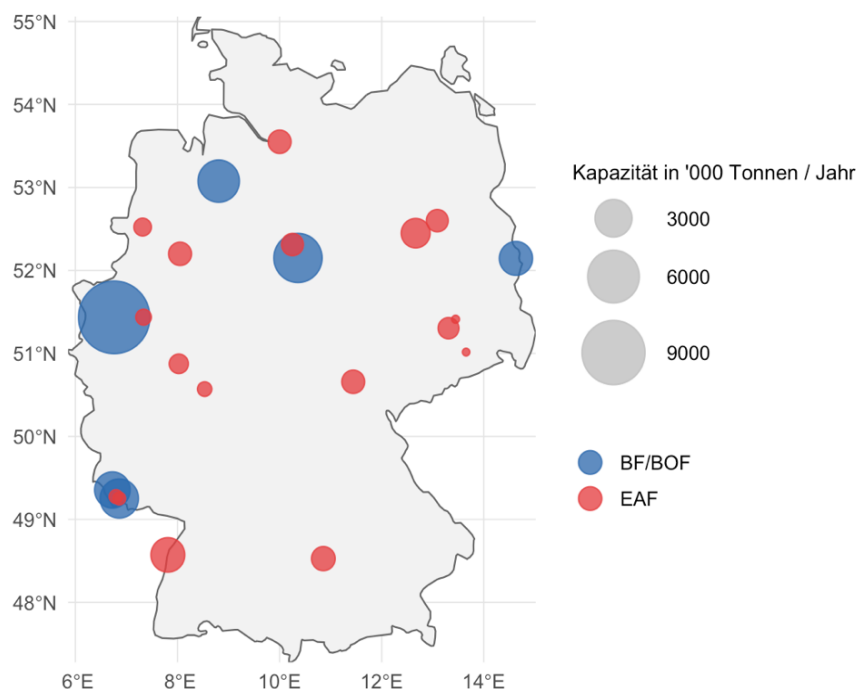
Demgegenüber ist die Sekundärstahlproduktion über Elektrolichtbogenöfen deutlich kleinteiliger, räumlich breiter verteilt und traditionell mittelständisch geprägt. Die derzeitige Produktionskapazität beläuft sich auf 14,8 Millionen Tonnen. Elektrolichtbogenöfen-Standorte finden sich häufig in räumlicher Nähe zu Schrottaufkommen, weiterverarbeitenden Industrien oder regionalen Bau- und Infrastrukturmärkten.

Die Einzelkapazitäten der Elektrolichtbogenöfen-Anlagen sind im Durchschnitt deutlich geringer als jene der integrierten Hochofenstandorte, was eine höhere Flexibilität in der Standortwahl und Produktionsanpassung erlaubt. Gleichzeitig führt diese Struktur zu einer insgesamt stärkeren regionalen Verankerung der Sekundärstahlproduktion.

Besonders für Ostdeutschland sind die Kapazitäten der Elektrolichtbogenöfen-Anlagen (EAF) relevant. Auf die Standorte in Brandenburg, Sachsen und Thüringen entfallen ungefähr ein Drittel der gesamten EAF-Kapazitäten. Bei der Primärstahlproduktion ist die ostdeutsche Präsenz dagegen deutlich geringer: Der einzige verbliebene integrierte Hochofen-

standort in Ostdeutschland – ArcelorMittals Werk in Eisenhüttenstadt – macht weniger als 10 Prozent der gesamten deutschen Primärstahlkapazität aus.

Abbildung 1: Produktionsstandorte in Deutschland



Anmerkungen: BF/BOF: Blast Furnace / Basic Oxygen Furnace (Hochofen- und Sauerstoffkonverteranlage); EAF: (Electric Arc Furnace) Elektrolichtbogenofen
Quelle: Eurofer 2021

Die Dekarbonisierung der Stahlindustrie erfolgt über zwei Transformationswege: erstens durch die Umstellung der Primärstahlerzeugung auf emissionsarme Produktionsrouten auf Basis der Direktreduktion und zweitens durch den Ausbau der Sekundärstahlerzeugung durch eine stärkere Nutzung von Stahlschrott im Elektrolichtbogenofen. Beide Wege haben unterschiedliche Wertschöpfungstiefen und unterliegen jeweils spezifischen technologischen, ökonomischen und stofflichen Restriktionen. Beide Wege werden für die Zukunft der Stahlproduktion in Deutschland gebraucht.

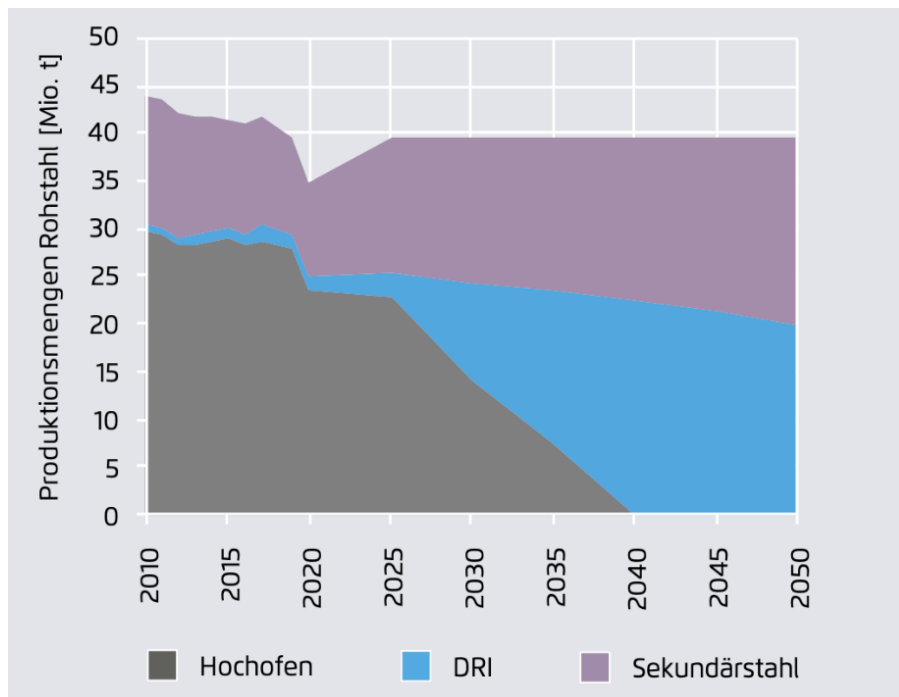
Die prognostizierte europäische Nachfrage, die aus Gründen der Resilienz langfristig aus europäischer Produktion gedeckt werden sollte, geht

von Bedarfen von rund 160 bis 180 Millionen Tonnen Stahl aus (Kaczmarczyk/Krebs 2025). Sollte Deutschland als größter europäischer Produzent weiterhin etwa ein Viertel davon abdecken, beliefe sich dies auf ein Produktionsvolumen von 40 bis 45 Millionen Tonnen.

Diese Größenordnung entspricht den gängigen Produktionsprognosen. Prognos/Öko-Institut/Wuppertal Institut (2021) prognostizieren beispielsweise bis 2050 eine stabile Produktion von ungefähr 40 Millionen Tonnen pro Jahr. Dies entspräche in etwa dem historischen Produktionsniveau der vergangenen Jahrzehnte (Kaczmarczyk/Krebs 2025).

Was sich allerdings ändert, ist die Komposition der Produktion: Der Anteil der Primärstahlproduktion sinkt von derzeit rund 70 Prozent auf ungefähr 50 Prozent, während der Anteil der Sekundärstahlproduktion von 30 Prozent auf etwa die andere Hälfte steigen würde. Abbildung 2 zeigt die Prognose der deutschen Stahlproduktion bis 2050 (für eine eingehendere Diskussion der gängigen Bedarfs- und Produktionsschätzungen siehe Kaczmarczyk/Krebs 2025).

Abbildung 2: Stahlproduktion in Deutschland bis 2050



Anmerkung: DRI (Direct Reduced Iron): Direktreduktionsanlage

Quelle: Prognos / Öko-Institut / Wuppertal Institut 2021, S. 50

2.2 Investitionen in die Dekarbonisierung

Die Transformation der Stahlindustrie hin zu einer klimaneutralen Produktionsweise stellt einzelne Stahlunternehmen vor ein komplexes Investitionsproblem. Dieses ist geprägt durch außergewöhnlich hohe, standortgebundene Anfangsinvestitionen, lange technische Lebensdauern der Anlagen sowie erhebliche Unsicherheiten über zukünftige Kosten- und Erlösbedingungen. Die folgenden Überlegungen bilden die konzeptionelle Grundlage für die Kosten- und Wirtschaftlichkeitsrechnungen in Kapitel 4.

Die Stahlunternehmen stehen im Zuge der Dekarbonisierung vor zwei strategischen Investitionsentscheidungen. Erstens betrifft dies die Umstellung der Primärstahlerzeugung von der konventionellen Hochofen-/Sauerstoffkonverterroute auf emissionsarme Verfahren auf Basis der Direktreduktion von Eisenerz mit Erdgas und perspektivisch Wasserstoff und mit nachgeschalteter Stahlerzeugung im Elektrolichtbogenofen, abgekürzt DRI-EAF, von „Direct Reduced Iron“ und „Electric Arc Furnace“).

Zweitens betrifft es den Ausbau beziehungsweise die Transformation der Sekundärstahlerzeugung, die überwiegend schrottbasiert im Elektrolichtbogenofen erfolgt. Beide Investitionspfade unterscheiden sich erheblich hinsichtlich Kapitalintensität, Risikoprofil, stofflicher Restriktionen und wirtschaftlicher Tragfähigkeit, sind jedoch für die langfristige Sicherung der Stahlproduktion in Deutschland komplementär erforderlich.

Die Investitionen in DRI-EAF-Anlagen sind durch sehr hohe spezifische Kapitalkosten gekennzeichnet. Der Ersatz der integrierten Hochofen- und Konverterstruktur durch eine entkoppelte Prozesskette aus Direktreduktionsanlage und Elektrolichtbogenofen erfordert umfangreiche Neuinvestitionen in Produktionsanlagen, Energie- und Wasserstoffinfrastruktur sowie in die Integration in bestehende Standorte.

Die dabei ausgewiesenen Investitionskosten sind als installierte Gesamtinvestitionen („Overnight Capex“) zu verstehen, die zu Beginn des Projekts anfallen und auf der Aktivseite der Unternehmensbilanz als Kapitalstock erfasst werden. Diese Investitionen sind größtenteils irreversibel und binden Kapital über lange Zeiträume (IEA 2020). Aufgrund technischer Lebensdauern von deutlich über einem Jahrzehnt müssen Unternehmen ihre Investitionsentscheidungen auf Basis langfristiger Erwartungen über Energiepreise, CO₂-Kosten, Absatzmärkte und regulatorische Rahmenbedingungen treffen.

Schätzungen des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung zeigen, dass die in der Literatur häufig verwendeten Investitionskosten für klimaneutrale Stahlproduktion tendenziell am unteren Rand der tatsächlich zu erwartenden Kosten liegen (Hüttel/Lehner 2024).

Auf Basis einer systematischen Auswertung der wissenschaftlichen Literatur und konkreter, angekündigter Großprojekte beziffern Hüttel/Lehner (2024) die einmaligen Investitionskosten für eine integrierte DRI-EAF-Route auf rund 600 bis 750 Euro pro Tonne jährlicher Rohstahlkapazität. Die genannten Preise bzw. Kosten beziehen sich dabei auf das Preisniveau von 2022, doch die Erzeugerpreise in Europa sind seither nicht gestiegen (tendenziell sind sie sogar leicht gesunken), sodass die in Hüttel/Lehner gegebenen Größenordnungen auch für heutige Berechnungen eine solide Ausgangsbasis bilden.

Hinzu kommen gegebenenfalls mögliche Zusatzkosten, die in den Studien oft nicht mit einbezogen werden. Dies betrifft insbesondere standort-spezifische Integrations- und Umrüstungskosten, die beim Ersatz bestehender Hochofen-/Konverterstrukturen durch eine entkoppelte Prozesskette aus Direktreduktion und Elektrolichtbogenofen anfallen.

Dazu zählen bauliche Anpassungen im Bestand (Brownfield-Integration), zusätzliche Aufwendungen für Planung, Engineering und Genehmigungen sowie die Einbindung in bestehende Energie-, Medien- und Logistikinfrastrukturen. Um diese Zusatzkosten zu berücksichtigen, rechnet beispielsweise Agora Industrie (2022) nicht nur mit spezifischen Kapitalkosten für die Direktreduktionsanlagen (DRI) und den Elektrolichtbogenofen, sondern sie setzen zusätzlich einen pauschalen Integrationsfaktor von 1,8 an.

Wird die DRI-Anlage vollständig wasserstoffbasiert ausgelegt und eine eigene Elektrolysekapazität integriert, können die spezifischen Investitionskosten sogar auf bis zu rund 1.000 Euro pro Tonne jährlicher Rohstahlkapazität steigen (Hüttel/Lehner 2024). Für Stahlstandorte mit einer Jahreskapazität von beispielsweise etwa zwei Millionen Tonnen ergibt sich damit ein Investitionsbedarf von 1,2 bis 2 Milliarden Euro pro Standort. Diese Investitionsvolumina übersteigen die historischen durchschnittlichen jährlichen Sachinvestitionen großer europäischer Stahlunternehmen deutlich und führen zu erheblichen zusätzlichen Kapitaldienstbelastungen.

Selbst wirtschaftlich tragfähige Projekte können damit aus einzelwirtschaftlicher Sicht an Finanzierungsrestriktionen scheitern, da die erforderlichen Investitionen weder vollständig aus den laufenden Cashflows finanziert noch auf Basis der vorhandenen Eigenkapitalausstattung in ausreichendem Umfang fremdfinanziert werden können. Eine ausschließliche oder überwiegende Fremdfinanzierung würde die Verschuldungskennzahlen deutlich verschlechtern und setzt in der Regel eine zusätzliche Stärkung der Eigenkapitalbasis voraus.

2.3 Übersicht der Investitionsprojekte an den deutschen Standorten

In der Praxis zeigt sich, dass die Dekarbonisierung der Primärstahlproduktion an den großen integrierten Standorten sehr unterschiedlich weit fortgeschritten ist: Der Umsetzungsstand hängt maßgeblich von projektbezogener Förderung, der erwarteten Verfügbarkeit und dem Preisniveau von Strom und Wasserstoff sowie von der Marktperspektive für CO₂-armen Stahl ab.

Am Standort Salzgitter verfolgt der Salzgitter-Konzern mit dem Programm Salcos eines der ambitioniertesten und am weitesten fortgeschrittenen Transformationsprojekte in Deutschland. Ziel ist es, die heutige Hochofen-/Konverterroute schrittweise durch eine wasserstoffbasierte Direktreduktion mit nachgeschalteten Elektrolichtbogenöfen zu ersetzen. In drei Ausbaustufen sollen die Emissionen bis Ende 2026 um rund 30 Prozent, bis 2030 um etwa 50 Prozent und bis 2033 um bis zu 95 Prozent reduziert werden. Technologisch ist die Errichtung von zwei Direktreduktionsanlagen und drei Elektroöfen vorgesehen, die sukzessive die bestehenden Hochofen ersetzen.

Der Standort Salzgitter verfügt bereits heute über umfangreiche Vorarbeiten im Bereich erneuerbarer Energien und Wasserstoff, darunter eigene Windkraftanlagen, Elektrolysekapazitäten und langfristige Stromlieferverträge. Mit der im Jahr 2023 bewilligten staatlichen Förderung von rund einer Milliarde Euro, die im Februar 2026 um weitere 322 Millionen Euro aufgestockt wurde (NDR 2026), ist die erste Ausbaustufe finanziell abgesichert, auch wenn die wirtschaftliche Tragfähigkeit langfristig maßgeblich von Strom- und Wasserstoffpreisen abhängt.

Vor dem Hintergrund der sich verschlechterten Rahmenbedingungen in den vergangenen Jahren – hohe und volatile Energiepreise, Unsicherheiten beim Wasserstoffhochlauf sowie fehlende industriepolitische Planungssicherheit – hat der Salzgitter-Konzern im September 2025 jedoch angekündigt, die zweite und dritte Ausbaustufe des Salcos-Programms zeitlich um rund drei Jahre zu verschieben.

Die erste Ausbaustufe soll weiterhin umgesetzt werden, allerdings nicht wie ursprünglich vorgesehen bis 2026, sondern nun im ersten Halbjahr 2027. In dieser Phase kann Salzgitter künftig rund zwei Millionen Tonnen CO₂-reduzierten Stahl produzieren und die Gesamtemissionen des Konzerns um etwa 30 Prozent senken. Über weitere Investitionen in die folgenden Ausbaustufen will das Unternehmen erst ab 2028/29 entscheiden.

Im Saarland wurde ein ähnlich klar strukturiert Weg zur klimaneutralen Stahlproduktion wie in Salzgitter beschritten. An den in Dillingen und Völ-

klingen wird unter dem Dach der Stahl-Holding-Saar die Transformation vorangetrieben. Dort soll die Hochofenroute schrittweise durch eine Kombination aus einer zentralen Direktreduktionsanlage am Standort Dillingen und zwei Elektrolichtbogenöfen in Dillingen und Völklingen ersetzt werden.

Die geplante Direktreduktionsanlage (DRI) auf Basis der Midrex-Flex-Technologie ist auf einen flexiblen Betrieb mit Erdgas und Wasserstoff ausgelegt und soll gemeinsam mit den Elektrolichtbogenöfen-Anlagen (EAF) rund 3,5 Millionen Tonnen Stahl pro Jahr klimafreundlich erzeugen. Bis 2030 sollen die CO₂-Emissionen um etwa 55 Prozent sinken, langfristig wird Klimaneutralität bis 2045 angestrebt. Mit einem Investitionsvolumen von rund 4,6 Milliarden Euro und einer genehmigten staatlichen Förderung von 2,6 Milliarden Euro zählt das Projekt „Power4Steel“ zu den größten industriellen Dekarbonisierungsvorhaben Europas.

Während Salzgitter und das Saarland ihre Transformationspfade aktiv umsetzen, ist die Situation an den ArcelorMittal-Standorten Bremen und Eisenhüttenstadt deutlich schwieriger. Beide Standorte waren ursprünglich Teil der Dekarbonisierungsstrategie von ArcelorMittal und sollten über stufenweise Konzepte aus Erdgas- und Wasserstoffeinsatz, Schrottschmelzanlagen sowie perspektivisch DRI- und EAF-Kapazitäten transformiert werden. Für beide Werke stellte der Bund im Rahmen eines Verfahrens der Important Projects of Common European Interest Fördermittel in Höhe von insgesamt rund 1,3 Milliarden Euro in Aussicht.

Im Jahr 2025 kündigte ArcelorMittal jedoch an, die DRI- und EAF-Pläne für Bremen und Eisenhüttenstadt vorerst nicht weiterzuverfolgen. Begründet wurde dies mit anhaltend hohen und volatilen Strompreisen, einer schwachen Marktnachfrage in Europa sowie Unsicherheiten über die langfristige Wettbewerbsfähigkeit klimaneutralen Stahls unter den gegebenen energie- und handelspolitischen Rahmenbedingungen. Damit ist die Transformation an diesen beiden Standorten derzeit ausgesetzt.

Eine Sonderstellung nimmt schließlich der Standort Duisburg ein, der mit Abstand größte zusammenhängende Stahlstandort Europas. Thyssenkrupp Steel verfolgt dort mit dem Projekt tkH2Steel einen klar definierten Transformationspfad, der auf den Bau einer wasserstoffbetriebenen Direktreduktionsanlage mit zwei elektrischen Einschmelzern setzt und mit einer Produktionskapazität von jährlich 2,5 Millionen Tonnen veranschlagt ist.

Die Inbetriebnahme der Anlage ist für 2027 vorgesehen, ab 2028 soll Wasserstoff schrittweise eingesetzt werden. Langfristiges Ziel ist die klimaneutrale Stahlerzeugung bis 2045. Das Projekt ist mit öffentlichen Fördermitteln in Höhe von rund zwei Milliarden Euro von Bund und Land

NRW unterlegt, ergänzt durch einen Eigenbeitrag des Unternehmens von etwa einer Milliarde Euro.

Gleichzeitig sind die Transformationspläne zu klein dimensioniert und es ist mit einem erheblichen Stellenabbau zu rechnen. Der ursprünglichen Produktionskapazität von jährlich 11,5 Millionen Tonnen Stahl über die Hochofenroute steht eine geplante Kapazität von 2,5 Millionen Tonnen mit DRI-Anlagen gegenüber. Und derzeit hat Thyssenkrupp Steel keine konkreten Pläne für zusätzliche Investitionen in die klimaneutrale Stahlproduktion, die über die eine DRI-Anlage hinaus gehen. Zudem bestehen Unsicherheiten hinsichtlich der rechtzeitigen Verfügbarkeit bezahlbaren Wasserstoffs sowie einer leistungsfähigen Netzinfrastruktur.

Ebenfalls kritisch ist die Lage beim Hüttenwerk Krupp-Mannesmann im Duisburger Süden, auch wenn ein Elektrolichtbogenofen am Standort geplant ist und es mit der Übernahme durch Salzgitter einen Lichtblick gibt. Allerdings sollen künftig nur noch 1.000 Beschäftigte in dem Werk arbeiten statt bisher 3.000 – eine Reduktion der Beschäftigung auf ein Drittel.

Im Unterschied zu den Investitionen in die Dekarbonisierung der Primärstahlerzeugung ist bei der mittelständisch geprägten Sekundärstahlproduktion kein grundlegender Wandel der Produktionstechnologien erforderlich. Die Elektrostahlroute ist technisch bereits ausgereift und deutlich emissionsärmer als die Hochofenroute: Gegenüber 1,6 bis 2,2 Tonnen CO₂ pro Tonne Rohstahl fallen in der Sekundärstahlproduktion lediglich 0,3 Tonnen an (Küster-Simic/Schönfeldt 2023). 95 Prozent der Emissionen in der Elektrostahlproduktion sind dabei vom eingesetzten Strom abhängig, weshalb Küster-Simic/Schönfeldt von einer „passiven“ Transformation über den deutschen Strommix“ (2023, S. 28) sprechen.

Allerdings sind Investitionen nötig, um bestehende Aggregate an einen wasserstoffbasierten Betrieb anzupassen, etwa durch Modifikationen an Brennersystemen, Leitungs- und Dichtungskomponenten sowie der Mess- und Regeltechnik. Die Investitionskosten belaufen sich dabei auf 250 Euro je Tonne Rohstahlkapazität (ebd., S. 35). Für den Neubau einer EAF-Anlage liegen die Investitionskosten bei 70 Prozent einer integrierten DRI-EAF-Anlage, sodass für die mindestens zusätzlichen sieben Millionen Tonnen an Rohstahlkapazität, die in Deutschland benötigt werden, Investitionskosten von 525 Euro pro Tonne veranschlagt werden.

Ausgehend von den bestehenden Kapazitätslücken ergibt sich ein erheblicher zusätzlicher Investitionsbedarf für die Transformation der deutschen Stahlindustrie. In der Primärstahlerzeugung besteht eine Kapazitätslücke von mindestens zwölf Millionen Tonnen Rohstahl pro Jahr (siehe Kapitel 1), woraus sich bei den zugrunde gelegten Investitionskosten rund zehn Milliarden Euro ergeben.

Wird am Standort zusätzlich eine eigene Elektrolysekapazität zur Wasserstoffherzeugung integriert, etwa weil die Anbindung an das Wasserstoff-Kernnetz nicht verfügbar ist, können die spezifischen Investitionskosten auf bis zu rund 1.000 Euro pro Tonne jährlicher Rohstahlkapazität steigen und damit das Gesamtvolumen auf mindestens zwölf Milliarden Euro erhöhen (Hüttel/Lehner 2024).

In der Sekundärstahlerzeugung dagegen fallen Transformationsinvestitionen für die bestehenden Kapazitäten von rund 3,8 Milliarden Euro an. Die Investitionskosten für den Bau zusätzlicher EAF-Anlagen belaufen sich auf insgesamt etwa 3,7 Milliarden Euro. Für die Industrie als Ganzes ergeben sich damit zusätzliche Investitionsbedarfe von rund 16,5 bis 18,5 Milliarden Euro, die im Fall einer vollständig wasserstoffintegrierten Primärstahlerzeugung auf über 21 Milliarden Euro ansteigen.

2.4 Bedeutung der Primärstahlproduktion und Grenzen der Sekundärstahlproduktion

Obwohl die Investitionen in die Zukunftsfähigkeit der deutschen Stahlindustrie zu einem deutlichen Anstieg der Sekundärstahlproduktion auf Basis von Stahlschrott führen werden, wird die Primärstahlerzeugung auch langfristig ein zentraler Bestandteil der industriellen Wertschöpfung bleiben.

Die langfristige Bedeutung der Primärstahlproduktion ergibt sich dabei nicht aus der Produktionsmenge an sich, sondern aus den Anforderungen bestimmter Produktsegmente. Da bestimmte Flachstahlgüten aufgrund ihrer Anforderungen an chemische Reinheit, Oberflächenqualität und enge Toleranzen nur eingeschränkt oder nicht vollständig aus schrottbasierten Produktionsprozessen hergestellt werden können, bleibt der Primärstahl auch langfristig unverzichtbar.

Die Anwendungen zeichnen sich durch eine geringe Substituierbarkeit der eingesetzten Stahlqualitäten, hohe regulatorische und normative Anforderungen sowie eine starke Abhängigkeit von reproduzierbaren Materialeigenschaften aus.

Die Nachfrage nach Primärstahl ist eng mit bestimmten Produktsegmenten und Abnehmerindustrien verknüpft. In Deutschland ist die Primärstahlerzeugung stark auf die Herstellung hochwertiger Flachstahlprodukte ausgerichtet (Hartung/Pothen/Hundt 2025). Diese umfassen insbesondere warm- und kaltgewalzte Bleche, verzinkte und beschichtete Flachstähle sowie höher- und höchstfeste Güten mit engen chemischen und mechanischen Spezifikationen.

Solche Produkte werden vor allem in Abnehmerbranchen mit hohen qualitäts-, sicherheits- und haftungsrelevanten Anforderungen eingesetzt, darunter die Automobilindustrie (Karosserie-, Struktur- und Sicherheitsbauteile), der hochwertige Maschinen- und Anlagenbau, die Elektro- und Haushaltsgeräteindustrie sowie Teile der Energie-, Prozess- und Verpackungsindustrie.

Demgegenüber steht die schrottbasierte Sekundärstahlproduktion. Bei der Nutzung von Stahlschrott entsteht ein wesentlicher Teil der Wertschöpfung in den vorgelagerten Stufen der Wertschöpfungskette, insbesondere durch Sammlung, Sortierung, Aufbereitung und Handel des Schrotts.

Zwar verfügen viele Elektrolichtbogenofenwerke über eigene Einrichtungen zur Schrottannahme und -vorbehandlung, die Herstellung schrottbasierter Stähle ist jedoch in hohem Maße von der Qualität und Zusammensetzung der angelieferten Schrottfractionen abhängig. Die Wertschöpfungstiefe innerhalb des eigentlichen Stahlwerks ist im Vergleich zur Primärroute geringer, da zentrale Schritte der Rohstoffbereitstellung meist größtenteils außerhalb des Werks stattfinden.

Grundsätzlich ermöglicht das EAF-Verfahren bei Einsatz hochwertiger Schrottfractionen die Produktion eines breiten Qualitätsspektrums, einschließlich hochlegierter Güten sowie den Bereich Edelstahl Rostfrei. Die entscheidende strukturelle Einschränkung liegt jedoch nicht im Verfahren selbst, sondern in der verfügbaren Schrottqualität: Für die Herstellung anspruchsvoller Flachstahlprodukte – insbesondere kaltgewalzter Feinbleche für die Automobilindustrie mit engen Toleranzen hinsichtlich Reinheit, Oberflächenbeschaffenheit und chemischer Zusammensetzung – steht hochwertiger, trapelementarmer Schrott in ausreichender Menge strukturell nicht zur Verfügung (OECD 2024; Hundt/Pothen 2025).

Zu den zentralen Produktgruppen zählen daher tendenziell Betonstahl, Bewehrungsstahl, Walzdraht, Profile, Träger und sonstige Stab- und Formstähle.

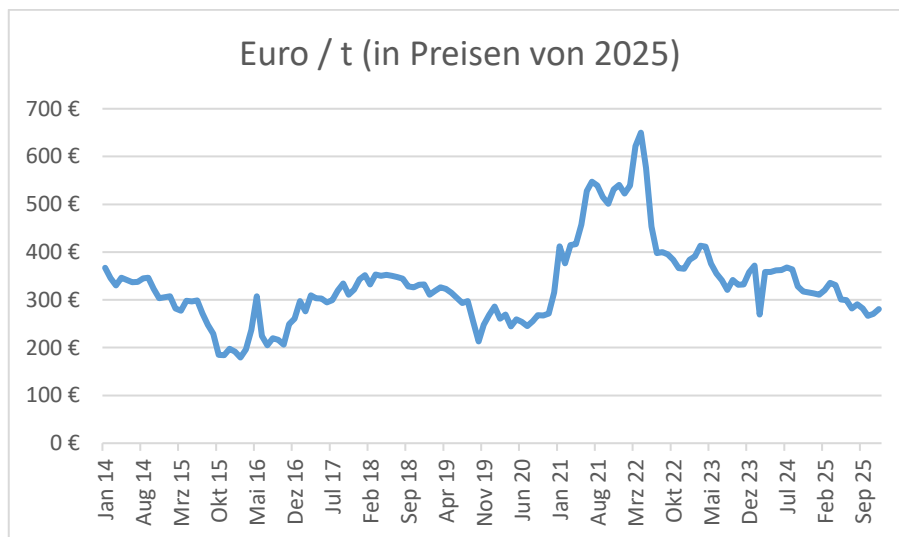
Stahlschrott wird konventionell in drei Kategorien unterteilt, je nach Herkunft, stofflicher Zusammensetzung und Einsatzfähigkeit (Hundt/Pothen 2025). Ein erster Schrottstrom, der sogenannte Home Scrap, entsteht unmittelbar während der Herstellung von Stahl und wird in der Regel ohne Umweg wieder in den werksinternen Produktionsprozess eingebracht. Diese Mengen sind damit vollständig in den betrieblichen Materialkreislauf eingebunden und erhöhen das verfügbare Angebot am Schrottmarkt nicht. Ein zweiter Schrottstrom, der sogenannte Neuschrott (New Scrap), fällt bei der Weiterverarbeitung von Stahl zu Halbzeugen oder Endprodukten an, beispielsweise beim Stanzen oder Umformen.

Neuschrott ist durch vergleichsweise einheitliche Materialeigenschaften und eine geringe Verunreinigung gekennzeichnet. Dadurch eignet er sich besonders gut für den erneuten Einsatz in der Stahlerzeugung im Elektrolichtbogenofen. Ein dritter Schrottstrom – der Altschrott – ergibt sich erst mit dem Rückbau oder der Entsorgung von Stahlprodukten nach ihrer Nutzung. Diese Rückflüsse sind stofflich ohne besondere Aufbereitung deutlich heterogener, enthalten häufiger unerwünschte Bestandteile und sind aufgrund der oft langen Lebensdauern von Stahl in Infrastruktur, Maschinen oder Fahrzeugen erst mit erheblicher Verzögerung verfügbar.

In der Sekundärstahlproduktion macht der Stahlschrott den Großteil der Kosten aus, sodass die Schrottpreise ein wichtiger Faktor für die Produzenten sind (siehe Kapitel 5). Abbildung 3 zeigt die monatlichen durchschnittlichen Lagerverkaufspreise der Stahlschrottsorte 2 im Zeitraum von Januar 2014 bis Dezember 2025 in Euro je Tonne Rohstahl zu Preisen von 2025.

Als Referenzsorte wird die Stahlschrottsorte 2 (Neuschrott, Mindeststärke 3 mm, maximale Abmessungen 1,50 × 0,50 × 0,50 m) herangezogen, da sie eine wesentliche Einsatzfraktion für die schrottbasierte Stahlerzeugung im Elektrolichtbogenofen darstellt. Auch wenn einzelne Produzenten mit anderen Schrottsorten oder spezifischen Mischungen arbeiten, gilt Sorte 2 als marktübliche Referenzgröße für die Kostenentwicklung von Stahlschrott.

Abbildung 3: Durchschnittliche Lagerverkaufspreise für die Stahlschrottsorte 2



Anmerkung: Die nominalen Monatsdaten stammen aus der Preis-erhebung der Bundesvereinigung Deutscher Stahlrecycling- und Entsorgungsunternehmen (BDSV), die die bundesweiten Durchschnittspreise auf Basis von Meldungen ihrer Mitgliedsunternehmen erhebt. Um die langfristige Preisentwicklung unabhängig von allgemeinen Preisniveaueffekten analysieren zu können, wurden die nominalen Schrottpreise mithilfe des BIP-Deflators auf ein einheitliches Preisniveau von 2025 umgerechnet. Die in der Abbildung dargestellten Werte erlauben somit eine realwirtschaftliche Betrachtung der Schrottpreisentwicklung über den gesamten Zeitraum hinweg.

Quelle: BDSV 2026; Statistisches Bundesamt 2026

Die Daten der letzten zehn Jahre zeigen zunächst eine Phase moderater, teilweise rückläufiger Preise zwischen 2014 und 2016, gefolgt von einer sukzessiven Erholung ab 2017. Deutlich ausgeprägt ist der starke Preisanstieg in den Jahren 2021 und insbesondere 2022, der mit der postpandemischen Nachfrageerholung, erheblichen Angebotsverwerfungen auf den Rohstoffmärkten sowie stark steigenden Energie- und Produktionskosten einherging. Die Schrottpreise hatten sich in einer kurzen Zeitspanne verdoppelt und erreichten in dieser Phase historische Höchststände.

Dies zeigt, wie stark sich eine Verknappung von Stahlschrott auf die Schrottpreise und damit auf die Wirtschaftlichkeit der Sekundärstahlproduktion auswirken kann. In der zweiten Jahreshälfte 2022 ist eine spür-

bare Korrektur zu beobachten, die sich mit anhaltender wirtschaftlicher Schwächephase und geringer Nachfrage auch über das Jahr 2025 hinweg erstreckte.

Eng verbunden mit der Frage der Preisentwicklung ist in der wirtschaftspolitischen Debatte die Frage der zukünftigen Verfügbarkeit von Stahlschrott. Um die Ausmaße möglicher Engpässe besser abzuschätzen, werden Informationen über die verfügbaren Altstahlmengen benötigt. Exakte Daten gibt es allerdings nicht, weshalb sie geschätzt werden müssen (Hundt/Pothen 2025).

Für Europa weisen entsprechende Analysen darauf hin, dass die potenziell verfügbare inländische Altschrottmenge (potentially available domestic post-consumer scrap) von derzeit rund 70 bis 80 Millionen Tonnen auf etwa 80 bis 105 Millionen Tonnen im Jahr 2030 und 100 bis 125 Millionen Tonnen im Jahr 2050 ansteigen dürfte (ebd.). Dies entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Zuwachs von rund 1,6 Prozent. Mit dem Erreichen gesättigter Stahlbestände stabilisieren sich die jährlich anfallenden Schrottmengen langfristig auf diesem Niveau.

Eine steigende Verfügbarkeit von Altschrott geht jedoch nicht automatisch mit einer Ausweitung des für hochwertige Anwendungen nutzbaren Sekundärstahls einher. Vielmehr ist davon auszugehen, dass sich die Qualität des Schrotts über wiederholte Recyclingzyklen hinweg infolge zunehmender Legierungsvielfalt, begrenzter Sortiermöglichkeiten und wachsender Durchmischung verschiedener Stahlsorten verschlechtert.

Insbesondere schwer abtrennbare Begleitelemente wie Kupfer, Zinn, Chrom, Nickel und Molybdän reichern sich im Recyclingkreislauf an und schränken die Einsatzmöglichkeiten des Schrotts in qualitätskritischen Anwendungen ein. Der wachsenden Verfügbarkeit von Stahlschrott steht somit angebotsseitig tendenziell eine Verschiebung zu geringerer Schrottqualität gegenüber (Hundt/Pothen 2025).

In Europa könnte der Anteil des minderwertigen Post-consumer-Schrotts, für den die Nachfrage sehr begrenzt ist, nach Berechnungen von Dworak/Rechberger/Fellner (2022) bis 2050 auf rund 43 Millionen Tonnen pro Jahr anwachsen. Dies entspräche etwa einem Drittel des insgesamt verfügbaren europäischen Altschrottaufkommens (sofern keine zusätzlichen Fortschritte bei Sortier-, Trenn- und Aufbereitungstechnologien erzielt werden).

Ein wachsender Teil des Schrotts wäre damit nur eingeschränkt oder gar nicht für die Herstellung anspruchsvoller Stahlqualitäten nutzbar und könnte primär in weniger qualitätssensitiven Anwendungen oder unter Beimischung von Primärmaterial eingesetzt werden.

Vor diesem Hintergrund legen aktuelle Szenarien für Deutschland nahe, dass sich potenzielle Engpässe weniger aus einer unzureichenden

Gesamtmenge an verfügbarem Stahlschrott ergeben, sondern primär aus der begrenzten Verfügbarkeit hochwertiger Schrottqualitäten. Während die quantitative Verfügbarkeit von Stahlschrott gegenüber dem heutigen Niveau ausreichend ist, steigt der Bedarf an hochwertigem, wenig verunreinigtem Schrott für anspruchsvolle Stähle deutlich an.

Hartung/Pothen/Hundt (2025) entwerfen für ihre Schätzungen neun unterschiedliche Szenarien – und in sieben davon überschreitet der Bedarf an hochwertigem Schrott im Jahr 2030 die aktuell eingesetzten rund 4,8 Millionen Tonnen. Die Bandbreite der Bedarfsschätzungen beläuft sich in dem Jahr dabei auf 4,3 bis 7,7 Millionen Tonnen. 2045 liegen die Bedarfe an hochwertigem Schrott in sechs von neun Szenarien über der durchschnittlichen Verfügbarkeit der vergangenen zehn Jahre, wobei die Bandbreite der Bedarfsschätzungen insgesamt zwischen 2,7 und 10,1 Millionen Tonnen liegt.

Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass sich das verfügbare Schrottangebot in Deutschland zunehmend von Neu- hin zu Altschrotten verschiebt, wodurch die Verfügbarkeit hochwertiger Qualitäten sinkt (Hundt/Pothen 2025). Die Sekundärstahlerzeugung kann damit zwar einen wichtigen Beitrag zur Minderung der Emissionen leisten und mengenmäßig an Bedeutung gewinnen, ist jedoch aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit geeigneter Schrottqualitäten kein vollständiger Ersatz für die Primärstahlproduktion. Verschärft wird diese Knappheit durch den wachsenden Export von Stahlschrott auf internationalen Märkten, der das inländisch verfügbare Angebot zusätzlich reduziert.

3. Industriepolitische Maßnahmen zur Transformation der Stahlindustrie

Die bisherigen Ausführungen verdeutlichen, dass die Stahlindustrie in Deutschland vor erheblichen Herausforderungen steht. Ohne industriepolitische Eingriffe werden sich diese Herausforderungen nicht bewältigen lassen. Die ökonomische Begründung solcher Eingriffe ergibt sich aus strukturellen Marktunvollkommenheiten, die insbesondere in Phasen tiefgreifender technologischer Transformation an Bedeutung gewinnen (Krebs 2021; 2023a). Zentrale Gründe für Marktversagen sind dabei Unsicherheit hinsichtlich zukünftiger Preise und Technologien sowie hohe, einmalige Investitionskosten auf individueller Unternehmensebene.

Darüber hinaus besteht ein Koordinationsproblem: Die Stahlunternehmen investieren nicht, weil sie sich um die künftige Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen sorgen, und die potenziellen Wasserstoffproduzenten investieren nicht in Elektrolyseanlagen, weil die Unsicherheit hinsichtlich des Transports und der Nachfrage von grünem Wasserstoff zu groß ist.

Dieses Koordinationsproblem wird sich nicht durch die ominöse „unsichtbare Hand“ des Marktes allein auflösen lassen. Die rein marktwirtschaftliche Koordination ohne staatliche Maßnahmen wird nicht funktionieren und nur zu einer Investitionszurückhaltung führen, obwohl die Investitionsprojekte aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive wünschenswert sind.

Das genannte Koordinationsproblem kann nur mit einem gestaltenden Staat und einer modernen Industriepolitik aufgelöst werden. Im Folgenden sollen die Grundzüge einer solchen Industriepolitik für eine zukunftsfeste Stahlindustrie skizziert werden.

3.1 Investitionshemmnisse in der Stahlindustrie

Die Stahlindustrie weist mehrere strukturelle Charakteristika auf, die sie im aktuellen Marktumfeld besonders anfällig für Investitionszurückhaltung machen:

- hohe und unsichere Energiepreise
- hohe Anfangsinvestitionskosten
- hohe Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Stahlpreise

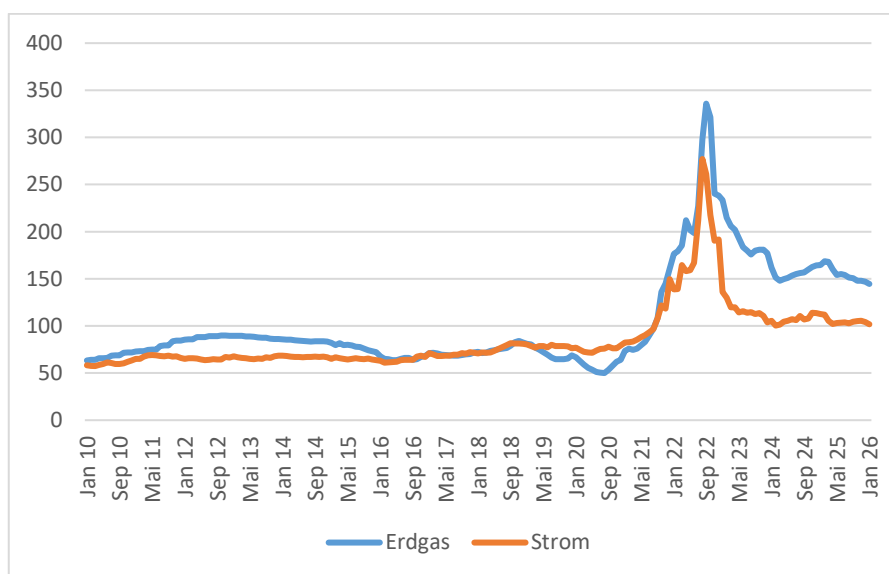
Der erste zentrale Faktor, der erhebliche Unsicherheit erzeugt und in der Öffentlichkeit seit einigen Jahren stark diskutiert wird, betrifft die zukünftige Entwicklung der Energiepreise. Da klimaneutrale Stahlerzeugung in hohem Maße strom-, erdgas- und perspektivisch wasserstoffbasiert ist, wirken sich Strom- und Gaspreise unmittelbar auf die variablen Produktionskosten aus.

Zwar haben sich die extremen Preisspitzen der Energiekrise 2022 abgeschwächt, die Preisniveaus liegen jedoch weiterhin deutlich über dem Vorkrisenniveau und sind nach wie vor von ausgeprägter Volatilität gekennzeichnet (vgl. Abbildung 4). Die Strompreise am Terminmarkt bewegten sich im Jahr 2025 in einer Größenordnung von rund acht bis zehn Cent/kWh (BDEW 2026).

Daten der Bundesnetzagentur zufolge betrug der modellierte Industriebruttostrompreis für Unternehmen mit Vergünstigungen im Jahr 2025 durchschnittlich 10,10 Cent/kWh (inkl. Steuern, Abgaben und Umlagen), ohne Vergünstigungen 16,5 Cent/kWh (SMARD 2026).

Die Erdgaspreise verharren ebenfalls auf einem höheren Niveau gegenüber der Vorkrisenzeit. 2025 belief sich der durchschnittliche Preis auf den Terminmärkten auf 3,5 Cent/kWh (BDEW 2026). Ab einem Jahresverbrauch von mehr als 1,11 TWh lagen die Erdgaspreise im ersten Halbjahr 2025 durchschnittlich bei etwa 6,5 Cent/kWh (inkl. Steuern, Abgaben und Umlagen), abhängig von Vertragslaufzeit und Abnahmeprofil (Statistisches Bundesamt 2026). Der durchschnittliche Preis für Nicht-Haushaltskunden belief sich auf 8,2 Cent/kWh (ebd.).

Abbildung 4: Erzeugerpreisindizes für die Industrie (2021 = 100)



Quelle: Statistisches Bundesamt 2026

Neben dem weiterhin erhöhten Preisniveau stellt vor allem die Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung der Energiepreise einen zentralen Belastungsfaktor dar. Diese betrifft nicht nur Strom und Erdgas, sondern in besonderem Maße auch Wasserstoff, dessen Einsatz für die klimaneutrale Stahlerzeugung zentral ist. Während Wasserstoff derzeit noch mit hohen Kosten verbunden ist, bleibt unklar, in welchem Umfang und zu welchen Preisen er in Zukunft beschafft werden kann (siehe Kapitel 4.1).

Das zweite zentrale Investitionshemmnis betrifft die außergewöhnlich hohen, zu Projektbeginn gebündelten Anfangsinvestitionskosten der Transformation. Wie in Kapitel 2.2 ausgeführt, erfordert der Ersatz der integrierten Hochofen-/Konverterroute durch eine Prozesskette aus Direktreduktionsanlage und Elektrolichtbogenofen standortgebundene Großinvestitionen in der Größenordnung von mehr als einer Milliarde Euro pro Standort. Diese Investitionen werden zwar bilanziell über lange Zeiträume abgeschrieben, müssen finanziell jedoch unmittelbar aufgebracht werden.

Gerade diese intertemporale Asymmetrie – hohe, weitgehend irreversible Auszahlungen heute bei unsicheren Rückflüssen über 20 Jahre und mehr – macht die Investitionsentscheidung aus Unternehmenssicht besonders risikobehaftet. Selbst Projekte mit langfristig positivem Erwartungswert können an Liquiditätsrestriktionen, Eigenkapitalanforderungen oder Verschlechterungen von Verschuldungskennzahlen scheitern.

Verschärfend kommt hinzu, dass ein erheblicher Teil der Investitionskosten nicht in standardisierten, flexibel skalierbaren Modulen anfällt, sondern in komplexer Standortintegration, etwa beim Umbau bestehender Anlagen („Brownfield“-Integration), bei der Planung, Genehmigung und beim Infrastrukturanchluss. Dadurch steigt die Unsicherheit über tatsächliche Projektkosten und Bauzeiten. In Kombination mit zyklischen Cashflows und unsicheren Marktbedingungen erhöht dies den risikoadjustierten Kapitalkostensatz und schafft aus einzelwirtschaftlicher Perspektive einen Anreiz, Investitionen aufzuschieben.

Drittens stellt die Unsicherheit über die zukünftigen Stahlpreise einen Hemmfaktor dar, der die durch die hohen Anfangsinvestitionen bedingten Risiken auf der Erlösseite widerspiegelt. Die Stahlunternehmen und Investoren registrieren, dass die Nachfrage nach klimaneutralem Stahl bislang begrenzt ist. Zwar bestehen langfristig regulatorische und klimapolitische Anforderungen an die Abnehmerindustrien, kurzfristig dominiert jedoch weiterhin der Preiswettbewerb.

Damit tragen die Stahlproduzenten gerade kurzfristig ein erhebliches Absatzrisiko: Die mit klimaneutraler Produktion verbundenen Mehrkosten, die derzeit vor allem durch höhere Energie- und Wasserstoffkosten bedingt werden, lassen sich nur eingeschränkt über höhere Produktpreise an den Markt weitergeben.

Insbesondere in konjunkturell schwachen Phasen ist die Zahlungsbereitschaft für CO₂-armen Stahl gering, sodass die Transformation durch die anhaltende Wirtschaftsschwäche ausgebremst wird. In der deutschen Stahlindustrie sind die Auftragseingänge auf dem niedrigsten Niveau seit 30 Jahren, abgesehen von den Einbrüchen während der Finanz- und Covid-Krise.

Der Nachfragemangel verschärft somit den Preisdruck – und da die Produktionskosten für wasserstoffbasierten Stahl kurzfristig um 20 bis 30 Prozent über denen der konventionellen Hochofen-/Basissauerstoffofen-Produktion (BF/BOF) liegen, abhängig von Energiepreisen und Auslastung, besteht kaum ein wirtschaftlicher Anreiz zur Realisierung transformativer Investitionen.

Erschwert wird das Marktumfeld durch den hohen internationalen Preisdruck. Zwar macht der EU-Binnenhandel etwa drei Viertel des EU-Handels aus, doch ein erheblicher Teil der globalen Stahlproduktion findet in Ländern mit niedrigeren Energiepreisen, geringeren oder fehlenden CO₂-Bepreisungsmechanismen sowie umfangreichen staatlichen Subventionen statt, was den Druck auf die europäischen Produzenten erhöht (Kaczmarczyk/Krebs 2025).

Insbesondere Exporte aus China, aber auch aus anderen Drittstaaten, profitieren von strukturellen Kostenvorteilen. Ohne handelspolitische Ab-

sicherung drohen somit Wettbewerbsnachteile und weitere Verlagerungseffekte, selbst wenn Investitionen in klimaneutrale Produktionskapazitäten getätigt werden.

3.2 Industriepolitische Instrumente zur Überwindung der Transformationshemmnisse

Angesichts der transformativen Herausforderungen der Stahlindustrie sind industriepolitische Eingriffe unumgänglich, sofern Europa und Deutschland bei diesem wichtigen Grundstoff nicht von Importen abhängig sein möchten, was bei einem globalen Stahlschock wirtschaftliche Schäden von bis zu 50 Milliarden Euro allein in Deutschland verursachen könnte (Kaczmarczyk/Krebs 2025).

Für die grüne Transformation der Stahlproduktion in Deutschland lassen sich vier zentrale industriepolitische Instrumente identifizieren, die komplementär wirken und die größten Transformationshemmnisse adressieren:

- Industriestrompreis und Wasserstoffpreis
- Investitionszuschüsse (Capex-Förderung)
- Nachfragestimulierung durch Buy-European-Regeln, handelspolitische Eingriffe (CBAM) und Schutzzölle
- öffentliche Beteiligungen an den Stahlherstellern und öffentlich-private Partnerschaften

Diese industriepolitischen Instrumente bilden die Basis für das Business-Case-Szenario grüner Stahlproduktion in Deutschland, das wir im Folgenden genauer untersuchen.

Industriestrompreis und Wasserstoffpreis

Planbare und wettbewerbsfähige Energiepreise sind eine notwendige Bedingung für die Wirtschaftlichkeit klimaneutraler Stahlproduktion. Klimaschutzverträge können temporär die Differenz zwischen Marktpreisen und den für klimaneutrale Produktion erforderlichen Kosten ausgleichen. Ein garantierter Industriestrompreis sowie ein analoger Wasserstoffpreis reduzieren Preisunsicherheit und verbessern die Kalkulierbarkeit langfristiger Investitionen.

Auch wenn sich die Strompreise seit den extremen Spitzen der Energiekrise wieder nach unten bewegt haben, liegen sie weiterhin deutlich über den Preisniveaus vor 2022, was energieintensive Produktionsverfahren in Deutschland relativ verteuert (vgl. Abbildung 4).

Ein stabiler Bruttoindustriestrompreis in der Größenordnung von 6 Cent/kWh, der dem unteren Niveau des langfristigen Gleichgewichts bei den Gestehungskosten in einem funktionierenden Strommarkt entspricht (Krebs 2023b), würde Planungssicherheit sowie Wettbewerbsfähigkeit wiederherstellen. Für tarifgebundene Unternehmen schlagen wir eine zusätzliche Reduktion von 1 Cent/kWh vor, sodass diese Unternehmen mit einem Bruttoindustriestrompreis von 5 Cent/kWh rechnen können.

Die schwarz-rote Bundesregierung hat für die energieintensive Industrie bereits ein solches Instrument zur Entlastung aufgesetzt. Allerdings ist die Entlastung aufgrund der europäischen Beihilferichtlinien unzureichend, um eine ausreichende Wirkung zu entfalten. Zunächst ist der Industriestrompreis auf nur drei Jahre begrenzt, von 2026 bis 2028. Hinzu kommt, dass sich die Grenze von 5 Cent/kWh lediglich auf 50 Prozent des Stromverbrauchs bezieht.

Darüber hinaus lohnt sich die Nutzung für viele kleinere und mittlere Unternehmen nicht, weil die Maßnahme relativ bürokratisch ist – geforderte klimaschonende Gegenleistungen müssen geprüft und zertifiziert werden. Schließlich handelt es sich bei den 5 Cent/kWh um einen Nettopreis und nicht den Bruttostrompreis. Unsicherheitsfaktoren wie beispielsweise Netzentgelte, Steuern und andere Abgaben werden nicht vollständig ausgeräumt, auch wenn die energieintensiven Unternehmen in der Hinsicht bereits von vielen Entlastungsregelungen profitieren.

Die unzureichende Ausgestaltung des Industriestrompreises müsste für eine nachhaltige Transformation der Stahlindustrie behoben werden. Die gesamten Stromkosten inklusive aller Abgaben sollten für die Übergangsphase auf 5 Cent/kWh für die Industrie gedeckelt werden, sofern die Unternehmen eine Tarifbindung vorweisen (ansonsten 6 Cent/kWh). Wichtig ist dabei, dass ein solcher Industriestrompreis nicht als Dauersubvention zu verstehen ist, sondern hauptsächlich als Instrument zur Reduktion der Preisunsicherheit in der Transformationsphase.

Diese Unsicherheit ist zu großen Teilen eine durch die Politik induzierte Unsicherheit hinsichtlich des Ausbaus der erneuerbaren Energien, und insofern erscheint es legitim, dass der Staat diese selbsterzeugte Unsicherheit versichert.

Sollte die deutsche und europäische Politik energiepolitisch richtig agieren, dann wird der Strompreis durch eine adäquate Ausweitung des Angebots und der Transportinfrastruktur von selbst unter das temporär festgelegte Niveau fallen. Unter der Annahme, dass die Politik ihre Hausaufgaben erledigt, kann langfristig mit durchschnittlichen Stromgestehungskosten zwischen 5 und 8 Cent/kWh gerechnet werden (Krebs 2023b). Ebenso ist darauf zu achten, dass der Industriestrompreis als zu-

sätzliches Instrument eingeführt wird – und nicht beispielsweise als Ersatz für bestehende Instrumente wie die Strompreiskompensation.

Ergänzend zum Industriestrompreis ist es sinnvoll, auch für Wasserstoff in der Hochlaufphase einen absichernden „Industriepreis“ zu definieren, der die Kalkulation für DRI-EAF-Anlagen (Direktreduktion mit nachgeschalteter Stahlerzeugung im Elektrolichtbogenofen) planbar macht. Analog zum Industriestrompreis ist ein solcher Wasserstoffpreis nicht als Dauersubvention zu verstehen, sondern als zeitlich befristetes Instrument, um die in der Transformationsphase politisch induzierte Preis- und Verfügbarkeitsunsicherheit zu reduzieren und Investitionsentscheidungen zu ermöglichen.

Auf Grundlage der jüngsten Kostenprognosen zur kurzfristigen und langfristigen Preisbildung von Wasserstoff legen wir den Industriewasserstoffpreis auf 140 Euro/MWh an (4,7 Euro pro Kilogramm H₂). Das entspricht in etwa den diskontierten Herstellungs- und Transportkosten (siehe Kapitel 4.1). Für tarifgebundene Unternehmen setzen wir eine weitere Reduktion um 20 Euro/MWh an, sodass die Unternehmen mit einem festen Bezugspreis von 120 Euro/MWh in ihrer Kostenkalkulation planen können.

Investitionszuschüsse (Capex-Förderung)

Darüber hinaus bedarf es direkter Investitionszuschüsse, die darauf abzielen, die außergewöhnlich hohen Kosten der Investitionen in klimaneutrale Produktionsanlagen zu senken und damit die einzelwirtschaftliche Investitionsschwelle zu reduzieren. Diese Investitionskosten fallen ganz am Anfang des Investitionsprojekts an bzw. müssen vorab durchfinanziert sein, und würden ohne entsprechende Förderung in vielen Fällen die betroffenen Unternehmen kurzfristig in die Verlustzone drücken.

Bund und Länder haben in dieser Hinsicht – jeweils in enger Abstimmung mit der Europäischen Kommission und unter Beachtung des europäischen Beihilferechts – für mehrere Primärstahlstandorte in Deutschland umfangreiche Investitionsförderungen zugesagt und genehmigt.

Für die Standorte Bremen und Eisenhüttenstadt erhielt ArcelorMittal eine staatliche Förderzusage in Höhe von rund 1,3 Milliarden Euro. Diese Mittel sollten den schrittweisen Umbau der dortigen Hochofenstandorte hin zu wasserstoffbasierter Direktreduktion unterstützen, wurden jedoch vom Unternehmen letztlich nicht in Anspruch genommen (Stratmann 2025).

Am Standort Duisburg hingegen wurden für das Transformationsprojekt von Thyssenkrupp Steel staatliche Beihilfen in Höhe von insgesamt rund zwei Milliarden Euro bewilligt und vom Unternehmen in Anspruch genommen. Der Bund stellte 70 Prozent der Mittel zur Verfügung, das

Land Nordrhein-Westfalen die übrigen 30 Prozent (Bundwirtschaftsministerium 2023a). Ab 2027 soll die Direktreduktionsanlage in Betrieb gehen.

Auch die saarländische Stahlindustrie (Dillinger und Saarstahl) griff auf Investitionszuschüsse zurück: insgesamt stellten der Bund und das Land 2,6 Milliarden Euro bereit (Bundwirtschaftsministerium 2023b). Der Bund übernahm dabei ebenfalls rund 70 Prozent der Förderkosten, das Land Saarland 30 Prozent.

Am Standort in Salzgitter schließlich wurden für das Transformationsprogramm Salcos staatliche Fördermittel von rund einer Milliarde Euro zugesagt, davon etwa 700 Millionen Euro durch den Bund und 300 Millionen Euro durch das Land Niedersachsen (Salzgitter 2023b). Diese Summe wurde im Februar 2026 um 322 Millionen Euro aufgestockt (Salzgitter 2023a).

Die Investitionszuschüsse deckten damit rund die Hälfte der Investitionskosten ab. Die Zuschüsse als Instrument müssen auch für die Transformation der übrigen benötigten Kapazitäten erhalten bleiben. Zur Erinnerung: Bisher sind nur acht Millionen der mindestens 22 Millionen Tonnen an benötigter Primärstahlkapazität finanziell abgesichert. Die Investitionskosten sollten mit 50 Prozent gefördert werden.

Nachfragestimulierung durch Buy-European-Regeln, handelspolitische Eingriffe (CBAM) und Schutzzölle

Energieprelsbremsen und Investitionszuschüsse sind angebotsseitige Förderinstrumente, welche die Kosten der neuen Produktionsanlagen für die Unternehmen senken und damit diese Investitionen aus betriebswirtschaftlicher Sicht attraktiver gestalten. Die Energieprelsbremse reduziert die künftigen Betriebskosten klimafreundlicher Produktionsanlagen, während Investitionszuschüsse die sogenannten Kapitalkosten der neuen Anlagen senken.

Um die Transformation der Stahlindustrie abzusichern, müssen diese angebotsseitigen Instrumente durch nachfrageseitige Maßnahmen ergänzt werden. Diese nachfrageseitigen Maßnahmen schaffen einen verlässlichen Absatzmarkt für klimaneutralen Stahl und reduzieren damit zentrale Erlösrisiken. Ohne eine solche Stabilisierung der Nachfrage besteht die Gefahr, dass trotz staatlicher Förderung neue Produktionskapazitäten nicht ausgelastet oder Projekte bereits vor der Realisierung zurückgestellt werden.

Ein zentrales Instrument zur Nachfragestimulierung ist die öffentliche Beschaffung. Der Staat tritt in zahlreichen Bereichen, wie etwa im Infrastrukturbau, im Hoch- und Tiefbau, im Schienenverkehr, in der Energieinfrastruktur sowie im Verteidigungs- und Sicherheitsbereich, selbst als be-

deutender Nachfrager von Stahlprodukten auf. Durch verbindliche Vorgaben in der öffentlichen Beschaffung, die sowohl Klimakriterien (z. B. maximale CO₂-Intensität je Tonne Stahl) als auch Herkunftskriterien („Buy European“) berücksichtigen, kann ein stabiler Leitmarkt für klimaneutralen Stahl geschaffen werden.

Solche Regeln erhöhen die Planungssicherheit für Produzenten, ermöglichen Skaleneffekte in der frühen Phase der Transformation und tragen dazu bei, die Kostenunterschiede zwischen konventionellem und klimaneutralem Stahl schrittweise zu verringern. Die Ampel-Regierung hat in dem Zusammenhang bereits 2022 ein Konzept grüner Leitmärkte vorgelegt, die eine gute Ausgangsbasis für die Absicherung der Nachfrage schaffen und die Transformation beschleunigen.

Flankierend kommt dem Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) eine zentrale Rolle zu. CBAM zielt darauf ab, Importe von emissionsintensiven Grundstoffen, inklusive Stahl, mit einem CO₂-Preis zu belegen, der dem europäischen Emissionshandel entspricht. Dadurch sollen Wettbewerbsverzerrungen gegenüber europäischen Produzenten begrenzt und Carbon-Leakage-Effekte reduziert werden.

In der Theorie schafft CBAM damit gleiche Wettbewerbsbedingungen zwischen inländischer und ausländischer Produktion und stärkt die Anreize für Investitionen in emissionsarme Produktionsverfahren innerhalb der EU. In der praktischen Umsetzung ist CBAM jedoch bislang mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Die schrittweise Einführung, Übergangsregelungen, Ausnahmetatbestände sowie offene Fragen zur Anrechnung indirekter Emissionen und zu Exporten aus der EU begrenzen aktuell seine Wirksamkeit.

Öffentliche Beteiligungen an den Stahlherstellern und öffentlich-private Partnerschaften

Öffentliche Beteiligungen in zentralen Unternehmen der Stahlindustrie können ein sinnvolles Instrument sein, um die wirtschaftliche Resilienz der Gesamtwirtschaft sowie industrielle Wertschöpfung und Beschäftigung in den betroffenen Regionen zu sichern. Dieses Instrument ist immer dort eine sinnvolle Option, wo das Profitstreben internationaler Großkonzerne die Lebensgrundlage der Menschen vor Ort bedroht.

Öffentlichen Beteiligungen können in solchen Fällen eine Win-win-Situation schaffen, auch wenn sich die Konzernleitungen in der Regel zuerst widersetzen. Denn diese Form der öffentlich-privaten Partnerschaft ermöglicht eine Risikoteilung zwischen Staat und Unternehmen. Für die Unternehmen verbessern solche Beteiligungsmodelle die Finanzierungsbedingungen, senken Kapitalkosten und erhöhen die Glaubwürdigkeit langfristiger Transformationszusagen der Politik.

Die Menschen vor Ort profitieren, weil sie mehr Einfluss auf strategische Unternehmensentscheidungen nehmen können – insbesondere im Hinblick auf Standorterhalt, Investitionspfade, Kapazitätsentwicklung und die langfristige Ausrichtung auf klimaneutrale Produktionsverfahren.

In der Transformation der Stahlindustrie zeigt sich, dass die Transformationsprojekte gerade an den Standorten am weitesten vorangekommen sind, wo der Staat eine aktive Rolle übernommen hat. Die Beispiele Salzgitter und Saarland verdeutlichen, dass eine enge Kooperation zwischen öffentlicher Hand und Unternehmen die Umsetzung komplexer Transformationsprojekte, insbesondere wenn sie wichtig sind für die wirtschaftliche Resilienz und strategische Autonomie, erleichtern kann.

Die Rückschläge an den rein privatwirtschaftlich geprägten Standorten in Duisburg, Bremen und Eisenhüttenstadt zeigen hingegen, dass Förderzusagen und regulatorische Zielvorgaben allein nicht ausreichen, wenn zentrale Investitionsrisiken aus Unternehmenssicht weiterhin überwiegen und Transformationsentscheidungen verschoben oder ausgesetzt werden. Wo Unternehmen trotz geöffneter „Fördertür“ nicht investieren, drohen dauerhaft Kapazitätsverluste, Pfadabhängigkeiten zugunsten fossiler Restlaufzeiten und eine wachsende Importabhängigkeit bei einem strategischen Grundstoff.

3.3 Finanzierung der Investitionen

Die Umsetzung der genannten industriepolitischen Instrumente – insbesondere der Energiepreisabsicherung und der Investitionsförderung – wirft unmittelbar die Frage nach ihrer fiskalischen Finanzierung auf. Unter den gegenwärtigen Regeln der Schuldenbremse ist der haushaltspolitische Spielraum des Bundes eng begrenzt.

Kurzfristig bietet jedoch die Notlagenklausel nach Art. 115 Abs. 2 Satz 6 GG einen verfassungsrechtlich vorgesehenen Mechanismus, um in außergewöhnlichen Krisensituationen eine Überschreitung der zulässigen Nettokreditaufnahme zu ermöglichen.

Angesichts der durch den Konflikt am Persischen Golf und die Schließung der Straße von Hormus ausgelösten Verwerfungen an den Energiemärkten, die die Versorgungssicherheit und die industrielle Basis Deutschlands unmittelbar gefährden, sind die Voraussetzungen für die Feststellung einer Notlage gegeben. Eine auf diese Klausel gestützte Kreditermächtigung würde dem Bund kurzfristig den fiskalischen Spielraum verschaffen, um die Energiepreisabsicherung und die Investitionsförderung für die Stahlindustrie ohne Verdrängung anderer Ausgabenpositionen zu finanzieren.

Ergänzend ist darauf hinzuweisen, dass öffentliche Eigenkapitalzuführungen an Stahlunternehmen – etwa über eine staatliche Beteiligungsgesellschaft – unter den geltenden Regeln der Schuldenbremse als finanzielle Transaktionen einzuordnen sind und damit nicht auf die zulässige Nettokreditaufnahme angerechnet werden. Solange der Staat im Gegenzug Vermögenswerte in Form von Unternehmensanteilen erwirbt, handelt es sich bilanziell um einen Aktivtausch, nicht um eine kreditfinanzierte Ausgabe.

Öffentliche Beteiligungen sind damit nicht nur ein industriepolitisch wirksames Instrument zur Risikoteilung und Transformationssteuerung (siehe den entsprechenden Abschnitt in Kapitel 3.2), sondern auch ein unter der bestehenden Fiskalregel unmittelbar nutzbarer Finanzierungsweg. Dies gilt insbesondere für Standorte, an denen privatwirtschaftliche Eigentümer trotz bereitstehender Fördermittel nicht investieren und eine staatliche Beteiligung die Voraussetzung für die Aufrechterhaltung strategischer Produktionskapazitäten darstellt.

Mittelfristig bedarf es allerdings einer grundlegenden Reform der Schuldenbremse, um die fiskalischen Voraussetzungen für die industrielle Transformation dauerhaft zu schaffen. Der ökonomisch gebotene Reformschritt besteht darin, die öffentlichen Bruttoinvestitionen – definiert im Sinne der Finanzstatistik – von der Schuldenregel auszunehmen und damit eine Goldene Regel der öffentlichen Investitionen einzuführen. Eine solche Regel würde sicherstellen, dass kreditfinanzierte Investitionen, deren Erträge künftigen Generationen zugutekommen, nicht systematisch durch die Fiskalregel verdrängt werden.

Im Kontext der Stahltransformation betrifft dies nicht nur direkte Investitionszuschüsse, sondern auch Instrumente wie die Strompreisbremse, die als investive Ausgabe zur Ermöglichung privater Transformationsinvestitionen zu verstehen ist: Ohne bezahlbare Energie unterbleiben die Investitionen, die den Kapitalstock modernisieren und die langfristige Wertschöpfung sichern. Die Einbeziehung solcher Instrumente in den Investitionsbegriff einer reformierten Schuldenbremse wäre damit nicht nur fiskalisch sachgerecht, sondern auch ökonomisch konsistent mit dem Ziel, die industrielle Substanz Deutschlands zu erhalten.

4. Investitionen in die Primärstahlproduktion

In Kapitel 3 wurden vier zentrale industriepolitische Instrumente identifiziert, die die Transformationshemmnisse der Stahlindustrie adressieren: ein garantierter Industriestrompreis und -wasserstoffpreis, Investitionszuschüsse (Capex-Förderung), nachfrageseitige Maßnahmen wie Buy-European-Regeln und Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) sowie öffentliche Beteiligungen.

Im Folgenden wird untersucht, ob unter diesen industriepolitischen Rahmenbedingungen ein tragfähiges Geschäftsmodell für die klimaneutrale Primärstahlproduktion in Deutschland entsteht – also ob die Transformation nicht nur gesamtwirtschaftlich geboten, sondern auch betriebswirtschaftlich darstellbar ist. Dazu formulieren wir ein generisches Basisszenario, das einen realistischen Transformationspfad eines integrierten Stahlstandorts abbildet.

Ausgangspunkt ist die Investitionsentscheidung, die ein Stahlunternehmen heute treffen muss: Lohnt es sich, die konventionelle Hochofen-/Konverterroute durch eine Direktreduktionsanlage (DRI) mit nachgeschaltetem Elektrolichtbogenofen (EAF) zu ersetzen, wenn die daraus resultierenden Kosten über die gesamte Lebensdauer der Anlage berücksichtigt werden?

Auf der Investitionsseite (Investitionskosten oder „Capital Expenditures“, kurz Capex) erfordert dies den Neubau bzw. die Integration von Direktreduktionsanlagen und Elektrolichtbogenöfen in bestehende Hüttenstandorte. Auf der operativen Ebene (Betriebskosten oder „Operating Expenditures“, kurz Opex) verschiebt sich die Kostenstruktur grundlegend weg von kohlenstoffbasierten Einsatzstoffen hin zu Strom, Wasserstoff und hochwertigen Einsatzmaterialien. Koks- und Einblaskohle entfallen vollständig, während Stromkosten für den Betrieb des Elektrolichtbogenofens sowie Wasserstoff- bzw. Erdgaskosten für die Direktreduktion zu den zentralen Kostentreibern werden.

Hinzu kommen Ausgaben für DRI-Pellets als hochqualitativer Eiseninput, Schrott als Beimischung im EAF, Legierungselemente zur Einstellung spezifischer Stahlqualitäten sowie Hilfsstoffe wie Kalk, Sauerstoff und Graphitelektroden. Ergänzt werden diese variablen Kosten durch Arbeits-, Wartungs- und sonstige betriebliche Fixkosten, die im Vergleich zur Hochofenroute zwar weniger emissionsrelevant, für die Gesamtkalkulation jedoch weiterhin bedeutend sind.

Moderne DRI-Anlagen sind technologisch so ausgelegt, dass sie mit variablen Erdgas-Wasserstoff-Gemischen betrieben werden können. Der

Transformationspfad sollte daher als gradueller Übergang verlaufen: In den ersten Jahren wird die Direktreduktion in unserem Basisszenario überwiegend erdgasbasiert betrieben, bevor der Wasserstoffanteil schrittweise steigt. Wir bilden diesen Übergang als linearen Pfad über zehn Jahre ab, in denen der Erdgasanteil sukzessive durch Wasserstoff ersetzt wird. In den übrigen acht Jahren des Abschreibungszeitraums von insgesamt 18 Jahren erfolgt der Betrieb vollständig auf Wasserstoffbasis.

Dieses Vorgehen ermöglicht es, die Emissionen bereits kurzfristig signifikant zu senken, ohne dass die operativen Kosten durch einen sofortigen Volleinsatz von Wasserstoff, der zu Beginn der Hochlaufphase mit erheblichen Preisbelastungen und Unsicherheiten behaftet ist, aus dem Ruder laufen.

Da sich das Kostenprofil der Anlage im Zeitverlauf systematisch verändert – von anfänglich niedrigeren Betriebskosten auf Erdgasbasis hin zu höheren Kosten im Wasserstoffbetrieb –, genügt eine statische Momentaufnahme der laufenden Kosten nicht, um die Wirtschaftlichkeit der Investition zu beurteilen. Stattdessen werden die laufenden Kosten über den gesamten Abschreibungszeitraum diskontiert und als Barwert ausgewiesen.

Zusammen mit den annualisierten Kapitalkosten ergibt sich so ein Gesamtkostenwert pro Tonne Rohstahl, der die Basis für die Bestimmung von Schwellenwerten (Breakeven-Bedingungen) bildet und die Rolle der industriepolitischen Instrumente transparent macht. Wir beginnen die Analyse mit der Primärstahlproduktion, da hier die größten Emissionsminderungen mit den höchsten Investitions- und Kostenrisiken einhergehen. Im folgenden Kapitel werden wir die Sekundärstahlproduktion eingehender untersuchen.

4.1 Wasserstoff in der Primärstahlerzeugung

Die ökonomische Tragfähigkeit der klimaneutralen Primärstahlproduktion über die DRI-EAF-Route (Direktreduktion mit nachgeschaltetem Elektrolichtbogenofen) hängt in erster Linie von den Energiekosten ab. Strom, Erdgas und Wasserstoff bestimmen nicht nur die variablen Produktionskosten, sondern sind zugleich zentrale Risikotreiber, da sie in hohem Maße unsicher sind und wesentlich von Infrastruktur und Regulierung abhängen. Der Industriestrompreis von 50 Euro bzw. 60 Euro/MWh Strompreis ist doppelt relevant: Er senkt die Stromkosten des Elektrolichtbogenofens und reduziert die Kosten der Wasserstoffproduktion, sofern Wasserstoff über Elektrolyse erzeugt wird.

Im gänzlich klimaneutralen DRI-Verfahren ist Wasserstoff der entscheidende Kostenfaktor, von dem pro Tonne Rohstahl 1,91 MWh benötigt werden (Agora Industrie 2022). In der Übergangsphase können und sollten die Stahlunternehmen die DRI-Anlagen zwar mit Erdgas betreiben, um die Engpässe beim Wasserstoffhochlauf abzufedern und den Anstieg der laufenden Kosten zu dämpfen, doch langfristig wird der Einsatz von grünem Wasserstoff das Rückgrat der klimaneutralen Stahlindustrie bilden.

Wasserstoff kann über unterschiedliche Herstellungswege erzeugt werden, wobei die Unternehmen in der Übergangsphase auch auf nicht vollständig klimaneutralen Wasserstoff zurückgreifen können, um den Hochlauf zu erleichtern. Grüner Wasserstoff, der perspektivisch den Einsatz von Erdgas vollständig ersetzen wird, entsteht durch Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Quellen. Die grundlegende Funktionsweise der Elektrolyse ist technologieübergreifend identisch, unterscheidet sich jedoch in Wirkungsgrad, Kosten und Flexibilität zwischen der alkalischen Elektrolyse (AEL), der Proton-Exchange-Membran-Elektrolyse (PEM), der Anionen-Exchange-Membran-Elektrolyse (AEM) und der Solid-Oxide-Electrolyser-Cell-Elektrolyse (SOEC).

Für die Kosten der Wasserstoffproduktion sind insbesondere Strompreis, Wirkungsgrad und Auslastung maßgeblich. Perspektivisch machen die laufenden Kosten den Großteil der Gestehungskosten aus. Je nach Szenario können dabei allein zwischen 43 bis 79 Prozent der Kosten auf den Strombezug entfallen (Prognos 2025a).

Die Wirkungsgrade bewegen sich je nach Technologie und Annahme zwischen 50 und 80 Prozent, wenngleich technologische Entwicklungen zeigen, dass bis zu 95 Prozent möglich sind (Fraunhofer IKTS 2025). Über den Lebenszyklus hinweg können Effizienzverluste von 5 bis 10 Prozentpunkten anfallen (Prognos 2025b). Die Auslastung ist im Bereich von etwa 3.000 bis 5.500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr in ihrem Optimum, da sich hier Kapitalkosten und Stromkosten am günstigsten kombinieren lassen. Zusätzlich fallen weitere Betriebskosten an (z. B. Wartung, Personal), die häufig pauschal mit drei Prozent der Investitionskosten pro Jahr modelliert werden.

Regulatorisch wird die Einordnung von „grünem Wasserstoff“ in der EU insbesondere durch die Erneuerbare-Energien-Richtlinien RED II und RED III geprägt. RED III (in Kraft seit November 2023) verschärft die Zielvorgaben und konkretisiert u. a. das Additionalitätsprinzip sowie Anforderungen an Herkunftsnachweise und die zeitliche sowie geografische Korrelation von Stromerzeugung und Elektrolyse. Auf nationaler Ebene wird die Umsetzung nach dem im Sommer 2025 veröffentlichten Referenten-

entwurf des Bundesumweltministeriums vor allem über eine ambitionierte Fortschreibung der Treibhausgas-Minderungsquote adressiert.

Parallel verfolgt Deutschland das Ziel, bis 2030 eine Elektrolysekapazität von zehn GW aufzubauen (Bundeswirtschaftsministerium 2026), wobei dem bisher 154 MW installierte Leistung gegenüberstehen (Wiedemann 2025).

Der Elektrolyse-Monitor von Acatech und Dechema (2026) identifiziert allerdings bis 2030 angekündigte Projekte mit 13,4 GW und bis 2035 mit 28 GW. Wenngleich viele Vorhaben noch in der frühen Planungsphase sind, verdeutlicht dies das Potenzial, das ein beschleunigter Hochlauf erreichen könnte.

Damit der Wasserstoff dort ankommt, wo er verbraucht wird, legte die Ampel-Regierung zudem den Grundstein für das Wasserstoff-Kernnetz: Das genehmigte Netz umfasst rund 9.040 Kilometer Leitungen, davon etwa 60 Prozent durch Umstellung bestehender Erdgasleitungen. Die Investitionskosten belaufen sich auf etwa 19 Milliarden Euro (BNetzA 2024).

Doch trotz der Fortschritte bei der Infrastruktur bleibt das zentrale Problem ein Koordinierungsproblem zwischen Angebot und Nachfrage: Abnehmerindustrien zögern mit Investitionen wegen unsicherer Verfügbarkeit und Preise, während der Ausbau der Wasserstoffwirtschaft ohne verlässliche Nachfrage stockt. Daraus folgt eine zentrale industriepolitische Schlussfolgerung: Der Staat muss DRI-Anlagen und Elektrolysekapazitäten gleichzeitig fördern und den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft koordinieren.

Zur Berechnung der Kosten wird in unserem Basisszenario ein Bruttostrompreis von 5 Cent/kWh unterstellt, eine moderate Auslastung von 3.750 Vollbenutzungsstunden im Jahr 2030 (ansteigend auf 4.000, 4.250 und 4.750 Stunden) sowie gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten von acht Prozent. Für die Wirkungsgrade legen wir ein technologisches Positivszenario zugrunde: Ausgehend von 70 Prozent im Jahr 2030 nehmen wir einen Anstieg auf 87 Prozent bis 2045 an.

Diese Annahme ist im Rahmen der Fachliteratur vergleichsweise ambitioniert, aber technologisch gut begründbar. Aktuelle Forschungsergebnisse zeigen, dass Wirkungsgrade von bis zu 95 Prozent grundsätzlich erreichbar sind (Fraunhofer IKTS 2025). Maßgeblich für diese Einschätzung ist zudem, dass China im aktuellen Fünfjahresplan massiv in den Aufbau von Elektrolysekapazitäten investiert, was den globalen Technologiefortschritt und den Kostendruck auf Elektrolyseure erheblich beschleunigen dürfte.

Ein solches Positivszenario erscheint allerdings nicht nur technisch plausibel, sondern auch industriepolitisch geboten: Deutschland und Europa verfügen über gute Voraussetzungen für den Aufbau eigener Elekt-

rolysekapazitäten und der Wasserstoffproduktion und sollten diese nutzen, um Abhängigkeiten zu vermeiden – sowohl von chinesischen Technologieimporten, wie sie sich bereits im Bereich Solarenergie gezeigt haben, als auch von Wasserstoffimporten aus dem Persischen Golf, die mit erheblichen geopolitischen Unsicherheiten behaftet sind.

Unter den gegebenen Annahmen sinken die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff im Basisszenario deutlich: 2030 liegen sie bei rund 4,8 Euro/Kilogramm (etwa 143 Euro/MWh), 2035 bei rund 4,0 Euro/Kilogramm (119 Euro/MWh), 2040 bei rund 3,3 Euro/Kilogramm (100 Euro/MWh) und 2045 bei etwa 2,6 Euro/Kilogramm (78 Euro/MWh). Zusätzlich zu den Gestehungskosten fallen Transport- und Speicherkosten in Höhe von 20 Euro/MWh an. Der diskontierte Durchschnittswert beläuft sich auf 134 Euro/MWh. Eine umfassendere Analyse zum Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und der in dieser Studie verwendeten Kostenberechnung findet sich im Appendix.

Um die Planungssicherheit auch bei den Wasserstoffpreisen zu erhöhen, sollte die Bundesregierung analog zum Industriestrompreis einen Industriewasserstoffpreis als Absicherungsinstrument einführen. Auf Basis unserer Berechnungen setzen wir einen Brutto-Industriewasserstoffpreis von rund 140 Euro/MWh an (entspricht etwa 4,7 Euro/Kilogramm H₂) – mit einer Reduktion von 20 Euro/MWh bei Tarifbindung (120 Euro/MWh; 4,0 Euro/Kilogramm H₂).

Brutto bezeichnet dabei den All-in-Preis am Abnahmeort, inklusive Transport, Speicherung und Netzentgelte. Für tarifgebundene Unternehmen ist der implizite Subventionsbedarf moderat: Da in den ersten Betriebsjahren überwiegend Erdgas eingesetzt wird und der Wasserstoffanteil erst schrittweise steigt, liegt der mengengewichtete diskontierte Wasserstoffpreis bei rund 124 Euro/MWh. Der Garantiepreis ist somit eine gezielte, aber begrenzte Förderkomponente, die das Instrument vorrangig als Preisabsicherung gegen Aufwärtsrisiken wirken lässt.

Die Kopplung der Förderung an Tarifbindung ist sowohl ordnungspolitisch als auch europarechtlich geboten. Ordnungspolitisch sichert sie gute Löhne und Arbeitsbedingungen als Gegenleistung für die öffentlich gewährte Förderung. Auf europäischer Ebene hingegen adressiert die Konditionierung die Anforderungen der EU-Mindestlohnrichtlinie.

Diese verpflichtet die Mitgliedstaaten mit einer Tarifbindungsquote von unter 80 Prozent zur Vorlage eines Aktionsplans zur Steigerung der Tarifbindung. Da Deutschland derzeit bei rund 50 Prozent liegt, hat der Europäische Gerichtshof jüngst bestätigt, dass die Richtlinie im Wesentlichen Bestand hat und Deutschland seinen Verpflichtungen nachkommen muss.

Für Unternehmen ohne Tarifbindung, die den Basispreis von 140 Euro/MWh zahlen, ist der implizite Subventionsbedarf noch geringer: Die rein abgezinsten Durchschnittskosten für Wasserstoff liegen bei etwa 134 Euro/MWh und damit unterhalb des Garantiepreises. Auf dieser Preisstufe fungiert das Instrument nahezu ausschließlich als Preisversicherung: Der Staat übernimmt das Volatilitätsrisiko, ohne nennenswert netto zu subventionieren.

Industriepolitisch ist der Begründungszusammenhang in beiden Fällen derselbe: In der Frühphase des Wasserstoffhochlaufs bestehen erhebliche Koordinationsprobleme zwischen Angebot und Nachfrage, die private Investoren ohne staatliche Absicherung zur Zurückhaltung veranlassen. Hinzu kommen strategische Erwägungen: Die Förderung heimischer Elektrolyse- und Wasserstoffproduktionskapazitäten stärkt die industrielle Resilienz und reduziert Importabhängigkeiten, was einen eigenständigen gesellschaftlichen Nutzen jenseits der reinen Kostenrechnung begründet.

Kurzfristig (2030) ist die Förderung auf beiden Preisstufen substantiell, da die Gesteungskosten zuzüglich der Kosten für Transport und Speicherung bei rund 163 Euro/MWh und damit deutlich über beiden Garantie-niveaus liegen. In dieser Phase fungiert das Instrument als bewusst befristete Anschubfinanzierung, die Investitionen in wasserstoffbasierte DRI-Anlagen erst ermöglicht. Langfristig (ab 2045) kehrt sich das Bild: Die erwarteten Bruttokosten sinken im Basisszenario auf rund 98 Euro/MWh, sodass der direkte Subventionsbedarf mit voranschreitender Kostendegression strukturell abnimmt und das Instrument sich selbst überlebt.

4.2 Erdgas

Erdgas spielt in der aktuellen Transformationsphase der Stahlindustrie eine wichtige, jedoch zeitlich und funktional begrenzte Rolle. Der Übergang von der kohlenstoffintensiven Hochofenroute hin zu Direktreduktionsverfahren erfordert den Einsatz gasbasierter DRI-Anlagen, die technisch sowohl mit Erdgas als auch mit Wasserstoff betrieben werden können.

Da eine umfassende Versorgung mit erneuerbarem Wasserstoff in den kommenden Jahren noch nicht flächendeckend gewährleistet ist, wird die Direktreduktion in vielen Fällen zunächst erdgasgeführt starten und erst schrittweise auf Wasserstoff umgestellt. Erdgas fungiert damit als wichtiger Energieträger und Reduktionsmittel im Übergang zu einer vollständig wasserstoffbasierten Primärstahlerzeugung und schafft bereits kurzfristig gegenüber den emissionsintensiven Herstellungsweise einen Rückgang der CO₂-Emissionen um mehr als zwei Drittel (Agora Industrie et al. 2021).

Für die Zielarchitektur der klimaneutralen Primärstahlproduktion ist entscheidend, dass Erdgas im Reduktionsprozess perspektivisch nicht mehr benötigt wird: Wird die DRI-Anlage vollständig mit Wasserstoff betrieben, entfällt Erdgas als Reduktionsmittel. Ein verbleibender Erdgasbedarf kann dann höchstens noch als nachrangiger Hilfsenergieträger auftreten (z. B. für Anfahrprozesse, Stützbrenner, Spitzenlast oder einzelne Wärmebedarfe im Anlagenverbund).

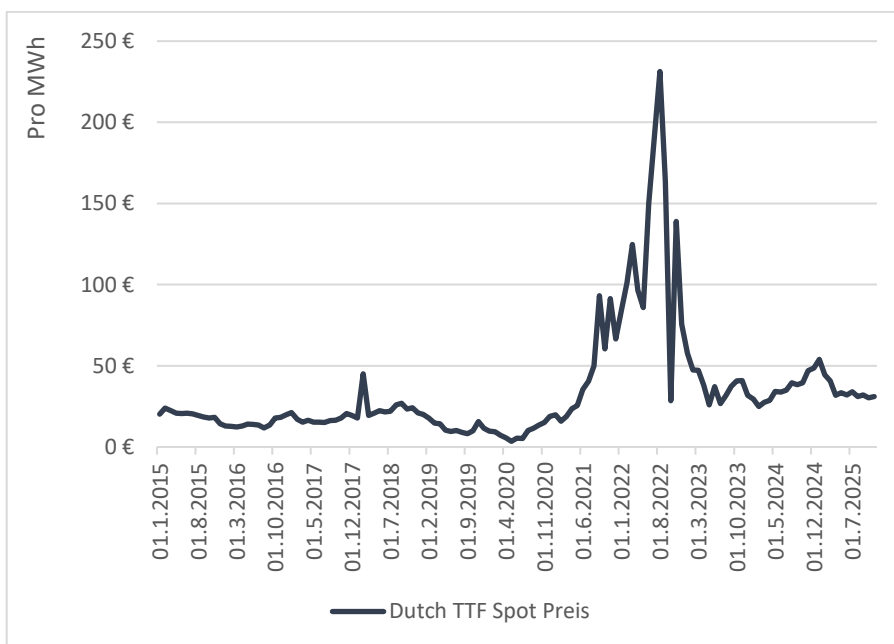
Dieser Restbedarf ist technisch grundsätzlich substituierbar (Elektrifizierung, Wasserstoff oder Biomethan) und ist für die langfristige Kostenstruktur deutlich weniger relevant als der Wasserstoff- und Strompreis (siehe Kapitel 5).

Vor dem Hintergrund dieser Übergangsrolle ist auch die Entwicklung der Erdgaspreise von Bedeutung. Die verfügbaren Terminwerte für den Handelsplatz Title Transfer Facility (TTF-Markt), der als Referenzwert eine zentrale Rolle spielt, zeigen seit 2014 ein insgesamt wechselhaftes Niveau: Bis 2020 bewegten sie sich meist in einer vergleichsweise engen Spanne von etwa 15 bis 20 Euro/MWh, bevor es ab 2021 und insbesondere im Zuge der russischen Invasion der Ukraine zu einem deutlichen Preisanstieg mit ausgeprägten Ausschlägen kam.

Tageswerte erreichten Ende August 2022 in der Spitze 330 Euro/MWh, während die monatlichen Höchstwerte damals die Marke von 230 Euro/MWh überstiegen. Seit 2023 haben sich die Werte wieder abgeflacht und lagen bis zum US-israelischen Angriff auf den Iran überwiegend zwischen rund 20 und 40 Euro/MWh.

Mit dem Krieg und der Schließung der Straße von Hormus ist jedoch erneut ein signifikanter Preisanstieg zu beobachten, da diese Meerenge eine zentrale Transitroute für einen erheblichen Teil der globalen LNG- und Energieexporte darstellt. Die Unterbrechung der Lieferketten sowie die Zerstörung lokaler Energieinfrastruktur am Golf verknappt das verfügbare Angebot und erhöht die Unsicherheit an den Märkten, was zu einem Anstieg der Risikoprämien und damit der Termin- wie Spotpreise führte. Je nachdem, wie lange der Krieg noch andauert, droht möglicherweise eine Energiekrise, die die Auswirkungen der Krise von 2022 in den Schatten stellt.

Abbildung 5: Gaspreis 2015–2026



Quelle: Refinitiv Eikon o. J., Suchbegriff: „Dutch TTF Spot“

Für unsere Kostenberechnung trennen wir weitgehend die Auswirkung kurzfristiger Schocks von unseren mittelfristigen Annahmen. Dazu setzen wir eine mittelfristige Stabilisierung der kriegerischen Auseinandersetzungen voraus. Dies entspricht auch noch der gegenwärtigen Einschätzung der Finanzmärkte. Futures-Kontrakte mit Verfallsdatum in den Jahren 2033 und 2034 wurden vor Beginn der Krise zu Preisen zwischen 20 und 25 Euro/MWh gehandelt. Bis Ende März stiegen die Preise auf etwa 24 bis 27 Euro/MWh (CME Group 2026). Kontrakte, die Ende 2036 auslaufen, beliefen sich auf etwa 29 Euro (ebd.). Wir setzen unseren Gaspreis (brutto) von daher auf 30 Euro/MWh an.

4.3 Eisenerz/DRI-Pellets

Hinsichtlich der Rohstoffe für die Erzeugung von Stahl ist das Eisenerz der Ausgangspunkt, wobei sich die Art seiner metallurgischen Umwandlung zwischen der traditionellen Hochofenroute und der Direktreduktion unterscheidet. Im Hochofen wird das Erz gemeinsam mit Koks bei Temperaturen bis etwa 2000 Grad Celsius geschmolzen und zu Roheisen reduziert. Dieser Prozess ist stark kohlenstoffbasiert und zählt zu den größ-

ten industriellen CO₂-Emittenten. Die Direktreduktion hingegen reduziert Eisenerz im festen Zustand mithilfe gasförmiger Reduktionsmittel wie Wasserstoff und Kohlenmonoxid.

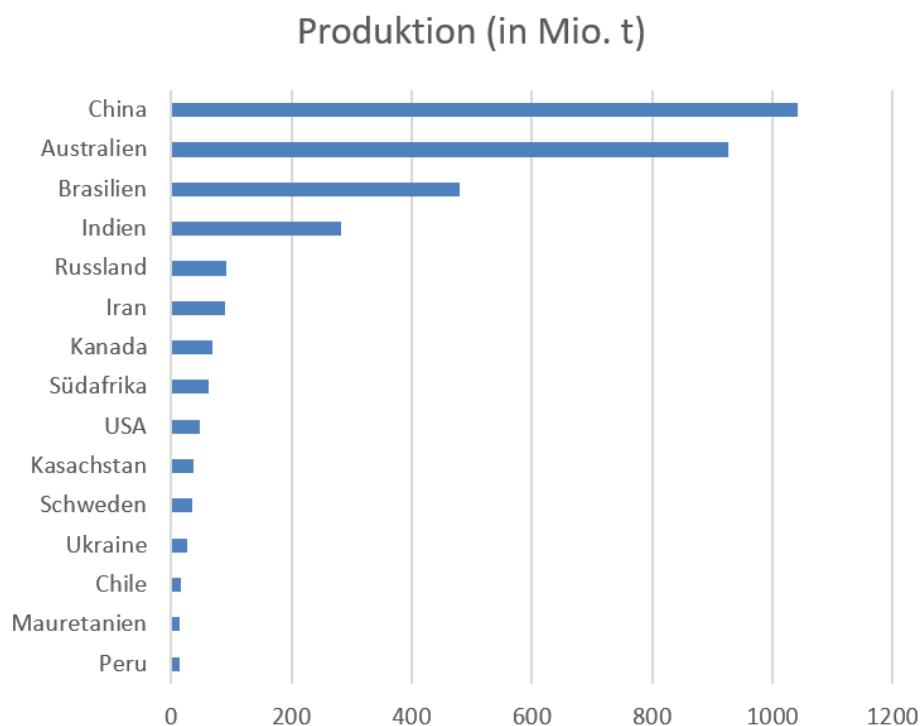
Aus den unterschiedlichen Verfahren ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an das Rohmaterial. Während in der Hochofenroute unterschiedliche Erzformen wie Stückerz, Feinerz oder Sinter eingesetzt und verflüssigt werden können, werden für gasbasierte DRI-Prozesse überwiegend Pellets mit definierter Kornverteilung und hoher Reduzierbarkeit verwendet, da die Reduktion im festen Zustand abläuft und spezifische stoffliche Eigenschaften erforderlich sind (Ramakgala/Danha 2019).

Die Förderung von Eisenerz ist global stark konzentriert. Die drei größten Produzenten China (32 Prozent), Australien (28 Prozent) und Brasilien (15 Prozent) machen drei Viertel der weltweiten Produktion aus (vgl. Abbildung 6). Gehandelt wird rohes Eisenerz überwiegend als Feinerz mit 56 bis 62 Prozent Eisenanteil.

Eisenerz-Pellets dagegen stellen ein weiterverarbeitetes Produkt dar. Sie basieren auf konzentrierten Eisenerzfeinen, die granuliert und thermisch verfestigt werden, sodass sie den Qualitätsanforderungen der DRI-Prozesse gerecht werden. Im Gegensatz zur Roheisenproduktion entfällt dabei die Dominanz Chinas und Australiens, da die wichtigsten Anbieter von hochwertigen Direktreduktions-Pellets (DR-Grade-Pellets) vornehmlich aus Nord- und Südamerika, Europa und dem Nahen Osten stammen (Barrington 2018).

Zu den zentralen Produzenten zählen Vale (Brasilien und Oman), LKAB (Schweden), Rio Tinto Iron Ore und ArcelorMittal Mines Canada (beide Kanada) sowie Unternehmen aus dem Mittleren Osten wie Bahrain Steel und iranische Anbieter. Ergänzt wird diese Gruppe durch weitere südamerikanische Hersteller wie CMP und Samarco (ebd.).

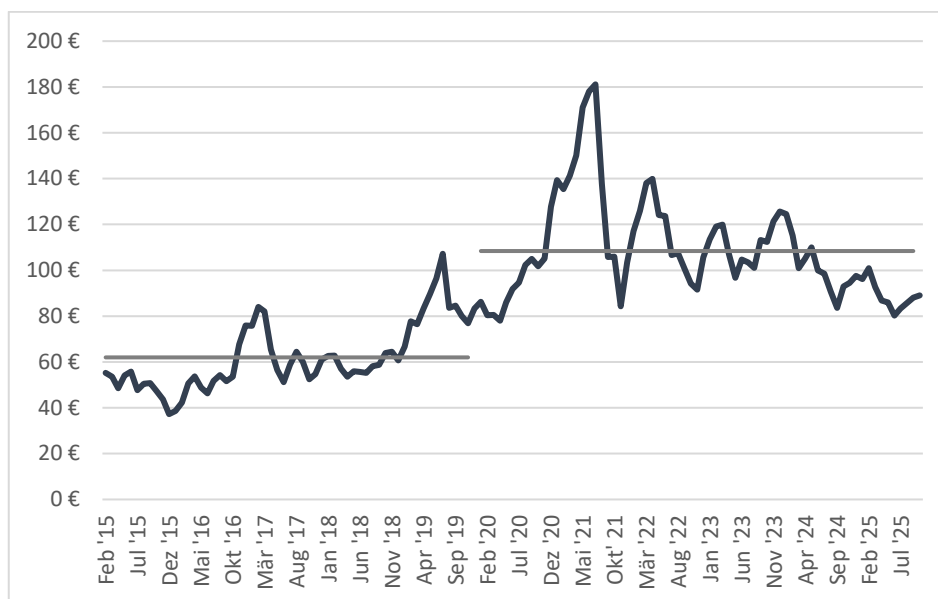
Abbildung 6: Eisenerzproduktion 2024 (in Millionen Tonnen)



Quelle: Refinitiv Eikon o. J., Suchbegriff „iron ore production“

Auch preislich unterscheiden sich beide Märkte durch die unterschiedlichen Wertschöpfungs- bzw. Veredelungstiefen. Aufgrund der zusätzlichen Aufbereitungsschritte, der Energieintensität und der höheren Qualität erzielen Pellets deutlich höhere Marktpreise als Roh-Eisenerz. Letztere beliefen sich in den vergangenen Monaten auf ein Niveau von unter 90 Euro/Tonne, wobei das Preisniveau insgesamt nach dem rasanten Anstieg im Zuge des Rohstoffbooms während der Coronapandemie deutlich gestiegen ist (vgl. Abbildung 7). Vor der Covid-19-Pandemie bewegten sich die Preise zumeist im Rahmen von 40 bis 80 Euro/Tonne.

Abbildung 7: Eisenerzpreis pro Tonne



Anmerkung: graue Linie: Durchschnitt für die Zeiträume 2015 bis 2019 und 2020 bis 2025

Quelle: World Bank Group 2026; BIS 2026

Die Aufpreise auf DR-Grade-Pellets sind im vergangenen Jahr ebenfalls stark zurückgegangen und betragen 2024 beim Referenzwert für die Sorte „Atlantic blast pellet“ gegen Jahresende etwa 38 US-Dollar – nach einem Durchschnittswert von 45 US-Dollar im Jahr 2023 (Ferrexpo 2025). Mit dem gegenwärtigen Wechselkurs fällt damit ein Aufschlag von etwa 33 Euro auf den Eisenerzpreis an, was ungefähr dem Referenzwert der Vorkrisenzeit entspricht, den u. a. Agora Industrie et al. (2021) auf 30 bis 40 Euro taxierten.

4.4 Sonstige Betriebskosten (Opex): Legierungselemente, Wartung, Personalkosten

Neben den dominierenden Energie- und Rohstoffkosten unterscheiden sich die Produktionsrouten auch in weiteren operativen Kostenblöcken, die für die Gesamtwirtschaftlichkeit relevant sind, jedoch weniger stark variieren als Strom-, Wasserstoff- oder Erdgaspreise. Ein Vergleich der Hochofenroute (BF/BOF) mit der wasserstoffbasierten DRI-EAF-Route

(Direktreduktion mit nachgeschaltetem Elektrolichtbogenofen) zeigt, dass sich ein Teil dieser Kostenblöcke kaum verändert, während andere strukturell verschoben werden.

Die Arbeitskosten bleiben über alle betrachteten Produktionsrouten hinweg konstant. Ausgehend vom Richtwert für die Struktur der Hochofenroute belaufen sie sich auf 38 Euro je Tonne Rohstahl (Agora Industrie 2022). Die Transformation der Primärstahlerzeugung impliziert zwar einen grundlegenden Technologiewechsel, geht jedoch nicht zwingend mit einer proportionalen Veränderung des Personalbedarfs pro Produktionseinheit einher.

Zwar verschiebt sich das Anforderungsprofil hin zu stärker prozess-, elektro- und digitalaffinen Qualifikationen, die aggregierten Arbeitskosten pro Tonne bleiben im Basisszenario jedoch vergleichbar (ebd.). Neben den Arbeitskosten fallen weitere operative Kosten an, die in allen Produktionsrouten in ähnlicher Größenordnung auftreten und im Vergleich zu den Energie- und Rohstoffkosten eine untergeordnete Rolle spielen.

Hierzu zählen insbesondere Wartungs- und Instandhaltungskosten, die bei der DRI-EAF-Route aufgrund der höheren Anzahl elektrisch betriebener Aggregate etwas höher ausfallen, jedoch insgesamt nur einen geringen Anteil an den Gesamtkosten je Tonne Rohstahl ausmachen.

Darüber hinaus umfasst dieser Kostenblock Legierungselemente (z. B. Mangan, Chrom, Nickel oder Molybdän), die zur gezielten Einstellung der mechanischen, chemischen und thermischen Eigenschaften des Stahls eingesetzt werden, Hilfs- und Betriebsstoffe wie Kalk, Sauerstoff und Graphitelektroden sowie sonstige Kosten. Diese Einsatzstoffe sind notwendig, um definierte Stahlqualitäten herzustellen und stabile Prozessbedingungen zu gewährleisten, unterscheiden sich jedoch weder stark zwischen den Produktionsrouten noch stellen sie zentrale Treiber der Wirtschaftlichkeitsunterschiede dar.

4.5 Investitionskosten (Capex)

Die Größenordnung und Unsicherheit der Investitionskosten wurden bereits in Kapitel 2.2 ausführlich diskutiert. Für unsere Wirtschaftlichkeitsrechnung in diesem Kapitel leiten wir aus den obigen Informationen die jährlichen Kapitalkosten ab, die wir anschließend in Euro pro Tonne Rohstahl normieren.

Im Basisszenario setzen wir für die DRI-EAF-Route spezifische Investitionskosten von 750 Euro je Tonne jährlicher Rohstahlkapazität an. Dieser Wert liegt deutlich über den Schätzwerten, die in der Literatur vorzufinden sind, entspricht aber dem Median angekündigter Transformations-

projekte und wird hier als effektiver Kapitalstock angenommen. Er bildet damit die in realen Projektbudgets typischerweise enthaltenen standortbezogenen Zusatz- und Integrationskosten bereits ab. Auf einen zusätzlichen Integrationsfaktor wird deshalb verzichtet.

Die Umrechnung der Investitionskosten in spezifische Kapitalkosten pro Tonne Rohstahl erfolgt über einen Kapitaldienstansatz. Ausgangspunkt ist der effektive Kapitalstock, der um öffentliche Investitionszuschüsse bereinigt und auf die tatsächlich produzierte Menge unter Berücksichtigung der Auslastung umgelegt wird.

Der resultierende Kapitalstock stellt einen Barwert zum Investitionszeitpunkt dar. Maßgeblich für die Höhe der spezifischen Kapitalkosten sind der Kapitalkostensatz, den wir bei acht Prozent ansetzen, die technische Lebensdauer der Anlagen, die wir auf 18 Jahre setzen (Agora Industrie 2022), die Auslastung (90 Prozent) sowie der Umfang der öffentlichen Investitionsförderung, die sich auf die Hälfte der Investitionskosten beläuft. Unter diesen Annahmen summieren sich die Investitionskosten pro Tonne Rohstahl auf 44,50 Euro. Die genaue Herleitung der Kapitalkosten, einschließlich der verwendeten Annuitätenformel, ist im Appendix dargestellt.

4.6 Übersicht Kostenparameter im Basisszenario: Primärstahlproduktion

Das Basisszenario bildet den Transformationspfad einer DRI-EAF-Anlage über einen Abschreibungszeitraum von 18 Jahren ab. In den ersten zehn Jahren nach dem Bau der Anlage folgt die lineare Umstellung von einer rein erdgasbasierten Direktreduktion auf eine rein wasserstoffbasierte.

In den verbleibenden acht Jahren erfolgt der Betrieb vollständig auf Wasserstoffbasis. Die einmaligen Investitionskosten fallen zu Beginn des Projekts an, während sich die laufenden Betriebskosten im Zeitverlauf systematisch verändern: Mit steigendem Wasserstoffanteil verschieben sich die Energiekosten von den niedrigeren Erdgaskosten hin zu den höheren Wasserstoffkosten, während die übrigen Kostenkomponenten über die gesamte Laufzeit konstant bleiben.

Um dieses sich verändernde Kostenprofil in einem einzigen, vergleichbaren Kostenwert abzubilden, bestimmen wir die Levelised Cost of Steel (LCOS): Die wesentlichen über die Lebensdauer der Anlage anfallenden Betriebs- und Kapitalkosten werden auf den Investitionszeitpunkt diskontiert und als äquivalenter Kostenwert je Tonne Rohstahl ausgewiesen. Unter den in den vorangegangenen Abschnitten hergeleiteten industrie-

politischen Parametern ergeben sich die in den folgenden beiden Tabellen dargestellten Kosten für die einzelnen Produktionskomponenten.

Tabelle 1: Betriebskosten (Opex) Primärstahlproduktion

Input	Preis pro Einheit	Menge pro Tonne Rohstahl	Anmerkungen
Strom	50 €/MWh	0,69 MWh	–
Wasserstoff	120 €/MWh	0 bis 1,91 MWh	100 % H ₂ -Direktreduktion: 1,91 MWh/t 100 % Erdgas-Direktreduktion: 0 MWh/t
Erdgas	30 €/MWh	0,57 bis 2,94 MWh	100 % Erdgas-Direktreduktion: 2,94 MWh/t 100 % H ₂ -Direktreduktion: 0,57 MWh/t
Eisenerz-pellets	125 €/t	1,46 t	–
Zuschlagstoffe	75 €/t Rohstahl	–	pauschal pro Tonne Rohstahl
Personal/Wartung	40 €/t Rohstahl	–	pauschal pro Tonne Rohstahl

Quelle: eigene Darstellung

Tabelle 2: Investitionskosten (Capex) Primärstahlproduktion

Parameter	Wert
DRI-EAF-Anlage (Direktreduktion mit nachgeschaltetem Elektrolichtbogenofen)	750 €/t Rohstahlkapazität
Förderung	50 % der Investitionssumme
Zinssatz	8 %
Abschreibungszeitraum	18 Jahre
Auslastung	90 %

Quelle: eigene Darstellung

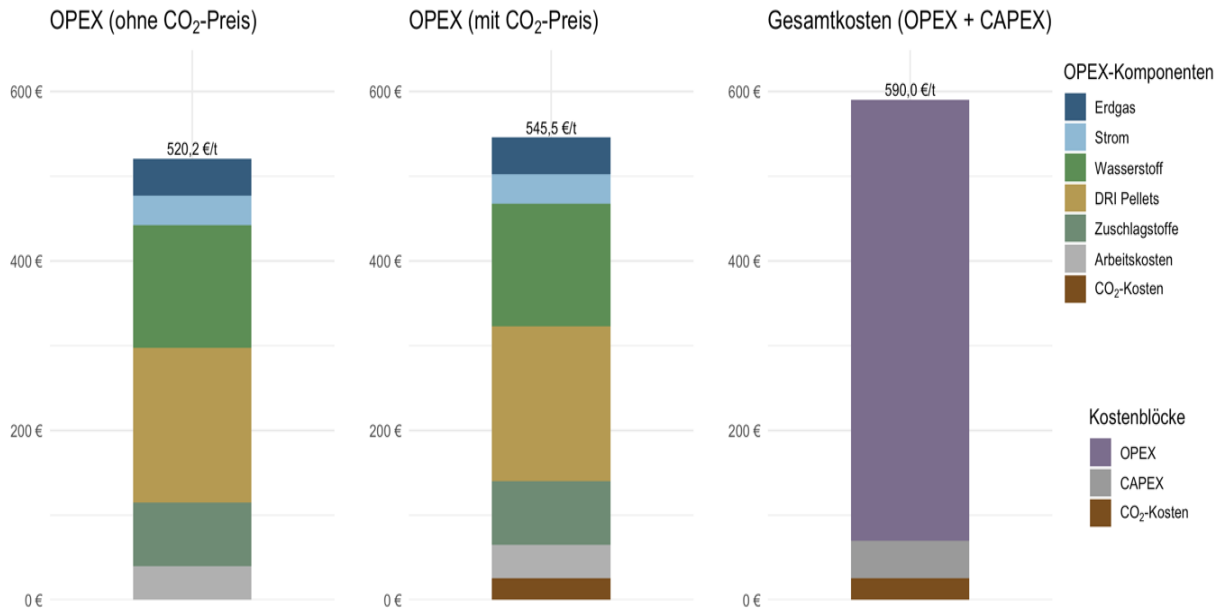
Im Basisszenario betragen die Levelised Costs of Steel (LCOS) der laufenden Produktion (Betriebskosten) ohne CO₂-Bepreisung 520 Euro je Tonne Rohstahl. Dieser Wert bildet somit den graduellen Übergang von Erdgas zu Wasserstoff über die gesamte Laufzeit der Anlage als diskontierten Durchschnitt ab (mit einer linearen Substitutionsphase von zehn Jahren und anschließend reinem Wasserstoffbetrieb).

Den größten Einzelposten bilden die DRI-Pellets mit 183 Euro je Tonne Rohstahl (35 Prozent der Betriebskosten), gefolgt von den Wasserstoffkosten mit 145 Euro (28 %) und den Zuschlagstoffen mit 75 Euro (14 %). Die Erdgaskosten schlagen mit 43 Euro zu Buche (8 %). Strom (35 Euro) sowie Arbeits- und Wartungskosten (40 Euro) machen zusammen die verbleibenden 14 Prozent aus. Abbildung 8 (links) zeigt die Zusammensetzung der LCOS nach Kostenkomponenten.

Wird ein CO₂-Preis von 100 Euro je Tonne CO₂ berücksichtigt, steigen die LCOS der laufenden Produktion auf etwa 545 Euro je Tonne Rohstahl. Der CO₂-Aufschlag von 25 Euro je Tonne fällt moderat aus, da die Emissionen über den Transformationspfad hinweg stark sinken – von etwa 0,5 Tonnen CO₂ je Tonne Rohstahl im ersten Jahr auf 0,1 Tonnen ab dem elften Jahr. Zum Vergleich: In der konventionellen Hochofenroute, die 1,9 Tonnen CO₂ je Tonne Rohstahl emittiert (Mittelwert der vom Deutschen Luft- und Raumfahrtzentrum (DLR 2025) geschätzten Emissionswerte), belaufen sich die CO₂-Kosten auf 190 Euro.

Die annualisierten Investitionskosten (Capex) schließlich belaufen sich in der Transformationsroute auf 45 Euro je Tonne Rohstahl. Zusammen mit den LCOS der laufenden Produktion ergeben sich damit Gesamt-LCOS von 565 Euro je Tonne Rohstahl ohne CO₂-Bepreisung und 590 Euro mit CO₂-Bepreisung (Abbildung 8, rechts).

Abbildung 8: Herstellungskosten Primärstahlproduktion pro Tonne Rohstahl (Levelised Cost of Steel, LCOS)



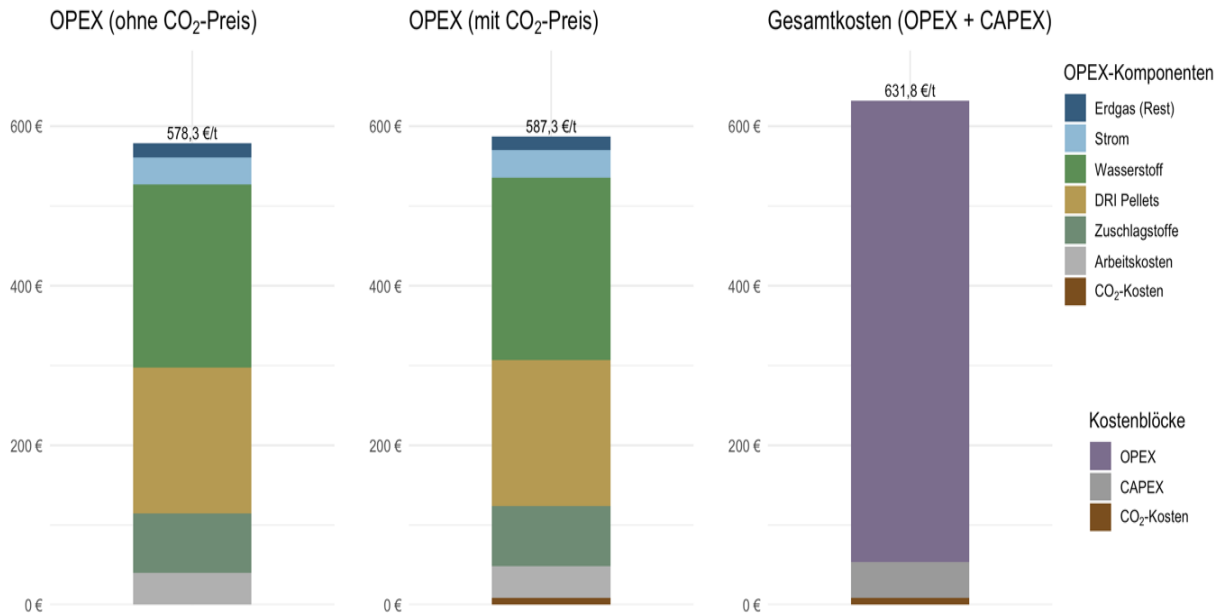
Anmerkung: Opex: Betriebskosten, Capex: Investitionskosten

Quelle: eigene Berechnung (siehe Appendix)

Als Vergleichsszenario betrachten wir eine DRI-EAF-Anlage, die von Inbetriebnahme an ausschließlich mit Wasserstoff betrieben wird. Der Wasserstoffbedarf beträgt durchgehend 1,91 MWh je Tonne Rohstahl. Hinzu kommt ein konstanter Erdgas-Restbedarf von 0,57 MWh für Prozessschritte, die auch im Vollbetrieb nicht vollständig substituiert werden können. Alle übrigen Parameter sind identisch mit dem Basisszenario.

In dem Szenario belaufen sich die Gesamt-LCOS auf 623 Euro je Tonne ohne CO₂-Bepreisung und 632 Euro mit CO₂-Bepreisung – rund sieben Prozent über dem Basisszenario. Der Aufschlag erklärt sich durch den von Beginn an vollen Wasserstoffeinsatz: Mit 229 Euro je Tonne macht Wasserstoff 40 Prozent der Betriebskosten aus, gegenüber 145 Euro (28 Prozent) im Basisszenario. Der Übergangspfad über Erdgas bietet betriebswirtschaftlich damit merkliche Vorteile – ein Ergebnis, das auch durch eine CO₂-Bepreisung allenfalls marginal beeinflusst wird (siehe CO₂-Kosten oben).

Abbildung 9: Herstellungskosten Primärstahlproduktion pro Tonne Rohstahl (Levelised Cost of Steel, LCOS) mit reinem Wasserstoffbetrieb



Anmerkung: Opex: Betriebskosten, Capex: Investitionskosten

Quelle: eigene Berechnung (siehe Appendix)

4.7 Die konventionelle Route

Vor dem Hintergrund der beschriebenen Kostenstruktur der klimaneutralen DRI-EAF-Route stellt sich die Frage, wie sich eine Fortsetzung oder Erneuerung der konventionellen Hochofenroute betriebswirtschaftlich darstellt. Die Berechnung folgt derselben LCOS-Methodik wie für die DRI-EAF-Route: Betriebs- und Kapitalkosten werden über einen Abschreibungszeitraum von 18 Jahren auf den Investitionszeitpunkt diskontiert und als äquivalenter Kostenwert je Tonne Rohstahl ausgewiesen.

Da die Kostenstruktur der konventionellen Route zeitkonstant ist, entsprechen die annualisierte Betriebskosten dem jährlichen Produktionskostenniveau. Eine Förderung wird nicht gewährt, während die Auslastung und der Zinssatz mit dem Basisszenario identisch sind. Die konventionelle Hochofenroute erzeugt laufende Produktionskosten von rund 399 Euro je Tonne Rohstahl ohne CO₂-Bepreisung.

Den größten Einzelposten bildet das Eisenerz mit rund 159 Euro (40 Prozent der Betriebskosten), gefolgt von Kokskohle mit 79 Euro

(20 Prozent). Schrott, Personal und Wartung sowie die übrigen Einsatzstoffe machen die verbleibenden 40 Prozent aus.

Bei den Kapitalkosten ist zwischen zwei verschiedenen Investitionsszenarien zu unterscheiden:

- Bei einem Brownfield-Projekt – also der Erneuerung eines bestehenden Hochofens durch Zustellung (Relining) – kann vorhandene Infrastruktur, wie Kokerei, Sinteranlage und Netzanschlüsse, weitergenutzt werden, was die spezifischen Investitionskosten erheblich senkt. Dieses Szenario ist für die betriebswirtschaftliche Realität bestehender Anlagen das relevantere.
- Ein Greenfield-Projekt hingegen impliziert die vollständige Neuerrichtung sämtlicher Anlagenkomponenten. Dieses Szenario würden den relevanten Vergleichsmaßstab liefern, wenn Europa neu auf zusätzliche, kohlebasierte Stahlproduktion setzen wollte. Zugleich stellt dies die methodisch angemessenere Referenz für DRI-EAF-Investitionen dar, da letztere ebenfalls stets als Neuinvestitionen ohne bestehende Infrastruktur anfallen.

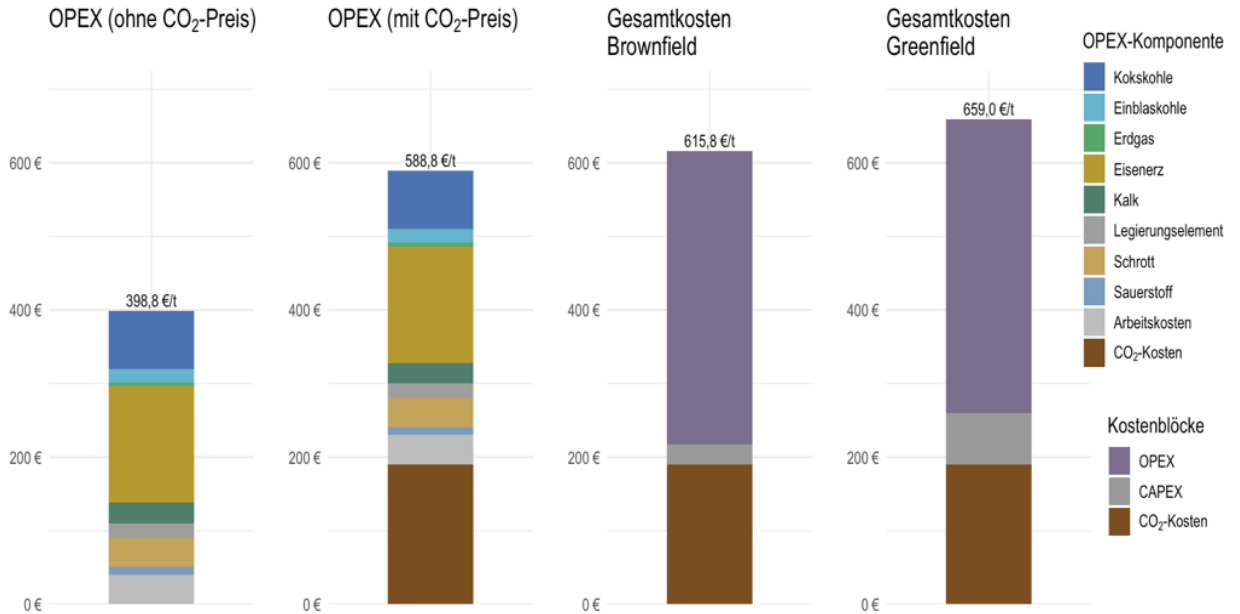
Im Ergebnis erfordert ein Brownfield-Projekt spezifische Investitionskosten von rund 228 Euro je Tonne Kapazität (Johnson et al. 2025), was annualisiert etwa 27 Euro je Tonne Rohstahl entspricht. Ein Greenfield-Projekt schlägt mit 592 Euro je Tonne Kapazität bzw. annualisierten Kapitalkosten von rund 70 Euro zu Buche (ebd.).

Die Gesamt-LCOS der konventionellen Route belaufen sich ohne CO₂-Bepreisung auf 426 Euro (Brownfield) beziehungsweise 469 Euro (Greenfield) je Tonne Rohstahl und liegen damit deutlich unter den 565 Euro der klimaneutralen DRI-EAF-Route im Basisszenario (siehe Appendix für die Details zur Berechnung).

Der CO₂-Preis, der die externen Kosten der Emissionen internalisiert, kehrt dieses Verhältnis um: Bereits bei 100 Euro je Tonne CO₂ fallen auf die konventionelle Route – mit Emissionen von 1,9 Tonnen CO₂ je Tonne Rohstahl – Kosten von 190 Euro an, die die Gesamt-LCOS auf 616 Euro (Brownfield) bzw. 659 Euro (Greenfield) treiben.

Damit ist die konventionelle Route selbst in der günstigsten Brownfield-Variante teurer als die DRI-EAF-Route im Basisszenario mit 590 Euro und nur unwesentlich günstiger als die Stahlproduktion im Szenario mit reinem Wasserstoffbetrieb (632 Euro). Eine konsequente CO₂-Bepreisung ist damit ein wichtiger Baustein zur Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit der klimaneutralen Stahlproduktion.

Abbildung 10: Herstellungskosten Primärstahlproduktion pro Tonne Rohstahl in der konventionellen Hochofenroute



Anmerkung: Opex: Betriebskosten, Capex: Investitionskosten

Quelle: eigene Berechnung (siehe Appendix)

Vor diesem Hintergrund ist der politische Druck auf eine Abschwächung des European Union Emissions Trading System durch Unternehmen, die die Transformation hinauszögern, aus einzelwirtschaftlicher Sicht nachvollziehbar, da selbst moderate CO₂-Kosten bei der Emissionsintensität einen enormen Wettbewerbsnachteil mit sich bringen.

Andererseits würde eine Aufweichung der CO₂-Bepreisung genau jene Unternehmen bestrafen, die sich bereits auf den Weg gemacht haben. In dieser zwiespältigen Lage wäre ein Kompromiss denkbar: Erleichterungen bei der CO₂-Kostenbelastung werden an verbindliche Investitionszusagen in DRI-Anlagen geknüpft. Auf diese Weise ließe sich der Zielkonflikt zwischen Transformationsvorreitern und -nachzüglern entschärfen, ohne den Anreizrahmen grundsätzlich zu untergraben und ohne die First Mover für ihre Entscheidung zu bestrafen.

5. Investitionen in die Sekundärstahlproduktion

Neben der Transformation der Primärstahlerzeugung wird auch die Produktion über die Sekundärroute transformiert werden müssen, da sie perspektivisch die Hälfte der deutschen Stahlproduktion ausmachen wird (Kaczmarczyk/Krebs 2025). Doch während die Primärstahlerzeugung einen grundlegenden Wandel bestehender Produktionstechnologien erfordert, liegt der Schwerpunkt der Sekundärroute weitgehend auf der Absicherung bereits etablierter Verfahren. Die Analyse in diesem Kapitel folgt derselben Methodik wie in Kapitel 4: Die über die Abschreibungsdauer der Anlage anfallenden Kosten werden als Levelised Cost of Steel (LCOS) ausgewiesen.

5.1 Strom und Wasserstoff in der Sekundärstahlerzeugung

Für eine wirtschaftlich tragfähige Dekarbonisierung der Sekundärstahlerzeugung ist vor allem eine grüne Stromversorgung entscheidend. Wird der grüne Strom nämlich in ausreichenden Mengen zu wettbewerbsfähigen Preisen geliefert, ist die Sekundärstahlerzeugung auf Schrottbasis weitgehend emissionsfrei.

Die in Kapitel 4.1 ausgeführten Analysen und Parameter zur Entwicklung der Strompreise gelten somit nicht nur für die Primär-, sondern auch für die Sekundärproduktion. Wasserstoff spielt in der Herstellungsweise hingegen nur ergänzend dort eine Rolle, wo heute noch gasbasierte Prozesswärme beziehungsweise Brennereinsätze anfallen und schrittweise substituiert werden sollen.

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen zur Transformation der Sekundärstahlproduktion setzen wir (analog zu den Ausführungen in Kapitel 4.1) einen Industriebruttostrompreis von 5 Cent/kWh und einen Industrierwasserstoffpreis von 120 Euro/MWh an – beides für tarifgebundene Unternehmen. Der Strombedarf für die Produktion einer Tonne Rohstahl liegt bei etwa 0,4 MWh (Küster-Simic/Schönfeldt 2023).

5.2 Stahlschrott als Ressource

Eine Abschätzung der verfügbaren Schrottmengen (inkl. Bandbreiten und langfristiger Entwicklung) erfolgte in Kapitel 2.2. Ebenfalls wurde darauf

verwiesen, dass für die Stahlproduktion über die Sekundärroute entscheidend ist, dass nicht nur genügend Schrott, sondern genügend hochwertiger Schrott vorhanden ist. Die Güte des Stahlschrotts bestimmt nämlich maßgeblich die erreichbaren Stahlgüten, doch gerade die Verfügbarkeit der hochwertigen Stahlschrotte ist begrenzt.

In der Praxis wird im Elektrolichtbogenofen vorsortierter Schrott eingesetzt, dessen Zusammensetzung sich insbesondere hinsichtlich der Fremdstoffe und sogenannter Begleitelemente wie Kupfer, Nickel oder Zinn unterscheidet (Küster-Simic/Schönfeldt 2023). Diese Elemente können im EAF-Prozess (EAF: Electric Arc Furnace, Lichtbogenofen) nur begrenzt entfernt werden und gehen daher unmittelbar in die chemische Analyse des erzeugten Stahls ein (Völkl 2023).

Bereits geringe Fehleinschätzungen der Schrottzusammensetzung können zu messbaren Abweichungen in der Stahlqualität führen, was insbesondere für höherwertige Anwendungen mit engen Spezifikationen problematisch ist (ebd.). Mit einer zunehmenden Bedeutung der Sekundärstahlerzeugung verschiebt sich der Engpass damit von der reinen Verfügbarkeit von Schrott hin zur Verfügbarkeit geeigneter, niedrig verunreinigter Schrottqualitäten sowie zu Fragen der Sortier-, Aufbereitungs- und Qualitätskontrolle entlang der Schrottkette (Hundt/Pothen 2025).

Auf der Kostenseite ist die Sekundärstahlproduktion maßgeblich durch die Entwicklung der Schrottpreise geprägt, die in den vergangenen Jahren eine hohe Volatilität aufwiesen und je nach Schrottqualität unterschiedlich ausfallen (siehe Kapitel 2.4). Für die Berechnung der Schrottpreise in der Wirtschaftlichkeitsanalyse gehen wir von dem Durchschnittspreis der letzten zehn Jahre (bereinigt um die außergewöhnlichen Preispitzen des Jahres 2022) von 320 Euro aus und erheben einen Zuschlag von zehn Prozent für die Kosten von Legierungselementen. In Anlehnung an Völkl (2023) nehmen wir bezüglich der benötigten Quantität an, dass insgesamt 1.036 kg Stahlschrott und Legierungselemente pro Tonne Rohstahl benötigt werden.

5.3 Zuschlagstoffe und Wartungskosten

Neben Stahlschrott und Strom werden in der Elektrostahlroute weitere Zuschlags- und Einsatzstoffe benötigt, die für die metallurgische Prozessführung, die Schlackenbildung sowie den stabilen Betrieb des Elektrolichtbogenofens erforderlich sind. Diese Stoffe übernehmen Funktionen wie die gezielte Oxidation von Begleitelementen, die Einstellung der Schlackenchemie, die Bereitstellung chemischer Energie oder die Stromübertragung in die Schmelze.

Trotz ihres geringen mengenmäßigen Anteils tragen sie wesentlich zu den variablen Kosten der Sekundärstahlproduktion bei. In unserer Arbeit orientieren wir uns bei der Quantifizierung der eingesetzten Zuschlags- und Einsatzstoffe an den in Völkl (2023) dargestellten Massenbilanzen eines konventionellen Elektrolichtbogenofens (S. 15). Betrachtet wird dabei ein Elektrolichtbogenofen mit einer typischen Abstichmenge von rund 100 Tonnen Rohstahl pro Schmelze, der mit 100 Prozent Stahlschrott betrieben wird und damit repräsentativ für die Sekundärstahlerzeugung in der Elektrostahlroute ist.

Was den Produktionsprozess betrifft, so wird Sauerstoff zur Entkohlung der Schmelze sowie zur Oxidation von Begleitelementen wie Silizium oder Mangan eingesetzt und trägt dabei wesentlich zur Prozessenergie bei. Für die Produktion von einer Tonne Rohstahl wird ein Bedarf von 56 kg Sauerstoff angesetzt, bei Kosten von 0,14 Euro je Kilogramm. Zur Bildung einer geeigneten basischen Schlacke sowie zum Schutz der Ofenmauer werden Kalk- und Dolomitprodukte eingesetzt, die Verunreinigungen binden und die Schaum Schlacke stabilisieren. Ihr Verbrauch beläuft sich auf 28 kg je Tonne Rohstahl, bei einem Preis von 100 Euro je Tonne.

Ergänzend wird Kohle eingesetzt, um durch gezielte Aufkohlung den gewünschten Kohlenstoffgehalt des flüssigen Stahls einzustellen und zugleich durch Reaktionen mit Eisenoxiden die Schaum Schlackenbildung und Eisenrückgewinnung zu unterstützen. Der angenommene Einsatz liegt bei 21 kg je Tonne Rohstahl, wobei der Preis für die Kohle mit 130 Euro je Tonne veranschlagt wurde. Neben der Kohle spielt auch Erdgas eine Rolle.

Der spezifische Bedarf beträgt 4 kg je Tonne Rohstahl. Unter Annahme eines Brennwertes von rund 10 kWh je Kubikmeter sowie einer Dichte von etwa 0,8 kg je Kubikmeter entspricht dies einem Energieeinsatz von rund 0,05 MWh je Tonne Rohstahl (BDEW 2023). Bei einem Erdgaspreis von 30 Euro je MWh ergeben sich daraus Kosten von etwa 1,50 Euro je Tonne Rohstahl.

Für eine klimaneutrale Betriebsweise kann dieser Erdgasbedarf perspektivisch durch Wasserstoff substituiert werden. Aufgrund des höheren Heiz- bzw. Brennwertes von Wasserstoff je Gewichtseinheit ist hierfür eine geringere Einsatzmenge erforderlich. In Anlehnung an Küster-Simic/Schönfeldt (2023) ergibt sich für einen Erdgasbedarf von vier Kilogramm je Tonne Rohstahl ein Wasserstoffbedarf von rund 1,5 kg je Tonne Rohstahl.

Unter der Annahme eines Industriewasserstoffpreises von 120 Euro je MWh und eines unteren Heizwertes von rund 33 kWh je Kilogramm Wasserstoff entsprechen diese 1,5 kg einem Energieeinsatz von etwa

0,05 MWh je Tonne Rohstahl, woraus sich Kosten von rund sechs Euro je Tonne Rohstahl ergeben.

Zuletzt kommen schließlich noch Graphitelektroden hinzu, die elektrische Energie in Form des Lichtbogens in die Schmelze einleiten und damit den eigentlichen Schmelzprozess ermöglichen. Aufgrund des kontinuierlichen Abbrands während des Ofenbetriebs werden 3,05 kg Elektrodenmaterial je Tonne Rohstahl verbraucht. Die Kosten werden hierfür mit 4.000 Euro je Tonne angesetzt. Ergänzend werden Wartungs- und Instandhaltungskosten berücksichtigt, die der Sicherstellung eines stabilen und kontinuierlichen Anlagenbetriebs dienen und die, in Anlehnung an Facchini et al. (2021), pauschal mit drei Prozent der Investitionskosten pro Jahr angesetzt werden.

5.4 Investitionskosten (Capex)

Bezüglich der Bestimmung der Kapitalkosten greifen wir auf dieselbe Literatur zurück, die bereits den Investitionskosten zur Transformation der Primärstahlerzeugung zugrunde lag (siehe Kapitel 3.1 und 4.5). Hützel/Lehner (2024) zufolge belaufen sich die Investitionskosten einer EAF-Anlage auf durchschnittlich 70 Prozent der Kosten einer H₂-DRI-EAF-Anlage.

Für den Bau der Erzeugungsanlagen für die zusätzlich benötigte Kapazität von sieben Millionen Tonnen fallen somit Investitionskosten für den Neubau von 525 Euro pro Tonne Rohstahlkapazität an. Die Investitionskosten für die Transformation bestehender Anlagen fallen dagegen deutlich geringer aus.

Küster-Simic/Schönfeldt (2023) gehen von 250 Euro je Tonne Rohstahlkapazität aus. Da sich die Technologie nicht grundlegend ändert, sind die Investitionen vor allem dazu nötig, um bestehende Aggregate an einen wasserstoffbasierten Betrieb anzupassen, etwa durch Modifikationen an Brennersystemen, Leitungs- und Dichtungskomponenten sowie der Mess- und Regeltechnik.

Auf Basis der gegenwärtigen Kapazitätsstruktur – 15 Millionen Tonnen müssen transformiert werden und sieben Millionen Tonnen werden noch zusätzlich benötigt – ergeben sich gewichtete Investitionskosten von rund 338 Euro je Tonne Kapazität. Bei einer technischen Lebensdauer von 18 Jahren, einer Auslastung von 90 Prozent und einem Zinssatz von 8 Prozent resultieren daraus Kapitalkosten – ohne zusätzliche Förderung der Investitionskosten – von 40 Euro je Tonne Rohstahl.

5.5 Übersicht Kostenparameter und Levelised Cost of Steel im Basisszenario: Sekundärstahlproduktion

Auch in der Sekundärstahlproduktion bildet das Basisszenario einen graduellen Übergang von Erdgas zu Wasserstoff über zehn Jahre ab, wenngleich die damit verbundenen Kosteneffekte hier deutlich geringer ausfallen als in der Primärroute: Wasserstoff ersetzt lediglich den marginalen Erdgaseinsatz für Prozesswärme (0,05 MWh je Tonne Rohstahl). Unter den ansonsten identischen Annahmen wie im Basisszenario zur Primärstahlerzeugung (exklusive der Investitionskostenförderung) ergeben sich in den folgenden Tabellen dargestellten Kosten für die Sekundärstahlerzeugung für die einzelnen Komponenten.

Tabelle 3: Betriebskosten (Opex) Sekundärstahlproduktion

Input	Preis pro Einheit	Menge pro Tonne Rohstahl
Stahlschrott und Legierung	350 €/t	1.036 kg
Strom	50 €/MWh	0,4 MWh
Wasserstoff	120 €/MWh	0,05 MWh
Erdgas	30 €/MWh	0,05 MWh
Kalk/Dolomit	100 €/t	28 kg
Kohle	130 €/t	21 kg
Sauerstoff	0,14 €/kg	56 kg
Elektroden	4.000 €/t	3,05 kg
Personal/Wartung	3 % der Investitionskosten	–

Quelle: eigene Darstellung

Tabelle 4: Investitionskosten (Capex) Sekundärstahlproduktion

Parameter	Wert
Neubau	525 €/t Rohstahlkapazität
Transformationskosten	250 €/t Rohstahlkapazität
Zinssatz	8 %
Abschreibungszeitraum	18 Jahre
Auslastung	90 %

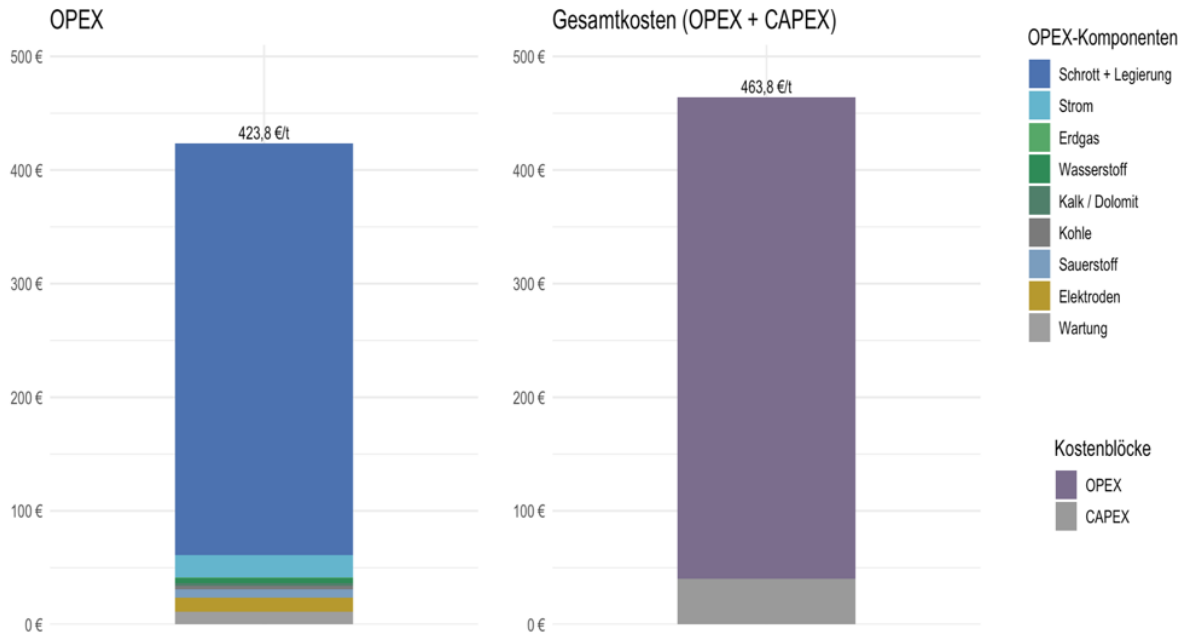
Quelle: eigene Darstellung

Im Basisszenario betragen die LCOS der laufenden Produktion (Betriebskosten) 424 Euro je Tonne Rohstahl. Die Kostenstruktur wird von den Schrottkosten dominiert: Stahlschrott einschließlich Legierungselemente macht mit 363 Euro rund 86 Prozent der Betriebskosten aus. Die übrigen Kostenblöcke – Strom (20 Euro), Graphitelektroden (12 Euro), Wartung (11 Euro), Sauerstoff (8 Euro), Kohle (3 Euro) und Kalk (3 Euro) – spielen eine untergeordnete Rolle.

Auch der Übergang von Erdgas zu Wasserstoff ist in der Sekundärroute kostenmäßig nahezu vernachlässigbar: Die annualisierten Energiekosten für Erdgas und Wasserstoff belaufen sich zusammen auf rund 5 Euro je Tonne. Abbildung 11 (links) zeigt die Zusammensetzung der LCOS nach Kostenkomponenten.

Die annualisierten Investitionskosten (Capex) belaufen sich auf 40 Euro je Tonne Rohstahl. Zusammen mit den LCOS der laufenden Produktion ergeben sich damit Gesamt-LCOS von 464 Euro je Tonne Rohstahl (Abbildung 11, rechts). Damit ist die Sekundärstahlerzeugung kostenmäßig deutlich günstiger als die Primärroute (590 Euro mit CO₂-Bepreisung), bleibt jedoch empfindlich gegenüber Preisschwankungen und Engpässen auf den Schrottmärkten.

Abbildung 11: Herstellungskosten Sekundärstahlproduktion pro Tonne Rohstahl (Levelised Cost of Steel)



Anmerkung: Opex: Betriebskosten, Capex: Investitionskosten
 Quelle: eigene Berechnung (siehe Appendix)

6. Preisentwicklung Stahl

Ergänzend zur kostenbasierten Analyse bietet es sich an, die LCOS in Relation zum Marktpreisumfeld zu setzen, um zu prüfen, ob die Produktionskosten in einer Größenordnung liegen, die unter gegenwärtigen Marktbedingungen grundsätzlich tragfähig wäre. Ein solcher Vergleich ist allerdings mit Vorsicht zu interpretieren, da die LCOS einen diskontierten Durchschnitt über die gesamte Anlagenlebensdauer darstellen, während Marktpreise das jeweilige Preisniveau zu einem bestimmten Zeitpunkt widerspiegeln.

Die Gegenüberstellung dient daher als Plausibilitätscheck und weniger als exakte Rentabilitätsrechnung, da die künftigen Stahlpreise über die Lebensdauer der Anlage geschätzt werden müssten. Die im Folgenden herangezogenen Marktpreise bilden das Preisniveau vor dem US-israelischen Angriff auf den Iran ab.

Der seither andauernde Konflikt und die Schließung der Straße von Hormus haben zu erheblichen Verwerfungen an den Energie- und Rohstoffmärkten geführt, deren langfristige Auswirkungen auf die Stahlpreise derzeit nicht belastbar abschätzbar sind. Für die Einordnung der Wirtschaftlichkeit der Transformation eignet sich daher das stabilere Vorkrisenniveau als Orientierung, da es die strukturellen Marktbedingungen widerspiegelt, unter denen die langfristigen Investitionsentscheidungen getroffen werden müssen.

Da öffentlich zugängliche Preiszeitreihen für europäische Stahlprodukte nur eingeschränkt verfügbar sind, stützt sich die Analyse auf standardisierte Referenzpreise der London Metal Exchange. Für die Primärstahlproduktion wird warmgewalzter Flachstahl (Hot-Rolled Coil, HRC) in Nordwesteuropa als Benchmark herangezogen.

Die zugrunde liegende Zeitreihe basiert auf einem Argus-Preis-Assessment, das zugleich die Settlement-Basis der entsprechenden HRC-Futures bildet. Dieser Preis gilt als marktgängiger Referenzwert für Flachstahl und wird von Produzenten, Händlern und industriellen Abnehmern als Orientierung für Spotgeschäfte und kurzfristige Vertragsabschlüsse genutzt.

Zu beachten ist, dass sich der HRC-Preis auf ein gewalztes Fertigprodukt bezieht, während die Levelised Costs of Steel die Herstellungskosten bis zum Rohstahl abbilden. Zwischen beiden Wertschöpfungsstufen liegen Strangguss- und Walzkosten, die die realisierbare Marge auf Rohstahlebene entsprechend schmälern.

Der Vergleich dient daher weniger der Bestimmung einer exakten Gewinnspanne als der Einordnung, ob die Produktionskosten in einer mit dem Marktumfeld grundsätzlich vereinbaren Größenordnung liegen. Vor

Ausbruch der Krise im Nahen Osten lag das Preisniveau bei etwa 625 bis 630 Euro. Der Durchschnittswert der drei Vorkrisenjahre sind 640 Euro. Gemessen an den Gesamt-LCOS der DRI-EAF-Route von 590 Euro je Tonne bewegen sich die Produktionskosten damit in einer Größenordnung, die unter stabilen Marktbedingungen grundsätzlich tragfähig wäre.

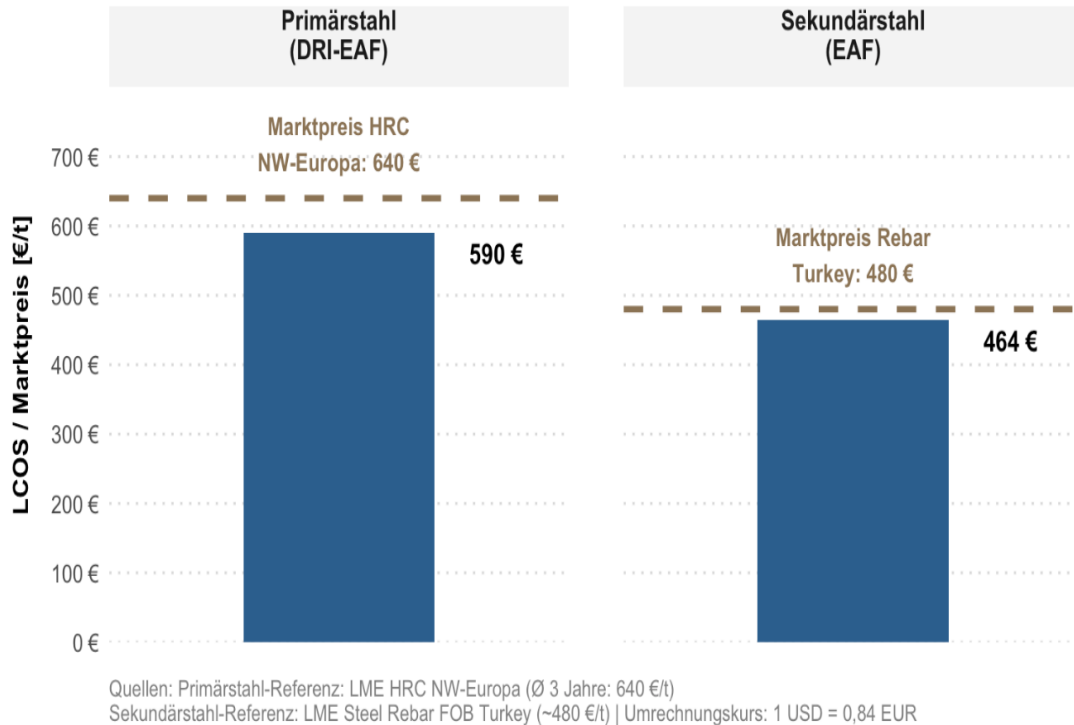
Für die Sekundärstahlproduktion stellt Bewehrungsstahl (Rebar) das einschlägige Referenzprodukt für schrottbasierte Langstahlproduktion dar und ist damit die methodisch konsistente Benchmark für diese Route. Der Referenzpreis der London Metal Exchange dafür ist „Steel Rebar FOB Turkey“. Rebar bezeichnet Beton- bzw. Bewehrungsstahl – ein typisches Langstahlprodukt für den Hoch- und Tiefbau, dessen Marktsegment stärker mit schrottbasierter Produktion korrespondiert. Da Preiszeitreihen für europäische Langstahlprodukte nur begrenzt verfügbar sind, stellt dieser Index einen praktikablen Referenzwert dar.

Auch hier ist zu beachten, dass der Rebar-Preis ein gewalztes Endprodukt abbildet, während die LCOS auf der Rohstahlebene enden. Zudem handelt es sich um einen FOB-Preis ab Türkei, der Transport-, Zoll- und etwaige Carbon-Border-Adjustment-Mechanism-Kosten noch nicht enthält – europäische Produzenten erzielen deshalb im Binnenmarkt in der Regel höhere Erlöse als dieser Referenzwert. Die in US-Dollar notierten Preise werden jeweils mit dem Vorkrisenwechsellkurs von einem US-Dollar zu 0,84 Euro in Euro umgerechnet, um Konsistenz mit den in dieser Studie verwendeten Kostenangaben in Euro je Tonne sicherzustellen.

Die Preise lagen vor Ausbruch der Krise für die kurzfristigen Kontrakte bei 557 US-Dollar je Tonne, was einem Preis von rund 468 Euro je Tonne entspricht. Für die Folgemonate signalisierte die Terminstruktur ein stabiles Preisniveau im Bereich von etwa 480 Euro je Tonne. Die Sekundärstahlproduktion stellt sich mit Gesamtkosten von 464 Euro je Tonne ebenfalls als tragfähig dar: Der Referenzpreis für Langstahl beispielsweise lag vor der Krise bei rund 480 Euro.

Vor diesem Hintergrund lassen sich Investitionen in klimaneutrale Primärstahlkapazitäten nicht nur aus gesamtwirtschaftlicher, sondern auch aus betriebswirtschaftlicher Perspektive begründen, sofern zentrale Risiken gezielt reduziert und die entsprechenden industriepolitischen Maßnahmen ergriffen werden. Dazu zählen insbesondere die Absicherung der Energiepreise, eine verlässliche CO₂-Bepreisung mit handelspolitischer Flankierung sowie Maßnahmen zur Stabilisierung der Nachfrage nach CO₂-armem Stahl.

Abbildung 12: Levelised-Costs-of-Steel-Prognosen in Relation zu unterschiedlichen Referenzpreisen



Anmerkung: DRI (Direct Reduced Iron): Direktreduktionsanlage,
 EAF (Electric Arc Furnace): Elektrolichtbogenöfen, HRC (Hot-Rolled Coil):
 warmgewalzter Flachstahl

Quelle: eigene Berechnung nach LME o. J.

7. Sensitivitätsanalyse für die Primärstahlproduktion

Wie sensibel dieses Ergebnis gegenüber den industriepolitischen Annahmen ist, zeigt unsere Sensitivitätsanalyse. Das Basisszenario unterstellt industriepolitische Rahmenbedingungen, die die Transformation gezielt ermöglichen: einen Industriestrompreis von 5 Cent/kWh, einen Industriewasserstoffpreis von 120 Euro/MWh, einen Erdgaspreis von 30 Euro/MWh sowie eine öffentliche Investitionsförderung von 50 Prozent.

Die Sensitivitätsanalyse prüft, wie sich die Gesamtkosten der Primärstahlproduktion verändern, wenn diese Bedingungen nicht oder nur teilweise erfüllt werden. Da die Sekundärstahlproduktion weit weniger energie- und kapitalintensiv ist und die Kosten maßgeblich vom Schrottpreis bestimmt werden, beschränkt sich die Sensitivitätsanalyse auf die Primärroute, wo die Energiepreise für den Business Case entscheidend sind.

In einer ersten Sensitivität werden die Energiepreise ohne industriepolitische Absicherung angehoben: der Strompreis steigt auf 8 Cent/kWh. Der Wasserstoffpreis wird konsistent mit dem erhöhten Strompreis bestimmt: Aus der Levelized-Cost-of-Hydrogen-Sensitivitätsanalyse (LCOH) für Wasserstoff (siehe Appendix) ergibt sich bei einem Strompreis von 8 Cent/kWh ein mengengewichteter, abgezinster Durchschnittspreis von 162 Euro/MWh inklusive Transport und Speicherung – abgerundet wird ein konstanter Bezugspreis von 160 Euro/MWh als Inputpreis in die Betriebskostenberechnung eingesetzt.

Alle übrigen Parameter, inklusive der Investitionsförderung von 50 Prozent, bleiben unverändert. Unter diesen Annahmen steigen die Gesamt-Levelised Costs of Steel (LCOS) auf 659 Euro je Tonne Rohstahl, ein Anstieg um rund 12 Prozent gegenüber dem Basisszenario (590 Euro). Der Kostenanstieg speist sich aus zwei Kanälen: den höheren Wasserstoffkosten infolge des gestiegenen Strompreises bei der Elektrolyse sowie den direkt gestiegenen Stromkosten der EAF-Stufe.

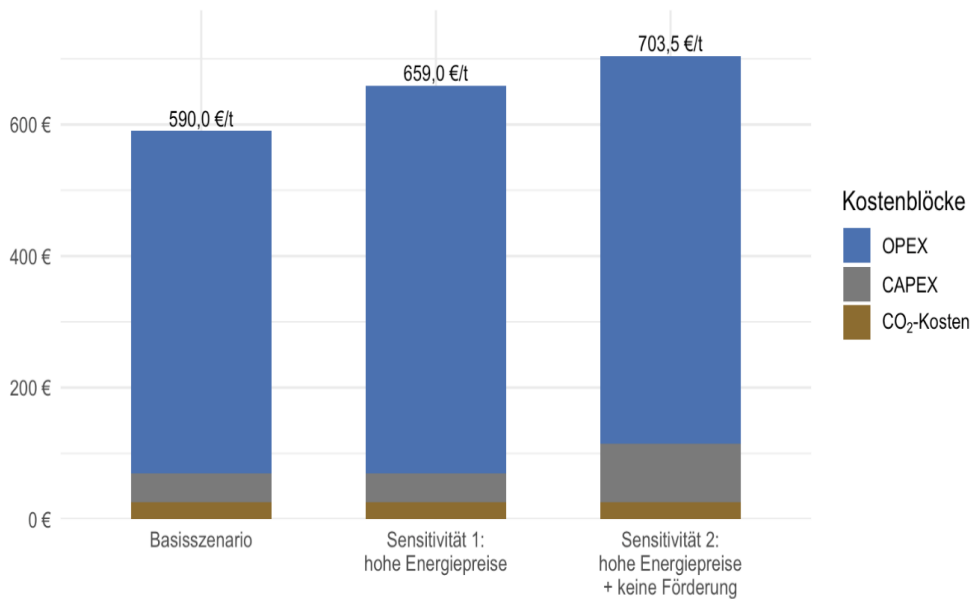
In einer zweiten Sensitivität wird zusätzlich zu den erhöhten Energiepreisen die Investitionsförderung vollständig gestrichen. Die Gesamt-LCOS steigen dadurch weiter auf 704 Euro je Tonne Rohstahl. Der zusätzliche Anstieg von 44,50 Euro gegenüber Sensitivität 1 entspricht der Verdopplung der annualisierten Kapitalkosten von 44,50 auf 89 Euro, die sich aus dem Wegfall der 50-prozentigen Förderung ergibt. Mit 704 Euro liegen die Produktionskosten nun deutlich über den gegenwärtigen Marktpreisen und rund 19 Prozent über den Kosten im Basisszenario. Abbil-

Abbildung 12 zeigt die Gesamt-LCOS in den drei Szenarien, jeweils aufgeteilt nach Betriebskosten, Investitionskosten und CO₂-Kosten.

Die Sensitivitätsanalyse verdeutlicht zweierlei: Erstens sind es die Energiepreise, die den Business Case der klimaneutralen Primärstahlproduktion entscheidend bestimmen. Der Sprung von 590 auf 659 Euro, der allein durch höhere Strom- und Wasserstoffpreise zustande kommt, zeigt, dass ohne eine wirksame Begrenzung der Energiekosten die Transformation selbst bei fortbestehender Investitionsförderung kaum wirtschaftlich darstellbar ist.

Der Wegfall der Investitionsförderung verstärkt das Problem: Der Unterschied zwischen Sensitivität 1 und 2 beträgt 44,50 Euro, während der Unterschied zwischen Basisszenario und Sensitivität 1 mit 69 Euro ein- einhalbmal so groß ist. Die Energiepreisabsicherung ist damit das wirkungsmächtigste Einzelinstrument – die Investitionsförderung ist komplementär notwendig, aber ohne bezahlbare Energie nicht hinreichend.

Abbildung 13: Sensitivitätsanalyse der Gesamt-Levelised-Costs-of-Steel der Primärstahlproduktion



Anmerkung: Opex: Betriebskosten, Capex: Investitionskosten

Quelle: eigene Berechnung (siehe Appendix)

8. Fazit

Die vorliegende Studie untersucht, ob die Transformation der deutschen Stahlindustrie zu einer klimaneutralen Produktion unter den gegebenen industriepolitischen Rahmenbedingungen betriebswirtschaftlich tragfähig ist. Die Antwort ist differenziert, aber im Kern positiv: Unter den Bedingungen des Basisszenarios – einem Industriestrompreis von 5 Cent/kWh, einem Industriewasserstoffpreis von 120 Euro/MWh, einer Investitionsförderung von 50 Prozent und einer wirksamen CO₂-Bepreisung – ergibt sich für die Primärstahlproduktion ein Geschäftsmodell, das tragfähig ist.

Die Levelised Costs of Steel (LCOS) der DRI-EAF-Route (Direktreduktion mit nachgeschaltetem Elektrolichtbogenofen) belaufen sich im Basisszenario auf 590 Euro je Tonne Rohstahl. Gemessen am Vorkrisenniveau des Flachstahlpreises von rund 640 Euro je Tonne liegen die Produktionskosten damit in einem Bereich, der unter stabilen Marktbedingungen betriebswirtschaftlich darstellbar erscheint.

Im Vergleich zur konventionellen Hochofenroute, deren Gesamtkosten bei Brownfield-Investitionen einschließlich CO₂-Bepreisung bei 616 Euro liegen, ist die klimaneutrale Route damit nicht nur umweltpolitisch geboten, sondern auch betriebswirtschaftlich wettbewerbsfähig – vorausgesetzt, CO₂-Kosten werden konsequent internalisiert. Ohne CO₂-Bepreisung hingegen liegt die konventionelle Route mit 426 Euro deutlich unter den LCOS der DRI-EAF-Route, was die zentrale Rolle einer verlässlichen CO₂-Bepreisung als Bestandteil des industriepolitischen Instrumentenkastens unterstreicht.

Die Sekundärstahlproduktion stellt sich kostenseitig günstiger dar. Bei Gesamt-LCOS von 464 Euro je Tonne und einem Langstahl-Referenzpreis von rund 480 Euro vor der Krise bewegen sich auch hier die Herstellungskosten in einer marktfähigen Größenordnung. Die Kostenstruktur wird vom Schrottpreis dominiert, was die Sekundärroute weniger energie-, aber stärker rohstoffpreissensitiv macht. Eine zunehmende Verknappung hochwertiger Schrottqualitäten, wie in Kapitel 2.4 dargelegt, könnte die Kostenvorteile der Sekundärroute langfristig schmälern.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass insbesondere der Business Case der Transformation der Primärstahlproduktion fragil ist. Eine vergleichsweise moderate Erhöhung der Strompreise ohne industriepolitische Absicherung lässt die LCOS auf 659 Euro steigen und damit sehr deutlich über die aktuellen Marktpreise.

Fällt zusätzlich die Investitionsförderung weg, steigen die Kosten auf 704 Euro. Das verdeutlicht: Die klimaneutrale Stahlproduktion ist ein tragfähiges Geschäftsmodell – aber nur unter der Voraussetzung, dass die Politik ihre Zusagen einhält. Die vier in Kapitel 3 identifizierten Instru-

mente – Energiepreisabsicherung, Investitionsförderung, Nachfragestimulierung und öffentliche Beteiligungen – sind notwendige Bedingungen für die Wirtschaftlichkeit der Transformation.

Dabei kommt der Energiepreisabsicherung die größte Hebelwirkung zu. Der Strompreis bestimmt sowohl die direkten Produktionskosten als auch – über die Elektrolyse – die Wasserstoffkosten und damit den mit Abstand größten variablen Kostenblock. Die Investitionsförderung ist komplementär notwendig, um die hohen Anfangsinvestitionen auf ein finanzierbares Maß zu reduzieren, reicht aber ohne bezahlbare Energie nicht aus.

Die CO₂-Bepreisung schließlich schafft den entscheidenden Wettbewerbsvorteil gegenüber der konventionellen Route und muss durch eine wirksame handelspolitische Flankierung – insbesondere einen funktionsfähigen Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) – abgesichert werden, um Carbon Leakage zu verhindern.

Die gegenwärtige geopolitische Lage – insbesondere der Konflikt am Persischen Golf und dessen Auswirkungen auf die Energiemärkte – fügt dem Transformationsproblem eine zusätzliche Dimension der Unsicherheit hinzu. Gerade in einem solchen Umfeld wird die Rolle des Staates als Risikopartner der Industrie umso wichtiger.

Die Erfahrungen der vergangenen Jahre zeigen, dass Transformationsprojekte dort am weitesten vorangeschritten sind, wo der Staat eine aktive Rolle übernommen hat – in Salzgitter und im Saarland. An den rein privatwirtschaftlich geprägten Standorten hingegen wurden Investitionen trotz bereitstehender Fördermittel zurückgestellt.

Die Lehre daraus ist eindeutig: Förderzusagen allein schaffen keine Investitionen. Es braucht ein kohärentes industriepolitisches Gesamtpaket, das Energiepreise absichert, Investitionsrisiken teilt, Nachfrage stabilisiert und handelspolitisch flankiert. Unter diesen Bedingungen ist die klimaneutrale Transformation der deutschen Stahlindustrie nicht nur machbar, sondern wirtschaftlich tragfähig.

Literatur

Alle im Folgenden genannten Internetadressen wurden zuletzt am 12.6.2026 abgerufen, soweit nicht anders angegeben.

- Acatech/Dechema (2026): Der Kompass. Wegweiser ins Wasserstoff-Zeitalter.
<https://web.archive.org/web/20260208035426/>
<https://www.wasserstoff-kompass.de/>
- Agora Industrie / FutureCamp / Wuppertal Institut / Ecologic Institute (2021): Klimaschutzverträge für die Industrietransformation. Aktualisierte Analyse zur Stahlbranche. Berlin.
www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_10_DE_KIT/AEW_230_Klimaschutzvertraege-Industrietransformation-Stahl_Update_WEB.pdf
- Agora Industrie (2022): Transformationskostenrechner Stahl. Berlin.
www.agora-industrie.de/daten-tools/transformationskostenrechner-stahl
- Barrington, Chris (2018): DR-grade iron ore pellets – A supply overview. Charlotte, N.C.: Midrex Technologies.
www.midrex.com/tech-article/dr-grade-iron-ore-pellets-a-supply-overview
- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2023): Erdgas: Zahlen, Daten, Fakten. Berlin.
www.gewerbegas.info/wp-content/uploads/2023/08/Zahlen_und_Fakten_Erdgas.pdf
- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2026): Energiewirtschaftliche Entwicklungen. Quartalsbericht. 4. Quartal und Jahr 2025.
www.bdew.de/media/documents/Quartalsbericht_2025_IV_Charts_final.pdf
- BDSV – Bundesvereinigung Deutscher Stahlrecycling- und Entsorgungsunternehmen (2026): Markt & Preise.
www.bdsv.org/unser-service/markt-preise/
- BIS – BIS Data Portal (2026): Exchange rates against USD, Euro area, EUR/USD.
https://data.bis.org/topics/XRU/BIS,WS_XRU,1.0/D.XM.EUR.A
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2024): Wasserstoff-Kernnetz. Bonn.
www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html

- Bundeswirtschaftsministerium (2023a): Europäische Kommission genehmigt bislang größtes Dekarbonisierungsprojekt in Deutschland. Pressemitteilung, 20.7.2023.
www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/07/20230720-europaeische-kommission-genehmigt-bislang-groesstes-dekarbonisierungsprojekt-in-deutschland.html
- Bundeswirtschaftsministerium (2023b): Weg frei für die Stahl-Transformation: Europäische Kommission genehmigt Förderung der grünen Stahlerzeugung im Saarland. Pressemitteilung, 19.12.2023.
www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/12/20231219-weg-frei-fur-die-stahl-transformation.html
- Bundeswirtschaftsministerium (2026): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Berlin.
www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Dossiers/wasserstoffstrategie.html
- CME Group (2026): Dutch TTF Natural Gas Calendar Month. Futures and options.
www.cmegroup.com/markets/energy/natural-gas/dutch-ttf-natural-gas-calendar-month.html
- DLR – Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (2025): Expertise für die Transformation des Energiesystems. DLR-Studie untersucht Defossilisierung der weltweiten Stahlindustrie, 7.11.2025.
www.dlr.de/de/aktuelles/nachrichten/2025/dlr-studie-untersucht-defossilisierung-der-weltweiten-stahlindustrie
- Dworak, Sabine / Rechberger, Helmut / Fellner, Johann (2022): How will tramp elements affect future steel recycling in Europe? – A dynamic material flow model for steel in the EU-28 for the period 1910 to 2050.
In: Resources, Conservation and Recycling 179, 106072.
<https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2021.106072>
- Eurofer (2021): Map of EU steel production sites. Stand: 14. Juni 2021.
www.eurofer.eu/assets/Uploads/Map-20191113_Eurofer_SteellIndustry_Rev3-has-stainless.pdf
- Facchini, Francesco / Mossa, Giorgio / Mummolo, Giovanni / Vitti, Micaela (2021): An Economic Model to Assess Profitable Scenarios of EAF-Based Steelmaking Plants under Uncertain Conditions. In: Energies 14 (21), 7395.
<https://doi.org/10.3390/en14217395>

- Ferrexpo (2025): United in purpose. Annual Report & Accounts 2024.
www.ferrexpo.com/media/iiwbrchf/46518_fxpo_ar24-int.pdf
- Fraunhofer IKTS – Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme (2025): Faktencheck: Wasserstoff. Klimaneutraler Wasserstoff auf dem Prüfstand. Halle (Saale).
<https://share.google/rif2ZKhZ9X9aqQt0t>
- Hartung, Maik / Pothen, Frank / Hundt, Carolin (2025): Szenarien für den Stahlschrottbedarf der deutschen Stahlindustrie. Wirtschaftswissenschaftliche Schriften 01/2025. Jena: Ernst-Abbe-Hochschule Jena.
www.econstor.eu/bitstream/10419/321885/1/1931197113.pdf
- Hundt, Carolin / Pothen, Frank (2025): European Post-Consumer Steel Scrap in 2050: A Review of Estimates and Modeling Assumptions. In: Recycling 10 (1), 21.
www.mdpi.com/2313-4321/10/1/21
- Hüttel, Alexandra / Lehner, Judith (2024): Revisiting Investment Costs for Green Steel: Capital Expenditures, Firm Level Impacts, and Policy Implications. DIW Discussion Papers 2082. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW).
www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.901039.de/dp2082.pdf
- IEA – International Energy Agency (2020): Iron and Steel Technology Roadmap. Towards more sustainable steelmaking.
https://iea.blob.core.windows.net/assets/eb0c8ec1-3665-4959-97d0-187ceca189a8/Iron_and_Steel_Technology_Roadmap.pdf
- Johnson, Constantin / Åhman, Max / Nilsson, Lars / Li, Zhenxi (2025): Emerging green steel markets surrounding the EU emissions trading system and carbon border adjustment mechanism. In: Nature Communications 16, 9087.
<https://doi.org/10.1038/s41467-025-64440-9>
- Kaczmarczyk, Patrick / Krebs, Tom (2025): Grüner Stahl als zentraler Pfeiler einer resilienten Wirtschaft. Mannheim: Universität Mannheim.
www.vwl.uni-mannheim.de/media/Lehrstuehle/vwl/Krebs/Gruener_Stahl.pdf
- Krebs, Tom (2021): Moderne Klimapolitik und nachhaltiges Wachstum. In: Perspektiven der Wirtschaftspolitik (22) 3, S. 203–210.
<https://doi.org/10.1515/pwp-2021-0042>
- Krebs, Tom (2023a): Zeitenwende: Wie wir unsere Wirtschaft und das Klima retten. FES diskurs. Berlin: Friedrich-Ebert-Stiftung.
<https://collections.fes.de/publikationen/download/pdf/451361>

- Krebs, Tom (2023b): Ökonomische Analyse einer Verlängerung und Modifizierung der Strompreisbremse. Working Paper Forschungsförderung 305. Düsseldorf: Hans-Böckler-Stiftung.
www.boeckler.de/de/faust-detail.htm?sync_id=HBS-008699
- Küster-Simic, André / Schönfeldt, Janek (2023): Transformation der Sekundärstahlroute. Technische, wirtschaftliche und personalwirtschaftliche Herausforderungen mit Fokus auf die neuen Bundesländer. Frankfurt am Main: Otto Brenner Stiftung.
https://archiv.otto-brenner-stiftung.de/fileadmin/user_data/stiftung/02_Wissenschaftsportal/03_Publikationen/SNL_15_Sekundaerstahl_WEB.pdf
- LME – London Metal Exchange (o. J.): Market Data.
www.lme.com/market-data
- NDR (2026): Bund stockt Förderung für „grünen Stahl“ in Salzgitter deutlich auf, 23.2.2026.
www.ndr.de/nachrichten/niedersachsen/braunschweig_harz_goettingen/bund-stockt-foerderung-fuer-gruenen-stahl-in-salzgitter-deutlich-auf,salzgitter-134.html
- OECD (2024): Unlocking potential in the global scrap steel market: Opportunities and challenges. OECD Science, Technology and Industry Policy Papers 170. Paris: OECD Publishing.
www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2024/12/unlocking-potential-in-the-global-scrap-steel-market_b7014135/d7557242-en.pdf
- Prognos / Öko-Institut / Wuppertal Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende.
www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB.pdf
- Prognos (2025a): Wasserstoffkosten für die Industrie.
www.prognos.com/sites/default/files/2026-01/Studie-Wasserstoffkosten-für-die-Industrie_FINAL.pdf
- Prognos (2025b): Whitepaper: Zukünftige Wasserstoffpreise. Kurzbericht zur Darlegung anzunehmender Wasserstoffpreise in Energieszenarien.
www.prognos.com/sites/default/files/2025-03/Prognos_Wasserstoffpreise%20in%20Szenarien.pdf

- Ramakgala, Comfort / Danha, Gwiranai (2019): A review of ironmaking by direct reduction processes: Quality requirements and sustainability. In: Procedia Manufacturing 35, S. 242–245.
<https://doi.org/10.1016/j.promfg.2019.05.034>
- Refinitiv Eikon (o. J.): [Kostenpflichtige Datenbank.]
<https://eikon.refinitiv.com/>
- Salzgitter (2023a): Meilenstein bei Salcos erreicht – Salzgitter AG vergibt Auftrag für Direktreduktionsanlage.
Pressemitteilung, 24.5.2023.
www.salzgitter-ag.com/de/newsroom/pressemeldungen/details/meilenstein-bei-salcos-erreicht-salzgitter-ag-vergibt-auftrag-fuer-direktreduktionsanlage-20791.html
- Salzgitter (2023b): Salzgitter AG erhält Bescheid für staatliche Förderung des Salcos-Programms zur CO₂-armen Stahlproduktion. Pressemitteilung, 18.4.2023.
www.salzgitter-ag.com/de/newsroom/pressemeldungen/details/salzgitter-ag-erhaelt-bescheid-fuer-staatliche-foerderung-des-salcosr-programms-zur-co2-armen-stahlproduktion-20702.html
- SMARD – Strom- und Gasmärkte für Deutschland (2026): Strom. Industriestrompreise. Bonn: Bundesnetzagentur.
www.smard.de/page/home/topic-article/46/215546/industriestrompreise
- Statistisches Bundesamt (2026): Erdgaspreise für Nicht-Haushalte: Deutschland, Halbjahre, Jahresverbrauchsklassen, Preisarten. Code: 61243-0014. Wiesbaden.
www-genesis.destatis.de/datenbank/online/url/aeca43ef
- Stratmann, Klaus (2025): Arcelor-Mittal. Stahlhersteller sagt Wasserstoffprojekt in Milliardenhöhe ab.
In: Handelsblatt, 20.6.2025.
www.handelsblatt.com/politik/deutschland/arcelor-mittal-stahlhersteller-sagt-wasserstoffprojekt-in-milliardenhoehe-ab/100136073.html
- Vökl, Hermann (2023): Electric Arc Furnace Process Modelling and Simulation. Diplomarbeit. Wien: Technische Universität Wien.
<https://repositum.tuwien.at/bitstream/20.500.12708/158341/1/Voekl%20Hermann%20-%202023%20-%20Electric%20Arc%20Furnace%20Process%20Modelling%20and%20Simulation.pdf>

Wiedemann, Karsten (2025): Schleppende Nachfrage. BMW arbeitet an Update der Wasserstoffpolitik. In: Tagesspiegel Background Energie & Klima, 1.12.2025.

<https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/bmwe-arbeitet-an-update-der-wasserstoffpolitik>

World Bank Group (2026): World Bank Commodity Price Data (The Pink Sheet). Stand: 2.6.2026.

<https://thedocs.worldbank.org/en/doc/74e8be41ceb20fa0da750cda2f6b9e4e-0050012026/related/CMO-Historical-Data-Monthly.xlsx>

Autoren

Patrick Kaczmarczyk, PhD, ist wissenschaftlicher Mitarbeiter (Postdoc) am Lehrstuhl für Makroökonomik der Abteilung Volkswirtschaftslehre der Universität Mannheim. Seine Forschungsschwerpunkte liegen in den Bereichen Industriepolitik, wirtschaftliche Transformation und Entwicklung.

E-Mail: patrick.kaczmarczyk@uni-mannheim.de

Orcid-ID: <https://orcid.org/0000-0002-1601-0364>

Tom Krebs, PhD, ist Professor für Makroökonomik und Wirtschaftspolitik an der Abteilung Volkswirtschaftslehre der Universität Mannheim und Mitglied der Mindestlohnkommission. Seine Forschungsschwerpunkte umfassen öffentliche Investitionen, wirtschaftliche Resilienz und Klimapolitik.

E-Mail: tkrebs@uni-mannheim.de

Orcid-ID: <https://orcid.org/0000-0002-2500-4118>

Appendix

Die zentrale Frage dieser Studie lautet, ob die Transformation der Stahlindustrie unter den gegebenen industriepolitischen Rahmenbedingungen betriebswirtschaftlich tragfähig ist. Ein Stahlunternehmen, das heute in eine DRI-EAF-Anlage investiert, bindet Kapital über einen Zeitraum von fast zwei Jahrzehnten, in dem sich das Kostenprofil der Anlage systematisch verändert: von anfänglich niedrigeren Betriebskosten auf Erdgasbasis hin zu höheren Kosten im Wasserstoffbetrieb. Eine statische Momentaufnahme der Kosten zu einem einzelnen Zeitpunkt – etwa im ersten Betriebsjahr oder nach vollständiger Umstellung auf Wasserstoff – bildet die tatsächliche Kostenbelastung daher unzureichend ab. Um die Wirtschaftlichkeit der Investition dennoch in einem einzigen, vergleichbaren Wert auszudrücken, bestimmen wir die Levelised Cost of Steel (LCOS). Die LCOS erfassen die über die Lebensdauer einer Anlage anfallenden Betriebs- und Kapitalkosten und weisen sie als äquivalenten jährlichen Kostenwert je Tonne Rohstahl aus.¹ Dazu werden die jährlichen Betriebskosten auf den Investitionszeitpunkt diskontiert und über den Abschreibungszeitraum annualisiert. Der resultierende Wert entspricht den konstanten jährlichen Kosten je Tonne Rohstahl, die über die gesamte Laufzeit denselben Barwert erzeugen wie das tatsächliche, sich verändernde Kostenprofil. Die Methodik wird einheitlich auf die DRI-EAF-Route (Primär- und Sekundärstahlproduktion) sowie in vereinfachter Form auf die konventionelle Hochofenroute (BF-BOF) angewandt.

Notation und Parameter

Symbol	Bedeutung
T	Abschreibungszeitraum (in Jahren)
T^*	Übergangszeitraum von Erdgas zu Wasserstoff (in Jahren)
r	Diskontierungszinssatz
α_t	Wasserstoffanteil im Jahr t
s	Förderquote (Anteil der Investitionskosten als Zuschuss zu $t = 0$)
u	Kapazitätsauslastung
C	Spezifische Investitionskosten (EUR / t Rohstahlkapazität)
$OPEX_t$	Operative Kosten im Jahr t (EUR / t produziertem Rohstahl)
\overline{CAPEX}	Annualisierte Kapitalkosten (EUR / t produziertem Rohstahl)
A	Annuitätenfaktor

¹Zur Vereinfachung werden Rückbaukosten, Restwerte am Ende der Nutzungsdauer sowie Anfahrkosten nicht berücksichtigt. Finanzierungskosten werden nicht separat modelliert, sondern implizit über den Diskontierungszinssatz (r) abgebildet, der als pauschaler Kapitalkostensatz (WACC) interpretiert wird. Eine explizite Modellierung der Finanzierungsstruktur (Eigen- und Fremdkapital, Tilgungsprofile oder steuerliche Effekte) erfolgt nicht.

Der Wasserstoffanteil α_t steigt im Übergangszeitraum linear an und beträgt danach 1:

$$\alpha_t = \begin{cases} \frac{t}{T^*} & \text{für } t \leq T^* \\ 1 & \text{für } t > T^* \end{cases} \quad (1)$$

Die lineare Spezifikation stellt eine vereinfachende Annahme dar, die keine zusätzlichen Parameter erfordert und einen gleichmäßigen Hochlauf der Wasserstoffversorgung unterstellt. Alternative Übergangspfade, etwa ein stufenweiser oder S-förmiger Verlauf, würden die LCOS aufgrund der Diskontierung nur moderat verändern, solange Anfangs- und Endpunkt des Übergangs identisch bleiben. Der Annuitätenfaktor A ist definiert als:

$$A = \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+r)^t} = \frac{1 - (1+r)^{-T}}{r} \quad (2)$$

LCOS der DRI-EAF-Route (Primär- und Sekundärstahl)

Die operativen Kosten im Jahr t setzen sich aus einer zeitkonstanten und einer zeitvariablen Komponente zusammen:

$$\text{OPEX}_t = \underbrace{K^{\text{fix}}}_{\text{zeitkonstant}} + \underbrace{K_t^{\text{Erdgas}} + K_t^{\text{H}_2}}_{\text{zeitvariabel}} + \underbrace{K_t^{\text{CO}_2}}_{\text{nur Primär}} \quad (3)$$

Die zeitkonstanten Kosten K^{fix} umfassen alle Komponenten, die sich über die Laufzeit nicht verändern. In der Primärroute sind dies Strom, DRI-Pellets, Zuschlagstoffe sowie Personal- und Wartungskosten. In der Sekundärroute sind dies Stahlschrott (inkl. Legierung), Strom, Kalk, Kohle, Sauerstoff, Graphitelektroden sowie Wartungskosten. Die konkreten Werte ergeben sich aus den in Kapitel 4 bzw. 5 dokumentierten Preisen und Bedarfsmengen. Die zeitvariablen Energiekosten ergeben sich aus dem linearen Übergang von Erdgas zu Wasserstoff:

$$K_t^{\text{Erdgas}} = [(1 - \alpha_t) \cdot q_{\text{max}}^{\text{Erdgas}} + \alpha_t \cdot q_{\text{rest}}^{\text{Erdgas}}] \cdot p^{\text{Erdgas}} \quad (4)$$

$$K_t^{\text{H}_2} = \alpha_t \cdot q_{\text{max}}^{\text{H}_2} \cdot p^{\text{H}_2} \quad (5)$$

wobei $q_{\text{max}}^{\text{Erdgas}}$ den Erdgasbedarf bei reinem Erdgasbetrieb, $q_{\text{rest}}^{\text{Erdgas}}$ den Restbedarf bei reinem Wasserstoffbetrieb und $q_{\text{max}}^{\text{H}_2}$ den Wasserstoffbedarf bei reinem Wasserstoffbetrieb bezeichnen. In der Sekundärroute sind die substituierten Gasmengen marginal ($q = 0,05$ MWh/t), da Wasserstoff hier lediglich Erdgas als Hilfsenergieträger für Prozesswärme ersetzt. Dabei wird vereinfachend angenommen, dass Wasserstoff die energetische Funktion des Erdgases vollständig übernimmt. Angesichts der geringen Mengen ist der Einfluss dieser Vereinfachung auf die LCOS vernachlässigbar.

Die CO₂-Kosten fallen nur in der Primärroute an und werden analog interpoliert:

$$K_t^{\text{CO}_2} = [(1 - \alpha_t) \cdot e^{\text{Erdgas}} + \alpha_t \cdot e^{\text{H}_2}] \cdot p^{\text{CO}_2} \quad (6)$$

wobei e^{Erdgas} und e^{H_2} die spezifischen CO₂-Emissionen (t CO₂ / t Rohstahl) bei reinem Erdgas- bzw. Wasserstoffbetrieb bezeichnen. Die annualisierten OPEX (Levelised OPEX) ergeben sich als Barwert der jährlichen Betriebskosten, geteilt durch den Annuitätenfaktor:

$$\overline{\text{OPEX}} = \frac{1}{A} \sum_{t=1}^T \frac{\text{OPEX}_t}{(1+r)^t} \quad (7)$$

Die annualisierten Kapitalkosten $\overline{\text{CAPEX}}$ bezeichnen die auf eine Tonne produziertem Rohstahl umgelegten jährlichen Kosten des Kapaldienstes. Sie ergeben sich aus den spezifischen Investitionskosten C , bereinigt um die Förderquote s und die Auslastung u :

$$\overline{\text{CAPEX}} = \frac{C \cdot (1-s)}{u \cdot A} \quad (8)$$

Der Förderparameter s bildet einen nicht rückzahlbaren Investitionszuschuss ab, der vollständig zu Projektbeginn ($t = 0$) fließt und die zu finanzierende Investitionssumme entsprechend reduziert. Diese Modellierung entspricht der tatsächlichen Struktur der bewilligten IPCEI-Förderungen für die deutschen Primärstahlstandorte (vgl. Kapitel 3.2). Die gesamten LCOS sind die Summe beider Komponenten:

$$\text{LCOS} = \overline{\text{OPEX}} + \overline{\text{CAPEX}} \quad (9)$$

Parametrisierung

Die Gleichungen (1)–(9) gelten einheitlich für beide Routen. Die routenspezifischen Unterschiede ergeben sich ausschließlich aus der Parametrisierung:

Parameter	Primärstahl (DRI-EAF)	Sekundärstahl (EAF)
T	18 Jahre	18 Jahre
T^*	10 Jahre	10 Jahre
r	8 %	8 %
C	750 EUR/t Kap.	338 EUR/t Kap. ^a
s	50 %	0 %
u	90 %	90 %
$q_{\text{max}}^{\text{Erdgas}}$	2,94 MWh/t	0,05 MWh/t
$q_{\text{rest}}^{\text{Erdgas}}$	0,57 MWh/t	0 MWh/t
$q_{\text{max}}^{\text{H}_2}$	1,91 MWh/t	0,05 MWh/t
e^{Erdgas}	0,533 t CO ₂ /t	–
e^{H_2}	0,09 t CO ₂ /t	–

^a Gewichteter Durchschnitt: 32 % Neubau (525 EUR/t) + 68 % Transformation (250 EUR/t).

Sensitivitätsanalyse LCOS

Die LCOS-Berechnung des Basisszenarios beruht auf der Annahme, dass die im Hauptteil in Kapitel 3 beschriebenen industriepolitischen Instrumente – insbesondere der Industriestrompreis und die Investitionsförderung – über den gesamten Abschreibungszeitraum Bestand haben. Da der Strompreis jedoch nicht nur die direkten Betriebskosten der Stahlproduktion, sondern über den Kanal der Elektrolyse auch den Wasserstoffbezugspreis bestimmt, ist seine Wirkung auf die LCOS zweistufig. Die folgende Analyse quantifiziert, wie stark sich ein Anstieg des Strompreises auf die Gesamtkosten der Primärstahlproduktion überträgt – getrennt nach dem direkten Effekt auf die EAF-Stufe und dem indirekten Effekt über den Wasserstoffpreis.

Im Basisszenario wird der Wasserstoffpreis exogen auf 120 EUR/MWh für tarifgebundene Unternehmen (140 EUR/MWh ohne Tarifbindung) gesetzt. In den Sensitivitätsszenarien, die wir im nachfolgenden Abschnitt zu den Berechnungen der Wasserstoffkosten darlegen, wird der Wasserstoffpreis konsistent mit dem jeweiligen Strompreis bestimmt. Die dort berechneten Levelised Cost of Hydrogen (LCOH) im Szenario *Hohe Strompreise* ergeben zuzüglich 20 EUR/MWh für Transport und Speicherung einen Bezugspreis von 160 EUR/MWh (gerundet), der als Inputpreis in die OPEX-Berechnung eingeht. Tabelle 1 fasst die veränderten Parameter der beiden Sensitivitätsszenarien zusammen. Alle nicht aufgeführten Parameter bleiben gegenüber dem Basisszenario unverändert.

Tabelle 1: Parameteränderungen in der LCOS-Sensitivitätsanalyse

Parameter	Basisszenario	Sensitivität 1	Sensitivität 2
Strompreis (EUR/MWh)	50	80	80
H ₂ -Preis (EUR/MWh)	120 ^a	160 ^b	160 ^b
Erdgaspreis (EUR/MWh)	30	30	30
Förderquote s	50 %	50 %	0 %

^a Exogener Bruttopreis für tarifgebundene Unternehmen (140 EUR/MWh ohne Tarifbindung), konstant über die Laufzeit.

^b Mengengewichteter, abgezinster Durchschnittspreis aus dem LCOH-Szenario *Hohe Strompreise* inkl. 20 EUR/MWh für Transport und Speicherung, gerundet.

In Sensitivität 1, in der die Energiepreise angehoben, die Investitionsförderung jedoch beibehalten wird, steigen die Gesamt-LCOS auf 659 Euro je Tonne Rohstahl – ein Anstieg um rund 69 Euro bzw. 12 Prozent gegenüber dem Basisszenario (590 Euro). Der Kostenanstieg speist sich aus zwei Kanälen: Erstens erhöhen sich die Wasserstoffkosten um rund 48 Euro je Tonne, da der Bezugspreis von 160 EUR/MWh über dem Basispreis von 120 EUR/MWh liegt. Zweitens steigen die direkten Stromkosten der EAF-Stufe um über 20 Euro von 34,5 auf 55,2 Euro je Tonne.

In Sensitivität 2 wird zusätzlich die Investitionsförderung vollständig gestrichen ($s = 0$). Die Gesamt-LCOS steigen dadurch weiter auf 704 Euro je Tonne Rohstahl. Der zusätzliche Anstieg von 44,5 Euro gegenüber Sensitivität 1 entspricht der Verdopplung der annualisierten Kapitalkosten von 44,5 auf 89 Euro je Tonne, die sich aus dem Wegfall der 50-prozentigen Förderquote ergibt und unabhängig vom Energiepreisszenario ist. Die Gesamtkosten liegen damit um rund 19 Prozent über dem Basisszenario.

Konventionelle Hochofenroute (BF-BOF)

Da die konventionelle Route kein sich veränderndes Kostenprofil aufweist, vereinfacht sich die Berechnung gegenüber der Wasserstoffroute. Die OPEX sind über alle Jahre konstant, sodass der annualisierte Barwert dem jährlichen Wert entspricht:

$$\overline{\text{OPEX}}^{\text{BF}} = \text{OPEX}^{\text{BF}} = K^{\text{fix, BF}} + e^{\text{BF}} \cdot p^{\text{CO}_2} \quad (10)$$

wobei $K^{\text{fix, BF}}$ die Summe aller operativen Kostenkomponenten (Kokskohle, Einblaskohle, Erdgas, Eisenerz, Kalk, Legierungselemente, Schrott, Sauerstoff, Arbeits- und Wartungskosten) und $e^{\text{BF}} = 1,9 \text{ t CO}_2/\text{t Rohstahl}$ die spezifischen Emissionen bezeichnen. Für die Kapitalkosten gilt die allgemeine Formel aus Gleichung (8) mit $s = 0$, da die konventionelle Route keine öffentliche Investitionsförderung erhält:

$$\overline{\text{CAPEX}}^{\text{BF}} = \frac{C^{\text{BF}}}{u \cdot A} \quad (11)$$

mit $C^{\text{BF}} = 228 \text{ EUR/t Kapazität}$ (Johnson et al., 2025), derselben Auslastung $u = 90 \%$ und demselben Annuitätenfaktor A wie in Gleichung (2).

Wasserstoff

Beim klimaneutralen DRI-Verfahren ist der Wasserstoff der entscheidende Kostenfaktor. Deshalb steht und fällt die Wirtschaftlichkeit der Technologie mit dem Wasserstoffpreis. Die Herstellung von Wasserstoff – pro Tonne Rohstahl werden in etwa 1,91 MWh Wasserstoff benötigt (Agora 2022) – kann auf unterschiedliche Weise erfolgen, wobei eine Farbskala dazu dient, die zum Einsatz kommenden Technologien und Ausgangsstoffe, und damit auch die Klimawirkung, präzise voneinander abzugrenzen.

Nicht alle Herstellungsformen von Wasserstoff sind nämlich klimaneutral, auch wenn in Übergangsphasen auf fossile Ausgangsstoffe zurückgegriffen werden kann, um den Hochlauf von grünem Wasserstoff zu vereinfachen. Der derzeit in Deutschland überwiegend produzierte graue Wasserstoff wird durch Dampfreformierung erzeugt. In dem Prozess wird Erdgas in Wasserstoff und Kohlendioxid gespalten, wobei das Kohlendioxid unge-

bunden in die Atmosphäre gelangt. Der sogenannte blaue Wasserstoff nutzt denselben Ausgangsstoff und technologischen Ansatz, doch die bei der Reformierung entstehenden CO₂-Emissionen werden abgeschieden und entweder unterirdisch gespeichert oder als Rohstoff weiterverwendet. Neben diesen fossilen Formen existieren kohlenstoffärmere Verfahren: Türkiser Wasserstoff entsteht durch die thermische Spaltung von Erdgas, während oranger Wasserstoff aus Abfall- und Reststoffen gewonnen wird.

Neben diesen Ansätzen kann Wasserstoff auch direkt durch Elektrolyse gewonnen werden – ein Verfahren, bei dem Wasser mithilfe von Strom in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten wird. Dabei bewegen sich positiv geladene Wasserstoffionen durch einen Elektrolyten zur Kathode, wo sie Elektronen aufnehmen und zu molekularem Wasserstoff reduziert werden, während an der Anode Elektronen abgegeben werden und dadurch Sauerstoff entsteht. Die eingespeiste elektrische Energie wird so in chemischer Form im Wasserstoff gespeichert, der anschließend als Energieträger oder Rohstoff genutzt werden kann. Es gibt vier etablierte Arten von Elektrolyseverfahren: Die alkalische Elektrolyse (AEL), die Proton-Exchange-Membran Elektrolyse (PEM), die Anionen-Exchange-Membran Elektrolyse (AEM) und die Solide Oxide Electrolyser Cell-Elektrolyse (SOEC).

Die vier Verfahren unterscheiden sich insbesondere entlang einiger wirtschaftlich entscheidender Achsen: dem Grad der technologischen Reife und damit der Bankfähigkeit, der Kapitalintensität (die maßgeblich aus dem Materialbedarf folgt), dem erreichbaren Wirkungsgrad sowie der Fähigkeit, einer schwankenden Stromversorgung dynamisch zu folgen. Zwei Verfahren arbeiten in alkalischem Milieu (AEL und AEM), eines in saurem (PEM), eines bei hoher Temperatur (SOEC). Aus den unterschiedlichen Verfahrensansätzen leiten sich nach gegenwärtigem Kenntnisstand unterschiedliche Einsatzprofile ab.

Die alkalische Elektrolyse (AEL) ist das technologisch reifste und kostengünstigste Verfahren. Sie nutzt einen flüssigen Elektrolyten – in der Regel Kaliumhydroxid – und nichtedle Nickelelektroden, sodass sie ohne teure Edelmetallkatalysatoren auskommt. Dieser Materialvorteil, gepaart mit jahrzehntelanger industrieller Erprobung und Lebensdauern von 60.000 bis über 80.000 Betriebsstunden, verschafft ihre dominante Stellung im aktuellen Marktumfeld: Rund 70 Prozent der weltweiten Elektrolyseur-Fertigungskapazität entfallen auf alkalische Systeme (Weltbank, 2026). 86 Prozent davon wiederum entfallen auf China, das im jüngsten Fünfjahresplan der Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft entlang der gesamten Wertschöpfungskette eine zentrale Rolle zukommen lässt (ebd.). Trotz der Dominanz der AEL liegt ein Nachteil der Technologie bisher in der begrenzten Lastflexibilität: Herkömmliche Druckelektrolyseure lassen sich nur zwischen 30 und 100 Prozent ihrer Nennleistung betreiben und können einem schwankenden Stromangebot (wie bei den Erneuerbaren üblich) daher schlecht folgen. Neue atmosphärische Bauformen allerdings erreichen inzwischen Mindestlasten von 5 bis 10 Prozent und schließen damit zur PEM auf.

Ein weiterer Nachteil, für den bisher keine tragfähige Lösung in Sichtweite ist, bleibt die verhältnismäßig geringere Stromdichte: Da pro Flächeneinheit weniger Wasserstoff entsteht, fallen die Zellen und mit ihnen die gesamte Anlage für dieselbe Produktionsmenge größer aus.

Im Gegensatz zur AEL ersetzt die Proton-Exchange-Membran-Elektrolyse (PEM) den flüssigen Elektrolyten durch eine feste Polymermembran und arbeitet im sauren Milieu. Das erlaubt hohe Stromdichten, sehr kompakte Stacks (sie benötigen für dieselbe Wasserstoffmenge fünf- bis zehnmal weniger Elektrodenfläche als die AEL) sowie schnelle Lastwechsel im Sekundenbereich. Diese Eigenschaften prädestinieren die PEM für die direkte Kopplung mit volatiler Wind- und Solarstromerzeugung. Diese Vorteile gehen jedoch zulasten einer hohen Kapitalintensität: Das saure Milieu verlangt Edelmetallkatalysatoren (Iridium anodisch, Platin kathodisch) sowie titanbasierte Komponenten. Insbesondere Iridium ist mit einer globalen Jahresförderung von unter zehn Tonnen ein struktureller Engpass. Die absehbaren Kostensenkungspfade – eine Reduktion der Iridiumbelastung um bis zu 40 Prozent, Katalysatorrecycling und Fertigungsautomatisierung – sind daher unmittelbar mit der Materialfrage verknüpft. Bei der PEM-Fertigung verfügt Europa über eine starke Position: rund 54 Prozent der globalen Fertigungskapazität sind hier angesiedelt.

Die Anionen-Exchange-Membran-Elektrolyse (AEM) wiederum versucht, die Vorteile der AEL und PEM zu verbinden. Wie die PEM nutzt sie eine feste Membran anstelle eines flüssigen Elektrolyten und ist dadurch kompakt und lastflexibel. Wie die AEL arbeitet sie im alkalischen Milieu und kann deshalb auf nichtedle Katalysatoren – Nickel und Eisen – sowie Edelstahlkomponenten zurückgreifen, woraus sich ein theoretisches Kostensenkungspotenzial bei den CAPEX von 30 bis 50 Prozent ergibt (Weltbank, 2026). Dem steht jedoch die geringe Technologiereife entgegen: Die Lebensdauer der Membranen liegt heute bei lediglich 5.000 bis 10.000 Stunden, die größten realisierten Anlagen erreichen rund 5 MW, und das materialwissenschaftliche Grundproblem – Membranen, die zugleich hohe Leitfähigkeit, chemische Stabilität und geringe Quellung aufweisen müssen – ist im kommerziellen Maßstab ungelöst.

Die Festoxidelektrolyse (SOEC) schließlich arbeitet bei 700 bis 850 Grad mit Wasserdampf statt flüssigem Wasser und einem keramischen Elektrolyten. Die hohe Temperatur verschiebt einen Teil des Energiebedarfs von der teuren elektrischen auf die thermische Seite: Steht beispielsweise industrielle Abwärme oder Prozessdampf zur Verfügung, sinkt dadurch der Strombedarf um 20 bis 30 Prozent gegenüber den Niedertemperaturverfahren, und der elektrische Wirkungsgrad kann unter günstigen Bedingungen bis zu 90 Prozent erreichen (Weltbank, 2026). Bei externer Wärmezufuhr sind sogar elektrische Wirkungsgrade von über 100 Prozent möglich (bezogen ausschließlich auf den Elektroenergieeinsatz)

(Vermes, 2025). Da die SOEC zudem ohne Edelmetalle auskommt und reversibel betrieben werden kann, ist sie für die Integration in energieintensive Prozesse – etwa in der Stahl- und Ammoniakproduktion – besonders interessant. In der Praxis wird diese Kopplung bereits erprobt, wie im Projekt GrInHy3.0 bei Salzgitter, wo eine Hochtemperatur-Elektrolyse des Dresdner Herstellers Sunfire die Abwärme der Stahlproduktion nutzt und den erzeugten Wasserstoff direkt in die Direktreduktion einspeist (Greensteelworld, 2024). Die Grenzen der SOEC liegen allerdings noch in der geringen Dynamik und der bislang niedrigen Lebensdauer (20.000 bis 30.000 Stunden): Da häufige Last- und Temperaturwechsel die keramischen Zellen zusätzlich beanspruchen, eignet sie sich vor allem für einen gleichmäßigen Grundlastbetrieb. Hinzu kommt die derzeit höchste Kapitalintensität aller Verfahren, die die Wettbewerbsfähigkeit der SOEC stark beeinträchtigt.

Im Vergleich der vier Verfahren tragen den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft absehbar die AEL und PEM, die mit einem Technology Readiness Level (TRL) von jeweils 8–9 am weitesten entwickelt sind. Die strukturellen Vorteile der AEM (TRL 5–8) werden erst mit größerer Lebensdauer und Skalierung erschlossen. Für die Herstellung von Wasserstoff an integrierten Industriestandorten, wie beispielsweise der Stahlproduktion, kann sich das Bild perspektivisch zugunsten der SOEC (TRL 6–8) verschieben, da ihr Hochtemperaturvorteil dort zum Tragen kommt, wo externe Wärme anfällt. Allerdings müssen die Lebensdauer und Dynamik der SOEC noch verbessert werden, damit die Technologie trag- und wettbewerbsfähig wird.

Trotz der unterschiedlichen Verfahren ist das grundlegende Prinzip der Elektrolyse dasselbe, nämlich, dass der Strom die notwendige Energie liefert, um die chemischen Bindungen im Wasser aufzubrechen, sodass beide Gase getrennt entstehen (bei der SOEC unterstützt zusätzlich die hohe Temperatur die Aufspaltung und verbessert den Wirkungsgrad). Je nach Art der Stromquelle wird dabei zwischen rotem und grünem Wasserstoff unterschieden: Roter Wasserstoff wird mit Strom aus Kernenergie hergestellt, während grüner Wasserstoff ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird.

Regulatorischer Rahmen und Wasserstoffstrategie

Was als «grüner Wasserstoff» gilt, wird in der Europäischen Union vor allem durch die Renewable Energy Directives (RED) II und III festgelegt. Sie bilden den rechtlichen Rahmen für erneuerbare Energien und sollen die Wasserstoffwirtschaft stärken. RED II,² die seit 2018 gültige Richtlinie, legte erstmals verbindliche Regeln für Erneuerbare Energien in der EU fest und führte das Konzept des «erneuerbaren Wasserstoffs» in den Rechtsrahmen ein. Anders als frühere Vorgaben fokussierte sich die RED II nicht auf nationale Zielvorgaben, sondern auf ein «verbindliches Unionsziel» von mindestens 32 Prozent erneuerbarer

²Richtlinie (EU) 2018/2001, abrufbar unter: <https://eur-lex.europa.eu>.

Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2030. Die Mitgliedstaaten mussten diese Zielsetzung in ihren nationalen Energie- und Klimaplänen berücksichtigen. Für Wasserstoff bestimmte die Richtlinie vor allem, unter welchen Bedingungen er als erneuerbar gilt und somit bei der Erfüllung der Erneuerbare-Energien-Quoten angerechnet werden kann. Ein zentrales Element war dabei die Herkunft des Stroms, der für die Elektrolyse genutzt wird, sowie die Etablierung eines ersten Zertifizierungssystems. Zudem legte RED II fest, dass im Verkehrssektor bis 2030 mindestens 14 Prozent des eingesetzten Kraftstoffs aus erneuerbaren Quellen stammen müssen, wobei Wasserstoff und seine Derivate eine Schlüsselrolle spielen.

Mit RED III,³ die im November 2023 in Kraft trat, wurden die Anforderungen verschärft: Bis 2030 sollen 42,5 Prozent des Bruttoendenergieverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden. In der Industrie müssen 42 Prozent des genutzten Wasserstoffs aus erneuerbaren Quellen stammen. Bis 2035 soll der Anteil auf 60 Prozent steigen. Zugleich konkretisiert RED III, unter welchen Bedingungen Wasserstoff als erneuerbar gilt und auf die Zielvorgaben für erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs angerechnet werden kann.

Das Prinzip der sogenannten Additionalität spielt dabei eine wesentliche Rolle: Der für die Elektrolyse verwendete Strom muss aus erneuerbaren Anlagen stammen, die neu errichtet oder zeitgleich mit der Wasserstoffproduktionsanlage in Betrieb genommen wurden. Die Richtlinie legt fest, dass Elektrizität aus einer direkt angeschlossenen Anlage nur dann vollständig als erneuerbar anerkannt wird, wenn diese «nach oder gleichzeitig mit der Anlage den Betrieb aufnimmt, die erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs produziert» (Art. 27 Abs. 6a). Damit soll die Entnahme bestehender erneuerbarer Strommengen vom Markt vermieden werden. Ebenso wird ausgeschlossen, dass fossiler Netzstrom in die Bilanz eingeht. Wird Strom aus dem Netz bezogen, kann er nur angerechnet werden, wenn er eindeutig erneuerbar ist und seine Eigenschaften lediglich einmal zugewiesen werden (anders formuliert: Doppelanrechnungen erneuerbarer Strommengen werden ausgeschlossen). Herkunftsnachweise sind ein zentrales Instrument, um die Regelungen wirksam werden zu lassen. Darüber hinaus fordert RED III eine zeitliche und geografische Korrelation zwischen Stromerzeugung und Elektrolyse, was unter anderem dadurch gewährleistet werden soll, dass Erzeugung und Verbrauch nachweislich in derselben Gebotszone oder in geeigneten verbundenen Zonen stattfinden.

In der Umsetzung der RED III-Richtlinie in nationales Recht setzt ein Referentenentwurf des Bundesumweltministeriums,⁴ der im Sommer 2025 veröffentlicht wurde, vor allem auf den bestehenden Mechanismus der Treibhausgasminierungs-Quote (THG-Quote). Durch

³Richtlinie (EU) 2023/2413, abrufbar unter: <https://eur-lex.europa.eu>.

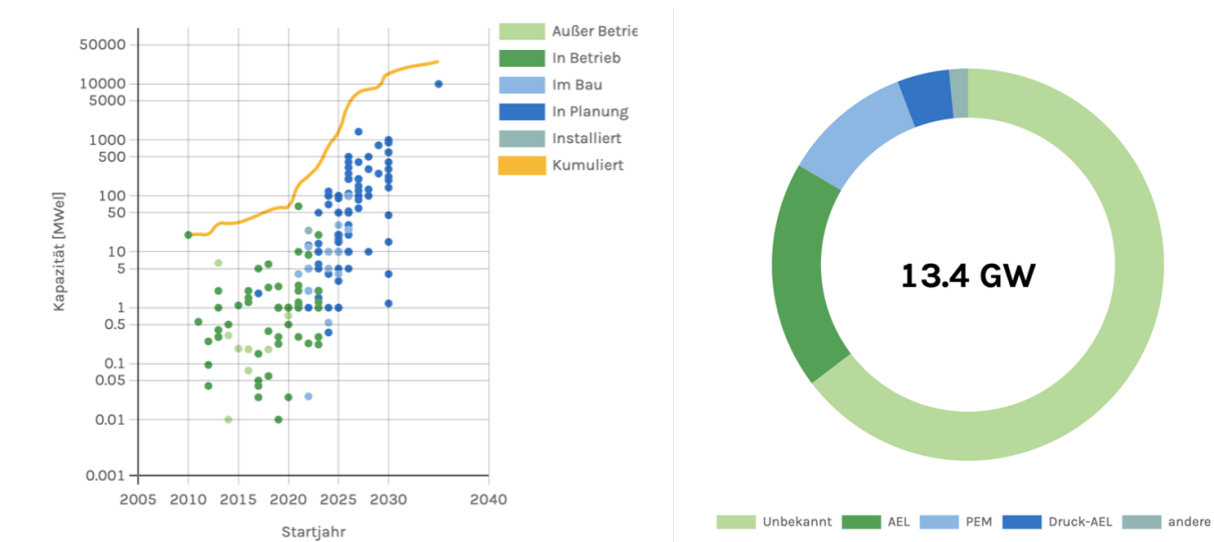
⁴Referentenentwurf zur Umsetzung der RED III, abrufbar unter: <https://www.bmuv.de>.

eine ambitionierte Fortschreibung der THG-Quote, die nunmehr «von allen Kraftstoffanbietern für alle Verkehrsbereiche zu erfüllen» ist und bis 2040 schrittweise auf 53 Prozent Treibhausgasminderung steigt, sollen die RED III-Anforderungen umgesetzt werden. Zudem werden «zusätzliche Verpflichtungen für den Einsatz von erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs geschaffen, zu denen grüner Wasserstoff oder synthetische flüssige Kraftstoffe gehören». Dies erfolgt insbesondere über neue Mindestquoten sowie über Mehrfachanrechnungen, die den Markthochlauf strombasierter Kraftstoffe stützen sollen. Raffinerien, die derzeit noch die größten Verbraucher von (grauem) Wasserstoff sind, werden infolge des Ansatzes zu wichtigen Ankerkunden für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft werden, was einige GW an Elektrolyseleistung sichern kann. Doch welche Ankerkunden sich darüber hinaus aufdrängen, ist derzeit noch nicht absehbar, da hohe Unsicherheiten über den Wasserstoffhochlauf bestehen bleiben. Um die in der RED III definierten Ziele zu erreichen, werden die bisherigen Maßnahmen nicht ausreichen.

Dasselbe gilt für die nationalen Ziele, die im Jahr 2020 im Rahmen der nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) der letzten schwarz-roten Bundesregierung festgelegt wurden. Die Bundesregierung schätzte die Wasserstoffbedarfe bis 2030 auf rund 90–110 TWh und setzte den Aufbau von 5 GW heimischer Elektrolyseleistung als Zielwert, die unter Annahme von 4.000 Volllaststunden und eines Wirkungsgrads von 70 Prozent insgesamt 14 TWh abdecken könnten (BMW, 2020). Die Ampel-Regierung erhöhte 2023 das Ziel für die heimische Elektrolysekapazität auf 10 GW (BMWE, 2025), sodass sich mit der installierten Kapazität 30–50 Prozent der Bedarfe durch heimische Produktion decken ließen. Bis 2045 schätzt die Bundesregierung einen Anstieg des Wasserstoffbedarfs auf 360–500 TWh. Die Elektrolysekapazität müsste sich entsprechend ungefähr um den Faktor 4 ausweiten.

Heute beträgt die installierte Leistung gerade einmal 154 MW (Wiedemann, 2025). Bis zum Ziel von 10 GW in 4 Jahren ist es noch ein weiter Weg. Gänzlich unrealistisch ist die Erreichung des Ziels allerdings nicht. Der Elektrolyse-Monitor (als Teil des Wasserstoff-Kompasses) von acatech und DECHEMA, der die Wasserstoff-Projekte in Deutschland auflistet, identifiziert bis 2030 Projekte mit einer Gesamtkapazität von 13,4 GW (siehe Abbildung 1). Bis 2035 steigt die Kapazität der angekündigten Projekte sogar auf 28 GW. Die meisten Projekte befinden sich allerdings noch in der Planungsphase und die Elektrolyse-Technologie ist bei zwei Dritteln noch unbekannt, was die Herausforderungen der Realisierung veranschaulicht.

Abbildung 1: Angekündigte Elektrolysekapazitäten



Quelle: acatech und DECHEMA

Um die gewünschten Erzeugungskapazitäten zu erreichen und die Anforderungen der RED III Richtlinie zu erfüllen, fällt dem Staat eine besondere Rolle zu. Einerseits bezieht sich dies auf die regulatorischen Rahmenbedingungen, deren Entwicklung weit fortgeschritten ist, andererseits aber auch auf die Förderkulisse, die Entwicklung der Infrastruktur und die Sicherung der Nachfrage.

Hinsichtlich der Infrastruktur hat die Bundesregierung bereits Pläne zum Aufbau grenzüberschreitender Importkorridore und dem Wasserstoff-Kernnetz vorgelegt. Das genehmigte Kernnetz umfasst rund 9.040 km Leitungen, von denen etwa 60 Prozent durch die Umstellung bestehender Erdgasleitungen entstehen. Die Investitionskosten belaufen sich auf etwa 19 Milliarden Euro (BNetzA, 2024). Das Netz soll Erzeugungsstandorte, Speicher, Importzugänge und industrielle Verbrauchszentren miteinander verbinden und außerdem den Anschluss an europäische Transportkorridore ermöglichen (siehe Abbildung 2).

Abbildung 2: Wasserstoff-Kernnetz



Quelle: BNetzA

Die größten Unsicherheiten, die politisch kurzfristig adressiert werden müssten, beziehen sich damit einerseits auf die finanzielle Absicherung der Förderung, um den Hochlauf zu beschleunigen, andererseits auf die Sicherung der Nachfrage. Wichtige Ankerkunden, die für die Elektrolyseure perspektivisch eine hohe und stabile Nachfrage garantieren können – beispielsweise Gaskraftwerke, die Stahl- und Chemieindustrie – zögern noch aufgrund der hohen Unsicherheiten bei der Verfügbarkeit und beim Preis des Wasserstoffs. Es ist somit ein klassisches Koordinierungsproblem: Die potenziellen Nachfrager, wie die Stahlindustrie, investieren nicht in Direktreduktionsanlagen, weil das Wasserstoffangebot und der Preis unsicher sind, und die Wasserstoffwirtschaft weitet die Kapazitäten nicht aus, weil die Nachfrage nach grünem Wasserstoff fehlt und/oder nicht zu Bedingungen hergestellt werden kann, die der Zahlungsbereitschaft der Abnehmer entspricht. Die Regierung muss dieses Koordinierungsproblem auflösen, indem sie gleichzeitig DRI-Anlagen und Elektrolyseanlagen fördert und diese unterstützenden Maßnahmen klar an alle Akteure kommuniziert.

Kostenblöcke

Für Investitionsentscheidungen in Elektrolysekapazitäten, Infrastruktur und nachgelagerte Anwendungen ist insbesondere die langfristige Entwicklung der spezifischen Herstellungs- und Transportkosten relevant. Diese bestimmen sowohl die Einsatzmöglichkeiten verschiedener Technologien als auch deren Beitrag zur Erreichung energie- und industriepolitischer Ziele.

OPEX

Die Gestehungskosten von Wasserstoff werden von drei Größen bestimmt: dem Strompreis, dem Wirkungsgrad und der Auslastung. Der Strombezug ist mit Abstand der dominierende Posten. Je nach Standort und Szenario entfallen zwischen 50 und 80 Prozent der Gestehungskosten auf den Strom (Prognos, 2025a; Weltbank, 2026). Der Wirkungsgrad wirkt dabei als direkter Hebel auf diese Stromkosten: Er bestimmt, wie viele Kilowattstunden Strom in einem Kilogramm Wasserstoff gebunden werden. Jede eingesparte Kilowattstunde je Kilogramm Wasserstoff senkt die Betriebskosten unmittelbar. Die Auslastung schließlich verteilt die fixen Kapitalkosten auf die produzierte Menge – allerdings, wie im Folgenden gezeigt wird, nur bis zu einem ökonomischen Optimum.

Wie viel Strom für die Produktion von Wasserstoff benötigt wird, hängt in erster Linie vom Wirkungsgrad der jeweiligen Technologie ab. Die Spannbreite der Wirkungsgrade beläuft sich dabei von 50 bis 80 Prozent (Fraunhofer, 2025). Aus 1 MWh Strom entstehen somit, je nach Wirkungsgrad, zwischen 0,5 und 0,8 MWh chemischer Energie in Form von Wasserstoff. Bei einem Energiegehalt von etwa 33 kWh/kg entspricht dies einem Strombedarf von 41 bis 66 kWh pro Kilogramm Wasserstoff.

Die Spannbreite erklärt sich aus den unterschiedlichen elektrochemischen Prinzipien: PEM- und AEL-Elektrolyse, deren Wirkungsgrade sich für gewöhnlich auf zwischen 60 und 70 Prozent belaufen, arbeiten bei moderaten Temperaturen und zeigen deutliche Effizienzunterschiede in Abhängigkeit von Lastpunkt und Materialeinsatz. Die SOEC-Systeme dagegen können durch ihren Hochtemperaturbetrieb einen höheren elektrischen Wirkungsgrad erzielen, da ein Teil des erforderlichen Energiebedarfs als Wärme und nicht als elektrische Energie eingebracht wird. Der durchschnittliche Wirkungsgrad der Technologie beläuft sich auf 80 Prozent (Fraunhofer, 2025b). Gleichzeitig führt die hohe Betriebstemperatur jedoch zu erhöhtem Materialstress und eingeschränkter Dynamik.

Bei allen Technologien sinkt über die Lebensdauer der Anlage der Wirkungsgrad durch Degradation. Prognos (2025b) zufolge belaufen sich die Effizienzverluste über den Lebenszyklus hinweg auf 5 bis 10 Prozentpunkte. Der durchschnittliche Gesamtwirkungsgrad allerdings, der in der Betrachtungsgrundlage für die Produktionskosten von Wasserstoff von Bedeutung ist, dürfte aufgrund des technologischen Fortschritts perspektivisch steigen.

Ein weiterer Faktor, der die Stromkosten für die Erzeugung von grünem Wasserstoff beeinflusst, ist die Auslastung des Elektrolyseurs. Hohe Vollbenutzungsstunden (definiert als Anzahl von Stunden pro Jahr, in denen der Elektrolyseur unter Volllast betrieben wird) senken die spezifischen Erzeugungskosten, weil die Investitionskosten des Elektrolysesystems auf eine größere Produktionsmenge verteilt werden. Allerdings ist eine hohe Auslastung nur erreichbar, wenn zusätzliche erneuerbare Erzeugungskapazitäten bereitgestellt werden, um den Elektrolyseur auch in Zeiten geringer Wind- oder Solarproduktion zu versorgen. Dadurch steigen jedoch die Stromgestehungskosten. Es entsteht somit ein gegenläufiger Effekt: Eine Erhöhung der Vollbenutzungsstunden reduziert zwar die spezifischen Kapitalkosten des Elektrolyseurs, führt aber zugleich zu höheren Stromkosten, da mehr erneuerbare Anlagen vorgehalten werden müssen, deren Leistung nicht vollständig genutzt werden kann.

Um dieses Gleichgewicht zu unterstützen und gleichzeitig die Netze zu entlasten, werden die Elektrolyseure primär an Standorten errichtet, die ein hohes Angebot an erneuerbarer Energie bieten. Dort können die Anlagen flexibel betrieben werden, sodass sie ihre Produktion an die aktuelle Verfügbarkeit von Wind- oder Solarstrom anpassen. Besonders Norddeutschland bietet hierfür gute Voraussetzungen: Hohe Windenergiepotenziale an Land und auf See lassen eine effiziente Versorgung der Elektrolyseure erwarten, und unterirdische Kavernenspeicher ermöglichen eine kostengünstige Zwischenspeicherung des erzeugten Wasserstoffs (KfW, 2024). Auch in Ostdeutschland existieren Regionen mit attraktiven Standortbedingungen. Solange die Transportinfrastruktur für Wasserstoff noch nicht flächendeckend ausgebaut ist, sollen zudem Elektrolyseure in den zukünftigen Verbrauchszentren in West-, Mittel- und Süddeutschland betrieben werden, vor allem zu Demonstrationszwecken und zur Erprobung flexibler Betriebsstrategien (ebd.).

Vor diesem Hintergrund zeigen jüngste Analysen, dass nicht das technische Maximum der Auslastung ökonomisch sinnvoll ist, sondern ein Optimum im Bereich von etwa 3.000 bis 5.500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr (Prognos, 2025b). In diesem Bereich wird die niedrigste Kombination aus Kapitalkosten und Stromkosten erreicht. Bei geringerer Auslastung verteuern ungenutzte Elektrolysekapazitäten den erzeugten Wasserstoff, bei höherer Auslastung steigen die Kosten des erneuerbaren Stroms überproportional an.

Neben den Stromkosten fallen weitere variable und fixe Betriebskosten an, allen voran die Kosten für die Wartung, Instandhaltung und das Personal. Im Vergleich zu den Stromkosten spielen diese allerdings eine geringe Rolle. In vielen Modellierungen wird dieser Block pauschal mit 3 Prozent der Gesamt-CAPEX pro Jahr angesetzt.

CAPEX

Die Investitionskosten eines Elektrolyseurs verteilen sich auf vier Wertschöpfungskomponenten. Der Stack – der elektrochemische Kern, in dem die eigentliche Spaltung des Wassers stattfindet – macht 20 bis 50 Prozent der direkten Investitionskosten aus. Den übrigen Teil der CAPEX binden die peripheren Systeme. Einerseits die elektrische Infrastruktur, das sogenannte Balance of Stack (also Gleichrichter, Transformatoren, Leistungselektronik, Schaltanlagen, Steuerung), andererseits die verfahrenstechnische Peripherie, das sogenannte Balance of Plant (unter anderem Wasseraufbereitung, Wärmemanagement, Trocknung und Reinigung, Verdichtung, Sicherheitstechnik). Beide Blöcke zusammen stellen 50 bis 80 Prozent der direkten Investitionskosten. Hinzu kommen Kosten für die Installation, den Bau und das Engineering, die bei großen Projekten 40 bis 50 Prozent der Gesamtinvestition ausmachen können (Weltbank, 2026).

Die größten Potenziale für zukünftige Kostensenkungen finden sich in den peripheren Systemen, in Modularisierung und Containerisierung sowie in Skaleneffekten beim Übergang vom Megawatt- in den Hundert-Megawatt-Bereich. Darüber hinaus zeigen die CAPEX-Strukturen, dass das Gros der industriellen Wertschöpfung außerhalb der Elektrochemie liegt, also in Leistungselektronik, Anlagenbau, Prozesstechnik, Werkstoffen (etwa Membranen und Diaphragmen) und Systemintegration. Es handelt sich überwiegend um Kompetenzfelder eines klassischen Industriestandorts mit ausgeprägter Elektrotechnik- und Anlagenbautradition, was sich auch in der starken europäischen Position bei der PEM-Fertigung und bei zentralen Komponenten und Fertigungsverfahren widerspiegelt.

Der erwartete Rückgang der Investitionskosten – im Basisszenario von 1.100 EUR/kW (2030) auf 350 EUR/kW (2045), was dem Mittelwert gängiger Schätzungen in der Literatur entspricht (Prognos, 2025a) – stützt sich auf dokumentierte Lernkurveneffekte. Empirische Auswertungen zeigen, dass sich die Systemkosten mit jeder Verdopplung der kumuliert installierten Kapazität um 14 bis 17 Prozent verringern (Weltbank (2026) auf Basis von Glenk et al., 2023). Die Kostentreiber unterscheiden sich dabei nach Reifegrad: Im Stack sind die größten Fortschritte über die Reduktion des Edelmetalleinsatzes und über automatisierte, kontinuierliche Fertigungsverfahren zu erwarten – Fraunhofer ISE (2021) zufolge halbieren sich die Stackkosten für AEL und PEM binnen eines Jahrzehnts –, während Gleichrichter, Transformatoren und Verdichtung als ausgereifte Komponenten gelten, deren Kosten primär über Skalierung und Standardisierung sinken. Kurzfristig wirkt hier allerdings ein gegenläufiger Effekt: Lieferengpässe bei Großtransformatoren und Hochspannungskabeln mit Vorlaufzeiten von mehreren Jahren stellen derzeit ein Kosten- und Terminrisiko dar. Der Stack selbst wird typischerweise nach der Hälfte der Lebensdauer ausgetauscht, was in der LCOH-Berechnung über den abgezinsten Stackanteil erfasst wird.

Methodik der Gestehungskostenberechnung (LCOH)

Die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff (Levelised Cost of Hydrogen, LCOH) werden analog zur LCOS-Berechnung als Investitionsproblem formuliert. Ein Investor, der zu einem gegebenen Zeitpunkt einen Elektrolyseur errichtet, bindet Kapital über dessen gesamte Lebensdauer. Die Parameter – Wirkungsgrad, Investitionskosten, Auslastung – sind zum Investitionszeitpunkt fixiert, die technologischen Verbesserungen späterer Anlagengenerationen wirken sich auf die bestehende Anlage nicht aus. Um die erwartete Kostenentwicklung auf dem Wasserstoffmarkt abzubilden, wird das Investitionsproblem für vier Kohorten berechnet, die jeweils zu den Zeitpunkten 2030, 2035, 2040 und 2045 investieren und mit den dann verfügbaren technologischen Parametern produzieren.

Die folgende Notation gilt einheitlich für alle vier Kohorten:

Symbol	Bedeutung	Einheit
C_k	Spezifische Investitionskosten der Kohorte k	EUR/kW
σ_k	Stackkostenanteil an den Investitionskosten	–
$\tilde{\sigma}_k$	Auf $t = 0$ abgezinster Stackkostenanteil	–
$OPEX_k$	Jährliche Betriebskosten der Kohorte k	EUR/kW/a
m_k	Jährliche Wasserstoffproduktion	kg/kW/a
N_k	Lebensdauer der Anlage	Jahre
h_k	Vollbenutzungstunden	h/a
η_k	Wirkungsgrad	–
γ_k	Wartungskostenanteil	–
p_k^{Strom}	Strompreis	EUR/MWh
E_{LHV}	Unterer Heizwert von Wasserstoff	kWh/kg
$K^{\text{H}_2\text{O}}$	Spezifische Wasserkosten	EUR/kg H ₂
r	Diskontierungszinssatz (WACC)	–
A_k	Annuitätenfaktor	–

Die Parametrisierung des Basisszenarios beruht auf eigenen Annahmen, die sich auf eine Reihe aktueller Studien zur Elektrolysetechnologie stützen – unter anderem Prognos (2025a), Fraunhofer ISE (2021) und Fraunhofer (2025) – und den industriepolitischen Rahmen der Studie widerspiegeln. Der Strompreis wird auf 50 EUR/MWh (5 ct/kWh) festgesetzt. Dieser Wert entspricht dem industriepolitischen Zielwert eines wettbewerbsfähigen Industriestrompreises, wie er in Kapitel 3 begründet wird, und liegt im unteren Bereich der in der Literatur für abgesicherte Industrieabnehmer diskutierten Bandbreiten. Der WACC wird auf 8 Prozent gesetzt, konsistent mit dem in dieser Studie einheitlich verwendeten Kapitalkostensatz.

Die Investitionskosten werden auf 1.100 EUR/kW (2030) angesetzt und fallen bis 2045 auf 350 EUR/kW – ein Rückgang, der den in der Literatur breit dokumentierten Lernkurveneffekten bei Elektrolyseuren Rechnung trägt. Der Stackkostenanteil sinkt entsprechend von 32,5 Prozent auf 22,5 Prozent. Die Wirkungsgrade steigen im Basisszenario von 70 Prozent (2030) auf 87 Prozent (2045). In spezifischen Verbrauch übersetzt bedeutet dies einen Rückgang von rund 48 auf etwa 38 Kilowattstunden Strom je Kilogramm Wasserstoff – ausgehend vom heute typischen Bereich von 50 bis 55 kWh/kg in Richtung der thermodynamischen Untergrenze von 33,4 kWh/kg (unterer Heizwert). Ein Effizienzgewinn dieser Größenordnung liegt innerhalb des Korridors von 20 bis 30 Prozent, den die Weltbank technologieübergreifend als Entwicklungspfad ausweist (Weltbank, 2026). Die Auslastung wird mit 3.750 Vollbenutzungsstunden im Jahr 2030 konservativ angesetzt und steigt auf 4.750 Stunden bis 2045. Die Lebensdauer wird technologiespezifisch aus den verfügbaren Schätzwerten abgeleitet. Der Wartungsaufwand wird pauschal mit 3 Prozent der Investitionskosten pro Jahr angesetzt, wie in der Literatur üblich. Tabelle 2 fasst die Parameter zusammen.

Tabelle 2: Kostenparameter der LCOH-Berechnung (Basisszenario)

Parameter	2030	2035	2040	2045
Strompreis (EUR/MWh)	50	50	50	50
Wirkungsgrad (%)	70	76	81	87
Auslastung (h/a)	3.750	4.000	4.250	4.750
CAPEX (EUR/kW)	1.100	900	700	350
Stackanteil (% CAPEX)	32,5	30,0	27,5	22,5
OPEX (% CAPEX/a)	3	3	3	3
Lebensdauer (h)	67.500	71.875	76.250	85.000
WACC (%)	8	8	8	8

Quelle: Eigene Annahmen.

Die resultierenden LCOH der vier Kohorten bilden einen fallenden Preispfad, der den Stahlproduzenten als Inputpreis über den 18-jährigen Abschreibungszeitraum ihrer DRI-EAF-Anlage gegenübersteht. Durch Diskontierung und Annualisierung dieses Preispfads lassen sich äquivalente Durchschnittskosten bestimmen, die die methodische Grundlage für die Wahl des Wasserstoffpreises in der LCOS-Berechnung bilden. Die LCOH-Szenarien beantworten damit zwei zentrale Fragen: Auf welchem Niveau der Wasserstoffpreis im LCOS-Basisszenario angesetzt werden sollte und welche Rolle der Staat bei der Absicherung dieses Preisniveaus spielt.

Die LCOH werden – analog zur LCOS – als Barwert aller Kosten bezogen auf den Barwert der Produktion bestimmt. Für eine Kohorte k mit Investitionszeitpunkt $k \in$

{2030, 2035, 2040, 2045} gilt:

$$\text{LCOH}_k = \frac{C_k \cdot (1 + \tilde{\sigma}_k) + \sum_{t=1}^{N_k} \frac{\text{OPEX}_k}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{N_k} \frac{m_k}{(1+r)^t}} \quad (12)$$

wobei C_k die spezifischen Investitionskosten (EUR/kW), $\tilde{\sigma}_k$ den auf den Investitionszeitpunkt abgezinsten Stackkostenanteil, OPEX_k die jährlichen Betriebskosten (EUR/kW), m_k die jährliche Wasserstoffproduktion (kg/kW) und N_k die Lebensdauer in Jahren bezeichnen. Der Barwert des Stack-Ersatzes, der nach der Hälfte der Lebensdauer anfällt, wird über den abgezinsten Stackanteil erfasst:

$$\tilde{\sigma}_k = \frac{\sigma_k}{(1+r)^{N_k/2}} \quad (13)$$

wobei σ_k den Stackkostenanteil an den Gesamtinvestitionskosten bezeichnet.

Da die Betriebsbedingungen eines Elektrolyseurs innerhalb einer Kohorte zeitkonstant sind – anders als beim Stahlwerk, dessen Kostenprofil sich durch den Erdgas-zu-Wasserstoff-Übergang jährlich verändert –, sind sowohl OPEX_k als auch m_k nicht von t abhängig. Die Summen im Zähler und Nenner vereinfachen sich dadurch zu $\text{OPEX}_k \cdot A_k$ bzw. $m_k \cdot A_k$, wobei $A_k = \sum_{t=1}^{N_k} (1+r)^{-t}$ der Annuitätenfaktor ist.⁵ Die LCOH lassen sich damit äquivalent darstellen als:

$$\text{LCOH}_k = \frac{C_k \cdot (1 + \tilde{\sigma}_k)}{m_k \cdot A_k} + \frac{\text{OPEX}_k}{m_k} \quad (14)$$

Die jährlichen Betriebskosten pro kW setzen sich aus dem Strombezug und der Wartung zusammen:

$$\text{OPEX}_k = \frac{h_k \cdot p_k^{\text{Strom}}}{1000} + \gamma_k \cdot C_k + h_k \cdot \eta_k \cdot \frac{K^{\text{H}_2\text{O}}}{E_{\text{LHV}}} \quad (15)$$

wobei h_k die Vollbenutzungsstunden, η_k den Wirkungsgrad, γ_k den Wartungskostenanteil und $E_{\text{LHV}} = 33,33$ kWh/kg den unteren Heizwert von Wasserstoff bezeichnen. Der Faktor 1/1000 konvertiert den Strompreis von EUR/MWh in EUR/kWh, da die Kapazität in kW gemessen wird. Die jährliche Produktion ergibt sich als:

$$m_k = \frac{h_k \cdot \eta_k}{E_{\text{LHV}}} \quad (16)$$

⁵Die Barwert-Formulierung ist dennoch die allgemeinere Darstellung und kann direkt erweitert werden, um beispielsweise die Degradation des Wirkungsgrads über die Lebensdauer zu berücksichtigen, die Prognos (2025b) auf 5 bis 10 Prozentpunkte schätzt. In der vorliegenden Berechnung wird von Degradation abstrahiert.

Nach Division durch m_k lassen sich die LCOH in die vertraute Kostenstruktur pro Kilogramm zerlegen:

$$\text{LCOH}_k = \underbrace{\frac{p_k^{\text{Strom}} \cdot E_{\text{LHV}}}{1000 \cdot \eta_k} + \frac{\gamma_k \cdot C_k}{m_k} + K^{\text{H}_2\text{O}}}_{\overline{\text{OPEX}}_k/m_k} + \underbrace{\frac{C_k \cdot (1 + \tilde{\sigma}_k)}{m_k \cdot A_k}}_{\overline{\text{CAPEX}}_k/m_k} \quad (17)$$

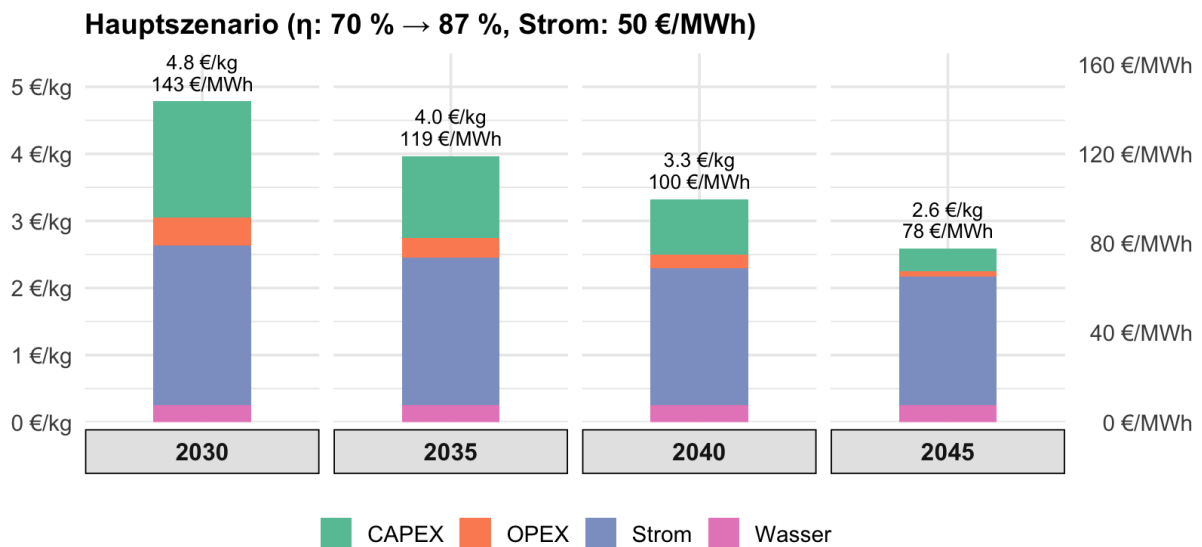
Die resultierenden LCOH werden als langfristiger Gleichgewichtspreis interpretiert, zu dem Anbieter unter wettbewerblichen Bedingungen ihre vollständigen Kapital- und Betriebskosten decken können. Die vier kohortenbezogenen Punktschätzungen bilden – zuzüglich eines Aufschlags von 20 EUR/MWh für Transport und Speicherung⁶ – einen fallenden Preispfad $p_t^{\text{H}_2}$, den ein Stahlproduzent über den 18-jährigen Abschreibungszeitraum seiner DRI-EAF-Anlage erwarten kann. Die vier Schätzwerte werden den Jahren 1, 6, 11 und 16 des Abschreibungszeitraums zugeordnet – entsprechend den Investitionszeitpunkten 2030, 2035, 2040 und 2045 – und dazwischen linear interpoliert. Ab Jahr 16 wird der Preis der Kohorte 2045 als langfristiger Gleichgewichtspreis konstant fortgeschrieben.

Aus diesem Preispfad lassen sich zwei Durchschnittswerte ableiten: ein rein diskontierter Durchschnitt, der den konstanten Preis angibt, der über 18 Jahre denselben Barwert erzeugt wie der fallende Pfad, sowie ein mengengewichteter, abgezinster Durchschnitt, der zusätzlich berücksichtigt, dass das Stahlwerk den Wasserstoff entlang des Transitionspfads α_t bezieht – anfänglich in geringen, später in vollen Mengen. Der mengengewichtete Wert liegt systematisch unter dem rein diskontierten, da der Großteil des Wasserstoffbezugs in die späteren Jahre mit niedrigerem Preis fällt, und bildet die Grundlage für die Wahl des exogenen Wasserstoffpreises in der LCOS-Berechnung.

Im Basisszenario sinken die Gestehungskosten von 4,8 Euro/kg (143 EUR/MWh) für die Kohorte 2030 auf 4,0 Euro/kg (119 EUR/MWh) für 2035, 3,3 Euro/kg (100 EUR/MWh) für 2040 und 2,6 Euro/kg (78 EUR/MWh) für 2045. Zuzüglich der Kosten für Transport und Speicherung von 20 EUR/MWh ergibt sich ein rein diskontierter Durchschnittspreis von rund 134 EUR/MWh (4,47 EUR/kg) und ein mengengewichteter Wert von rund 124 EUR/MWh (4,13 EUR/kg)(siehe Abbildung 3).

⁶Dieser Wert unterstellt eine weitgehend europäische und öffentlich geförderte Versorgung über das Wasserstoff-Kernnetz mit begrenzten Nutzungsentgelten.

Abbildung 3: Levelised Cost of Hydrogen (LCOH) nach Investitionskohorte im Basisszenario



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die in dieser Studie zugrunde gelegten LCOS-Berechnungen basieren auf dem reduzierten Garantiepreis von 120 EUR/MWh, der bei Tarifbindung gilt. Für tarifgebundene Unternehmen ist der implizite Subventionsbedarf moderat: Da in den ersten Betriebsjahren überwiegend Erdgas eingesetzt wird und der Wasserstoffanteil erst schrittweise steigt, liegt der mengengewichtete diskontierte Wasserstoffpreis bei rund 124 EUR/MWh. Der Garantiepreis liegt damit etwa 4 EUR/MWh unter den mengengewichteten Durchschnittskosten. Damit wird der Industriewasserstoffpreis zu einer gezielten, aber begrenzten Förderkomponente, die das Instrument vorrangig als Preisabsicherung gegen Aufwärtsrisiken wirken lässt.

Für Unternehmen ohne Tarifbindung, die den Basispreis von 140 EUR/MWh zahlen, ist der implizite Subventionsbedarf noch geringer: Die rein abgezinsten Durchschnittskosten für Wasserstoff liegen bei etwa 134 EUR/MWh und damit unterhalb des Garantiepreises. Auf dieser Preisstufe fungiert das Instrument nahezu ausschließlich als Preisversicherung: der Staat übernimmt das Volatilitätsrisiko, ohne nennenswert netto zu subventionieren.

Die Kopplung der Förderung an Tarifbindung ist dabei nicht nur ordnungspolitisch stimmig, sondern auch europarechtlich geboten. Sie folgt dem Prinzip, das sich als roter Faden durch das gesamte Maßnahmenpaket zieht: Industriepolitische Förderung wird an soziale Standards geknüpft und damit gesellschaftlich legitimiert. Auf europäischer Ebene schafft die EU-Mindestlohnrichtlinie von 2022 zusätzlichen Handlungsdruck: Sie verpflichtet Mitgliedstaaten mit einer Tarifbindungsquote von unter 80 Prozent zur Vorlage eines Akti-

onsplans zur Steigerung der Tarifbindung. Da Deutschland derzeit bei rund 50 Prozent liegt, hat der Europäische Gerichtshof jüngst bestätigt, dass die Richtlinie im Wesentlichen Bestand hat und Deutschland seinen Verpflichtungen nachkommen muss. Ein Industriewasserstoffpreis, der Tarifbindung gezielt incentiviert, leistet damit einen konkreten Beitrag zur Erfüllung europarechtlicher Verpflichtungen.

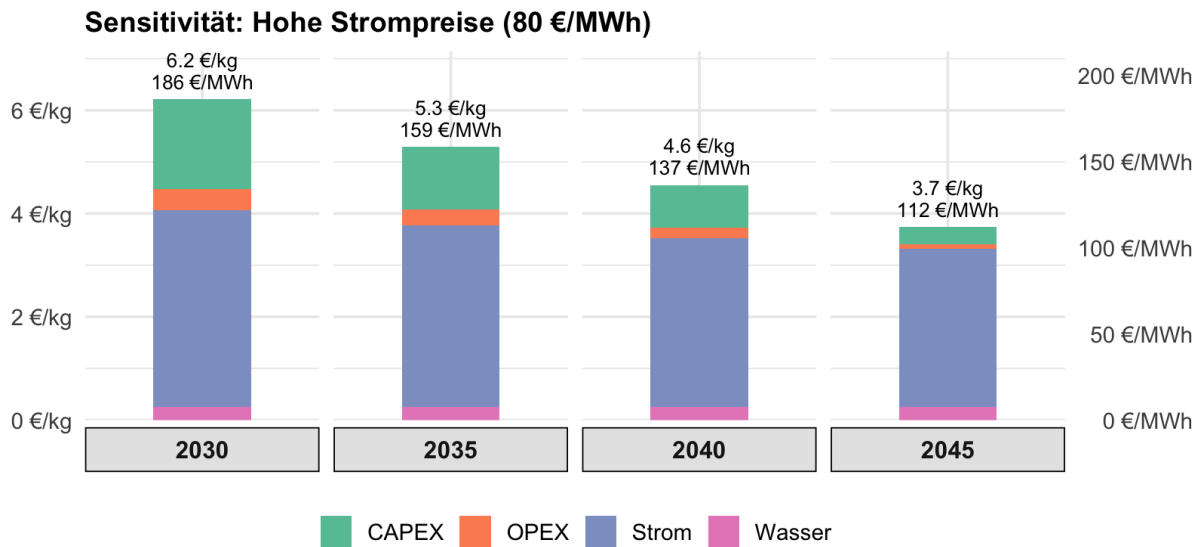
Kurzfristig (2030) ist die Stützung durch den Industriewasserstoffpreis auf beiden Preisstufen substanziell, da die Gestehungskosten zuzüglich Transport und Speicherung bei rund 163 EUR/MWh liegen – und damit deutlich über beiden Garantieniveaus. In dieser Phase fungiert das Instrument als bewusst befristete Anschubfinanzierung, die Investitionen in wasserstoffbasierte DRI-Anlagen erst ermöglicht. Langfristig (ab 2045) kehrt sich das Bild: Die erwarteten Bruttokosten sinken im Basisszenario auf rund 98 EUR/MWh, sodass der direkte Subventionsbedarf mit voranschreitender Kostendegression strukturell abnimmt und das Instrument sich selbst überlebt. Technologische Weiterentwicklungen können diesen Prozess zusätzlich beschleunigen: Die kapillargespeiste Elektrolyse weist auf Zellebene bereits heute Wirkungsgrade von bis zu 98 Prozent auf (Hodges et al., 2022) – weit über den in dieser Studie angesetzten Systemwirkungsgraden. Dies zeigt, dass Systemwirkungsgrade deutlich oberhalb des Basisszenarios langfristig technologisch erreichbar sind und die Gestehungskosten entsprechend weiter sinken könnten.

Sensitivitätsanalyse Wasserstoffkosten

Da der Strompreis den dominierenden Kostenfaktor der Wasserstoffproduktion darstellt, bestimmt er maßgeblich, auf welchem Niveau sich die LCOH einpendeln. Um zu quantifizieren, wie stark sich ein veränderter Strompreis auf die Gestehungskosten auswirkt, wird im Szenario *Hohe Strompreise* der Strompreis auf konstant 80 EUR/MWh (8 ct/kWh) gesetzt. Alle übrigen Parameter bleiben gegenüber dem Basisszenario unverändert.

Der Strompreiseffekt überträgt sich direkt auf die Stromkosten pro Kilogramm Wasserstoff und – über steigende Kapitalkosten relativ zur Produktion – auch auf die spezifischen Investitionskosten. Im Szenario *Hohe Strompreise* steigen die LCOH gegenüber dem Basisszenario um zwischen 1,2 und 1,4 EUR/kg je Kohorte; der Aufschlag nimmt mit steigendem Wirkungsgrad leicht ab, da effizientere Anlagen weniger Strom je Kilogramm Wasserstoff benötigen. Die mengengewichteten Durchschnittskosten inklusive 20 EUR/MWh für Transport und Speicherung steigen von 124 auf rund 162 EUR/MWh. Die Differenz von rund 38 EUR/MWh spiegelt den Kostenvorteil des Industriestrompreises für die gesamte Wertschöpfungskette wider. Abbildung 4 stellt die Ergebnisse dar.

Abbildung 4: Levelised Cost of Hydrogen (LCOH) nach Investitionskohorte und Sensitivitätsszenario



Quelle: Eigene Berechnungen. Basisszenario wie in Tabelle 1. Szenario Hohe Strompreise: 80 EUR/MWh.

ISSN 2509-2359