

# Deutscher Flachstahl hat Zukunft

Die deutsche Stahlindustrie muss sich dekarbonisieren – so will es die Politik. Das Konzept des „grünen Wasserstoff“-Stahls indes lässt bei ganzheitlichem Blick in die Zusammenhänge Zweifel aufkommen. Die Kombination aus Eisenschwamm und intelligenter Nutzung heimischer Sekundärrohstoffe ist der entscheidende Beitrag zur Lösung.

**D**ie Feinblech und Grobblech erzeugenden Stahlhütten müssen den Kohlenstoff aus dem Schmelzprozess verbannen. 2 Millionen Tonnen Wasserstoff ( $H_2$ ) sollen ihren Bedarf an rund 10 Millionen Tonnen Steinkohleeinheiten ersetzen, die heute etwa 35 Millionen Tonnen Eisenerzderivat im Hochofen zu rund 25 Millionen Tonnen Roheisen reduzieren und die dazu erforderliche Schmelzenergie liefern.

Ausgesuchte Eisenerzpellets werden in Zukunft im elektrisch beheizten Schacht-ofen (Reaktor) allein mit  $H_2$  als Reduktionsmittel zu 30 Millionen Tonnen Eisenschwamm (DRI) werden, der im Elektrolichtbogenofen (EAF) anschließend mit rund 5 Millionen Tonnen Schrotteinsatz zu etwa 30 Millionen Tonnen Rohstahl umzuschmelzen ist.

Das ist unwirtschaftlich. Gleichzeitig geht aber kein Weg am Elektroofen vorbei. Andere Stahlunternehmen haben weltweit gezeigt, wie man ihn erfolgreich gehen kann. Grundsätzlich ist der DRI-Einsatz nämlich zu minimieren. Das Einschmelzen einer Gattierung aus möglichst wenig DRI und möglichst viel „Schrott“ für Hochleistungsstahl muss technisch aber mit hochwertigem Sekundärstahl einhergehen.

### Woher kommt Wasserstoff?

Weltweit werden 80 bis 100 Millionen Tonnen  $H_2$  pro Jahr verbraucht. China ist mit mehr als 20 Millionen Tonnen der weltgrößte Produzent. Der Aufbau einer dezentralen  $H_2$ -Wirtschaft insbesondere für die Verkehrstechnik ist Gegenstand der chinesischen Wirtschaftsstrategie „China 2025“. Deutschland verbraucht rund 2,5 Millionen Tonnen.

Einen grenzüberschreitenden Handel gibt es aus physikalischen Gründen nicht. Nur rund 5 Prozent des  $H_2$  wird von wenigen marktbeherrschenden Unternehmen national als Handelsware vertrieben.  $H_2$  wird knapp zur Hälfte aus Erdgas (> 90 Prozent Methan,  $CH_4$ ) reformiert. Weitere knapp 30 Prozent entstehen in der Petrochemie aus Erdöl, rund 20 Pro-

zent namentlich in China aus Kohlevergasung. Dabei fallen mit der Verbrennung der jeweiligen Primärenergierohstoffe vergleichbare Mengen an Kohlendioxid ( $CO_2$ ) an. Weniger als 5 Prozent der  $H_2$ -Gesamtmenge kommen aus Elektrolyseprozessen wie der Chlor-Alkali-Elektrolyse zur Erzeugung von Chlor und Natronlauge für die Chemiefaserherstellung. Die sogenannte Wasserelektrolyse trägt dabei weltweit nach Schätzungen 1–2 Prozent zur Versorgung bei. In Deutschland ist dies weniger als 1 Prozent oder 25.000 Tonnen. Der Grund für den geringen Marktanteil der Wasserelektrolyse liegt in der Unwirtschaftlichkeit und letztlich der Umweltunverträglichkeit des Verfahrens.

### Klassische Logistik fällt aus

Eine Tonne  $H_2$  hat bei 700 bar Druck ein Volumen von  $25\text{ m}^3$ , bei minus  $253\text{ °C}$  verflüssigt noch  $14\text{ m}^3$  – also 14-mal mehr als Wasser. Das Komprimieren auf 700 bar benötigt 15 Prozent, das Verflüssigen 30 Prozent der gebundenen chemischen Energie.  $H_2$  hat einen großen Zündbereich und eine achtmal höhere Flammengeschwindigkeit als Methan. Wegen der niedrigen Zündenergie reicht ein herunterfallender Hammer zur Entzündung. Ein Thermo-Lkw mit 70 Kubikmetern Tankvolumen würde pro Fracht 2,8 Tonnen respektive 5 Tonnen vom Elektrolyseur in ein zukünftiges DRI-Werk bringen. Die benötigten  $H_2$ -Mengen per Rad, Schiene oder Schiff anzuliefern, wäre ein technisches und logistisches Meisterwerk.

### Pipelines auch keine Lösung

Eine Anlieferung im industriellen Maßstab wäre nur per Pipeline möglich, aber  $H_2$  ist für Stahl keine Option. Der durch das Metallgefüge diffundierende atomare  $H_2$  löst Gasverluste sowie schwerste Korrosionsschäden aus. Im Labor zeigen höherfeste Stahlrohrlegierungen zwar ermutigende Ergebnisse, aber ein  $H_2$ -Hochdruckleitungs-System über einige 100 Kilometer aus Stahlrohren, Verdichtern, Flanschen und umfänglicher Mess- und Regeltechnik ist ein ganz anderer Maßstab. Hilfe könnte von kohlenstoffverstärkten Kunststoffen (CFK) kommen, doch deren Recyclingfähigkeit ist bis heute ein ungelöstes Problem.

Die betriebliche  $H_2$ -Vorratsspeicherung vor den DRI-Reaktoren ist nach Stand der Technik gelöst. Man kann die größten literaturbekannten  $H_2$ -Kugelbehälterspeicher wie in Cape Kennedy einsetzen, die pro Kugel rund 250 Tonnen flüssigen  $H_2$  fassen und rund 2.500 Tonnen wiegen.

In einer Veröffentlichung aus Sommer 2019 zitiert der Wissenschaftliche Dienst des Deutschen Bundestages das Bundesumweltamt wie folgt: „Welche Rolle Wasserstoff künftig im Gesamtsystem spielen soll, ist noch weitgehend unklar. Weder ist geklärt, inwieweit eine erhöhte Beimischung von Wasserstoff in die bestehenden Gasnetze angestrebt werden kann, noch, ob und in welchem Umfang Wasserstoffnetze durch Neuaufbau oder Umwidmung bestehender Netze benötigt werden. Da sowohl eine erhöhte Beimischung als auch Neuauf-

#### GRUNDLAGEN

Die dieser Arbeit zu Grunde liegenden Daten sind sorgfältig recherchiert und quergeprüft. Rechenoperationen und Aussagen daraus haben stets den Charakter einer Abschätzung. Der Autor schreibt im Bemühen um ein unabhängiges Gesamtbild und um weiterführende Überlegungen. Der Wasserstoff ( $H_2$ )-Bedarf zur bislang großtechnisch unerprobten, allein  $H_2$ -basierten Reduktion von Eisenerz zu Eisenschwamm im Schacht-ofen ist mit Unsicherheit behaftet. Quellen sprechen von etwa 55 bis 80 kg  $H_2$ /Tonne Eisenschwamm. Im Weiteren verwenden wir 65 kg.

bau und Umwidmung von Netzen in substantiellem Umfang enorme Transformationsbedarfe mit sich bringen, ziehen sie sich potenziell über Jahrzehnte hin.“

## Wirklich Wasser im Elektrolyseur?

Der Aufbau einer nationalen H<sub>2</sub>-Wirtschaft aus Primärenergierohstoffen steht in Deutschland mit zwei Prozent eigener Erdöl- und sieben Prozent Erdgasversorgung sowie auslaufender Kohleförderung nicht auf der Agenda. Es bleibt die Spaltung von H<sub>2</sub> aus Wasser mittels Strom. Der vor 150 Jahren erfundene Hoffmann'sche Wasserzersetzungsgenerator wird heute Elektrolyseur genannt. Der erzeugte H<sub>2</sub> ist schon bei Verwendung von „grauem“, also aus konventionellem Strommix angebotenen, Strom etwa dreimal so teuer wie der aus der Erdgasreformierung. Das „Wasser“ ist ein bis 30-prozentiger Kalilauge-Elektrolyt mit einer Betriebstemperatur um den Siedepunkt, und damit ein Gefahrstoff. Das zur Kalilauge gelöste Kaliumhydroxid wird durch wässrige Elektrolyse von Kaliumchlorid gewonnen und dieses wiederum unter anderem durch aufwendige Trennverfahren aus Kalisalz.

Für die Herstellung einer Tonne H<sub>2</sub> mit einem Heizwert von 33 MWh benötigt ein alkalischer Elektrolyseur real rund 54 MWh Gleichstrom. Der Energieverlust der Umwandlung liegt bei nahe 40 Prozent. Setzen wir die Gestehungskosten für „erneuerbaren“ Strom bei Eigenherstellung vorsichtig mit 80 Euro pro MWh an, betragen die Energiekosten für eine Tonne „grünen“ H<sub>2</sub> 4.300 Euro oder 280 Euro pro Tonne DRI.

Eine Handvoll alkalischer Elektrolyseure zwischen 100 MW und 150 MW elektrischer Leistung in der Welt erzeugen etwa 2 Tonnen H<sub>2</sub> pro Stunde und 100 MW Leistung. Mehr als 90 Prozent der geringen H<sub>2</sub>-Elektrolysemengen basieren auf alkalischer Technik.

Die Wissenschaft arbeitet unter anderem an „blauem“ H<sub>2</sub> durch Hochtemperatur-Dampfreformierung aus Erdgas. Das entstehende CO<sub>2</sub> soll per Carbon Capture

& Storage (CCS) in der Erde verschwinden. In Deutschland dürfen das 4 Millionen Tonnen pro Jahr sein. Seit Inkrafttreten des „Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid“ im Jahr 2012 sind jedoch keine CCS-Speicher oder Leitungen beantragt, genehmigt und gebaut worden.

Die Polymer Electrolyte Membrane (PEM)-Wasserelektrolyse ist derzeit nur für den Hausgebrauch geeignet. In die wenigen in Deutschland bisher gebauten Kleinanlagen wird neben klarem Wasser bis zu 70 MWh Strom pro Tonne H<sub>2</sub> eingesetzt.

## Grüne Stromversorgung

Die 2018 mit rund 105 GW installierte Nennleistung aus Wind (60 GW) und Solar (45 GW) kann bei 97 Prozent Verfügbarkeit 900 TWh Bruttostrom erzeugen. Das ist das 1,4-Fache des deutschen Bruttobedarfs an Strom (649 TWh) im gleichen Jahr. Erzeugt wurden brutto 159 TWh grüner Strom mit 113 TWh aus Wind und 46 TWh aus Sonne. Die Nutzung der installierten „erneuerbaren“ Kapazität liegt damit bei 18 Prozent. Für die in Deutschland heute verbrauchten rund 2,5 Millionen Tonnen H<sub>2</sub> benötigt eine Wasserelektrolyse nach Stand der Technik rund 135 TWh oder ein Viertel des an unseren Steckdosen ankommenden Stroms, oder die 1,2-fache Windenergieerzeugung. Die zuwachsenden Gasemissionen für die H<sub>2</sub>-basierte Wirtschaft von morgen soll daher „grün“ aus „erneuerbarer“ Energie generiert werden.

Eine Wasserelektrolyse muss mit Gleichstrom versorgt werden. Der zeitlich in der Leistungsabgabe und in Frequenz, Amplitude und Phasenlage volatile Wechselstrom einer Windenergieanlage (WEA), in Fachkreisen auch Zappelstrom genannt, ist für den Verwendungszweck auf die Netzparameter zu trimmen und auf Gleichstrom zu richten. Gleichrichteranlagen der hier diskutierten Leistung sind Fabriken für sich.

Die sicher zur Verfügung stehende Leistung einer WEA liegt bei null. Es ist

vom Grundsatz unmöglich, mit WEA die Häufigkeit des Angebots mit der Häufigkeit des Bedarfs zur Deckung zu bringen. Jeder Zubau von WEA erhöht die Gefahr der Netzinstabilität, das Zusammenspiel von Wind und Sonne bringt statistisch keine Glättung. Wegen dieses bekannten Leistungsbilds muss für die Versorgung eines kontinuierlich betriebenen DRI-Werks eine schnell zuschaltbare Grundlast in Höhe der zu erwarteten Energieaufnahme installiert sein. Diese grundlastfähigen Kraftwerke wären im Sinne der Energiewende Gaskraftwerke. In den überwiegenden Null- und Schwachwindzeiten wird dann aus Erdgas mit 200 kg CO<sub>2</sub>-Emission je MWh Strom gemacht.

Aus dem Bereich der regenerativen Ideen heißt es, für die Wasserelektrolyse brauche man nur den „überschüssigen“ grünen Strom, der ja ohnehin da sei und heute exportiert werde. Das Stromnetz kann nur den Strom aufnehmen, der zeitinkrementell verbraucht wird. Vereinfacht ist der Zusammenhang wie folgt: Die noch sechs, bis zum Ende 2022 stillzulegenden, Kernkraftwerke übernehmen wertvolle Grundlast. Die Kohlekraftwerke haben entgegen ihrem technischen Charakter die systemische Rolle von Netz-Leistungsregelgliedern übernommen. Aufgrund hervorragender Ingenieurkunst werden die Turbinen in kurzer Zeitspanne in weitem Bereich auf- und abgefahren, und der Dampf notfalls über Dach entsorgt. An sonnenreichen Windtagen gelingt dies aber nicht in der erforderlichen Schnelligkeit. Dazwischen agieren deshalb schnell schaltbare Gaskraftwerke mit heute kleiner als 30 GW installierter Kapazität. Da aber auch die WEA, deren Leistung in dritter Potenz von der Windgeschwindigkeit abhängt, durch Herausnahme oder Rotorblattverstellung nur zeitverzögert reagieren, „exportiert“ Deutschland über den Jahresverlauf etwa 80 TWh nicht verwertbaren Strom aus dem eigenen Netz in die Stromnetze der Nachbarn. Diese bekommen nicht nur Strom, sondern auch Geld dafür. Doch was unplanbarer Strom plus tatsächlich verlorene etwa 5 TWh durch WEA-Abschaltungen nutzen können, haben wir besprochen. Im theoretischen



tischen und für einen Ingenieur nicht vorstellbaren Fall könnte die Hälfte des deutschen H<sub>2</sub>-Chemieindustriedarfs auf Wasserelektrolyse umgestellt werden.

Es darf aus dargelegten Fakten, in Beobachtung des bisherigen Verlaufs der Energiewende und in Erwartung politisch getroffener Entscheidungen geschlossen werden, dass es in Deutschland eine wettbewerbsfähige „grüne“ Wasserstoffinfrastruktur für erforderliche Mengen bei hoher Lieferverlässlichkeit durch Dritte für eine vollkontinuierlich arbeitende Stahlherzeugung auch im Jahr 2050 nicht geben wird.

So bleibt nur die Alternative der Eigenversorgung. Wie die aussieht, wollen wir am Beispiel eines niedersächsischen Stahlkonzerns besprechen, dessen Flachstahlsparte aus globaler Sicht eher mittelständisch geprägt ist. Das ist kein Urteil über das Leistungsvermögen, gibt aber eine Vor-

stellung über die Finanzkraft. Es liegt in einer relativ schwach besiedelten Region, was wegen des Platzbedarfs von WEA von Vorteil sein könnte.

### Grüner Stahl aus grünem Strom

Das Hüttenwerk mit rund 5 Millionen Tonnen Rohstahlerzeugung setzt in Zukunft in EAF 20 Prozent Sekundärrohstoff und rund 4,9 Millionen Tonnen DRI ein. Die DRI-Produktion braucht 320.000 Tonnen H<sub>2</sub> oder rund 40 Tonnen pro Betriebszeitstunde.

Den rund 17 TWh Netto-Strombedarf der Elektrolyseure decken 2.600 WEA (3,5 MW-Klasse, 22 Prozent Nettonutzung, 97 Prozent Verfügbarkeit) mit 200 Meter Bauhöhe bis zur Flügelspitze und etwa 6,5 Millionen Tonnen Beton und Stahl in den Fundamenten. Eine Anlage kostet

etwa 4,5 Millionen Euro, alle zusammen 11,7 Milliarden Euro.

Die Grundlastversorgung der Elektrolyseure übernehmen 40 Gasturbinenkraftwerksblöcke mit je 500 MW Leistung. In dieser Leistungsklasse werden keine 20 in ganz Deutschland betrieben. Schätzen wir den Investitionsaufwand für einen Block zurückhaltend mit 300 Euro pro kW ab, beträgt er 150 Millionen Euro pro Block oder 6 Milliarden Euro für alle 40.

Bei 2 Tonnen H<sub>2</sub>-Produktion pro Stunde in einem 100-MW-Elektrolyseur und vollkontinuierlichem Betrieb mit 97 Prozent Verfügbarkeit werden netto 19 Elektrolyseure dieser Leistungsklasse benötigt. Davon gibt es derzeit in Deutschland keinen, weltweit wenige (Stand 2012: vier). Bei wiederum zurückhaltender Annahme von 500 Euro Investitionsaufwand pro kW sind das 50 Millionen Euro pro Elektrolyseur oder eine knappe Milliarde für alle.

Anzeige

# PLASTIK IST EIN WERTSTOFF

UND HAT IM MEER NICHTS ZU SUCHEN!



**Mit Ihrer Spende unterstützen Sie uns im Kampf gegen Plastikmüll in Gewässern.**

Im Rahmen der „Maritimen Müllabfuhr“ entfernen wir Plastik aus dem Meer und führen es dem Recycling bzw. der Verölung zu - Marine Plastic to Oil! Zudem sind wir in der Forschung und Dokumentation zum Thema Mikroplastik sowie in der Bildungsarbeit tätig. Unsere gemeinnützige Arbeit wird ausschließlich aus Spenden finanziert.

Herzlichen Dank für Ihre Unterstützung!



Spendenkonto:  
IBAN: DE47 7016 3370 0004 1108 70  
BIC: GENODEF1FFB  
Volksbank Raiffeisenbank Fürstfeldbruck

 **ONE** earth  
ocean  
[www.oneearth-oneocean.com](http://www.oneearth-oneocean.com)

Aus der Abschreibung der 17 Milliarden Euro Investition in die H<sub>2</sub>-Erzeugungsstufe zuzüglich der betrieblichen Kosten für die Stromversorgung und die Elektrolyse entsteht der Abgabepreis für eine Tonne grünen H<sub>2</sub> aus Eigenerzeugung an das DRI-Werk. Die Schätzung von 5.000 Euro scheint nicht unrealistisch. An der Tankstelle kostet heute eine „graue“ Tonne H<sub>2</sub> 9.500 Euro.

Der Verrechnungspreis für den H<sub>2</sub>-Gesamtverbrauch liegt damit in der Größenordnung von zwei Drittel der heutigen operativen Kosten der Sparte Feinblech des Konzerns.

Um einen Tag H<sub>2</sub>-Bedarf der Reaktoren flüssig zu speichern, werden fünf Cape-Kennedy-Kugeln aufgebaut. Der Investitionsaufwand kann vom Autor nicht abgeschätzt werden, ist aber sicher nicht zu vernachlässigen. Dazu kommen 10 MWh Strombedarf pro Tonne zur Verflüssigung. Für die 3 TWh Strombedarf baut man zusätzliche 450 WEA und einen Gaskraftwerksblock.

## Investition in grünen Eisenschwamm

Die elektrisch beheizten DRI-Reaktoren werden bei etwa 800 °C betrieben. Die 80 kWh Strom pro Tonne DRI dafür lassen wir zur Vereinfachung unter den Tisch fallen. Nimmt man die von Voestalpine in Porto Christo, USA, nach neuester (Erdgas-)Technik gebaute DRI-Fabrik für 2 Millionen Jahrestonnen als Grundlage der Leistungs- und Aufwandsabschätzung, so werden zwei Reaktoren zu je 2 Millionen Tonnen Kapazität und ein kleiner für rund 1 Millionen Tonnen benötigt. Die Investition ohne Erdgasspaltanlage dürfte in der Größenordnung von 2 Milliarden Euro liegen. Spätestens an diesem Punkt kommen Zweifel, ob in Deutschland grüner Eisenschwamm erzeugt werden wird.

Die drei LD-Konverter besagten Hüttenwerks werden durch drei 250-Tonnen-EAF ersetzt. Man kennt den Schmelzstrombedarf für eine Tonne Rohstahl aus je 50-prozentigem Schrott/DRI-Mix mit 400 kWh. Der Investitionsaufwand für die schlüsselfertige

Fabrik mit weniger als einer Viertelmilliarde Euro und der Schmelzstrombedarf mit rund 2 TWh dürfen im Zusammenhang als eher bescheiden eingeschätzt werden.

## Vorbild für Flachstahlproduktion

Die deutschen Flachstahlhersteller lebten seit den 1950er Jahren in einer Welt, die von zwei Grundhaltungen geprägt ist: 1. Flachstahl kann nicht aus einem EAF erzeugt werden. 2. Die Produktionsanlagen müssen so groß wie möglich sein.

Weltweite Entwicklungen der letzten dreißig Jahre mit sogenannten Mini Mills zur Steigerung der Schnelligkeit, Flexibilität und Energieeffizienz wurden bislang nicht aufgegriffen, dabei gibt es erfolgreiche Beispiele. Eines davon ist die Nucor Corporation, das größte US-Stahlunternehmen mit integriertem Stahlschrottreycling mit mehr Absatz als bei den drei größten deutschen Stahlschrotthändlern kumuliert. Im Jahr 2018 wurden über 27 Millionen Tonnen Stahlprodukte versandt – das sind gut 70 Prozent der korrespondierenden Stahlherzeugung in Deutschland. Im Durchschnitt der letzten fünf Jahre verdiente Nucor eine Milliarde US-Dollar pro Jahr nach Steuern.

Statt Hochöfen betreibt Nucor in 25 Werken EAF, die aus DRI und Schrott hochwertigen Stahl erzeugen. Im Jahr 2018 erhielt man als erster EAF-Stahlherzeuger von General Motors den „Best Supplier Award“. Der Kohlenstofffußabdruck des Unternehmens liegt bei unter 0,9 Tonnen pro Tonne Absatz und damit sicher 30 Prozent unter dem eines vergleichbaren deutschen Stahlmixes. Der Schrotteinsatz („recycled content“) beträgt mehr als 70 Prozent verglichen mit den 45 Prozent in Deutschland. Nucor steht heute da, wo die deutsche Stahlindustrie in 20 Jahren sein will. Rund 40 Prozent der Erzeugung sind Flachstahl und Grobblech. Warmbreitband kommt aus fünf Mini Mills, die je zwischen 1,5 und 2 Millionen Tonnen produzieren. Vom Abguss bis zum Warmbreitband dauert es wenige Minuten. Je nach Standort und

erforderlicher Qualität des Warmbreitbands liegt der DRI-Einsatz zwischen 25 Prozent und 55 Prozent, im Mittel bei 42 Prozent.

## Blick in die nahe Zukunft

Die Herstellung von grünem H<sub>2</sub> und die darauf basierende Stahlherstellung sind ohne massive Subventionen chancenlos. Ebenso chancenlos ist im heutigen politischen Klima die Hochofenroute. Allein das hier besprochene Hochofenwerk liefert so viel CO<sub>2</sub> wie fünf Millionen Kleinwagen mit 10.000 km Jahreslaufleistung.

EAF werden die Hochöfen und LD-Konverter (BOF) ersetzen. Ob das „erneuerbare“ Stromnetz rechnerisch achtzehn 250-Tonnen-EAF zusätzlich zu den 17 existenten der 100-Tonnen-Klasse für Langstahl aushält, wird sich zeigen.

Hat man das geklärt, verbleiben zwei entscheidende Fragen: 1) Woher kommt das benötigte HBI und 2) Wie kann mit hochwertigem Sekundärstahl der HBI-Zukauf möglichst gering gehalten werden? Anhaltspunkte zu 2) gibt es bei Arvedi mit 60 Pro-



Nicht nur die Automobilindustrie ist künftig auf „grünen“ Stahl angewiesen.



zent HBI-Einsatz, Arcelor Mittal Hamburg mit 50 Prozent und Nucor Warmband mit 40 Prozent.

## Beschaffung von DRI/HBI

Weltweit werden rund 500 Millionen Tonnen Pellets erzeugt. Rund 80 Millionen Tonnen davon sind aktuell Vormaterial für DRI. Die „Premium“-Pellets haben einen Eisengehalt von > 67 Prozent und kommen aus Eisenerzvorkommen, die sich durch geringe metallische Begleitelemente auszeichnen. Davon gibt es auf der Welt die berühmte Handvoll und alle wollen ihren Anteil.

Sollte es bei 30 Millionen Tonnen Rohstahl für Flachstahl bleiben, müssten im nun diskutierten Modell 40 Prozent HBI oder 12 Millionen Tonnen zugekauft werden. Ob es gelingt, aus sicheren Quellen zuzukaufen, muss geprüft werden. Ob die deutschen Stahlwerke nach ihrer Erfahrung mit Auslandsengagements die Kraft finden, nahe am hochwertigen Eisenerz oder nahe an preiswertem Erdgas entsprechende HBI-Kapazitäten aufzubauen, bleibt eine spannende Frage.



Foto: Thomas B., pixabay.com

Ziel muss jedenfalls sein, so wenig wie möglich von HBI-Importen abhängig zu werden, deren Weltmarktpreis derzeit um die 400 US-Dollar pro Tonne liegt. Die Preistendenz liegt auf der Hand. Das geht nur in intensiver Zusammenarbeit mit dem deutschen Stahlschrotthandel und den Großentfallstellen vornehmlich in der Automobilindustrie.

## Konzentration auf Sekundärrohstoff

Der deutsche Stahlschrotthandel hat in Normalzeiten (2018) Zugriff auf 31 Millionen Tonnen Stahlschrott. Knapp 27 Millionen Tonnen stammen aus Entfall in Deutschland, gut 4 Millionen Tonnen werden importiert. Für das 40-Prozent-Modell des „neuen“ EAF-Rohstahls ergibt sich ein Schrottbedarf von 18 Millionen Tonnen. Abzüglich von 2 Millionen Tonnen Eigenschrott verbleiben 16 Millionen Tonnen Zukauf. Von den verfügbaren 31 Millionen Tonnen ziehen wir 11 Millionen Tonnen für EAF-Langstahl und 3,5 Millionen Tonnen für die Eisengießereien ab. Die Bilanz geht auf: Der Schrottbedarf ist rein rechnerisch gedeckt. Heute liefert der Stahlschrotthandel 4 Millionen Tonnen an die LD-Stahlwerke. In Zukunft müssen das also zusätzliche 12 Millionen Tonnen Schrott sein. Alle Kraft muss darauf konzentriert werden, den HBI-Anteil an der Gattierung so gering wie möglich zu halten.

Mit „Schrott“ ist es wohl nicht getan. Um die Schmelzanalyse von Hochleistungs-Feinblech und Grobblech aus deutscher Provenienz bei gleichzeitiger Forderung nach minimalem HBI-Einsatz im EAF einstellen zu können, muss der Sekundärstahl entsprechende Qualität aufweisen. Im Idealfall ist er schwarz, das heißt ohne metallische und organische Beläge oder Anhänge, hat ein Schüttgewicht von 1,5 Tonnen pro Raummeter und ist nach Legierungsgehalt sortiert. Die Aufbereitungstechniken hierfür sind da, in der Aluminiumerzeugung erfolgreich praktiziert und für Stahl weitgehend marktreif. Auch von den Schrotthändlern vorkonfektionierter Sekundärstahl als Massel – vergleichbar mit der Aluminiumindustrie – oder als Granulat ist denkbar.

Bei konsequent zirkulärer Stahlwirtschaft kommen alle Flachstahlneuschrotte zukünftig an die Wiege, die neuen EAF, zurück („cradle2cradle“). Hier liegt ein Potential von 3 Millionen Tonnen erstklassigem Sekundärstahl. Dies hat aber erhebliche Auswirkung auf bisherige Lieferströme. Dem Edelbau-Langstahlerzeuger fehlen sie ebenso wie dem Eisengießer. Beide Wirtschaftszweige stehen vor bedeutsamen, aber lösbaren Problemen. Die Gießereien werden sich um Roheisenersatz kümmern müssen. Für Langstahl haben wir ein gutes Beispiel in Hamburg.

## Das Zauberwort heißt zirkulär

1,5 Millionen Tonnen Feinblechschrotte aus dem Schredder und mehrere Hunderttausend Tonnen Weißblechschrott für den Einsatz im neuen EAF vorzubereiten, ist eine interessante und lösbare technische Aufgabe. Immerhin sind zum Marktpreis von DRI noch 200 Euro pro Tonne Luft für Umarbeitungskosten. Damit kann man alles machen.

Insgesamt kommen auf die Stahlwirtschaft in Deutschland große neue Aufgaben zu. Deren Lösung ist, wie ausgeführt, alternativlos. Vielleicht gibt es zukünftig als Brückentechnologie Mischformen der Stahlherstellung für Flachstahl. Ein gemeinsam betriebenes, konventionell Erz-basiertes Werk für Tiefziehstähle mit H<sub>2</sub>-unterstützter Hochofentechnik und bis zu 35 Prozent Schrotteinsatz (wie in Österreich) im BOF? Auf jeden Fall wird der EAF mit einer Gattierung aus HBI und hochwertigem Sekundärstahl die Feinblech-Commodities schmelzen. Und das ist nun einmal der überwiegende Anteil.

Gelingt es in einer konzertierten Zusammenarbeit zwischen Stahlerzeugung, Schrotthandel und Großentfallstellen die anstehenden Aufgaben zu lösen, ist der entscheidende Schritt zu einer modernen Stahlerzeugung getan. Sie wird sich in einem zukunftsfähigen Modell als integraler Teil einer geschlossenen Stahl-Wertschöpfungskette verstehen müssen.

*Dr.-Ing. Hans-Bernd Pillkahn*