

Energieeffizienz und Flexibilität bei der Elektrostahlproduktion

Johannes Dock, Stefan Wallner, Thomas Kienberger

Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Montanuniversität Leoben, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, +43 3842 4025400, johannes.dock@unileoben.ac.at, www.evt-unileoben.at

Kurzfassung: Die Dekarbonisierung der Stahlproduktion mittels Elektrolichtbogenofenroute erfordert sowohl die Vermeidung von direkten Kohlenstoffdioxidemissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger als auch die Versorgung des Prozesses mit erneuerbarem Strom. Potentielle Maßnahmen vonseiten des Stahlwerkes reichen von der Erhöhung der Energieeffizienz und dem Einsatz von Carbon Capture and Utilization bis hin zur Bereitstellung von Flexibilitätsoptionen. Im Zuge vorliegenden Beitrages wird die Integration ausgewählter Technologien in das Energiesystem eines bestehenden Elektrostahlwerks untersucht. Anhand zweier Fallstudien wollen wir zeigen, welche Lösungen in diesem Zusammenhang in Abhängigkeit einer Reihe von Rahmenbedingungen technisch und wirtschaftlich sinnvoll sind.

Keywords: EAF-Stahlproduktion, Energieeffizienz, Flexibilität, Demand Side Management

1 Einleitung

Die österreichische Eisen- und Stahlindustrie bezog im Jahr 2019 34.2 TWh [1] an Primärenergie und emittierte 12.1 Mt Kohlendioxid [2]. Die Stahlerzeugung erfolgt dabei zu 91 % über die Prozessroute Hochofen/LD-Konverter und zu 9 % über Schrottreycling mittels Elektrolichtbogenofen(EAF)-Route [2]. Letztere ist aufgrund des Wegfalls der Reduktion des Eisenerzes im Hochofen um bis zu 80 % weniger energie- und um 73 % weniger emissionsintensiv [3]. Bei der EAF-Stahlproduktion wird mehr als 50 % des Energiebedarfs aus elektrischem Strom gedeckt, wodurch indirekte CO₂-Emissionen anfallen [4]. Der übrige Energiebedarf wird aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe gedeckt, bei der direkte CO₂-Emissionen entstehen.

Daher beruht die Dekarbonisierung dieser Prozessroute zum einen auf der Vermeidung direkter CO₂-Emissionen und zum anderen auf der verstärkten Einbindung erneuerbarer Energieerzeugung ins übergeordnete Energiesystem. Ersteres kann durch die Steigerung der Energieeffizienz sowie CO₂-Abscheidung und -Nutzung (CCU) realisiert, letzteres durch die Bereitstellung von Flexibilität für das elektrische Netz unterstützt werden. Die Arbeit analysiert die CO₂-Einsparungspotentiale und die optimale Einbindung der oben erwähnten Effizienz- und Flexibilitätstechnologien in den Produktionsprozess. Ergänzend erfolgt eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit der untersuchten Maßnahmen.

2 Methoden

Die EAF-Stahlproduktion wird vom Chargenbetrieb des Elektrolichtbogenofens und nachfolgender Prozesse dominiert. Damit gehen starke Schwankungen des zeitlichen Elektrizitäts- und Gasbedarfs einher. Die variablen Energie- und Gasverbräuche sowie die

Komplexität des Gesamtsystems machen den Einsatz eines ganzheitlichen Energiesystemmodells notwendig. Unsere Berechnungen stützen sich auf das in einer früheren Studie entwickelte Modell eines Elektrostahlwerkes, welches sowohl zur Generierung von Lastprofilen als auch zur Berechnung der Gesamtverbräuche eignet [4]. Im Folgenden wird die Integration der vorgeschlagenen Technologien in das Energiesystem des Stahlwerkes beschrieben.

2.1 Oxyfuel-Verbrennung und Carbon Capture and Utilization

Das erste identifizierte Handlungsfeld ist die Vermeidung direkter Kohlenstoffdioxidemissionen. In dem betrachteten Stahlwerk weisen die sogenannten Pfannenfeuer, welche zum Vorheizen der Stahlwerkspfannen, der Transport- und Reaktionsgefäße für flüssigen Stahl, dienen, den größten Erdgasverbrauch und damit die höchsten direkten CO₂-Emissionen auf. Eine Umrüstung von den bisher verwendeten Luft-/Erdgasbrennern auf Sauerstoff-/Erdgasbrenner führt zu einer Steigerung der Verbrennungseffizienz. Dies senkt den Erdgasverbrauch und die CO₂-Emissionen um bis zu 50 % [5]. Ein weiterer Vorteil der Oxyfuel-Verbrennung ist der hohe Anteil an CO₂ im Rauchgas, welcher die Abscheidung und Nutzung des Kohlendioxids ermöglicht: Durch das Quenchen des Rauchgases und den Abzug des enthaltenen Wassers entsteht ein Produktgas, welches fast ausschließlich aus CO₂ besteht. Optionen für dessen werksinterne Anwendung sind sowohl die Neutralisierung des alkalischen Abwassers [6] als auch die partielle Substitution von Sauerstoff beim Einblasen in den Elektrolichtbogenofen [7]. Die beim Quenchen rückgewonnene Abwärme kann im Prozessdampfkessel zur Vorwärmung des Speisewassers genutzt werden. Aufgrund des diskontinuierlichen Produktionsprozesses ist dabei jedoch die Implementierung von Pufferspeichern für die Nutzung des Kohlenstoffdioxids und der Abwärme unerlässlich.

Für die Berechnung und wirtschaftliche Bewertung der Rückgewinnungs- und Einsparungspotentiale wurden die Oxyfuel-Pfannenfeuer, die CO₂-Abscheidungsanlage sowie die Speicher für Wärme und CO₂ in das eingangs erwähnte Energiesystemmodell integriert. Die Speicherkapazität für rückgewonnene Wärme entspricht der Speicherkapazität des Speisewasserbehälters des Dampfkessels, während die optimale Größe des CO₂-Speichertanks durch eine wirtschaftliche Betrachtung bestimmt wird.

Tabelle 1: Industriepreise für Energie, Gase und CO₂-Emissionen

Ressource	Einheit	Preis	Referenz
Strom	EUR/MWh	98	[8]
Erdgas	EUR/MWh	28	[9]
Sauerstoff	EUR/t	85	-
Kohlenstoffdioxid	EUR/t	90	-

Die wirtschaftliche Bewertung erfolgt auf Grundlage der jährlichen Gesamtkosten für das Heizen der Stahlwerkspfannen. Diese Kosten ergeben sich aus der Summe der jährlichen Kosten für die Implementierung der Oxyfuel-Pfannenfeuer und der CCU-Anlage sowie für elektrische Energie, Erdgas, Sauerstoff und CO₂-Emissionszertifikate. Davon abgezogen werden die Kosteneinsparungen, welche sich aus der Nutzung des rückgewonnenen CO₂ und

der Abwärme ergeben. Die Investitionskosten, welche aus einem Kostenvoranschlag unserer Projektpartner hervorgehen, werden mittels Annuitätenmethode bei einem Zinssatz von 4 % p.a. auf die Anlagennutzungsdauer von 10 Jahren umgelegt. enthält die angenommenen Preise für Energie und Gase.

2.2 Flexible Sauerstoffproduktion

Eine weitere Notwendigkeit zur Herstellung CO₂-armen Stahls mittels EAF ist die Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms und damit die Vermeidung indirekter CO₂-Emissionen. Zur verbesserten Integration fluktuierender erneuerbarer Energie in elektrische Netze bedarf es der Bereitstellung von Flexibilitätsoptionen. Aufgrund des großen Verbrauchs bei der Stahlproduktion und der guten Speicherbarkeit, birgt die flexible Erzeugung von Sauerstoff hohes Potential für Demand-Side-Management (DSM). Durch die Koproduktion von Sauerstoff und Wasserstoff durch Elektrolyse lässt sich nicht nur der Sauerstoffbedarf decken, sondern, sofern Strom aus Erneuerbaren verwendet wird, auch ein CO₂-freier Brennstoff erzeugen.

Zum Zwecke der Design- und Betriebsoptimierung verschiedener Anlagenkonfigurationen wurde ein Optimierungsmodell des EAF-Stahlwerkes in der Optimierungsumgebung *oemof* [10] erstellt. Dieses besteht aus Umwandlungseinheiten (Sauerstofferzeugung bzw. Elektrolyse), einem Speicher (Sauerstoff) sowie einer Quelle (Stromeinkauf) und einer Senke (Wasserstoffverkauf), welche durch Busse (Sauerstoff, Wasserstoff und elektrische Energie) verbunden werden. Ziel der Optimierung ist die Minimierung der Kosten für die Sauerstoffbereitstellung unter volatilen Strompreisen. Das Sauerstofflastprofil wurde mit dem in Abschnitt 2.1 entwickelten Energiesystemmodell generiert.

Tabelle 2: Zusammenfassung der untersuchten Szenarien

Parameter	Einheit	PSA	Referenz	PEM	Referenz
<i>Umwandlungseinheit</i>					
CAPEX	EUR/kW	3 000	[11]	1 500	[12]
OPEX	% _{CAPEX}	2	-	2.75	[13]
Nutzungsdauer	a	10	[11]	20	[13]
Spez. Energiebedarf O ₂	kWh/kg	0.5*	[14–16]	6.5*	-
Spez. Energiebedarf H ₂	kWh/kg	-	-	51	[12, 13]
Leistungsbereich	%	60-100	-	0-100	[13]
<i>Sauerstoffspeicher</i>					
CAPEX Speicher	EUR/kg	35	[13, 17]	35	[13, 17]
OPEX Speicher	% _{CAPEX}	1	[13]	1	[13]

* bei 20 bar

Tabelle 2 gibt einen Überblick über die betrachteten Szenarien mit den entsprechenden Eingabeparametern für die Optimierung. Das Szenario *PSA* umfasst die Produktion von Sauerstoff mittels Vakuum-Druckwechseladsorptionsanlage (VPSA), während in Szenario *PEM* eine Polymerelektrolytmembran-Elektrolyseeinheit zur Deckung des Sauerstoffbedarfes betrieben wird. Der dabei erzeugte Wasserstoff wird verkauft, womit die wesentlich höheren Investitions- und Energiekosten kompensiert werden sollen. Die Ergebnisse der Optimierung werden mit den Kosten für die Lieferung von flüssigem Sauerstoff via LKW verglichen. Auch hier werden die Investitionskosten mittels Annuitätenmethode bei einem Zinssatz von 4 % auf

die in Tabelle 2 gegebenen Nutzungsdauern umgelegt. Für die Optimierung wurden viertelstündliche Day-Ahead-Strompreise der EXAA aus dem Jahr 2020 [18] zuzüglich anfallender Steuern und Netzentgelte [19] herangezogen. Der Preis für flüssigen Sauerstoff wurde auf 105 EUR/t festgesetzt [11].

3 Ergebnisse

Entsprechend den zwei Handlungsfeldern Energieeffizienz und Flexibilität zeigen unsere Berechnungen die potentiellen Brennstoff- und Emissionseinsparungen (3.1) und die Auswirkungen der DSM-Maßnahmen (3.2) auf.

3.1 Einsparungspotential für Erdgas und CO₂-Emissionen

Die Implementierung zweier Oxyfuel-Pfannenfeuer zum Vorheizen der Stahlwerkspfannen reduziert den Erdgasverbrauch und den direkten CO₂-Ausstoß des Stahlwerkes um 12 %. Jedoch steigt der Sauerstoffverbrauch bedingt durch die Oxyfuel-Brenner um 55 %. Das durch die CO₂-Abscheidung realisierbare Einsparungspotential hängt von der Größe des CO₂-Pufferspeichers ab (Abbildung 1).

Für den Punkt der optimalen Speichergröße, der sich durch ein Kostenminimum auszeichnet, ergeben sich die folgenden Einsparungspotentiale: Durch die Nutzung von 76 % des produzierten Kohlenstoffdioxids (1) kann der Zukauf von CO₂ für die Abwasserneutralisierung gänzlich vermieden und 12 % des Sauerstoffbedarfs des Elektrolichtbogenofens (2) substituiert werden. Zudem reduziert sich unter Ausnutzung von 72 % der rückgewonnenen Abwärme der Erdgasverbrauch und damit die CO₂-Emissionen bei der Dampferzeugung um etwa 10 %. Unter Berücksichtigung der Preise aus und in Abhängigkeit der Kosten für Emissionszertifikate sinken die jährlichen Gesamtkosten für das Heizen der Stahlwerkspfannen gegenüber dem Status quo um etwa 2 bis 17 % (siehe Abbildung 1 rechts). Das entspricht Amortisationszeiten von 4 bis 10 Jahren.

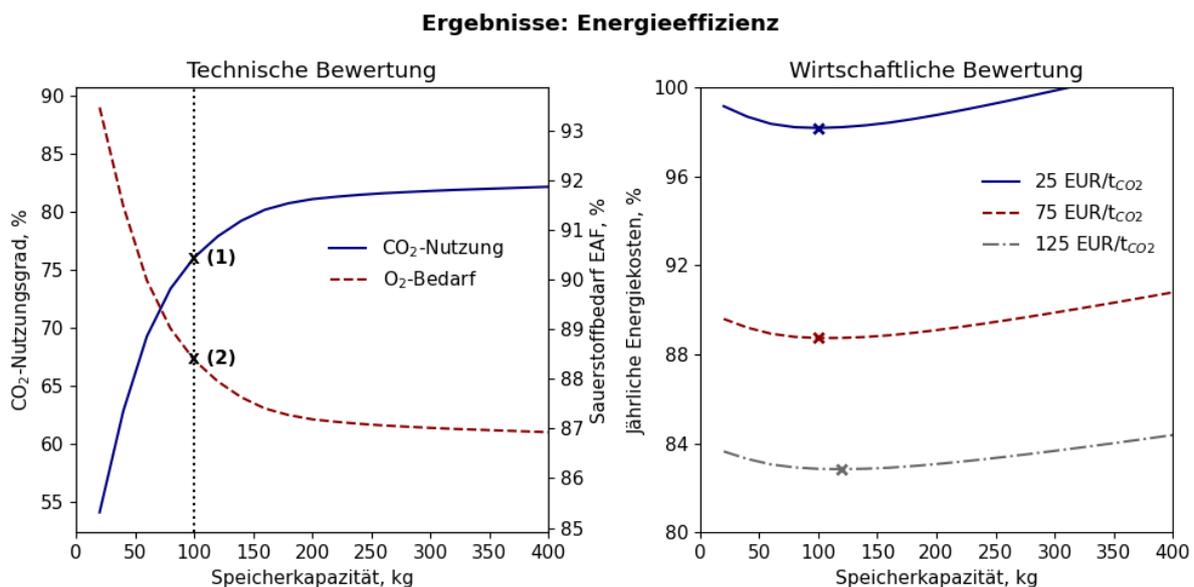


Abbildung 1: Technisches und wirtschaftliches Einsparungspotential durch die Implementierung der Oxyfuel- und CCU-Anlagen in Abhängigkeit der CO₂-Speichergröße und des Preises für Emissionszertifikate

3.2 Potential für Demand-Side-Management

Abbildung 2 zeigt die zeitlich aufgelöste Sauerstoffversorgung des Stahlwerks durch die Produktionsanlagen und den Pufferspeicher unter dem stark fluktuierenden Strompreis. Anhand dieser lässt sich feststellen, dass der Speicher in beiden Szenarien Bedarfsspitzen und Zeiten besonders hoher Strompreise ausgleicht. Ein Vergleich der Vollaststunden deutet darauf hin, dass die Elektrolyse mehr Flexibilität hinsichtlich einer strompreisorientierten Fahrweise aufweist (Tabelle 3). Allerdings werden beide Anlagen bei optimaler Auslegung zu Zeiten hohen Sauerstoffbedarfs ohne Rücksicht auf den Strompreis fast durchgehend mit Nennleistung betrieben. Aufgrund des hohen Anteils des CAPEX an den Erzeugungskosten ist der Einfluss der Anlagenauslastung stärker als der des fluktuierenden Strompreises.

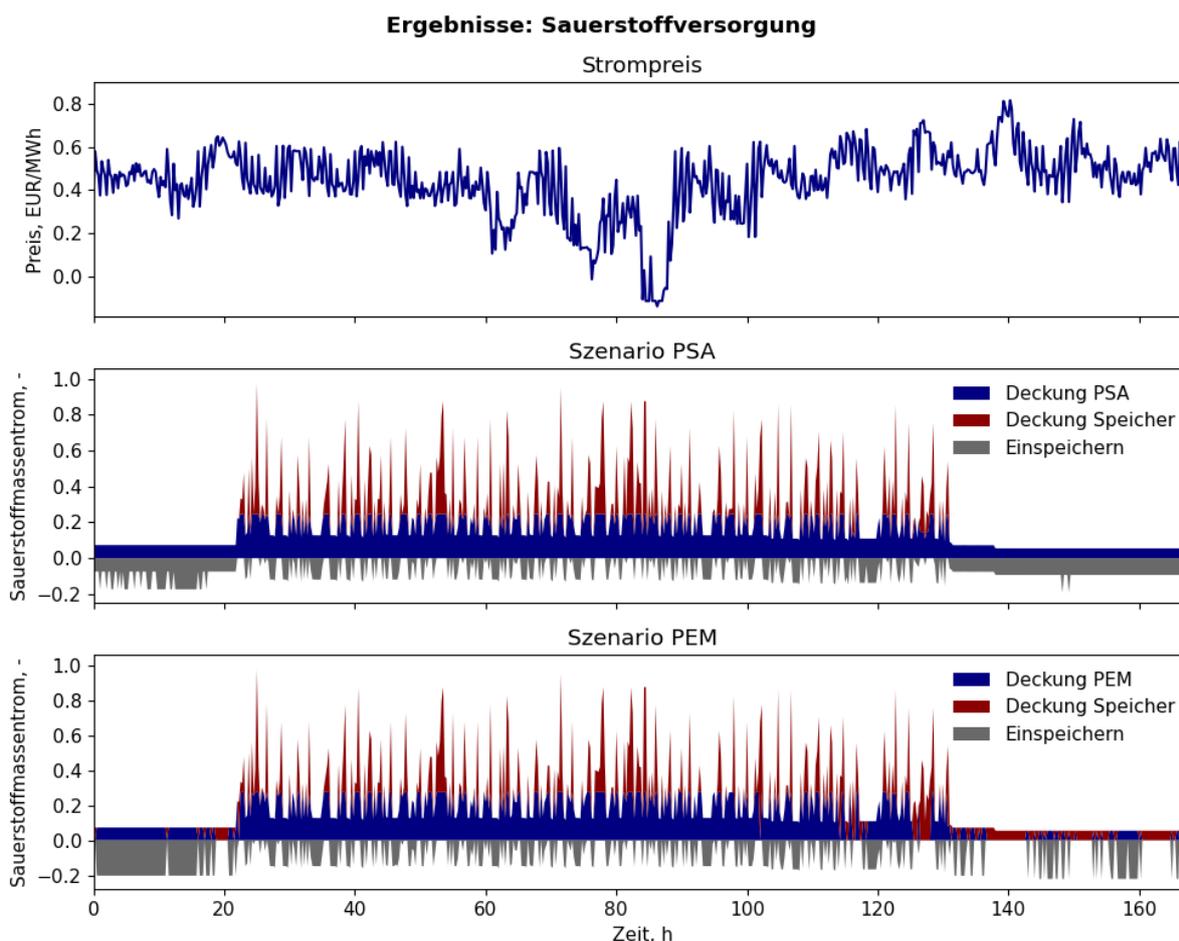


Abbildung 2: Optimierungsergebnisse: Deckung des Sauerstoffbedarfes durch Produktion und Speicherung unter fluktuierenden Strompreisen

Die Anlagenleistungen unterscheiden sich beträchtlich: Aufgrund des wesentlich höheren spezifischen Energiebedarfes (vgl. Tabelle 2) ist die elektrische Nennleistung der Elektrolyseeinheit um den Faktor 14 größer als die der PSA, jedoch produziert erstere zusätzlich zum Sauerstoff 35 GWh Wasserstoff pro Jahr (Tabelle 3). In unserer Fallstudie führt die On-Site-Produktion mittels PSA gegenüber der LKW-Anlieferung zu geringeren Sauerstoffkosten (Tabelle 3). Die Sauerstofferzeugung via PEM-Elektrolyse ist hingegen mit deutlich höheren Kosten verbunden, die jedoch durch Erlöse aus dem Verkauf von Wasserstoff kompensiert werden. Unter den in unseren Szenarien angenommenen

Bedingungen sinken die Sauerstoffkosten der Elektrolyse ab einem Wasserstoffverkaufspreis von 64 EUR/MWh unter jene der Lieferung. Dieser Preis liegt im Bereich der Wasserstoffherstellkosten aus fossilen Energieträgern [20, 21].

Tabelle 3: Optimierungsergebnisse: Vergleichskennzahlen

Kennzahl	Einheit	Lieferung	PSA	PEM
Anlagenleistung	kW	-	570	8 210
Volllaststunden	h	-	7 334	6 580
Wasserstoffproduktion	GWh/a	-	-	35
Sauerstoffkosten	EUR/t	118	67	116
Reduktion CO ₂ -Emissionen	t/a	-	-	7 760

4 Zusammenfassung

Zur optimalen Integration neuer Prozesse in bestehende Stahlwerke ist die ganzheitliche und zeitlich aufgelöste Analyse des betrachteten Energiesystems notwendig.

Der erste Teil unserer Fallstudie zeigt, dass die untersuchten Dekarbonisierungsmaßnahmen wie die Umstellung auf Oxyfuel-Verbrennung und die CO₂-Rückgewinnung und -Nutzung nicht nur die Energie- und Ressourceneffizienz verbessern, sondern auch wirtschaftlich vorteilhaft sind. Die Amortisationszeiten sind jedoch aufgrund der hohen Investitionskosten lang und zudem stark abhängig von den zugrundeliegenden Energie- und Emissionspreisen.

Dem Vergleich verschiedener Sauerstoffbereitstellungsszenarien im zweiten Teil entnehmen wir, dass ein wirtschaftlicher Betrieb der Elektrolyse aufgrund der Nutzung des anfallenden Sauerstoffs schon bei moderaten erzielbaren Verkaufspreisen für Wasserstoff möglich ist. Eine strompreisorientierte Fahrweise wird sowohl im PSA als auch im PEM-Szenario durch die hohen spezifischen Anlagenkosten gehemmt. Die erwartete Degression der Kosten für Elektrolyseeinheiten sowie die Zunahme der Strompreisfluktuationen aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Erzeugungskapazitäten lassen jedoch zukünftig auf ein hohes Potential des vorgestellten Konzepts schließen.

5 Danksagung

Diese Arbeit wurde im Rahmen des Projektes OxySteel durchgeführt. OxySteel ist ein Teilprojekt von NEFI – New Energy for Industry, eine vom österreichischen Klima- und Energiefonds finanzierte Vorzeigeregion Österreichs.

6 Literatur

- [1] Statistics Austria, „Energy balances Austria 1970-2019“, Vienna. [Online]. Verfügbar unter: https://pic.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html. Zugriff am: 24. November 2021.
- [2] Umweltbundesamt, „Austria's national inventory report 2021: Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and under the Kyoto Protocol“, Vienna, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.at/studien-reports>. Zugriff am: 22. November 2021.

- [3] A. Toktarova, I. Karlsson, J. Rootzén, L. Göransson, M. Odenberger und F. Johnsson, „Pathways for Low-Carbon Transition of the Steel Industry—A Swedish Case Study“, *Energies*, Jg. 13, Nr. 15, S. 3840, 2020, doi: 10.3390/en13153840.
- [4] J. Dock, D. Janz, J. Weiss, A. Marschnig und T. Kienberger, „Time- and component-resolved energy system model of an electric steel mill“, *Cleaner Engineering and Technology*, Jg. 163, S. 100223, 2021, doi: 10.1016/j.clet.2021.100223.
- [5] C. E. Baukal, *Oxygen-enhanced combustion*, 2. Aufl. Boca Raton: CRC Press, 2013.
- [6] Messer North America Inc., *Neutra water treatment process: Neutralization of alkaline waste water with carbon dioxide*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.messer-us.com/chemicals/ph-reduction>. Zugriff am: 11. August 2021.
- [7] G. Wei, R. Zhu, X. Wu, K. Dong, L. Yang und R. Liu, „Technological Innovations of Carbon Dioxide Injection in EAF-LF Steelmaking“, *JOM*, Jg. 70, Nr. 6, S. 969–976, 2018, doi: 10.1007/s11837-018-2814-3.
- [8] E-Control, „Industriepreiserhebung: Strompreisentwicklung“, Wien, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.e-control.at/statistik/strom/marktstatistik/preisentwicklung>. Zugriff am: 25. Januar 2022.
- [9] E-Control, „Industriepreiserhebung: Gaspreisentwicklung“, Wien, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.e-control.at/statistik/gas/marktstatistik/preisentwicklung>. Zugriff am: 25. Januar 2022.
- [10] S. Hilpert, C. Kaldemeyer, U. Krien, S. Günther, C. Wingenbach und G. Plessmann, „The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling“, *Energy Strategy Reviews*, Jg. 22, S. 16–25, 2018, doi: 10.1016/j.esr.2018.07.001.
- [11] R. Šulc und P. Ditzl, „A technical and economic evaluation of two different oxygen sources for a small oxy-combustion unit“, *Journal of Cleaner Production*, Jg. 309, S. 127427, 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.127427.
- [12] A. Buttler und H. Spliethoff, „Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 82, Nr. 3, S. 2440–2454, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.09.003.
- [13] J. Gorre, F. Ruoss, H. Karjunen, J. Schaffert und T. Tynjälä, „Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for Power-to-Gas plants in dynamic operation“, *Applied Energy*, Jg. 257, 1–2, S. 113967, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113967.
- [14] Air Liquide Engineering and Construction, *Standard plants: Fully packaged modular solutions*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.engineering-airliquide.com/standard-plants>. Zugriff am: 7. Januar 2022.
- [15] Adsorptech, *EcoGen™ oxygen VPSA onsite generator*. [Online]. Verfügbar unter: <https://adsorptech.com/wp-content/uploads/2021Adsorptech-EcoGen-2111-2.pdf>. Zugriff am: 7. Januar 2022.
- [16] PCI Oxygen Solutions, *On-site oxygen solutions: Industrial*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pcgases.com/oxygen-solutions/marketing-literature/>. Zugriff am: 7. Januar 2022.
- [17] C. van Leeuwen und M. Mulder, „Power-to-gas in electricity markets dominated by renewables“, *Applied Energy*, Jg. 232, S. 258–272, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.09.217.

- [18] Austrian Power Grid AG, *EXAA day-ahead prices 2020*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Uebertragung/EXAA-Spotmarkt>. Zugriff am: 21. Dezember 2021.
- [19] E-Control, *Strompreiszusammensetzung*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.e-control.at/industrie/strom/strompreis>. Zugriff am: 31. Januar 2022.
- [20] IEA, „The future of hydrogen: Seizing today's opportunities“, IEA, Paris, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>. Zugriff am: 3. Januar 2022.
- [21] E. E. E4tech, „Development of Water Electrolysis in the European Union: Final Report“, Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCHJU), 2014. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fch.europa.eu/node/783>. Zugriff am: 20. Dezember 2021.