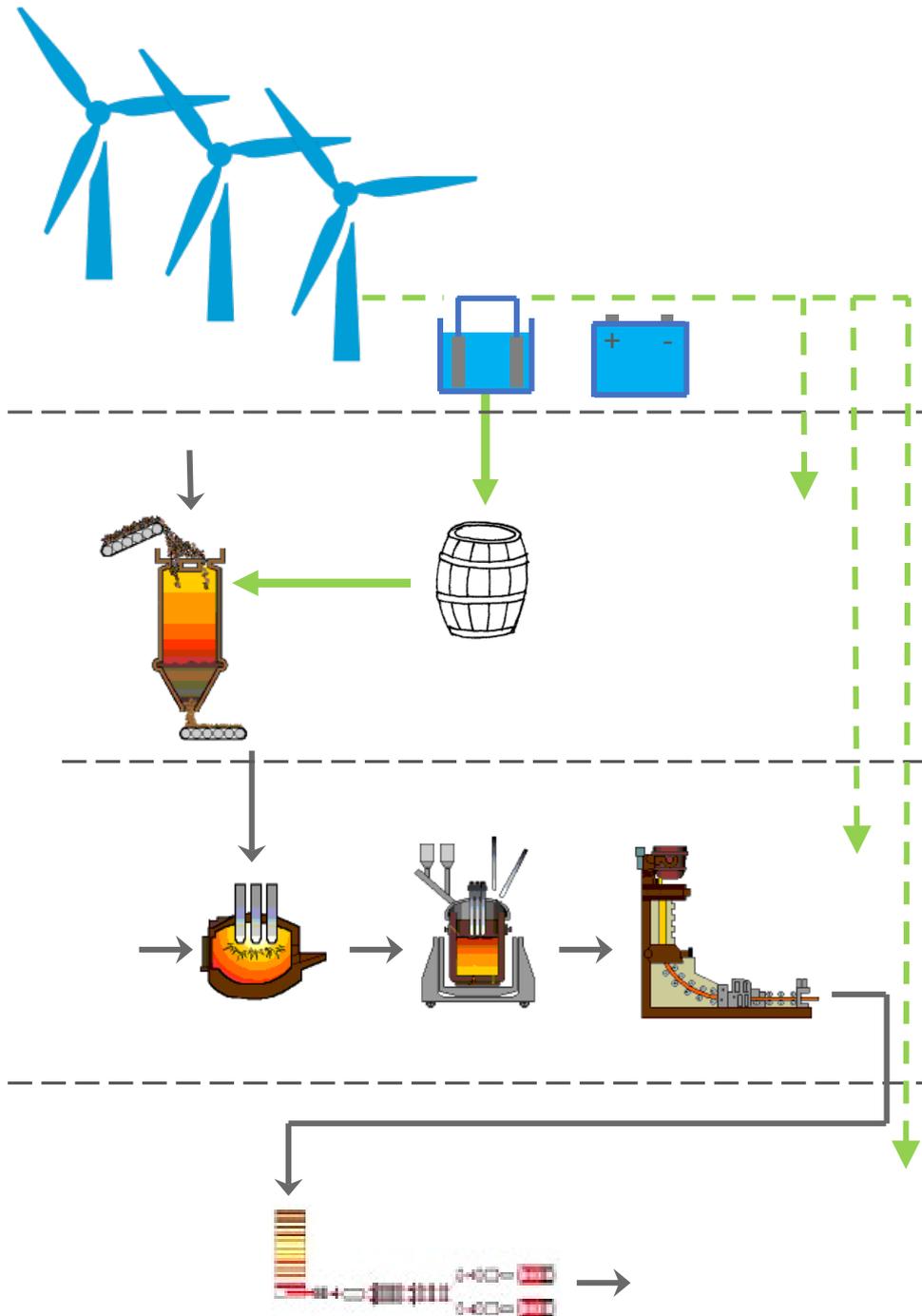


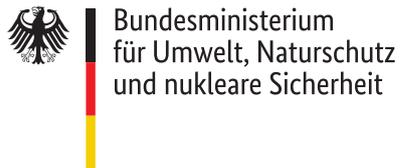
Windstahl aus Norddeutschland



Technische Studie

WiSaNo - Windstahl aus Norddeutschland

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Auftraggeber:

ArcelorMittal Hamburg GmbH

Förderung:

Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Das diesem Bericht zu Grunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unter dem Förderkennzeichen UM20DC001 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

erstellt von:

Prof. Dr.-Ing. Marc Hölling
Prof. Dr.-Ing. Hans Schäfers
Dr.-Ing. Sebastian Gellert
M.Sc. Martin Grasenack
M.Sc. Lucas Jürgens
B.Sc. Nicholas Tedjosantoso
B.Eng. Samuel Schüttler

Impressum

Herausgeber

ArcelorMittal Hamburg GmbH
Dradenastraße 33
21129 Hamburg
Tel: +49 40-7408-0
info@arcelormittal.com
Internet: hamburg.arcelormittal.com

Abschlussdatum:

Februar 2021

Redaktion:

Prof. Dr.-Ing. Marc Hölling

Hamburg, Juni 2021

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	9
1.1	Aufbau der Studie	10
1.2	Untersuchte Varianten	10
1.3	Annahmen und Einschränkungen dieser Studie	11
2	Referenzszenario	15
2.1	Erdgasbasierte Direktreduktion	16
2.2	Stahlwerk	18
2.2.1	Elektrolichtbogenofen	18
2.2.2	Pfannenofen und Gießanlage	20
2.2.3	Leistung, Energiebedarf und CO ₂ -Emissionen	20
2.3	Walzwerk	22
2.4	CO ₂ -Emissionen des Referenzszenarios	22
3	Offshore-Windenergie	25
3.1	Weibull-Parameter und Geschwindigkeitsdauerkurve	25
3.2	Leistungsdauerkurve einer Windenergieanlage	27
3.3	Erzeugungszeitreihen	29
4	Netzsimulation Deutschland	31
4.1	Übertragungsnetz Deutschland	31
4.1.1	Detailliertes Netzmodell	31
4.1.2	Netzparameter	32
4.2	Vereinfachtes Netzmodell	33
4.2.1	Knoten	33
4.3	Zeitreihen	36
4.3.1	Lastgänge	36
4.3.2	Erzeugungszeitreihen	36
4.3.3	Import/Export-Zeitreihen	37
4.4	Simulation	40
4.5	Validierung	40
4.5.1	Übertragungsnetzmodell	40
4.5.2	Simulation des vereinfachten Netzmodells	40
4.6	Annahmen	42
4.7	Referenzszenario	42
5	Offshore-Windpark mit Küsten-Stahlwerk	45
5.1	Stahlwerk und Windpark im Inselbetrieb (Variante 1)	45
5.1.1	Reduktionsanlage mit Wasserstoffeinsatz	46
5.1.2	Auswirkungen auf das Stahl- und Walzwerk	47
5.1.3	Prozessfahrweise	48
5.1.4	Erzeugung der Lastzeitreihen der Stahlwerksprozesse der Variante 1	54

5.2	Stabilität im Inselnetzbetrieb	55
5.3	Stahlwerk in Küstennähe mit Netzanschluss (Variante 2)	58
5.3.1	Anpassung des Leistungsbedarfs	59
5.3.2	Strombezug bei hoher Erzeugung durch erneuerbare Energien . . .	60
5.3.3	Erzeugung der Lastzeitreihen der Stahlwerksprozesse der Variante 2	61
5.3.4	Auswertung Netzsimulation für Variante 2	62
5.4	Kennzahlen für die Varianten 1 und 2	63
6	Erzeugung von DRI in Küstennähe (Variante 3)	65
6.1	Variante 3.1	65
6.1.1	Erzeugung der Lastzeitreihen der Stahlwerksprozesse der Variante 3.1	68
6.1.2	Auswertung Netzsimulation für Variante 3.1	70
6.2	Variante 3.2	70
6.2.1	Anpassung des Leistungsbedarfs	70
6.2.2	Dimensionierung des Windparks	72
6.2.3	Brennstoffzelle	73
6.2.4	Elektrolyseur	74
6.2.5	Wasserstoffspeicher	75
6.2.6	Erzeugung der Lastzeitreihen der Stahlwerksprozesse der Variante 3.2	76
6.2.7	Auswertung Netzsimulation für Variante 3.2	78
6.3	Kennzahlen für die Varianten 3.1 und 3.2	79
7	Hybride Stahlerzeugung (Variante 4)	81
7.1	Variante 4.1	81
7.1.1	Anpassung des Leistungsbedarfs	82
7.1.2	CO ₂ -Emissionen	83
7.1.3	Erzeugung der Lastzeitreihen der Stahlwerksprozesse der Variante 4.1	85
7.1.4	Auswertung Netzsimulation für Variante 4.1	86
7.2	Variante 4.2	87
7.2.1	Anpassung des Leistungsbedarfs	87
7.2.2	Dimensionierung des Windparks	88
7.2.3	Brennstoffzelle	89
7.2.4	Elektrolyseur am Windparkstandort	90
7.2.5	Wasserstoffspeicher	91
7.2.6	Erzeugung der Lastzeitreihen der Stahlwerksprozesse der Variante 4.2	91
7.2.7	Auswertung Netzsimulation für Variante 4.2	93
7.3	Variante 4.3	94
7.3.1	Erzeugung der Lastzeitreihen der Stahlwerksprozesse der Variante 4.3	96
7.3.2	Auswertung Netzsimulation für Variante 4.3	97
7.4	Kennzahlen für die Varianten 4.1, 4.2 und 4.3	98
8	Wasserstoff-Pipeline (Variante 5)	101
8.1	Produktionsanlagen	102
8.1.1	Direktreduktionsanlage	102
8.1.2	Stahlwerk	102
8.1.3	Walzwerk	103
8.2	Komponenten der Energieversorgung	104

8.2.1	Elektrolyseur	104
8.2.2	Offshore-Windpark	104
8.2.3	Brennstoffzelle und Batterie	105
8.2.4	Speicher	106
8.2.5	Wasserstoff-Pipeline	107
8.3	Kennzahlen	107
9	Kostenabschätzung	109
9.1	Investitionskosten	109
9.2	Umwandlungskosten	113
9.3	Vermeidungskosten für Kohlendioxid	117
9.4	Energieeffizienz	119
9.5	Bewertungsmatrix	120
10	Zusammenfassung und Ausblick	125
10.1	Zusammenfassung	125
10.2	Ausblick	127
A	Nachweise für Annahmen	129
A.1	Emissionsfaktor Strom	129
A.2	Kommerzielle Windenergieanlage	129
A.3	Investitionskosten für Offshore-Windparks	130
B	Investitions- und Umwandlungskosten	131
B.1	Investitionskosten	131
B.2	Umwandlungskosten	131
	Glossar	137
	Literaturverzeichnis	139
	Abbildungsverzeichnis	141
	Tabellenverzeichnis	146

Kapitel 1

Einführung

Für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ist es in den nächsten Jahrzehnten erforderlich, alle Bereiche auf erneuerbare Energien umzustellen. Bisher sind in Deutschland die größten Erfolge bei der Stromerzeugung zu verzeichnen, die mittlerweile zu mehr als 38 % aus regenerativen Energien stammt. Eine alleinige Transformation der Stromerzeugung reicht für die Einhaltung der Klimaziele allerdings nicht aus, so dass sich auch die restlichen Sektoren

- Haushalt
- Verkehr
- Industrie

für eine CO₂-neutrale, prosperierende Zukunft verändern müssen.

Die Stahlindustrie ist mit rund 51 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr für rund 6 % der Emissionen verantwortlich und ist somit ein wichtiger Stakeholder im Transformationsprozess zu einer nachhaltigen Gesellschaft. Für die Herstellung von hochwertigen Stahlgütern ist die Verwendung von Eisenerz unabdingbar. Nur über diese Prozessroute können höchste Reinheitsgrade erreicht werden, die Voraussetzung für Hochtechnologiewerkstoffe sind. Für die erforderliche Umwandlung von Eisenerz zu Eisen bzw. Stahl wird ein sog. Reduktionsmittel benötigt, das heute überwiegend Koks oder in Ausnahmefällen Erdgas darstellt. Somit ist die aktuelle Stahlerzeugung aufgrund der fossilen Reduktionsmittel mit hohen CO₂-Emissionen verbunden (rund 1,8 Tonnen CO₂ pro Tonne Stahl).

Um diese Emissionen zu vermeiden, muss ein Reduktionsmittel auf Basis von erneuerbaren Energien verwendet werden. Hierfür bietet sich Wasserstoff an, da dieser über einen Elektrolyseur direkt aus Wasser erzeugt werden kann und bei Verwendung von erneuerbaren Energien CO₂-frei ist. Eine entsprechende Umstellung der Stahlerzeugung auf Wasserstoff ist technologisch möglich und es sind auf deutscher und auch auf europäischer Ebene aktuell viele Forschungs- und Demonstrationsprojekte zur wasserstoffbasierten Stahlerzeugung in Planung, wie z.B. eine Pilotanlage zur wasserstoffbasierten Reduktion bei der ArcelorMittal Hamburg GmbH. Ein wasserstoffbasierter Prozess wird sich voraussichtlich an der Direktreduktion und anschließendem Einschmelzen in einem Elektrolichtbogenofen orientieren und weist nur noch CO₂-Emissionen aus dem Elektrodenabbrand und durch die Schäumkohle auf. Gegenüber dem klassischen Hochofenprozess hat dieses Konzept den Vorteil, dass es innerhalb kurzer Zeit hoch- bzw. runtergefahren werden kann. Diese Flexibilität kann gezielt genutzt werden, um auf die schwankende Produktion von erneuerbaren Energien zu reagieren und so die Last an die Erzeugung anzupassen.

Im Rahmen der vorliegenden Studie sollen unterschiedliche Konzepte zur Stahlherstellung auf Basis von Windenergie untersucht werden. Das Projekt wird durch die ArcelorMittal Hamburg GmbH durchgeführt und vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit gefördert (Förderkennzeichen UM20DZ001).

1.1 Aufbau der Studie

Als Referenzszenario wird ein Stahlwerk mit erdgasbasierter Direktreduktion und Elektrolichtbogenofen herangezogen, das eine Jahresproduktion von 1 Mio. Tonnen Walzstahl pro Jahr aufweist. Die verwendeten Technologien sind ausgereift und seit Jahrzehnten im Einsatz, so dass dieser Prozess als Vergleich für Energiebedarfe und Umwandlungskosten dient. Die CO₂-Emissionen liegen aufgrund des Einsatzes von Erdgas und Strom sowie durch einen höheren Anteil an Schrott bei weniger als der Hälfte im Vergleich zur integrierten Hochofenroute.

Für eine CO₂-arme bzw. CO₂-freie Stahlerzeugung bietet sich die Offshore-Windenergie an, da diese noch ein großes Potential an Zuwachs sowie hohe Werte für Vollaststunden aufweist, was sehr gut zu den Anforderungen eines Stahlwerks passt. Somit werden in Kapitel 3 die Grundlagen und Annahmen für den Offshore-Windpark vorgestellt.

In den Kapiteln 5 bis 8 werden die einzelnen Varianten vorgestellt, für die eine Grobauslegung der wichtigsten Anlagenteile durchgeführt und die verbleibenden CO₂-Emissionen bestimmt werden. Die Prozessauslegung dient als Basis für eine Bestimmung der Investitionskosten sowie der anlagen- und energiebedingten Umwandlungskosten (Kapitel 9).

Am Ende der Studie findet sich ein Glossar, um einige Begriffe näher zu erläutern.

1.2 Untersuchte Varianten

Im Rahmen dieser Studie sollen verschiedene Varianten betrachtet werden, die eine Stahlherstellung auf Basis von Offshore-Windenergie ermöglichen. Dabei sollen folgende Ansätze aufgegriffen werden:

- **Stahlwerksstandorte in direkter Nähe zur Energie**

Stahlwerke wurden früher dort errichtet, wo Energie (in Form von Kohle/Koks) verfügbar war. Überträgt man das Konzept auf die Stahlproduktion in Zeiten der Energiewende, dann bieten sich neue Stahlwerksstandorte in Küstennähe an. Somit befindet sich ein Stahlwerk in direkter Nähe zum Offshore-Windpark und es muss nur der Stromtransport vom Windpark bis zum Stahlwerk sichergestellt werden. Als Extremfall wird hier die Variante 1 betrachtet, bei der auf eine Anbindung des Standortes an das Stromnetz verzichtet wird und der Windpark mit dem Stahlwerk eine Art Inselnetz darstellt.

Bei der Variante 2 befindet sich das Stahlwerk ebenfalls in unmittelbarer Nähe des Windparks. Es wird jedoch eine (kleine) Netzeinspeisung vorgesehen, um in Zeiten von geringer Stromproduktion des Windparks Strom in das Übertragungsnetz einzuspeisen und sich somit netzdienlich zu verhalten.

Die Varianten 1 und 2 werden in Kapitel 5 vorgestellt.

- **DRI-Erzeugung in Küstennähe**

Die Reduktion von Eisenerz zu sog. DRI (*Direct Reduced Iron*) stellt den größten Energiebedarf für eine CO₂-freie Stahlproduktion dar. In Variante 3.1 wird der Fall untersucht, in der eine Wasserstoff-Direktreduktionsanlage unmittelbar mit einem Offshore-Windpark gekoppelt wird. Das produzierte DRI kann dann zu einem bestehenden Stahlwerksstandort transportiert werden. Hier ist die entsprechende Hochofenkapazität durch einen Elektrolichtbogenofen zu ersetzen, um das DRI aufschmelzen zu können. Es wird dabei unterstellt, dass die nachfolgenden Produktionsanlagen wie Pfannenofen und Stranggussanlage weiter verwendet werden können. Somit können bestehende Arbeitsplätze gesichert sowie intakte Produktionsanlagen weiter betrieben werden. Allerdings erfordert dieses Konzept einen zusätzlichen Transport des DRIs von der Küste zum Stahlwerksstandort.

Die zugehörige Variante 3.2 stellt die Weiterentwicklung der Variante 3.1 dar, bei der auch das Stahlwerk und das Walzwerk über einen Offshore-Windpark versorgt werden und der Prozess nahezu CO₂-frei ist. Das Stahlwerk und das Walzwerk werden hierbei nicht mit der maximalen Flexibilität betrieben, sondern werden auf eine Betriebsdauer von 8.000 h/a ausgelegt. Zur Vermeidung einer Überlastung der Übertragungsnetze ist allerdings ein Netzausbau vom Offshore-Windpark zum Stahlwerksstandort erforderlich, auf den in den Varianten 1 und 2 verzichtet werden kann. Die Varianten 3.1 und 3.2 werden in Kapitel 6 vorgestellt.

- **Hybride Direktreduktionsanlage**

Für einen bestehenden Stahlwerksstandort ist es eine naheliegende Option, die Anpassung der Produktionsanlagen auf dem eigenen Werksgelände vorzunehmen. Dies wären die Installation einer Direktreduktionsanlage (inkl. Elektrolyseur) und eines Elektrolichtbogenofens. Die Besonderheit bei dieser Variante ist ein sog. hybrider Betrieb der Direktreduktionsanlage, bei der wahlweise Wasserstoff oder Erdgas bzw. eine Mischung aus beidem zur Reduktion des Eisenerzes verwendet wird - je nachdem, wie die Stromproduktion des Offshore-Windparks ist. Der hybride Betrieb der Direktreduktion und der Betrieb der restlichen Anlagenteile mit Erdgas und Graustrom stellen die Variante 4.1 dar.

Für die weitere Transformation in Richtung CO₂-freie Stahlproduktion können zwei Strategien verfolgt werden. Für die Variante 4.2 soll sich für den Stahlwerksbetreiber möglichst wenig in der Prozessführung ändern, so dass alle Anlagenteile mit 8.000 h/a betrieben werden. Damit können die Anlagenteile relativ klein ausgelegt werden, was Investitionskosten auf Seiten des Stahlwerks spart. Allerdings muss die fluktuierende Stromproduktion des Windparks dann über einen Wasserstoffspeicher und eine Brennstoffzelle ausgeglichen werden.

Alternativ soll in der Variante 4.3 die Flexibilität der Elektrostahlroute ausgespielt werden. Dazu müssen, ähnlich wie in der Variante 3, die Produktionsanlagen überdimensioniert werden, um in Zeiten von hoher Stromproduktion einen Überschuss an Stahl zu produzieren. Damit wäre ein Betrieb ohne Wasserstoffspeicher möglich. Die beiden Varianten 4.2 und 4.3 erfordern den größten Leistungstransfer von der Küste zum Produktionsstandort, da die gesamte Energie auf dem Werksgelände benötigt wird.

Die Varianten 4.1, 4.2 und 4.3 werden in Kapitel 7 vorgestellt.

- **Umwandlung von Windstrom zu Wasserstoff**

Alternativ zum Transport von elektrischer Energie von der Küste zu einem bestehenden Stahlwerksstandort kann auch über den Transport von Wasserstoff nachgedacht werden. Für diese Variante 5 wird der Windstrom über einen Elektrolyseur vollständig in Wasserstoff umgewandelt und über eine Pipeline (inkl. Speicher) zum Stahlwerksstandort transportiert. Somit ist diese Variante unabhängig vom Ausbau des Übertragungsnetzes und könnte ggf. einen Zeitvorteil gegenüber den Varianten 3 und 4 bieten. Als Nachteil ist aber anzusehen, dass für die Stromversorgung des Elektrolichtbogenofens und der restlichen Anlagenteile eine Brennstoffzelle vorzusehen ist, um eine Rückverstromung des Wasserstoffs durchzuführen, was sich negativ auf die Energieeffizienz auswirkt. Die Variante 5 wird in Kapitel 8 diskutiert.

1.3 Annahmen und Einschränkungen dieser Studie

Im Rahmen der vorliegenden Studie soll ein Vergleich der vorgestellten Varianten durchgeführt werden, um erste Abschätzungen für die technische Umsetzbarkeit (inkl. grober

Anlagengrößen), die Investitionskosten und auch die Umwandlungskosten zu erhalten. Diese Informationen können dazu dienen, die Strategieentwicklung und auch mögliche Investitionsentscheidungen zu unterstützen. Diese Studie ist im Zeitraum September 2020 bis Januar 2021 entstanden, so dass aufgrund der Kürze der Zeit einige Annahmen und Vereinfachungen getroffen werden mussten, die im folgenden kurz vorgestellt werden:

- **Jahresproduktion von 1 Mio. Tonnen Walzstahl**

Alle Varianten werden für eine Jahresproduktion von 1 Mio. Tonnen Walzstahl ausgelegt. Für eine bessere Vergleichbarkeit wird der Prozess nur bis zum warmgewalzten Stahl betrachtet. Es werden hierbei die folgenden Anlagenteile berücksichtigt, die den minimalen Prozessablauf darstellen

- Direktreduktionsanlage (RA) mit kaltem DRI
- Elektrolichtbogenofen (ELO)
- Pfannenofen (Pfo)
- Stranggussanlage (SGA)
- Wiedererwärmungsofen (WW-Ofen)
- Walzstraße (WW-Straße)

Bei Langprodukten (z.B. Walzdraht) erfolgt nach dem Walzprozess ein Versand an die weiterverarbeitenden Betrieben wie z.B. Drahtziehereien, so dass diese Vereinfachung zutreffend ist. Bei Flachstahlwerken schließt sich normalerweise noch ein Kaltwalzwerk mit Verzinkungsanlagen an, was hier nicht mit betrachtet werden soll. Außerdem weisen einige Stahlwerke noch Vakuumanlagen für einen erhöhten Reinheitsgrad auf, die hier auch nicht betrachtet werden sollen. Es könnten somit bei einigen Varianten noch zusätzliche Kosten für Transport und Anlageninvestitionen auftreten, die dann im konkreten Einzelfall ermittelt werden müssen.

Es wird einheitlich ein DRI-Anteil von 60 % und entsprechend ein Schrotanteil von 40 % angesetzt. Dieser Mix liegt über dem typischen Schrotanteil von 20...25 % im Konverter, so dass die Recyclbarkeit von Stahl besser ausgenutzt werden kann. Es ist dennoch ausreichend, um auch qualitativ sehr hochwertige Stahlgüten zu erzeugen.

Zur Vergleichbarkeit wird nur der Fall von kaltem DRI betrachtet, da hier die Flexibilität des Produktionsprozesses im Vordergrund stehen soll.

- **Stromkosten ohne Abgaben**

Für eine Dekarbonisierung der Stahlindustrie ist eine Umstellung auf Strom aus erneuerbaren Energien ein Schlüsselfaktor. Für eine monetäre Bewertung der Umwandlungskosten werden die Investitionskosten nach einem Ansatz analog zu den LCOE (*Levelized Costs of Energy*, auch „Stromgestehungskosten“) umgerechnet. Es wird hierbei unterstellt, dass die nahezu CO₂-freie Stahlproduktion hilft, die politischen Zielsetzungen zu erreichen und dass somit keine Aufschläge auf die Energiekosten anfallen, sondern dass der Strom zu den Gestehungskosten genutzt werden kann. Aktuell ist dies im Rahmen der Eigenstromerzeugung des EEG noch nicht der Fall, so dass hier Handlungsbedarf seitens der Politik besteht.

- **CO₂-Kosten**

Selbst bei einer Umstellung der Hauptprozesse der Stahlherstellung auf erneuerbare Energien bleibt noch ein kleiner Rest an CO₂-Emissionen aus dem Elektrodenabbrand und dem Einsatz von Schäumkohle über. Für die hiermit verbundenen direkten Emissionen wird eine kostenlose Zuteilung von 80 % angenommen. Als Zertifikatspreis werden 25 €/t_{CO₂} angesetzt.

- **Idealisierter Betrieb der Anlagenteile**

Es werden für alle Anlagenteile idealisierte Lastverläufe angenommen. So wird z.B. für den Elektrolichtbogenofen eine feste Power-On-Zeit pro Schmelze unterstellt, um eine Auslegung durchführen zu können. Die restlichen Anlagenteile des Stahlwerks, wie Pfannenofen und Gießanlage, sowie das Walzwerk werden als „Grundlast“ angenommen, also als Verbraucher mit konstanter Leistungsaufnahme. Auf Störungen oder Verzögerungen im Produktionsprozess, wie sie in der Realität als stochastische Schwankungen auftreten, kann in der Studie nicht eingegangen werden. Weiterhin werden geplante Tagesstillstände und Jahresstillstände nicht exakt im Jahresverlauf berücksichtigt, sondern werden pauschal über die jährlichen Betriebsstunden berücksichtigt.

- **Jahresdauerlinien und reale Zeitreihen**

Die Auslegung der Anlagenteile erfolgt anhand der idealisierten Anlagenteile und überwiegend auf Basis von Jahresdauerlinien. Aufgrund der kurzen Dauer der Studie können keine detaillierten dynamischen Modelle entwickelt werden, um den realen Verlauf von Windproduktion, Stahlerzeugung und Speichern abzubilden. Es werden aber die wesentlichen Effekte berücksichtigt, um auf Basis der Jahresdauerlinien belastbare Aussagen ableiten zu können.

Für die Varianten 3.2, 4.2 und 5 ist die Auslegung von großen Wasserstoffspeichern erforderlich, da der Strombedarf der Anlagenteile auch in Zeiten von geringer Produktion des Windparks gedeckt werden soll. Hierfür werden reale Zeitreihen eines Windparks (FINO1) benutzt, um eine Abschätzung für die Größe des Speichers zu erhalten¹. Die FINO1-Daten werden weiterhin verwendet, um die Produktionsmengen pro Monat abzuschätzen und so einen ersten Eindruck für die Ungleichverteilung zu erhalten².

- **Netzmodell**

Es werden die Auswirkungen des Leistungstransfers vom Offshore-Windpark zu einem Stahlwerksstandort auf das Übertragungsnetz untersucht. Dies erfolgt im Rahmen einer Betrachtung der Übertragungskapazitäten der Bundesländer und nicht auf Basis eines detaillierten Netzmodells.

- **Literaturrecherche**

Aufgrund der fachlichen Expertise der Autoren wurde auf eine umfangreiche Literaturrecherche verzichtet, da die technische Bewertung der Konzepte und eine grobe Kostenabschätzung im Vordergrund stand.

- **Weitergehende Optimierungen**

Die vorgestellten Varianten sollen keine optimale Lösung darstellen. Es sollen vielmehr die Varianten untereinander verglichen werden, um daraus Rückschlüsse ziehen zu können. Es sind viele weitere Optionen denkbar, wie z.B. die Versorgung eines Stahlwerks mit einer Wasserstoffpipeline und einer Stromtrasse, was einer Kombination aus den Varianten 4 und 5 darstellt. Die Entwicklung bzw. die Ableitung einer optimalen Anlagenkonfiguration könnte der Gegenstand eines Folgeprojekts sein.

¹Die Daten wurden von der Initiative FINO (Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee) zur Verfügung gestellt, die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) auf Grundlage eines Beschlusses des Deutschen Bundestages, vom Projektträger Jülich (PTJ) organisiert und vom BSH koordiniert wurde.

²Die Ergebnisse werden in den Abschnitten der *Lastzeitreihen der Stahlwerksprozesse* für jede Variante kurz vorgestellt.

Kapitel 2

Referenzszenario

Als Referenzszenario wird ein Stahlwerk gewählt, das aus den folgenden Anlagenteilen besteht:

- erdgasbasierte Direktreduktionsanlage,
- Elektrolichtbogenofen mit Pfannenofen und Gießanlage
- Warmwalzwerk

Diese Prozessroute zeichnet sich bereits durch geringe CO₂-Emissionen im Vergleich zum Hochofen aus, wobei durch den Einsatz von Eisenerz ein vergleichbares Qualitätsniveau wie in integrierten Hüttenwerken erreicht werden kann. Weltweit existiert eine installierte Produktionskapazität von ca. 80 Millionen Jahrestonnen, was rund 5 % der globalen Stahlproduktion entspricht. Somit stellt diese Prozessroute eine technisch ausgereifte Variante dar, die unter gewissen Rahmenbedingungen konkurrenzfähig zur Produktionsroute mittels Hochofen/Konverter sein kann.

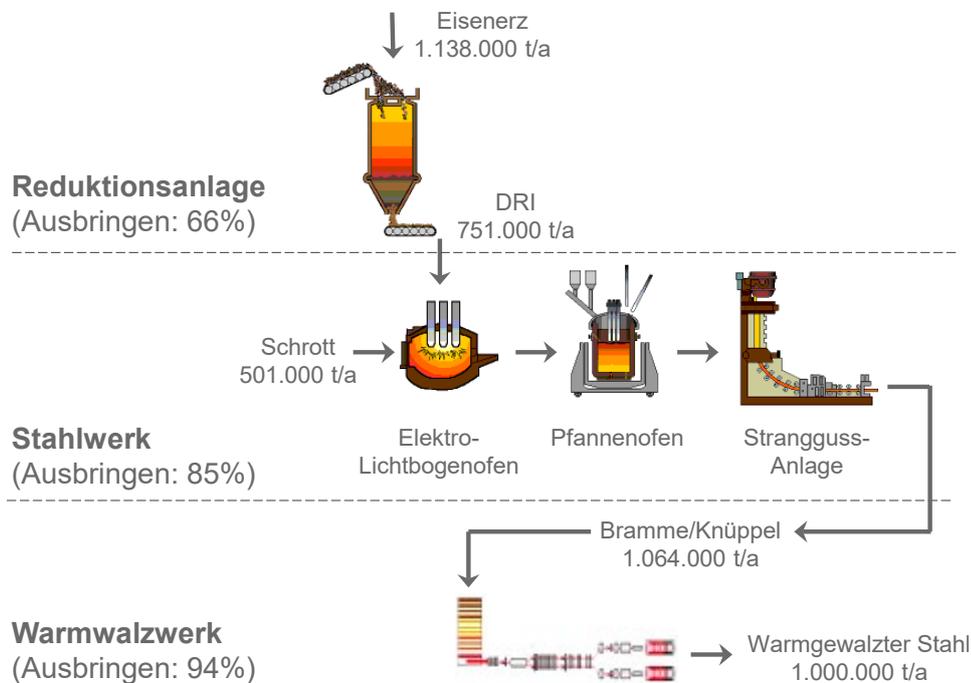


Abbildung 2.1: Prozessschema für das Referenzszenario bestehend aus Direktreduktionsanlage, Elektrolichtbogenofen mit Pfannenofen und Stranggussanlage sowie Warmwalzwerk

In Abbildung 2.1 ist das Referenzszenario schematisch dargestellt. Als Vorgabe wurde eine Produktion von 1 Mio. t/a warmgewalzter Stahl gewählt. Als erster Schritt wird

hierfür Eisenerz in der Direktreduktionsanlage mithilfe von Erdgas in DRI (*Direct Reduced Iron* oder auch „Eisenschwamm“) umgewandelt. Aufgrund der Verwendung von Erz weist dieses Vormaterial ein deutlich geringeres Niveau an Spurenelementen (z.B. Kupfer, Nickel etc.) als Schrott auf, sodass auch hochwertige Stahlgüten erzeugt werden können, wie sie sonst nur über die Hochofen/Konverter-Route möglich sind.

Der produzierte (kalte) Eisenschwamm wird zusammen mit Schrott im Elektrolichtbogenofen aufgeschmolzen. Wie in Abschnitt 1.3 erwähnt, wird ein Eisenschwammanteil von 60 % gewählt, der aufgrund der Nutzung von elektrischer Energie geringer gewählt werden kann als im Konverter¹. Weiterhin muss für den Stahlwerksprozess berücksichtigt werden, dass der Eisenschwamm aufgrund der Gangart und des Metallisierungsgrads von ca. 95 % ein sog. Ausbringen von rund 85 % aufweist. Nach dem Aufschmelzen im Elektrolichtbogenofen wird die Legierungszusammensetzung im Pfannenofen eingestellt und der Stahl wird in der Stranggussanlage vergossen. Aufgrund der hohen Anzahl an verschiedenen Stahlgüten, wie sie typisch für einen Hersteller von Qualitätsstahl sind, wird für dieses fiktive Referenzszenario auf einen Heißeinsatz der Brammen/Knüppel verzichtet, da dies bzgl. der Produktionsplanung und der erforderlichen Umbauzeiten meist nicht umzusetzen ist.

Vor dem eigentlichen Walzprozess wird der Stahl in einem mit Erdgas befeuerten Wiedererwärmungssofen auf rund 1.200 °C aufgeheizt. Der Walzprozess erfolgt über Walzgerüste, die mit Elektromotoren angetrieben werden. Durch Verzunderung aufgrund der hohen Temperaturen und gezieltes Abschneiden der sog. Köpfe und Füße im Walzprozess liegt das Ausbringen bei rund 94 %.

Die Tabelle 2.1 zeigt die erforderlichen Produktionsmengen in den einzelnen Produktionsbereichen, die durch „Rückwärtsrechnen“ ermittelt werden können. Die in Abbildung 2.1 angegebenen Tonnagen entsprechen den Werten aus der Tabelle, jedoch auf ganze Tausender gerundet.

Tabelle 2.1: Berechnung der erforderlichen Produktions- und Einsatzmengen in den jeweiligen Anlagenteilen basierend auf dem zugehörigen Ausbringen

Prozessschritt	Produkt in t/a	Ausbringen	Einsatz in t/a
Walzwerk	1.000.000	94 %	1.063.830
Stahlwerk (60% DRI)	638.298	85 %	750.939
Stahlwerk (40% Schrott)	425.532	85 %	500.626
Reduktionsanlage	750.939	66 %	1.137.786

In den folgenden Abschnitten werden die drei Anlagenteile vorgestellt und hinsichtlich Energiebedarf und CO₂-Emissionen charakterisiert. Neben den geringen CO₂-Emissionen im Vergleich zu integrierten Hüttenwerken zeichnet sich der gewählte Prozess auch durch eine sehr hohe Flexibilität aus. Alle drei Anlagenteile können sehr kurzfristig an- und abgefahren werden, so dass flexibel auf die Verfügbarkeit von Energie reagiert werden kann. Außerdem können die Anlagenteile unabhängig voneinander betrieben werden, solange ausreichend große Zwischenlager für DRI und Brammen/Knüppel vorgehalten werden.

2.1 Erdgasbasierte Direktreduktion

Abbildung 2.2 zeigt den schematischen Aufbau einer erdgasbasierten Direktreduktionsanlage. Eisenerz (Fe₂O₃) wird dem Schachtofen von oben zugeführt und im Gegenstrom mit

¹Im Konverter kann typischerweise ein Schrotanteil von 20...25 % gewählt werden, was einem Anteil an Roheisen von 75...80 % entspricht.

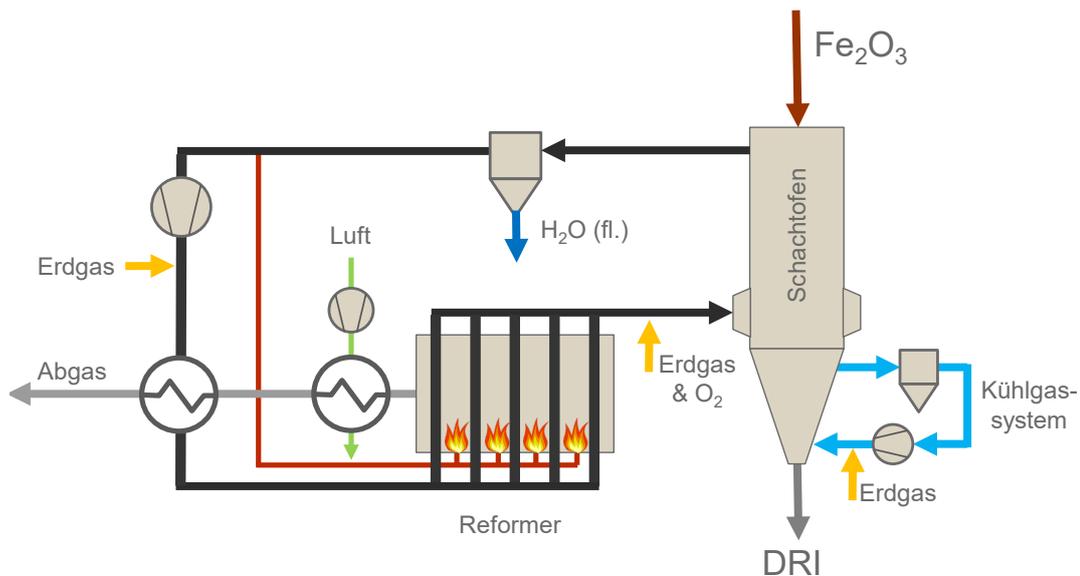


Abbildung 2.2: Schematische Darstellung einer erdgasbasierten Direktreduktionsanlage

dem ca. 970 °C warmen Reduktionsgas in Kontakt gebracht. Das Reduktionsgas besteht hauptsächlich aus Wasserstoff (H_2) und Kohlenmonoxid (CO), die zu Wasserdampf (H_2O) und Kohlendioxid (CO_2) oxidiert werden und dabei das Eisenerz zu metallischem Eisen (Fe) reduzieren. Aufgrund des chemischen Gleichgewichts wird das Reduktionsgas nicht vollständig zu Wasserdampf und Kohlendioxid umgewandelt. Das sog. Gichtgas weist am Austritt aus dem Schachtofen noch einen hohen Anteil an Wasserstoff und Kohlenmonoxid auf, so dass es noch weiter verwendet werden kann. Nach einer Reinigung und Abscheidung von Kondensat im Wäscher wird das Gichtgas aufgeteilt. Rund 40 % werden als Brenngas eingesetzt und dienen der Beheizung des Reformers. Die verbleibenden 60 % des Gichtgas' werden verdichtet, mit Erdgas angereichert und vorgewärmt. Im Refomer wird diese Mischung aus Gichtgas und Erdgas über einen Nickel-Katalysator geleitet. Das Kohlendioxid und der Wasserdampf reagieren mit dem Erdgas (CH_4) zu Kohlenmonoxid und zu Wasserstoff. Da diese Reaktionen endotherm sind, muss der Reformer mit dem Brenngas und vorgewärmter Luft beheizt werden. Dem sog. Reformgas wird vor Eintritt in den Schachtofen noch Erdgas und Sauerstoff zugeführt, um eine Eintrittstemperatur von rund 970 °C zu erzielen.

Der Eisenschwamm bzw. DRI wird für die Zwischenlagerung auf rund 30 °C abgekühlt. Hierbei wird ein Teil des Erdgas' am heißen Eisenschwamm aufgespalten, was zu einem Kohlenstoffgehalt des DRI von rund 2 Gew.-% führt.

Tabelle 2.2: Übersicht über typische Energiebedarfe der Direktreduktion sowie zugehörige CO_2 -Emissionen (absolute Werte für eine Jahresproduktion von 751.000 Tonnen)

Energieart	spez. Bedarf in kWh/t _{DRI}	abs. Bedarf in GWh/a	spez. CO ₂ in kgCO ₂ /t _{DRI}	abs. CO ₂ in ktCO ₂ /a	Art
Erdgas (ΔH_u)	2.750	2.065,1	484,9	364,1	dir.
Strom	75	56,3	30,1	22,6	indir.
O ₂ (Strom-Äquiv.)	8	6,0	3,2	2,4	indir.
Summe			518,2	389,1	

In Tabelle 2.2 sind typische Energieverbräuche sowie die zugehörigen CO₂-Emissionen (direkt und indirekt) angegeben. Für die indirekten CO₂-Emissionen wird ein Emissionsfaktor für Strom von 401 kg_{CO₂}/MWh (Jahr 2019) verwendet [1]. Die direkten Emissionen aus Erdgas (Heizwert) werden über einen Wert von 203 kg_{CO₂}/MWh berechnet. Für die Daten aus der Tabelle ist zu berücksichtigen, dass ein Teil des zugeführten Erdgas in Form von Kohlenstoff an das DRI gebunden ist. Somit verringern sich die direkten CO₂-Emissionen der Reduktionsanlage entsprechend². Der eingesetzte Sauerstoff von rund 16 Nm³/t_{DRI} wird über einen Strombedarf von 0,5 kWh/Nm³ berücksichtigt, so dass sich ein Strom-Äquivalent von 8 kWh/t_{DRI} ergibt.

2.2 Stahlwerk

Stahl besteht aus den Hauptbestandteilen Eisen und Kohlenstoff sowie weiterer Legierungsbestandteile wie z.B. Silizium, Nickel, Chrom etc. Um diese Legierungsmittel homogen im Werkstoff zu verteilen, müssen die Einsatzstoffe DRI und Schrott zunächst verflüssigt werden, was im Elektrolichtbogenofen auf Basis von elektrischer Energie erfolgt. Nach Erreichen der Abstichtemperatur wird der Rohstahl in eine Gießpfanne umgefüllt und per Kran zum Pfannenofen transportiert. Hier erfolgt die Zugabe der Legierungselemente sowie eine genaue Einstellung der Temperatur. Nach Abschluss der Behandlung im Pfannenofen wird die Gießpfanne zur Stranggussanlage transportiert und der Stahl wird kontinuierlich über Kokillen zu Brammen (Flachstahl) oder Knüppeln (Langprodukte) vergossen. Abbildung 2.3 zeigt den prinzipiellen Prozessablauf von Elektrolichtbogenofen, Pfannenofen und Stranggussanlage.

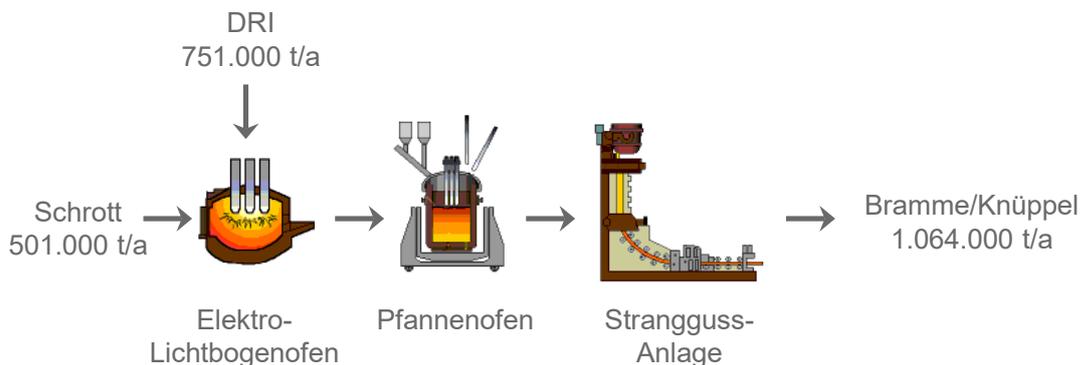


Abbildung 2.3: Prozessablauf von Elektrolichtbogenofen, Pfannenofen und Stranggussanlage

2.2.1 Elektrolichtbogenofen

Im Elektrolichtbogenofen werden DRI und Schrott aufgeschmolzen und auf rund 1.640 °C überhitzt. Zum Erreichen dieser hohen Temperaturen wird ein Lichtbogen mittels elektrischer Energie gezündet, der die Einsatzstoffe effizient und schnell aufschmelzen kann. Die mittlere Leistungsaufnahme liegt hierbei typischerweise im Bereich von rund 90 MW. Zusätzlich zur elektrischen Energie werden auch Erdgas (≈ 60 kWh/t_{St}) und Sauerstoff (≈ 26 Nm³/t_{St}) eingesetzt. Der Sauerstoff wird neben der Verbrennung auch zum sog. „Frischen“ eingesetzt, wobei der enthaltene Kohlenstoff im Rohstahl reduziert wird. Deswei-

²Über den Emissionsfaktor für Erdgas von 203 kg_{CO₂}/MWh und dem spez. Energiebedarf der Direktreduktion von 2,75 MWh/t_{DRI} würden sich spez. Emissionen von 558,25 kg_{CO₂}/t_{DRI} ergeben. Es ist aber zu berücksichtigen, dass pro Tonne DRI 20 kg Kohlenstoff enthalten sind. Über das Verhältnis der Molmassen von CO₂ und C kann berechnet werden, dass sich die spez. CO₂-Emissionen um 73,3 kg_{CO₂}/t_{DRI} verringern. Somit ergibt sich der gerundete Tabellenwert von 484,9 kg_{CO₂}/t_{DRI}

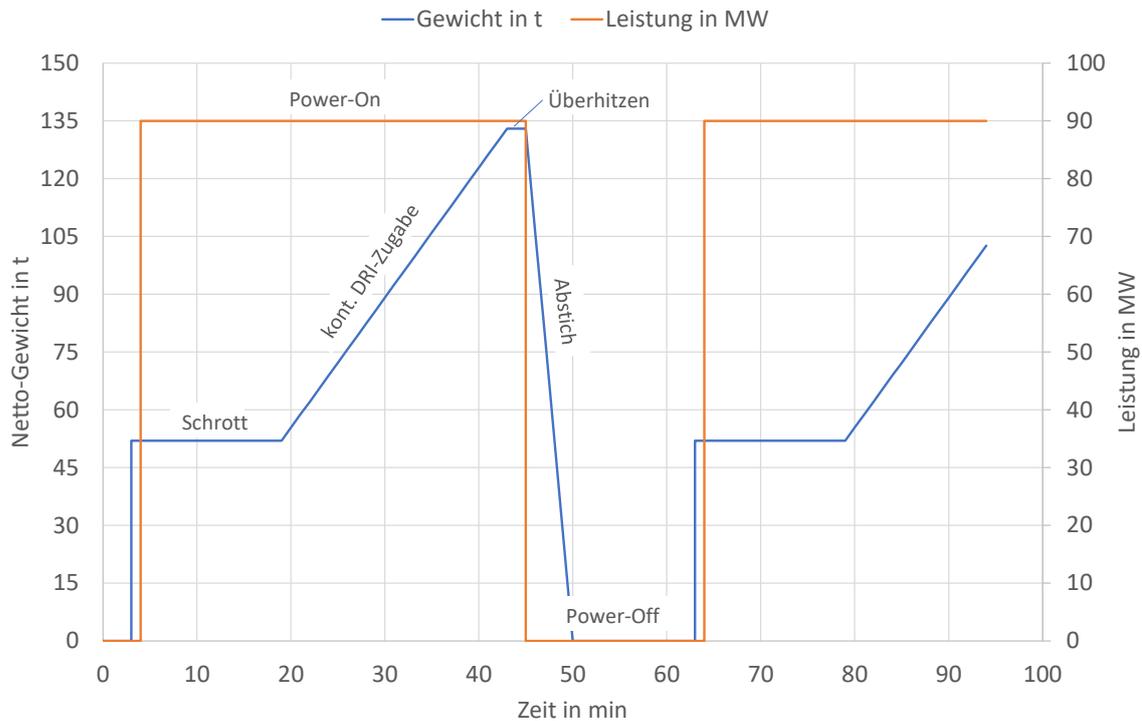


Abbildung 2.4: Idealisierter zeitlicher Verlauf des Netto-Gewichts im Ofengefäß sowie der Schmelzleistung

teren wird Schäumkohle im Elektrolichtbogenofen eingesetzt, um auf dem flüssigen Stahl eine wärmeisolierende Schlackeschicht zu erzeugen, die den Lichtbogen möglichst gut einhüllt und Abstrahlungsverluste minimiert. Weitere Quellen für CO_2 -Emissionen sind der Abbrand der Graphit-Elektroden, mit denen der Lichtbogen erzeugt wird, sowie der Kohlenstoffgehalt des DRI.

Eine Besonderheit der Stahlerzeugung mittels Elektrolichtbogenofen ist der diskontinuierliche Betrieb. Es handelt sich um einen Batch-Prozess, der sich ständig wiederholt. Zu Beginn eines Produktionszyklus wird der entleerte Ofen mit einer Schrottmenge gefüllt (im gewählten Referenzszenario 40 % der gesamten Einsatzmenge). Mithilfe des Lichtbogens und der Erdgas-Sauerstoff-Brenner wird der Schrott solange erwärmt, bis er fast vollständig aufgeschmolzen ist. Dann startet die Zugabe des DRI in den eingeschalteten Ofen. Über eine Regelung wird sichergestellt, dass die eingebrachte elektrische Leistung ausreicht, um das zugeführte DRI kontinuierlich aufzuschmelzen. Wenn das gewünschte Abstichgewicht erreicht ist, endet die Zufuhr von DRI und der Rohstahl wird auf ca. 1.640°C überhitzt. Bei Erreichen der Abstichtemperatur wird der Elektrolichtbogenofen ausgeschaltet (Lastsprung von rund 90 MW!) und das Ofengefäß wird entleert. Da es sich um einen Batch-Prozess handelt und das Umfüllen des Stahls sowie das Vorbereiten für die nächste Schmelze zeitintensiv sind, weist der Prozess hohe Nutzungsnebenzeiten auf. Ein typischer Wert hierfür ist ein Power-On-Anteil von 2/3 und ein Power-Off-Anteil von 1/3 (Nutzungsnebenzeit). Abbildung 2.4 zeigt einen typischen zeitlichen Verlauf der Masse im Elektrolichtbogenofen sowie der elektrischen Leistung.

Bei einem Elektrolichtbogenofen muss somit zwischen der mittleren Leistung $P_{\text{ELO, Nenn}}$ und der maximalen Leistung $P_{\text{ELO, max}}$ während der Power-On-Zeit unterschieden werden. Für das Referenzszenario ist eine Jahresproduktion von 1,064 Mio. Tonnen erforderlich. Bei einer typischen jährlichen Betriebsdauer von 8.000 h/a und einer Zykluszeit von einer Stunde ergibt sich ein Abstichgewicht von 133 Tonnen. Der typische spez. Energiebedarf für das Aufschmelzen von kaltem DRI/Schrott liegt bei rund $450 \text{ kWh/t}_{\text{St}}$. Daraus ergibt

sich eine mittlere Leistung $P_{\text{ELO,Nenn}}$ von

$$P_{\text{ELO,Nenn}} = 133 \frac{t_{\text{St}}}{\text{h}} \cdot 0,45 \frac{\text{MWh}}{t_{\text{St}}} = 59,85 \text{ MW} \approx 60 \text{ MW} \quad (2.1)$$

Es ist aber zu berücksichtigen, dass aufgrund der Power-On-Zeit von nur 40 min die Energie in einem kürzeren Zeitraum eingebracht werden muss, was eine höhere Leistung $P_{\text{ELO,max}}$ erforderlich macht³.

$$P_{\text{ELO,max}} = P_{\text{ELO,Nenn}} \cdot \frac{60 \text{ min}}{40 \text{ min}} = 89,8 \text{ MW} \approx 90 \text{ MW} \quad (2.2)$$

2.2.2 Pfannenofen und Gießanlage

Am Pfannenofen wird die Legierungszusammensetzung entsprechend der geforderten Qualität sowie die passende Temperatur eingestellt. Ein Nachheizen erfolgt hier ebenfalls mit einem Lichtbogen, dessen Leistungseintrag aber deutlich geringer als beim Elektrolichtbogenofen ist; typische Werte liegen im Bereich von $\approx 10 \text{ MW}$ für den eingeschalteten Lichtbogen. In der nachfolgenden Stranggussanlage wird der Stahl zu Brammen oder Knüppeln vergossen. Dieser Vorgang erfordert eine starke Kühlleistung, die über das Aufsprühen von Wasser erzielt wird. Somit weist der Gießprozess nur einen geringen Energiebedarf auf. Insgesamt kann der zusätzliche Energiebedarf, der nicht direkt durch den Elektrolichtbogenofen verursacht wird, mit $50 \text{ kWh}/t_{\text{St}}$ abgeschätzt werden. Hierdrin sind auch die Bedarfe für die Entstaubung, Kühlkreisläufe, Krane etc. eingeschlossen. Über die stündliche Produktion von $133 t_{\text{St}}/\text{h}$ folgt damit die mittlere Leistung, die die Grundlast (GL) darstellt:

$$P_{\text{STW,GL}} = 6,7 \text{ MW} \approx 7 \text{ MW}$$

2.2.3 Leistung, Energiebedarf und CO₂-Emissionen

Um die Gesamtleistung ($P_{\text{STW,max}}$ und $P_{\text{STW,Nenn}}$) des Stahlwerks zu bestimmen, muss die Grundlast $P_{\text{STW,GL}}$ zur Leistung des Elektrolichtbogenofens ($P_{\text{ELO,max}}$ und $P_{\text{ELO,Nenn}}$) hinzuaddiert werden, so dass gilt:

$$\begin{aligned} P_{\text{STW,max}} &= P_{\text{ELO,max}} + P_{\text{STW,GL}} = 90 \text{ MW} + 7 \text{ MW} = 97 \text{ MW} \\ P_{\text{STW,Nenn}} &= P_{\text{ELO,Nenn}} + P_{\text{STW,GL}} = 60 \text{ MW} + 7 \text{ MW} = 67 \text{ MW} \end{aligned}$$

Abbildung 2.5 stellt den zeitlichen Verlauf der Leistungsaufnahme dar, um die zuvor genannten Größen zu verdeutlichen.

In der Tabelle 2.3 sind typische Verbrauchswerte für elektrische Energie, Erdgas und Sauerstoff (als Strom-Äquivalent) sowie die zugehörigen CO₂-Emissionen (direkt und indirekt) angegeben.

Neben den typischen Energieträgern wie Strom, Erdgas und Sauerstoff kommen im Stahlwerk noch weitere Kohlenstoffträger zum Einsatz, die ebenfalls zu CO₂-Emissionen führen. Dies sind der Abbrand der Graphitelektroden (Elektrolichtbogenofen und Pfannenofen), der Einsatz von Schäumkohle und der Kohlenstoffgehalt des eingesetzten DRI. Die Umrechnung von Kohlenstoff zu CO₂ erfolgt über das Verhältnis der Molmassen. Tabelle 2.4 gibt eine Übersicht über typische Verbrauchswerte und die zugehörigen CO₂-Emissionen. Aus den Tabellen 2.3 und 2.4 ergeben sich somit spez. CO₂-Emissionen von $302,8 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/t_{\text{St}}$ und absolute CO₂-Emissionen von $322.000 t_{\text{CO}_2}/\text{a}$ für das Stahlwerk.

³Das Verhältnis von 40 min zu 60 min ergibt sich aus der Power-On-Zeit zur Zykluszeit.

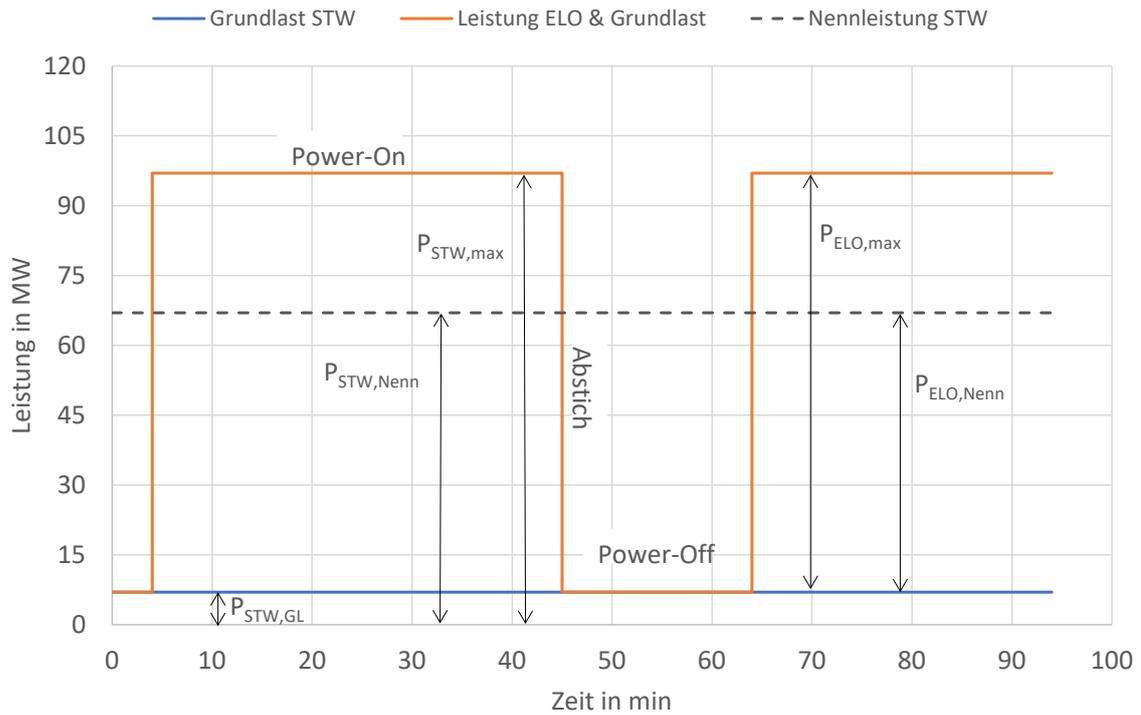


Abbildung 2.5: Darstellung der zeitlichen Leistungsaufnahme des Stahlwerks mit schwankendem Bezug des Elektrolichtbogenofens

Tabelle 2.3: Übersicht über typische Energiebedarfe im Stahlwerk sowie zugehörige CO_2 -Emissionen (absolute Werte für eine Jahresproduktion von 1.064.000 Tonnen)

Energieart	spez. Bedarf	abs. Bedarf	spez. CO_2	abs. CO_2	Art
	in kWh/t _{St}	in GWh/a	in kg _{CO₂} /t _{St}	in kt _{CO₂} /a	
Strom (E-Ofen)	450	478,7	180,5	192,0	indir.
Strom (Rest)	50	56,3	20,1	21,3	indir.
Erdgas (ΔH_u)	60	63,8	12,2	13,0	dir.
O ₂ (Strom-Äquiv.)	13	13,8	5,2	5,5	indir.
Summe			218,0	231,8	

Tabelle 2.4: Übersicht über weitere Kohlenstoffträger im Stahlwerk sowie zugehörige CO_2 -Emissionen (absolute Werte für eine Jahresproduktion von 1.064.000 Tonnen)

Kohlenstoffträger	spez. Wert	spez. CO_2	abs. CO_2	Art
	in kg _C /t _{St}	in kg _{CO₂} /t _{St}	in kt _{CO₂} /a	
Elektroden	2,0	7,3	7,8	dir.
Schäumkohle	7,0	25,7	27,3	dir.
C-Gehalt DRI	14,1	51,8	55,1	dir.
Summe		84,8	90,2	

2.3 Walzwerk

In einem konventionellen Walzwerk kommt Erdgas für die Wiedererwärmung der Brammen bzw. Knüppel zum Einsatz. Ein typischer Verbrauchswert für einen Wiedererwärmungssofen mit Zentral-Rekuperator und Kalteinsatz liegt im Bereich von 300 kWh/t_{WSt}. Die erforderliche Umformarbeit hängt vom Umformgrad und weiteren Parametern ab. Als Richtwert wird ein Strombedarf eines Warmwalzwerks von 130 kWh/t_{WSt} angenommen. In Tabelle 2.5 werden die spez. Energiebedarfe sowie die zugehörigen CO₂-Emissionen des Walzwerks dargestellt.

Tabelle 2.5: Übersicht über typische Energiebedarfe im Walzwerk sowie zugehörige CO₂-Emissionen (absolute Werte für eine Jahresproduktion von 1.000.000 Tonnen)

Energieart	spez. Bedarf in kWh/t _{WSt}	abs. Bedarf in GWh/a	spez. CO ₂ in kgCO ₂ /t _{WSt}	abs. CO ₂ in ktCO ₂ /a	Art
Strom	130	130	52,1	52,1	indir.
Erdgas (ΔH_u)	300	300	60,9	60,9	dir.
Summe			113,0	113,0	

2.4 CO₂-Emissionen des Referenzszenarios

Aufgrund der unterschiedlichen Produktionsmengen in den drei Prozessschritten und den unterschiedlichen Zwischenprodukten ist eine Zusammenführung der spez. Werte nicht sinnvoll. Für eine Bewertung der CO₂-Intensität des gewählten Prozesses können aber zunächst die absoluten CO₂-Emissionen zusammengestellt werden und dann auf die produzierte Menge an Walzstahl bezogen werden. Tabelle 2.6 gibt die absoluten CO₂-Emissionen unterteilt nach direkten und indirekten Emissionen an. Es ergibt sich ein Gesamtwert an CO₂-Emissionen von 824.100 t_{CO₂}/a. Bei einer vorgegebenen Produktion von 1 Mio. Tonnen Walzstahl pro Jahr können die spez. CO₂-Emissionen zu 824,1 kgCO₂/t_{WSt} bestimmt werden. Dieser Wert ist deutlich geringer als die spez. CO₂-Emissionen eines integrierten Hochofenwerks, die im Bereich von rund 1.800 kgCO₂/t_{WSt} liegen. Somit hätte eine Prozessumstellung von Hochofen/Konverter zu Direktreduktion und Elektrolichtbogenofen bereits einen großen Einspareffekt von mehr als 50 %.

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass die gewählte Betrachtung nur auf die CO₂-Emissionen aus dem direkten Stahlherstellungsprozess abzielt. CO₂-Emissionen aus z.B. dem Transport der Rohstoffe, des Erzabbaus bzw. der Pelletierung oder der Herstellung von Legierungsmitteln sowie Zuschlägen (z.B. Kalk) sind bei dieser Betrachtung nicht mit eingeschlossen.

Für ein Fortschreiten der Energiewende kann von sinkenden CO₂-Emissionen durch den Bezug von Strom ausgegangen werden. Bei einer Versorgung mit 100 % Erneuerbaren Energien würde der Emissionsfaktor für Strom rechnerisch auf 0 kgCO₂/MWh sinken. Damit würde alle indirekten Emissionen aus Tabelle 2.6 auf Null sinken und es verblieben nur die direkten CO₂-Emissionen aus Erdgas und den anderen Kohlenstoffträgern. Somit hat das Referenzszenario ein Potential bzgl. der spez. Emissionen von 528,2 kgCO₂/t_{WSt}. Eine weitere Reduzierung der CO₂-Emissionen ist dann nur durch eine Umstellung von Erdgas auf grünen Wasserstoff sowie eine induktive Wiedererwärmung der Brammen/Knüppel möglich, wie Sie in den nachfolgenden Kapiteln beschrieben wird. Es wird in den nachfolgenden Varianten aber nicht darauf gewartet, dass die Energiewende vollständig vollzogen

Tabelle 2.6: Absolute CO₂-Emissionen in den drei Prozessschritten bei einer Jahresproduktion von 1 Mio. Tonnen Walzstahl

	Red.-Anlage in kt _{CO₂} /a	Stahlwerk in kt _{CO₂} /a	Walzwerk in kt _{CO₂} /a	Summe in kt _{CO₂} /a
direkt	364,1	103,2	60,9	528,2
indirekt	25,0	218,8	52,1	295,9
Summe	389,1	322,0	113,0	824,1

ist und nur noch erneuerbare Energien zum Einsatz kommen, sondern es wird proaktiv der Bezug von Strom aus einem Offshore-Windpark berücksichtigt.

Kapitel 3

Offshore-Windenergie

Für eine Transformation der Stahlproduktion weg von fossilen Energieträgern hin zu erneuerbaren Energien ist die Verwendung von Offshore-Windstrom in Deutschland eine attraktive Option. Offshore-Windenergie zeichnet sich durch ein hohes Wachstumspotential in Nord- und Ostsee aus, durch relativ geringe Stromgestehungskosten und durch eine hohe Anzahl an Vollaststunden, was für den Betrieb eines Stahlwerks ebenfalls wichtig ist. In diesem Kapitel werden die Grundlagen für die Windparameter sowie die Stromerzeugung eines fiktiven Windparks dargestellt. Dies ist die Basis für die Kopplung eines Windparks mit einem Stahlwerk, wie es in den Folgekapiteln vorgestellt wird.

3.1 Weibull-Parameter und Geschwindigkeitsdauerkurve

Zur statistischen Beschreibung der Windverhältnisse eines Offshore-Windparks werden Weibull-Parameter verwendet. Für die Anzahl der Jahresstunden n mit einer Windgeschwindigkeit im Bereich 0 m/s bis zu einer Geschwindigkeit v gilt:

$$n = 8.760 \text{ h} \cdot \left(1 - \exp \left(- \left[\frac{v}{A} \right]^k \right) \right) \quad (3.1)$$

Hierbei ist v jeweils die obere Grenze für den Bereich der Windgeschwindigkeit. Die Parameter k (dimensionslos) und A (Einheit m/s) sind standortabhängig. Für diese Studie werden die folgenden Parameter verwendet, wie sie in Jarass et al. [2] für die Forschungsstation FINO1 angegeben werden¹.

$$\begin{aligned} k &= 2,26 \\ A &= 11,2 \frac{\text{m}}{\text{s}} \end{aligned}$$

Abbildung 3.1 zeigt die Jahresstunden n für den ausgewählten Windstandort. Um z.B. zu bestimmen, wie viele Stunden im Jahr eine Windgeschwindigkeit zwischen 0 m/s und 5 m/s vorliegt, kann der Wert aus dem Diagramm zu $n \approx 1.300 \text{ h}$ abgelesen² werden. Für einen Geschwindigkeitsbereich von 0 m/s bis 15 m/s folgt bspw. $n \approx 7.500 \text{ h}$.

Für eine weitere Auswertung ist es üblich, nicht den Geschwindigkeitsbereich von 0 m/s bis v zu betrachten, sondern den Bereich zwischen v und v_{\max} . Dies kann durch einfaches Umschreiben zu

$$N = 8.760 \text{ h} - n \quad (3.2)$$

¹Die Daten wurden von der Initiative FINO (Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee) zur Verfügung gestellt, die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) auf Grundlage eines Beschlusses des Deutschen Bundestages, vom Projektträger Jülich (PTJ) organisiert und vom BSH koordiniert wurde.

²Der exakte Wert durch Einsetzen in Gleichung (3.1) ist $n = 1.307,1 \text{ h}$.

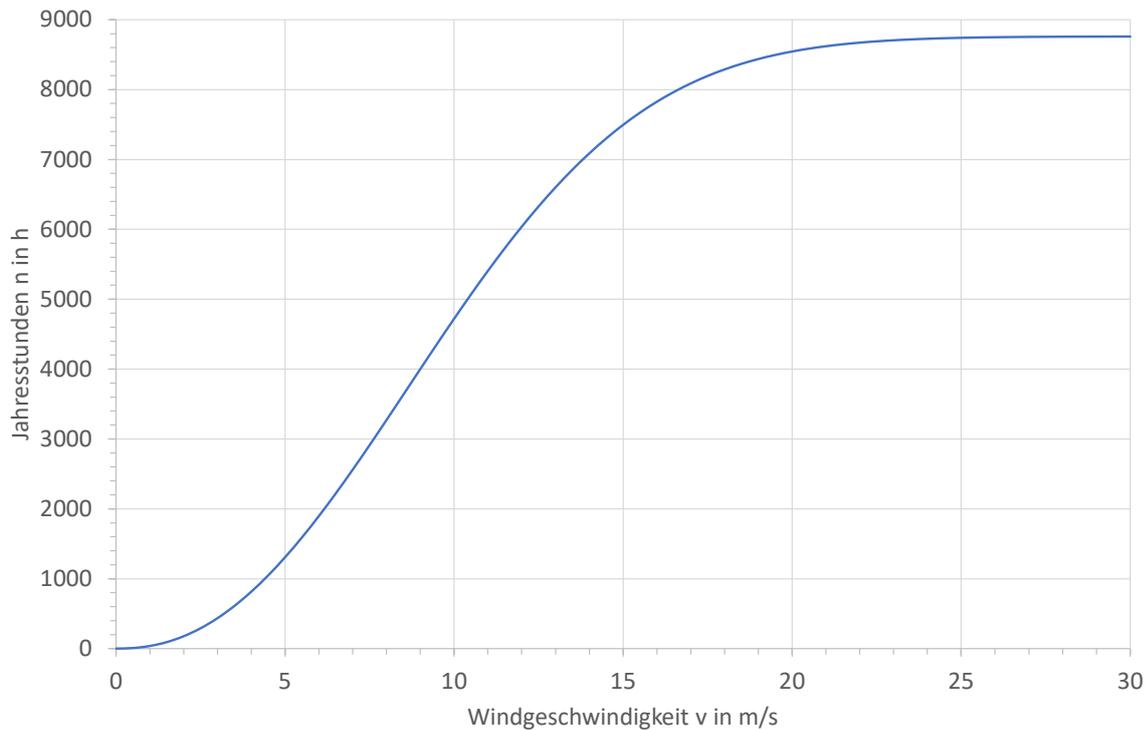


Abbildung 3.1: Jahresstunden n für die Windgeschwindigkeiten im Bereich 0 m/s bis v anhand der Weibull-Funktion nach Gleichung (3.1)

erreicht werden³. Für N , also die Jahresstunden mit einer Windgeschwindigkeit zwischen v und v_{\max} , folgt damit aus Gleichung (3.1) und (3.2):

$$N = 8.760 \text{ h} \cdot \exp\left(-\left[\frac{v}{A}\right]^k\right) \quad (3.3)$$

Darüber hinaus ist es üblich, die Achsen zu vertauschen, also die Windgeschwindigkeit v auf der y -Achse und die Jahresstunden N auf der x -Achse darzustellen. Das so erhaltene Diagramm wird auch als *Geschwindigkeitsdauerkurve* bezeichnet. Abbildung 3.2 zeigt die Geschwindigkeitsdauerkurve für den ausgewählten Standort. Für z.B. $v = 0$ m/s kann abgelesen werden, dass für $N = 8.760$ h der Wind im Geschwindigkeitsbereich von 0 m/s bis v_{\max} liegt, was dem Erwartungswert entspricht. Für einen Wert von $v = 5$ m/s kann analog ein Wert von $N \approx 7.450$ h abgelesen werden.

Die erhaltene Jahresdauerlinie gibt nur Informationen über die statistische Verteilung der Windgeschwindigkeiten in einem Jahr an. Über eine konkrete zeitliche Abfolge von unterschiedlichen Geschwindigkeiten kann keine Aussage getroffen werden.

³Wenn die Windgeschwindigkeiten für z.B. $n \approx 1.300$ h im Bereich von 0 m/s bis 5 m/s liegen, dann muss entsprechend der restlichen Zeit des Jahres der Wind eine höhere Geschwindigkeit aufweisen, also $N = 8.760 \text{ h} - 1.300 \text{ h} = 7.460 \text{ h}$.

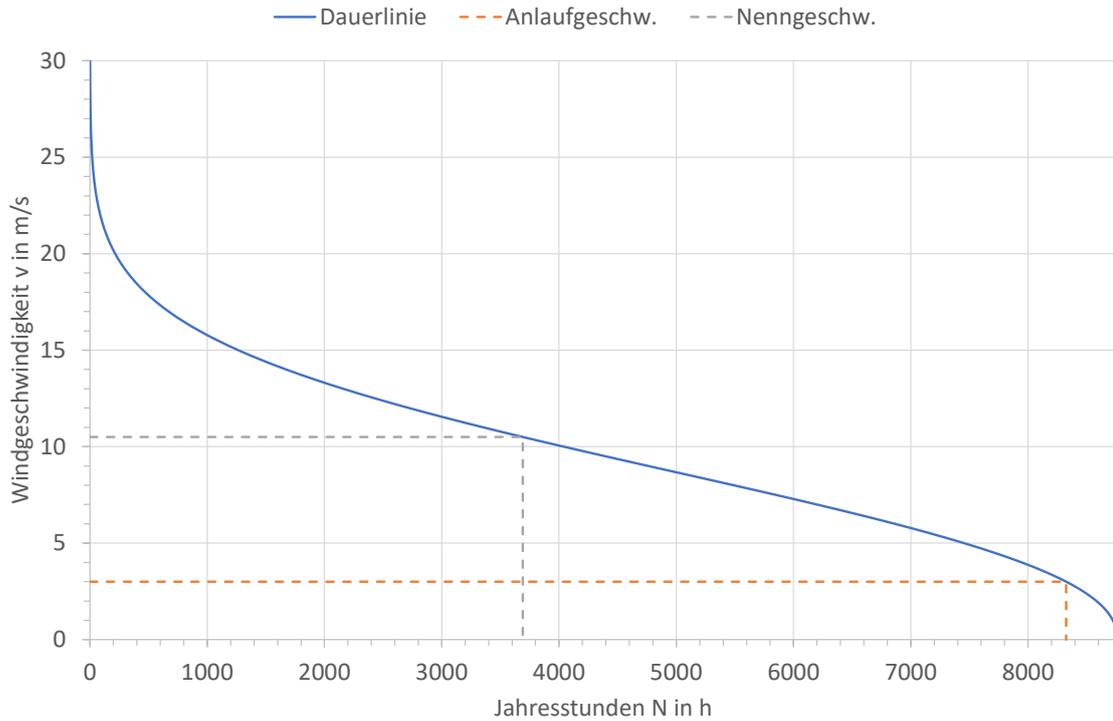


Abbildung 3.2: Geschwindigkeitsdauerkurve nach Gleichung (3.3) inkl. der Anlaufgeschwindigkeit v_{Anl} (orange Kurve) und der Nenngeschwindigkeit v_{WEA} (graue Kurve) für die fiktive WEA

3.2 Leistungsdauerkurve einer Windenergieanlage

Mit dem bisher vorgestellten Vorgehen zur Bestimmung der Geschwindigkeitsdauerlinie kann die erzielbare Leistung einer Windenergieanlage (WEA) über den Jahresverlauf abgeschätzt werden. Es gilt prinzipiell ein kubischer Zusammenhang zwischen der Windgeschwindigkeit v und der Leistung P einer WEA.

$$P \sim v^3 \quad (3.4)$$

Anhand von Abbildung 3.2 ist zu erkennen, dass es nicht sinnvoll ist, eine WEA für die größtmögliche Geschwindigkeit auszulegen, da diese Geschwindigkeit nur für eine sehr kurze Zeitdauer pro Jahr erreicht wird. Es wird vielmehr eine Leistung P_{WEA} bei einer zugehörigen Windgeschwindigkeit v_{WEA} festgelegt. Im Rahmen dieser Studie wird eine Leistung von $P_{\text{WEA}} = 12 \text{ MW}$ bei einer zugehörigen Windgeschwindigkeit von $v_{\text{WEA}} = 10,5 \text{ m/s}$ gewählt. Bei Windgeschwindigkeiten von mehr als v_{WEA} werden die Rotorblätter so verstellt, dass trotzdem nur die Nennleistung an Strom produziert wird. Als minimale Geschwindigkeit, die für den Betrieb einer WEA erforderlich ist, wird eine Anlaufgeschwindigkeit von $v_{\text{Anl}} = 3 \text{ m/s}$ gewählt. Bei Windgeschwindigkeiten von weniger als v_{Anl} würde sich die WEA nicht drehen und keinen Strom in das Netz einspeisen. Im realen Fall wird für jede WEA noch die cut-out-Geschwindigkeit angegeben, die typischerweise im Bereich von $v_{\text{co}} \approx 25 \text{ m/s}$ liegt. Das ist die Geschwindigkeit, bei der Schäden an der WEA drohen und sich die Anlagen selbstständig abschaltet. Da die zugehörige Zeitdauer im Bereich von weniger als 20 Stunden liegt (vgl. Abbildung 3.2), wird dieser Effekt in der weiteren Betrachtung vernachlässigt.

Zusammenfassend lässt sich die WEA-Leistung wie folgt abschnittsweise beschreiben:

$$P = \begin{cases} 0 & \text{für } v < v_{\text{Anl}} \\ P_{\text{WEA}} \cdot \left(\frac{v}{v_{\text{WEA}}}\right)^3 & \text{für } v_{\text{Anl}} \leq v \leq v_{\text{WEA}} \\ P_{\text{WEA}} & \text{für } v > v_{\text{WEA}} \end{cases} \quad (3.5)$$

Aus Abbildung 3.2 kann abgelesen werden, dass die Windgeschwindigkeit v für rund 3.700 h/a höher als $v_{\text{WEA}} = 10,5 \text{ m/s}$ ist, die WEA also ihre Leistung von $P_{\text{WEA}} = 12 \text{ MW}$ in das Netz einspeisen kann (graue Kurve). Für rund 8.320 h/a liegen Windgeschwindigkeiten von $v > 3 \text{ m/s}$ vor (orange Kurve), so dass die WEA Strom produzieren kann. Entsprechend treten 440 h/a (≈ 18 Tage) auf, in denen die WEA aufgrund zu geringer Windgeschwindigkeiten nicht läuft und keine Energie liefert.

Anhand der Windgeschwindigkeiten der Weibullverteilung kann über die Gleichung (3.5) die *Leistungsdauerkurve* berechnet werden, die in Abbildung 3.3 dargestellt ist.

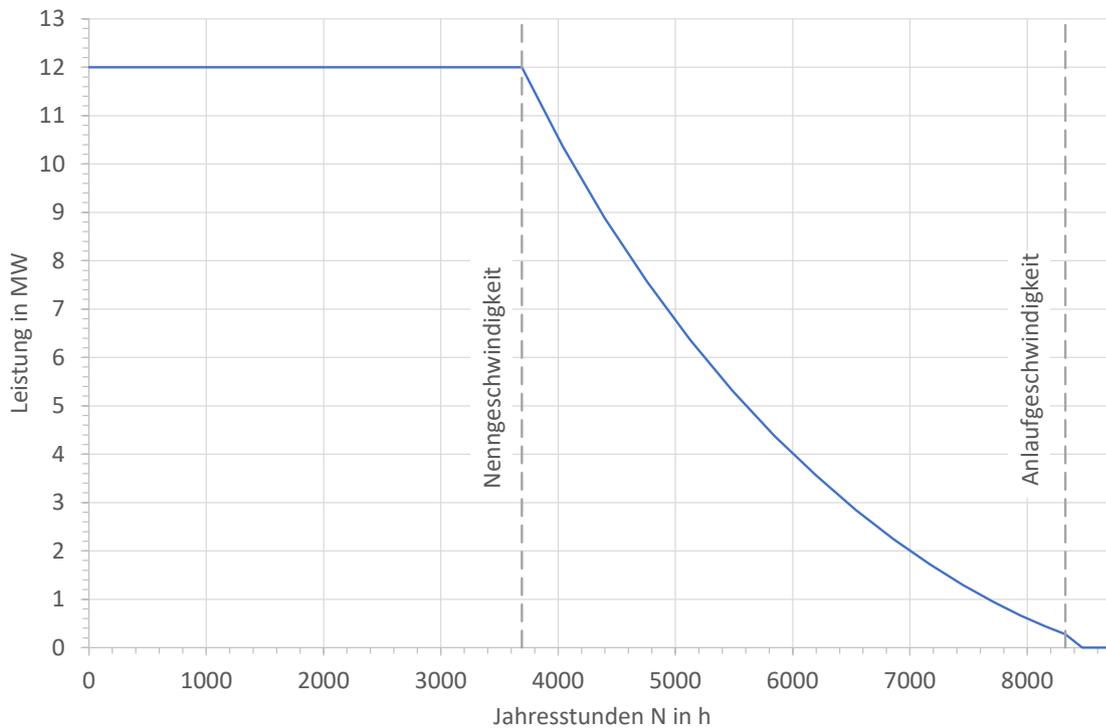


Abbildung 3.3: Leistungsdauerkurve nach Gleichung (3.5) mit einer Leistung von $P_{\text{WEA}} = 12 \text{ MW}$, einer Geschwindigkeit von $v_{\text{WEA}} = 10,5 \text{ m/s}$ und einer Anlaufgeschwindigkeit von $v_{\text{Anl}} = 3 \text{ m/s}$.

Über eine Integration der Fläche unterhalb der Leistungsdauerkurve kann die pro Jahr erzeugte elektrische Energie W berechnet werden.

$$W = \int_0^{8760 \text{ h}} P \, dt = 66.035 \text{ MWh} \quad (3.6)$$

Die Anzahl der Vollaststunden (VLS) kann durch Division der elektrischen Energie W durch die installierte Leistung P_{WEA} ermittelt werden.

$$VLS = \frac{W}{P_{\text{WEA}}} = \frac{66.035 \text{ MWh}}{12 \text{ MW}} = 5.503 \text{ h} \approx 5.500 \text{ h} \quad (3.7)$$

Alternativ kann die Stromproduktion über den *Kapazitätsfaktor* κ (auch *Jahresnutzungsgrad*) beschrieben werden, der das Verhältnis der Volllaststunden *VLS* zur Dauer eines Jahres angibt.

$$\kappa = \frac{5.500 \text{ h}}{8.760 \text{ h}} = 62,8 \% \quad (3.8)$$

Im Anhang in Abschnitt A.2 sind einige Kenndaten für eine kommerziell verfügbare WEA mit einer Nennleistung von $P_{\text{WEA}} = 12 \text{ MW}$ angegeben. Die hier getroffenen Annahmen passen gut zu den Herstellerangaben, so dass die Werte den aktuellen Technologiestand widerspiegeln.

Für den realen Betrieb eines Windparks (bestehend aus n WEA) muss noch berücksichtigt werden, dass die installierte Leistung ($P_{\text{inst}} = n \cdot P_{\text{WEA}}$) nicht vollständig abgerufen werden kann. Durch die Aufstellung in einem Windpark gibt es eine gegenseitige Beeinflussung der WEAs, sodass sich die produzierte Strommenge verringert. Des Weiteren ergibt sich eine Reduzierung durch Wartung, Störungen und Instandsetzung. In der Literatur wird die real nutzbare Leistung P_{netto} um 18,72 % kleiner als die installierte Leistung P_{inst} angegeben [3].

$$\frac{P_{\text{netto}} - P_{\text{inst}}}{P_{\text{inst}}} = -18,72 \% \quad (3.9)$$

In den folgenden Abschnitten wird über den Energiebedarf der Stahlherstellung die Nettoleistung P_{netto} des Windparks bestimmt. Hieraus kann die installierte Leistung des Windparks mit n WEA ermittelt werden:

$$P_{\text{inst}} = n \cdot P_{\text{WEA}} = \frac{P_{\text{netto}}}{0,8128} \quad (3.10)$$

3.3 Erzeugungszeitreihen

Neben den auf Jahresstatistik basierenden Dauerkurven werden bei der Auswertung möglichst realistische zeitliche Verläufe der Windenergieerzeugung benötigt. Diese basieren auf der Leistungskurve der Windenergieanlage (WEA) und den Zeitreihen der Windverhältnisse am Standort. Im Folgenden erfolgt eine kurze Beschreibung der verwendeten Methodik zur Erzeugung der Erzeugungszeitreihe.

Leistungskurve Mithilfe einer Leistungskurve lässt sich die Abhängigkeit zwischen der abgegebenen Leistung und der Windgeschwindigkeit von einer Windenergieanlage abbilden. Da für die ausgewählte fiktive Anlage keine passende öffentlich zugängliche Leistungskurve aus kommerziellen Anlagen verfügbar sind, wird an dieser Stelle ein parametrisches Modell von [4] für die Leistungskurve verwendet. Als Eingabe für das Modell sind 5 Parameter notwendig:

- die Nennleistung der WEA
- die Nabenhöhe der WEA
- der Rotordurchmesser der WEA
- die Turbulenzintensität des Standortes
- der mittlere Leistungsbeiwert der WEA

Für Nennleistung, Nabenhöhe und Rotordurchmesser werden technische Spezifikation aus der kommerziellen Anlage im Anhang in Abschnitt A.2 verwendet. Für die Turbulenzintensität wird der Bezugswert für die Klassifizierung von Windenergieanlagen nach IEC 61400-1 verwendet. Für diese Studie wird die Windklasse IB einer kommerziellen Anlage

mit passender Nennleistung gewählt. Dies entspricht einer Turbulenzintensität in Höhe von 0,14. Der Leistungsbeiwert bezeichnet das Verhältnis zwischen der im Wind entnommenen Leistung und der im Wind enthaltenen Leistung. Laut einer Analyse von [4] lässt sich feststellen, dass 80 % der analysierten Leistungsbeiwerte zwischen 0,4 und 0,5 liegen. Um die Effizienzsteigerung von zukünftigen Anlagen zu berücksichtigen, wird ein Leistungsbeiwert von 0,5 im Rahmen dieser Studie verwendet. Folgende Tabelle 3.1 fasst die verwendeten Parameter zusammen:

Tabelle 3.1: Ausgewählte Parameter zur Erstellung der fiktiven Leistungskurve

Parameter	Wert
Nennleistung	12 MW
Nabenhöhe	150 m
Rotordurchmesser	220 m
Turbulenzintensität	0,15
Leistungsbeiwert	0,5

Zusätzlich wird eine Anpassung der Leistungskurve mittels einer Gauß'schen Glättungsfunktion verwendet, um stochastische Effekte, wie z.B. Windgeschwindigkeitsschwankungen und Turbulenzen, zu berücksichtigen. Die in dieser Studie angelegte Methode basiert auf der in [5] und [6] verwendeten Methode.

Windzeitreihen Es wird der Messstandort FINO1 als Referenzstandort verwendet, für den Messdaten in verschiedenen Höhen verfügbar sind. Es werden 10-Minuten-Mittelwerte der Windgeschwindigkeit in der Höhe von 102 m aus dem Jahr 2019 verwendet.

Zur Behebung auftretender Datenlücken in den gemessenen Zeitreihen wird zuerst zwischen zwei Kategorien unterschieden: Einer Datenlücke bis zu 30 Minuten und einer Datenlücke länger als 30 Minuten. Für eine Datenlücke bis zu 30 Minuten wird eine lineare Interpolation der Nachbarpunkte verwendet. Für größere Datenlücken werden Windgeschwindigkeiten in der Höhe von 100 m aus der globalen atmosphärischen Reanalyse ERA5 eingesetzt. ERA5 besitzt eine räumliche Auflösung von ca. 30 Kilometern \times 30 Kilometern und eine zeitliche Auflösung von einer Stunde [7].

Zu Beginn erfolgt eine lineare Interpolation der Windgeschwindigkeit auf 10 Minuten. Um möglichst einen gleitenden Übergang zwischen der FINO1-Windgeschwindigkeit und der ERA5-Windgeschwindigkeit zu erzeugen, wird ein Zeitfenster verwendet, das größer als die tatsächliche Datenlücke ist. Für dieses Zeitfenster werden FINO1-Datensätze durch interpolierte ERA5-Datensätze ersetzt. Zum Schluss erfolgt eine vertikale Projektion der Windgeschwindigkeit v auf Nabenhöhe h_{Hub} . Dies erfolgt mittels des logarithmischen Grenzschichtprofils nach Gleichung (3.11). Für die Rauigkeitslänge z wird ein Wert von 0,002 m verwendet [6].

$$v(h_{\text{Hub}}) = v(102 \text{ m}) \cdot \frac{\ln\left(\frac{h_{\text{Hub}}}{z}\right)}{\ln\left(\frac{102 \text{ m}}{z}\right)} \quad (3.11)$$

Erzeugungszeitreihen Für die Berechnung der Erzeugungszeitreihe wird die Annahme getroffen, dass die gleichen Windbedingungen für jede einzelne Anlage innerhalb des Windparks herrschen. Zusätzliche Verluste, die im Windpark z.B. durch Wartung, Störungen und elektrische Komponenten auftreten, werden mit einem konstanten Verlustfaktor von 18,72 % berücksichtigt, siehe Gleichung (3.9).

Kapitel 4

Netzsimulation Deutschland

Um die Auswirkungen der verschiedenen Varianten auf das deutsche Stromnetz abschätzen zu können, wird ein vereinfachtes Netzmodell erstellt, welches die Übertragungskapazitäten zwischen den Bundesländern darstellt. Mit den von Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) bereitgestellten Transparenzdaten wird zuerst ein detailliertes innerdeutsches Netzmodell erstellt und dann zum Zweck dieser Studie vereinfacht. Mit der Netzberechnungsbibliothek Pandapower werden dann Zeitreihensimulation zur Auswirkung der verschiedenen betrachteten Varianten auf das deutsche Übertragungsnetz durchgeführt [8].

4.1 Übertragungsnetz Deutschland

Um die Potentialflüsse für Deutschland zu modellieren, werden häufig Netzmodelle verwendet, die auf frei zugänglichen Daten basieren. Da für die in dieser Studie relevanten Elemente aber sehr genaue Daten der ÜNBs vorliegen, werden diese verwendet. Die veröffentlichten Transparenzdaten der Übertragungsnetzbetreiber zu statischen Netzmodellen werden als Grundlage genommen und unter Zuhilfenahme frei zugänglicher Daten zu einem Netzmodell verknüpft. Alle vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen ein statisches Netzmodell [9]–[12]. Diese Netzmodelle beinhalten alle Leitungen und Transformatoren, welche die betroffenen Firmen unterhalten. Dies beinhaltet auch Übergänge in die Regionen anderer Betreiber (innerdeutsch, aber auch ins Ausland). Anhand dieser Daten lässt sich ein detailliertes Netzmodell des deutschen Übertragungsnetzes sowie seiner Verbindungen in angrenzende Länder erstellen. Einzig besondere Leitungen wie zum Beispiel das Hochspannungs-Gleichstromübertragungssystem (HGÜ) „Kontek“, das Deutschland und Dänemark verbindet, sind in diesen Daten nicht enthalten.

4.1.1 Detailliertes Netzmodell

Die Netzbetreiber veröffentlichen keine Netzdaten, sondern nur Leitungen. Nach der Extraktion aller Knoten werden diese dedupliziert und Standortdaten für die jeweiligen Umspannwerke ermittelt. Die Standorte der Umspannwerke wurde mit den aus OpenStreetMap extrahierten Netzdaten von OpenInfraMap ermittelt [13], [14]. Für die unterschiedlichen Spannungsebenen (380 & 220 kV) wurden unterschiedliche Koordinaten nah beieinander gewählt, um eine Unterscheidung zu ermöglichen und die verbindenden Transformatoren darzustellen.

Die meisten Y-Abzweige lagen nahe bei den Umspannwerken, nach denen sie benannt wurden. Für Abzweige mit weiterer Entfernung wurde trianguliert: Die Entfernungen aller zum Abzweig führenden Leitungen wurde verwendet, um zusammen mit OpenInfraMap den richtigen Abzweigmasten zu ermitteln.

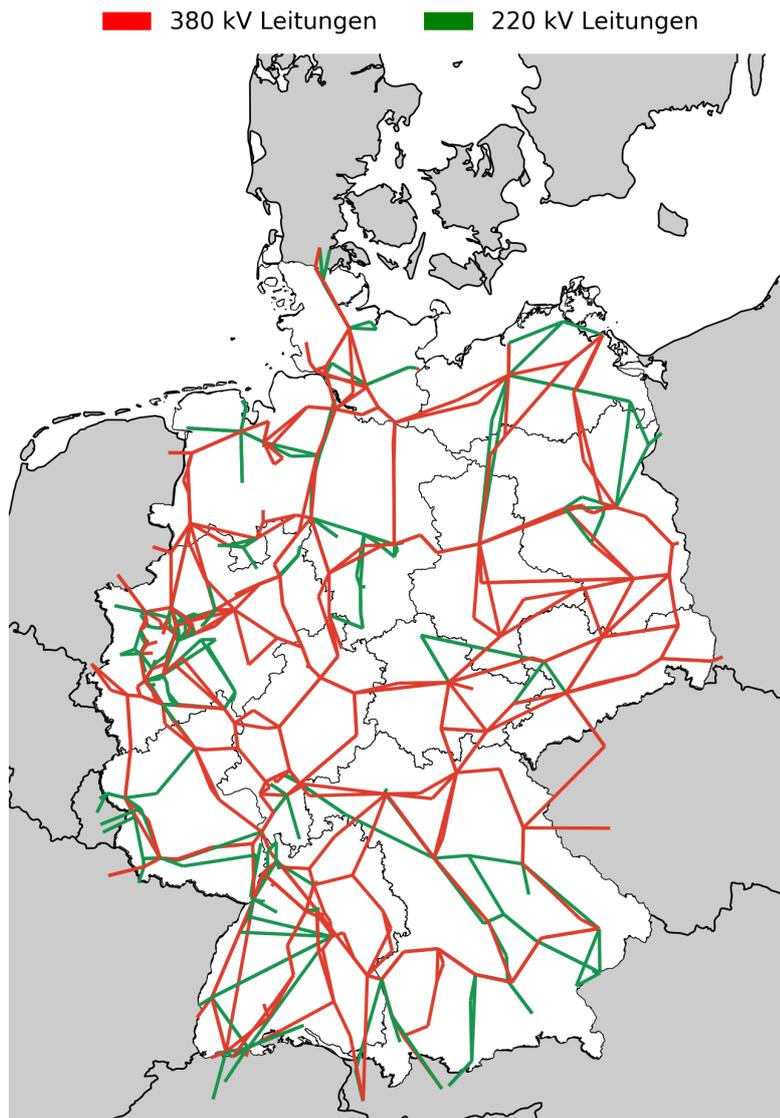


Abbildung 4.1: Karte der Übertragungsnetzverbindungen innerhalb Deutschlands und ins Ausland.

4.1.2 Netzparameter

Die Netzparameter - hauptsächlich Leitungswerte - sind in den Transparenzdaten gegeben. Die Leitungsparameter sind als Werte für ein einphasiges Pi-Ersatzmodell angegeben, wie es auch von der Simulationssoftware pandapower verwendet wird (siehe Abbildung 4.2).

Die Impedanz Z wird in Wirk- und Blindanteile R und X aufgeteilt. Die Admittanz in Wirk- und Blindanteile G und B . G ist witterungsbedingt und kann bei Leitungen mit $U_n < 380$ kV vernachlässigt werden [15, Kap. 3.8]. Da die Transparenzdaten diesen Wert nicht angeben, wird er hier auch für Leitung mit $U_n = 380$ kV vernachlässigt.

Pandapower rechnet mit den Leitungsbelägen R/km , X/km und C/km . Dafür muss der absolute Wert aus den Transparenzdaten durch die Länge l der Leitung geteilt werden, welche ebenfalls angegeben ist. Die Hälfte der Netzbetreiber gibt den Kapazitätsbelag

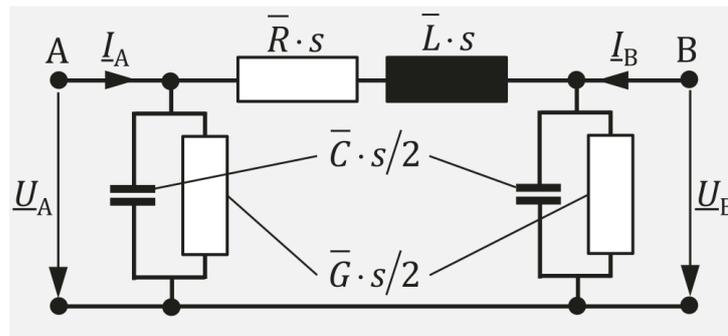


Abbildung 4.2: Pi-Ersatzmodell einer Leitung ([15])

C/km als Kapazität C an, die anderen als Suszeptanz B . Die Umrechnung ergibt sich als:

$$C/\text{km} = \frac{B}{2\pi f_{\text{Netz}} \cdot l} \text{ bzw. } \frac{C}{l} \text{ mit}$$

$$l = \text{Leitungslänge in km und}$$

$$f_{\text{Netz}} = 50 \text{ Hz}$$

4.2 Vereinfachtes Netzmodell

Um eine Abschätzung zu machen, wurde das im ersten Abschnitt vorgestellte deutsche Übertragungsnetzmodell vereinfacht. Dazu wurde die Region Deutschland in Unterregionen aufgeteilt und nur die Übertragungskapazitäten zwischen den Gebieten betrachtet [16]. Es ergeben sich die Bundesländer sowie jeweils ein Knoten für jeden Anrainerstaat, der über eine Höchstspannungsleitung mit Deutschland verbunden ist. Es wurden nur Leitungen betrachtet, die Grenzen zwischen zwei Regionen überschreiten. Die sich ergebenden Leitungen wurden zusammengefasst, sodass zwischen zwei Knoten nur eine Leitung modelliert wird. So ergibt sich ein Netzmodell wie in Abbildung 4.3b dargestellt.

4.2.1 Knoten

Die deutschen Knoten wurden nach den Bundesländern aufgeteilt. Dabei wurden Bremen, Hamburg, Berlin sowie das Saarland in die angrenzenden Bundesländer integriert, um keine allzu großen Unterschiede zwischen den einzelnen Knoten zu haben. Es wurde jeweils ein Knoten für Nord- und Ostsee hinzugefügt. Zusätzlich wurden Auslandsknoten hinzugefügt, um die grenzüberschreitenden Lastflüsse besser darstellen zu können. So ergibt sich folgendes Netz (Tabelle 4.1). Es ist zu beachten, dass Staaten wie Belgien nicht aufgeführt sind, da keine direkte Höchstspannungsleitung von Deutschland nach Belgien existiert.

Leitungen

Alle Leitungen, die eine Regionsgrenze überschreiten, wurden ermittelt (vgl. Abbildung 4.3a). Diese Grenzleitungen wurden wie folgt zusammengefasst, sodass zwischen zwei Knoten immer nur eine Leitung besteht. Für die Leitungswerte R , X und B wurde eine Parallelschaltung der komplexen Impedanz verwendet. Eine Parallelschaltung des Leitungsersatzschaltbildes (Abbildung 4.2) ergibt eine komplexe Parallelschaltung von R und X .

$$Z = R + jX$$

Tabelle 4.1: Liste der Knoten des vereinfachten deutschen Netzmodells

Deutschland	Ausland
Nordrhein-Westfalen	Niederlande
Rheinland-Pfalz/Saarland	Belgien
Baden-Württemberg	Luxemburg
Bayern	Frankreich
Hessen	Schweiz
Berlin/Brandenburg	Österreich
Niedersachsen/Bremen	Tschechien
Schleswig-Holstein/Hamburg	Polen
Mecklenburg-Vorpommern	Schweden
Sachsen	Dänemark
Sachsen-Anhalt	
Thüringen	
Nordsee-Wind	
Ostsee-Wind	

$$Z_{\text{parallel}} = Z_1 || Z_2 || \dots || Z_n = \frac{1}{\frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2} + \dots} = \frac{1}{\frac{1}{R_1 + jX_1} + \frac{1}{\dots} + \dots}$$

Die Parallelschaltung von B ergibt sich in der Umrechnung zu den Kapazitäten als

$$C_{\text{parallel}} = C_1 + C_2 + \dots + C_n$$

Die Leitungslänge wurde auf die Distanz zwischen den Mittelpunkten zweier Regionen gesetzt und mit einem Umwegfaktor von 1,2 multipliziert, um eine interne Vermaschung des Knotens darzustellen [17, S. 290].

Um die beiden Höchstspannungsebenen zusammenzufassen, werden 220 kV Leitungen zu 380 kV konvertiert, indem der maximale Strom einer Leitung mit $0,579 = 380 \text{ kV} / 220 \text{ kV}$ multipliziert wird, um immer noch die gleiche Leistung übertragen zu können. Die Impedanzen werden nicht umgerechnet, da R konstant bleibt und X und B vor allem abhängig von der Geometrie des Mastes und der Leitungen sind. Diese Eigenschaften sind schon in den gegebenen Werten widergespiegelt [18] und werden nicht geändert

Da eine Parallelschaltung vorliegt wurden die Nennströme der Leitungen addiert. Die sich ergebenden Werte wurden mit dem Faktor 0,8 multipliziert, um Blindleistungsverluste mit einzubeziehen und zusätzlich mit dem Faktor 0,7, um die n-1 Sicherheit zu berücksichtigen [17].

Weitere Leitungen

Nicht in den Daten der Übertragungsnetzbetreiber vorhanden, weil nicht immer von ihnen betrieben, sind die Hochspannungsgleichstromübertragungs-Leitungen (HGÜ), die zwischen den Windparks der Nordsee und dem Festland sowie Schweden bzw. Dänemark

und Deutschland verlaufen. Die HGÜ-Leitung „NordLink“, die Deutschland mit Norwegen verbindet, ist im Szenariojahr 2019 noch nicht in Betrieb genommen [19]. Ebenso verhält es sich auch mit der „Combined Grid Solution“, die in der Ostsee über den Windpark „Kriegers Flak“ eine Verbindung zwischen dem nordischen und dem deutschen Verbundnetz herstellt. Sie wurde erst Ende 2020 in Betrieb genommen [20].

Die verwendete Simulationssoftware pandapower [8] kann in der aktuellen Version 2.5 HGÜ-Leitungen nicht bidirektional simulieren. Für die Leitung von der Nordsee ist dies irrelevant, da es sich um eine reine Erzeugungsregion handelt und Strom nur in eine Richtung fließt. Für die HGÜ-Leitung „Baltic Cable“ nach Schweden wurden zwei entgegengesetzte HGÜ-Leitungen modelliert und entsprechend des Leistungsflusses alternierend geschaltet.

Einzig für die HGÜ-Leitung Kontek nach Dänemark musste eine Ersatzmodellierung mit einer Drehstromfreileitung gleicher Übertragungskapazität gewählt werden. Diese Leitung erfährt dynamische Ausgleichsprozesse durch die mehrfache Anbindung von Dänemark über Schleswig-Holstein/Hamburg sowie Mecklenburg-Vorpommern.

Eine weitere Drehstromleitung wurde für die Windparks in der Ostsee verwendet, da sie alle per Drehstromkabel angebunden sind [21]. Hier wurde eine Freileitung verwendet, da keine Leitungsdaten für Drehstromkabel dieser Größen vorliegen. Da für die Simulation ein Gleichstrom-Lastfluss mit pauschalem Faktor zur Berücksichtigung von Blindleistungsverlusten genutzt wird, werden Freileitungen als ausreichender Ersatz für Kabel angenommen.

Für alle HGÜ-Leitungen wurden prozentuale Verluste von 5 % angenommen [22].

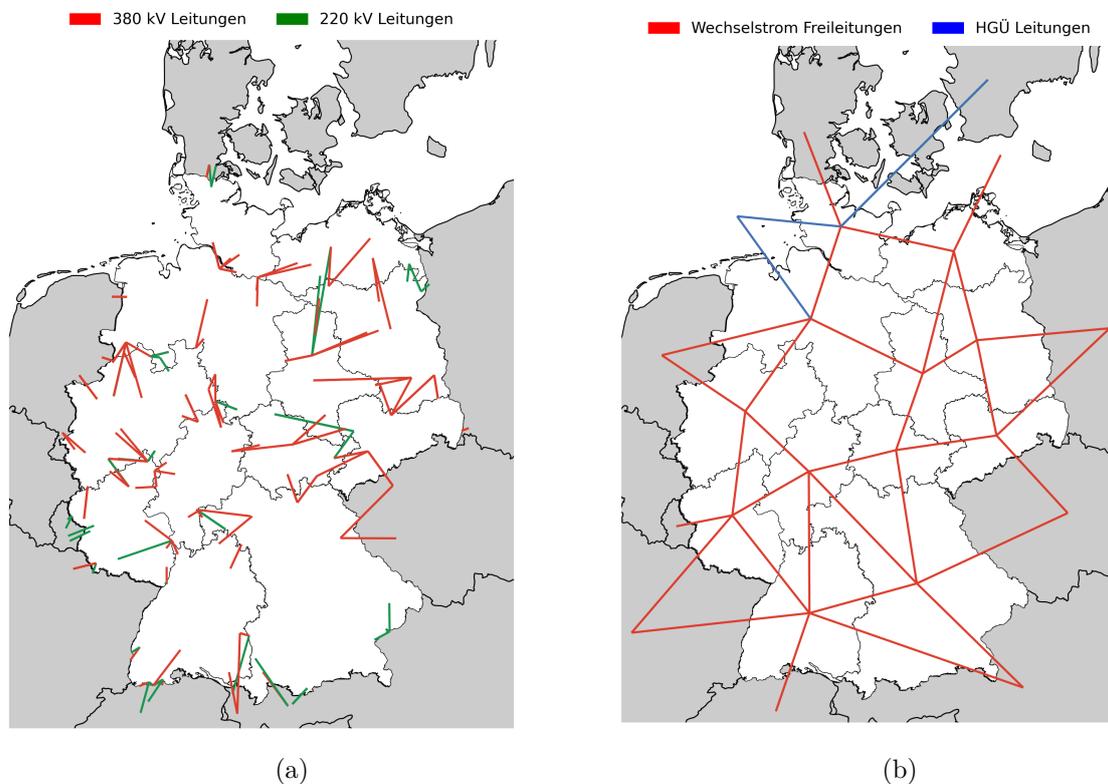


Abbildung 4.3: Übertragungskapazitäten (Leitungen) zwischen Regionen (a) und das vereinfachte Netzmodell (b)

4.3 Zeitreihen

Um das vereinfachte deutsche Netz zu simulieren, wurden Last- und Erzeugungszeitreihen für die Regionen erstellt. Diese basieren vor allem auf den Last- und Erzeugungszeitreihen so wie den Import/Export-Zeitreihen, die die ENTSO-E zur Verfügung stellt [23].

4.3.1 Lastgänge

Zur Modellierung der elektrischen Lastreihen wurde als Kurvenform, der von der ENTSO-E veröffentlichte Lastgang für Deutschland angenommen.

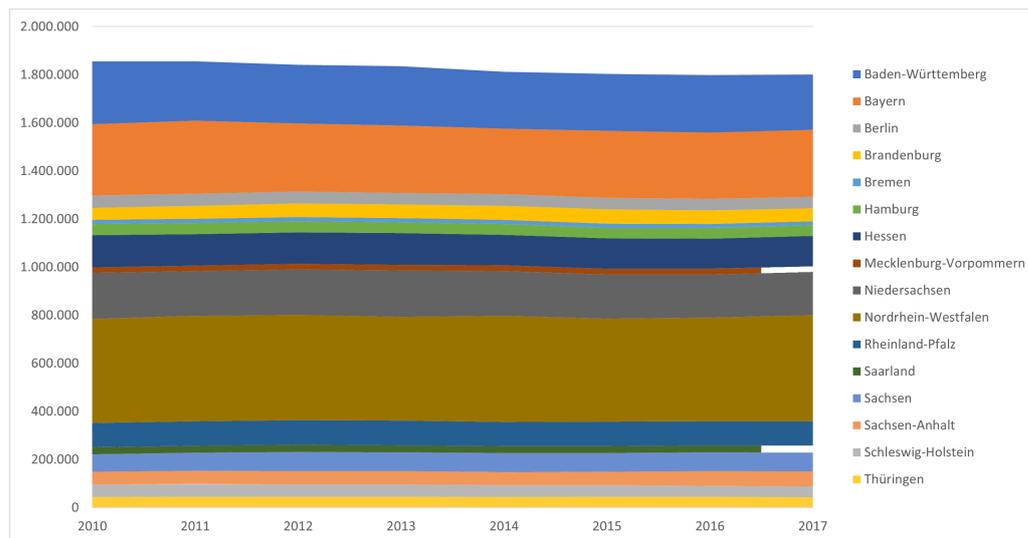


Abbildung 4.4: Elektrischer Stromverbrauch aller Bundesländer in Terajoule (Für 2017 liegen von Mecklenburg-Vorpommern und dem Saarland keine Daten vor. Für diese Grafik wurden die Werte aus dem Vorjahr übernommen und der Bereich weiß markiert)(Quelle: LAK Energiebilanzen [24], statistische Landesämter [25])

Für die Bundesländer wurde anhand des Endenergieverbrauchs der einzelnen Länder ein konstanter Anteil an der Gesamtlast ermittelt. Die statistischen Landesämter veröffentlichen diese Daten jährlich. Sie werden beim Länderarbeitskreis Energiebilanzen gesammelt. Das neueste Jahr für das von jedem Bundesland ein Wert vorliegt ist 2016. Jedoch zeigt Abbildung 4.4, dass sich die Verteilung der Lasten von 2010 bis 2016 nicht maßgeblich verändert hat, weshalb die Verteilung von 2016 auf die Jahreszeitreihen von 2019 angewendet wird.

Dabei werden die Bundesländer wie in Abschnitt 4.2.1 zusammengefasst. Somit hat jede Region die gleiche Kurvenform mit unterschiedlich großem Inhalt (siehe als Beispiel Abbildung 4.5)

4.3.2 Erzeugungszeitreihen

Die ENTSO-E bietet Zeitreihen zur Erzeugung in Deutschland an. Diese sind für ganz Deutschland nach Energieträgern aufgeteilt. Mithilfe der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur ([26], Stand 01.04.2020) wurden alle noch in Betrieb befindlichen Anlagen (zuzüglich Kernkraftwerk Phillipsburg - Stilllegung am 31.12.2019) gesammelt. Anlagen, die nicht den erneuerbaren Energien zuzuordnen sind und unter 10 MW Erzeugungsleistung liegen, wurden nicht berücksichtigt. Die Zuordnung der Energieträger von ENTSO-E erfolgte anhand der Übersetzung der Begriffe oder bei Unklarheit über die Tabelle 4.2. So ergibt sich ein Verhältnis der Erzeugungsanteile nach Regionen. Damit wurden die

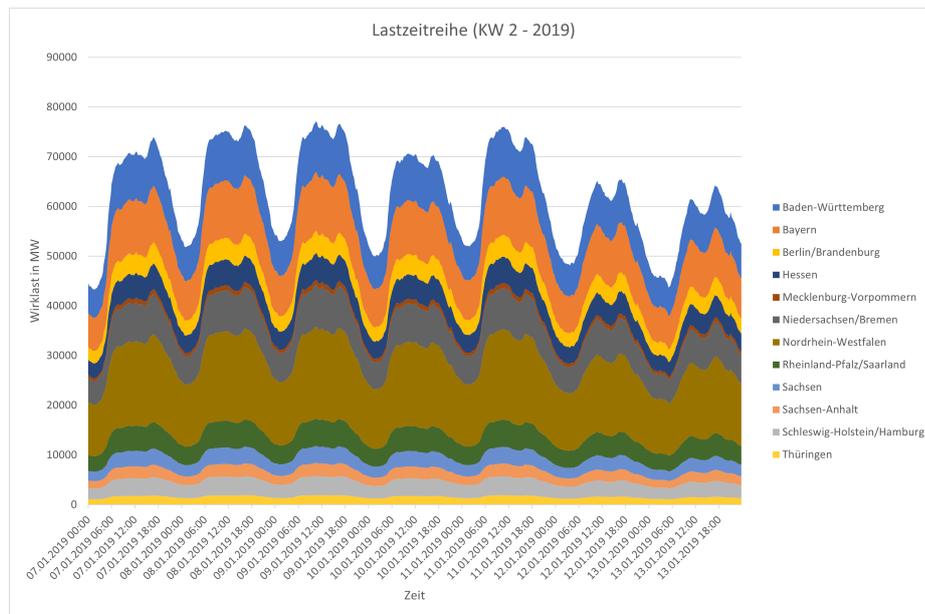


Abbildung 4.5: Lastzeitreihe für KW 2 von 2019 mit prozentualer Aufteilung der Last auf die Regionen

Energiezeitreihen anteilig den Regionen zugeordnet. Das Ergebnis der Zuordnung ist in Abbildung 4.6 dargestellt.

Im Falle der Windparks in der Nordsee wurden diese in zwei Gruppen für die Anschlussknoten Niedersachsen/Bremen sowie Schleswig-Holstein/Hamburg unterteilt. Die Erzeugungsleistung für den Knoten wurde proportional nach dem Verhältnis der beiden aufsummierten Anschlüsse gebildet. Nach dem Bericht der Deutschen Windguard zum Status des Offshore Windenergieausbaus für 2019 ergibt sich so das in Tabelle 4.3 gezeigte Verhältnis [27].

4.3.3 Import/Export-Zeitreihen

Um die Interaktion des deutschen Stromnetzes mit dem europäischen Stromnetz darzustellen, wurden Importe und Exporte zwischen den Nachbarländern und Deutschland modelliert. Die ENTSO-E bietet Zeitreihen an, die den Energieaustausch zwischen den verschiedenen EU-Ländern protokolliert. Die Im- und Exporte in jedes Land wurden verrechnet, sodass es nur noch einen Wert gibt, der für Importe positiv und für Exporte negativ ist. Die resultierenden Zeitreihen wurde wie in Abschnitt 4.4 auf Generatoren an den Auslandsknoten angewendet.

Tabelle 4.2: Zuordnung der Energieträger aus der Kraftwerksliste der BNetzA zu den Erzeugungszeitreihen der ENTSO-E

Bezeichnung BNetzA	Bezeichnung ENTSO-E
Abfall	Waste
Biomasse	Biomass
Braunkohle	Fossil Brown coal/Lignite
Deponiegas	Other renewable
Erdgas	Fossil Gas
Geothermie	Geothermal
Grubengas	Other renewable
Kernenergie	Nuclear
Klärgas	Other renewable
Laufwasser	Hydro Run-of-river and poundage
Minerakölprodukte	Fossil Oil
Pumpspeicher	Hydro Pumped Storage
Solare Strahlungsenergie	Solar
Speicherwasser (ohne Pumpspeicher)	Hydro Water Reservoir
Steinkohle	Fossil Hard coal
Windenergie (Onshore Anlage)	Wind Onshore
Windenergie (Offshore Anlage)	Wind Offshore
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	Other
Mehrere Energieträger (nicht erneuerbar)	Other

Tabelle 4.3: Verhältnis der Anschlussleistung der Windparks in der Nordsee (2019)

Anschluss	Anteil	Anschlussleistung
Niedersachsen/Bremen	72,4 %	4.662 MW
Schleswig-Holstein/Hamburg	27,6 %	1.778 MW

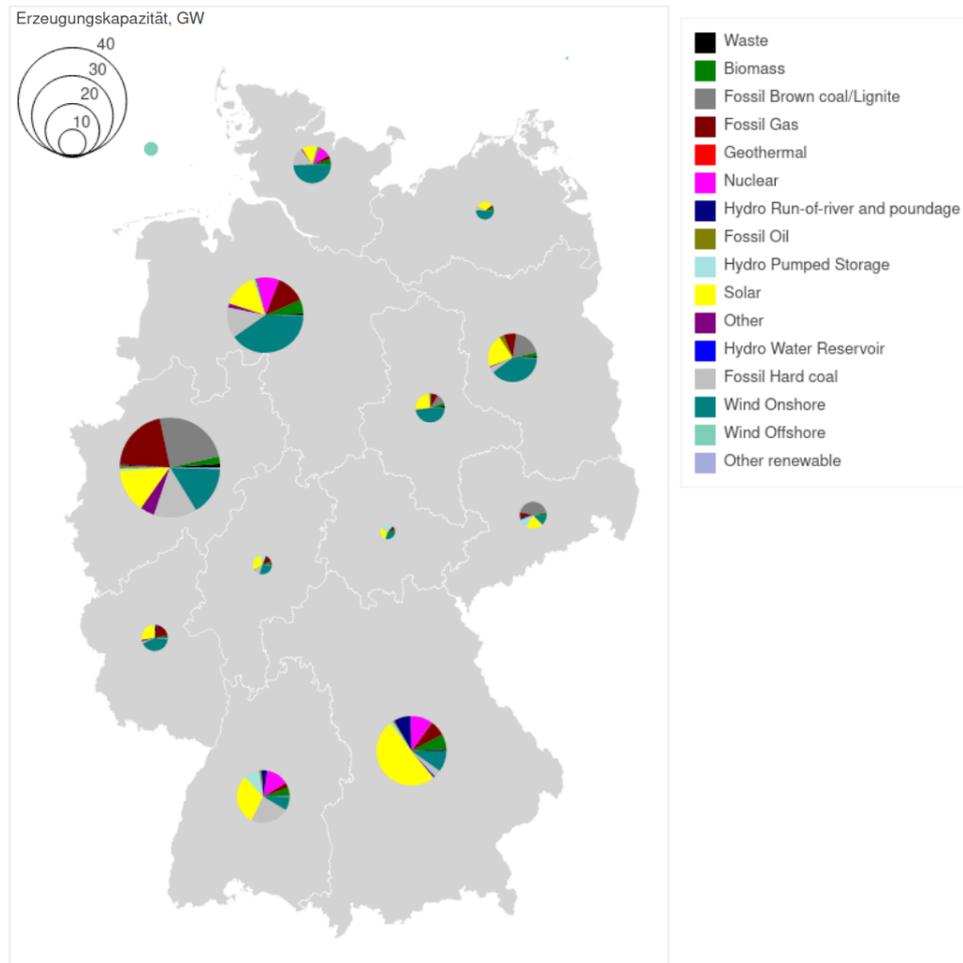


Abbildung 4.6: Verteilung der Energieerzeugung auf die Regionen des Netzmodells, aufgeschlüsselt nach Erzeugungsform

4.4 Simulation

Zur Simulation wurde mit der Programmierbibliothek Pandapower eine Gleichstrom-Lastflussberechnung mit dem vereinfachten Netzmodell und den beschriebenen Zeitreihen durchgeführt. Die Blindleistungsverluste werden, wie in Abschnitt 4.2.1 beschrieben, durch einen Faktor pauschal abgedeckt. Für jedes Bundesland sowie die Windgebiete wurde ein Generator modelliert und gemäß den Erzeugungszeitreihen angepasst. Für jeden Auslandsknoten wurde ebenfalls ein Generator modelliert, der alle Importe und Exporte aufsummiert. Im Falle eines Exportes führt eine negative Erzeugung für einen Generator dazu, dass sich dieser wie eine Last verhält. Für jedes Bundesland wurde eine Last modelliert, die mit den entsprechenden Lastzeitreihen verknüpft wurde.

Eine Ausnahme bildeten die Gleichstromleitungen. In der aktuellen Version von Pandapower (2.5.0) stellte sich die übertragene Last nicht durch das Verhältnis des Lastflusses über die Leitung ein, sondern musste manuell über eine Zeitreihe eingestellt werden.

Für die Varianten wurde im Stromnetz ein Generator in der Region Niedersachsen/Bremen hinzugefügt, um überschüssige oder zu übertragende Leistung zu modellieren. In der Region Nordrhein-Westfalen wurde eine zusätzliche Last eingefügt, mit der die unterschiedlichen Lastszenarien der Varianten eingebracht werden.

Die Energiezeitreihen der ENTSO-E sind nicht vollständig ausgeglichen. Nicht für jeden Zeitschritt wird dieselbe Energiemenge erzeugt wie verbraucht (Import/Exporte mit einbezogen). Um dieses Ungleichgewicht zu kompensieren und, weil das iterative Netzberechnungsverfahren eine Ausgleichsmöglichkeit benötigt, wurden dem Modell externe Netze hinzugefügt. Jeweils eines für die Netzknoten Dänemark, Frankreich und Österreich, da dieser Ausgleich die größte Ähnlichkeit mit der Analyse von BNetzA und ÜNBs in ihrer Feststellung des Netzwerkreservebedarfs 2019/2020 hat [28, S. 53]. Alle externen Netze wurden mit einer Spannung von 380 kV bzw. 1.0 pu im auf 380 kV normierten Per-Unit-System angeschlossen.

4.5 Validierung

4.5.1 Übertragungsnetzmodell

Das zugrunde liegende Modell für das deutsche Übertragungsnetz wurde mit den Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber sowie der Ausgabe 2020 der „Karte Deutsches Höchstspannungsnetz“ des „Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE“ [29] verglichen. Die Netztopologie ist sehr ähnlich zu der des Netzmodells. Leichte Abweichungen entstehen, da in der Karte des VDE noch grobe Leitungsverläufe berücksichtigt werden. Im Netzmodell sind die Standorte der Umspannwerke direkt verbunden.

4.5.2 Simulation des vereinfachten Netzmodells

Im Bericht zur Netzreserve von Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreibern wurde eine Analyse der Netzengpässe durchgeführt.

Im Vergleich zeigt sich, dass beide Szenarien einen Engpass bei der Verbindung Brandenburg nach Polen haben. Die Netzengpässe in Niedersachsen werden im vereinfachten Modell nicht abgebildet, da sie innerhalb des Knotens Niedersachsen liegen. Die hohe Auslastung des Netzes in den östlichen Bundesländern (Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen) zeigt sich im Referenzszenario nicht.

Vor allem bei den Leitungen nach Frankreich, Österreich und Dänemark tritt vermehrt Überlast auf. Dies ergibt sich durch die externen Netze, die nötig sind, um fehlende Leistung in den ENTSO-E Zeitreihen auszugleichen. Die meisten weiteren Leitungen mit hoher Auslastung liegen innerhalb von Bundeslandgrenzen (vor allem Hessen und Rheinland-Pfalz sowie dem Ruhrgebiet).

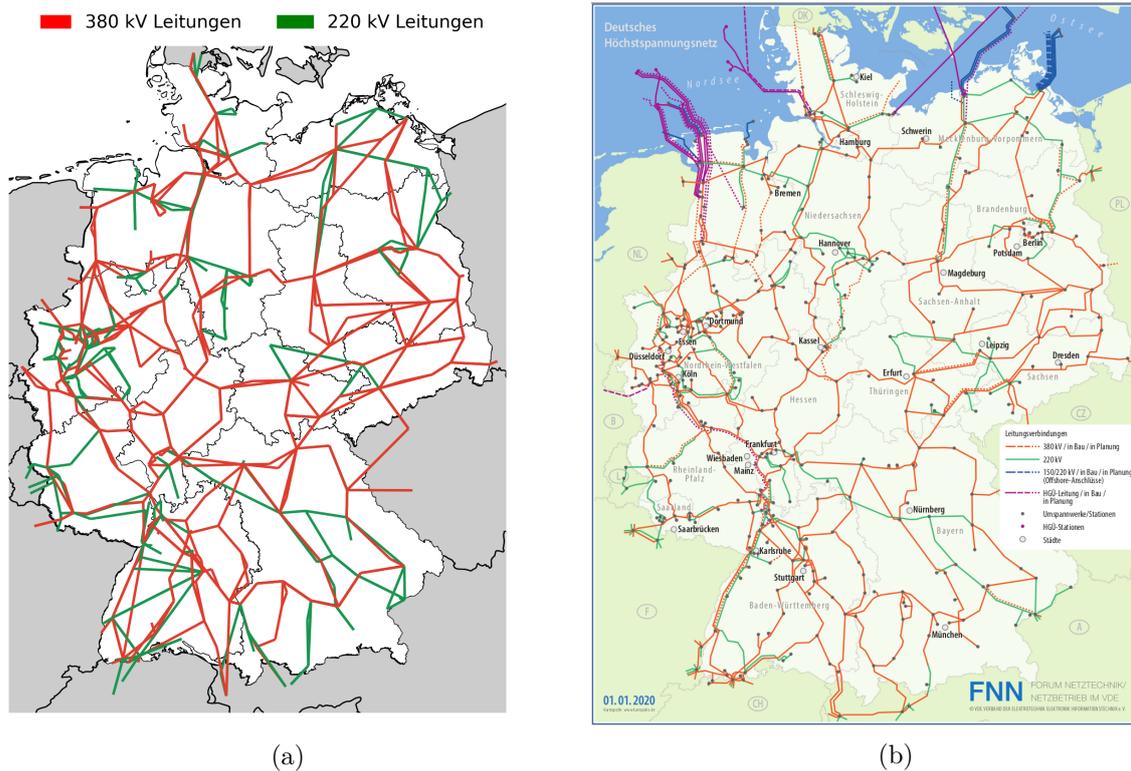


Abbildung 4.7: Vergleich Modell des deutschen Übertragungsnetzes (a) mit Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des Forums Netztechnik/Netzbetrieb - VDE (b) [29]

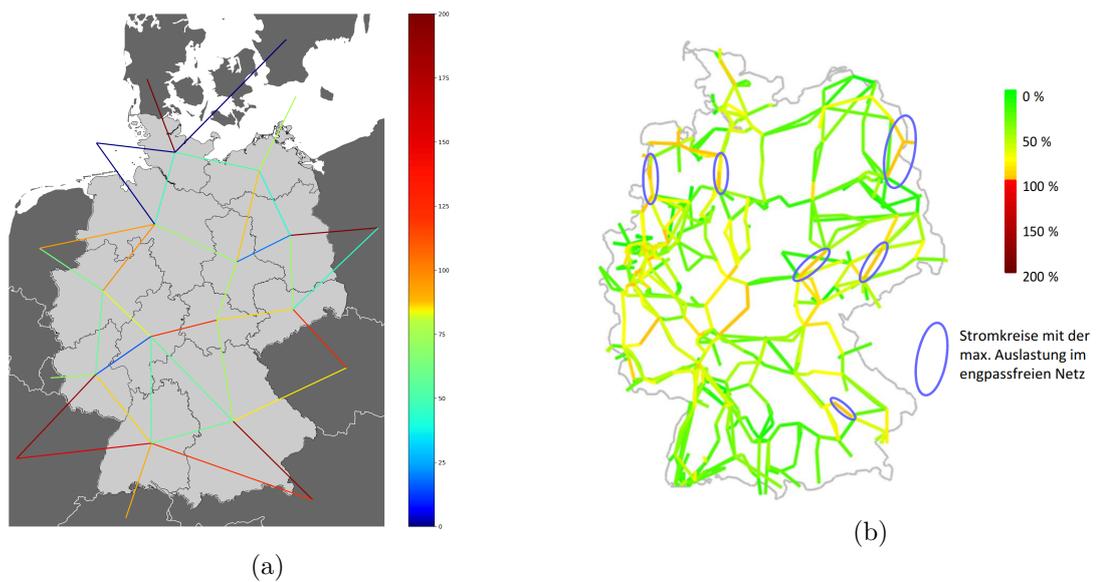


Abbildung 4.8: (a) Maximalauslastung der Übertragungsleitungen im Referenzszenario. (b) Leitungsauslastung für 2018/2019 Redispatch Maßnahmen für Szenario Starkwind und Fehlerfall (Quelle: Bericht der ÜNBs über Netzreserven [30])

4.6 Annahmen

- Bei den Daten der Übertragungsnetzbetreiber gab es Abweichungen der Angaben für überlappende Leitungen. Es wurden die Leitungswerte gewählt, die besser zum Mittel der Werte passten und mit den Richtwerten in [18] zu Kapazitätsbelägen übereinstimmen.
- Die Grenzleitung nach Polen hat laut den ÜNB-Daten eine zu geringe Kapazität, um die Grenz-Lastflüsse komplett aufnehmen zu können. Es führt zu hoher Überlast der Leitungen, stellt hier aber kein Problem dar, da es nicht im Fokus dieser Studie liegt.
- Bei der Vereinfachung der Netzebenen von 220 kV zu 380 kV werden Umwandlungsverluste durch Transformatoren vernachlässigt. Da ein Gleichstrom-Lastfluss durchgeführt wird, fällt die wichtige Rolle der Transformatoren bei Blindleistungsuntersuchungen weg. Stattdessen werden die Übertragungskapazitäten des Netzes um 20 % reduziert, um Blindleistungsverluste miteinzubeziehen [16].
- Die Studie, in der auch eine Vereinfachung der Regionen in Bundesländer durchgeführt wurde [16] verwendet statt einer Lastflussberechnung das PTDF (Power Transfer Distribution Factors) Verfahren.

4.7 Referenzszenario

In diesem Abschnitt wird der Zustand der Netzsimulation für 2019 ohne Anpassungen diskutiert.

Die wichtigste Leitung in dem betrachteten Netzmodell ist die Verbindungsleitung von dem Knoten Niedersachsen/Bremen zu Nordrhein-Westfalen. Denn der potentielle Windpark (beziehungsweise Überschüsse) werden in Niedersachsen ins Netz einspeisen, die varianten-spezifische Leistung wird aber im Ruhrgebiet (sprich Nordrhein-Westfalen) entnommen.

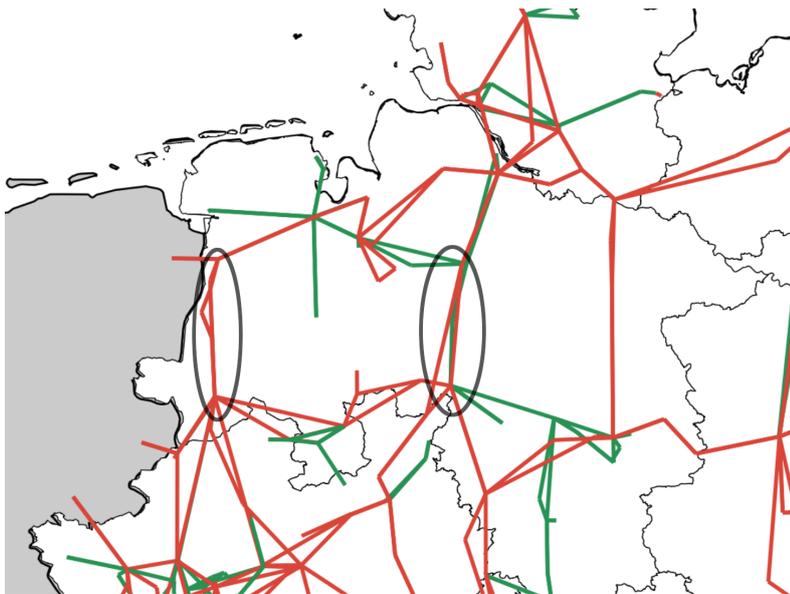


Abbildung 4.9: Ausschnitt aus dem Netzmodell des deutschen Übertragungsnetzes mit markierten Engpassleitungen und Bundeslandgrenzen)

Im Referenzfall tritt bei dieser Leitung keine Überlast auf. Im Durchschnitt ist sie zu

41,9 % ausgelastet mit einer maximalen Auslastung von 98,1 %. In der vereinfachten Betrachtungsweise sind Übertragungskapazitäten zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen also ausreichend, besonders die Auslastungsspitzen sollten allerdings noch einmal in einem detaillierten Netzmodell untersucht werden.

Über den Umfang des vereinfachten Netzmodells hinaus existieren in Niedersachsen zwei Nord-Süd Trassen, die einen bekannten Engpass im Netz darstellen. Abbildung 4.8b zeigt die wichtigen Engpassstellen in deutschen Übertragungsnetz auf. Zum Vergleich dazu zeigt Grafik 4.9, dass die Engpassleitungen sich innerhalb von Niedersachsen befinden. Die Grenze zwischen den Bundesländern ist wiederum besser vernetzt. Besonders die zwei Engpässe sollten für eine genauere Aussage noch einmal in einem detaillierten Netzmodell untersucht werden.

Kapitel 5

Offshore-Windpark mit Küsten-Stahlwerk

Im Referenzszenario in Kapitel 2 wird die Stahlherstellung mittels erdgasbasierter Direktreduktion und Elektrolichtbogenofen aufgezeigt. Hiermit lassen sich die CO₂-Emissionen im Vergleich zum Hochofen bereits um mehr als die Hälfte senken. Für die ambitionierten Klimaschutzziele kann dies jedoch nur einen Zwischenschritt darstellen, da bis 2050 eine nahezu vollständige CO₂-Freiheit erreicht werden soll. In diesem Kapitel soll ein alternatives Konzept vorgestellt werden, das dem Ziel der CO₂-Freiheit möglichst nahekommt. Hierzu wird ein Offshore-Windpark direkt mit einem Stahlwerk in Küstennähe gekoppelt. Die erzeugte elektrische Energie wird vollständig für die Stahlherstellung verwendet. Das bedeutet aber auch, dass sich die Stahlproduktion der fluktuierenden Erzeugung des Windparks anpassen muss.

In diesem Kapitel wird unterschieden, ob sich das Stahlwerk im kompletten Inselbetrieb befindet (Variante 1) oder ob eine „kleine“ Netzeinspeisung vorgesehen wird, so dass Strom bei geringer Stromproduktion dem Übertragungsnetz zur Verfügung gestellt werden kann (Variante 2). In beiden Fällen wird berücksichtigt, dass die starken Leistungssprünge des Elektrolichtbogenofens durch die Kombination aus Elektrolyseur und Batterie ausgeglichen werden und keine Regelernergie aus dem Übertragungsnetz bezogen werden muss.

In den Kapiteln 6 bis 8 werden weitere Varianten zu möglichen Stahlwerkskonzepten untersucht, die sich aus den beiden Extremen *Referenzszenario* und *Inselbetrieb* (Variante 1) ergeben, z.B. nur eine Wasserstoff basierte Direktreduktion in Küstennähe und ein Transport des DRI zu einem bestehenden Stahlwerksstandort.

5.1 Stahlwerk und Windpark im Inselbetrieb (Variante 1)

Ein möglicher Prozess für eine direkte Kopplung eines Stahlwerks an einen Offshore-Windpark ist in Abbildung 5.1 dargestellt. Als alleinige Energiequelle¹ wird ein Offshore-Windpark verwendet. Die erzeugte elektrische Energie wird zum einen zum Betrieb eines Elektrolyseurs verwendet und zum anderen zur direkten Versorgung der elektrischen Verbraucher in den drei Produktionsanlagen. Die Reduktionsanlage wird in diesem Konzept mit Wasserstoff statt mit Erdgas betrieben, siehe auch Abschnitt 5.1.1. Da der Elektrolyseur (in Kombination mit einer Batterie) auch zur Ausregelung der Lastschwankungen im Stahlwerk/Walzwerk benutzt wird, ist ein (kleiner) Wasserstoffspeicher vorzusehen, um der Reduktionsanlage einen konstanten Wasserstoffstrom zur Verfügung zu stellen. Das erzeugte DRI wird zusammen mit Schrott im Elektrolichtbogenofen aufgeschmolzen und über Pflannenofen und Stranggussanlage zu Brammen/Knüppeln weiterverarbeitet. Im

¹Für den Stahlwerksprozess werden weiterhin Elektroden und Schäumkohle benötigt, die zu direkten CO₂-Emissionen führen.

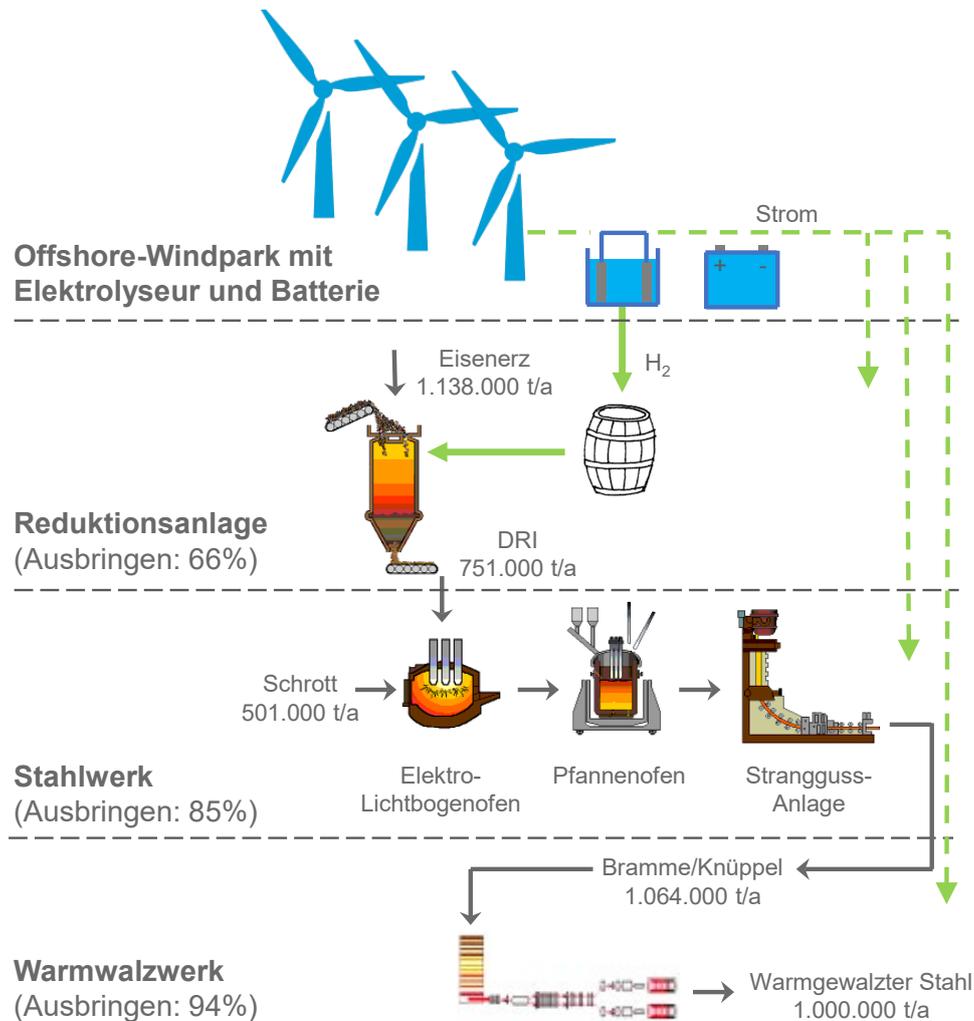


Abbildung 5.1: Prozessschema für das Insel-Szenario bestehend aus einem Offshore-Windpark mit Elektrolyseur und Batterie, einer Direktreduktionsanlage auf Wasserstoffbasis, Elektrolightbogenofen mit Pfannenofen und Stranggussanlage sowie Warmwalzwerk

Warmwalzwerk erfolgt die Wiedererwärmung der Brammen/Knüppel mittels Induktion statt mit Erdgas - hier kann ein sog. *Fuel Switch* vorgenommen werden, bei dem Erdgas durch elektrische Energie ersetzt wird.

5.1.1 Reduktionsanlage mit Wasserstoffeinsatz

Eine große Prozessänderung stellt der Wechsel von Erdgas zu Wasserstoff bei der Reduktion des Eisenerzes dar. Abbildung 5.2 zeigt eine schematische Darstellung einer wasserstoffbasierten Direktreduktionsanlage.

Der Strom des Offshore-Windparks wird verwendet, um mittels Elektrolyse Wasserstoff zu erzeugen. Es wird hier ein Wirkungsgrad von $\eta = 63\%$ (bezogen auf den Heizwert) angenommen. Das Druckniveau des Elektrolyseurs soll bei $p_{EL} = 20 \text{ bar}(\ddot{u})$ liegen, was für die Zwischenspeicherung relevant ist. Aus diesem Speicher wird der Wasserstoff dem Prozess zugegeben, der ein Druckniveau von $p_{\text{sys}} = 1,6 \text{ bar}(\ddot{u})$ aufweist.

Der Wasserstoff aus dem Elektrolyseur wird mit dem Wasserstoff/Wasserdampf aus dem Prozess vermischt und der Gasstrom wird auf rund 940°C erwärmt. Diese Erwärmung erfolgt in zwei Schritten. Zunächst wird die Temperatur in einer Brennkammer auf rund 500°C erhöht. Dazu wird nach dem Schachtofen ein Teilstrom ($\approx 10\%$) abgezweigt, der

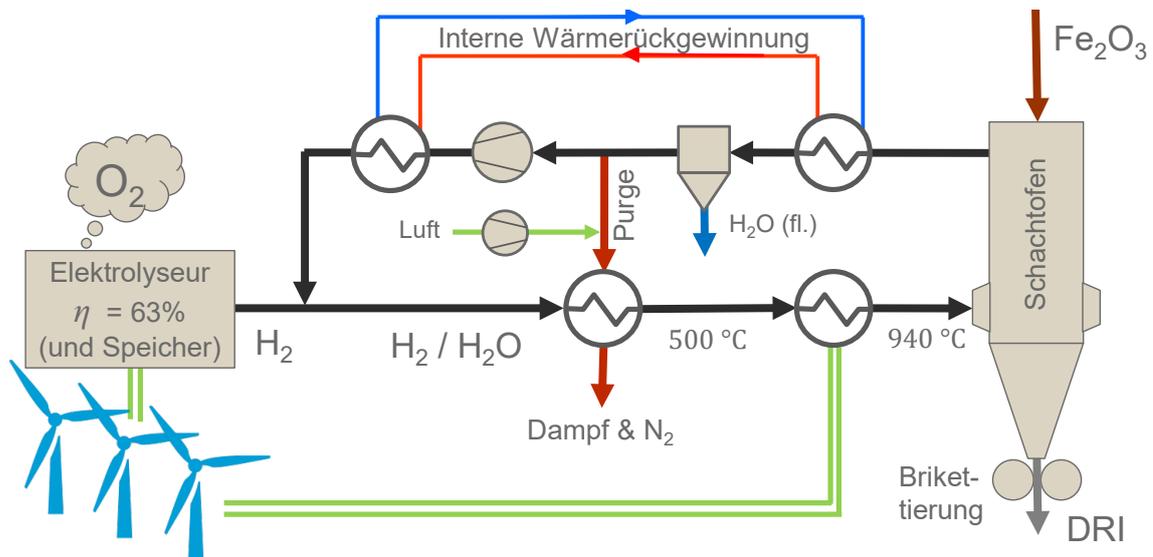


Abbildung 5.2: Schematische Darstellung einer wasserstoffbasierten Direktreduktionsanlage [31]

mit vorgewärmter Luft verbrannt wird und so den frischen Wasserstoff erwärmt. Über dieses *Purgen* kann sichergestellt werden, dass sich Inertbestandteile, wie z.B. Stickstoff, nicht im Kreislauf aufkonzentrieren. Die zweite Erwärmung auf die geforderten 940 °C wird über eine Beheizung mittels elektrischer Energie erreicht.

Der erwärmte Wasserstoff tritt in den Schachtofen ein und reduziert das Eisenerz (Fe_2O_3) zu metallischem Eisen (DRI)². Aufgrund des chem. Gleichgewichts wird nur ein Teil des Wasserstoffs zu Wasserdampf oxidiert. Am oberen Gasaustritt aus dem Schachtofen liegt der Wasserstoffanteil noch im Bereich von knapp über 60 %. Durch eine Wärmerückgewinnung und einen Wäscher wird ein Großteil des gebildeten Wasserdampfs kondensiert und als flüssiges Wasser abgezogen. Es kann nach einer Aufreinigung wieder dem Elektrolyseur zugeführt werden. Wie schon weiter oben erwähnt, wird ein Teilstrom abgezweigt (*Purge*) und dient der Vorwärmung des frischen Wasserstoffstroms. Der restliche Gasstrom wird über die Wärmerückgewinnung erwärmt und mit dem neuen Wasserstoff aus dem Elektrolyseur vermischt.

Anhand von Prozesssimulationen ergibt sich ein Wasserstoffbedarf für den gezeigten Prozess von $637 \text{ Nm}^3_{\text{H}_2} / t_{\text{DRI}}$, vgl. [31] und [32]. Mit dem Heizwert von Wasserstoff von $\Delta H_u = 3 \text{ kWh} / \text{Nm}^3_{\text{H}_2}$ und dem Wirkungsgrad von $\eta = 63 \%$ folgt für den spez. Strombedarf w_{H_2} :

$$w_{\text{H}_2} = \frac{637 \text{ Nm}^3_{\text{H}_2} \cdot 3 \text{ kWh} / \text{Nm}^3_{\text{H}_2}}{0,63} \approx 3,0 \frac{\text{MWh}}{t_{\text{DRI}}} \quad (5.1)$$

Neben dem Energiebedarf für die Wasserstofferzeugung wird noch Energie für die Vorwärmung und die allgemeine Infrastruktur wie Pumpen, Gebläse, Kühltürme etc. erforderlich. Tabelle 5.1 gibt einen Überblick über die spez. Energiebedarfe und den Jahresbedarf bei einer unveränderten Produktion von $751.000 t_{\text{DRI}} / \text{a}$.

5.1.2 Auswirkungen auf das Stahl- und Walzwerk

Durch die Umstellung der Direktreduktion von Erdgas auf Wasserstoff enthält das produzierte DRI keinen Kohlenstoff mehr. Im Elektrolichtbogenofen muss dies durch eine erhöhte Menge an Schäumkohle kompensiert werden, um weiterhin eine stabile Schaum-schlacke erzeugen zu können, die für den energieeffizienten Betrieb erforderlich ist. Der

²In Abbildung 5.2 ist eine Brikettierung dargestellt, die das weitere Handling des DRI erleichtern könnte.

Tabelle 5.1: Spez. und absolute Energiebedarfe für die wasserstoffbasierte Direktreduktion bei einer Jahresproduktion von 751.000 Tonnen DRI [31]

Anlagenteil	spez. Bedarf in MWh/t _{DRI}	abs. Bedarf in GWh/a
Elektrolyseur	3,0	2.251
Beheizung	0,23	173
Infrastruktur	0,07	53
Summe	3,3	2.477

neue Wert wird mit $9 \text{ kg/t}_{\text{St}}$ abgeschätzt. Außerdem ist nach heutigem Wissensstand der Einsatz von Graphit-Elektroden zum Einbringen der elektrischen Energie unumgänglich. Tabelle 5.2 gibt eine Übersicht über die direkten CO_2 -Emissionen im Stahlwerk, die die einzig verbleibenden Emissionen darstellen. Die Direktreduktionsanlage sowie das Walzwerk können durch den Einsatz von grünem Wasserstoff und erneuerbarer Energie als CO_2 -frei angesehen werden. Nach Tabelle 5.2 beläuft sich die Gesamtmenge auf $42.900 \text{ t}_{\text{CO}_2}/\text{a}$. Bei der geforderten Jahresproduktion von 1. Mio. Tonnen Walzstahl ergeben sich somit spez. CO_2 -Emissionen von $42,9 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{WSt}}$, was rund 5 % der Emissionen aus dem Referenzszenario entspricht. Um ggf. diese CO_2 -Emissionen noch zu reduzieren, könnte der Kohlenstoff z.B. mittels Mikrowellen-Cracking von synthetischem Erdgas oder CO_2 gewonnen werden. Diese Überlegungen sind aber nicht Gegenstand dieser Studie.

Tabelle 5.2: Übersicht über die verbleibenden Kohlenstoffträger im „neuen“ Stahlwerk sowie zugehörige CO_2 -Emissionen (absolute Werte für eine Jahresproduktion von 1.064.000 Tonnen)

Kohlenstoffträger	spez. Wert in $\text{kg}_C/\text{t}_{\text{St}}$	spez. CO_2 in $\text{kg}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{St}}$	abs. CO_2 in $\text{kt}_{\text{CO}_2}/\text{a}$	Art
Elektroden	2,0	7,3	7,8	dir.
Schäumkohle	9,0	33,0	35,1	dir.
Summe		40,3	42,9	

Neben dem fehlenden Kohlenstoff aus dem DRI wird auch auf den Einsatz von Erdgas verzichtet, so dass insgesamt der chemische Energieeintrag sinkt. Der neue spez. Strombedarf für das Stahlwerk wird mit $600 \text{ kWh/t}_{\text{St}}$ abgeschätzt. Hierin sind auch die Effekte durch ein häufigeres Anfahren nach Produktionsunterbrechungen mit berücksichtigt sowie der Einsatz einer Speicherbatterie, um ausreichend Regelenergie für die Power-Off-Zeit zur Verfügung zu stellen, siehe Abschnitt 5.1.3.

Die Hauptänderung im Walzwerk ist die Umstellung der Aufheizung der Brammen/Knüppel von Erdgasfeuerung auf induktive Erwärmung. Der Energiebedarf liegt für beide Optionen in der gleichen Größenordnung, so dass hier ein spez. Bedarf von $300 \text{ kWh/t}_{\text{WSt}}$ angenommen wird. Der spez. Strombedarf des Walzwerks steigt somit von $130 \text{ kWh/t}_{\text{WSt}}$ auf $430 \text{ kWh/t}_{\text{WSt}}$.

5.1.3 Prozessfahrweise

Für eine direkte Kopplung des Windparks an ein Stahlwerk muss die Stahlproduktion an die fluktuierende Stromerzeugung angepasst werden. Der hier vorgestellte Prozess zeichnet

sich durch eine hohe Flexibilität aus, so dass alle drei Anlagenteile unabhängig voneinander betrieben werden könnten. Es ist allerdings zu beachten, dass der Betrieb eines Elektrolichtbogenofens mit hohen Lastsprüngen aufgrund des Batch-Betriebs verbunden ist, vgl. Abbildung 2.4. Um dies auszugleichen, kann die schnelle Regelbarkeit eines Elektrolyseurs in Kombination mit einer Batterie genutzt werden. Für einen stabilen Netzbetrieb sind also zwei Aufgaben zu erfüllen:

- Die Leistungsbedarf des gesamten Stahlwerks muss geringer oder identisch der Erzeugung des Windparks sein.
- Lastsprünge durch den Elektrolichtbogenofen müssen durch den Elektrolyseur/Batterie ausgeglichen werden, um die Leistungsaufnahme kurzfristig konstant zu halten. Der dabei schwankend produzierte Wasserstoff muss zwischengespeichert werden.

Es wird zunächst aufgezeigt, wie der Leistungsbedarf der Stahlherstellung an den Windpark angepasst werden kann. Anschließend werden die Auswirkungen auf den Elektrolyseur dargestellt und eine Grobauslegung für einen Wasserstoffspeicher angegeben.

Anpassung des Leistungsbedarfs

Für die einzelnen Anlagenteile sind die spez. Energiebedarfe³ sowie typische Arbeitsbereiche und die geforderten Produktionsmengen bekannt, siehe Tabelle 5.3. Die Charakteristik eines Windparks kann über die Weibull-Parameter und die Kennwerte für die Windräder beschrieben werden, siehe Kapitel 3.

Tabelle 5.3: Spez. und absolute Energiebedarfe sowie der Prozentwert für die minimal mögliche Leistungsaufnahme

	spez. Strombedarf in kWh/t	Produktion in kt/a	abs. Bedarf in GWh/a	Min. Leistung in %
Reduktionsanlage	3.300	751	2.477	20
Stahlwerk	600	1.064	638	60
Walzwerk	430	1.000	430	60
Summe			3.545	

Für das An- und Abschalten der drei Anlagenteile kann folgende Reihenfolge überlegt werden, die in Abbildung 5.3 dargestellt ist. Ziel ist es dabei, die Leistungsjahreskurve des Windparks möglichst gut auszunutzen.

- Das Walzwerk hat den geringsten spez. Leistungsbedarf und stellt zudem das Produkt her, was an Kunden bzw. zur Weiterverarbeitung geliefert wird. Um kurze Lieferzeiten einhalten zu können, ist es also sinnvoll, zunächst die Produktion im Warmwalzwerk mit minimaler Leistung, **WW (min)**, aufzunehmen und dann bis zur maximalen Walzleistung, **WW (Nenn)**, zu erhöhen.
- Der Elektrolyseur bzw. die Reduktionsanlage dient u.A. zur Bereitstellung für die Regelenergie für den Elektrolichtbogenofen. Um dies zu gewährleisten, wird nach dem Warmwalzwerk die Direktreduktion zunächst mit minimaler Last, **RA (min)**, in Betrieb genommen. Die Leistung wird solange erhöht, bis dass die Windenergie für Warmwalzwerk (volle Leistung) sowie Reduktionsanlage und Stahlwerk (beide Anlagenteile bei minimaler Leistung) ausreicht.

³Siehe Referenzszenario bzw. die Abschnitte 5.1.1 und 5.1.2

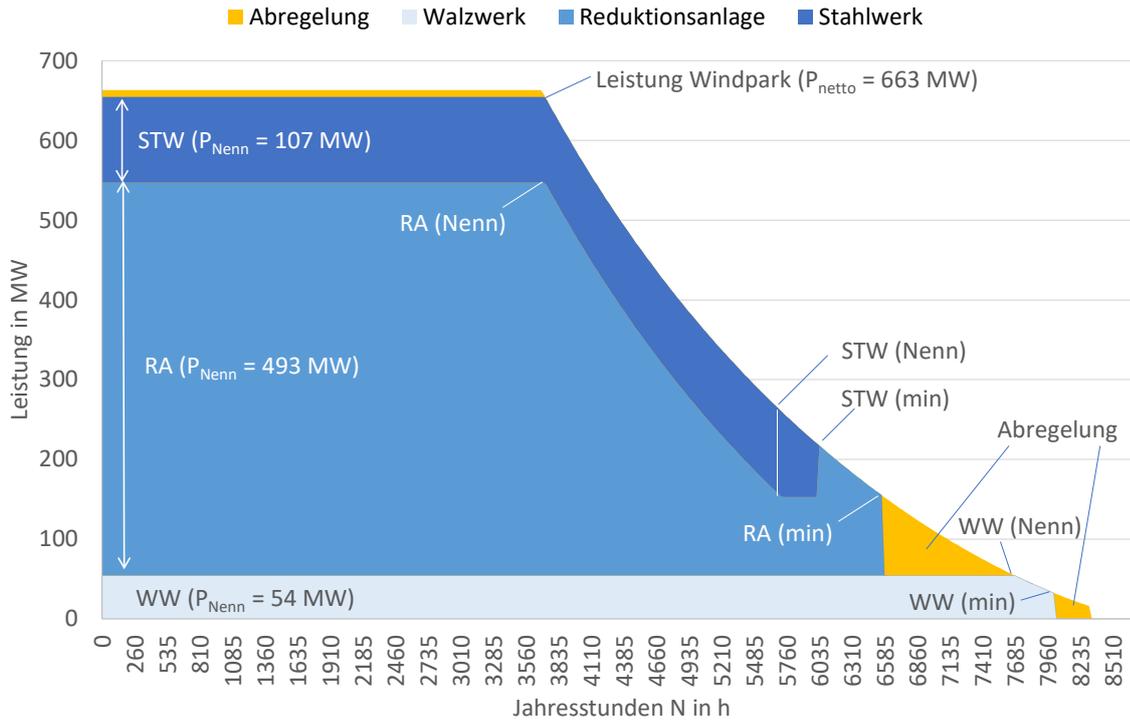


Abbildung 5.3: Jahresdauerlinien für den Windpark und die drei Anlagenteile inkl. Abregelungszeiten. Die Flächen entsprechen den Energiemengen pro Jahr.

- Die Leistung des Stahlwerks wird von minimaler Leistung, STW (min) , auf maximale Leistung, STW (Nenn) , erhöht.
- Bei voller Leistung des Walzwerks, WW (Nenn) , und des Stahlwerks, STW (Nenn) , wird die Leistung der Reduktionsanlage ausgehend von minimaler Leistung, RA (min) , der Erzeugung des Windparks angepasst, bis auch die Reduktionsanlage auf maximale Leistung, RA (Nenn) , betrieben wird.

Für die Auslegung der Größe des Windparks sowie der drei Anlagenteile ist ein iteratives Vorgehen erforderlich, um die geforderten Produktionsmengen an DRI, Brammen/Knüppel und Walzstahl zu erfüllen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5.3 dargestellt. Es ist eine Windparkgröße von 68 WEA mit je 12 MW erforderlich, so dass sich eine installierte Leistung von $P_{\text{inst}} = 816 \text{ MW}$ ergibt. In allen nachfolgenden Diagrammen wird für eine bessere Übersichtlichkeit nur die Nettoleistung P_{netto} dargestellt, da diese für die Stahlherstellung relevant ist. Für die Variante 1 liegt der Wert bei $P_{\text{netto}} = 663 \text{ MW}$.

Neben der Leistung des Windparks ist der Verlauf der Leistungsaufnahme der drei Anlagenteile im Diagramm dargestellt. Tabelle 5.4 gibt die erforderlichen mittleren Leistungen für die einzelnen Anlagenteile wieder. Es ist zu erkennen, dass es aufgrund der Mindestlast der drei Anlagenteile nicht möglich ist, die gesamte Stromerzeugung des Windparks zu nutzen. Ein Teil der Leistung muss durch Abregeln des Windparks reduziert werden, um Verbrauch und Erzeugung in Einklang zu bekommen.

Die Energiemengen für Walzwerk, Stahlwerk und Reduktionsanlage können über die Flächen im Diagramm ermittelt werden. Für das Walzwerk ergibt sich beispielhaft eine Energiemenge von $W_{\text{WW}} = 431 \text{ GWh/a}$, was gut zum absoluten Bedarf aus der Tabelle 5.3 passt. Aus der Energiemenge W_{WW} und dem spez. Energiebedarf w_{WW} kann beispielhaft die Jahresproduktion an Walzstahl \dot{m}_{Wst} bestimmt werden:

$$\dot{m}_{\text{Wst}} = \frac{W_{\text{WW}}}{w_{\text{WW}}} = \frac{431.000 \text{ MWh/a}}{0,43 \text{ MWh/t}_{\text{Wst}}} \approx 1.000.000 \frac{\text{t}_{\text{Wst}}}{\text{a}} \quad (5.2)$$

Über das iterative Vorgehen wurden die Zahlenwerte aus Tabelle 5.4 bestimmt. Es ist zu erkennen, dass der Windpark aufgrund der Nettoleistung P_{netto} eine Erzeugungskapazität von 3.650 GWh/a hätte, die durch die Restriktionen bzgl. der minimalen Leistungsaufnahme nicht komplett genutzt werden kann. Der Energieverbrauch der drei Anlagenteile liegt in Summe bei 3.547 GWh/a, so dass eine Energiemenge von 103 GWh/a nicht genutzt werden kann. Dies entspricht einem Anteil von 2,8 %, was akzeptabel erscheint.

Tabelle 5.4: Übersicht über Nennleistungen, Minimal-Leistungen, Betriebszeiten und Energiemengen für den Inselbetrieb

	P_{netto} bzw. P_{Nenn} in MW	P_{min} in MW	Betriebszeit in h/a	Energiemenge in GWh/a
Windpark	663	20	8.310	3.650
Reduktionsanlage	493	99	6.560	2.478
Stahlwerk	107	64	6.010	638
Walzwerk	54	33	7.985	431
Abregelung				103

Regelenergie mittels Elektrolyseur und Batteriespeicher

Der Energiebedarf im Stahlwerk setzt sich aus dem Elektrolichtbogenofen (550 kWh/t_{St}) als Hauptverbraucher und den weiteren Verbrauchern wie Pfannenöfen, Stranggussanlage, Kräne, Absaugung etc. (50 kWh/t_{St}) zusammen. Somit kann abgeschätzt werden, dass die Nennleistung von $P_{\text{STW,Nenn}}$ zu 92 % für den Elektrolichtbogenofen verwendet wird. Es ergibt sich somit eine Nennleistung von $P_{\text{ELO,Nenn}} = 99 \text{ MW}$.

Wie in Abschnitt 2.2.1 aufgezeigt, handelt es sich bei dem Elektrolichtbogenofen um einen Batch-Prozess, er eine hohe Nutzungsnebenzeit aufweist. Bei der Vorgabe einer Zykluszeit von einer Stunde liegt typischerweise eine Power-On-Zeit von 40 min und eine Power-Off-Zeit von 20 min vor. Somit kann die maximale Leistung $P_{\text{ELO,max}}$ des Ofens über die Nennleistung $P_{\text{ELO,Nenn}}$ und das Verhältnis der Zeiten bestimmt werden:

$$P_{\text{ELO,max}} = P_{\text{ELO,Nenn}} \cdot 1,5 = 99 \text{ MW} \cdot 1,5 = 148 \text{ MW} \quad (5.3)$$

Diese Schwankungen in der Leistungsaufnahme des Elektrolichtbogenofens sollen durch eine Kombination aus Elektrolyseur und Batterie kompensiert werden, um einen stabilen Netzbetrieb gewährleisten zu können. Ähnlich wie für den Elektrolichtbogenofen kann die Nennleistung $P_{\text{EL,Nenn}}$ des Elektrolyseurs über einen Anteil von 91 %⁴ der Nennleistung der Reduktionsanlage $P_{\text{RA,Nenn}}$ bestimmt werden (vgl. Tabelle 5.1):

$$P_{\text{EL,Nenn}} = 493 \text{ MW} \cdot 91 \% \approx 450 \text{ MW} \quad (5.4)$$

Der hier angegebene Wert stellt lediglich die mittlere Leistung dar, um die der Elektrolyseur schwanken muss. Für den Fall, dass der Elektrolichtbogenofen in der Power-Off-Phase ist, muss die Leistung $P_{\text{EL,off}}$ des Elektrolyseurs bei

$$\begin{aligned} P_{\text{EL,off}} &= P_{\text{EL,max}} = P_{\text{EL,Nenn}} + P_{\text{ELO,Nenn}} \\ &= 450 \text{ MW} + 99 \text{ MW} \\ &= 549 \text{ MW} \end{aligned} \quad (5.5)$$

⁴Anteil Elektrolyseur am Gesamtenergiebedarf von $(3 \text{ MWh}/t_{\text{DRI}}) / (3,3 \text{ MWh}/t_{\text{DRI}}) = 91 \%$

liegen. Analog folgt für die Leistungsaufnahme $P_{\text{EL,on}}$ des Elektrolyseurs in der Power-On-Phase:

$$\begin{aligned} P_{\text{EL,on}} &= P_{\text{EL,Nenn}} - (P_{\text{ELO,max}} - P_{\text{ELO,Nenn}}) \\ &= 450 \text{ MW} - (148 \text{ MW} - 99 \text{ MW}) \\ &= 401 \text{ MW} \end{aligned} \quad (5.6)$$

Für den Fall, dass ausreichend Windstrom zur Verfügung steht und sowohl die Reduktionsanlage als auch das Stahlwerk mit voller Auslastung betrieben werden können, schwankt die Leistungsaufnahme des Elektrolyseurs zwischen 401 MW und 549 MW, was einer Lastschwankung von rund 27 % entspricht. Für die Bereitstellung von Regelenergie durch den Elektrolyseur muss also eine Leistung von knapp 550 MW statt der Nennleistung von 450 MW vorgehalten werden, was Auswirkungen auf die Investitionskosten hat.

Abbildung 5.4 zeigt schematisch die schwankende Leistungsaufnahme des Elektrolichtbogenofens für zwei Stunden, die durch eine Kombination von Elektrolyseur und Batterie kompensiert wird. Es ist zu erkennen, dass die Summe der drei Leistungsaufnahmen konstant bleibt. Aufgrund des Zündens/Erlöschens des Lichtbogens im Elektrolichtbogenofen treten hierbei große Lastsprünge im Bereich von Zehntelsekunden auf, die durch eine alleinige Verwendung eines Elektrolyseurs nicht schnell genug ausgeglichen werden können. Für den Elektrolyseur wird eine Regelgeschwindigkeit von 25 MW/min angesetzt, was rund 5 % pro Minute entspricht, siehe Abbildung 5.4. Die nahezu konstante Gesamtleistung wird durch die Verwendung einer Batterie mit einer Nennleistung von $P_{\text{Batt}} \approx 150 \text{ MW}$ erzielt. Beim Einschalten des Elektrolichtbogenofens entlädt die Batterie und gleicht so das langsamere Runterfahren der Elektrolyse aus. Beim Abstich wird die Batterie so lange geladen, bis die Elektrolyse die maximale Leistung erreicht hat. Die hier getroffenen Annahmen zum Ausgleich der Leistungsprünge werden durch die Überlegungen im Abschnitt 5.2 bestätigt.

Die Ladezyklen sind jeweils nur 6 Minuten, was der Regelgeschwindigkeit der Elektrolyse entspricht. Bei einer mittleren Leistung von $\bar{P}_{\text{Batt}} = 75 \text{ MW}$ entspricht dies einer Energiemenge von nur $W_{\text{Batt}} = 7,5 \text{ MWh}$, so dass die jeweils geleistete Arbeit relativ gering ist. Neben der Bereitstellung von Regelenergie kann die Batterie auch für weitere Ausgleichsprozesse im Inselnetz sowie für die Bereitstellung von „Notstrom“ verwendet werden.

Grobauslegung eines Wasserstoffspeichers

In Abschnitt 5.1.3 wurde zunächst eine mittlere Leistung des Elektrolyseurs von $P_{\text{EL,Nenn}} = 450 \text{ MW}$ bestimmt. Der Elektrolyseur kann diese Leistung aber nicht kontinuierlich aufnehmen, da zusätzlich noch Regelenergie erbracht werden muss und die tatsächliche Leistung zwischen $P_{\text{EL,on}} = 401 \text{ MW}$ und $P_{\text{EL,off}} = 549 \text{ MW}$ schwankt. Somit ergeben sich auch schwankende Produktionsmengen an Wasserstoff, die über den Wirkungsgrad von $\eta_{\text{EL}} = 63 \%$ und den Heizwert von $\Delta H_{\text{u}} = 3 \text{ kWh/Nm}^3_{\text{H}_2}$ berechnet werden können. Es gilt:

$$\dot{V}_{\text{H}_2} = \frac{P_{\text{EL}} \cdot \eta_{\text{EL}}}{\Delta H_{\text{u}}} \quad (5.7)$$

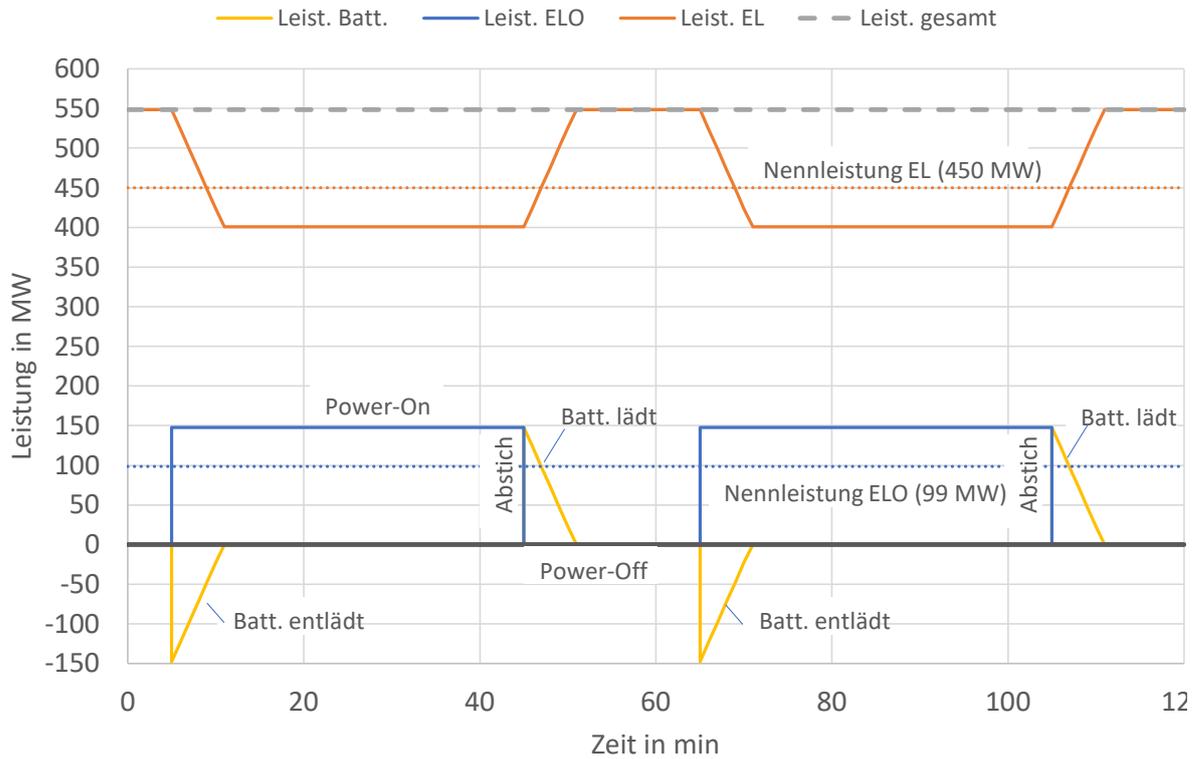


Abbildung 5.4: Schwankende Leistungsanahme des Elektrolichtogenofens (ELO), die durch die Kombination von Elektrolyseur (EL) und Batterie (Batt.) kompensiert wird, um einen stabilen Netzbetrieb zu ermöglichen.

Hiermit können die Normvolumenströme⁵ an Wasserstoff bestimmt werden:

$$\begin{aligned}\dot{V}_{\text{H}_2, \text{Nenn}} &= \frac{450.000 \text{ kW} \cdot 0,63}{3 \text{ kWh/Nm}^3_{\text{H}_2}} = 94.500 \frac{\text{Nm}^3_{\text{H}_2}}{\text{h}} \\ \dot{V}_{\text{H}_2, \text{on}} &= \frac{400.800 \text{ kW} \cdot 0,63}{3 \text{ kWh/Nm}^3_{\text{H}_2}} = 84.168 \frac{\text{Nm}^3_{\text{H}_2}}{\text{h}} \\ \dot{V}_{\text{H}_2, \text{off}} &= \frac{548.500 \text{ kW} \cdot 0,63}{3 \text{ kWh/Nm}^3_{\text{H}_2}} = 115.185 \frac{\text{Nm}^3_{\text{H}_2}}{\text{h}}\end{aligned}$$

Die Direktreduktionsanlage, die dem Elektrolyseur nachgeschaltet ist, sollte aber möglichst stationär betrieben werden, so dass ein kleiner Wasserstoffspeicher zwischengeschaltet werden muss. Der Wasserstoffspeicher muss also in der Lage sein, die Differenzmenge zwischen dem Nennvolumenstrom $\dot{V}_{\text{H}_2, \text{Nenn}}$ und dem maximalen Volumenstrom $\dot{V}_{\text{H}_2, \text{off}}$ für die Dauer der Power-Off-Zeit von 20 min aufzunehmen. Dies entspricht einer Masse an Wasserstoff⁶ von $m_{\text{H}_2, \text{Sp}} = 620 \text{ kg}$. Ein möglicher Speicher kann zwischen dem Arbeitsdruck des Elektrolyseurs $p_{\text{EL}} = 20 \text{ bar}(\ddot{u})$ und einem minimalen Druck $p_{\text{min}} = 4 \text{ bar}(\ddot{u})$ betrieben werden. Damit ergibt sich eine minimale Speichergröße $V_{\text{Sp}, \text{min}}$ von

$$V_{\text{Sp}, \text{min}} = \frac{m \cdot R \cdot T_{\text{Sp}}}{p_{\text{EL}} - p_{\text{min}}} = 460 \text{ m}^3 \quad (5.8)$$

Für den realen Betrieb des Speichers wird ein größeres Volumen V_{Sp} gewählt, um eine erhöhte Betriebssicherheit und Verfügbarkeit gewährleisten zu können.

$$V_{\text{Sp}} = 900 \text{ m}^3$$

⁵Es werden hier die genaueren Werte aus der Simulation verwendet, die sich leicht von den bisherigen Werten unterscheiden.

⁶Normdichte von Wasserstoff von $\rho_{\text{N}} = 0,0899 \text{ kg/Nm}^3$.

In der Tabelle 5.12 ist eine Übersicht der wichtigsten Kenngrößen der Variante 1 dargestellt.

5.1.4 Erzeugung der Lastzeitreihen der Stahlwerksprozesse der Variante 1

Basierend auf den Prozessfahrweisen, wie sie in Abschnitt 5.1.3 erläutert sind, wird ein Modell zur Erzeugung von Jahreslastzeitreihen parametrisiert. Dabei wird in Abhängigkeit der Erzeugungsleistung des Windparks, welche auf den in Kapitel 3 beschriebenen Verfahren basieren, die verschiedenen Prozesse als ein- oder ausgeschaltet bzw. im Teillastbetrieb betrachtet.

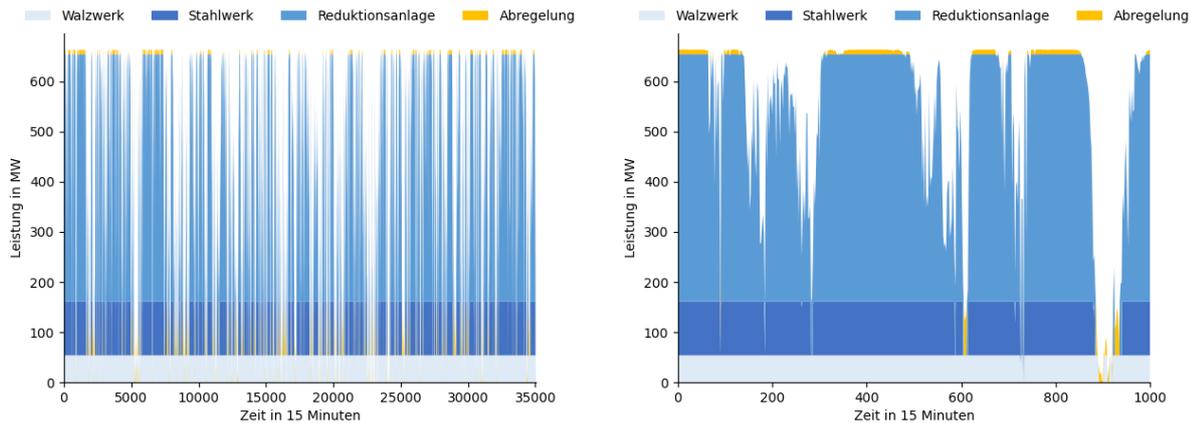


Abbildung 5.5: Links der Jahreslastverlauf sowie rechts der Lastverlauf zu Beginn des Szenarienjahren der Variante 1

In den beiden Abbildungen 5.5 ist zu erkennen, wie die Reduktionsanlage auf die fluktuierende Erzeugung durch Laststeigerung oder -absenkung reagiert. Dabei ist in der linken Abbildung der Jahreslastverlauf dargestellt und zur besseren Erkennbarkeit in der rechten Abbildung der Verlauf zu Beginn des Szenarienjahren abgebildet. Basierend darauf kommt es in der Variante 1 zu 6.496 unterbrechungsfreien Stunden in der Reduktionsanlage, 5.871 unterbrechungsfreien Stunden im Stahlwerk und 8.093 unterbrechungsfreien Stunden im Walzwerk. Hierbei sind unterbrechungsfreie Stunden als solche definiert, in denen genug Leistung vorhanden ist, um einen Prozess für eine Stunde zu betreiben. Dies gilt jeweils auch für die 45, 30 und 15 Minuten Betrachtungen, bei denen jeweils genug Leistung innerhalb dieser Zeitfenster zur Verfügung steht. Somit zeigen die Ergebnisse, dass ein annähernd durchgängiger Betrieb des Walzwerkes innerhalb des Inselnetzbetriebs möglich ist.

Tabelle 5.5: Anzahl unterbrechungsfreier Zeitabschnitte in Variante 1

	Walzwerk	Stahlwerk	Reduktionsanlage	Abregelung
15 Minuten	269	601	537	1.478
30 Minuten	124	261	240	575
45 Minuten	78	160	146	323
60 Minuten	8.093	5.871	6.496	2.505

Zudem zeigt sich, dass die Produktionsmengen aus den einzelnen Prozessen wie in Tabelle 5.6 auf die einzelnen Monate im Szenarienjahren verteilt sind. Hierbei kann es aufgrund

der diskreten Betrachtung, innerhalb der Simulation zu leichten Unterschieden gegenüber der vorher verwendeten Variante der Produktionsmengenbestimmung unter Zuhilfenahme der Leistungskurve kommen. Dabei weist insbesondere die Reduktionsanlage eine erhöhte Produktion in den Windzeitreihen der windreichen Wintermonate auf.

Tabelle 5.6: Produktionsmenge pro Monat in Variante 1

	Walzwerk	Stahlwerk	Reduktionsanlage	Abregelung
	in kt	in kt	in kt	in GWh
Januar	89,5	103,2	73,7	6,1
Februar	86,5	96,5	60,6	5,1
März	86,8	101,7	71,0	6,3
April	86,3	83,9	51,7	6,3
Mai	87,2	87,2	51,1	6,4
Juni	83,4	76,5	45,9	7,6
Juli	82,6	81,4	45,5	5,9
August	77,7	77,4	43,7	6,1
September	84,9	92,9	61,2	5,5
Oktober	90,0	100,0	66,0	6,0
November	86,1	91,1	58,4	6,7
Dezember	89,54	113,3	75,1	4,2

5.2 Stabilität im Inselnetzbetrieb

Aufgrund dessen, dass die Variante 1 in einem vom öffentlichen Netz getrennten Inselnetz betrachtet wird, wird in dieser Studie eine kurze Stabilitätsabschätzung durchgeführt. Bei der Stabilität eines Inselnetzes ist die Frequenz- und Spannungsstabilität entscheidend [33]. Aufgrund der verfügbaren Daten wird in dieser Studie nur die Wirkleistungsbilanz während eines Schmelzvorgangs des Ofens betrachtet. Der Betrieb des Inselnetzes soll dahingehend untersucht werden, wie eine Batterie die Stabilität des Systems, bezogen auf die Wirkleistungsbilanz, erhöhen kann. Ein System wird dabei als stabil angesehen, wenn seine Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen sind. Dies ist der Fall, wenn die Gleichung (5.9) erfüllt ist.

$$P_{\text{wind}} = P_{\text{bat}} + P_{\text{ely}} + P_{\text{ww}} + P_{\text{stw}} \quad (5.9)$$

Ist dies nicht der Fall, kann es innerhalb des Inselnetzes zu Frequenzabweichungen kommen. Für die Stabilitätsbetrachtung werden die Annahmen in Tabelle 5.7 getroffen. So ist die maximale Leistungsänderung der Elektrolyse mit 25 MW/min gegeben. Dies führt dazu, dass diese keine schnellen Laständerungen, wie sie beim Ein- und Ausschalten des Ofens auftreten, ausgleichen kann. Um dies auszugleichen wurde eine Batteriezellen innerhalb des Inselnetzes betrachtet, welche eine Leistungsänderung von 300 MW/s bewerkstelligen kann.

Tabelle 5.7: Annahmen der Leistungsgradienten für Inselnetzbetrachtung

Parameter	Wert	Einheit
$\Delta P_{\text{Elektrolyse}}$	0,416	MW/s
$\Delta P_{\text{Batterie}}$	300	MW/s

In Abbildung 5.6 ist hierfür die Lastverteilung über einen Schmelzvorgang dargestellt. Hierbei ist zu erkennen, wie die Last zum Start des Schmelzvorgangs über die durch den Windpark erzeugte Leistung ansteigt. Bis zu dem Zeitpunkt, an dem die Elektrolyse ihre Leistung reduzieren kann, stellt die Batterie die notwendige Leistung zur Verfügung. Beim Abschalten des Schmelzvorgangs nimmt die Batterie die überschüssige Leistung des Windparks auf. Hierdurch wird die Bilanzabweichung reduziert, bis die Elektrolyse ihre Leistung wieder erhöht hat.

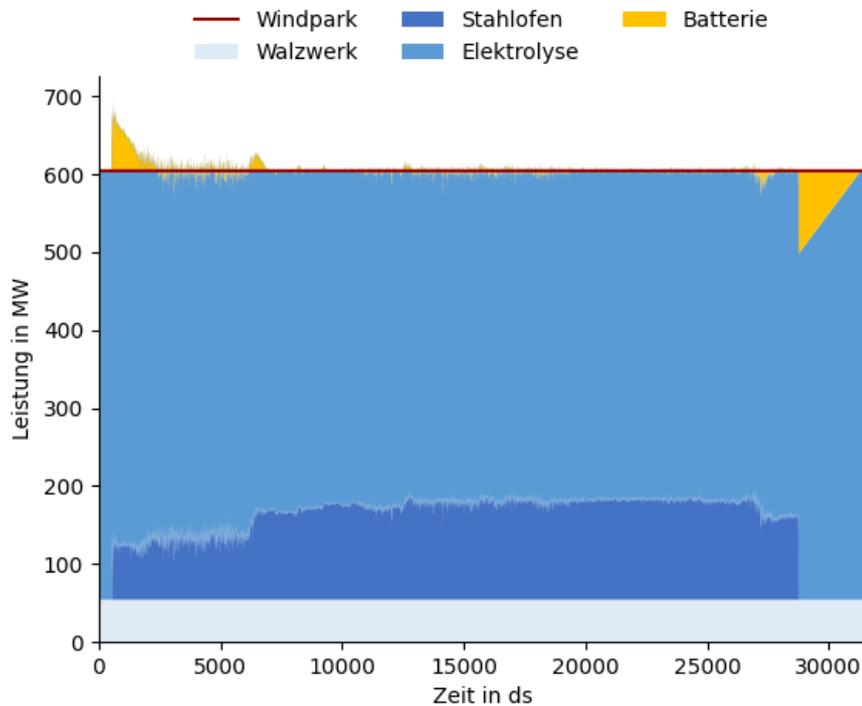


Abbildung 5.6: Lastverteilung über einen Schmelzvorgang der einzelnen Prozesse

Hierfür wird über den Schmelzvorgang die erzeugte Leistung des Windparks sowie der Verbrauch des Walzwerks als konstant angenommen. Für die Last des Ofens werden gemessene Zeitreihen von AcelorMittal Hamburg GmbH verwendet.

Die in Abbildung 5.7 dargestellten Lastzeitreihen sind für die Prozesse sowie die Batterie im Verbraucher Zählpfeilsystem, so dass der Verbrauch mit einer positiven Leistung angegeben wird und die Erzeugung ein negatives Vorzeichen hat, und für den Windpark im Erzeuger Zählpfeilsystem, sodass das Vorzeichen entsprechend entgegengesetzt ist. Mit den gegebenen Zeitreihen kann so die Leistungsbilanz des System ausgerechnet werden. Diese ist in Abbildung 5.8 dargestellt.

Die so berechneten Lastdifferenzen zeigen ein Ungleichgewicht zu Beginn des Schmelzvorgang von 25 MW Über- als auch Unterdeckung des Systems sowie einen Überschuss von knapp 50 MW beim Abschalten. Dabei ist gut erkennbar, wie die Batterie dazu beiträgt, die Bilanzabweichung schnell zu reduzieren und so für mehr Systemstabilität sorgt. Dies

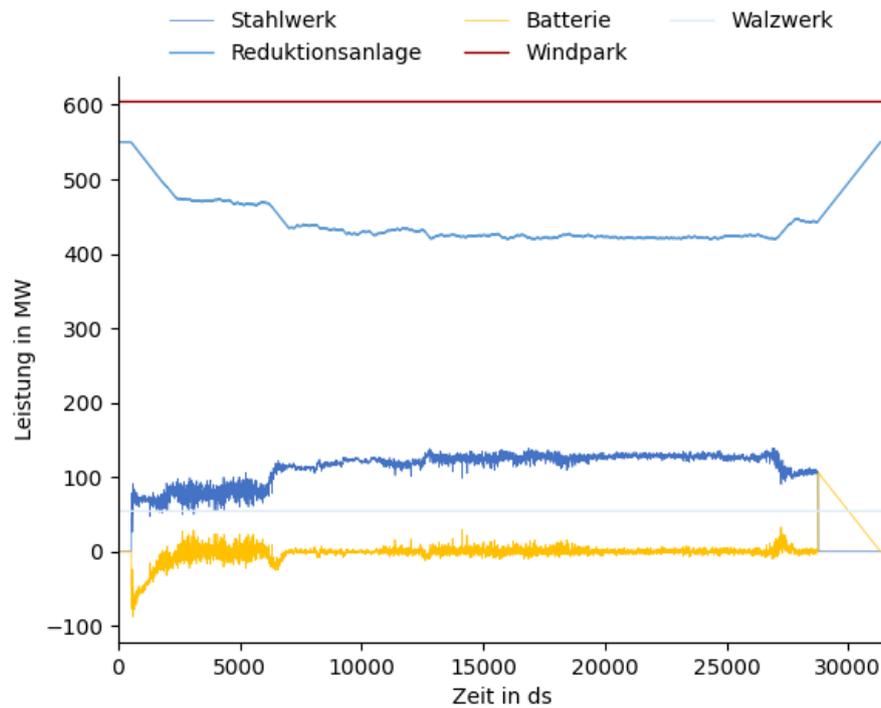


Abbildung 5.7: Lastgang sowie Erzeugung über einen Schmelzvorgang

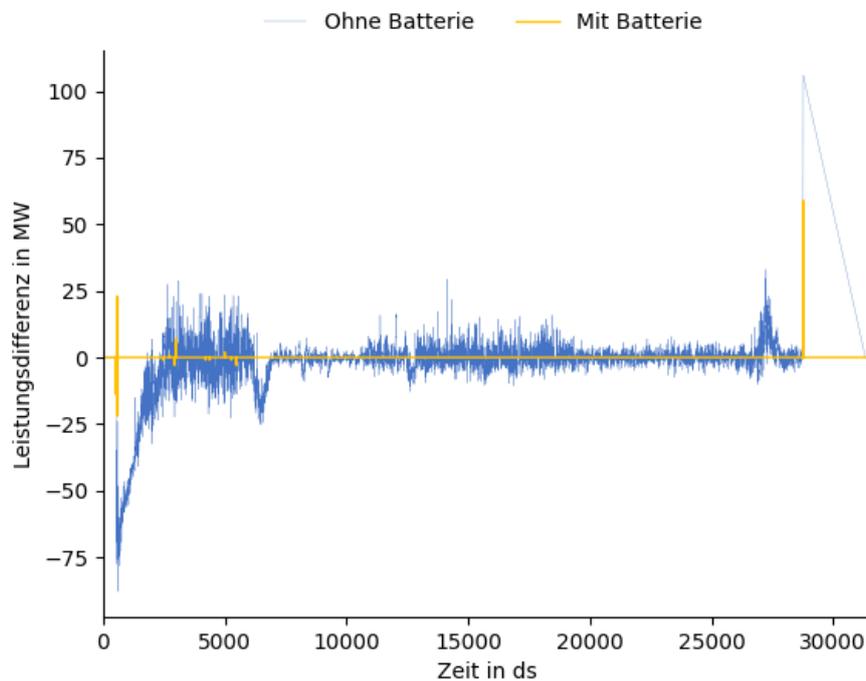


Abbildung 5.8: Erzeugungs- und Verbrauchsdifferenz über einen Schmelzvorgang mit und ohne Batterie

führt zu nur sehr kleinen Abweichungen während des Schmelzvorgangs. Zusätzlich sollte in Betracht gezogen werden, das Inselnetz um eine direkt gekoppelte rotierende Masse zu ergänzen, um schnelle Laständerungen, wie sie beim ein- oder ausschalten auftreten, abzuschwächen. Diese würde auch die Frequenz im betrachteten System stabilisieren.

5.3 Stahlwerk in Küstennähe mit Netzanschluss (Variante 2)

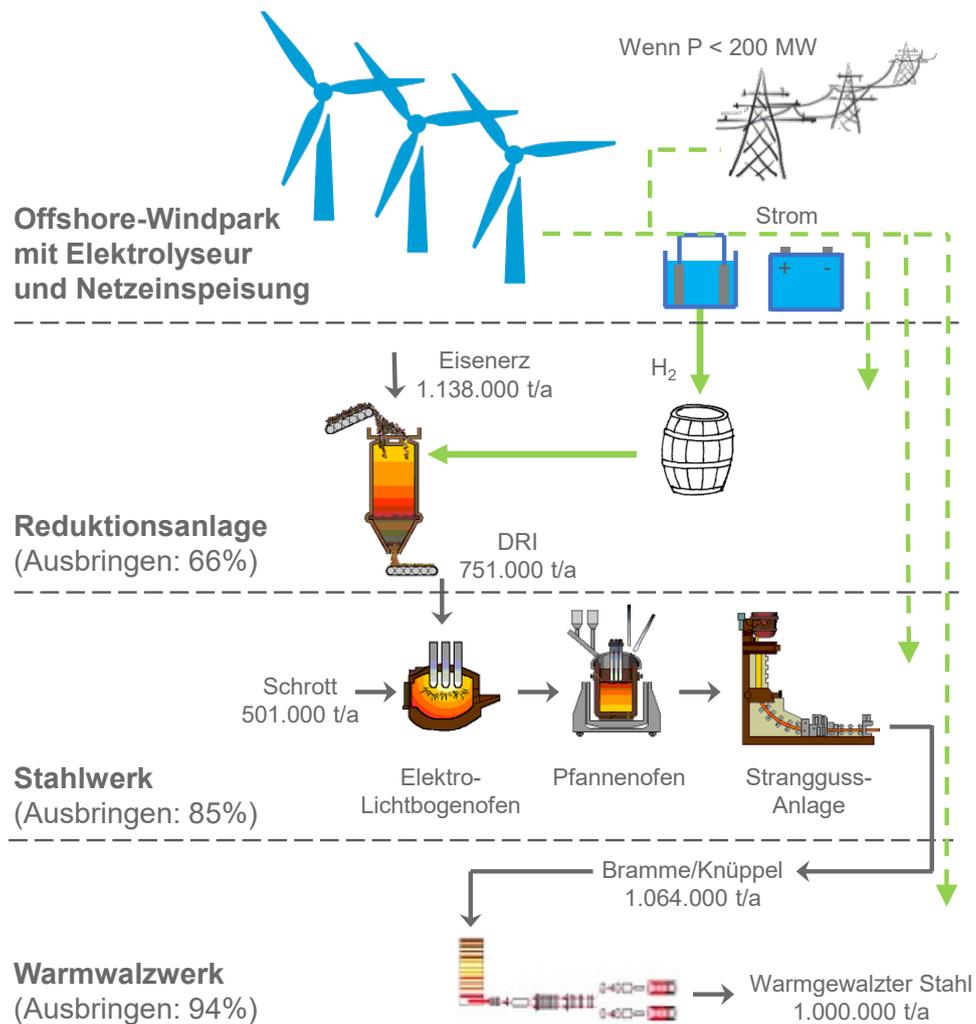


Abbildung 5.9: Prozessschema für Variante 2 mit einem Netzanschluss zur Einspeisung bei geringer Stromproduktion des Windparks

Abbildung 5.9 zeigt den schematischen Produktionsprozess für die Variante 2. Im Unterschied zum reinen Inselbetrieb aus Abbildung 5.1 weist dieses Konzept eine Netzeinspeisung auf. Diese ist deutlich geringer dimensioniert als die Nettoleistung des Windparks bzw. die Gesamtleistung des Stahlwerks. Die Einspeisung soll dazu genutzt werden, dem Übertragungsnetz elektrische Leistung in Zeiten geringer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zur Verfügung zu stellen und somit einen netzdienlichen Beitrag zu leisten. In Zeiten von geringer Stromproduktion stellen sich relativ hohe Strompreise an der Strombörse von mehr als 50 €/MWh ein, wie den sortierten EEX-Preisen (Day-Ahead) aus dem Jahr 2019 in Abbildung 5.10 zu entnehmen ist. Bei einem Fortschreiten der Energiewende und einem Rückgang von verlässlicher Kraftwerksleistung ist tendenziell mit steigenden Strompreisen bei Windflaute zu rechnen.

Die Variante 2 verwendet weiterhin eine Batterie, um eine nahezu konstante Leistungsaufnahme zu gewährleisten. Die Leistungssprünge des Elektrolichtbogenofens werden somit nicht durch die Einspeisung ausgeglichen, sondern über die Kombination aus Elektrolyseur und Batterie, wie in Variante 1.

Als Grenze für die Einspeisung wurde eine Leistung von $P_{\text{Einsp}} = 200$ MW gewählt. Anhand Abbildung 5.3 ist zu erkennen, dass die Abregelungen für den Inselbetrieb aus Vari-

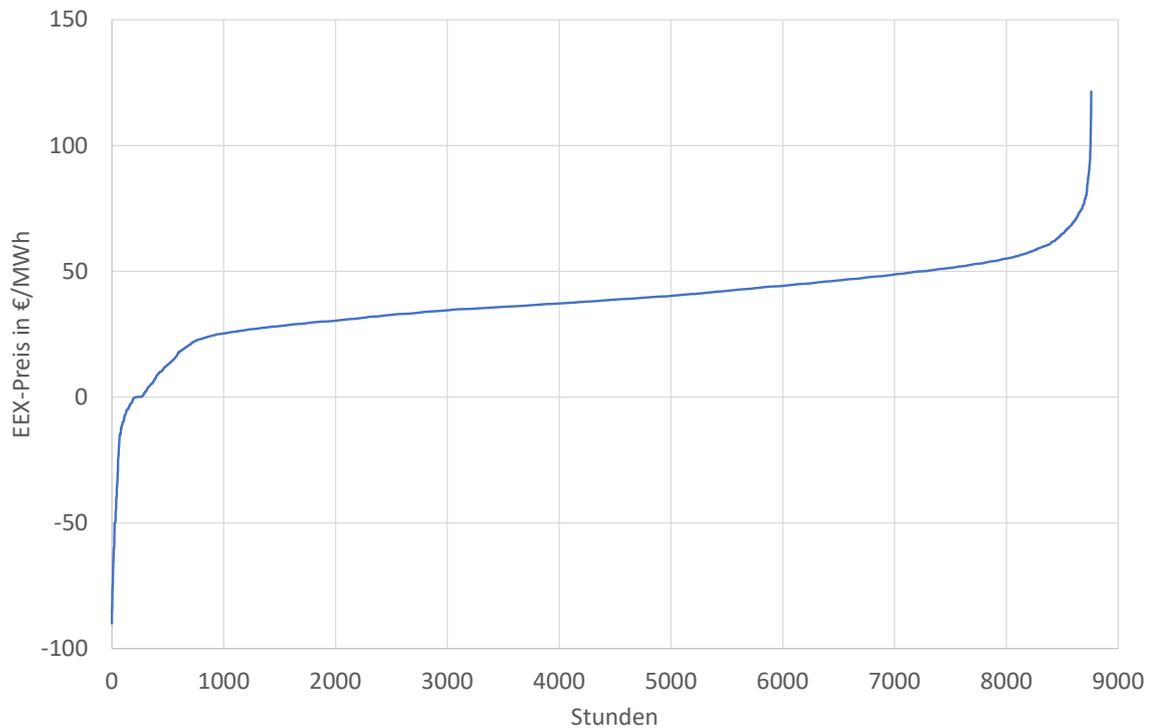


Abbildung 5.10: Sortierte EEX-Preise (Day-Ahead) für das Jahr 2019

ante 1 im Bereich von rund 150 MW bzw. oberhalb von 6.500 h liegen. Mit der Wahl von $P_{\text{Einsp}} = 200 \text{ MW}$ wird zum einen erreicht, dass diese Abregelungen nicht mehr auftreten. Der Windpark muss also nicht mehr abgeregelt werden, sondern die Leistung kann sinnvoll im Stromnetz untergebracht werden. Zum anderen ist die Einspeisegrenze so gering gewählt, dass noch von relativ hohen Strompreisen für den eingespeisten Strom ausgegangen werden kann, was bei der späteren Kostenbewertung in Kapitel 9 berücksichtigt wird.

5.3.1 Anpassung des Leistungsbedarfs

Für die Variante 2 erfolgt die Auswertung analog zur Variante 1 (Inselbetrieb). Als weitere Bedingung ist hier zu berücksichtigen, dass für eine Stromproduktion von weniger als 200 MW alle Anlagenteile abgestellt sind und der Strom ins Netz eingespeist wird. Die zugehörigen Jahresdauerlinien sind in Abbildung 5.11 dargestellt.

Die erforderliche Windparkgröße erhöht sich um drei zusätzliche WEA auf eine Gesamtzahl von 71, was einer installierten Leistung von $P_{\text{inst}} = 852 \text{ MW}$ entspricht. Die erforderliche Nettoleistung, die in Abbildung 5.11 dargestellt ist, beträgt $P_{\text{netto}} = 693 \text{ MW}$. Die Betriebszeit des Walzwerks verringert sich auf 6.235 h/a, so dass eine höhere Leistung von $P_{\text{WW}} = 69 \text{ MW}$ vorgehalten werden muss. Die Nennleistung der Reduktionsanlage (501 MW) und des Stahlwerks (108 MW) erhöhen sich nur unwesentlich, ähnlich wie die maximale Leistung des Stahlwerks ($P_{\text{STW,max}} = 158 \text{ MW}$). Die weiteren Kenngrößen wie z.B. die maximale Leistung des Elektrolyseurs $P_{\text{EL,max}}$ oder die maximale Leistung des Elektrolichtbogenofens $P_{\text{ELO,max}}$ berechnen sich analog zur Variante 1. Die Ergebnisse sind in Tabelle 5.8 sowie zusammenfassend in Tabelle 5.12 dargestellt.

Durch die etwas größere Nennleistung des Windparks steigt die erzeugte Energiemenge auf 3.811 GWh/a an. Der Bedarf durch die drei Anlagenteile liegt unverändert bei 3.548 GWh/a. Die Differenz von 263 GWh/a kann somit in das Stromnetz eingespeist werden und über die Strombörse EEX Erlöse erzielen.

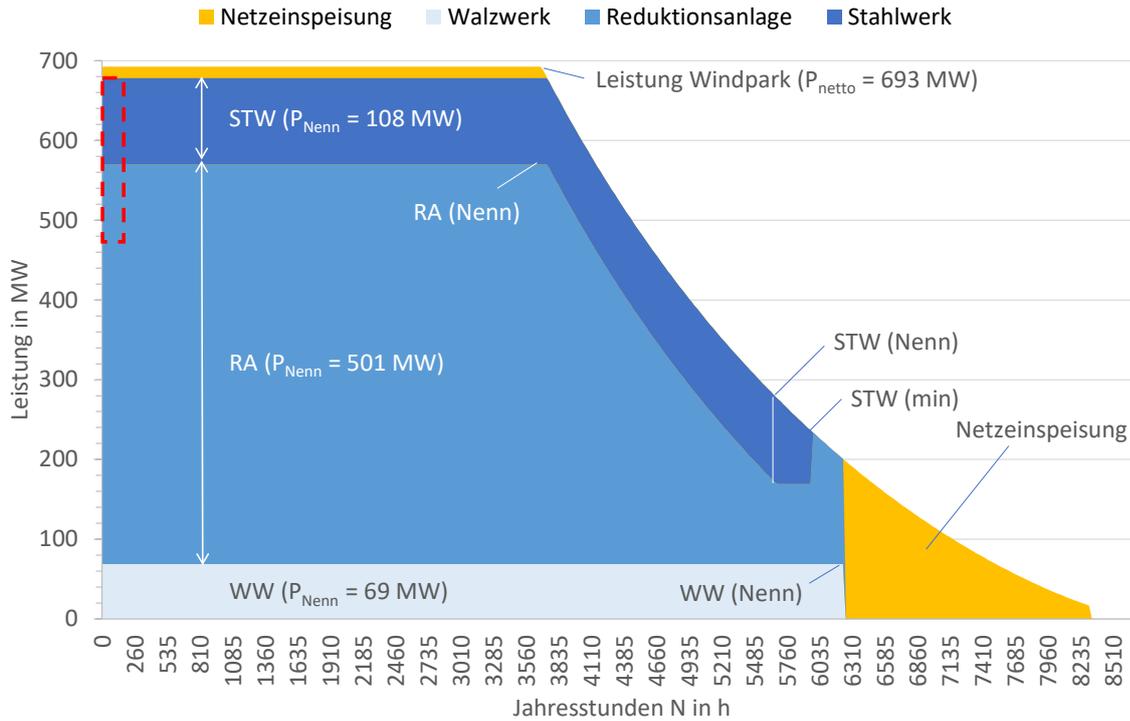


Abbildung 5.11: Jahresdauerlinien für den Windpark und die drei Anlagenteile inkl. Netzeinspeisung für Variante 2. Die Flächen entsprechen den Energiemengen pro Jahr. Das rot-gestrichelte Rechteck stellt eine mögliche Entnahme von Energie aus dem öffentlichen Netz für den Fall von negativen Strompreisen dar.

Anhand der Jahresdauerlinie ist zu erkennen, dass durch die Einspeisegrenze von 200 MW das Walzwerk (mit Nennleistung $P_{\text{WW,Nenn}}$) parallel mit der Elektrolyse mit mehr als 20 % der Nennleistung ($P_{\text{RA,min}}$) in Betrieb genommen werden kann. Somit kann die Kombination aus Elektrolyse und Batterie jederzeit Regelenergie für das Walzwerk zur Verfügung stellen, was im reinen Inselbetrieb nicht immer möglich ist.

Tabelle 5.8: Übersicht über Nennleistungen, Minimal-Leistungen, Betriebszeiten und Energiemengen für die Variante 2

	P_{netto} bzw. P_{Nenn} in MW	P_{min} in MW	Betriebszeit in h/a	Energiemenge in GWh/a
Windpark	693	20	8.310	3.811
Reduktionsanlage	501	100	6.235	2.479
Stahlwerk	108	65	5.960	639
Walzwerk	69	41	6.235	430
Einspeisung				263

5.3.2 Strombezug bei hoher Erzeugung durch erneuerbare Energien

Als weitere Möglichkeit zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und sinnvollen Nutzung der Einspeisung kann im Falle von negativen Strompreisen (Überangebot an Stromerzeugung) elektrische Energie aus dem Stromnetz bezogen werden. Der Windpark würde

für diesen Fall abgeregelt werden, so dass sich die Stromproduktion entsprechend verringert. Als indikative Größenordnung wird hier ein Zeitraum von 200 h/a mit negativen Strompreisen gewählt, vgl. Abbildung 5.10. Für diesen Zeitraum würden dann 200 MW an Leistung aus dem öffentlichen Netz entnommen werden. In Abbildung 5.11 ist dies als rot-gestricheltes Rechteck dargestellt. Für eine Bewertung der CO₂-Emissionen muss für diesen Fall berücksichtigt werden, dass damit eine Energiemenge von 40 GWh/a an Graustrom aus dem Stromnetz entnommen wird. Als grobe Abschätzung kann der mittlere Emissionsfaktor von 401 kg_{CO₂}/MWh verwendet werden, so dass sich zusätzliche indirekte CO₂-Emissionen von 16.040 t_{CO₂}/a \approx 16.000 t_{CO₂}/a ergeben würden. Diese Emissionen wären zusätzlich zu den direkten CO₂-Emissionen in Höhe von 42.900 t_{CO₂}/a aufgrund des Einsatzes von Schäumkohle und Elektroden. Die Gesamt-Emissionen steigen somit auf 58.900 t_{CO₂}/a, was einem spez. Wert von 58,9 kg_{CO₂}/t_{WSt} für Walzstahl entspricht.

5.3.3 Erzeugung der Lastzeitreihen der Stahlwerksprozesse der Variante 2

Für die Variante 2, werden wie bereits für die Variante 1, basierend auf den Prozessfahrweisen in Abhängigkeit der Erzeugungleistung des Windparks Lastzeitreihen für die einzelnen Prozesse abgeleitet. Die Verteilung der Lastzuordnung zur entsprechenden Erzeugungsleistung kann Abbildung 5.11 entnommen werden.

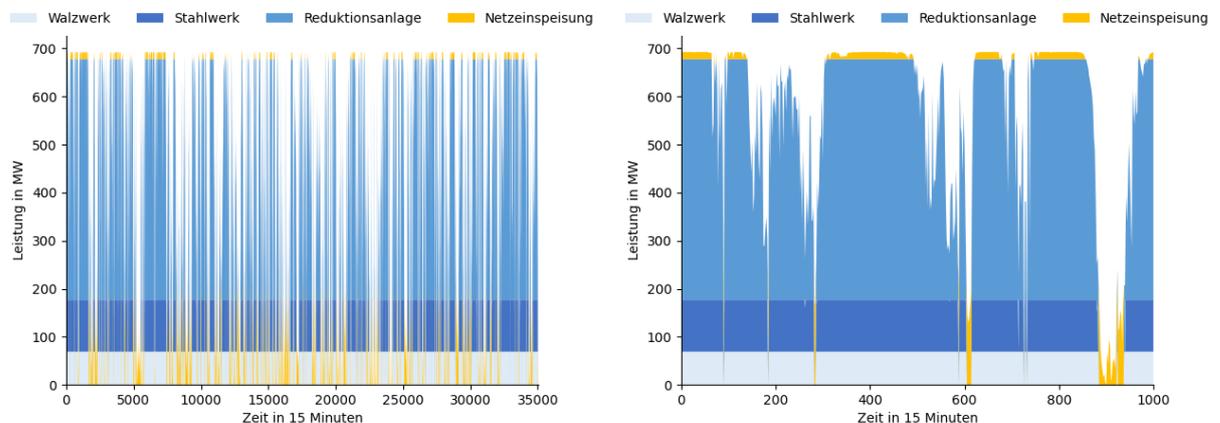


Abbildung 5.12: Links der Jahreslastverlauf sowie rechts der Lastverlauf zu Beginn des Szenarienjahres der Variante 2

In den Abbildungen ?? sind gut die höheren Energiemengen in der Rückeinspeisung in das Netz über den 200 MW Netzanschluss im Vergleich zu den deutlich kleiner ausfallenden Abregelungen der Variante 1 zu erkennen. Diese Einspeisung wird im späteren Verlauf an dem Netzknotenpunkt des Stahlwerks angeschlossen und auf seine Netzzrückwirkung betrachtet. Durch die Neuordnung der Prozesse im Vergleich zu Variante 1 ergeben sich für die Variante 2 die in Tabelle 5.9 aufgeführten veränderten unterbrechungsfreien Betriebszeiten. Somit ist in Variante 2 mit der angewandten Schaltlogik des Walzwerkes kein durchgängiger Betrieb mehr möglich.

Tabelle 5.9: Anzahl unterbrechungsfreier Zeitabschnitte in Variante 2

	Walzwerk	Stahlwerk	Reduktionsanlage	Abregelung
15 Minuten	588	613	588	1.055
30 Minuten	248	266	248	417
45 Minuten	153	163	153	247
60 Minuten	6.098	5.804	6.098	3.582

Zudem zeigt sich, dass die Produktionsmengen aus den einzelnen Prozessen wie in Tabelle 5.10 auf die Quartale im Szenarienjahr verteilt sind. Dabei wird ersichtlich, dass die Variante 2 eine noch stärkere saisonale Abhängigkeit der Produktionsmenge hat, als dies in Variante 1 der Fall war.

Tabelle 5.10: Produktionsmenge pro Monat in Variante 2

	Walzwerk in kt	Stahlwerk in kt	Reduktionsanlage in kt	Einspeisung in GWh
Januar	94,9	103,7	74,2	17,2
Februar	90,3	96,5	60,7	16,4
März	95,1	101,5	71,4	17,9
April	80,9	83,6	50,9	22,8
Mai	84,0	86,7	50,4	22,0
Juni	72,5	76,3	45,4	24,6
Juli	77,7	81,2	44,7	21,1
August	74,7	77,2	42,9	20,2
September	86,9	93,3	61,3	17,2
Oktober	93,4	99,9	65,9	18,8
November	85,8	91,0	58,1	20,5
Dezember	104,2	113,8	75,9	10,7

5.3.4 Auswertung Netzsimulation für Variante 2

Die Netzsimulation wird mit der Abregelleistung des Windparks am Generator von Niedersachsen/Bremen und keiner Last für das Stahlwerk gerechnet.

Wie in Tabelle 5.11 zu sehen wirkt sich die Einspeisung der Abregelleistung nicht sehr stark auf das bestehende Netz aus. Die Niedersachsen - Nordrhein-Westfalen Leitung muss im Extremfall 118 MW mehr übertragen. Dies ist weniger als ein Prozent der Übertragungsleistung und sollte sich nicht maßgeblich auf den Betrieb auswirken. Es ist zusätzlich zu sehen, dass weniger Leistung von Schleswig-Holstein importiert werden muss.

Tabelle 5.11: Veränderung der Leitungsauslastung in Prozent und MW für Variante 2

Leitung		max.Veränd.	max.Veränd.	durchsch.Veränd.	durchsch.Veränd.	Überlast in h
		in %	in MW	in %	in MW	
Verbindung Bremen - Sachsen-Anhalt	Niedersachsen/	-1,12	-21,48	-0,13	-2,47	0,0
Verbindung Niedersachsen/Bremen - Westfalen	Niedersachsen/ Nordrhein-	0,91	117,62	0,12	15,40	0,0
Verbindung Bremen - Schleswig-Holstein/ Hamburg	Niedersachsen/	-0,72	-61,27	-0,09	-7,42	0,0
Verbindung Niedersachsen/Bremen	Niederlande -	0,50	5,83	0,05	0,53	0,0

5.4 Kennzahlen für die Varianten 1 und 2

Die wichtigsten Kennzahlen für die Variante 1 (Inselbetrieb) und Variante 2 (Inselbetrieb mit kleiner Netzeinspeisung) sind in der Tabelle 5.12 zusammengefasst.

Tabelle 5.12: Kennzahlen für die Varianten 1 und 2

Windpark	Variante 1	Variante 2
Anzahl WEA	68	71
P_{inst} in MW	816	852
P_{netto} in MW	663	693
Stromprod. in GWh/a	3.650	3.811
(Abregel.) / Einspeis. in GWh/a	(103)	(40) / 263
Elektrolyseur und Batterie		
$P_{\text{EL,Nenn}}$ in MW	450	455
$P_{\text{EL,max}}$ in MW	549	555
$\dot{V}_{\text{H}_2,\text{Nenn}}$ in Nm ³ /h	94.500	95.645
V_{SP} in m ³ bei 20 bar(ü)	900	900
P_{Batt} in MW	150	150
H₂-RA (inkl. Elektrolyseur)		
$P_{\text{RA,Nenn}}$ in MW	493	501
$P_{\text{RA,min}}$ in MW	99	100
Betriebszeit in h/a	6.560	6.235
Strombedarf in GWh/a	2.478	2.479
Stahlwerk		
$P_{\text{ELO,Nenn}}$ in MW	99	99
$P_{\text{ELO,max}}$ in MW	148	149
$P_{\text{STW,Nenn}}$ in MW	107	108
$P_{\text{STW,min}}$ in MW	64	65
Betriebszeit in h/a	6.010	5.960
Strombedarf in GWh/a	638	639
Warmwalzwerk		
$P_{\text{WW,Nenn}}$ in MW	54	69
$P_{\text{WW,min}}$ in MW	44	41
Betriebszeit in h/a	7.895	6.235
Strombedarf in GWh/a	431	430
spez. CO₂-Emissionen		
Emissionen in kgCO ₂ /tWSt	42,9	58,9

Kapitel 6

Erzeugung von DRI in Küstennähe (Variante 3)

In der Variante 3 wird ein Offshore-Windpark in direkter Kombination mit einer wasserstoffbasierten Direktreduktionsanlage in Küstennähe betrieben. Das erzeugte DRI wird vom Küstenstandort zu einem bestehenden Stahlwerksstandort, z.B. im Ruhrgebiet, transportiert. Diese Variante bietet den Vorteil, dass ein bestehender Stahlwerksstandort inkl. der vorhandenen Infrastruktur weiterverwendet werden kann.

Für den Betrieb des Elektrolichtbogenofens sowie des Walzwerks werden zwei Szenarien betrachtet. In der Variante 3.1 wird Graustrom aus dem Stromnetz bezogen. Die Wiedererwärmung der Brammen/Knüppel erfolgt in diesem Szenario noch über Erdgas, da dies bei Bestandsanlagen der Regelfall ist. Eine Nutzung von 100 % erneuerbaren Energien inkl. Stromspeicher wird in der Variante 3.2 betrachtet.

6.1 Variante 3.1

Abbildung 6.1 zeigt ein mögliches Prozessschema für die Variante 3.1. Der Energiebedarf für die wasserstoffbasierte Direktreduktion wird durch einen Windpark gedeckt. Die Versorgung des Stahlwerks und Walzwerks, die sich nicht in Küstennähe befinden, erfolgt über Erdgas sowie Graustrom aus dem Übertragungsnetz, der als permanent verfügbar vorausgesetzt wird. Die Lastsprünge des Elektrolichtbogenofens werden somit nicht über eine Kombination aus Elektrolyse und Batterie ausgeglichen, sondern können über die Nutzung von Regelenergie aus dem Übertragungsnetz kompensiert werden. Dies führt zu einer Reduktion der Investitionskosten, da die maximale Leistung der Elektrolyse verringert und auf die Batterie verzichtet werden kann. Dem gegenüber stehen die Kosten für die Netznutzung, die in Kapitel 9 den Stromkosten für Graustrom zugeschlagen werden.

Durch die Stahlherstellung an einem bestehenden Stahlwerksstandort können die Energiebedarfe für das Stahlwerk und Walzwerk aus Tabelle 2.3 und Tabelle 2.5 übernommen werden. Es wird von einer jährlichen Betriebszeit von 8.000 h/a ausgegangen, wie es aktuell typisch für ein Stahlwerk ist. Die mögliche Flexibilität, wie in den Varianten 1 und 2 aufgezeigt, wird bei diesem Szenario somit nicht komplett ausgenutzt. Es wird stattdessen auf eine sehr hohe Verfügbarkeit geachtet, was unter den aktuellen Randbedingungen ein wichtiger Performance-Indikator ist. In der weiteren Auswertung wird also kein Arbeitsbereich des Stahlwerks ($P_{STW,min}$) bzw. des Walzwerks ($P_{WW,min}$) angegeben, sondern die beiden Werksteile werden überwiegend mit der Nennleistung betrieben.

Aus den spezifischen Energiebedarfen und den erforderlichen Produktionsmengen ergeben

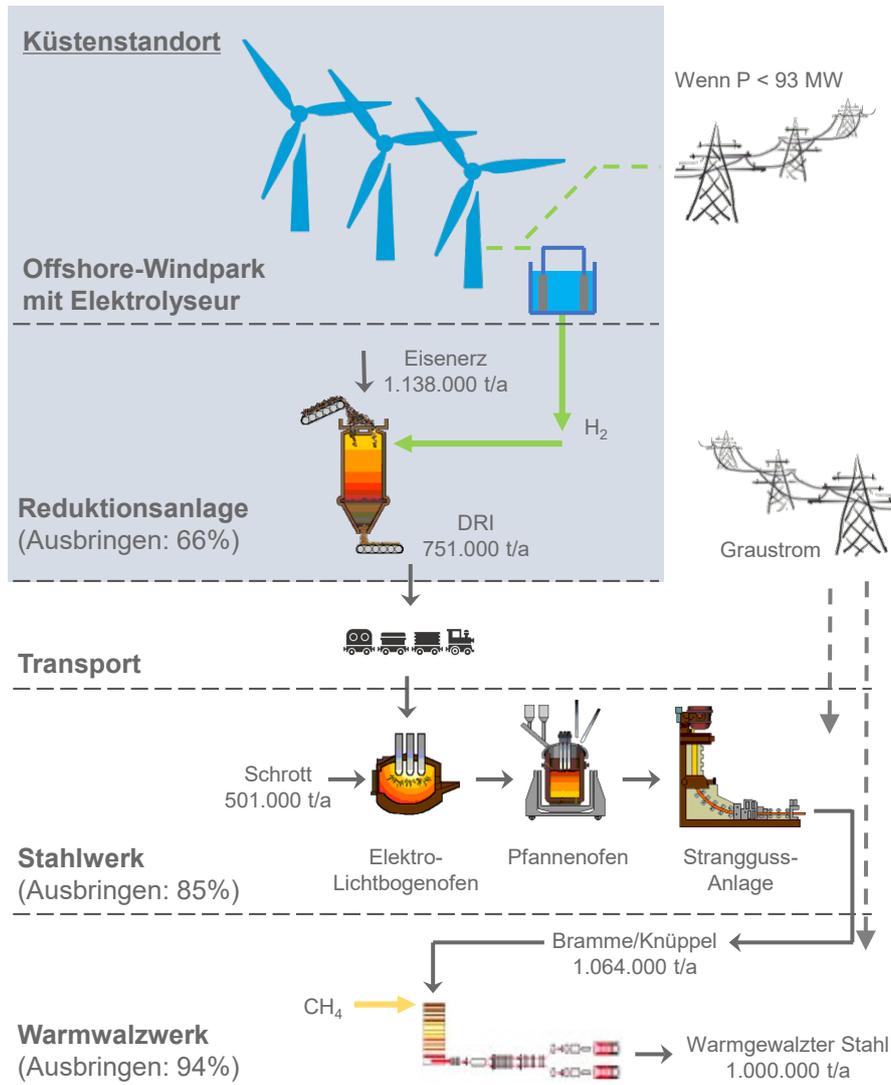


Abbildung 6.1: Prozessschema für Variante 3.1 mit einem Windpark/Reduktionsanlage in Küstennähe und Transport des DRI zu einem Stahlwerk/Walzwerk und dortiger Nutzung von Graustrom und Erdgas

sich für die mittleren elektrischen Leistungen

$$P_{\text{STW,Nenn}} = \frac{1.064.000 \text{ t}_{\text{St}}/\text{a} \cdot 500 \text{ kWh}/\text{t}_{\text{St}}}{8000 \text{ h/a}} \approx 67 \text{ MW}$$

$$P_{\text{WW,Nenn}} = \frac{1.000.000 \text{ t}_{\text{WSt}}/\text{a} \cdot 130 \text{ kWh}/\text{t}_{\text{WSt}}}{8000 \text{ h/a}} \approx 16 \text{ MW}$$

Analog zum Vorgehen auf Seite 51 kann aus P_{STW} die Nennleistung sowie die maximale Leistung des Elektrolichtbogenofens bestimmt werden:

$$P_{\text{ELO,Nenn}} = 67 \text{ MW} \cdot \frac{450 \text{ kWh}/\text{t}_{\text{St}}}{500 \text{ kWh}/\text{t}_{\text{St}}} \approx 60 \text{ MW}$$

$$P_{\text{ELO,max}} = 60 \text{ MW} \cdot 1,5 = 90 \text{ MW}$$

Die Direktreduktionsanlage steht in Küstennähe und ist somit direkt an den Offshore-Windpark angeschlossen. Es wird jedoch eine „kleine“ Netzeinspeisung vorgesehen, da die Reduktionsanlage nur bis zu einer Mindestleistung von 20 % betrieben werden kann.

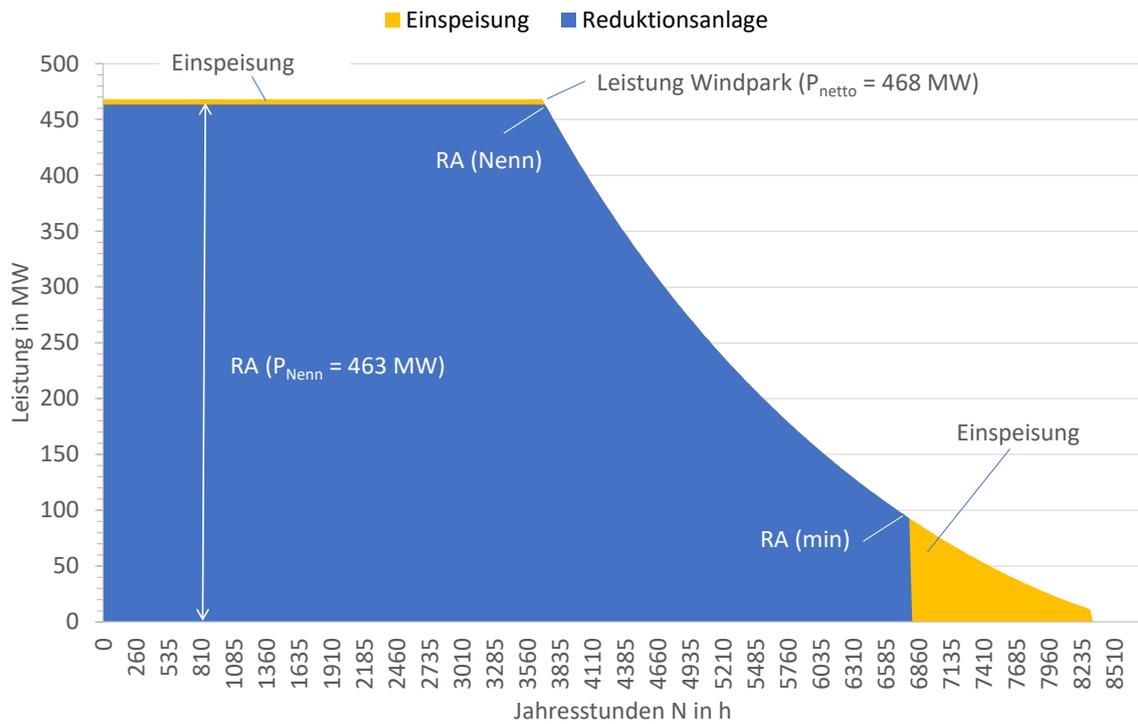


Abbildung 6.2: Jahresdauerlinien für den Windpark und die Wasserstoff basierte Direktreduktionsanlage inkl. Einspeisung. Die Flächen entsprechen den Energiemengen pro Jahr.

Durch die Netzanbindung muss der überschüssige Strom nicht abgeregelt werden, sondern kann in Zeiten von geringer Erzeugung dem Übertragungsnetz zur Verfügung gestellt werden, was einen netzdienlichen Effekt darstellt.

In Abbildung 6.2 sind die Ergebnisse für die Jahresdauerlinien des Windparks und der Reduktionsanlage dargestellt. Es ergibt sich eine Windparkgröße von 48 WEA bzw. eine installierte Leistung von $P_{\text{inst}} = 576 \text{ MW}$. Die Nettoleistung des Windparks für den Betrieb der Direktreduktion liegt bei $P_{\text{netto}} = 468 \text{ MW}$ und die Jahresstromproduktion bei 2.576 GWh/a .

Die Reduktionsanlage weist einen Leistungsbedarf von insgesamt $P_{\text{RA,Nenn}} = 463 \text{ MW}$ auf, wobei der Elektrolyseur eine Nennleistung von $P_{\text{EL,Nenn}} = 421 \text{ MW}$ hat. Der Energiebedarf der Reduktionsanlage liegt bei 2.479 GWh/a . Leider passen für den vorliegenden Fall der Bedarf für die Produktion von $751 \text{ kt}_{\text{DRI/a}}$ und die Nettoleistung des Windparks nur schlecht zusammen, so dass auch bei hoher Stromproduktion eine Einspeisung erfolgt. In der Realität würde man dann vermutlich mehr DRI erzeugen und auf eine Einspeisung verzichten. Zur Vergleichbarkeit soll aber an der geforderten Produktion von $751 \text{ kt}_{\text{DRI/a}}$ festgehalten werden. Aufgrund der Mindestleistung der Reduktionsanlage sowie der etwas zu hohen Nettoleistung des Windparks erfolgt eine Einspeisung ins Übertragungsnetz von 97 GWh/a . Tabelle 6.1 gibt eine Übersicht über die Leistungen, Betriebszeiten und Energiemengen des Windparks sowie der Direktreduktionsanlage.

Das Stahlwerk und das Walzwerk werden konventionell mit Graustrom und Erdgas betrieben, so dass die Verbrauchswerte und CO_2 -Emissionen vom Referenzfall¹ übernommen werden können, vgl. Tabelle 2.6. Die CO_2 -Emissionen reduzieren sich damit auf $435 \text{ t}_{\text{CO}_2/\text{a}}$ bzw. $435 \text{ kg}_{\text{CO}_2/\text{t}_{\text{Wst}}}$. Im Vergleich zum Referenzfall mit jährlichen CO_2 -Emissionen in Höhe von 824.000 t stellt dies eine Reduktion von $47,2 \%$ dar.

¹Das in der Variante 3.1 eingesetzte DRI hatte aufgrund der Reduktion mittels Wasserstoff keinen Kohlenstoff, was sich vermutlich durch einen leicht erhöhten spez. Strombedarf am Elektrolichtbogenofen bemerkbar machen würde. Im Rahmen dieser Studie wird dieser Effekt aber nicht weiter berücksichtigt.

Tabelle 6.1: Übersicht über Nennleistungen, Minimal-Leistungen, Betriebszeiten und Energiemengen für die Variante 3.1

	P_{Nenn} in MW	P_{min} in MW	Betriebszeit in h/a	Energiemenge in GWh/a
Windpark	472	15	8.310	2.576
Reduktionsanlage	463	93	6.785	2.479
Einspeisung				97

Alle wichtigen Kenngrößen der Variante 3.1 sind in Tabelle 6.8 zusammengefasst.

6.1.1 Erzeugung der Lastzeitreihen der Stahlwerksprozesse der Variante 3.1

Durch das Vorhandensein von zwei Standorten in der Variante 3.1 wird die Netzbetrachtung bedeutender. Dabei muss für die Netzberechnung für beide Standorte eine Lastzeitreihe der Prozesse erzeugt werden. Für die Erzeugung der Leistungszeitreihen der Reduktionsanlage und der Netzeinspeisung wird eine Zuordnung entsprechend der Erzeugungsleistung basierend auf Abbildung 6.2 durchgeführt. Der zweite Standort wird indes durch Graustrom aus dem öffentlichen Netz versorgt. Aufgrund dessen müssen die Prozesse dort nicht dem Windeinspeiseprofil folgen. Zur Nachbildung der Prozesse werden basierend auf ihren geplanten Produktionsmengen Zeitreihen generiert. Für das Walzwerk wird ein durchgängiger Betrieb und für das Stahlwerk eine 45:15 Minuten Taktung angenommen. Dies ist nötig, da, anders als in Abbildung 5.4 dargestellt, für die Simulation der Netzauslastung eine 15 Minuten Auflösung notwendig ist. Die bezogene Leistung wurde den entsprechend normiert, so dass bei einem spezifischen Energiebedarf von 500 kWh/t die geplanten Produktionsmengen erreicht werden können.

So sind in Abbildung 6.3 die entsprechenden Zeitreihen je Standort zu sehen. Zudem ist die Taktung des Stahlwerks gut zu erkennen. Diese Zeitreihen werden in der Netzberechnung den entsprechenden Netzknoten zugeordnet. Diese Auslegung führt nun dazu, dass sich die entsprechenden unterbrechungsfreien Zeiten wie in Tabelle ?? ergeben. Durch die Versorgung durch Graustrom ergibt sich für das Walzwerk ein durchgängiger Betrieb von 8.760 Stunden sowie durch die 45:15 Taktung des Stahlwerks 8.760 durchgängige 45 Minuten Zeitfenster.

Tabelle 6.2: Anzahl unterbrechungsfreier Zeitabschnitte in Variante 3.1

	Walzwerk	Stahlwerk	Reduktionsanlage	Abregelung
15 Minuten	0	0	519	944
30 Minuten	0	0	221	360
45 Minuten	0	8.760	136	203
60 Minuten	8.760	0	6.737	2.780

Zudem zeigt sich, dass sich die Produktionsmengen aus den einzelnen Prozessen wie in Tabelle 6.3 auf die Monate im Szenarijahren verteilen. Dabei ist die Produktion des Stahlwerks und des Walzwerks aufgrund der Speisung durch Graustrom konstant in den einzelnen Monaten.

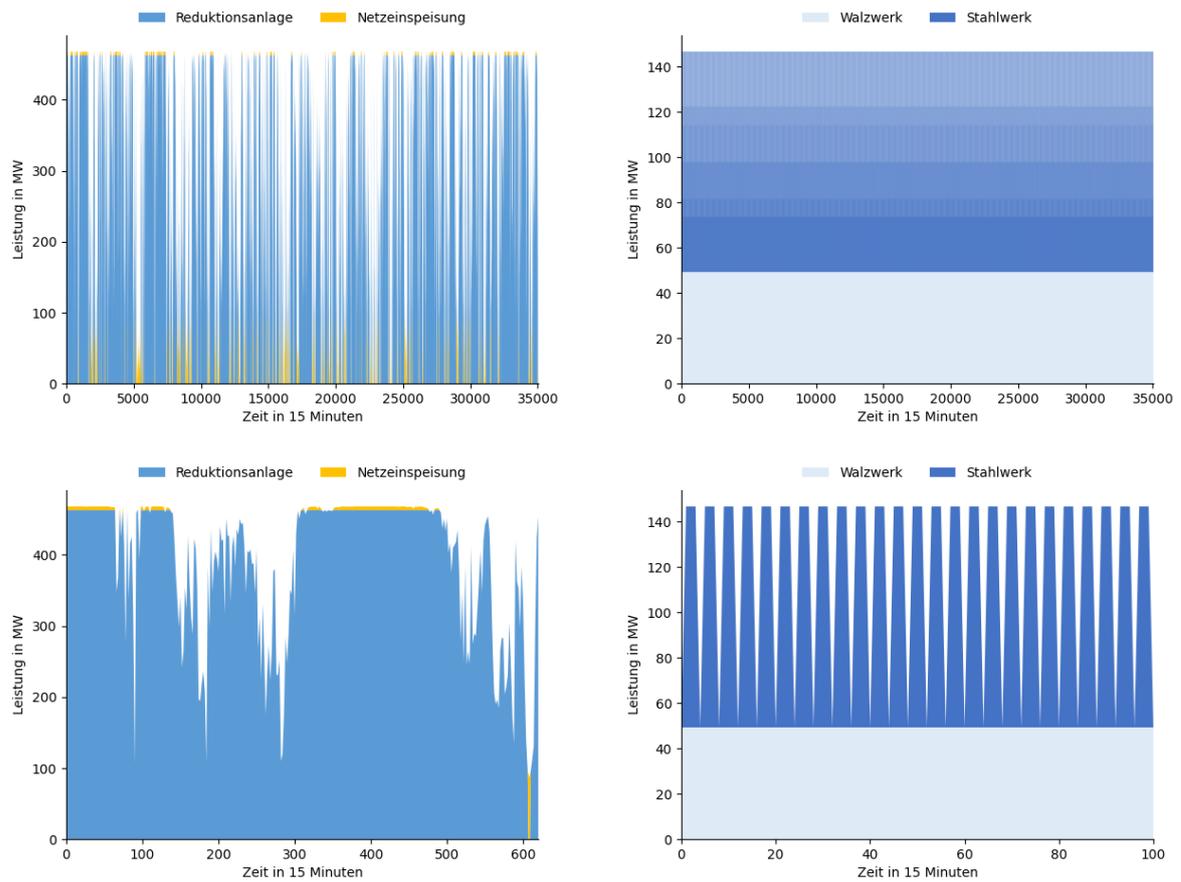


Abbildung 6.3: Oben der Jahreslastverlauf sowie unten der Lastverlauf zu Beginn des Szenarienjahres der Variante 3.1 für beide Werksstandorte

Tabelle 6.3: Produktionsmenge pro Monat in Variante 3.1

	Walzwerk	Stahlwerk	Reduktionsanlage	Einspeisung
	in kt	in kt	in kt	in GWh
Januar	24,8	89,3	72,9	6,4
Februar	24,8	89,3	62,4	5,9
März	24,8	89,3	70,8	6,5
April	24,8	89,3	54,2	7,7
Mai	24,8	89,3	54,6	6,8
Juni	24,8	89,3	48,6	9,7
Juli	24,8	89,3	49,3	6,9
August	24,8	89,3	47,2	6,5
September	24,8	89,3	62,2	6,4
Oktober	24,8	89,3	67,1	5,8
November	24,8	89,3	60,2	6,7
Dezember	24,8	89,3	75,6	3,6

6.1.2 Auswertung Netzsimulation für Variante 3.1

Die Netzsimulation wurde mit der Abregelleistung des Windparks am Generator von Niedersachsen/Bremen und den Lastzeitreihen von Stahl- und Walzwerk am Nordrhein-Westfälischen Knoten gerechnet.

Wie in Tabelle 6.4 zu sehen wirkt sich diese Variante nicht sehr stark auf das Netz aus. Die Niedersachsen - Nordrhein-Westfalen Leitung muss im Extremfall 96 MW mehr übertragen. Dies ist weniger als ein Prozent der Übertragungsleistung und sollte sich nicht masgeblich auf den Betrieb auswirken.

Tabelle 6.4: Veränderung der Leitungsauslastung in Prozent und MW für Variante 3.1

Leitung		max.Veränd. in %	max.Veränd. in MW	durchsch.Veränd. in %	durchsch.Veränd. in MW	Überlast in h
Verbindung Niedersachsen/Bremen	- Nordrhein-Westfalen	0,63	81,70	0,21	26,59	0,0
Verbindung Niedersachsen/Bremen	- Sachsen-Anhalt	-0,47	-9,01	0,19	3,61	0,0
Verbindung Niedersachsen/Bremen	- Niederlande	0,35	4,05	0,09	1,01	0,0
Verbindung Niedersachsen/Bremen	- Schleswig-Holstein/Hamburg	-0,29	-25,05	0,16	14,08	0,0

6.2 Variante 3.2

Für die Variante 3.2 wird das DRI weiterhin in einer Reduktionsanlage in Küstennähe produziert und zu einem Stahlwerk im Landesinneren, z.B. im Ruhrgebiet, transportiert. Zusätzlich zur Variante 3.1 sollen das Stahlwerk und das Walzwerk auch mit Grünstrom versorgt werden, so dass die CO₂-Emissionen weiter gesenkt werden können. Hierfür ist ein deutlich größerer Windpark (mit Wasserstoffspeicher) sowie eine Umstellung der Erwärmung der Brammen/Knüppel auf Induktion erforderlich. Für den Transport des Grünstroms von der Küste zum Stahlwerksstandort wird eine Leitungslänge von 300 km angenommen. Die zugehörigen Leitungsverluste werden mit 1 % auf 100 km angenommen, so dass im Rahmen dieser Studie Übertragungsverluste von 3 % angesetzt werden.

Abbildung 6.4 zeigt ein mögliches Prozessschema für die Variante 3.2.

6.2.1 Anpassung des Leistungsbedarfs

Für das Stahlwerk und das Walzwerk wird von einer Betriebszeit von 8.000 h/a ausgegangen, wie es aktuell typische Werte sind. Mit den spezifischen Energiebedarfen nach Tabelle 5.3 ergeben sich die Nennleistungen für die beiden Anlagenteile. Für das Stahlwerk ist jetzt zu beachten, dass keine chemische Energie mehr eingesetzt wird, so dass hier der spez. Energiedarf von 600 kWh/t_{St} verwendet wird.

$$P_{STW,Nenn} = \frac{1.064.000 \text{ t}_{St}/a \cdot 600 \text{ kWh}/\text{t}_{St}}{8000 \text{ h/a}} \approx 80 \text{ MW}$$

$$P_{WW,Nenn} = \frac{1.000.000 \text{ t}_{WSt}/a \cdot 430 \text{ kWh}/\text{t}_{WSt}}{8000 \text{ h/a}} \approx 54 \text{ MW}$$

Analog zum Vorgehen auf Seite 51 kann aus P_{STW} die Nennleistung sowie die maximale

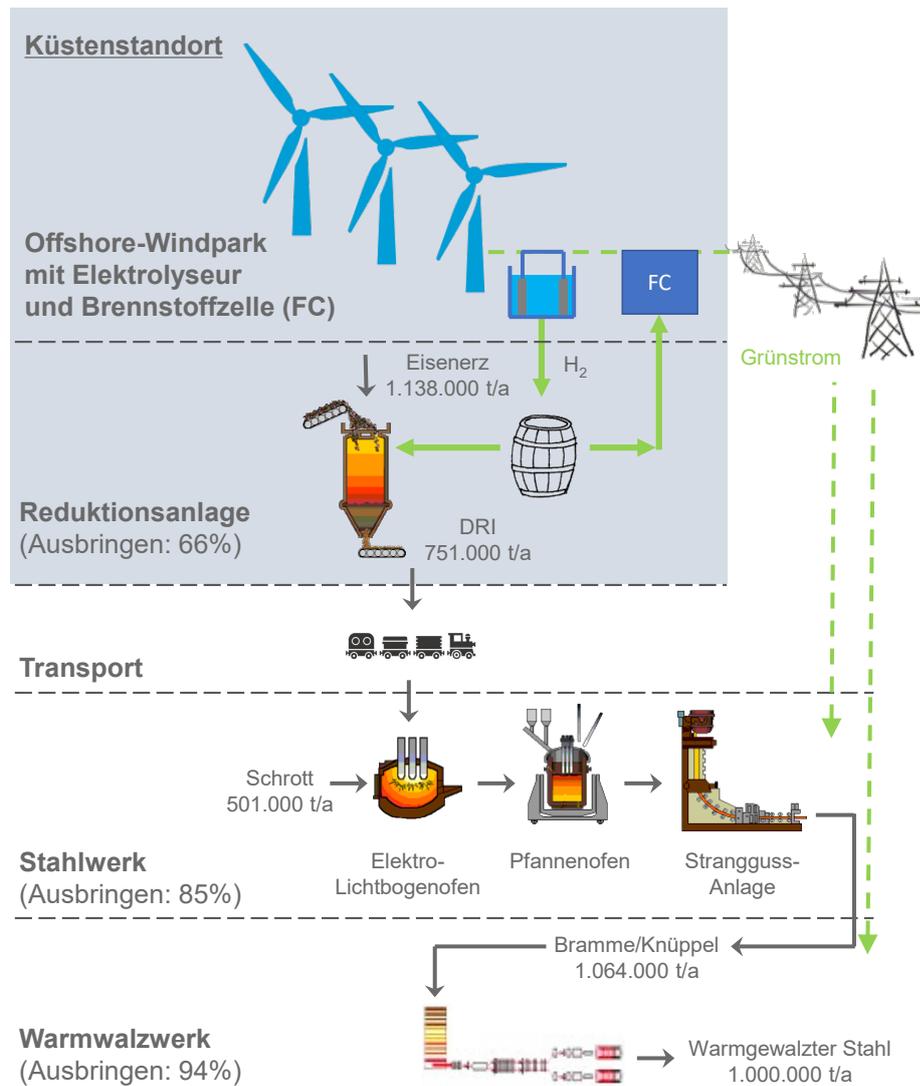


Abbildung 6.4: Prozessschema für Variante 3.2 mit einem Windpark/Reduktionsanlage in Küstennähe und Transport des DRI zu einem Stahlwerk/Walzwerk, das mittels Wasserstoffspeicher und Brennstoffzelle (FC) bilanziell mit Grünstrom versorgt wird.

Leistung des Elektrolichtbogenofens bestimmt werden:

$$P_{\text{ELO,Nenn}} = 80 \text{ MW} \cdot \frac{550 \text{ kWh/t}_{\text{St}}}{600 \text{ kWh/t}_{\text{St}}} = 73 \text{ MW}$$

$$P_{\text{ELO,max}} = 73 \text{ MW} \cdot 1,5 = 110 \text{ MW}$$

Mit diesen Werten lassen sich die Energiebedarfe des Stahlwerks und des Walzwerks als rechteckige Jahresdauerlinien mit einer Betriebszeit von 8.000 h/a darstellen. Zusätzlich sind die Netzverluste dargestellt. Abbildung 6.5 zeigt bereits die Ergebnisse der nachfolgenden Dimensionierung der Reduktionsanlage und des Windparks inkl. Wasserstoffspeicher.

Für die Direktreduktionsanlage ergibt sich aus der Analyse eine Leistung von $P_{\text{RA,Nenn}} = 500 \text{ MW}$. Die zugehörige Elektrolyseur-Leistung $P_{\text{EL,RA}}$, die sich nur dem Betrieb der Direktreduktionsanlage und nicht dem Speicher zuordnen lässt, beläuft sich auf:

$$P_{\text{EL,RA}} = 500 \text{ MW} \cdot \frac{3 \text{ MWh/t}_{\text{DRI}}}{3,3 \text{ MWh/t}_{\text{DRI}}} = 455 \text{ MW}$$

Der Leistungsbedarf $P_{RA,Nenn}$ ist 37 MW höher als in Variante 3.1, sodass eine Umstellung von Graustrom auf eine bilanzielle Versorgung mit Windstrom (inkl. Speicher) nicht direkt möglich ist. Im Idealfall sollte bereits eine Überdimensionierung für die Variante 3.1 eingeplant werden, falls eine stufenweise Umstellung des Stahlherstellungsprozess geplant wird. Alternativ müsste eine geringe Reduzierung der jährlichen DRI-Produktion akzeptiert werden.

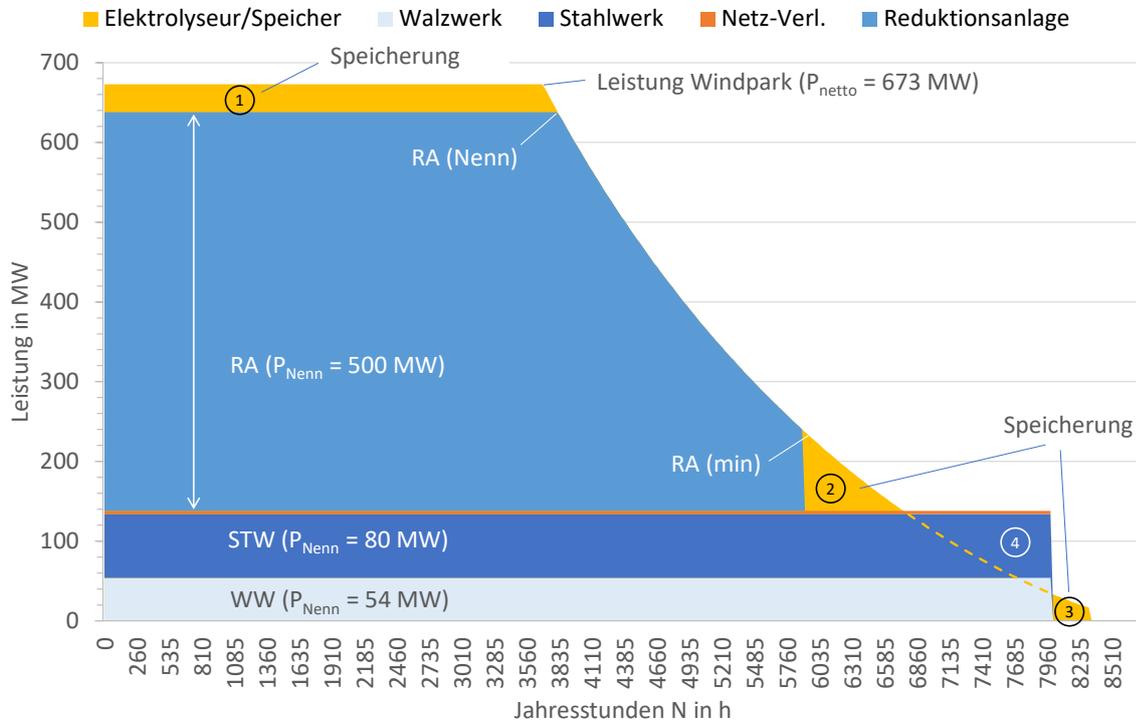


Abbildung 6.5: Jahresdauerlinien für den Windpark, Direktreduktion, Stahlwerk und Walzwerk für die Variante 3.2. Die Flächen entsprechen den Energiemengen pro Jahr. Zeiten, in denen die Leistungsaufnahme des Stahlwerks/Walzwerks höher als die Produktion des Windparks ist (Fläche ④), werden über einen Wasserstoffspeicher gedeckt.

Bei der Verwendung von DRI auf Wasserstoffbasis und bilanzieller Versorgung des Stahlwerks und des Walzwerks mit Grünstrom aus dem Windpark können die CO_2 -Emissionen deutlich gesenkt werden. Es verbleiben, wie im Szenario 1 und 2, nur die direkten Emissionen aus dem Elektrodenabbrand und dem Einsatz von Schäumkohle. Diese belaufen sich auf einen spez. Wert von $42,9 \text{ kgCO}_2/\text{t}_{\text{WSt}}$, vgl. Tabelle 5.2.

6.2.2 Dimensionierung des Windparks

Das Stahlwerk und Walzwerk sind aufgrund ihrer entfernten Lage von der Küste weiterhin an das Übertragungsnetz angeschlossen, werden in der Variante 3.2 aber bilanziell über den Windpark/Speicher versorgt. Unter der bilanziellen Versorgung soll hier verstanden werden, dass der Strombedarf des Stahlwerks/Walzwerks (inkl. Netzverlusten) in jeder Viertelstunde zur Stromproduktion des Windparks/Speichers passt. Ein sekundengenaues Abgleich der Leistung, wie es für den Inselbetrieb (Varianten 1 und 2) mittels Elektrolyseur und Batterie realisiert wird, ist für die Variante 3.2 nicht vorgesehen. Die erforderliche Regelleistung wird aus dem Übertragungsnetz bezogen und die Vergütung erfolgt über die Netzentgelte.

In Abbildung 6.5 ist zu erkennen, dass es Zeiten gibt, in denen der Leistungsbedarf des Stahlwerks/Walzwerks höher als die Stromproduktion des Windparks ist, Fläche ④ ober-

halb der gestrichelten Linie. Hierfür wird ein Wasserstoffspeicher vorgesehen, so dass über eine Brennstoffzelle² eine Rückverstromung des grünen Wasserstoffs stattfinden kann. Für den Wirkungsgrad des Elektrolyseurs wird ein Wert von $\eta_{\text{EL}} = 63\%$ angenommen und für die Brennstoffzelle ein optimistischer Wirkungsgrad von $\eta_{\text{FC}} = 70\%$, so dass sich für den Speicherungsprozess³ ein Gesamtwirkungsgrad von $\eta_{\text{Sp}} = 44\%$ ergibt. Die Größe des Windparks muss so gewählt werden, dass die überschüssige Energiemenge $W_{\text{Sp,ein}}$, die in den Speicher eingebracht wird (Flächen ①, ② und ③) den zusätzlichen Bedarf des Stahlwerks/Walzwerks $W_{\text{Sp,aus}}$ deckt (Fläche ④) oberhalb der gestrichelten Linie). Hierfür muss der Speicherwirkungsgrad berücksichtigt werden:

$$W_{\text{Sp,aus}} = \eta_{\text{Sp}} \cdot W_{\text{Sp,ein}} \quad (6.1)$$

Über ein iteratives Vorgehen folgt eine Energiemenge von $W_{\text{Sp,aus}} = 71 \text{ GWh/a}$ (Fläche ④), die über den Speicher für den Betrieb von Stahlwerk und Walzwerk zur Verfügung gestellt werden muss. Über die Gleichung (6.1) kann die erforderliche Arbeit für die Wasserstoffproduktion mit $W_{\text{Sp,ein}} = 161 \text{ GWh/a}$ bestimmt werden. Die Flächen ①, ② und ③ entsprechen einer Energiemenge von 208 GWh/a , so dass die Differenz⁴ von 47 GWh/a in das Stromnetz eingespeist werden kann.

Als Ergebnis folgt eine Windparkgröße mit 69 WEA, was einer installierten Leistung von $P_{\text{inst}} = 828 \text{ MW}$ entspricht. Die in Abbildung 5.11 dargestellte Nettoleistung beträgt $P_{\text{netto}} = 673 \text{ MW}$, was 35 MW größer als die Nennleistung der drei Anlagenteile (inkl. Netzverlusten in Höhe von 4 MW) ist.

6.2.3 Brennstoffzelle

Für die Auslegung des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle müssen zwei Bereiche unterschieden werden. Zu Zeiten, in denen die Stromproduktion des Windparks nicht ausreicht (Fläche ④), müssen das Stahlwerk und Walzwerk über den Wasserstoffspeicher und Brennstoffzelle versorgt werden. Als Auslegungsfall muss hier berücksichtigt werden, dass auch der Elektrolichtbogenofen in der Power-On-Zeit eine erhöhte Leistungsaufnahme aufweist, die über die Brennstoffzelle ausgeglichen werden muss. Die maximale Leistungsaufnahme⁵ des Stahlwerks beträgt:

$$\begin{aligned} P_{\text{STW,max}} &= P_{\text{STW,Nenn}} + (P_{\text{ELO,max}} - P_{\text{ELO,Nenn}}) = 80 \text{ MW} + (110 \text{ MW} - 73 \text{ MW}) \\ &= 117 \text{ MW} \end{aligned}$$

Um den Prozess möglichst sicher auszulegen, soll die Brennstoffzelle so groß dimensioniert werden, dass das Stahlwerk/Walzwerk kurzzeitig auch ohne Windeinspeisung betrieben werden können. Für die maximale Leistung der Brennstoffzelle $P_{\text{FC,max}}$ ergibt sich somit die Leistung als Summe der maximalen Leistung $P_{\text{STW,max}}$ des Stahlwerks, des Walzwerks P_{WW} und der Netzverluste P_{Netz} .

$$P_{\text{FC,max}} = P_{\text{STW,max}} + P_{\text{WW}} + P_{\text{Netz}} = 175 \text{ MW}$$

Für die Power-Off-Zeit sinkt die Leistungsaufnahme des Stahlwerks ab, so dass die Grundlast $P_{\text{STW,GL}}$ zu

$$P_{\text{STW,GL}} = P_{\text{STW,Nenn}} - P_{\text{ELO,Nenn}} = 80 \text{ MW} - 73 \text{ MW} = 7 \text{ MW}$$

²Index FC für Fuel Cell

³Der Energieaufwand zur Verdichtung des Wasserstoffs wird hier in erster Näherung vernachlässigt.

⁴Aufgrund der großen Leistung von 12 MW pro WEA und der Auslegung des Elektrolyseurs ist es nicht möglich, die Stromproduktion perfekt an den Energiebedarf der Stahlherstellung anzupassen, so dass ein geringer Stromüberschuss in das Netz eingespeist werden muss.

⁵Zur Veranschaulichung der unterschiedlichen Leistungen sei auf Abbildung 2.5 hingewiesen.

bestimmt werden kann. Damit ist die minimale Leistung der Brennstoffzelle:

$$P_{FC,\min} = P_{STW,GL} + P_{WW} + P_{Netz} = 65 \text{ MW}$$

Die Leistung der Brennstoffzelle schwankt im Betrieb zwischen diesen beiden Leistungsniveaus (65 MW bzw. 175 MW), um bilanziell die benötigte Energie zur Verfügung zu stellen.

Die erforderliche Anschlussleistung bzw. Kapazität für das Übertragungsnetz $P_{Anschl,\max}$ entspricht der maximalen Leistung der Brennstoffzelle $P_{FC,\max}$

$$P_{Anschl,\max} = P_{FC,\max} = 175 \text{ MW}$$

auszugehen ist.

6.2.4 Elektrolyseur

Der Elektrolyseur muss so dimensioniert werden, dass bei maximaler Stromproduktion des Windparks (Fläche ①) eine bilanzielle Versorgung des Stahlwerks/Walzwerks gewährleistet ist. Zur Veranschaulichung ist in Abbildung 6.6 der zeitliche Lastgang bei maximaler Stromproduktion des Windparks dargestellt.

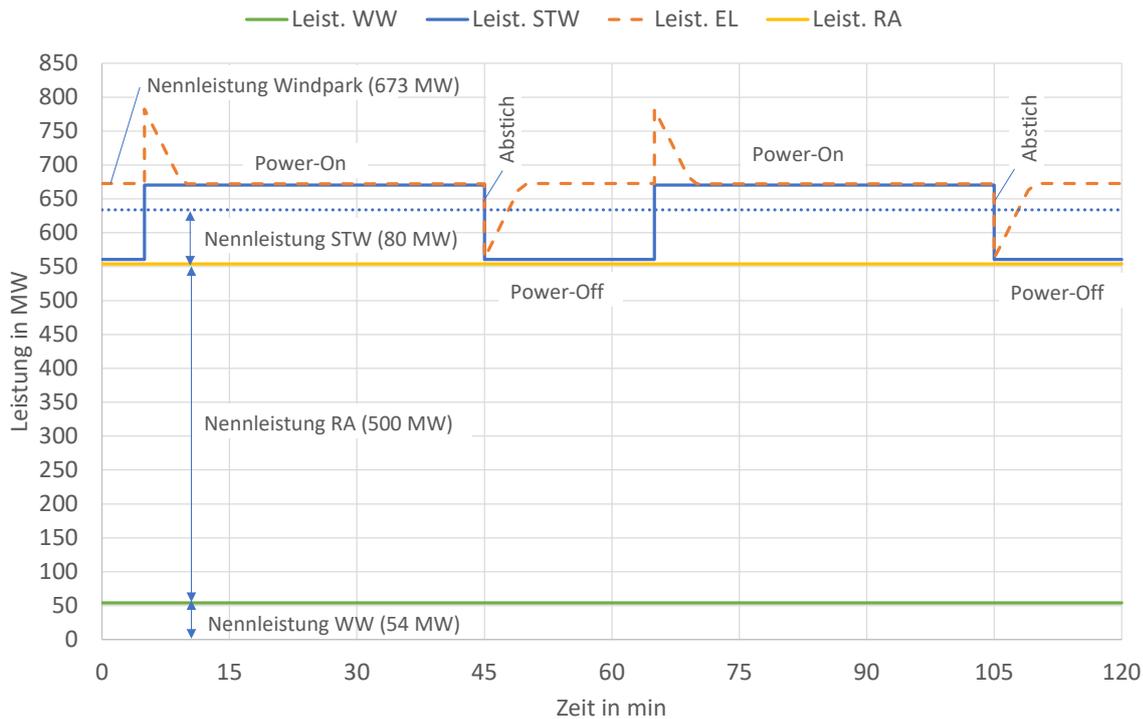


Abbildung 6.6: Idealisierter Lastgang in Zeiten maximaler Stromproduktion des Windparks, bei dem die schwankende Leistung des Elektrolichtbogenofens durch den Elektrolyseur ausgeglichen wird.

Alle drei Anlagenteile arbeiten in diesem Betriebspunkt mit der Nennleistung, so dass die Nettoleistung des Windparks mit $P_{\text{netto}} = 673 \text{ MW}$ um $\Delta P = 35 \text{ MW}$ größer als der Leistungsbedarf ist. Es ist aber nicht ausreichend, diese Differenz in den Leistungen von 35 MW über den Elektrolyseur mit entsprechender konstanter Leistung auszugleichen. Es muss vielmehr berücksichtigt werden, dass der Leistungsbedarf des Stahlwerks zwischen den Werten $P_{STW,\max}$ und $P_{STW,GL}$ schwankt. Diese Schwankungen müssen durch den

Elektrolyseur ausgeglichen werden, so dass hierfür mindestens die maximale Leistung des Elektrolichtbogenofens notwendig ist⁶.

$$P_{\text{EL,Sp}} \geq P_{\text{ELO,max}} = 110 \text{ MW}$$

Da der Elektrolyseur nur in der Power-Off-Zeit in Betrieb ist, kann die zugehörige Leistung über das Verhältnis von Power-Off zur Zykluszeit berechnet werden:

$$110 \text{ MW} \cdot \frac{20 \text{ min}}{60 \text{ min}} = 37 \text{ MW}$$

Dieser Wert passt schon recht gut zur nominell erforderlichen mittleren Leistung von 35 MW. Mit einer kleinen Korrektur kann ergibt sich für die Leistung des Elektrolyseurs, die in Abbildung 6.6 dargestellt ist.

$$P_{\text{EL,Sp}} = \begin{cases} -2 \text{ MW} & \text{während Power-On} \\ 108 \text{ MW} & \text{während Power-Off} \end{cases}$$

Der Wert von $P_{\text{EL,Sp}} = -2 \text{ MW}$ soll verdeutlichen, dass während der Power-On-Zeit der virtuelle Anteil, der der Direktreduktionsanlage zugeordnet ist, seine Leistung minimal um 2 MW absenken muss.

Des Weiteren ist in Abbildung 6.6 zu sehen, dass die Leistungsaufnahme durch die flexible Fahrweise des Elektrolyseurs nahezu konstant gehalten werden kann. Es sind lediglich Leistungsspitzen beim An- und Abschalten des Elektrolichtbogenofens zu erkennen. Dies liegt daran, dass in dieser Variante auf den Einsatz einer Batterie verzichtet und der Elektrolyseur wieder mit einer Leistungsänderung von 25 MW/min angenommen wird, vgl. Abbildung 5.4. Die auftretenden Leistungsschwankungen können über das Stromnetz ausgeglichen werden und bilanziell werden das Stahlwerk/Walzwerk in jeder Viertelstunde über den Windpark versorgt.

Die maximale Leistung des Elektrolyseurs $P_{\text{EL,max}}$ ergibt sich aus dem Anteil zum Betrieb der Direktreduktionsanlage ($P_{\text{EL,RA}}$) und dem Anteil zur Versorgung des Wasserstoffspeichers ($P_{\text{EL,Sp}}$):

$$P_{\text{EL,max}} = P_{\text{EL,RA}} + P_{\text{EL,Sp}} = 455 \text{ MW} + 108 \text{ MW} = 563 \text{ MW}$$

Die Nennleistung des Elektrolyseurs ergibt sich entsprechend mit den oben genannten 35 MW zu

$$P_{\text{EL,Nenn}} = P_{\text{EL,RA}} + \Delta P = 455 \text{ MW} + 35 \text{ MW} = 490 \text{ MW}$$

Dies entspricht einem mittlerem Wasserstoffvolumenstrom von $\dot{V}_{\text{H}_2} \approx 103.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$.

6.2.5 Wasserstoffspeicher

Die erforderliche Leistung von Stahlwerk und Walzwerk (inkl. Netzverlusten) liegt im Bereich von $P = 138 \text{ MW}$. Für eine Auslegung des Wasserstoffspeichers wird ein Lastgang der Messstation FINO1 für das Jahr 2019 betrachtet⁷. In Zeiten, in denen die Stromproduktion geringer als 138 MW ist, muss Energie aus dem Wasserstoffspeicher über die Brennstoffzelle zur Verfügung gestellt werden, wobei der Wirkungsgrad $\eta_{\text{FC}} = 70\%$ zu berücksichtigen ist. Des Weiteren werden 760 Stunden mit geringer Stromproduktion rausgerechnet, da das Stahlwerk/Walzwerk nur für 8.000 h/a versorgt werden müssen. In Zeiten hoher Stromproduktion kann der Wasserstoffspeicher wieder aufgefüllt werden, wobei der Wirkungsgrad von η_{EL} des Elektrolyseurs einfließt. Der zugehörige zeitliche Verlauf des Energieinhalts des Wasserstoffspeichers ist in Abbildung 6.7 dargestellt.

⁶Es wird hier als Formelzeichen $P_{\text{EL,Sp}}$ verwendet, um deutlich zu machen, dass es sich um den Anteil des Elektrolyseurs handelt, der virtuell dem Speicher zugeordnet wird.

⁷Die Daten wurden von der Initiative FINO (Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee) zur Verfügung gestellt, die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) auf Grundlage eines Beschlusses des Deutschen Bundestages, vom Projektträger Jülich (PTJ) organisiert und vom BSH koordiniert wurde.

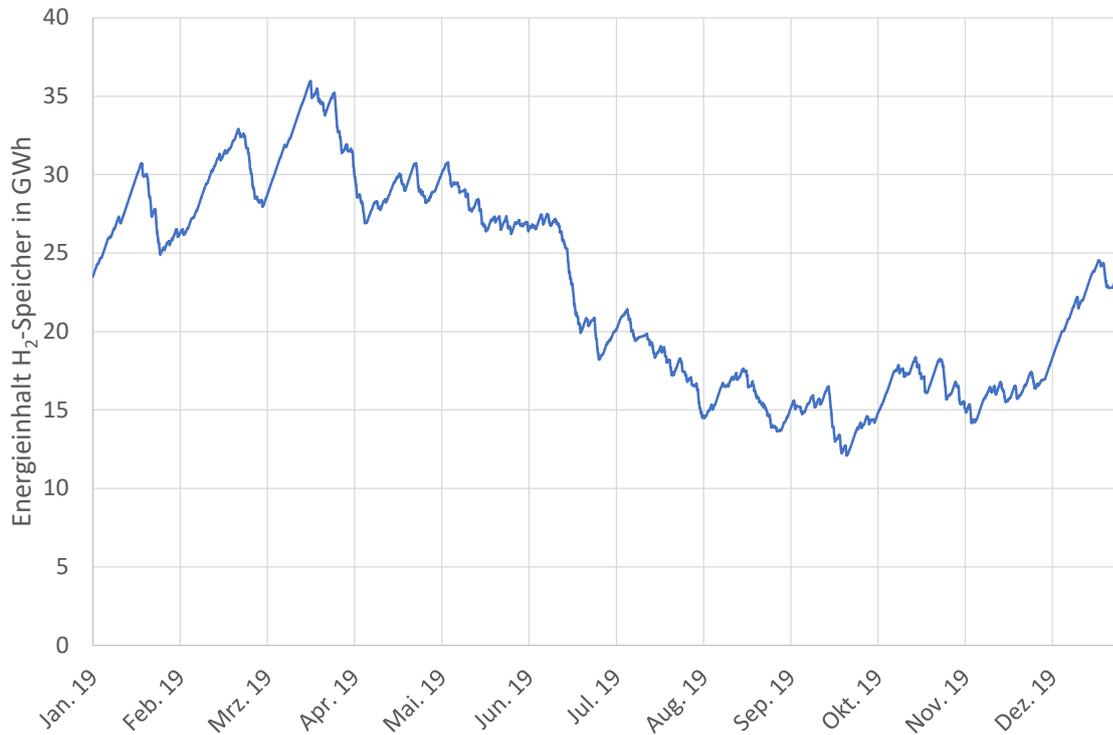


Abbildung 6.7: Energieinhalt des Wasserstoffspeicher, um den Energiebedarf des Stahlwerks/Walzwerks über die Brennstoffzelle zu decken

Der Wasserstoffspeicher soll beispielhaft zwischen $p_{\min} = 100$ bar und $p_{\max} = 300$ bar arbeiten, so dass der Speicher nicht komplett entleert werden kann, sondern ein Teil als sog. Kissengas im Speicher verbleibt. Es ist zu erkennen, dass der Energieinhalt zwischen rund 12 GWh und 36 GWh schwankt, so dass als Auslegungsgröße eine Energiemenge von 24 GWh abgeschätzt werden kann. Dies entspricht einem Wasserstoffvolumen von $V_{\text{H}_2} = 8 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3$ bzw. einer Wasserstoffmasse von $m_{\text{H}_2} = 720 \text{ t}_{\text{H}_2}$. Daraus ergibt sich vereinfacht⁸ ein Speichervolumen von $V_{\text{Sp}} = 43.100 \text{ m}^3$.

6.2.6 Erzeugung der Lastzeitreihen der Stahlwerksprozesse der Variante 3.2

Für die Erzeugung der Lastzeitreihen der Variante 3.2 müssen aufgrund der Übertragung von Grünstrom Netzverluste mitberücksichtigt werden. Diese werden innerhalb der Netzberechnung zwar durch die Widerstandswerte der Leitungen berücksichtigt, müssen jedoch auch schon bei der Erzeugung der Zeitreihen mitbetrachtet werden. Dies ist erforderlich, da sich durch die Netzverluste die Einschaltzeitpunkte der einzelnen Prozesse verändern. Wie bereits bei den vorherigen Varianten werden die Zuordnungen der Prozesse zur Erzeugungsleistung basierend auf Abbildung 6.5 durchgeführt. Eine Besonderheit stellt zudem die Verwendung des Speichers dar. Dieser führt zu einer Erhöhung der Volllaststunden des Stahl- und Walzwerkes, indem dieser die entsprechende fehlende Leistung für die Prozesse bei zu geringer Winderzeugung bereitstellt. Aufgrund der Verortung der einzelnen Prozesse werden die Netzverluste nur auf die durch Grünstrom am Stahlwerksstandort versorgten Prozesse angerechnet. Netzverluste, welche durch den Strom für die Reduktionsanlage verursacht werden, können aufgrund der räumlichen Nähe zwischen dieser und dem Windpark vernachlässigt werden. In Abbildung 6.8 sind die entsprechenden Lastzeitreihen für das Szenarienjahr mit den betrachteten Netzverlusten von 3% zu sehen. In Abbildung ?? ist zudem die durch den Einsatz des Speichers begünstigte Auslastung

⁸Verwendung des idealen Gasgesetzes

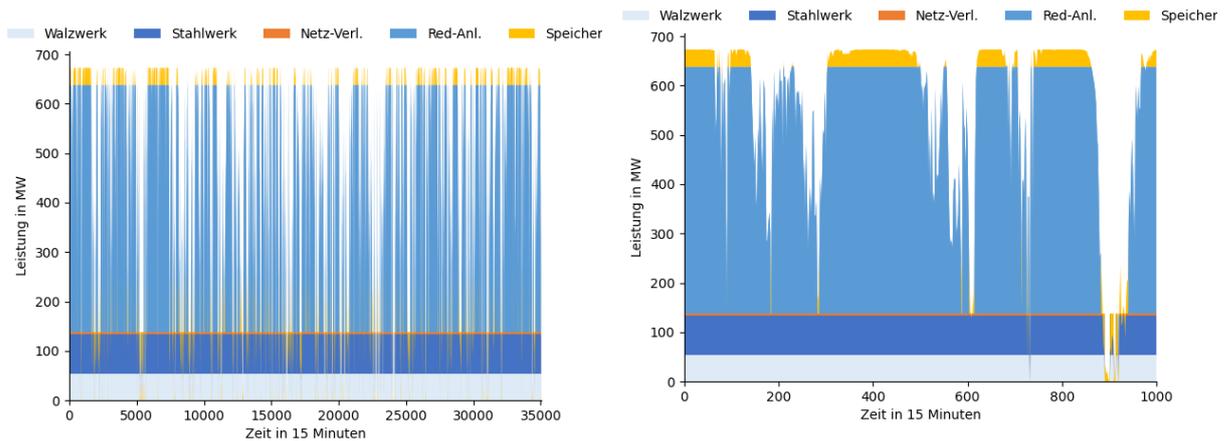


Abbildung 6.8: Links der Jahreslastverlauf sowie rechts der Lastverlauf zu Beginn des Szenarienjahrens der Variante 3.2

von Stahl- und Walzwerk zu erkennen. Dies zeigt sich auch in den unterbrechungsfreien Stunden in Tabelle 6.5.

Tabelle 6.5: Anzahl unterbrechungsfreier Zeitabschnitte in Variante 3.2

	Walzwerk	Stahlwerk	Reduktionsanlage
15 Minuten	300	300	631
30 Minuten	136	136	272
45 Minuten	84	84	162
60 Minuten	7.993	7.993	5.681

Durch diesen Speicherbetrieb ergeben sich so bessere Verteilungen der Produktionsmengen auf die einzelnen Monate, da ein fast durchgängiger Betrieb von Stahl- und Walzwerk erreicht wird, wie es in Tabelle 6.6 dargestellt ist.

Tabelle 6.6: Produktionsmenge pro Monat in Variante 3.2

	Walzwerk	Stahlwerk	Reduktionsanlage
	in kt	in kt	in kt
Januar	89,4	94,9	75,7
Februar	86,0	91,3	62,5
März	89,7	95,2	72,2
April	86,0	91,3	51,9
Mai	86,9	92,3	51,6
Juni	82,9	88,0	46,7
Juli	82,1	87,1	46,4
August	77,5	82,3	44,1
September	84,5	89,7	63,0
Oktober	89,9	95,5	67,3
November	85,4	90,7	59,4
Dezember	89,5	95,0	78,2

6.2.7 Auswertung Netzsimulation für Variante 3.2

Die Netzsimulation wurde mit der nötigen Erzeugungsleistung des Windparks für den Betrieb von Stahl- und Walzwerk am Generator von Niedersachsen/Bremen und den Lastzeitreihen von Stahl- und Walzwerk am Nordrhein-Westfälischen Knoten gerechnet. Im Vergleich zum Szenario 3.1 wird hier durch die Einspeisung des Grünstroms mehr Strom aus Niedersachsen bezogen. Tabelle 6.7 zeigt vor allem eine Erhöhung der durchschnittlich zu übertragenden Leistung. Der Unterschied zwischen Durchschnitt und Extremfall verringert sich stark. Die Veränderung bleibt aber innerhalb eines Prozents der Leitungskapazität.

Tabelle 6.7: Veränderung der Leitungsauslastung in Prozent und MW für Variante 3.2

Leitung		max.Veränd. in %	max.Veränd. in MW	durchsch.Veränd. in %	durchsch.Veränd. in MW	Überlast in h
Verbindung Niedersachsen/Bremen - Nordrhein- Westfalen		0,90	116,46	0,85	109,02	0,0
Verbindung Niederlande - Niedersachsen/Bremen		0,50	5,77	0,38	4,41	0,0
Verbindung Niedersachsen/ Bremen - Sachsen-Anhalt		-0,29	-5,65	-0,25	-4,73	0,0
Verbindung Niedersachsen/ Bremen - Schleswig-Holstein/ Hamburg		-0,12	-10,28	-0,11	-9,21	0,0

6.3 Kennzahlen für die Varianten 3.1 und 3.2

Die wichtigsten Kennzahlen für die Variante 3.1 und Variante 3.2 sind in der Tabelle 6.8 zusammengefasst.

Tabelle 6.8: Kennzahlen für die Varianten 3.1 und 3.2

Windpark	Variante 3.1	Variante 3.2
Anzahl WEA	48	69
P_{inst} in MW	576	828
P_{netto} in MW	468	673
Stromprod. in GWh/a	2.576	3.703
Einspeis. in GWh/a	97	47
Elektrolyseur, Brennstoffzelle, Speicher und Netzanschluss		
$P_{\text{EL,Nenn}}$ in MW	421	490
$P_{\text{EL,max}}$ in MW	421	563,0
$\dot{V}_{\text{H}_2,\text{Nenn}}$ in Nm ³ /h	88.391	102.963
W_{H_2} in MWh	-	24.000
V_{SP} in m ³ bei 300 bar(ü)	-	43.100
$P_{\text{FC,max}}$ in MW	-	171
$P_{\text{Anschl,max}}$ in MW	-	175
H₂-RA (inkl. Elektrolyseur)		
$P_{\text{RA,Nenn}}$ in MW	463	500
$P_{\text{RA,min}}$ in MW	93	100
Betriebszeit in h/a	6.785	5.885
Strombedarf in GWh/a	2.479	2.479
Stahlwerk (z.B. im Ruhrgebiet)		
$P_{\text{ELO,Nenn}}$ in MW	60	73
$P_{\text{ELO,max}}$ in MW	90	110
$P_{\text{STW,Nenn}}$ in MW	67	80
Betriebszeit in h/a	8.000	8.000
Strombedarf in GWh/a	532	639
Warmwalzwerk (z.B. im Ruhrgebiet)		
$P_{\text{WW,Nenn}}$ in MW	16	54
Betriebszeit in h/a	8.000	8.000
Strombedarf in GWh/a	130	430
spez. CO₂-Emissionen		
Emissionen in kgCO ₂ /t _{WSt}	435	42,9

Kapitel 7

Hybride Stahlerzeugung (Variante 4)

Eine Möglichkeit für eine stufenweise Senkung der CO₂-Emissionen bei der Stahlherstellung stellt die Verwendung einer hybriden Reduktionsanlage dar. Hierfür wird an einem bestehenden Stahlwerksstandort (z.B. im Ruhrgebiet) eine Direktreduktionsanlage errichtet, die sowohl mit Erdgas als auch mit Wasserstoff betrieben werden kann, woraus sich auch die Bezeichnung des hybriden Betriebs ableitet. Das Stahlwerk und das Walzwerk werden in der ersten Ausbaustufe mit Graustrom und Erdgas betrieben.

Die Variante 4.2 stellt die zweite Ausbaustufe dar, bei der ein vergrößerter Offshore-Windpark den Strom für den gesamten Stahlherstellungsprozess liefert. In dieser Variante wird eine geringe Flexibilität unterstellt und für die drei Produktionsbereiche wird eine jährliche Betriebsdauer von 8.000 h/a angesetzt. Hierfür ist die Integration eines relativ großen Wasserstoffspeichers mit Brennstoffzelle (FC) erforderlich, um den Prozess bilanziell in jeder Viertelstunde mit elektrischer Energie zu versorgen.

Die Variante 4.3 ist eine Mischung aus Variante 4.2 und Variante 2. Die drei Produktionsbereiche befinden sich nicht in Küstennähe und werden über eine Einspeisung mit Grünstrom aus dem Offshore-Windpark versorgt. Im Unterschied zu Variante 4.2 werden alle drei Anlagenteile aber sehr flexibel betrieben, wie es in Variante 2 aufgezeigt wurde. So passt sich die Last der drei Anlagenteile der Stromproduktion des Windparks an. Es kann damit auf eine Zwischenspeicherung verzichtet werden, wofür die einzelnen Produktionsanlagen aber deutlich größer dimensioniert werden müssen.

7.1 Variante 4.1

Abbildung 7.1 zeigt ein mögliches Prozessschema für die Variante 4.1. Sie bietet den Vorteil, dass sie sich sehr gut in ein bestehendes Stahlwerk integrieren lässt. Es wird eine Direktreduktionsanlage installiert, die sowohl mit Wasserstoff als auch mit Erdgas betrieben werden kann. In Zeiten von ausreichender Stromproduktion des Offshore-Windparks liefert der Elektrolyseur grünen Wasserstoff für den Reduktionsprozess. Bei geringer Einspeisung kann die Direktreduktionsanlage zusätzlich oder ausschließlich mit Erdgas betrieben werden. Durch diesen hybriden Betrieb kann die DRI-Erzeugung unabhängig von der Produktion an Windstrom für eine hohe Anzahl an Betriebsstunden pro Jahr aufrecht erhalten werden, was einer bisherigen Betriebsstrategie deutlich entgegen kommt.

Es soll an dieser Stelle angemerkt werden, dass der Hybrid-Betrieb mit einem schnellen Wechsel der Reduktionsmittel (H₂ bzw. CH₄) technisch noch nicht erprobt ist. Es ist zwar davon auszugehen, dass eine solche hybride Prozessfahrweise prinzipiell möglich ist, die genauen transienten Vorgänge können im Rahmen dieser Studie aber nicht abgeschätzt werden. Es wird vielmehr unterstellt, dass ein Anpassen der Erdgaszufuhr mit der gleichen Geschwindigkeit wie die Leistungsänderung des Windparks erfolgen kann.

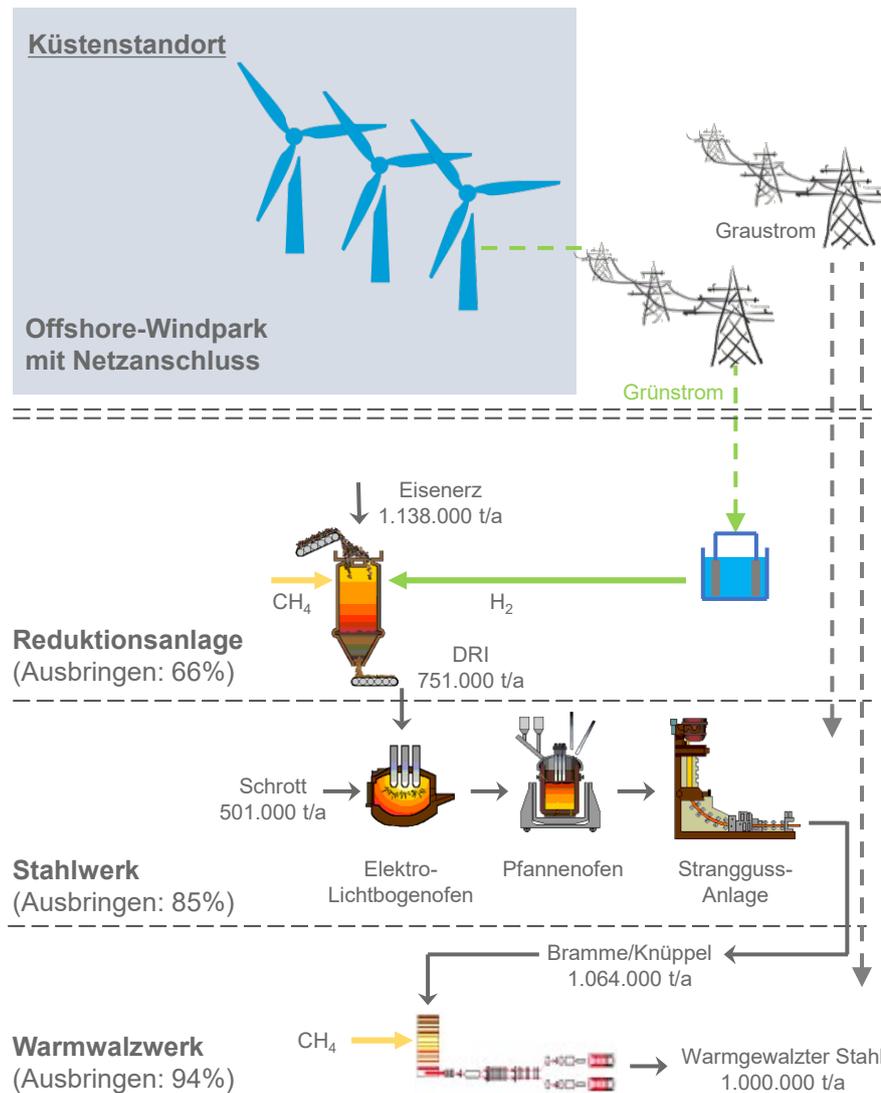


Abbildung 7.1: Prozessschema für Variante 4.1 mit einer hybriden Reduktionsanlage, die entweder mit grünem Wasserstoff oder fossilem Erdgas betrieben wird.

7.1.1 Anpassung des Leistungsbedarfs

Zur Auslegung des Windparks und des Elektrolyseurs wird wieder von einer Produktionsmenge an DRI von $751 \text{ kt}_{\text{DRI}}/\text{a}$ ausgegangen. Es ist diesmal zu beachten, dass der Strom von der Küste zum Stahlwerksstandort transportiert werden muss, was mit 3 % Netzverlusten berücksichtigt wird, vgl. 6.2. Zur Anlagenauslegung muss wieder ein iterativer Ansatz gewählt werden, bei dem die Produktionsleistung der Direktreduktionsanlage konstant bleiben soll, unabhängig davon, ob sie mit Wasserstoff oder Erdgas betrieben wird. Dazu wird ein Windpark mit 33 WEA gewählt¹, was einer installierten Leistung von $P_{\text{inst}} = 396 \text{ MW}$ und einer Nettoleistung von $P_{\text{netto}} = 322 \text{ MW}$ entspricht. Aufgrund der Leitungsverluste von 3 % steht damit eine Leistung von $P_{\text{RA, Nenn}} = 312 \text{ MW}$ für die wasserstoffbasierte Direktreduktionsanlage zur Verfügung. Über den spez. Energiebedarf von $3,3 \text{ MWh}/\text{t}_{\text{DRI}}$ der wasserstoffbasierten Direktreduktion kann die stündliche Produk-

¹Ein Windpark mit 32 WEA würde zu einer Betriebszeit von mehr als 8.000 h/a führen, was über der üblichen Betriebszeit liegt.

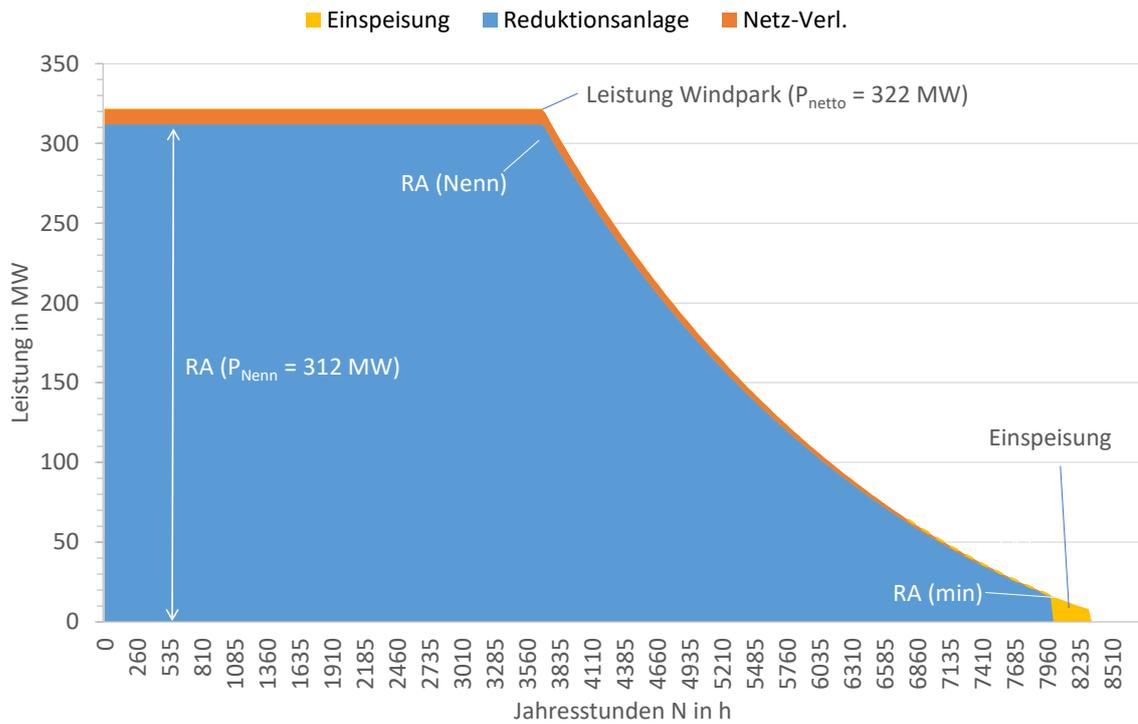


Abbildung 7.2: Jahresdauerlinie für die hybride Direktreduktionsanlage für die Variante 4.1. Die Flächen entsprechen den Energiemengen pro Jahr.

tionsleistung bestimmt werden:

$$\dot{m}_{\text{DRI}} = \frac{312 \text{ MW}}{3,3 \frac{\text{MWh}}{t_{\text{DRI}}}} \approx 94,5 \frac{t_{\text{DRI}}}{\text{h}}$$

Da die Direktreduktionsanlage eine konstante stündliche Produktionsleistung aufweisen soll und die Jahrestonnage mit $751.000 t_{\text{DRI}}/\text{a}$ vorgegeben ist, folgt eine jährliche Betriebszeit von 7.947 Stunden, was sehr gut zu den üblichen 8.000 h/a passt.

Über den Anteil der Elektrolyse von 91 % am Energiebedarf der Direktreduktion kann die zugehörige Leistung zu $P_{\text{EL,Nenn}} = 284 \text{ MW}$ bestimmt werden, was einem Volumenstrom an Wasserstoff von $59.640 \text{ Nm}^3/\text{h}$ entspricht. Durch den hybriden Betrieb können auch geringe Volumenströme an Wasserstoff verwendet werden, so dass nur eine Mindestleistung von $P_{\text{RA,min}} = 16 \text{ MW}$ zu berücksichtigen ist, um formal die Betriebstunden von 7.947 h/a einzuhalten. Abbildung 7.2 stellt die Jahresdauerlinie für die Variante 4.1 dar.

Da in der Variante 4.1 Grünstrom nur für den hybriden Betrieb der Direktreduktion verwendet wird, muss eine Netzanbindung in Höhe der Nettoleistung des Windparks $P_{\text{Anschl,max}} = P_{\text{netto}} = 322 \text{ MW}$ vorgesehen werden, um den Grünstrom von der Küste zum Stahlwerk zu transportieren.

Die Leistungen des Stahlwerks ($P_{\text{STW,Nenn}} = 67 \text{ MW}$) und des Walzwerks ($P_{\text{WW,Nenn}} = 16 \text{ MW}$) können von der Variante 3.1, vgl. Abschnitt 6.1, übernommen werden, da dort die gleichen Annahmen für die Versorgung mit Graustrom und Erdgas gelten.

7.1.2 CO₂-Emissionen

Über die Jahresdauerlinien aus Abbildung 7.2 steht für die Direktreduktion eine Energiemenge von 1.709 GWh/a zur Verfügung. Über den spez. Energiebedarf der Wasserstoff-Reduktion kann jetzt wiederum die Menge an DRI bestimmt werden, die CO₂-frei pro-

duziert werden kann.

$$m_{\text{DRI,H}_2} = \frac{1.709 \text{ GWh/a}}{3,3 \text{ MWh/t}_{\text{DRI}}} = 518.000 \frac{\text{t}_{\text{DRI}}}{\text{a}}$$

Die noch fehlende DRI-Menge von $233 \text{ kt}_{\text{DRI}}/\text{a}$ müssen dann mit Erdgas und Graustrom produziert werden. Die spez. CO_2 -Emissionen liegen nach Tabelle 2.2 bei $518,2 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{DRI}}$, so dass sich für die DRI-Produktion folgende jährliche CO_2 -Emissionen ergeben:

$$233 \frac{\text{kt}_{\text{DRI}}}{\text{a}} \cdot 518,2 \frac{\text{kg}_{\text{CO}_2}}{\text{t}_{\text{DRI}}} = 120,7 \frac{\text{kt}_{\text{CO}_2}}{\text{a}}$$

Damit sinken die absoluten Emissionen von $389,1 \text{ kt}_{\text{CO}_2}/\text{a}$ auf $120,7 \text{ kt}_{\text{CO}_2}/\text{a}$, was einer Einsparung von 69 % entspricht (bezogen auf die Herstellung des DRI). Für die Gesamtemissionen der Variante 4.1 muss noch berücksichtigt werden, dass sowohl das Stahlwerk als auch das Walzwerk zunächst konventionell mit Graustrom und Erdgas betrieben werden. Nach Tabelle 2.6 folgen $322 \text{ kt}_{\text{CO}_2}/\text{a}$ für das Stahlwerk und $113 \text{ kt}_{\text{CO}_2}/\text{a}$ für das Walzwerk. Die jährlichen Emissionen liegen somit also bei $555,7 \text{ kt}_{\text{CO}_2}/\text{a}$ und damit 33 % unterhalb des Referenzwerts von $824,1 \text{ kt}_{\text{CO}_2}/\text{a}$. Die spez. CO_2 -Emissionen liegen entsprechend bei $555,7 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{WSt}}$.

Die Kennzahlen der Variante 4.1 sind in Tabelle 7.10 dargestellt.

7.1.3 Erzeugung der Lastzeitreihen der Stahlwerksprozesse der Variante 4.1

Für die Variante 4.1 werden die Zeitreihen ähnlich den der Variante 3.1 erzeugt. Jedoch führt die Verlegung der Reduktionsanlage an den Stahlwerksstandort zu Netzverlusten bei der Windstromversorgung. Da sich jedoch keine Prozesse am Küstenstandort befinden, führen diese nicht zu einer Verschiebung von Prozessen, wie dies bei der Variante 3.2 der Fall ist. Die Zeitreihen für das durch Graustrom versorgte Stahl- und Walzwerk, werden gleich denen aus Variante 3.1 mit einer 45:15 Taktung für das Stahlwerk sowie einem durchgängigen Betrieb für das Walzwerk erzeugt.

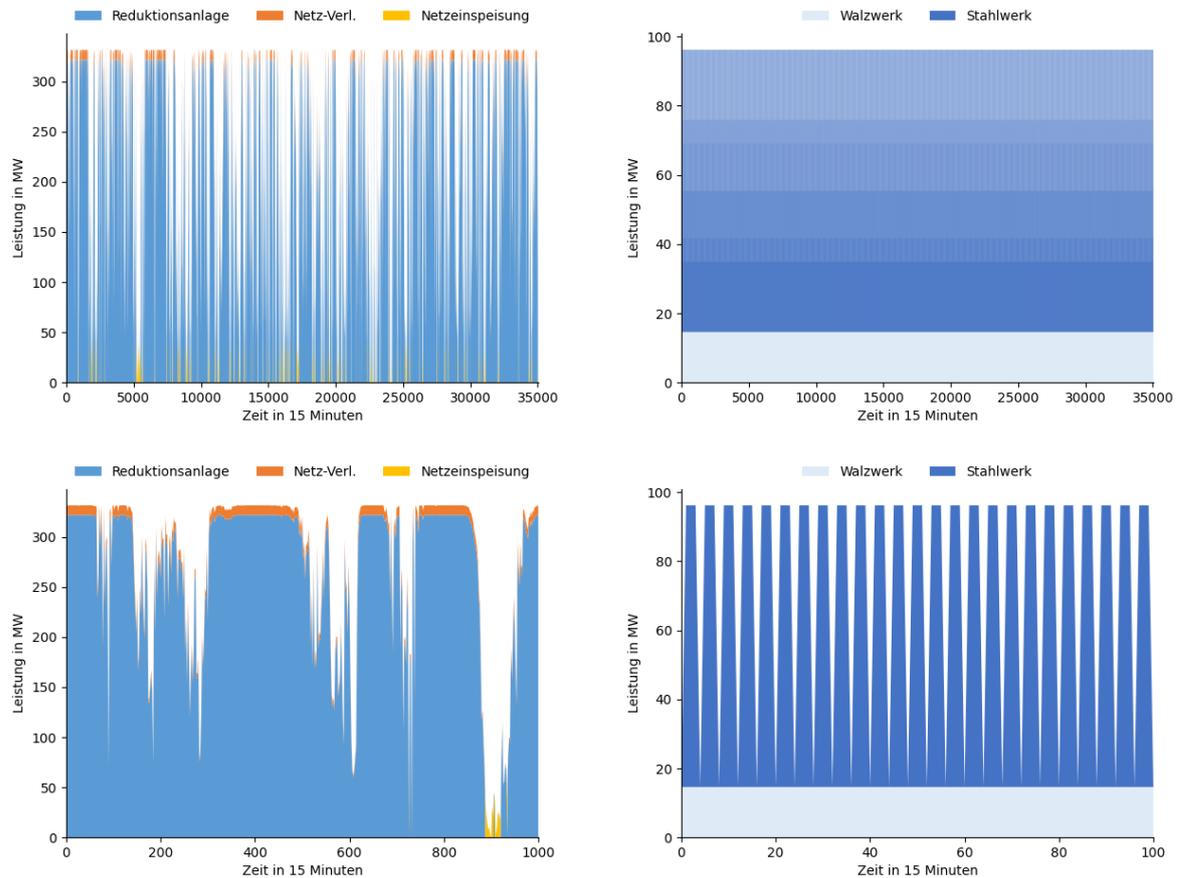


Abbildung 7.3: Oben der Jahreslastverlauf sowie unten der Lastverlauf zu Beginn des Szenarienjahres der Variante 4.1 für beide Werksstandorte

Die so generierten Zeitreihen können genutzt werden um am Netzknotenpunkt Nordrhein-Westfalen eine hybride Grün- und Graustromversorgung zu simulieren. Die entsprechenden unterbrechungsfreien Zeiten können Tabelle 7.1 entnommen werden.

Tabelle 7.1: Anzahl unterbrechungsfreier Zeitabschnitte in Variante 4.1

	Walzwerk	Stahlwerk	Reduktionsanlage	Einspeisung
15 Minuten	0	0	435	434
30 Minuten	0	0	186	172
45 Minuten	0	8.760	110	97
60 Minuten	8.760	0	7.368	838

Aufgrund der Ähnlichkeit zu Variante 3.1 sind auch die entsprechenden Produktionsmengenverteilungen ähnlich. Diese sind in 7.2 dargestellt. Am stärksten von der Verlagerung der Reduktionsanlage betroffen ist die Netzeinspeisung, da diese die zusätzlich auftretenden Übertragungsverluste kompensieren muss. Zudem ist innerhalb der Reduktionsanlagen Produktionsmenge noch nicht das Erdgas - DRI mitberücksichtigt.

Tabelle 7.2: Produktionsmenge pro Monat in Variante 4.1

	Walzwerk	Stahlwerk	Reduktionsanlage	Einspeisung
	in kt	in kt	in kt	in GWh
Januar	24,8	89,3	51,0	1,5
Februar	24,8	89,3	43,6	1,7
März	24,8	89,3	49,7	1,3
April	24,8	89,3	38,2	2,2
Mai	24,8	89,3	38,5	1,6
Juni	24,8	89,3	34,5	2,9
Juli	24,8	89,3	34,7	2,2
August	24,8	89,3	33,4	1,4
September	24,8	89,3	43,6	1,6
Oktober	24,8	89,3	47,0	1,2
November	24,8	89,3	42,3	1,5
Dezember	24,8	89,3	52,5	0,6

7.1.4 Auswertung Netzsimulation für Variante 4.1

Die Netzsimulation wurde mit der nötigen Erzeugungsleistung des Windparks für den Betrieb der Reduktionsanlage am Generator von Niedersachsen/Bremen und den Lastzeitreihen von Stahl- und Walzwerk sowie Reduktionsanlage am Nordrhein-Westfälischen Knoten gerechnet.

In Variante 4.1 belastet hauptsächlich die zusätzlich benötigte Leistung für die Elektrolyseeinheit der Reduktionsanlage die Verbindungsleitung. Tabelle 7.3 zeigt eine maximale Mehrauslastung von 321 MW oder 2,5%. Diese deutliche Leistungserhöhung mit einer durchschnittlichen Leistung von immer noch 200 MW oder 1,5% lässt sich über die Landesgrenzen übertragen, es treten aber erstmals Überlastsituationen auf. Da diese auf 1,25 Stunden begrenzt sind, stellen sie noch keine großen Probleme dar. In diesem Fall muss durch zum Beispiel Redispatch-Maßnahmen die Belastung der Leitung gesenkt werden. Bei einer so großen Erhöhung der zu übertragenden Leistung sollte zusätzlich eine Untersuchung der zwei Engpass Leitungsstrecken in Niedersachsen erfolgen. Die Übertragungskapazität zwischen den Bundesländern reicht aber knapp.

Tabelle 7.3: Veränderung der Leitungsauslastung in Prozent und MW für Variante 4.1

Leitung		max.Veränd. in %	max.Veränd. in MW	durchsch.Veränd. in %	durchsch.Veränd. in MW	Überlast in h
Verbindung sen/Bremen	Niedersach- - Nordrhein- Westfalen	2,38	306,76	1,46	187,91	1,0
Verbindung Niedersachsen/Bremen	Niederlande - Niedersachsen/Bremen	1,32	15,19	0,70	8,10	0,0
Verbindung Bremen - Sachsen-Anhalt	Niedersachsen/ Bremen - Sachsen-Anhalt	-0,66	-12,61	-0,15	-2,83	0,0
Verbindung Bremen - Schleswig-Holstein/ Hamburg	Niedersachsen/ Bremen - Schleswig-Holstein/ Hamburg	0,26	22,09	0,03	2,39	0,0

7.2 Variante 4.2

Abbildung 7.4 zeigt die Weiterentwicklung der Variante 4.1. Durch einen vergrößerten Offshore-Windpark wird nicht nur der Elektrolyseur mit Windstrom versorgt, sondern das gesamte Werk. Dies wird über einen großen Wasserstoffspeicher realisiert, der dafür sorgt, dass die fluktuierende Erzeugung gleichmäßig für ≈ 8.000 h/a zur Verfügung steht. Der hier vorgestellte Ansatz entspricht einer Planung, bei der sich z.B. Stahlhersteller und Windparkbetreiber jeweils nur auf ihre Kernkompetenz konzentrieren und nicht das gemeinsame Optimum anstreben. Es ist zum Beispiel zu erkennen, dass in Abbildung 7.4 sowohl am Windpark als auch im Bereich der Direktreduktion ein Elektrolyseur zu finden ist. Es wird also Zeiten geben, in denen der Wasserstoff für die Direktreduktion über Strom aus der Brennstoffzelle produziert wird, so dass die Umwandlungsverluste der Wasserstoffherstellung gleich doppelt anfallen.

Die Versorgung des Werkes soll hier, analog zur Variante 3.2, nur bilanziell auf Basis von Viertelstunden gewährleistet werden. So kann in dem Konzept auf eine Batterie verzichtet werden. Dennoch müssen der Elektrolyseur und die Brennstoffzelle so ausgelegt werden, dass die Lastsprünge des Elektrolichtbogenofens ausgeglichen werden können. Es gelten die gleichen Überlegungen, wie sie in Abschnitt 6.2 für die Variante 3.2 vorgestellt wurden.

7.2.1 Anpassung des Leistungsbedarfs

Für das Stahlwerk und das Walzwerk wird von einer Betriebszeit von 8.000 h/a ausgegangen. Es folgen somit die gleichen Leistungsbedarfe wie in Abschnitt 6.2:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{STW,Nenn}} &= 80 \text{ MW} \\
 P_{\text{WW,Nenn}} &= 54 \text{ MW} \\
 P_{\text{ELO,Nenn}} &= 73 \text{ MW} \\
 P_{\text{ELO,max}} &= 110 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

Die zugehörigen Energiebedarfe des Stahlwerks und des Walzwerks sind als rechteckige Jahresdauerlinien mit einer Betriebszeit von 8.000 h/a in Abbildung 7.5 dargestellt.

Für die Direktreduktionsanlage wird die Betriebsdauer von 7.947 h/a der Variante 4.1 übernommen, die ebenfalls in Abbildung 7.5 als Rechteck dargestellt ist. Die Nennleistung und die Elektrolyseurleistung liegen unverändert bei $P_{\text{RA,Nenn}} = 312$ MW und $P_{\text{EL,RA}} = 284$ MW. Der zugehörige Volumenstrom an Wasserstoff liegt weiterhin bei $\dot{V}_{\text{H}_2} = 59.640$ Nm³/h. Da die Variante 4.2 als Weiterentwicklung der Variante 4.1 verstanden wird, bleibt die Betriebsweise der Direktreduktionsanlage unverändert. Der Elektrolyseur wird permanent mit Nennleistung betrieben und das bilanzielle Ausgleichen

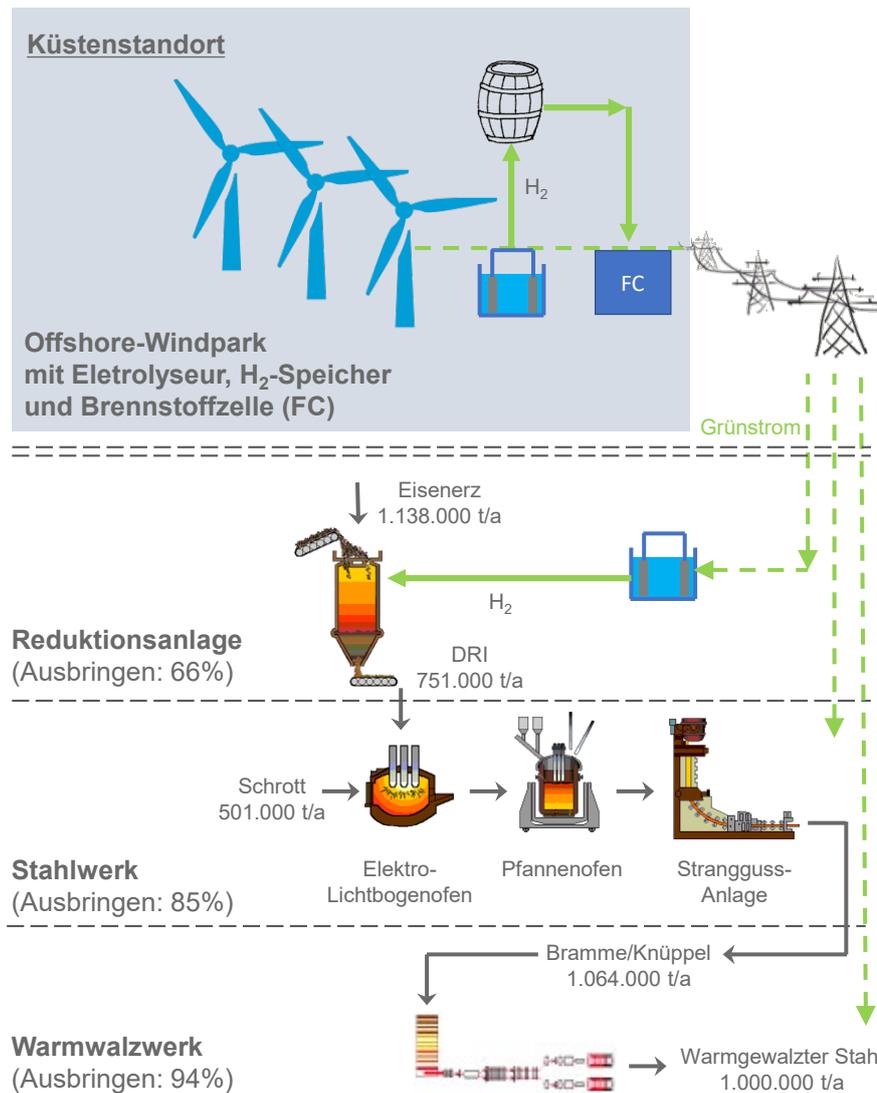


Abbildung 7.4: Prozessschema für Variante 4.2, bei dem die drei Produktionsbereiche über einen Wasserstoffspeicher mit Grünstrom als Grundlast versorgt wird.

des Elektrolichtbogenofens wird durch den Elektrolyseur des Windparks bzw. durch die Brennstoffzelle übernommen.

Durch die Verwendung von Grünstrom können die CO₂-Emissionen auf einen spez. Wert von 42,9 kgCO₂/t_{WSt} gesenkt werden, die durch den Einsatz von Schäumkohle und Elektrodenabbrand hervorgerufen werden.

7.2.2 Dimensionierung des Windparks

In Abbildung 7.5 ist zu erkennen, dass es für die Variante 4.2 einen großen Zeitraum gibt, in dem der Leistungsbedarf der drei Produktionsbereiche höher als die Stromproduktion des Windparks ist, Fläche ③ oberhalb der gestrichelten Linie. Wie bei der Variante 3.2 wird ein Wasserstoffspeicher vorgesehen, so dass über eine Brennstoffzelle² die Rückverstromung des grünen Wasserstoffs stattfinden kann. Es wird wieder ein Gesamtwirkungsgrad des Speichers von $\eta_{Sp} = 44\%$ verwendet. Die Größe des Windparks muss so gewählt werden, dass die überschüssige Energiemenge $W_{Sp,ein}$, die in den Speicher eingebracht wird (Flächen ① und ②) den zusätzlichen Bedarf der drei Produktionsberei-

²Index FC für Fuel Cell

Stahlwerks beträgt wieder:

$$P_{\text{STW,max}} = P_{\text{STW,Nenn}} + (P_{\text{ELO,max}} - P_{\text{ELO,Nenn}}) = 117 \text{ MW}$$

Für die maximale Leistung der Brennstoffzelle $P_{\text{FC,max}}$ ergibt sich die Leistung als Summe der maximalen Leistung $P_{\text{STW,max}}$ des Stahlwerks, der Reduktionsanlage $P_{\text{RA,Nenn}}$ und des Walzwerks $P_{\text{WW,Nenn}}$ sowie der Netzverluste in Höhe von $P_{\text{Netz}} = 15 \text{ MW}$:

$$P_{\text{FC,max}} = P_{\text{STW,max}} + P_{\text{RA,Nenn}} + P_{\text{WW,Nenn}} + P_{\text{Netz}} = 498 \text{ MW}$$

Für die Power-Off-Zeit sinkt die Leistungsaufnahme des Stahlwerks auf $P_{\text{STW,min}} \approx 7 \text{ MW}$, so dass die minimale Leistung der Brennstoffzelle zu $P_{\text{FC,min}} = 388 \text{ MW}$ bestimmt werden kann. Die Leistung der Brennstoffzelle schwankt im Betrieb zwischen diesen beiden Leistungsniveaus, um bilanziell die benötigte Energie zur Verfügung zu stellen.

Um die benötigte Leistung für die drei Produktionsbereiche von der Küste zu einem fiktiven Standort im Ruhrgebiet zu transportieren, ist eine maximale Anschlussleistung $P_{\text{Anschl,max}}$ von

$$P_{\text{Anschl,max}} = P_{\text{FC,max}} = 498 \text{ MW}$$

vorzusehen.

7.2.4 Elektrolyseur am Windparkstandort

In der Variante 4.2 werden zwei Elektrolyseure verwendet: Ein Elektrolyseur befindet sich am Stahlwerksstandort und produziert den Wasserstoff für die Direktreduktionsanlage wie bereits in Variante 4.1 vorgestellt. Die Leistung beträgt unverändert $P_{\text{EL,RA}} = 284 \text{ MW}$. Zusätzlich wird ein weiterer Elektrolyseur am Windpark benötigt, um den Wasserstoff für den Speicher zu produzieren. Dieser Elektrolyseur wird in diesem Abschnitt betrachtet. Der Elektrolyseur für den Wasserstoffspeicher wird in den Zeiten maximaler Stromproduktion (Fläche ①) so betrieben, dass die Schwankungen des Elektrolichtbogenofens ausgeglichen werden und dass die überschüssige Leistung zur Wasserstoffproduktion genutzt wird. Abbildung 7.6 zeigt den Lastgang für die maximale Stromproduktion.

Alle drei Anlagenteile arbeiten in diesem Betriebspunkt mit der Nennleistung, so dass die Nettoleistung des Windparks mit $P_{\text{netto}} = 819 \text{ MW}$ um $\Delta P = 358 \text{ MW}$ größer als der Leistungsbedarf ist. Somit muss die Nennleistung des Elektrolyseurs⁴ $P_{\text{EL,Sp,Nenn}}$ genau dieser Leistung entsprechen.

$$P_{\text{EL,Sp,Nenn}} = 358 \text{ MW}$$

Darüber hinaus muss der Elektrolyseur die Sprünge des Elektrolichtbogenofens ausgleichen. Mit einem Power-On-Anteil von 2/3 (40 min) und Power-Off-Anteil von 1/3 (20 min) gilt folgender Zusammenhang:

$$P_{\text{EL,Sp,Nenn}} = \frac{1}{3} \cdot P_{\text{EL,max}} + \frac{2}{3} \cdot (P_{\text{EL,max}} - P_{\text{ELO,max}})$$

Auflösen nach der gesuchten maximalen Leistung $P_{\text{EL,max}}$ liefert dann die folgenden Werte, die auch in Abbildung 7.6 dargestellt sind.

$$P_{\text{EL,Sp}} = \begin{cases} 322 \text{ MW} & \text{während Power-On} \\ 432 \text{ MW} & \text{während Power-Off} \end{cases}$$

Des Weiteren sind in Abbildung 7.6 wieder die Leistungsspitzen zu sehen, die aufgrund der relativ langsamen Leistungsanpassung des Elektrolyseurs nicht komplett ausgeglichen werden können und über Regelenergie aus dem Übertragungsnetz bedient werden müssen. Die mittlere Leistungsaufnahme des Elektrolyseurs $P_{\text{EL,Sp,Nenn}}$ entspricht einem mittlerem Wasserstoffvolumenstrom von $\dot{V}_{\text{H}_2,\text{Sp}} = 75.180 \text{ Nm}^3/\text{h}$.

⁴Es wird hier als Formelzeichen $P_{\text{EL,Sp}}$ verwendet, um deutlich zu machen, dass es sich um den Anteil des Elektrolyseurs handelt, der dem Speicher zugeordnet ist.

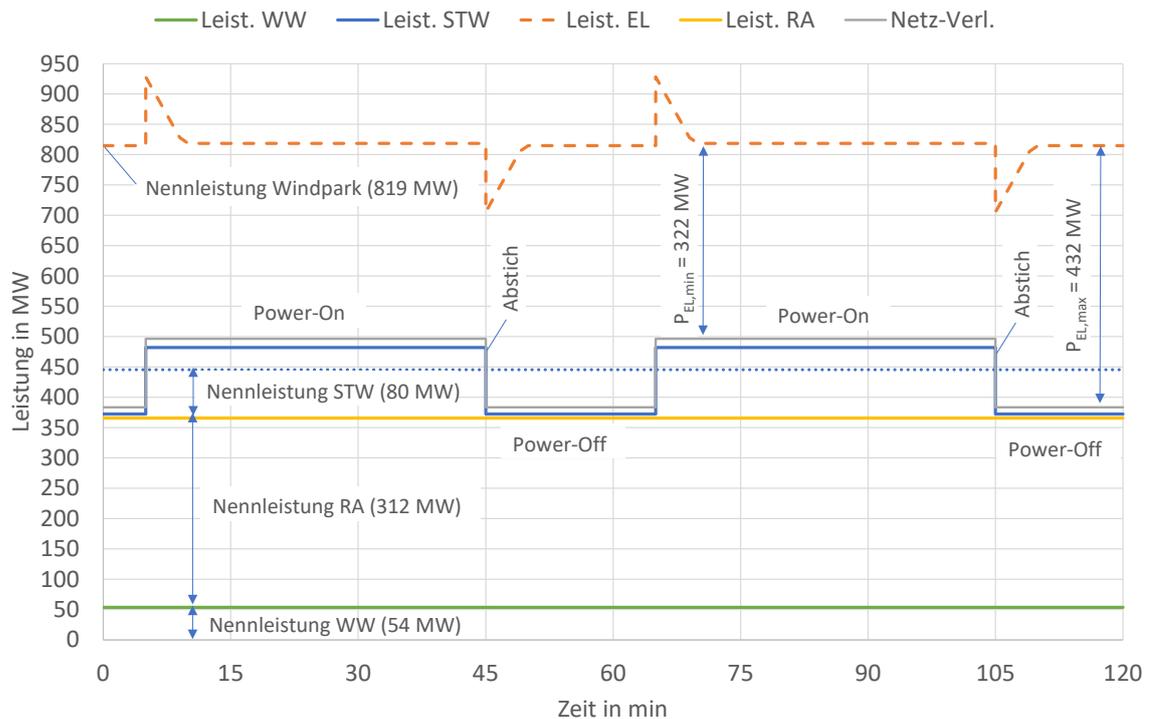


Abbildung 7.6: Idealisierter Lastgang in Zeiten maximaler Stromproduktion des Windparks, bei dem die schwankende Leistung des Elektrolightbogenofens durch den Elektrolyseur ausgeglichen wird.

7.2.5 Wasserstoffspeicher

Die erforderliche Nennleistung der drei Anlagenteile liegt im Bereich von $P = 461$ MW. Für eine Auslegung des Wasserstoffspeichers wird wieder der Lastgang der Messstation FINO1 für das Jahr 2019 betrachtet⁵. In Zeiten⁶, in denen die Stromproduktion geringer als 461 MW ist, muss Energie aus dem Wasserstoffspeicher über die Brennstoffzelle zur Verfügung gestellt werden. In Zeiten hoher Stromproduktion kann der Wasserstoffspeicher wieder aufgefüllt werden. Die zugehörige Auswertung ist in Abbildung 7.7 dargestellt.

Anhand der obigen Abbildung wird eine nutzbare Speichergröße von 240 GWh abgeschätzt. Dies entspricht einem Wasserstoffvolumen von $V_{\text{H}_2} = 80$ Mio. $\text{Nm}^3_{\text{H}_2}$ bzw. einer Wasserstoffmasse von $m_{\text{H}_2} = 7.200$ t_{H_2} . Bei einem Druckniveau des Wasserstoffspeichers zwischen $p_{\text{min}} = 100$ bar und $p_{\text{max}} = 300$ bar ergibt sich vereinfacht⁷ ein Speichervolumen von $V_{\text{Sp}} = 431.200$ m^3 .

7.2.6 Erzeugung der Lastzeitreihen der Stahlwerksprozesse der Variante 4.2

Die Prozesszeitreihen für die Variante 4.2 werden entsprechend der Variante 3.2 generiert. Hierbei ist jedoch die Verlagerung der Elektrolyse an den Stahlwerksstandort und die dadurch steigenden Netzverluste zu beachten. In Abbildung 7.8 sind die Zeitreihen der Variante 4.2 dargestellt. Dabei ist die Verlängerung der Einschaltzeiten des Walz- und Stahlwerks durch den Speicher sichtbar, wodurch Unterbrechungen wie bereits in der Variante 3.2 in der Produktion reduziert werden können. Durch das Einbinden der Reduk-

⁵Die Daten wurden von der Initiative FINO (Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee) zur Verfügung gestellt, die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) auf Grundlage eines Beschlusses des Deutschen Bundestages, vom Projektträger Jülich (PTJ) organisiert und vom BSH koordiniert wurde.

⁶bezogen auf die Betriebszeit von 8.000 h/a

⁷Verwendung des idealen Gasgesetzes

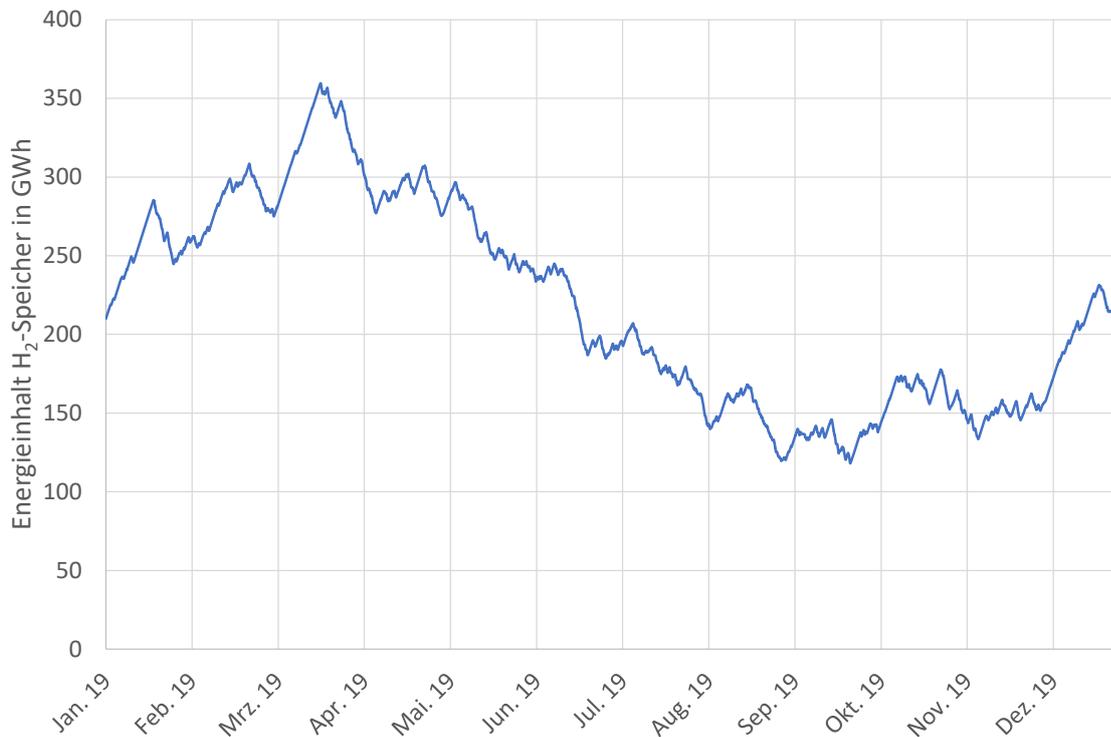


Abbildung 7.7: Zeitlicher Verlauf des Energieinhalts des Wasserstoffspeichers für die Variante 4.2

tionsanlage in den vom Speicher geregelten Bereich kann auch dort die Gleichmäßigkeit der Produktionsmenge verbessert werden. Dies zeigt sich auch in Tabelle 7.4. Dabei sind für die Prozesse jeweils ca. 8.000 bzw. 7.000 volle Stunden für den Betrieb möglich. Dies macht die Variante 4.2 zu der Variante mit der besten Einsatzplanbarkeit.

Tabelle 7.4: Anzahl unterbrechungsfreier Zeitabschnitte in Variante 4.2

	Walzwerk	Stahlwerk	Reduktionsanlage	Einspeisung
15 Minuten	268	268	494	0
30 Minuten	124	124	212	0
45 Minuten	78	78	130	0
60 Minuten	8.097	8.097	7.004	0

Zudem zeigt sich in Tabelle 7.5, dass sich in Variante 4.2 die Produktion der einzelnen Prozesse am gleichmäßigsten auf die einzelnen Monate des Szenariensjahres verteilen.

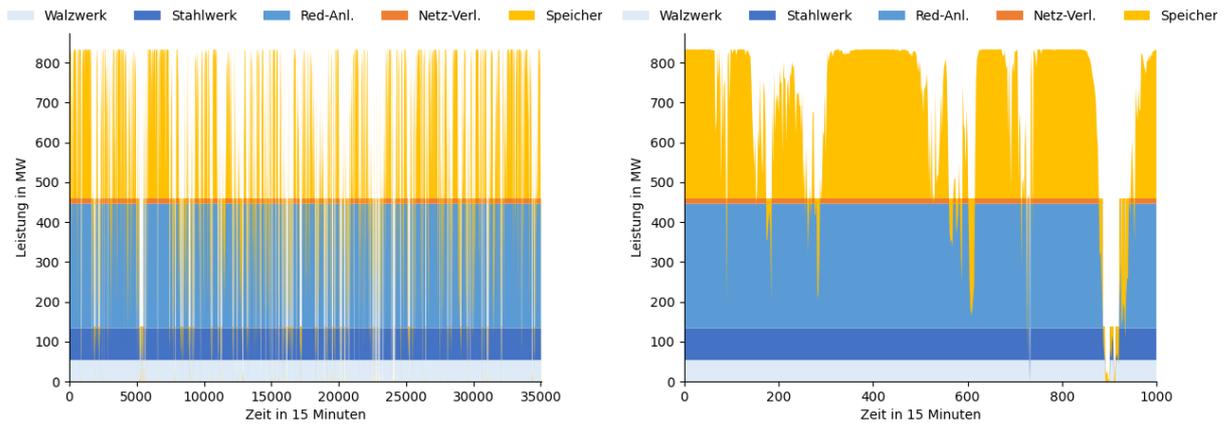


Abbildung 7.8: Lastzeitreihen der Variante 4.2 für das ganze Jahr sowie den Beginn des Jahres

Tabelle 7.5: Produktionsmenge pro Monat in Variante 4.2

	Walzwerk	Stahlwerk	Reduktionsanlage
	in kt	in kt	in kt
Januar	89,9	95,5	60,4
Februar	87,3	92,6	58,8
März	90,1	95,7	61,5
April	87,1	92,5	55,9
Mai	87,6	93,0	58,3
Juni	84,3	89,5	50,8
Juli	83,7	88,8	53,6
August	78,1	82,9	52,0
September	85,5	90,8	56,9
Oktober	90,3	95,8	62,1
November	86,8	92,2	58,3
Dezember	89,8	95,4	64,7

7.2.7 Auswertung Netzsimulation für Variante 4.2

Die Netzsimulation wurde mit der nötigen Erzeugungsleistung des Windparks für den Betrieb von Stahl- und Walzwerk sowie Reduktionsanlage am Generator von Niedersachsen/Bremen und den selben Zeitreihen für die Last am Nordrhein-Westfälischen Knoten gerechnet.

Variante 4.2 zeigt in Tabelle 7.6 eine leichte Erhöhung der maximal zu übertragenden Leistung um ein halbes Prozent auf 3% oder 388 MW. Vor allem aber muss durchschnittlich fast eineinhalb mal so viel Leistung übertragen werden. Es herrscht also eine größere Dauerbelastung. Wie auch schon in Variante 4.1 gibt es geringfügig Überlastsituationen, die ähnlich zu bewerten sind.

Tabelle 7.6: Veränderung der Leitungsauslastung in Prozent und MW für Variante 4.2

Leitung		max.Veränd. in %	max.Veränd. in MW	durchsch.Veränd. in %	durchsch.Veränd. in MW	Überlast in h
Verbindung Niedersachsen/ Bremen - Nordrhein- Westfalen		3,00	387,62	2,61	337,12	1,5
Verbindung Niederlande - Niedersachsen/ Bremen		1,66	19,20	1,21	14,01	0,0
Verbindung Niedersachsen/ Bremen - Sachsen- Anhalt		-0,98	-18,80	-0,76	-14,55	0,0
Verbindung Niedersachsen/ Bremen - Schleswig- Holstein/ Hamburg		-0,40	-34,20	-0,33	-28,48	0,0

7.3 Variante 4.3

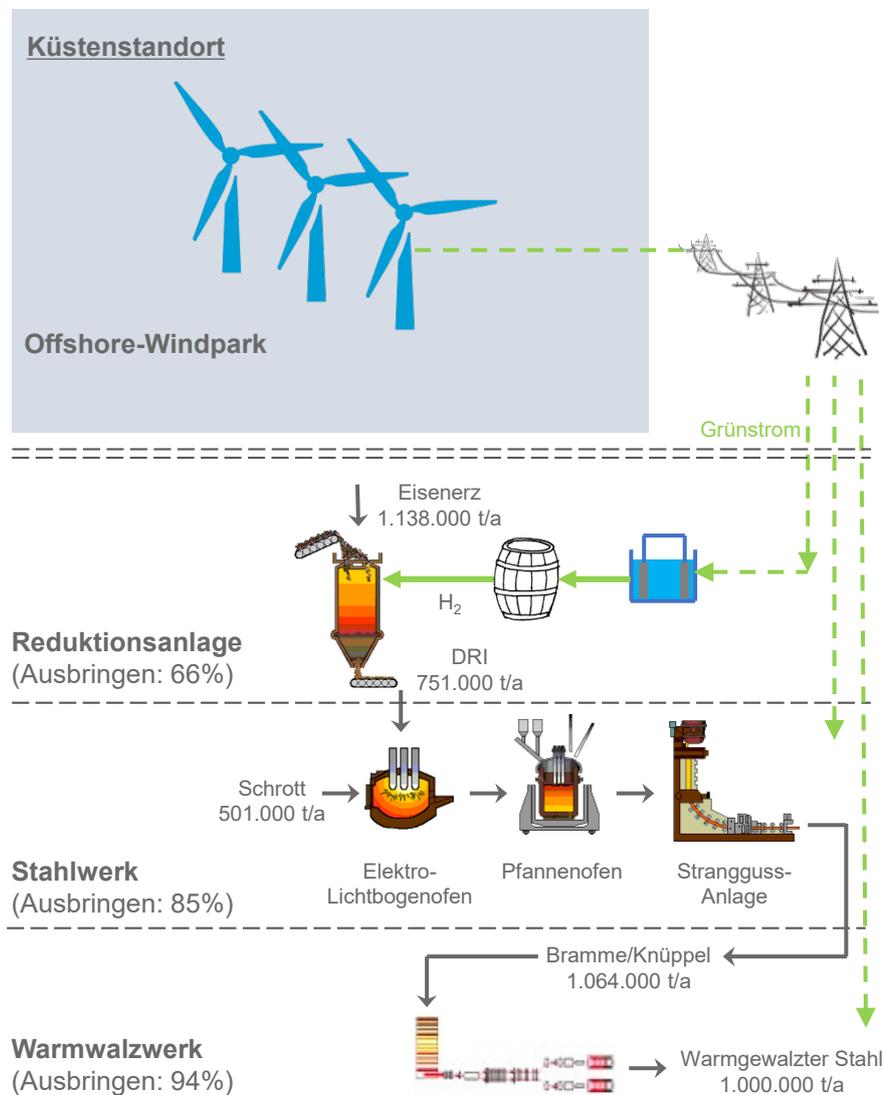


Abbildung 7.9: Prozessschema für Variante 4.3, bei der die Produktion in den drei Anlagenteilen auf die Stromerzeugung des Offshore-Windparks angepasst wird.

In den Varianten 1 und 2 wurde aufgezeigt, wie die Flexibilität des Stahlherstellungspro-

zess ausgenutzt werden kann, um die Produktion an die Stromerzeugung eines Offshore-Windparks anzupassen. Dieses Konzept ist nicht nur auf einen reinen Küstenstandort beschränkt, sondern kann auch angewendet werden, wenn sich das Stahlwerk z.B. im Ruhrgebiet befindet. Abbildung 7.9 zeigt ein mögliches Prozessschema für die Variante 4.3. Der Grünstrom wird über Hochspannungsleitungen von der Küste zum Stahlwerksstandort transportiert, wofür wieder Netzverluste von 3% angesetzt werden. Durch die hohe Flexibilität kann auf einen großen Wasserstoffspeicher und die Brennstoffzelle verzichtet werden. Dies wird dadurch erreicht, dass alle Produktionsbereiche wie für Variante 2 ausgelegt werden und so eine Art virtuellen Inselbetrieb ermöglichen. So hat z.B. die Direktreduktionsanlage eine Nennleistung von $P_{RA,Nenn} = 501 \text{ MW}$, was rund 189 MW höher als für Variante 4.2 ist. Dies ermöglicht es, die Produktion in Zeiten hoher Einspeisung deutlich zu steigern.

Die Nennleistungen für die Variante 4.3 sind identisch mit den Werten der Variante 2.

$$\begin{aligned} P_{RA,Nenn} &= 501 \text{ MW} \\ P_{STW,Nenn} &= 108 \text{ MW} \\ P_{STW,Nenn} &= 158 \text{ MW} \\ P_{WW,Nenn} &= 69 \text{ MW} \end{aligned}$$

Aufgrund der Netzverluste von der Küste zum Stahlwerksstandort muss allerdings der Windpark größer als für Variante 2 dimensioniert werden. Es werden 73 WEAs mit einer installierten Leistung von $P_{inst} = 876 \text{ MW}$ benötigt, was einer Nettoleistung von $P_{netto} = 712 \text{ MW}$ entspricht. Die Jahresstromproduktion liegt bei 3.918 GWh/a, wovon 262 GWh/a in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden können. Abbildung 7.10 stellt die Jahresdauerlinien für die Variante 4.3 dar.

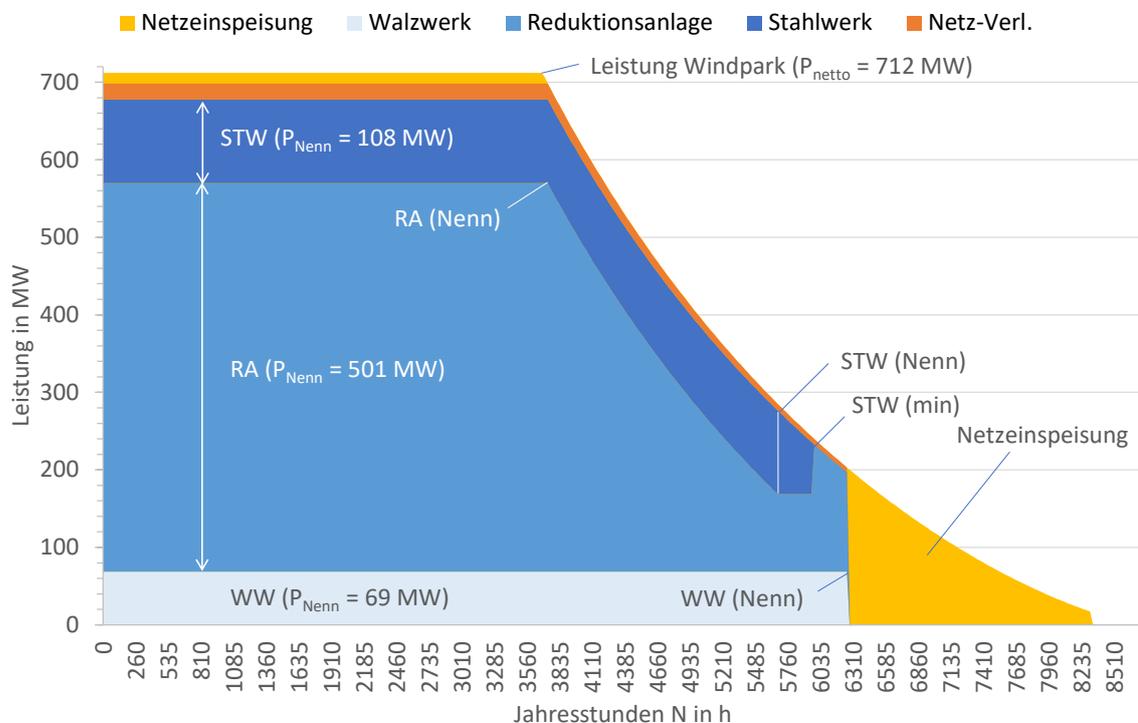


Abbildung 7.10: Jahresdauerlinien für den Windpark, Direktreduktion, Stahlwerk und Walzwerk für die Variante 4.3. Die Flächen entsprechen den Energiemengen pro Jahr.

Für den Transport der elektrischen Energie ist eine maximale Anschlussleistung (inkl. der

Netzverluste $P_{\text{Netz}} = 20 \text{ MW}$) vorzusehen:

$$\begin{aligned} P_{\text{Anschl,max}} &= P_{\text{RA,Nenn}} + P_{\text{STW,max}} + P_{\text{WW}} + P_{\text{Netz}} \\ &= 501 \text{ MW} + 158 \text{ MW} + 69 \text{ MW} + 20 \text{ MW} = 748 \text{ MW} \end{aligned}$$

Im Gegensatz zu Variante 2 ist es hier nicht ausreichend, die Anschlussleistung auf die Nennleistung aller Anlagenteile zu begrenzen, da das Stromnetz genutzt werden soll, um die Leistungsspitzen bei An- und Ausschalten des Elektrolichtbogenofens auszugleichen. Hierdurch wird eine etwas vergrößerte Netzanbindung erforderlich. Es kann aber auf die Installation einer Batterie verzichtet werden.

7.3.1 Erzeugung der Lastzeitreihen der Stahlwerksprozesse der Variante 4.3

Die Lastzeitreihen der Variante 4.3 werden ähnlich denen der Variante 1 erstellt, da diese eine Versorgung der Prozesse durch Windstrom am Stahlwerksstandort in Mitteldeutschland vorsieht. Einzig die Netzverluste führen dazu, dass es eine geringere Einspeisung innerhalb dieser Variante im Vergleich zur Abregelung der Variante 1 gibt sowie eine Verschiebung der freien vermarktbareren Einspeisezeitpunkte. Die resultierenden Zeitrei-

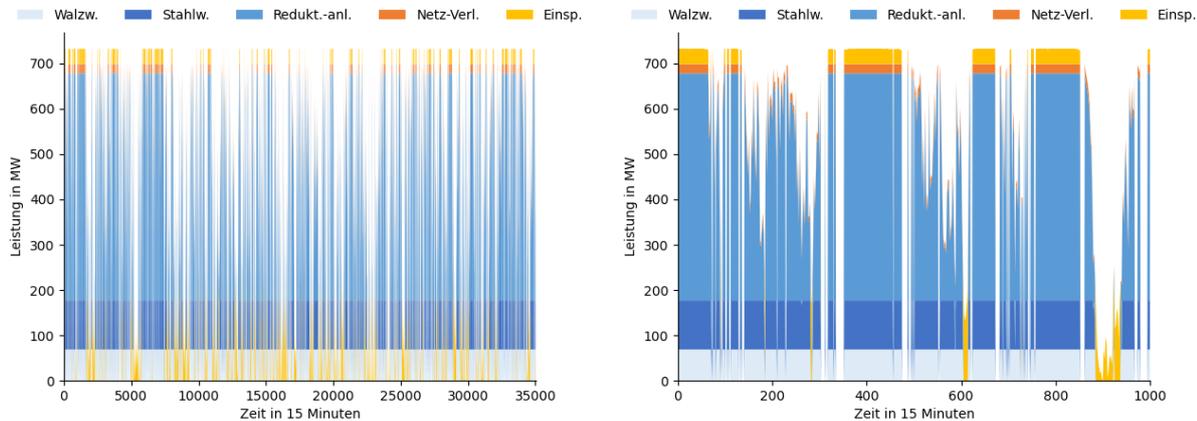


Abbildung 7.11: Links der Jahreslastverlauf sowie rechts der Lastverlauf zu Beginn des Szenarienjahren der Variante 4.3

hen sind in Abbildung 7.11 zu erkennen. Zudem ist aus Tabelle 7.7 zu erkennen, dass ca. die Hälfte aller Stunden im Jahr einen durchgängigen Betrieb erlauben für das Walzwerk, Stahlwerk und die Reduktionsanlage.

Tabelle 7.7: Anzahl unterbrechungsfreier Zeitabschnitte in Variante 4.3

	Walzwerk	Stahlwerk	Reduktionsanlage	Einspeisung
15 Minuten	1.436	1451	1.436	974
30 Minuten	606	616	606	386
45 Minuten	361	367	361	217
60 Minuten	4.659	4.328	4.659	3.070

In Tabelle 7.8 ist zu erkennen, dass sich die Produktionsmengen im Szenarienjahren zwar gleichmäßig verteilt, sich jedoch die Produktionsmenge in den windreichen Wintermonaten leicht erhöht.

Tabelle 7.8: Produktionsmenge pro Monat in Variante 4.3

	Walzwerk	Stahlwerk	Reduktionsanlage	Einspeisung
	in kt	in kt	in kt	in GWh
Januar	81,1	87,9	62,0	21,3
Februar	77,2	81,3	49,2	17,6
März	84,1	89,1	61,7	22,1
April	67,0	67,5	38,4	23,4
Mai	72,2	72,9	40,0	22,0
Juni	64,3	66,9	38,5	25,9
Juli	71,7	74,0	39,9	21,3
August	67,3	68,7	36,7	20,8
September	73,7	77,6	49,5	18,6
Oktober	77,5	81,5	51,7	20,9
November	72,9	76,0	46,6	21,9
Dezember	88,5	96,4	62,5	14,1

7.3.2 Auswertung Netzsimulation für Variante 4.3

Die Netzsimulation wurde mit der Leistung des Windparks am Generator von Niedersachsen/Bremen und den selben Zeitreihen für die Last am Nordrhein-Westfälischen Knoten gerechnet.

Variante 4.3 zeigt die größte Belastung der Übertragungskapazitäten. Tabelle 7.9 zeigt, dass die durchschnittlich zusätzlich zu übertragende Leistung nur wenig gestiegen ist. Dagegen zeigen sich deutlich gesteigerte Extremwerte. Mit fast 5% Erhöhung der maximal genutzten Leitungskapazität um 619 MW treten auch mehr Überlaststunden als in den beiden vorherigen Varianten auf. Mit 4,25 Stunden liegen die Überlastung allerdings immer noch eindeutig im Bereich der durch Redispatch-Maßnahmen ausgleichbaren Szenarien. Auch hier sollte wie in Variante 4.1 beschrieben eine genauere Untersuchung der Auswirkungen von solch großen zusätzlichen Übertragungsleistungen auf die Engpassregionen in Niedersachsen durchgeführt werden.

Tabelle 7.9: Veränderung der Leitungsauslastung in Prozent und MW für Variante 4.3

Leitung		max.Veränd. in %	max.Veränd. in MW	durchsch.Veränd. in %	durchsch.Veränd. in MW	Überlast in h
Verbindung sachsen/Bremen - Westfalen	Niedersach- - Nordrhein- Westfalen	4,80	618,81	2,89	372,95	4,25
Verbindung Niedersachsen/Bremen	Niederlande - Niedersachsen/Bremen	2,65	30,65	1,41	16,26	0,0
Verbindung Bremen - Sachsen-Anhalt	Niedersachsen/ Bremen - Sachsen-Anhalt	-1,57	-30,01	-0,84	-16,13	0,0
Verbindung Bremen - Schleswig-Holstein/ Hamburg	Niedersachsen/ Bremen - Schleswig-Holstein/ Hamburg	-0,64	-54,60	-0,37	-31,86	0,0

7.4 Kennzahlen für die Varianten 4.1, 4.2 und 4.3

Die wichtigsten Kennzahlen für die Varianten 4.1, 4.2 und 4.3 sind in der Tabelle 7.10 zusammengefasst.

Tabelle 7.10: Kennzahlen für die Varianten 4.1, 4.2 und 4.3

Windpark	Variante 4.1	Variante 4.2	Variante 4.3
Anzahl WEA	33	84	73
P_{inst} in MW	396	1008	876
P_{netto} in MW	322	819	712
Stromprod. in GWh/a	1.771	4.509	3.918
Einspeis. in GWh/a	9	15	262
Elektrolyseur, Brennstoffzelle, Speicher und Netzanschluss			
$P_{\text{EL,Nenn}}$ in MW	284	284+ 358	455
$P_{\text{EL,max}}$ in MW	284	284 + 432	555
$\dot{V}_{\text{H}_2,\text{Nenn}}$ in Nm ³ /h	59.640	59.640 + 75.180	95.645
W_{H_2} in MWh	-	240.000	-
V_{SP} in m ³ bei 300 bar(ü)	-	431.200	-
$P_{\text{FC,max}}$ in MW	-	498	-
$P_{\text{Anschl,max}}$ in MW	322	498	748
H₂-RA inkl. Elektrolyseur (z.B. im Ruhrgebiet)			
$P_{\text{RA,Nenn}}$ in MW	312	312	501
$P_{\text{RA,min}}$ in MW	-	-	100
Betriebszeit in h/a (hybrid)	7.947	7.947	6.260
Strombedarf in GWh/a	1.709	2.479	2.479
Stahlwerk (z.B. im Ruhrgebiet)			
$P_{\text{ELO,Nenn}}$ in MW	60	73	99
$P_{\text{ELO,max}}$ in MW	90	110	149
$P_{\text{STW,Nenn}}$ in MW	67	80	108
Betriebszeit in h/a	8.000	8.000	5.960
Strombedarf in GWh/a	532	639	639
Warmwalzwerk (z.B. im Ruhrgebiet)			
$P_{\text{WW,Nenn}}$ in MW	16	54	69
Betriebszeit in h/a	8.000	8.000	6.260
Strombedarf in GWh/a	130	430	430
spez. CO₂-Emissionen			
Emissionen in kgCO ₂ /tWSt	555,7	42,9	42,9

Kapitel 8

Wasserstoff-Pipeline (Variante 5)

In den Varianten 3 und 4 wurde ein bestehender Stahlwerksstandort (z.B. im Ruhrgebiet) betrachtet, der mit elektrischer Energie aus dem Windpark versorgt wird. Alternativ soll in der Variante 5 der Stahlwerksstandort über eine Wasserstoff-Pipeline beliefert werden. Ein mögliches Konzept ist in Abbildung 8.1 dargestellt.

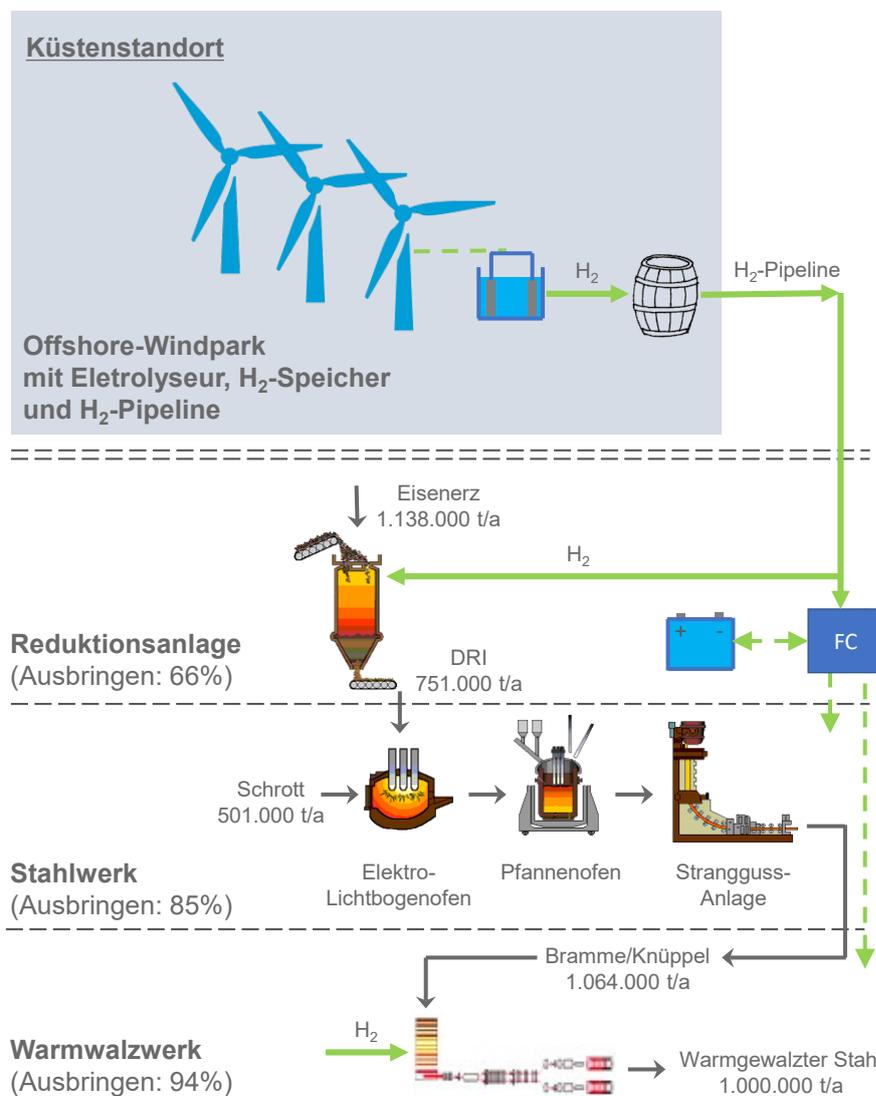


Abbildung 8.1: Prozessschema für Variante 5, bei der das Stahlwerk mit grünem Wasserstoff aus dem Windpark versorgt wird.

Die im Offshore-Windpark erzeugte elektrische Energie wird über einen Elektrolyseur in Wasserstoff umgewandelt und bei Bedarf in einer Gaskaverne zwischengespeichert. Über eine Wasserstoff-Pipeline wird der Wasserstoff von der Küste zu einem bestehenden Stahlwerksstandort transportiert. Dort erfolgt entweder eine stoffliche Nutzung in der Direktreduktionsanlage oder im Wiedererwärmungssofen des Walzwerks. Für die Bereitstellung von elektrischer Energie wird der Wasserstoff mit einer Brennstoffzelle verstromt, so dass der Elektrolichtbogenofen und andere Anlagenteile wie das Warmwalzwerk versorgt werden können. Da es sich hierbei wieder um eine Art Inselbetrieb handelt, wird eine Batterie vorgesehen, um die Netzstabilität am Produktionsstandort zu gewährleisten und die starken Lastsprünge des Elektrolichtbogenofens auszugleichen.

8.1 Produktionsanlagen

8.1.1 Direktreduktionsanlage

Für den Fall der Wasserstoff-Pipeline muss die Direktreduktionsanlage im Vergleich zu den vorherigen Varianten leicht verändert werden. Der vom Windpark erzeugte Wasserstoff ist der Hauptenergieträger und steht somit direkt zur Verfügung. Es ist für die Erwärmung des Reduktionsgases also nicht sinnvoll, eine Beheizung mit Strom vorzusehen. Hierfür müsste der Wasserstoff zunächst mit einem Wirkungsgrad von $\eta_{FC} = 70\%$ in elektrische Energie umgewandelt werden, um dann den Gasstrom zu erhitzen. Es ist stattdessen sinnvoller, die komplette Vorwärmung über die Verbrennung von Wasserstoff/Wasserdampf aus dem Prozess zu realisieren. Hierfür kann ein Wirkungsgrad von $\eta_{\text{heiz}} = 80\%$ angenommen werden.

Der spez. Energiebedarf für die Beheizung wurde in Tabelle 5.1 mit $w_{\text{heiz}} = 0,23 \text{ MWh}/t_{\text{DRI}}$ angegeben. Über den Wirkungsgrad η_{heiz} und dem volumetrischem Heizwert ΔH_u kann der zusätzliche spez. Wasserstoffbedarf bestimmt werden:

$$\frac{w_{\text{heiz}}}{\eta_{\text{heiz}} \cdot \Delta H_u} = \frac{230 \text{ kWh}/t_{\text{DRI}}}{0,8 \cdot 3 \text{ kWh}/\text{Nm}^3_{\text{H}_2}} = 96 \frac{\text{Nm}^3_{\text{H}_2}}{t_{\text{DRI}}}$$

Somit erhöht sich der Wasserstoffbedarf der Direktreduktionsanlage von $637 \text{ Nm}^3_{\text{H}_2}/t_{\text{DRI}}$ auf $733 \text{ Nm}^3_{\text{H}_2}/t_{\text{DRI}}$. Bei einer unveränderten Jahresproduktion von $751.000 t_{\text{DRI}}/\text{a}$ ergibt sich ein Bedarf an Wasserstoff von $550 \text{ Mio. Nm}^3_{\text{H}_2}/\text{a}$ bzw. $49.500 t_{\text{H}_2}/\text{a}$, der direkt stofflich genutzt wird.

Der elektrische Bedarf für Gebläse, Pumpe etc. in Höhe von $70 \text{ kWh}/t_{\text{DRI}}$ muss über die Brennstoffzelle bedient werden. Analog zum obigen Vorgehen ergibt sich hierfür ein Wasserstoffbedarf von $25 \text{ Mio. Nm}^3_{\text{H}_2}/\text{a}$ bzw. $2.250 t_{\text{H}_2}/\text{a}$. Bei einer Betriebszeit von $8.000 \text{ h}/\text{a}$ folgt für die erforderliche Leistung P_{RA} der Brennstoffzelle zur Versorgung der Direktreduktionsanlage:

$$P_{\text{RA}} = \frac{751.000 t_{\text{DRI}}/\text{a}}{8.000 \text{ h}/\text{a}} \cdot 70 \frac{\text{kWh}}{t_{\text{DRI}}} \approx 7 \text{ MW}$$

Die Tabelle 8.1 gibt eine Übersicht über Kennwerte der angepassten Direktreduktionsanlage. Zusätzlich zu den obigen Wasserstoffbedarfen ist der Energiebedarf zur Erzeugung des Wasserstoffs angegeben, der über den Elektrolyseurwirkungsgrad von $\eta_{\text{EL}} = 63\%$ und den Heizwert ΔH_u bestimmt werden kann.

8.1.2 Stahlwerk

Das Stahlwerk wird auf eine jährliche Betriebszeit von $8.000 \text{ h}/\text{a}$ ausgelegt, so dass die Energiebedarfe und Leistungen direkt von der Variante 3.2 aus Abschnitt 6.2 übernommen

werden können. Es gilt:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{ELO,Nenn}} &= 73 \text{ MW} \\
 P_{\text{ELO,max}} &= 110 \text{ MW} \\
 P_{\text{STW,Nenn}} &= 80 \text{ MW} \\
 P_{\text{STW,GL}} &= 7 \text{ MW} \\
 P_{\text{STW,max}} &= 116 \text{ MW} \\
 W_{\text{STW}} &= 639 \text{ GWh/a}
 \end{aligned}$$

Die benötigte elektrische Energie W_{STW} muss über die Brennstoffzelle zur Verfügung gestellt werden, da der komplette Stahlwerksstandort nur mit Wasserstoff versorgt wird. Für die weiteren Betrachtungen im Rahmen der Variante 5 sind die maximale Leistungsaufnahme des Stahlwerks $P_{\text{STW,max}}$ sowie der Gesamtenergiebedarf W_{STW} von Bedeutung. Der Wasserstoffbedarf kann über den Wirkungsgrad $\eta_{\text{FC}} = 70\%$ der Brennstoffzelle und den Heizwert ΔH_{u} ermittelt werden:

$$\frac{W_{\text{STW}}}{\eta_{\text{FC}} \cdot \Delta H_{\text{u}}} = \frac{639 \text{ GWh/a}}{0,7 \cdot 3 \text{ kWh/Nm}^3_{\text{H}_2}} = 304 \text{ Mio.} \frac{\text{Nm}^3_{\text{H}_2}}{\text{a}}$$

Die erforderliche Wasserstoffmenge muss über den Elektrolyseur zur Verfügung gestellt werden, so dass über den Wirkungsgrad $\eta_{\text{EL}} = 63\%$ die erforderliche Energiemenge des Windparks berechnet werden kann:

$$W_{\text{STW,offshore}} = \frac{W_{\text{STW}}}{\eta_{\text{EL}} \cdot \eta_{\text{FC}}} = \frac{639 \text{ GWh/a}}{0,7 \cdot 0,63} = 1.450 \frac{\text{GWh}}{\text{a}}$$

Die Tabelle 8.1 fasst die Kennwerte für das Stahlwerk zusammen.

8.1.3 Walzwerk

Für das Walzwerk steht mit dem Wasserstoff ein „Brennstoff“ zur Verfügung, der für die Wiedererwärmung der Knüppel/Brammen vor dem eigentlichen Walzprozess eingesetzt werden kann. Dies bietet den Vorteil, dass ein bestehender Wiedererwärmungs-ofen genutzt werden kann, der z.B. durch einen Austausch der Brenner angepasst werden kann. Der damit verbundene finanzielle Aufwand ist deutlich geringer als der Neubau einer induktiven Wiedererwärmung. Der Energiebedarf für die Aufheizung mit Wasserstoff kann Tabelle 2.5 entnommen werden. Mit dem dortigen Wert von $w_{\text{WW,heiz}} = 300 \text{ kWh/t}_{\text{WSt}}$, der jährlichen Walzstahlproduktion von 1 Mio. Tonnen und dem Heizwert ΔH_{u} folgt ein Wasserstoffbedarf von:

$$\frac{w_{\text{WW,heiz}} \cdot \dot{m}_{\text{WSt}}}{\Delta H_{\text{u}}} = \frac{300 \text{ kWh/t}_{\text{WSt}} \cdot 1 \text{ Mio. t}_{\text{WSt/a}}}{3 \text{ kWh/Nm}^3_{\text{H}_2}} = 100 \text{ Mio.} \frac{\text{Nm}^3_{\text{H}_2}}{\text{a}}$$

Der spez. Energiebedarf des Walzwerks kann ebenfalls Tabelle 2.5 entnommen werden und beträgt $w_{\text{WW,el}} = 130 \text{ kWh/t}_{\text{WSt}}$. Der Leistungsbedarf ergibt sich damit bei einer Betriebszeit von 8.000 h/a zu $P_{\text{WW}} = 16 \text{ MW}$, der über die Brennstoffzelle aufgebracht werden muss. Der zugehörige Wasserstoffbedarf folgt analog zur Direktreduktionsanlage zu 69 Mio. $\text{Nm}^3_{\text{H}_2}/\text{a}$.

Tabelle 8.1 fasst die Wasserstoffbedarfe des Walzwerks zusammen.

Tabelle 8.1: Übersicht über den Wasserstoffbedarf sowie die erforderliche Energiemenge aus dem Windpark für Variante 5

	H ₂ -Bedarf	H ₂ -Bedarf	\dot{V}_{H_2}	Elektr. Energie
Direktreduktion	in Mio. Nm ³ _{H₂} /a	in t _{H₂} /a	in Nm ³ _{H₂} /h	in GWh/a
H ₂ (stoffl. Nutzung)	550	49.500	68.750	2.620
H ₂ (Fuel Cell)	25	2.250	3.125	120
Stahlwerk				
H ₂ (Fuel Cell)	304	27.360	38.000	1.450
Walzwerk				
H ₂ (stoffl. Nutzung)	100	9.000	12.500	480
H ₂ (Fuel Cell)	69	6.200	8.600	330
Summe	1.048	94.310	130.975	5.000

8.2 Komponenten der Energieversorgung

8.2.1 Elektrolyseur

Der Elektrolyseur muss den gesamten Strom des Windparks in Wasserstoff umwandeln. Der Energiebedarf beläuft sich nach Tabelle 8.1 auf 5.000 GWh/a. Über die Anzahl der Vollaststunden des Windparks von 5.500 h/a ergibt sich eine Nennleistung des Elektrolyseurs von

$$P_{\text{EL}} = \frac{5.000 \text{ GWh/a}}{5.500 \text{ h/a}} = 910 \text{ MW}$$

Je nach Stromproduktion des Windparks schwankt die Leistungsaufnahme zwischen 0 MW und 910 MW. Die damit verbundenen maximale Produktion an Wasserstoff beläuft sich somit auf

$$\dot{V}_{\text{H}_2, \text{max}} = \frac{P_{\text{EL}} \cdot \eta_{\text{EL}}}{\Delta H_{\text{u}}} = \frac{910 \text{ MW} \cdot 0,63}{3 \text{ kWh/Nm}_3^{\text{H}_2}} = 191.000 \frac{\text{Nm}_3^{\text{H}_2}}{\text{h}}$$

Der maximale Volumenstrom an Wasserstoff ist größer als der benötigte mittlere Volumenstrom der drei Anlagenteile ($\approx 131.000 \text{ Nm}_3^{\text{H}_2}/\text{h}$) und wird über einen Wasserstoffspeicher ausgeglichen.

8.2.2 Offshore-Windpark

Für die erforderliche Nettoleistung des Windparks muss gelten:

$$P_{\text{netto}} \geq P_{\text{EL}} = 910 \text{ MW}$$

Über die Verluste in Höhe von 18,72 % kann die erforderliche Anzahl an WEAs bestimmt werden, die sich zu 94 ergibt. Die installierte Leistung liegt somit bei $P_{\text{inst}} = 1.128 \text{ MW}$ und die Nettoleistung bei $P_{\text{netto}} = 917 \text{ MW}$. In Abbildung 8.2 sind die Jahresdauerlinien für den Windpark und den Elektrolyseur dargestellt. Die erzeugte Energiemenge des Windparks liegt bei 5.045 GWh/a, so dass mit dem gewählten Auswerteformalismus 45 GWh/a in das Stromnetz eingespeist werden müssen oder alternativ der Windpark anzu-regeln ist. In der Realität würde man vermutlich den Elektrolyseur etwas größer auslegen, so dass man den Wasserstoffspeicher schneller befüllen könnte.

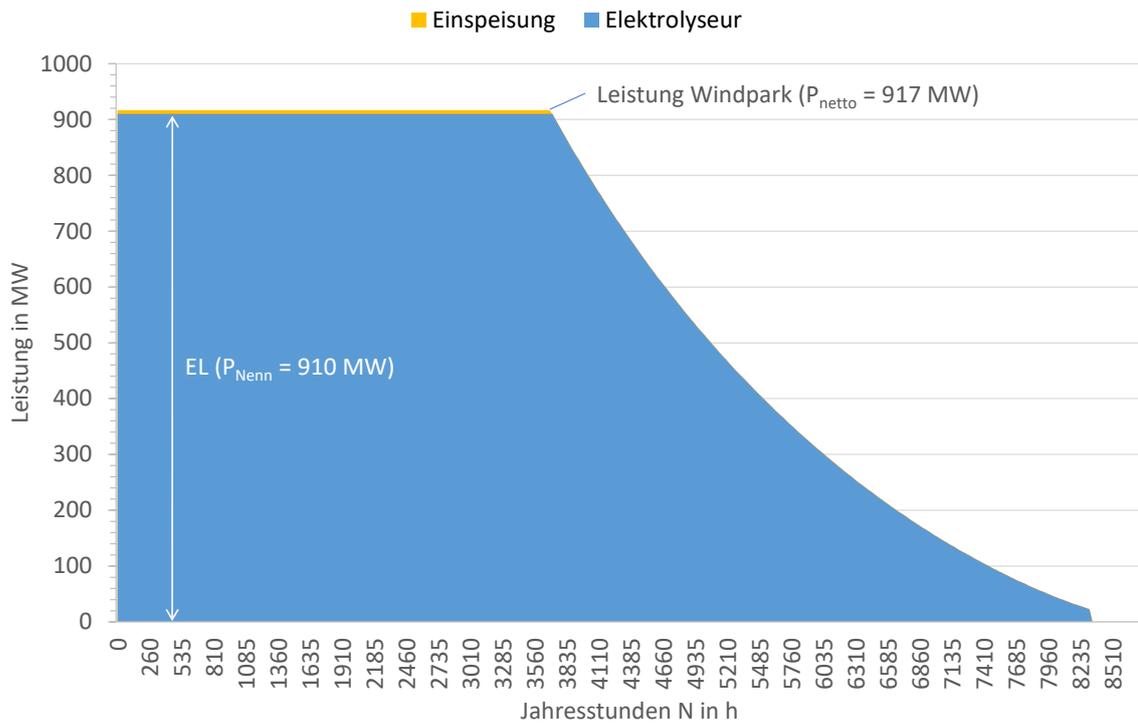


Abbildung 8.2: Jahresdauerlinien für den Windpark und Elektrolyseur für die Variante 5. Die Flächen entsprechen den Energiemengen pro Jahr.

8.2.3 Brennstoffzelle und Batterie

Die maximale Leistung der Brennstoffzelle ergibt sich zu:

$$\begin{aligned} P_{\text{FC,max}} &= P_{\text{RA}} + P_{\text{STW,max}} + P_{\text{WW}} \\ &= 7 \text{ MW} + 116 \text{ MW} + 16 \text{ MW} = 139 \text{ MW} \end{aligned}$$

Es ist hierbei zu berücksichtigen, dass die Brennstoffzelle benutzt wird, um die starken Lastsprünge des Elektrolichtbogenofens auszugleichen. Die maximale Leistung der Brennstoffzelle tritt also immer in den Power-On-Zeiten auf, in denen der Elektrolichtbogenofen eingeschaltet ist. In den Power-Off-Zeiten liegt die Leistung der Brennstoffzelle entsprechend bei

$$\begin{aligned} P_{\text{FC,min}} &= P_{\text{RA}} + P_{\text{STW,min}} + P_{\text{WW}} \\ &= 7 \text{ MW} + 7 \text{ MW} + 16 \text{ MW} = 30 \text{ MW} \end{aligned}$$

Für die Brennstoffzelle wird eine Regelgeschwindigkeit von 25 MW/min angesetzt, wie sie zuvor bereits für den Elektrolyseur angenommen wurde.

Abbildung 8.3 zeigt schematisch den zeitlichen Verlauf der drei Produktionsbereiche sowie die Stromerzeugung der Brennstoffzelle. Die Direktreduktionsanlage sowie das Warmwalzwerk sind hier als Grundlastverbraucher dargestellt, die sich zeitlich nicht verändern. Die Leistungsaufnahme des Stahlwerks schwankt hingegen stark durch das An- und Ausschalten des Elektrolichtbogenofens. Die Brennstoffzelle (FC) gleicht dies durch eine angepasste Leistungsabgabe aus (30 MW während Power-Off und 139 MW während Power-On). Aufgrund der geringen Regelgeschwindigkeit gibt es aber eine Abweichung zwischen der Erzeugung und dem Bedarf, der durch die Batterie ausgeglichen wird. Beim Einschalten des Elektrolichtbogenofens ist z.B. die Leistung der Brennstoffzelle zunächst zu gering, so dass parallel Leistung durch die Batterie zur Verfügung gestellt wird. Beim Abstich des

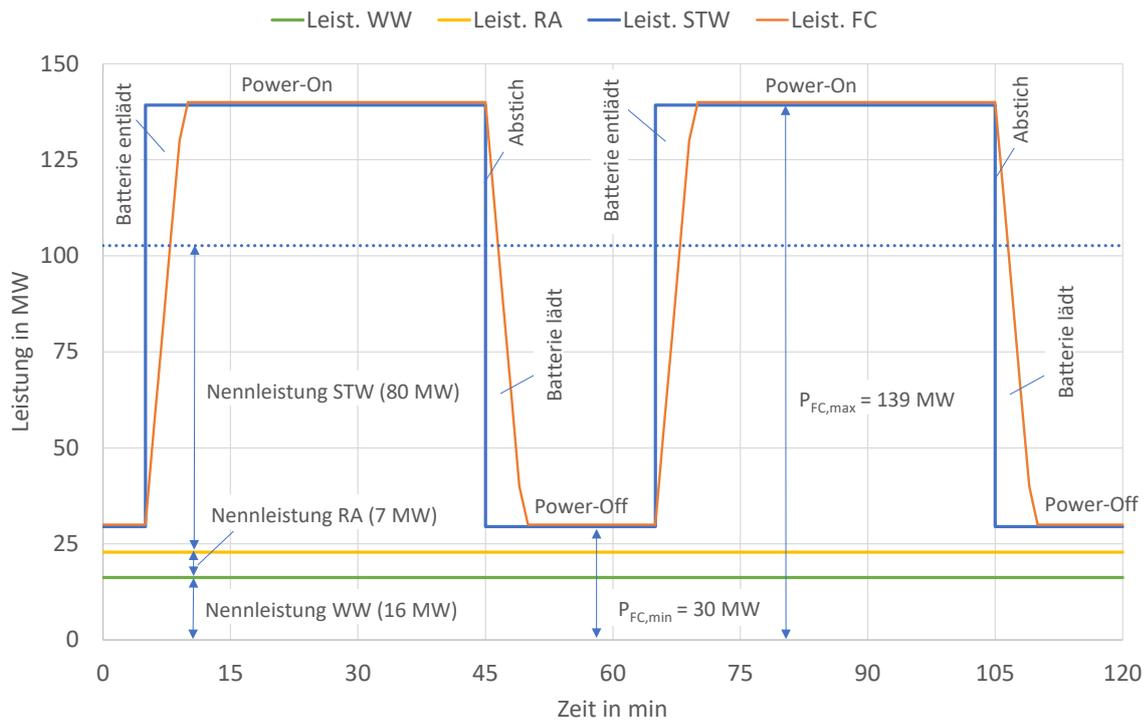


Abbildung 8.3: Schwankender Lastgang der drei Produktionsbereiche, der über eine Kombination aus Brennstoffzelle und Batterie ausgeglichen wird.

Elektrolichtbogenofens ist die Leistung der Brennstoffzelle kurzzeitig zu hoch, so dass die Batterie wieder aufgeladen werden kann, vgl Variante 1 und 2 in Kapitel 5.

Somit wird eine Batterie vorgesehen, die die gleiche Leistung wie der Elektrolichtbogenofen aufweist:

$$P_{\text{Batt}} = P_{\text{ELO,max}} = 110 \text{ MW}$$

8.2.4 Speicher

Der Elektrolyseur produziert den Wasserstoff entsprechend der Stromproduktion des Windparks, wohingegen die drei Produktionsanlagen auf einen Grundlastbetrieb mit 8.000 h/a ausgelegt sind. Für den Ausgleich zwischen schwankender Produktion und konstanter Abnahme wird hier ein relativ großer Wasserstoffspeicher verwendet. Anhand des Windgeschwindigkeitsdaten für den Messstandort FINO1 aus dem Jahr 2019 kann die erforderliche Speichergröße abgeschätzt werden¹.

Abbildung 8.4 zeigt den Energieinhalt eines Kavernenspeichers im Jahresverlauf. Es wird ein Arbeitsbereich des Speichers zwischen 100 bar und 300 bar angenommen, sodass auch im fast leeren Speicherzustand noch das sog. „Kissengas“ im Speicher vorhanden ist. Der Abbildung 8.4 kann eine Arbeitsgröße von rund 200 GWh entnommen werden. Dies entspricht einer Wasserstoffmenge von 66,7 Mio. $\text{Nm}^3_{\text{H}_2}$ bzw. einer Masse von 6.000 t_{H_2} . Über die Druckniveaus kann das erforderliche Speichervolumen vereinfacht über das ideale Gasgesetz zu $V = 359.000 \text{ m}^3$ abgeschätzt werden.

¹Die Daten wurden von der Initiative FINO (Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee) zur Verfügung gestellt, die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) auf Grundlage eines Beschlusses des Deutschen Bundestages, vom Projektträger Jülich (PTJ) organisiert und vom BSH koordiniert wurde.

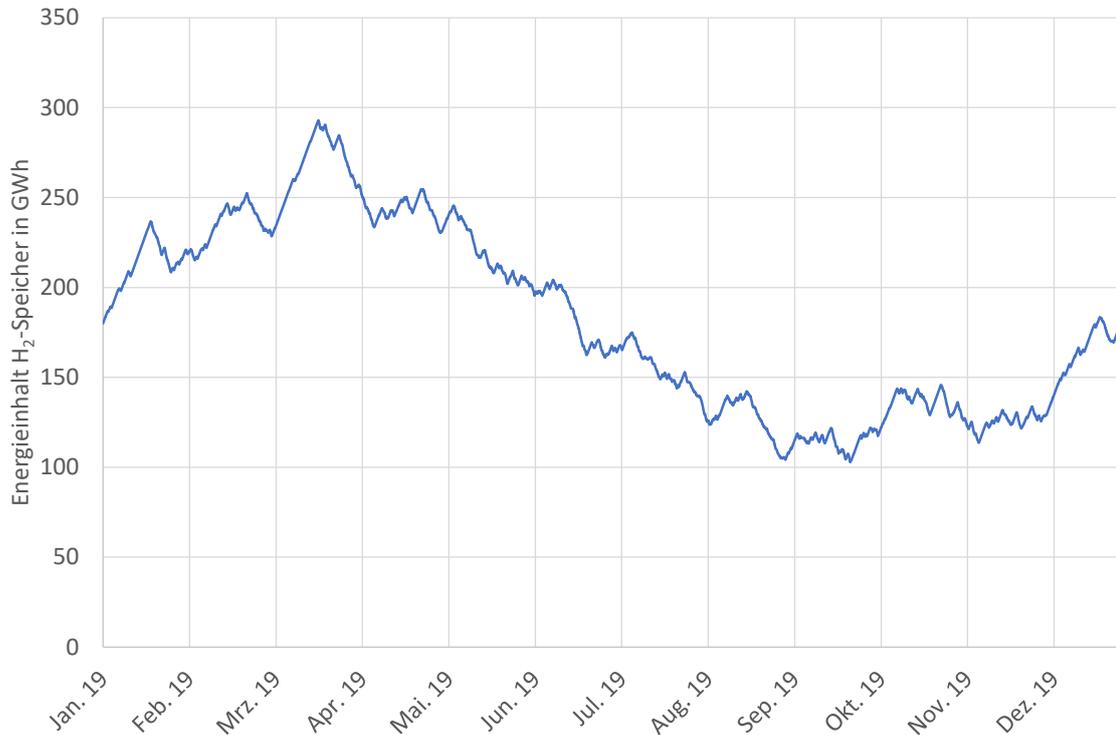


Abbildung 8.4: Jahreszeitliche Entwicklung des Energieinhalts des Wasserstoffspeichers

8.2.5 Wasserstoff-Pipeline

Der mittlere Wasserstoffvolumenstrom kann der Tabelle 8.1 entnommen werden:

$$\dot{V}_{\text{H}_2, \text{Nenn}} = 71.875 \frac{\text{Nm}^3_{\text{H}_2}}{\text{h}} + 38.000 \frac{\text{Nm}^3_{\text{H}_2}}{\text{h}} + 21.100 \frac{\text{Nm}^3_{\text{H}_2}}{\text{h}} \approx 131.000 \frac{\text{Nm}^3_{\text{H}_2}}{\text{h}}$$

Die schwankende Abnahme der Brennstoffzelle wird durch den Arbeitsdruck in der Wasserstoff-Pipeline ausgeglichen, so dass dieser Wert den Auslegungsfall darstellt. Über den Heizwert kann der Normvolumenstrom auch in eine zu transportierende Leistung von $P_{\text{Pipe}} = 393 \text{ MW}$ umgerechnet werden.

Bei einer angenommenen Fließgeschwindigkeit von 10 m/s und einem Arbeitsdruck in der Pipeline von 90 bar ergibt sich ein erforderlicher Durchmesser von $d_{\text{pipe}} = 23 \text{ cm}$, was gut zu einer üblichen Leitungsnennweite von DN 250 passt.

8.3 Kennzahlen

Die wichtigsten Kennzahlen für die Variante 5 sind in der Tabelle 8.2 zusammengefasst.

Tabelle 8.2: Kennzahlen für die Variante 5

Windpark	Variante 5
Anzahl WEA	94
P_{inst} in MW	1.128
P_{netto} in MW	917
Stromprod. in GWh/a	5.045
Einspeis. in GWh/a	45
Elektrolyseur, Brennstoffzelle, Speicher und Batterie	
$P_{\text{EL,Nenn}}$ in MW	910
$\dot{V}_{\text{H}_2,\text{Nenn}}$ in Nm ³ /h	191.000
W_{H_2} in MWh	200.000
V_{SP} in m ³ bei 300 bar(ü)	359.000
P_{Batt} in MW	110
$P_{\text{FC,max}}$ in MW	140
H₂-RA (z.B. im Ruhrgebiet)	
P_{RA} in MW	6,6
Betriebszeit in h/a	8.000
Strombedarf in GWh/a für H ₂	2.740
Stahlwerk (z.B. im Ruhrgebiet)	
$P_{\text{ELO,Nenn}}$ in MW	73
$P_{\text{ELO,max}}$ in MW	110
$P_{\text{STW,Nenn}}$ in MW	80
$P_{\text{STW,max}}$ in MW	116
Betriebszeit in h/a	8.000
Strombedarf in GWh/a für H ₂	1.450
Warmwalzwerk (z.B. im Ruhrgebiet)	
$P_{\text{WW,Nenn}}$ in MW	16
Betriebszeit in h/a	8.000
Strombedarf in GWh/a für H ₂	810
spez. CO₂-Emissionen	
Emissionen in kgCO ₂ /tWSt	42,9

Kapitel 9

Kostenabschätzung

In den bisherigen Kapiteln wurden die einzelnen Konzepte inklusive der technischen Randbedingungen sowie Grobauslegung der wichtigsten Komponenten aufgezeigt. Neben der technischen Umsetzbarkeit sind die zugehörigen Kosten ein wichtiger Faktor, um die unterschiedlichen Varianten miteinander zu vergleichen. Hierzu werden zunächst die Investitionskosten der einzelnen Varianten anhand von spez. Werten abgeschätzt und gegenübergestellt. Die Investitionskosten werden dann über die Abschreibungsdauer über einen Ansatz analog zu den Stromgestehungskosten (LCOE) in Umwandlungskosten umgerechnet. Hinzukommen noch weitere Kostenpunkte wie z.B. Transportkosten, um dann abschließend eine Indikation für die Varianten zu erhalten. Außerdem können anhand der Umwandlungskosten sowie der bekannten spez. CO₂-Emissionen die CO₂-Vermeidungskosten berechnet werden. Zum Abschluss erfolgt eine qualitative Bewertung der verschiedenen Varianten bzgl. weiterer Kriterien.

9.1 Investitionskosten

Zur Berechnung der Investitionskosten wird der Ansatz über spez. Kosten verwendet, die auf Literaturstellen oder Erfahrung beruhen. Es werden hierbei nur die wichtigsten Anlageanteile betrachtet, wie z.B. Direktreduktionsanlage oder Offshore-Windpark. Auf eine verfeinerte Betrachtung der Investitionskosten, bei der z.B. der Kosteneffekt von DRI-Silos bewertet wird, wird im Rahmen dieser Studie verzichtet. Tabelle 9.1 gibt eine Übersicht über die verwendeten spez. Kosten sowie die zugehörige Abschreibungsdauer bzw. Nutzungsdauer in Jahren. Bei der Nutzungsdauer sticht der geringe Wert von 5 Jahren für die Batterie heraus. Dies ist damit begründet, dass die Batterie sehr viele Ladezyklen pro Jahr durchläuft, um die Lastsprünge des Elektrolichtbogenofens auszugleichen, was sich negativ auf die Lebensdauer auswirkt.

Die Kosten für z.B. eine Direktreduktionsanlage liegen in der Größenordnung von rund 500 Mio. € für eine nominelle Produktionskapazität von 1 Mio. Tonnen DRI pro Jahr. Als spez. Größe können die Kosten also als

$$\frac{500 \text{ Mio. €}}{1 \text{ Mio. } t_{\text{DRI/a}}} = 500 \frac{\text{€}}{t_{\text{DRI/a}}}$$

geschrieben werden. Es handelt sich hierbei um die spez. Kosten pro Tonne an jährlicher Produktionskapazität. Für die anderen Produktionsbereiche werden analoge Kennzahlen verwendet.

Für die Kostenschätzung der einzelnen Produktionsbereiche des Stahlwerksstandorts ist es weiterhin üblich, eine nominelle Produktionskapazität bezogen auf 8.000 h/a pro Jahr zu wählen. Somit ist es erforderlich, die Produktionsleistung der flexibel genutzten Anlagen auf 8.000 h/a zu normieren. So wurde beispielsweise für die Variante 1 eine Direktreduktionsanlage mit einer elektrischen Anschlussleistung von $P_{\text{RA, Nenn}} = 495 \text{ MW}$ ausgewählt.

Tabelle 9.1: Spez. Kosten für die Haupt-Anlagenteile

Anlagenteil	spez. Kosten	Einheit	Abschreibung
Reduktionsanlage	500	$\frac{\text{€}}{t_{\text{DRI}}/\text{a}}$	20 a
Elektrolichtbogenofen	150	$\frac{\text{€}}{t_{\text{St}}/\text{a}}$	20 a
Pfannenofen & Stranggussanlage	100	$\frac{\text{€}}{t_{\text{St}}/\text{a}}$	20 a
Wiedererwärmungsofen	80	$\frac{\text{€}}{t_{\text{WSt}}/\text{a}}$	20 a
Warmwalzwerk (Walzstraße)	200	$\frac{\text{€}}{t_{\text{WSt}}/\text{a}}$	20 a
Offshore-Windpark [34]	3.000	$\frac{\text{€}}{\text{kW}}$	20 a
Elektrolyseur [35]	800	$\frac{\text{€}}{\text{kW}}$	10 a
Batterie [36]	700	$\frac{\text{€}}{\text{kW}}$	5 a
Brennstoffzelle	800	$\frac{\text{€}}{\text{kW}}$	10 a
DC-Erdkabel [37]	1.575	$\frac{\text{€}}{\text{kW}}$	30 a
H ₂ -Speicher [38]	167	$\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	30 a
H ₂ -Pipeline [39]	1.200	$\frac{\text{€}}{\text{m}}$	30 a

Über den spez. Energiebedarf von 3,3 MWh/ t_{DRI} und die vorgegebenen Betriebsstunden kann somit die normierte Produktionsleistung berechnet werden:

$$\text{Prod}_{\text{RA, Norm}} = \frac{493 \text{ MW}}{3,3 \text{ MWh}/t_{\text{DRI}}} \cdot 8.000 \text{ h/a} = 1.195.000 \frac{t_{\text{DRI}}}{\text{a}}$$

Aufgrund der flexiblen Betriebsweise in Variante 1 produziert die Direktreduktionsanlage eine Tonnage von nur 751.000 t_{DRI}/a . Eine Normierung auf 8.000 h/a ergibt aber eine nominelle Produktionskapazität von rund 1.200.000 t_{DRI}/a . Dieses Vorgehen ist für alle Produktionsbereiche zu wählen, um die zugehörigen nominellen Kapazitäten zu berechnen.

Die spez. Kosten für den Offshore-Windpark in Höhe von 3.000 €/kW orientieren sich am Windenergie Report 2018, [34, S. 82]. Sie stellen nicht nur die Kosten für die WEAs dar, sondern beinhalten auch die Kosten für Gründung, Landanschluss und sonstige Projektkosten, siehe auch Abbildung A.3 im Anhang.

Für Elektrolyseure sind stark schwankende spez. Kosten im Bereich von 800 . . . 1500 €/kW zu finden [35, S. 26]. Aufgrund der zu erwartenden Kostendegradation wird hier ein Wert von 800 €/kW angesetzt. Die gleiche Größenordnung wird auch für Brennstoffzellen verwendet, da es sich um ähnliche Technologien handelt. Die spez. Investitionen für Batterien sind in Stenzel et al. [36] im Bereich von 700 €/kWh angegeben. Da das Verhältnis von Leistung P zu Energieinhalt W meistens im Bereich von $P/W = 1$ liegt, wird für die weitere Berechnung ein Wert von 700 €/kW angesetzt.

Für die Varianten 3 und 4 ist der Transfer von großen Leistungen von der Küste zu einem fiktiven Stahlwerksstandort im Ruhrgebiet erforderlich. In den zugehörigen Abschnitten zur Auswirkung auf die Netzauslastung konnten keine eindeutigen Aussagen zu einem Netzausbau getroffen werden. Es ist zu erkennen, dass die Auslastung der entsprechenden Übertragungsnetze durch den zusätzlichen Windstrom ansteigt. Da mit dem Fortschreiten der Energiewende aber ein verstärkter Energietransport von Nord nach Süd stattfindet,

den muss, werden hier bereits die Kosten für einen Netzausbau in Höhe der jeweiligen Anschlussleistung $P_{\text{Anschluss,max}}$ berücksichtigt. Hierfür wird eine Entfernung von 300 km angenommen. Als Leitungsvariante werden erdverlegte Gleichstromleitungen gewählt, da eine klassische oberirdische Hochspannungsleitung aktuell vermutlich an Bürgerprotesten scheitern würde und die Erdverlegung als einzige Möglichkeit erscheint. Es sind im Netzentwicklungsplan 2035, [40, S. 110] bzw. [37], spez. Kosten von 3.250 €/ (km MW) zu finden, so dass sich die Leitungskosten bei einer Entfernung von 300 km zu 975.000 €/MW belaufen. Zusätzlich sind zwei Umrichterstationen (Gleichstrom/Wechselstrom) vorzusehen, die mit 300.000 €/MW angegeben sind [37]. In Summe ergibt dies spez. Kosten von 1,575 Mio. €/MW bzw. 1.575 €/kW, wie es in Tabelle 9.1 angegeben ist.

Für einen Wasserstoffspeicher auf Basis von Gaskavernen sind spez. Kosten von in der Größenordnung von 0,5 €/Nm³ zu finden [38]. Dies kann über den Heizwert ΔH_u auf 167 €/MWh umgerechnet werden. Die Werte beziehen sich jeweils auf das Arbeitsvolumen, so dass das im Speicher verbleibende Kissengas nicht als Volumen bzw. Energiemenge berücksichtigt wird. In Kapitel 8 wurde für die Wasserstoff-Pipeline ein erforderlicher Nenndurchmesser von DN250 ermittelt. Hierfür sind spez. Kosten von 1.200 €/km zu finden [39].

Die Investitionskosten ergeben sich aus den spez. Kosten multipliziert mit der jeweiligen Anlagengröße. Als Beispiel sei hier wieder die Reduktionsanlage der Variante 1 aufgegriffen. Die zugehörigen Kosten ergeben sich zu

$$500 \frac{\text{€}}{t_{\text{DRI}}/\text{a}} \cdot 1.195.000 \frac{t_{\text{DRI}}}{\text{a}} = 598 \text{ Mio. €}$$

Die Anlagengrößen sowie die Investitionskosten sind im Anhang aufgeführt (Tabelle B.1 und B.2). Zusätzlich zur Kostenermittlung über spez. Kostenfaktoren wird für die Standorte in Küstennähe (Varianten 1, 2 und 3) ein Hafen vorgesehen, der pauschal mit 200 Mio. € bei einer Abschreibungsdauer von 30 Jahren abgeschätzt wird.

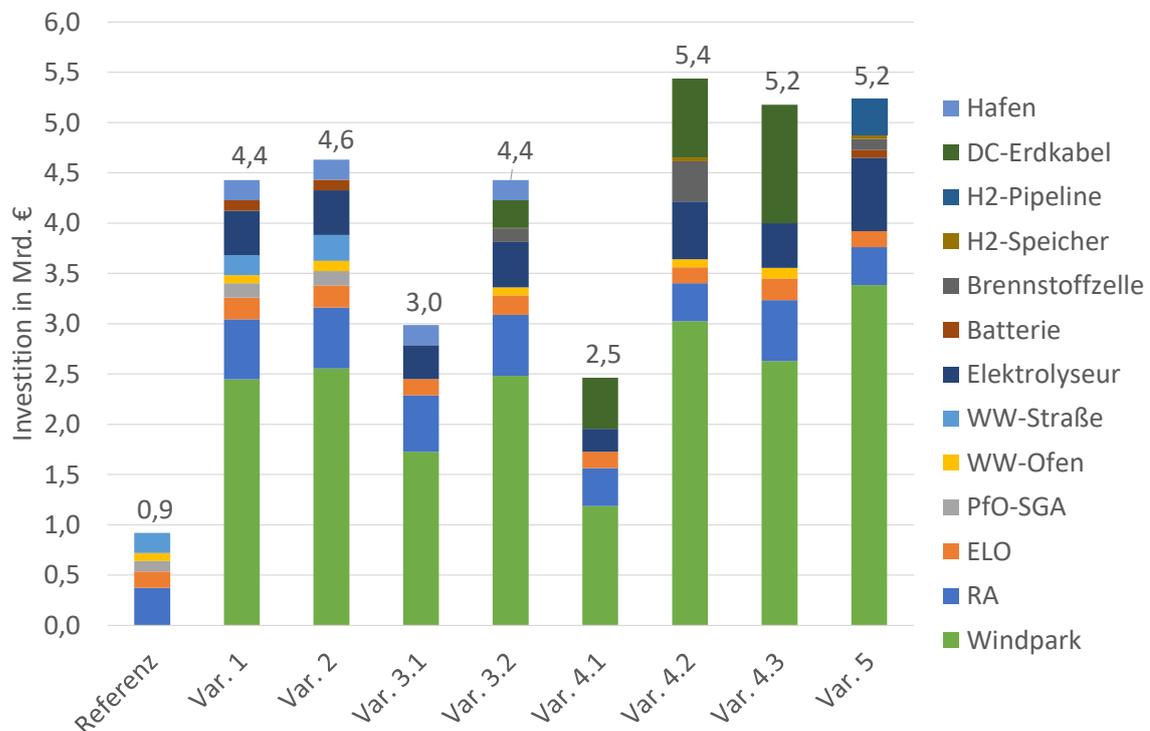


Abbildung 9.1: Ermittelte Investitionskosten für das Referenzszenario und die fünf Varianten (Abkürzungen siehe Seite 12)

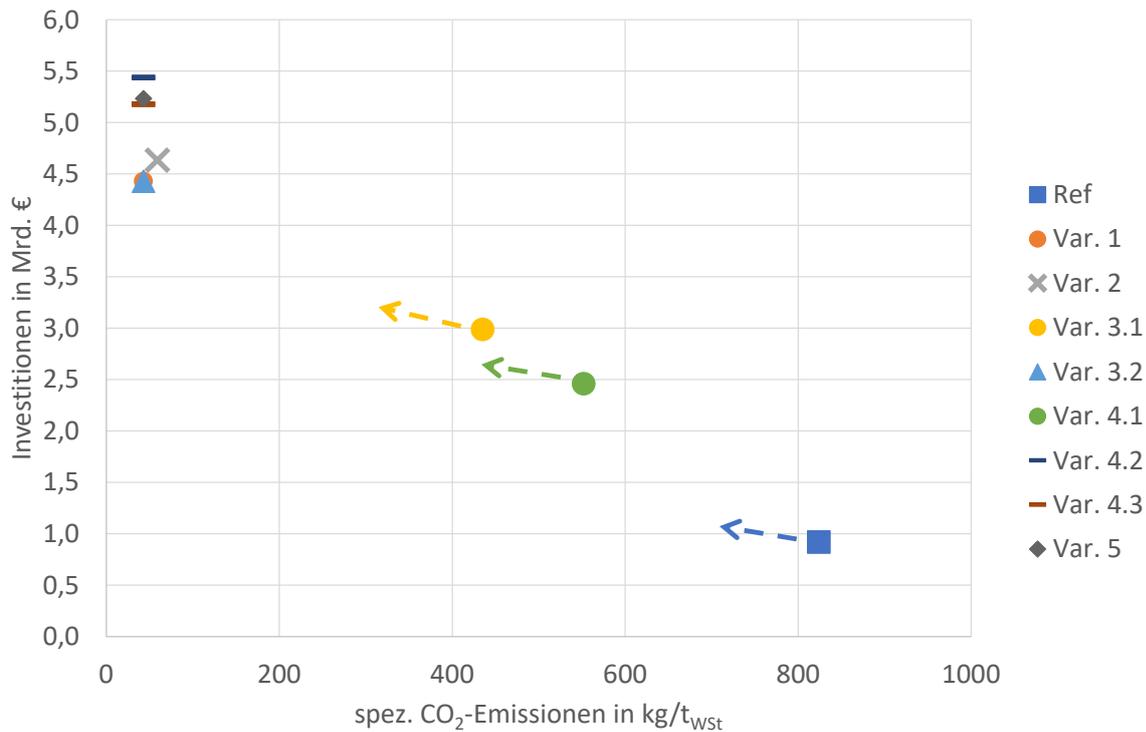


Abbildung 9.2: Auftragung der Investitionskosten über den spez. CO₂-Emissionen. Die gestrichelten Pfeile stellen das weitere CO₂-Einsparpotential dar, das sich für den Referenzfall sowie für die Varianten 3.1 und 4.1 ergibt.

Die Abbildung 9.1 zeigt die ermittelten Investitionskosten für den Referenzfall sowie für die fünf Varianten. Es ist zu erkennen, dass der Neubau eines Stahlwerks mit erdgasbasierter Direktreduktionsanlage die niedrigsten Investitionen von rund 900 Mio. € aufweist. Daneben fallen die Varianten 3.1 sowie 4.1 auf, die im Bereich von 2,5 sowie 3 Mrd. € liegen. Die Investitionen für die restlichen Varianten erfordern Investitionen im Bereich von 4,4 bis 5,4 Mrd. €. Hierbei ist allerdings zu berücksichtigen, dass sich die spez. CO₂-Emissionen stark unterscheiden, da einzelne Varianten z.T. noch Graustrom und Erdgas verwenden. Um diesen Effekt zu verdeutlichen, sind in Abbildung 9.2 die Investitionen gegen die spez. CO₂-Emissionen aufgetragen. Der Referenzfall sowie die Varianten 3.1 und 4.1 bieten das Potential, sich in Richtung weiterer CO₂-Minderungen zu entwickeln, was in der Abbildung durch die gestrichelten Pfeile dargestellt ist. Diese CO₂-Einsparungen können entweder durch gezielte Investitionen erreicht werden (z.B. Var. 3.1 → Var. 3.2) oder durch ein Voranschreiten der Energiewende, bei dem sich der Emissionsfaktor von Strom im Laufe der Zeit durch einen gesteigerten Anteil erneuerbarer Energien verringert. Hierdurch würden die indirekten CO₂-Emissionen sinken.

Der Referenzfall stellt eine Möglichkeit dar, um mit relativ geringen Investitionen ein integriertes Hochofenwerk auf Erdgas/Graustrom umzustellen und so die CO₂-Emissionen auf weniger als die Hälfte zu senken. Die Varianten 3.1 und 4.1 stellen weitere Zwischenschritte in Richtung CO₂-Freiheit dar, haben aber immer noch mehr als 400 kg_{CO₂}/t_{wSt}. Den größten, aber auch teuersten Schritt in Richtung CO₂-Freiheit stellen die restlichen Varianten dar, die vollständig auf erneuerbarer Energie basieren und CO₂-Emissionen nur noch durch den Elektrodenabbrand und die Schäumkohle aufweisen.

Bezüglich der Investitionskosten ist in Abbildung 9.1 zu erkennen, dass für die Varianten 1 bis 5 der Offshore-Windpark den größten Kostenanteil einnimmt. Die restlichen Kostenanteile variieren entsprechend dem gewählten Konzept.

Die Varianten 1 und 2 zeichnen sich dadurch aus, dass aufgrund des Standorts in Küsten-

nähe auf einen Netzausbau und eine Brennstoffzelle verzichtet werden kann. Allerdings erfordert dies einen kompletten Neubau des Standorts inkl. der Hafenanlagen, so dass die Kosten bei 4,4 Mrd. € bzw. 4,6 Mrd. € liegen. Aufgrund der erforderlichen Flexibilität der Produktionsanlagen müssen diese größer ausgelegt werden als für den Referenzfall, so dass die zugehörigen Investitionen in die Produktionsanlagen im Bereich von 1,3 Mrd. € liegen und damit rund 45 % höher als für den Referenzfall sind.

Die Variante 3.2 weist sowohl geringe CO₂-Emissionen als auch die niedrigsten Investitionskosten von 4,4 Mrd. € auf. Durch die Produktion von DRI in Küstennähe muss nur eine relativ kleine Stromtrasse vorgesehen werden, die den bestehenden Stahlwerksstandort mit elektrischer Energie versorgt. Außerdem können bestehende Produktionsanlagen, wie z.B. Pflannenofen, Stranggussanlage und die Walzstraße im Warmwalzwerk, weiter verwendet werden, so dass dies die Investitionskosten reduziert.

Bei den Varianten 4.2 und 4.3 kommt es stark darauf an, ob die Produktionsanlagen groß genug dimensioniert und flexibel betrieben werden (Var. 4.3 mit 5,2 Mrd. €) oder ob sie auf eine hohe Betriebsdauer von 8.000 h/a ausgelegt werden, die dann über einen großen Wasserstoffspeicher zu versorgen sind (Var. 4.2 mit 5,4 Mrd. €). Für eine bestimmte Produktionsmenge an Walzstahl sollte also schon während der Planung auf eine ausreichende Flexibilität geachtet werden, um die Stahlerzeugung gut an die Windstromproduktion anzupassen und die erforderlichen Speicherkapazitäten im System möglichst gering zu halten.

Die Variante 5 mit der Wasserstoff-Pipeline weist Investitionskosten von 5,2 Mrd. € und den größten Windpark mit einer installierten Leistung von 1.128 MW auf. Durch die Pipelineanbindung des Stahlwerkstandorts muss die elektrische Energie zunächst komplett in Wasserstoff umgewandelt werden. Am Stahlwerksstandort wird der Wasserstoff in der Reduktionsanlage und für die Wiedererwärmung direkt genutzt oder liefert über eine Brennstoffzelle die elektrische Energie für das Einschmelzen und Walzen. Somit treten in der Variante die höchsten Umwandlungsverluste auf, was sich auch in den relativ hohen Investitionskosten bemerkbar macht.

9.2 Umwandlungskosten

Die im vorigen Kapitel abgeschätzten Investitionskosten müssen nicht zwangsläufig in voller Höhe durch ein Stahlunternehmen aufgebracht werden. Die Energieerzeugung wie z.B. der Offshore-Windpark oder der Elektrolyseur gehören nicht zu den Kernkompetenzen eines Stahlunternehmens, so dass diese Anlagenteile auch durch einen anderen Investor finanziert und betrieben werden können. Somit sind neben den reinen Investitionskosten auch die anlagen- und energiebedingten Umwandlungskosten ein wichtiger Indikator. Außerdem kann so berücksichtigt werden, dass einzelne Komponenten deutlich kürzere Benutzungsdauern aufweisen.

In der Energiewirtschaft ist es üblich, die sog. Stromgestehungskosten oder auch *LCOE* (*Levelized Costs of Energy*)¹ zu verwenden:

$$LCOE = \frac{Inv + \sum_{t=1}^n \frac{Wart_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Ener_t}{(1+i)^t}} \quad (9.1)$$

Hierbei sind *Inv* die einmaligen Investitionen zu Projektbeginn, *Wart_t* die jährlichen Kosten für Instandhaltung und Wartung, *n* die Nutzungsdauer in Jahren, *Ener_t* die jährlich erzeugte Energiemenge und *i* der kalkulatorische Zinssatz².

¹Hier wird eine vereinfachte Berechnung ohne die Kosten für den Rückbau verwendet.

²Mit den nachfolgend angegebenen Werten ergeben sich Stromgestehungskosten für den Offshore-Windpark in der Größenordnung von 75 €/MWh, was als realistisch anzusehen ist.

Analog zum obigen Ansatz sollen in dieser Studie die *Levelized Costs of Steel (LCOS)* verwendet werden, die die anlagen- und energiebedingten Umwandlungskosten für jeden Anlagenteil darstellen. Hierbei werden die Investitionen Inv_j der einzelnen Anlagenteile j sowie die jährlichen Wartungskosten $Wart_{j,t}$ und Erlöse $Erl_{j,t}$ über die Nutzungsdauer n mit dem Zinssatz i auf die jährliche Produktionsmenge $Prod_t$ an Walzstahl umgerechnet:

$$LCOS_j = \frac{Inv_j + \sum_{t=1}^n \frac{Wart_{j,t} + Erl_{j,t}}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Prod_t}{(1+i)^t}} \quad (9.2)$$

Für den kalkulatorischen Zinssatz wird ein üblicher Wert von

$$i = 5\%$$

verwendet. Die Kosten für Wartung und Instandhaltung werden pauschal für alle Anlagenteile mit 3 % der zugehörigen Investitionskosten angesetzt:

$$Wart_{j,t} = Inv_j \cdot 3\%$$

Die jährliche Produktionsmenge an Walzstahl wurde für alle Varianten auf

$$Prod_t = 1 \text{ Mio. } \frac{t_{\text{WSt}}}{\text{a}}$$

festgelegt. Die Erlöse $Erl_{j,t}$ ergeben sich z.B. durch die eingespeisten Strommengen (angesetzt mit durchschnittlich 40 €/MWh) und den Strombezug aus dem Netz bei negativen Strompreisen (angesetzt mit durchschnittlich -10 €/MWh), wie er für Variante 2 auftreten kann. Eine Tabelle mit allen ermittelten Umwandlungskosten ist im Anhang in Tabelle B.4 angegeben.

Für die erzeugten Energiemengen des Windparks wird unterstellt, dass keine weiteren Aufschläge wie z.B. EEG-Umlage für Eigenstromerzeugung³ etc., anfallen. Die vorgestellten Konzepte zur Dekarbonisierung der Stahlindustrie dienen den politischen Vorgaben und sollten somit nicht in der Umsetzung behindert werden. Die benötigten Energiemengen an Windstrom liegen im Bereich von 3,5 TWh pro Jahr, so dass selbst geringe Aufschläge auf den Strompreis von z.B. 1 Ct/kWh (= 10 €/MWh) eine jährliche Kostensteigerung von 35 Mio. € bedeuten würden.

Ein Sonderfall stellt die Bestimmung der Netzentgelte dar. Für die Varianten 3.2, 4.2 und 4.3 wurde der erforderliche Leitungszubau ermittelt und über die Methode der LCOS wurden die Investitionen als Umwandlungskosten ausgewiesen. Somit stellen die Stromtrassen sog. *singuläre Betriebsmittel* dar, die direkt dem Betrieb des Stahlwerks zugeordnet werden können. Hierbei ist allerdings noch nicht berücksichtigt, dass dem Übertragungsnetz Regenergie zum Ausgleich des An- und Ausschaltens des Elektrolichtbogenofens entnommen wird. Es werden hierfür spez. Kosten von 5 €/MWh angesetzt⁴.

Im Referenzfall sowie in den Varianten 3.1 und 4.1 wird für die Stahlherstellung z.T. Graustrom sowie Erdgas verwendet, woraus sich ebenfalls energiebedingte Umwandlungskosten ergeben. Außerdem treten in allen Fällen direkte CO₂-Emissionen auf, die im Rahmen des ETS zu berücksichtigen sind. Es wird davon ausgegangen, dass eine kostenlose Zuteilung in Höhe von 80 % erfolgt, so dass für 20 % der CO₂-Emissionen Zertifikate gekauft werden müssen.

³Bei einer EEG-Umlage von 6,5 Ct/kWh und einer Abgabe in Höhe von 40 % würde sich ein Stromkostenaufschlag von 2,6 Ct/kWh ergeben. Mit dem obigen Rechenweg würde dies zu jährlichen Mehrkosten von 91 Mio. € bzw. 91 €/t_{WSt} führen.

⁴Aus Gründen der Einfachheit wird hier auf eine Unterteilung der Netzentgelte in Leistungspreis und Arbeitspreis verzichtet, sondern ein Kostenbestandteil auf Basis der verbrauchten Energie eingeführt.

Tabelle 9.2: Spez. Kosten für Energie, CO₂ und DRI-Transport

Kostenart	spez. Kosten	Einheit
Regelenergie	5	$\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$
Erdgas (Heizwert)	15	$\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$
Graustrom (inkl. Netzkosten)	55	$\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$
Zertifikatehandel (ETS)	25	$\frac{\text{€}}{t_{\text{CO}_2}}$
Transport DRI	30	$\frac{\text{€}}{t_{\text{DRI}}}$

Für die Varianten 3.1 und 3.2 befindet sich die Direktreduktionsanlage in Küstennähe und ist vom restlichen Produktionsstandort getrennt, so dass ein Transport des DRI zum Stahlwerk erfolgen muss. Hierfür werden spez. Kosten von 30 €/t_{DRI} angesetzt. Die restlichen Transportkosten z.B. des Eisenerz' von der Mine zum Produktionsstandort oder die Lieferkosten des Walzstahls an Kunden treten in allen Varianten auf, so dass sie sich gegenseitig aufheben und hier nicht Teil der betrachteten Umwandlungskosten sind. Es wird hier also nur der explizit zusätzliche Transportaufwand des DRI zum Stahlwerk berücksichtigt, der bei unterschiedlichen Standorten auftritt.

In Tabelle 9.2 sind die verwendeten Kosten für Energie, CO₂ sowie Transport aufgeführt. Über die zugehörigen Energie- bzw. CO₂-Mengen können die jährlichen Kosten berechnet werden. Durch Normierung auf die jährliche Produktionsmenge an Walzstahl können diese Kosten auf energiebedingte Umwandlungskosten umgerechnet werden.

Für die Varianten 3.1 und 3.2 müssen beispielhaft 751.000 t_{DRI}/a von der Küste zum Produktionsstandort transportiert werden. Hierfür ergeben sich energiebedingte Umwandlungskosten (*UK*) von

$$UK_{\text{transp}} = \frac{751.000 t_{\text{DRI}}/\text{a} \cdot 30 \text{ €/t}_{\text{DRI}}}{1 \text{ Mio. } t_{\text{WSt}}/\text{a}} \approx 23 \frac{\text{€}}{t_{\text{WSt}}}$$

Abbildung 9.3 zeigt die ermittelten energiebedingten Umwandlungskosten für die einzelnen Varianten. Zur Erhöhung der Übersichtlichkeit wurden die Kosten der Produktionsanlagen zu einem Block zusammengefasst. Die Berechnungen ergeben, dass die energiebedingten Umwandlungskosten des Referenzfalls 180 €/t_{WSt} betragen und sich aus rund 100 €/t_{WSt} aus den Kosten für Produktionsanlagen und aus rund 80 €/t_{WSt} aus Energiekosten zusammensetzen. Diese Kosten liegen näherungsweise im Bereich der Umwandlungskosten eines integrierten Stahlwerks mit Hochofen/Konverter, da die Erzeugungsrouten über Direktreduktionsanlage und Elektrolichtbogenofen bereits heute konkurrenzfähig ist.

Im Vergleich zum Referenzfall weisen alle anderen Varianten deutlich höhere Umwandlungskosten auf. Die Varianten 3.1 und 4.1, die noch keine CO₂-freie Stahlherstellung ermöglichen, erfordern Umwandlungskosten von 404 €/t_{WSt} bzw. 328 €/t_{WSt}. Somit zeigt sich selbst bei den Zwischenschritten zur CO₂-freien Stahlherstellung, dass hohe zusätzliche Kosten im Bereich von mehr als 150 €/t_{WSt} anfallen. Für die gewählte Produktionsmenge von 1 Mio. t_{WSt}/a wären dies Mehrkosten von mehr als 150 Mio. €/a, was um ein Vielfaches über den aktuellen Gewinnmargen in der Stahlindustrie liegt.

Bei den nahezu CO₂-freien Konzepten sticht die Variante 4.2 mit Umwandlungskosten von 652 €/t_{WSt} hervor und ist somit nicht zu empfehlen. Die Variante 4.2 erfordert aufgrund der vorgegebenen Betriebszeit von 8.000 h/a einen relativ großen Windpark, eine Zwischenspeicherung mittels Wasserstoff und die Benutzung von zwei Elektrolyseuren, was

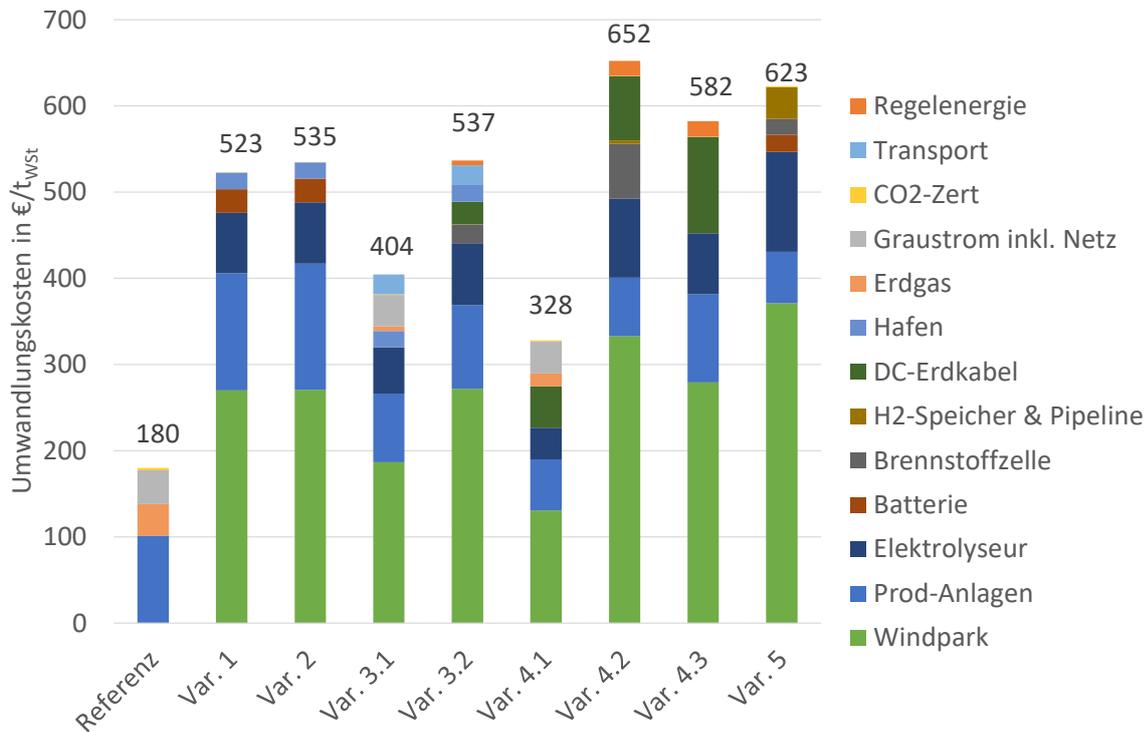


Abbildung 9.3: Auftragung der energiebedingten Umwandlungskosten für die einzelnen Varianten

zu hohen Kosten führt. Die Varianten 4.3 und 5 weisen ebenfalls hohe Umwandlungskosten im Bereich von mehr als 580 €/t_{wst} auf. Für Variante 4.3 ist ein großer Netzausbau erforderlich, so dass dies den Kostentreiber darstellt. Variante 5 erfordert eine vollständige Umwandlung des Stroms zu Wasserstoff und eine teilweise Rückverstromung, was eine geringe Effizienz bedingt und somit hohe Kosten für den Windpark und den Elektrolyseur erfordert.

Die Varianten 1, 2 sowie 3.2 zeichnen sich durch Umwandlungskosten im Bereich von 523 €/t_{wst} bis 537 €/t_{wst} aus, was einer Schwankungsbreite von rund 3 % entspricht. Aufgrund der hier getroffenen Annahmen und Vereinfachungen kann unter diesen Varianten kein eindeutiger Favorit ermittelt werden. Mit den getroffenen Annahmen ergeben sich aber leichte Vorteile für die Varianten 1 und 2, bei der ein flexibles Stahlwerk direkt in Küstennähe betrieben wird. Diese Varianten haben den Vorteil, dass auf den Netzausbau sowie auf die Wasserstoffspeicherung verzichtet werden kann. Als Nachteil ist hier zu nennen, dass ein kompletter Neubau inkl. Hafenanlagen durchzuführen ist, was die Standortauswahl ggf. einschränkt.

Ein weitergehender Vergleich der Varianten erfolgt im Abschnitt 9.5 in einer Bewertungsmatrix. An dieser Stelle sei noch einmal bemerkt, dass für alle Varianten ist ein sehr starker Anstieg der Umwandlungskosten zu erkennen ist. Selbst bei günstigen Bedingungen steigen die Kosten um rund 350 € pro Tonne Walzstahl an. Für ein Stahlunternehmen sind dies existenzbedrohende Zusatzkosten im Bereich von 350 Mio. € pro Jahr, wenn diese Kosten nicht an die Kunden weitergegeben werden können. Auf der Verbrauchsseite sind Mehrkosten von 350 €/t_{wst} aber in vielen Fällen kein signifikanter Kostentreiber. So werden für ein Pkw rund eine Tonne Stahl verbraucht, was zu einer Kostensteigerung von 350 € führen würde. Bei einem Neuwagenpreis von z.B. 20.000 € stellt dies eine Preissteigerung von 1,8 % dar, was als moderat bewertet werden kann. Als weiteren Alltagsgegenstand können Schrauben betrachtet werden, die ein Preis von rund 10 € pro Kilogramm aufweisen. Hier würde sich die erhöhten Umwandlungskosten mit 35 Ct/kg

bemerkbar machen, was einer Preissteigerung von 3,5 % entsprechen würde. Diese Überlegungen sollen verdeutlichen, dass die Kostensteigerungen für die Stahlindustrie immens sind. Für die Volkswirtschaft hingegen werden die Kostensteigerungen vermutlich moderat ausfallen.

9.3 Vermeidungskosten für Kohlendioxid

In diesem Abschnitt sollen die CO₂-Vermeidungskosten für eine dekarbonisierte Stahlindustrie abgeschätzt werden. Als Bezugspunkt für die spez. CO₂-Emissionen wird ein integriertes Hochofenwerk mit rund 1.800 kg_{CO₂}/t_{WSt} gewählt. Als Kostenreferenz werden die anlagen- und energiebedingten Umwandlungskosten des Referenzfalls herangezogen, da unter aktuellen Bedingungen die Produktionsroute über Direktreduktionsanlage und Elektrolichtbogenofen vergleichbar zur integrierten Hochofenroute ist. Somit würden sich für den Referenzfall CO₂-Vermeidungskosten von 0 €/t_{CO₂} ergeben. Das ist einer der Gründe, wieso alle europäischen Stahlunternehmen die DRI-Route als nächsten mittelfristigen Schritt sehen und sich vom Hochofen loslösen wollen.

Zur Bestimmung der Vermeidungskosten (VK_i) können die erhöhten Umwandlungskosten der einzelnen Varianten i ($UK_{\text{Var},i}$) gegenüber dem Referenzfall (UK_{Ref}) auf die spez. CO₂-Einsparungen der einzelnen Varianten (CO_{2,Var,i}) gegenüber der Hochofenroute (CO_{2,Hochofen}) bezogen werden.

$$VK_i = \frac{UK_{\text{Var},i} - UK_{\text{Ref}}}{\text{CO}_{2,\text{Hochofen}} - \text{CO}_{2,\text{Var},i}} \quad (9.3)$$

Für die Variante 3.1 ergeben sich somit beispielhaft CO₂-Vermeidungskosten von

$$VK_{3.1} = \frac{404 \text{ €/t}_{\text{WSt}} - 180 \text{ €/t}_{\text{WSt}}}{1.800 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{WSt}} - 435 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{WSt}}} = 164 \frac{\text{€}}{\text{t}_{\text{CO}_2}}$$

Die ermittelten CO₂-Vermeidungskosten für die unterschiedlichen Varianten sind in Abbildung 9.4 dargestellt und liegen im Bereich von 118 ... 269 €/t_{CO₂}. Hierbei sticht wieder die Variante 4.2 mit hohen Kosten heraus, die auch bisher schon schlecht abgeschnitten hat. Für die weitere Interpretation der Daten sei hier noch einmal betont, dass bei der gewählten Auswertung die Vermeidungskosten für den Referenzfall, also die Umstellung von Hochofenroute auf DRI-Route, in der Größenordnung von 0 €/t_{CO₂} liegen. Als alternative Darstellung sind in Abbildung 9.5 die Vermeidungskosten gegenüber dem Einsparpotential im Vergleich zum integrierten Hochofenwerk aufgetragen. Es ist somit sinnvoll und wirtschaftlich, zunächst auf die erdgasbasierte Direktreduktion umzustellen und erst danach eine der vorgestellten Varianten weiterzuverfolgen. Dazu ist aber eine entsprechende Strategie erforderlich, da bestimmte Kriterien, wie z.B. die Standortwahl, nicht mehr rückgängig gemacht werden können.

Für den Fall der nahezu CO₂-freien Stahlherstellung liegen die Varianten 1, 2 und 3.2 im Bereich von 195 ... 204 €/t_{CO₂}, was einer Schwankungsbreite von 5 % entspricht und somit im Rahmen der Genauigkeit dieser Studie. Es kann also keine klare Empfehlung ausgesprochen werden. Neben den rein wirtschaftlichen Aspekten sollen somit noch weitere Kriterien in einer Bewertungsmatrix im nachfolgenden Abschnitt 9.5 betrachtet werden.

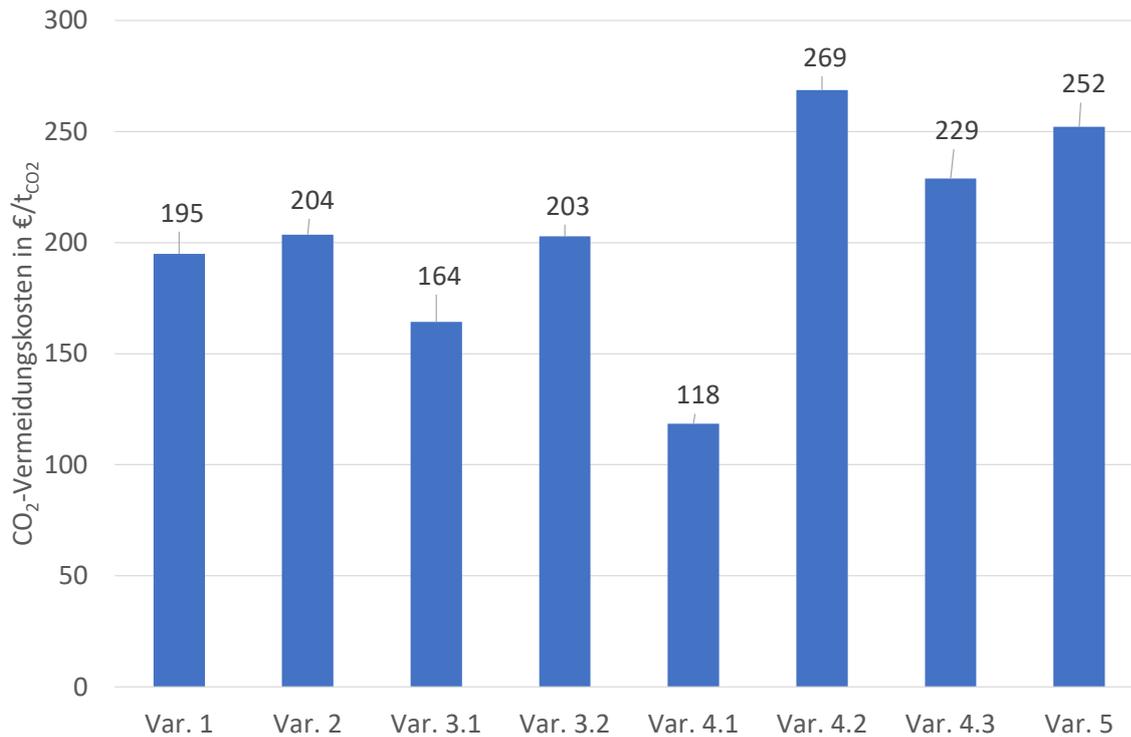


Abbildung 9.4: Auftragung der CO₂-Vermeidungskosten für die einzelnen Varianten im Vergleich zum Referenzfall

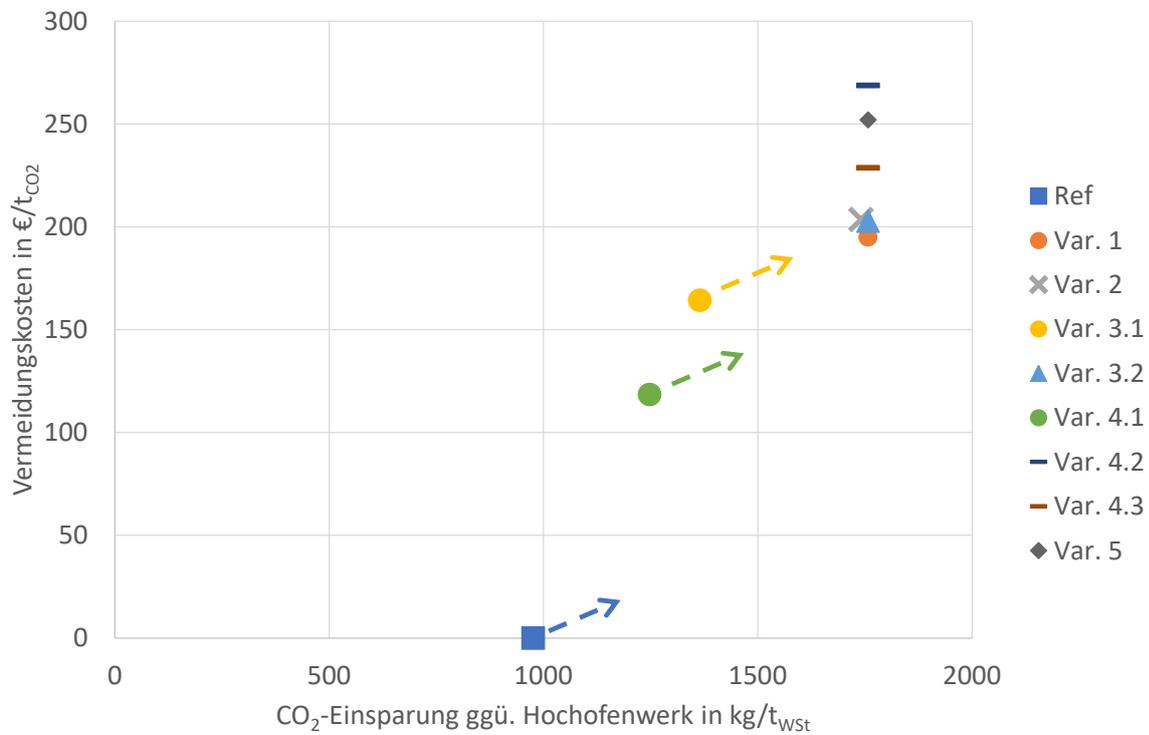


Abbildung 9.5: Auftragung der CO₂-Vermeidungskosten gegen das Einsparpotential im Vergleich zum integrierten Hochofenwerk mit 1.800 kg_{CO2}/t_{WSt}. Die gestrichelten Pfeile stellen das weitere CO₂-Einsparpotential dar, das sich für den Referenzfall sowie für die Varianten 3.1 und 4.1 ergibt.

9.4 Energieeffizienz

Neben den CO₂-Emissionen und den Umwandlungskosten spielt auch die Frage der Energieeffizienz eine wichtige Rolle. Das Ausbau-Potential von Offshore-Windenergie ist begrenzt, so dass die erzeugte Energie möglichst verlustfrei eingesetzt werden sollte. Somit können für die untersuchten Varianten die eingesetzten Energiemengen⁵ betrachtet werden, was in Abbildung 9.6 dargestellt ist. Neben den CO₂-freien Varianten sind auch der Referenzfall sowie die Varianten 3.1 und 4.1 mit Einsatz von Graustrom und Erdgas dargestellt. Dies soll nur als Vergleich dienen, da es eigentlich nicht zulässig ist, Strom und chemische Energie direkt miteinander zu vergleichen. Ein aussagekräftiger Vergleich ist nur zwischen den Varianten mit 100 % Windstrom zulässig.

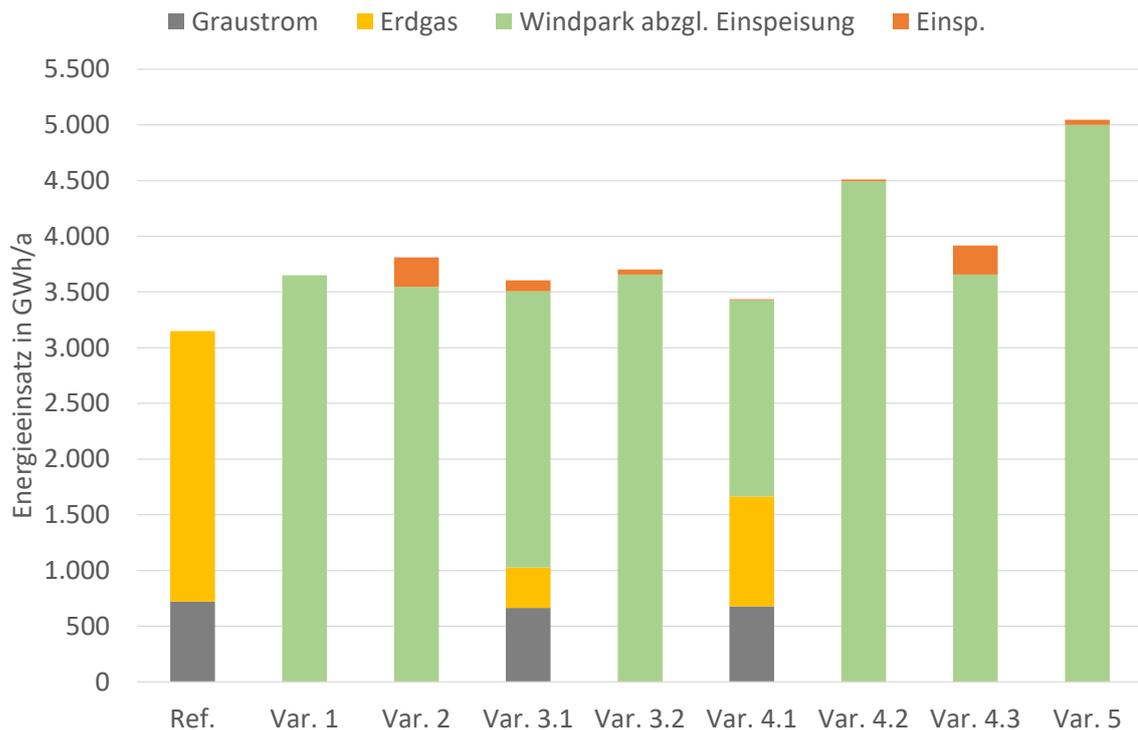


Abbildung 9.6: Bewertung der Energieeffizienz anhand der erforderlichen Energiemenge zur Produktion von 1 Mio. Tonnen Walzstahl

Die Tabelle 9.3 stellt als zusätzliche Information die erforderlichen Windparkgrößen sowie die genutzten und eingespeisten Strommengen dar.

Es ist zu erkennen, dass der minimale Energiebedarf im Falle von CO₂-freier Stahlproduktion im Bereich von knapp über 3,5 TWh/a liegt. Bei einer Walzstahlproduktion von 1 Mio. Tonnen pro Jahr sind dies rund 3,5 MWh/t_{WSt}. Es stechen hier die Varianten 4.2 und 5 heraus, die einen hohen Energiebedarf von 4,5 bzw. 5 TWh/a aufweisen. Somit sind diese Varianten unter dem Aspekt der Energieeffizienz als negativ zu bewerten.

Die Varianten 3.1 sowie 4.1 werden in der Bewertungsmatrix im folgenden Abschnitt als neutral bewertet, da die Verbräuche gering sind, aber die eingesetzten Energiemengen nicht CO₂-frei.

⁵Unter eingesetzter Energie soll hier die für den Stahlherstellungsprozess benötigte Energie verstanden werden. Das ist die produzierte Energiemenge des Windparks abzüglich der eingespeisten Energiemenge.

Tabelle 9.3: Übersicht über die installierte Windparkleistung P_{inst} , die Nettoleistung P_{netto} , die für die Stahlproduktion genutzte Strommenge W_{nutz} sowie die eingespeiste Strommenge W_{einsp}

Variante	P_{inst} in MW	P_{netto} in MW	W_{nutz} in GWh/a	W_{einsp} in GWh/a
Var. 1	816	663	3.650	0
Var. 2	852	693	3.548	263
Var. 3.1	576	468	2.479	97
Var. 3.2	828	673	3.656	47
Var. 4.1	396	322	1.762	9
Var. 4.2	1.008	819	4.494	15
Var. 4.3	876	712	3.656	262
Var. 5	1.128	917	5.000	45

9.5 Bewertungsmatrix

Neben den wirtschaftlichen Aspekten spielen auch andere Kriterien eine wichtige Rolle für eine Investitionsentscheidung. Im folgenden werden zunächst die Kriterien vorgestellt, die anschließend in einer Bewertungsmatrix in Tabelle 9.4 herangezogen werden.

- **Sicherung bestehender Arbeitsplätze**

Für eine hohe soziale Akzeptanz ist es erstrebenswert, wenn möglichst viele bestehende Arbeitsplätze an bisherigen Standorten erhalten bleiben. Außerdem ist es für die Unternehmen so einfacher, auf gut ausgebildete Fachkräfte zurückgreifen zu können. Hierbei schneiden die Varianten 4 und 5 gut ab, da hierbei die Stahlproduktion zum überwiegenden Teil an einem bestehenden Standort erhalten bleibt.

- **Genehmigungsdauer**

Für eine Investitionsentscheidung ist es essentiell, dass eine zügige Umsetzung erfolgen kann und somit Genehmigungen sowohl für den Windpark als auch z.B. für Stromtrassen und neue Produktionsanlagen schnell erteilt werden. Die Genehmigung einer neuen Produktionsanlage erscheint bereits sehr kompliziert - hierbei besteht allerdings der Vorteil, dass es sich um ein räumlich begrenztes Projekt handelt, was mit politischem Willen der zuständigen Behörden gemeistert werden kann. Die Genehmigung von Stromtrassen, selbst bei Nutzung von erdverlegten Kabeln, erscheint aus heutiger Sicht als extrem komplexer und zeitaufwändiger Prozess. Es können entlang des kompletten Trassenverlaufs Einsprüche gegen das Projekt auftreten, so dass mit starken Verzögerungen und langen Genehmigungsprozessen zu rechnen ist. Es schneiden also alle Varianten, die einen Leitungsneubau von der Küste zum Stahlwerksstandort erfordern, schlecht ab.

- **Erforderlicher Netzausbau**

Der erforderliche Netzausbau ist stark mit dem Thema Genehmigungsdauer verknüpft, soll hier aber noch mal als eigener Punkt aufgegriffen werden. Es sind somit die Varianten im Vorteil, die keinen bzw. nur einen kleinen Netzausbau von der Küste ins Landesinnere erfordern. Die Variante 5 wird neutral bewertet, da zwar kein Ausbau des Stromnetzes erforderlich ist, aber hierfür das Gasnetz modifiziert werden muss.

- **Netzurückwirkungen**

Der Elektrolichtbogenofen eines Stahlwerks erfordert Regelernergie zur Netzstabilisierung durch die hohen Lastsprünge. Bei den Varianten mit Batterie werden die Lastsprünge komplett aufgefangen, so dass keine Netzurückwirkungen zu erwarten sind (Variante 1, 2 und 5). Bei allen anderen Varianten wird Regelleistung aus dem Netz bezogen, was sich negativ auf die Netzstabilität auswirkt. Die Variante 2 schneidet hierbei am besten ab, da sich das Stahlwerk über die vorgesehene Einspeisung in Höhe von 200 MW netzdienlich verhalten kann. Im Falle von geringer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird die Stahlerzeugung eingestellt und die verbleibende Leistung der Allgemeinheit zur Verfügung gestellt.

- **Produktionsplanung**

Für die Produktionsplanung ist es vorteilhaft, wenn alle Anlagenteile des Stahlwerks verlässlich mit den normalen 8.000 h/a betrieben werden. Dann können die Kundenaufträge zeitnah und ohne große Zwischenlagerung der Halbzeuge (DRI und Knüppel/Brammen) erfüllt werden. Im Falle einer sehr flexiblen Fahrweise, bei der sich die Produktion nach der erzeugten Windparkleistung richten muss, führt dies zu einer komplexeren und deutlich kurzfristigeren Produktionsplanung mit erhöhten Lagerbeständen.

- **CO₂-Einsparung**

Das Einsparpotential an CO₂ wurde in Abschnitt 9.3 bewertet. Hierbei schneiden alle Varianten vorteilhaft ab, die auf 100 % erneuerbarer Energie basieren.

- **Investitionsrisiko**

Für die einzelnen Varianten wurden deutlich unterschiedliche Investitionskosten abgeschätzt. Diese Investitionen sind nur dann tragbar, wenn die erhöhten Umwandlungskosten durch die Kunden übernommen werden. Aktuell ist noch nicht klar, ob geplante Marktmechanismen auch dazu führen, dass die europäische Stahlindustrie wettbewerbsfähig bleiben kann. Somit sind unter dem Aspekt des Investitionsrisikos die Varianten vorteilhaft, die geringe Investitionen aufweisen (unabhängig von den Umwandlungskosten).

- **Umwandlungskosten**

Die Umwandlungskosten wurden in Abschnitt 9.2 aufgezeigt und sind ein entscheidender Faktor, so dass sie mit in die Bewertungsmatrix aufgenommen werden müssen.

- **Heißeinsatz**

Eine Möglichkeit zur Senkung des Energiebedarfs ist der Heißeinsatz sowohl von DRI als auch von Brammen/Knüppeln. Für den Heißeinsatz von DRI ist es erforderlich, dass sich die Reduktionsanlage und Stahlwerk am gleichen Ort befinden, so dass dies nicht für die Variante 3.1 und 3.2 in Frage kommt. Desweiteren ist es vorteilhaft, wenn alle Anlagenteile eine hohe Anzahl an Betriebsstunden aufweisen, um möglichst umfassend den Heißeinsatz nutzen zu können. Hier haben die Varianten 4.1, 4.2 und 5 das größte Potential.

- **Energieeffizienz**

Die Energieeffizienz wird für die Varianten mit Einsatz von Graustrom und Erdgas als neutral bewertet, da diese Varianten geringe Energieverbräuche aufweisen, aber nicht CO₂-frei sind. Negativ sind die Varianten 4.2 und 5 zu bewerten, da sie hohe Jahresenergiemengen erfordern, siehe Abschnitt 9.4.

Anhand der Auswertung in der letzten Zeile der Tabelle 9.4 wird deutlich, dass die Varianten 2 und 4.1 am besten Abschneiden. Hierbei ist zu unterscheiden, dass es sich bei der

Tabelle 9.4: Bewertungsmatrix für die unterschiedlichen Varianten

Kriterium	Varianten							
	1	2	3.1	3.2	4.1	4.2	4.3	5
bestehende Arbeitsplätze	--	--	+	+	++	++	++	++
Genehmigungsdauer	+	+	+	-	-	-	-	+
Netzausbau	++	++	+	-	-	--	--	o
Netzurückwirkungen	+	++	o	--	-	--	--	+
Produktionsplanung	-	-	+	+	++	++	-	++
CO ₂ -Einsparung	++	++	+	++	+	++	++	++
Investitionsrisiko	-	-	+	-	+	--	--	--
Umwandlungskosten	+	+	++	+	++	--	--	--
Heißeinsatz	+	+	-	-	++	++	+	++
Energieeffizienz	+	+	o	+	o	-	+	--
Summe	5+	6+	7+	0	7+	2-	4-	4+

Variante 4.1 noch nicht um eine CO₂-freie Stahlproduktion handelt, sondern zunächst nur um den Hybrid-Betrieb einer Direktreduktionsanlage an einem bestehenden Stahlwerksstandort. Somit ist es also möglich, schnell eine signifikante CO₂-Einsparung gegenüber einem integrierten Hochofenwerk zu erzielen. Die weitergehende Analyse zeigt jedoch, dass die Umstellung auf eine CO₂-frei Stahlproduktion schwierig wird, da hierfür ein großer Netzausbau erforderlich wird und hohe Umwandlungskosten auftreten.

Die Variante 2 stellt ein komplettes Stahlwerk in Küstennähe dar. Durch dieses Konzept kann auf einen Leitungsausbau verzichtet werden und durch die hohe Flexibilität des Prozesses sind keine Energiespeicher erforderlich. Außerdem stellt diese Variante elektrische Energie in Zeiten von niedriger Stromproduktion zur Verfügung. Darüber hinaus ist bietet die Variante die Möglichkeit von Heißeinsatz, was den Energiebedarf weiter absenken könnte. Die Variante 1 ist sehr ähnlich zu Variante 2 zu betrachten, nur dass es sich hierbei um einen reinen Inselbetrieb handelt und somit keine Energie für die Allgemeinheit zur Verfügung gestellt werden kann.

Die Variante 3.1 mit der Erzeugung von DRI in Küstennähe weist ebenfalls eine sehr gute Bewertung auf, ist aber noch nicht CO₂-frei. Dies ließe sich in Form von Variante 3.2 aber realisieren. Als Vorteil gegenüber Variante 4.2 und 4.3 ist hierfür zu nennen, dass der Netzausbau geringer ausfallen kann, da nur das Stahlwerk und das Walzwerk mit elektrischer Energie zu versorgen ist. Die energieintensive Direktreduktionsanlage steht in Küstennähe und kann direkt über den Offshore-Windpark versorgt werden. Als Nachteil ist hier zu nennen, dass die Varianten 3.1 und 3.2 aufgrund der räumlichen Distanz nur den Kalteinsatz von DRI erlauben.

Variante 5 weist hohe Investitions- und Umwandlungskosten auf. Dennoch ergibt die Bewertungsmatrix, dass die Gesamtbeurteilung positiv ausfällt. Die Vorteile sind der Erhalt von bestehenden Arbeitsplätzen, die CO₂-Freiheit, die gute Produktionsplanung aufgrund hoher jährlicher Betriebszeiten sowie die Möglichkeit von Heißeinsatz. Ein entscheidender

Aspekt für diese Variante ist die Transformation des Erdgasnetzes zu einem Wasserstoffnetz. Sollte dieser Prozess schnell umgesetzt werden, so könnte Variante 5 in Zukunft noch besser abschneiden.

Für weitergehende Studien sind neue Varianten denkbar, wie z.B. der Hybridbetrieb einer Direktreduktionsanlage in Küstennähe (Kombination aus Variante 3.1 und 4.1) oder auch eine Abwandlung von Variante 5, bei der nur der Wasserstoff für die stoffliche Nutzung per Pipeline von der Küste zu einem Stahlwerk transportiert wird. Der Grünstrom für den Betrieb des Stahlwerks/Walzwerks würde dann konventionell über das Übertragungsnetz zum Stahlwerksstandort geliefert werden, so dass die Umwandlungsverluste der Rückverstromung eliminiert werden können.

Kapitel 10

Zusammenfassung und Ausblick

10.1 Zusammenfassung

Die Studie **WiSaNo - Windstahl aus Norddeutschland** beschäftigt sich mit der Frage, wie zukünftig CO₂-freier Stahl auf Basis von Offshore-Windenergie produziert werden kann. Hierzu wird als Referenzfall die erdgasbasierte Direktreduktion in Kombination mit einem Elektrostahlwerk gewählt, die die CO₂-Emissionen bereits um mehr als 50 % gegenüber einem integrierten Hochofenwerk absenkt, obwohl noch Graustrom und fossiles Erdgas eingesetzt werden. Hierauf aufbauend werden vier unterschiedliche Ideen betrachtet:

- Komplettes Stahlwerk in Küstennähe mit Anschluss an einen Offshore-Windpark (Variante 1 und 2)
- Herstellung von Eisenschwamm in Küstennähe und Transport zu einem bestehenden Stahlwerksstandort (Variante 3)
- Hybride Direktreduktionsanlage an einem bestehenden Stahlwerksstandort (Variante 4)
- Vollständige Umwandlung des Windstroms in Wasserstoff und Transport per Pipeline zu einem bestehenden Stahlwerksstandort (Variante 5)

Die Vorgabe für alle Varianten ist eine jährliche Produktionsmenge an Walzstahl von 1 Mio. Tonnen. Basierend auf dem charakteristischen Lastgang eines Elektrolichtbogenofens, der Jahresdauerlinie eines Offshore-Windparks sowie den spez. Energiebedarfen wurden die zugehörigen Technologiekonzepte ausgearbeitet und die zugehörigen Anlagengrößen für die Hauptkomponenten ermittelt. Es wurden z.B. Windparkgrößen im Bereich von 800 bis 1.100 MW an installierter Leistung ermittelt, die damit einen großen Kostentreiber für die CO₂-freie Stahlherstellung darstellen.

Für alle Varianten wurden die erforderlichen Investitionen für die Hauptanlagenteile abgeschätzt. Für eine CO₂-freie Stahlproduktion ergeben sich Gesamtinvestitionskosten im Bereich von rund 4,5 bis 5,5 Mrd. €, was zu deutlich erhöhten Umwandlungskosten¹ führt. Im günstigsten Fall muss von einer Erhöhung der Umwandlungskosten im Bereich von 350 €/t_{WSt} ausgegangen werden. Die zugehörigen CO₂-Vermeidungskosten liegen in der Größenordnung von 200 €/t_{CO₂} in Bezug auf ein integriertes Hochofenwerk. Die ermittelten Kosten liegen deutlich über den Gewinnspannen der Stahlindustrie, sodass geeignete Förder- und Steuerungsinstrumente seitens der Politik entwickelt werden müssen, um die Dekarbonisierung der Stahlindustrie zu ermöglichen.

¹Im Rahmen dieser Studie wurden die Umwandlungskosten auf Basis von Investitionen in neue Produktionsanlagen sowie für die Energieerzeugung bzw. -umwandlung betrachtet.

Ein Vergleich der Varianten zeigt Vorteile für eine DRI-Produktion in Küstennähe, ggf. sogar eine komplette Verlegung der Stahlproduktion in die Nähe eines Offshore-Windparks, da hierdurch ein teurer und langwieriger Netzausbau vermieden werden kann.

Für eine schrittweise Umstellung in Richtung CO₂-Freiheit bietet sich die Errichtung einer wasserstoffbasierten Direktreduktionsanlage in Küstennähe an. Das DRI kann dann zu einem bestehenden Stahlwerksstandort transportiert werden (Variante 3.1). Bei diesem Zwischenschritt in Richtung Dekarbonisierung ist das DRI bereits CO₂-frei und die Emissionen des Gesamtprozess liegen nur noch bei 435 kg_{CO₂}/t_{WSt}. In einem zweiten Schritt können das Stahlwerk und Walzwerk mit Strom aus dem (vergrößerten) Offshore-Windpark versorgt werden. Hierfür sind ein Wasserstoffspeicher inkl. Elektrolyseur/Brennstoffzelle sowie ein (moderater) Netzausbau von der Küste zum Stahlwerksstandort erforderlich.

Für eine sofortige, vollständige Transformation der Stahlherstellung auf einen CO₂-freien Prozess erscheinen die Varianten 1 und 2 eine mögliche Alternative zu Variante 3.2. Hierbei wird ein neues Stahlwerk in Küstennähe errichtet und direkt von einem Offshore-Windpark versorgt. In Bezug auf die Umwandlungskosten sind diese Varianten mit der Variante 3.2 vergleichbar, bieten aber den Vorteil eines möglichen Heißeinsatzes von DRI. Aufgrund der flexiblen Betriebsweise der Produktionsanlagen kann der elektrische Bedarf sehr gut auf die Stromerzeugung des Windparks abgestimmt werden, sodass im Extremfall sogar ein Inselbetrieb möglich ist. Als Nachteil dieser Variante muss das hohe Investitionsrisiko genannt werden, da direkt eine Investition im Bereich von 4,5 Mrd. € zu tätigen ist.

Eine hybride Direktreduktion (Nutzung von Wasserstoff und Erdgas) an einem bestehenden Stahlwerksstandort bietet zunächst eine signifikante CO₂-Einsparung gegenüber einem integrierten Hochofenwerk bei moderaten Investitionskosten (Variante 4.1). Es zeigt sich aber, dass die weitere Umstellung in Richtung CO₂-Freiheit relativ teuer wird, da entweder ein großer Wasserstoffspeicher inkl. Elektrolyseur und Brennstoffzelle (Variante 4.2) oder eine sehr große Übertragungsleitung für den Transport der elektrischen Energie von der Küste zum Standort (Variante 4.3) erforderlich ist. In allen Fällen der Variante 4 ist der benötigte Netzausbau als kritisch zu sehen.

Bei der Variante 5 wird die elektrische Energie des Offshore-Windparks vollständig zu Wasserstoff umgewandelt und per Pipeline zum Stahlwerk transportiert. Dort wird ein Teil des Wasserstoffs wieder zurück verstromt, um elektrische Verbraucher wie z.B. den Elektrolichtbogenofen zu versorgen. Aufgrund der Umwandlungsverluste weist diese Option eine geringe Energieeffizienz auf, so dass ein großer Windpark sowie Wasserstoffspeicher erforderlich sind. Dies führt zu relativ hohen Investitions- und Umwandlungskosten. Trotz der nachteiligen Kostensituation weist die Variante 5 einige Pluspunkte in der Bewertungsmatrix auf, wie z.B. bei bestehenden Arbeitsplätzen, Netzurückwirkungen und Produktionsplanung, so dass sie nicht kategorisch auszuschließen ist. So könnte z.B. eine Umwidmung einer Erdgas-Pipeline die Investitionskosten senken und die Variante ggf. auch kostenseitig attraktiv machen.

Zusammenfassend erscheint vor dem Hintergrund der immensen Investitionen, der erforderlichen Geschwindigkeit in Bezug auf CO₂-Einsparungen und den wirtschaftlichen Risiken eine stufenweise Transformation der Stahlherstellung sinnvoll. Variante 3.1 ermöglicht durch die Produktion von CO₂-freiem DRI eine signifikante Reduktion der CO₂-Emissionen. Somit ist eine schnelle Umsetzung bei zunächst moderaten Kosten möglich. Dabei ist mit der Variante 3.2 als nachfolgende „Ausbaustufe“ eine CO₂-freie Stahlherstellung möglich, bei der die Umwandlungskosten zwar deutlich ansteigen, aber immer noch vergleichbar mit den Varianten 1 und 2 sind.

10.2 Ausblick

Die Stahlindustrie steht vor großen Herausforderungen bei der Transformation einer CO₂-freien Branche. Hierbei ist eine Besonderheit, dass meist sehr große Investitionen im Bereich von mehreren Milliarden Euro zu tätigen sind und die entsprechenden Anlagenteile eine Betriebsdauer von mehr als 20 Jahren aufweisen. Für eine erhöhte Genauigkeit der hier aufgeführten Untersuchungen sind folgende Punkte denkbar:

- **Dynamische Simulationsmodelle**

Für eine genauere Auslegung der Produktionsbereiche und auch der Speicherkapazitäten (inkl. Lagerbedarf für DRI und Knüppel/Brammen) bietet sich die Erstellung von dynamischen Simulationsmodellen an. Im Rahmen dieser Studie wurden überwiegend Jahresdauerlinien herangezogen und Zeitreihen nur zur Überprüfung der Plausibilität verwendet. Dieser Aspekt sollte in Zukunft vertieft werden.

- **Steigerung der Energieeffizienz**

Für den Fall von dynamischen Simulationsmodellen kann auch der Heißeinsatz von DRI und Knüppeln/Brammen bewertet werden. In dieser Studie wird in beiden Fällen von vollständigem Kalteinsatz ausgegangen, was einen erhöhten Energiebedarf zur Folge hat. Für den Fall von detaillierten dynamischen Modellen kann eine Abschätzung des Einsparpotentials durch Heißeinsatz durchgeführt werden.

- **Optimierung der Anlagenkonzepte**

Die untersuchten Varianten haben nicht den Anspruch, eine optimale Lösung darzustellen. Es wurde nur ein Vergleich der Varianten untereinander durchgeführt und Erkenntnisse abgeleitet. So könnte beispielsweise die Variante 5 weiter unterteilt werden und sowohl Wasserstoff als auch Strom zu einem bestehenden Stahlwerksstandort transportiert werden, um so die Rückverstromung des Wasserstoffs zu minimieren.

Eine andere Option wäre die Installation einer hybriden Direktreduktionsanlagen in Küstennähe, also eine Kombination von Variante 3.1 und 4.1. Dies hätte den Vorteil, dass die anfänglichen Investitionskosten weiter reduziert werden könnten und gleichzeitig auf einen Netzausbau für den Transport von Grünstrom verzichtet werden kann.

- **Räumliche Planung**

Es wurden nur pauschale Angaben zu einem fiktiven Offshore-Windparks sowie zu einem fiktiven Stahlwerksstandort im Ruhrgebiet gemacht. Bei einer konkreten Festlegung auf reale Standorte können Kostenschätzungen verfeinert werden. Außerdem könnten sich Vorteile durch bestehende Infrastrukturen ergeben, was zu Kostensenkungen führen könnte. Auch in Bezug auf das Netzmodell können Netzengstellen besser analysiert und die Ausbauszenarien aus dem Netzentwicklungsplan berücksichtigt werden.

- **Verbesserte Anlagenmodellierung**

Es besteht z.B. noch Untersuchungsbedarf für den Hybrid-Betrieb einer Direktreduktionsanlage mit Wasserstoff und Erdgas. Weiterhin ist der Effekt der flexiblen Prozessfahrweise auf die Energieeffizienz der Prozesse (speziell Reduktionsanlage und Elektrolichtbogenofen) zu bewerten.

Auf der elektrischen Seite ist der Einsatz von Batterien zur Netzstabilisierung im Inselnetz hinsichtlich Netzstabilität sowie Lebensdauer der Batterien zu untersuchen.

- **Untersuchung der Frequenzstabilität und Netzurückwirkungen**

Die Frequenzstabilität kann mit einer höheren zeitlichen Auflösung der Daten besser

untersucht werden. Dies könnte genutzt werden, um Konzepte zu entwickeln, wie Netzzrückwirkungen durch die schnellen Lastwechsel in Stahlwerken auch bei schon bestehenden Anlagen reduziert werden können.

Anhang A

Nachweise für Annahmen

A.1 Emissionsfaktor Strom

Zur Bewertung der indirekten CO₂-Emissionen bei Bezug von Graustrom wird ein Wert von 401 kg_{CO₂}/MWh angenommen, wie er vom Umweltbundesamt für das Jahr 2019 angegeben wurde [1].

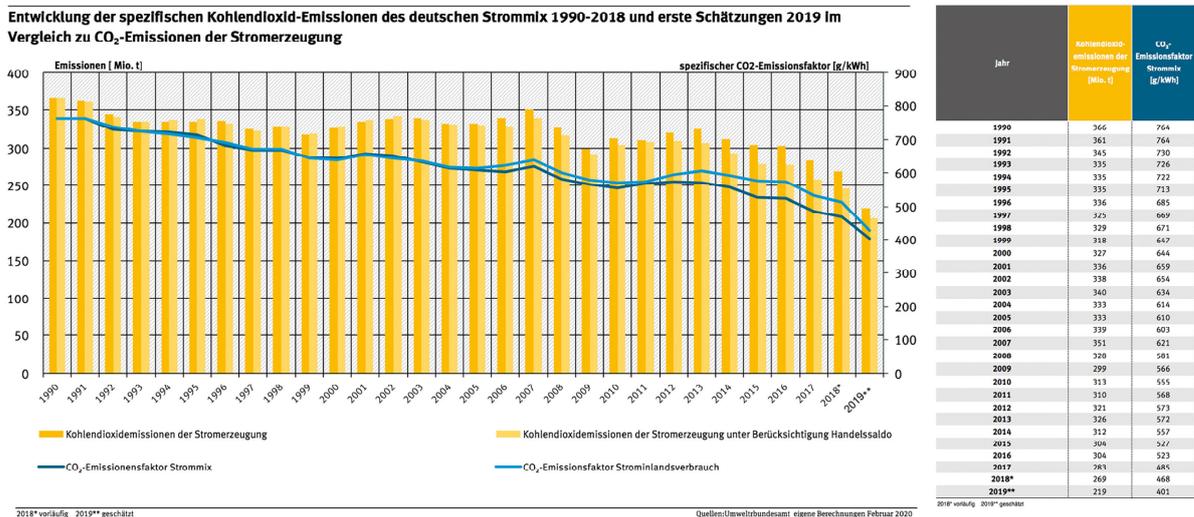


Abbildung A.1: Entwicklung der spez. CO₂-Emissionen des deutschen Strommix [1]

A.2 Kommerzielle Windenergieanlage

In Abbildung A.2 sind kommerzielle Daten für eine Offshore-WEA mit einer Nennleistung von $P_{\text{Nenn}} = 12 \text{ MW}$ angegeben. Die in Abschnitt 3.2 ermittelten Werte für die Jahresenergiemenge von $W = 66.035 \text{ MWh}$ und der Kapazitätsfaktor von $\kappa = 62,8$ passen gut zu den Herstellerangaben, so dass die getroffenen Annahmen als sinnvoll erachtet werden können.

Die entsprechenden Angaben sind auf der Herstellerhomepage zu finden:

<https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>.



Abbildung A.2: Herstellerangaben für eine WEA mit einer Nennleistung von 12 MW und einem Rotordurchmesser von 220 m

A.3 Investitionskosten für Offshore-Windparks

Für die Installation eines Offshore-Windparks sind nicht nur die Kosten für die WEAs zu berücksichtigen, sondern zusätzlich auch die Kosten für Tragstruktur und elektrische Infrastruktur, so dass sich hier am Windenergiereport 2018 [34] orientiert wurde.

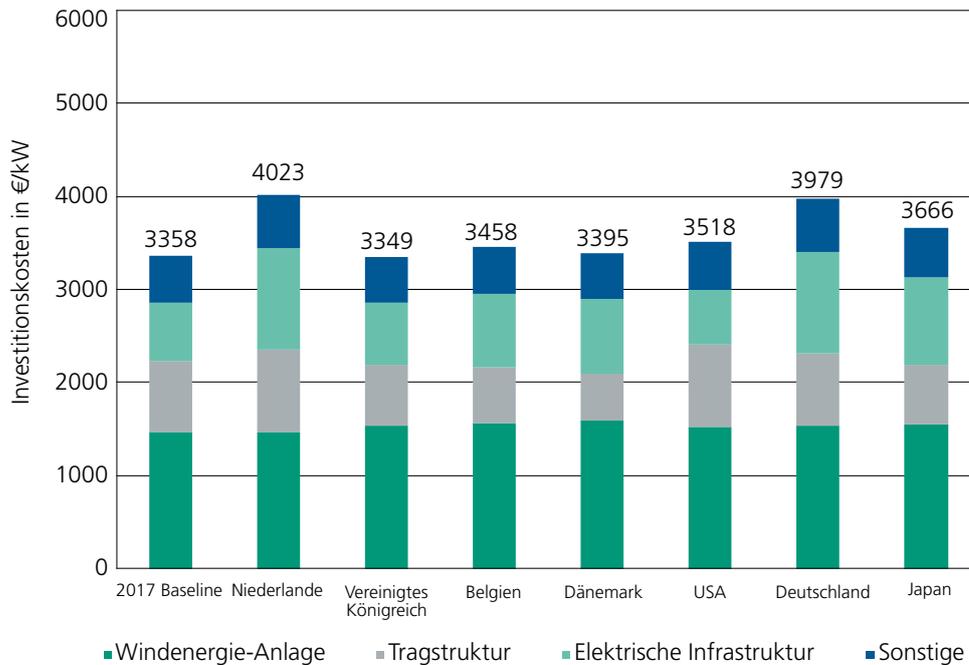


Abbildung A.3: Investitionskosten für Offshore-Windparks aus dem Windenergie Report 2018 [34, S. 82].

Anhang B

Investitions- und Umwandlungskosten

B.1 Investitionskosten

In Abschnitt 9.1 wurden die Investitionskosten für die unterschiedlichen Varianten nur graphisch dargestellt. Hier finden sich die detaillierten Werte und die zugehörige Berechnungsbasis. Tabelle B.1 gibt zunächst die spez. Investitionskosten und die zugehörige Nutzungsdauer an (Spalte 2 und 3). Die nachfolgenden Spalten geben die charakteristischen Größen an, mit denen die spez. Kosten zu multiplizieren sind. Die zugehörigen Einheiten finden sich in der letzten Spalte. So betragen die spez. Kosten eines Windparks 3.000 €/kW und die erforderliche Windparkgröße für z.B. Variante 4.2 beläuft sich auf 1.008 MW. Somit folgen für Variante 4.2 absolute Investitionskosten von

$$3.000 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \cdot 1.008 \text{ MW} = 3.204 \text{ Mio. €}$$

Es sind also allein für den Windpark 3,2 Mrd. € erforderlich.

Die abgeschätzten Investitionskosten sind in Tabelle B.2 angegeben, in der sich auch die Windparkkosten für Variante 4.2 wiederfinden. Die Summe der Investitionen sind in der letzten Zeile zusammengefasst und auch in der Abbildung 9.1 dargestellt.

B.2 Umwandlungskosten

Aus den Investitionskosten können mit Hilfe der *LCOS*-Methode die anlagen- und energiebedingten Umwandlungskosten ermittelt werden, vgl. Abschnitt 9.2. Neben den investitionsbedingten Umwandlungskosten treten auch weitere Kosten wie z.B. der Bezug von Graustrom auf. Analog zur Bestimmung der Investitionskosten werden in Tabelle B.3 zunächst die spez. Kosten mit den zugehörigen charakteristischen Größen angegeben. So werden z.B. für die hybride Direktreduktionsanlage noch 985 GWh pro Jahr an Erdgas benötigt. Mit den Erdgaskosten von 15 €/MWh und einer Produktionsmenge von 1 Mio. Tonnen Walzstahl pro Jahr ergeben sich dann folgende Umwandlungskosten:

$$\frac{985.000 \frac{\text{MWh}}{\text{a}} \cdot 15 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}}{1.000.000 \frac{\text{t}_{\text{WSt}}}{\text{a}}} = 14,78 \frac{\text{€}}{\text{t}_{\text{WSt}}} \approx 15 \frac{\text{€}}{\text{t}_{\text{WSt}}}$$

Tabelle B.4 stellt dann die ermittelten anlagen- und energiebedingten Umwandlungskosten dar.

Tabelle B.1: Spez. Kennzahlen für die Haupt-Anlagenteile

Anlagenteil	spez. Kosten	Dauer	Ref.	Var. 1	Var. 2	Var. 3.1	Var. 3.2	Var. 4.1	Var. 4.2	Var. 4.3	Var. 5	Einheit
RA	500 $\frac{\text{€}}{t_{DRI}/a}$	20 a	751	1.195	1.215	1.122	1.212	756	756	1.215	756	kt _{DRI} /a
ELO	150 $\frac{\text{€}}{t_{St}/a}$	20 a	1.064	1.427	1.443	1.072	1.277	1.072	1.064	1.444	1.064	kt _{St} /a
PfO & SGA	100 $\frac{\text{€}}{t_{St}/a}$	20 a	1.064	1.427	1.443	-	-	-	-	-	-	kt _{St} /a
WW-Ofen	80 $\frac{\text{€}}{t_{WSt}/a}$	20 a	1.000	1.005	1.284	-	1.000	-	1.000	1.289	-	kt _{WSt} /a
WW-Straße	200 $\frac{\text{€}}{t_{WSt}/a}$	20 a	1.000	1.005	1.284	-	-	-	-	-	-	kt _{WSt} /a
Windpark	3.000 $\frac{\text{€}}{kW}$	20 a	-	816	852	576	828	396	1.008	876	1.128	MW
Elektrolyseur	800 $\frac{\text{€}}{kW}$	10 a	-	549	555	421	563	284	716	555	910	MW
Batterie	700 $\frac{\text{€}}{kW}$	5 a	-	150	150	-	-	-	-	-	110	MW
FC	800 $\frac{\text{€}}{kW}$	10 a	-	-	-	-	171	-	498	-	140	MW
Erdkabel	1.575 $\frac{\text{€}}{kW}$	30 a	-	-	-	-	175	322	498	748	0	MW
H ₂ -Speicher	167 $\frac{\text{€}}{MWh}$	30 a	-	-	-	-	24	-	240	-	200	GWh
H ₂ -Pipeline	1.200 $\frac{\text{€}}{m}$	30 a	-	-	-	-	-	-	-	-	300	km

Tabelle B.2: Investitionskosten für die Anlagenteile der einzelnen Varianten (in Mio. €)

Anlagenteil	Ref.	Var. 1	Var. 2	Var. 3.1	Var. 3.2	Var. 4.1	Var. 4.2	Var. 4.3	Var. 5
RA	376	598	607	561	606	378	378	607	378
ELO	160	214	216	161	192	161	160	217	160
PfO & SGA	106	143	144	-	-	-	-	-	-
WW-Ofen	80	80	103	-	80	-	80	103	-
WW-Straße	200	201	257	-	-	-	-	-	-
Windpark	-	2.448	2.556	1.728	2.484	1.188	3.024	2.628	3.384
Elektrolyseur	-	439	444	337	450	227	573	444	728
Batterie	-	105	105	-	-	-	-	-	77
FC	-	-	-	-	137	-	398	-	112
Erdkabel	-	-	-	-	276	507	784	1.178	-
H ₂ -Speicher	-	-	-	-	4	-	40	-	33
H ₂ -Pipeline	-	-	-	-	-	-	-	-	360
Hafen	-	200	200	200	200	-	-	-	-
Summe	922	4.427	4.632	2.987	4.428	2.461	5.437	5.177	5.232

Tabella B.3: Spez. Kosten für Energie, CO₂ und Transport

Anlagenteil	spez. Kosten	Ref.	Var. 1	Var. 2	Var. 3.1	Var. 3.2	Var. 4.1	Var. 4.2	Var. 4.3	Var. 5	Einheit
Regelenergie	5 $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	-	-	-	-	1.069	-	3.548	3.548	-	GWh/a
Erdgas	15 $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	2.429	-	-	364	-	985	-	-	-	GWh/a
Graustrom inkl. Netz	55 $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	718	-	-	662	-	679	-	-	-	GWh/a
CO ₂ -Zert.	25 $\frac{\text{€}}{t_{\text{CO}_2}}$	528	43	43	109	43	235	43	43	43	kt _{CO₂} /a (direkt)
Transport	0 $\frac{\text{€}}{t_{\text{DRI}}}$	-	751	751	751	-	-	-	-	-	kt _{DRI} /a

Tabelle B.4: Anlagenkosten und energiebedingte Umwandlungskosten (in €/t_{wst})

Anlagenteil	Ref.	Var. 1	Var. 2	Var. 3.1	Var. 3.2	Var. 4.1	Var. 4.2	Var. 4.3	Var. 5
RA	41	66	67	62	67	42	42	67	42
ELO	18	24	24	18	21	18	18	24	18
PfO & SGA	12	16	16	-	-	-	-	-	-
WW-Ofen	9	9	11	-	9	-	9	11	-
WW-Straße	22	22	28	-	-	-	-	-	-
Windpark	-	270	271	187	272	131	333	279	371
Elektrolyseur	-	70	71	54	72	36	92	71	116
Batterie	-	27	27	-	-	-	-	-	20
FC	-	-	-	-	22	-	64	-	18
Erdkabel	-	-	-	-	26	48	75	112	-
H ₂ -Speicher	-	-	-	-	0,4	-	4	-	3
H ₂ -Pipeline	-	-	-	-	-	-	-	-	34
Hafen	-	19	19	19	19	-	-	-	-
Regelenergie	-	-	-	-	5	-	18	18	-
Erdgas	36	-	-	5	-	15	-	-	-
Graustrom inkl. Netz	40	-	-	36	-	37	-	-	-
CO ₂ -Zert.	2,6	0,2	0,2	0,5	0,2	1	0,2	0,2	1,1
Transport	-	-	-	23	23	-	-	-	-
Summe	180	523	535	404	537	328	652	582	623

Glossar

- **Abstich**

Die Einsatzstoffe DRI und Eisenschwamm werden im Elektrolichtbogenofen aufgeschmolzen. Wenn die gewünschte Temperatur erreicht ist, erfolgt der sog. Abstich. Hierfür wird der Lichtbogen ausgeschaltet, so dass die Leistung in Sekundenbruchteilen von über 100 MW auf 0 absinkt. Dann wird im Ofengefäß ein Schieber geöffnet und der flüssige Rohstahl fließt aus dem Ofen in eine Gießpfanne, um zum nächsten Produktionsschritt, dem Pfannenofen, transportiert zu werden. Bei dem Elektrolichtbogenofen handelt es sich also um einen diskontinuierlichen Prozess, der jede Stunde durch den Abstich unterbrochen wird.

- **Ausbringen**

Unter dem Ausbringen versteht man das Verhältnis der Masse an Produkt (der jeweiligen Produktionsanlage) zur Menge der Einsatzstoffe:

$$\text{Ausbringen} = \frac{m_{\text{Produkt}}}{m_{\text{Einsatz}}}$$

- **Bramme**

Stahl ist eine Mischung aus Eisen, Kohlenstoff und weiteren Legierungselementen. Um diese Stoffe zu vermischen, muss der Stahl flüssig vorliegen, was durch den Elektrolichtbogenofen und den Pfannenofen erreicht wird. Nach diesen Produktionsschritten wird der Stahl in der Stranggussanlage so weit abgekühlt, dass er wieder als Feststoff vorliegt. Soll der Stahl anschließend zu dünnem Blech verarbeitet werden, so wird in der Stranggussanlage ein rechteckiger Querschnitt¹ gewählt. Bei diesem Zwischenprodukt spricht man von einer Bramme.

- **DRI/Eisenschwamm**

In einer Direktreduktionsanlage wird pelletiertes Eisenerz mit Hilfe eines Reduktionsgases in metallisches Eisen umgewandelt. Hierbei wird das Eisenerz nicht aufgeschmolzen, sondern behält seine ursprüngliche Pelletform bei. Aufgrund des Reduktionsprozesses wird jedoch der Sauerstoff entfernt und die Pellets werden um rund 30 % leichter. Somit erklärt sich der deutsche Begriff Eisenschwamm, da die Pellets nach der Reduktion eine poröse, schwammartige Struktur aufweisen. Der englische Begriff ist DRI (Direct Reduced Iron).

- **Graustrom**

Der Begriff Graustrom wird hier für Strom aus dem öffentlichen Netz verwendet, der anonym über die Strombörse EEX beschafft wird. Für die damit verbundenen CO₂-Emissionen wird ein Wert von 401 kg_{CO₂}/MWh des deutschen Strommix' herangezogen [1].

- **Hochofen**

Zur Zeit erfolgt die Umwandlung von Eisenerz zu Roheisen überwiegend im Hochofen. Hierzu werden Eisenerz und Koks im Hochofen erhitzt und der Kohlenstoff

¹Typische Abmessungen sind z.B. eine Breite von 3 m und eine Höhe von 30 cm. Die Länge kann mehrere Meter betragen, so dass das Gewicht einige dutzend Tonnen betragen kann.

entfernt den Sauerstoff aus dem Eisenerz. Das Roheisen wird dabei über den Schmelzpunkt erwärmt, so dass es flüssig aus dem Hochofen abgezogen werden kann. Aufgrund der Verwendung von Koks als Reduktionsmittel weist der Hochofen trotz jahrzehntelanger Optimierungen relativ hohe CO₂-Emissionen im Bereich von 1.800 kgCO₂/t_{Stahl} auf.

- **Knüppel**

Wenn in einem Warmwalzwerk Draht mit rundem Querschnitt produziert werden soll, so ist es nicht sinnvoll, mit einem rechteckigen Querschnitt wie bei einer ⇒ Bramme zu starten. Es wird stattdessen ein quadratischer Querschnitt, z.B. 140 mm × 140 mm verwendet. Im Falle eines Stahlwerks mit Walzdrahtproduktion spricht man also aufgrund des anderen Formats von Knüppeln statt von Brammen.

- **Konverter**

Im Hochofen wird Roheisen mit einem Kohlenstoffgehalt von 4,7 % erzeugt, was für die Verwendung als Stahl auf weniger als 0,8 % reduziert werden muss. Dies erfolgt im sogenannten Konverter, in dem Sauerstoff in das Roheisen geblasen wird. Hierdurch verbrennt der Kohlenstoff zu Kohlendioxid (und Kohlenmonoxid). Da es sich dabei um eine stark exotherme Reaktion handelt, kann Schrott in den Konverter (ca. 20...25 %) zugegeben werden, um durch das Aufschmelzen des Schrotts die freiwerdende Energie aufzunehmen.

- **Stahlwerk**

Der Begriff Stahlwerk ist leider doppelt besetzt. Es kann zum Einen der gesamte Produktionsstandort gemeint sein, an dem Stahl produziert wird. In diesem Fall ist Stahlwerk der Sammelbegriff für alle Produktionsanlagen auf dem Werksgelände.

Zum Anderen bezeichnet das Stahlwerk den Produktionsbereich, in dem der Stahl unter Zugabe von Legierungselementen erzeugt wird. Im Rahmen dieser Studie umfasst das Stahlwerk den Elektrolichtbogenofen, den Pfannenofen und die Stranggussanlage.

- **Warmwalzwerk**

Ein Warmwalzwerk stellt die Umformung des Halbzeugs aus der Stranggussanlage, also Bramme oder Knüppel, zu Blech bzw. Walzdraht dar. Hierfür werden die Brammen/Knüppel zunächst auf rund 1.200 °C erwärmt und dann über Walzgerüste umgeformt. Der anschließende Produktionsschritt der Kaltumformung wird im Rahmen der Studie nicht betrachtet.

Literatur

- [1] P. Icha und G. Kuhs, “Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid- Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2019,” Umweltbundesamt, Techn. Ber., Apr. 2020.
- [2] L. Jarass, G. M. Obermair und W. Voigt, *Windenergie: zuverlässige Integration in die Energieversorgung*. Berlin: Springer, 2009.
- [3] W. Musial, P. Beiter und J. Nunemaker, “Cost of Floating Offshore Wind Energy Using New England Aqua Ventus Concrete Semisubmersible Technology,” 2020. Adresse: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75618.pdf>.
- [4] Y. M. Saint-Drenan, R. Besseau, M. Jansen, I. Staffell, A. Troccoli, L. Dubus, J. Schmidt, K. Gruber, S. G. Simões und S. Heier, “A parametric model for wind turbine power curves incorporating environmental conditions,” *Renewable Energy*, Jg. 157, S. 754–768, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.04.123>.
- [5] D. S. Ryberg, D. G. Caglayan, S. Schmitt, J. Linßen, D. Stolten und M. Robinius, “The future of European onshore wind energy potential: Detailed distribution and simulation of advanced turbine designs,” *Energy*, Jg. 182, S. 1222–1238, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.052>.
- [6] D. G. Caglayan, D. S. Rydberg, H. Heinrichs, J. Linßen, D. Stolten und M. Robinius, “The techno-economic potential of offshore wind energy with optimized future turbine designs in Europe,” *Applied Energy*, Jg. 255, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113794>.
- [7] J. Olauson, “ERA5: The new champion of wind power modelling?” *Renewable Energy*, Jg. 126, S. 322–331, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.03.056>.
- [8] L. Thurner, A. Scheidler, F. Schafer, J. H. Menke, J. Dollichon, F. Meier, S. Meinecke und M. Braun, “pandapower - an Open Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis and Optimization of Electric Power Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2829021. Adresse: <https://arxiv.org/abs/1709.06743>.
- [9] 50Hertz Transmission GmbH, *Statisches Netzmodell*, Dez. 2020. Adresse: <https://www.50hertz.com/de/Transparenz/Kennzahlen/Netzdaten/StatischesNetzmodell> (besucht am 26.10.2020).
- [10] Amprion GmbH, *Statisches Netzmodell*, Dez. 2020. Adresse: <https://www.amprion.net/Strommarkt/Engpassmanagement/Statisches-Netzmodell/> (besucht am 26.10.2020).
- [11] TenneT TSO GmbH, *Statisches Netzmodell*, Dez. 2020. Adresse: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/The_Electricity_Market/Transparency/static_grid_model/Netzmodell2020_01.csv (besucht am 26.10.2020).
- [12] TransnetBW GmbH, *Netzmodell: Daten zum statischen Netzmodell*, Dez. 2020. Adresse: https://www.transnetbw.de/files/xls/strommarkt/Netzdaten_Ver%C3%B6ffentlichung_CWE.xlsx (besucht am 26.10.2020).
- [13] OpenStreetMap-Mitwirkende, *OpenStreetMap*, Dez. 2020. Adresse: <https://www.openstreetmap.org> (besucht am 06.11.2020).

- [14] Russ Garrett, OpenStreetMap Project, *OpenInfraMap*, Dez. 2020. Adresse: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_der_Schaltanlagen_im_H%C3%B6chstspannungsnetz_in_Deutschland (besucht am 06. 11. 2020).
- [15] K. F. Schäfer, *Netzberechnung - Verfahren zur Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2020. DOI: 10.1007/978-3-658-26733-9. Adresse: <https://doi.org/10.1007/978-3-658-26733-9>.
- [16] C. Breyer, B. Müller, C. Möller u. a., “Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland,” 2013. Adresse: <https://reiner-lemoine-institut.de/vergleich-und-optimierung-von-zentral-und-dezentral-orientierten-ausbaupfaden-zu-einer-stromversorgung-aus-erneuerbaren-energien-in-deutschland/> (besucht am 02. 10. 2020).
- [17] Deutsche Energie-Agentur GmbH, “dena Netzstudie II,“ 2010. Adresse: <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/studie-dena-netzstudie-ii/> (besucht am 19. 11. 2020).
- [18] D. Oeding und B. R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Springer Berlin Heidelberg, 2016. DOI: 10.1007/978-3-662-52703-0. Adresse: <https://doi.org/10.1007/978-3-662-52703-0>.
- [19] TenneT Holding B.V., *NordLink - TenneT*, 2021. Adresse: <https://www.tennet.eu/our-grid/international-connections/nordlink/> (besucht am 13. 02. 2021).
- [20] 50Hertz Transmission GmbH, *Combined Grid Solution*, 2020. Adresse: <https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjektaufSee/CombinedGridSolutionKriegersFlakCGS> (besucht am 13. 02. 2021).
- [21] Bundesamt für Naturschutz, *BfN: Seekabel*, Feb. 2021. Adresse: <https://www.bfn.de/themen/meeresnaturschutz/belastungen-im-meer/seekabel.html> (besucht am 13. 02. 2021).
- [22] T. W. May, Y. M. Yeap und A. Ukil, “Comparative evaluation of power loss in HVAC and HVDC transmission systems,” in *2016 IEEE Region 10 Conference (TENCON)*, 2016, S. 637–641. DOI: 10.1109/TENCON.2016.7848080. (besucht am 20. 01. 2021).
- [23] ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), *ENTSO-E Transparency Platform*, Dez. 2020. Adresse: <https://transparency.entsoe.eu/> (besucht am 04. 11. 2020).
- [24] Länderarbeitskreis Energiebilanzen, *Endenergieverbrauch nach Energieträgern*, Jan. 2021. Adresse: <https://www.lak-energiebilanzen.de/eingabe-statisch/?a=e400> (besucht am 04. 01. 2021).
- [25] —, *Daten der einzelnen Landesämter bei LAK Energiebilanzen, mit Links zu den jeweiligen Seiten*, 2021. Adresse: <https://www.lak-energiebilanzen.de/laenderbilanzen/> (besucht am 04. 01. 2021).
- [26] Bundesnetzagentur, *Kraftwerksliste*, 2020. Adresse: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html (besucht am 10. 11. 2020).
- [27] Deutsche Windguard GmbH, *Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland Jahr 2019*, 2020. Adresse: https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2020/Status%20des%20offshore-Windenergieausbaus%20%E2%80%93%20Jahr%202019.pdf (besucht am 13. 02. 2021).

- [28] Bundesnetzagentur, Übertragungsnetzbetreiber, *Feststellung Reservekraftwerksbedarf 2019*, 2019. Adresse: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (besucht am 05.02.2021).
- [29] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, *Karte Deutsches Höchstspannungsnetz*, 2020. Adresse: <https://www.vde.com/de/fnn/dokumente/karte-deutsches-hoehchstspannungsnetz> (besucht am 13.02.2021).
- [30] TenneT, Amprion, 50Hertz-Transmission und TransNetBW, *Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber 2019*, 2019. Adresse: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Systemanalyse_UeNB_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (besucht am 13.02.2021).
- [31] M. Hölling, M. Weng und S. Gellert, “Bewertung der Herstellung von Eisenschwamm unter Verwendung von Wasserstoff,” *Stahl und Eisen*, Jg. 137, S. 47–53, 2017.
- [32] M. Hölling und S. Gellert, “Direct Reduction: Transition from Natural Gas to Hydrogen?” In *Proceedings of the ICSTI*, Vienna, Sep. 2018.
- [33] Piller Group GmbH, “Frequenz- und Spannungsstabilisierung in lokalen Stromversorgungsnetzen,” *Techn. Ber.*, Aug. 2011. Adresse: www.piller.com.
- [34] R. Mackensen, “Windenergie Report Deutschland 2018,” Fraunhofer IEE, *Techn. Ber.*, 2019. Adresse: http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/opencms/export/sites/windmonitor/img/Windmonitor-2018/WERD_2018.pdf.
- [35] C. Jugel, “Dialogprozess Gas 2030,” Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), *Techn. Ber.*, 8. Okt. 2019.
- [36] P. Stenzel, J. Linssen, M. Robinius, D. Stolten, V. Gottke, H. Teschner, A. Velten und F. Schäfer, “Energiespeicher,” *BWK*, Jg. 71, S. 33–48, Juni 2019, (6).
- [37] (2021). “Kostenschätzungen (NEP 2035 (2021), 1. Entwurf),” Adresse: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/kostenschaetzungen-zu-kapitel-531-und-537>.
- [38] R. Sedlacek, “Untertage Erdgasspeicherung in Europa,” *Erdöl Erdgas Kohle*, Jg. 115, S. 537–540, (11) Nov. 1999.
- [39] H. Dambeck, P. Wendring und J. Wilms, “Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Wasserstoff-erzeugung aus Offshore-Windstrom,” *Prognos AG, Techn. Ber.*, 28. Mai 2020.
- [40] T. Drees, H. Medert, M. Meinecke und C. Halici, “Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021,” Übertragungsnetzbetreiber, *Techn. Ber.*, 29. Jan. 2021.

Abbildungsverzeichnis

2.1	Prozessschema für das Referenzszenario bestehend aus Direktreduktionsanlage, Elektrolichtbogenofen mit Pffannenofen und Stranggussanlage sowie Warmwalzwerk	15
2.2	Schematische Darstellung einer erdgasbasierten Direktreduktionsanlage . .	17
2.3	Prozessablauf von Elektrolichtbogenofen, Pffannenofen und Stranggussanlage	18
2.4	Idealisierter zeitlicher Verlauf des Netto-Gewichts im Ofengefäß sowie der Schmelzleistung	19
2.5	Darstellung der zeitlichen Leistungsaufnahme des Stahlwerks mit schwankendem Bezug des Elektrolichtbogenofens	21
3.1	Jahresstunden n für die Windgeschwindigkeiten im Bereich 0 m/s bis v anhand der Weibull-Funktion nach Gleichung (3.1)	26
3.2	Geschwindigkeitsdauerkurve nach Gleichung (3.3) inkl. der Anlaufgeschwindigkeit v_{Anl} (orange Kurve) und der Nenngeschwindigkeit v_{WEA} (graue Kurve) für die fiktive WEA	27
3.3	Leistungsdauerkurve nach Gleichung (3.5) mit einer Leistung von $P_{WEA} = 12$ MW, einer Geschwindigkeit von $v_{WEA} = 10,5$ m/s und einer Anlaufgeschwindigkeit von $v_{Anl} = 3$ m/s.	28
4.1	Karte der Übertragungsnetzverbindungen innerhalb Deutschlands und ins Ausland.	32
4.2	Pi-Ersatzmodell einer Leitung ([15])	33
4.3	Übertragungskapazitäten(Leitungen) zwischen Regionen(a) und das vereinfachte Netzmodell(b)	35
4.4	Elektrischer Stromverbrauch aller Bundesländer in Terajoule (Für 2017 liegen von Mecklenburg-Vorpommern und dem Saarland keine Daten vor. Für diese Grafik wurden die Werte aus dem Vorjahr übernommen und der Bereich weiß markiert)(Quelle: LAK Energiebilanzen [24], statistische Landesämter [25])	36
4.5	Lastzeitreihe für KW 2 von 2019 mit prozentualer Aufteilung der Last auf die Regionen	37
4.6	Verteilung der Energieerzeugung auf die Regionen des Netzmodells, aufgeschlüsselt nach Erzeugungsform	39
4.7	Vergleich Modell des deutschen Übertragungsnetzes (a) mit Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des Forums Netztechnik/Netzbetrieb - VDE (b) [29]	41
4.8	(a) Maximalauslastung der Übertragungsleitungen im Referenzszenario. (b) Leitungsauslastung für 2018/2019 Redispatch Maßnahmen für Szenario Starkwind und Fehlerfall (Quelle: Bericht der ÜNBs über Netzreserven [30])	41
4.9	Ausschnitt aus dem Netzmodell des deutschen Übertragungsnetzes mit markierten Engpassleitungen und Bundeslandgrenzen)	42

5.1	Prozessschema für das Insel-Szenario bestehend aus einem Offshore-Windpark mit Elektrolyseur und Batterie, einer Direktreduktionsanlage auf Wasserstoffbasis, Elektrolichtbogenofen mit Pfannenofen und Stranggussanlage sowie Warmwalzwerk	46
5.2	Schematische Darstellung einer wasserstoffbasierten Direktreduktionsanlage [31]	47
5.3	Jahresdauerlinien für den Windpark und die drei Anlagenteile inkl. Abregelungszeiten. Die Flächen entsprechen den Energiemengen pro Jahr.	50
5.4	Schwankende Leistungsaunahme des Elektrolichtbogenofens (ELO), die durch die Kombination von Elektrolyseur (EL) und Batterie (Batt.) kompensiert wird, um einen stabilen Netzbetrieb zu ermöglichen.	53
5.5	Links der Jahreslastverlauf sowie rechts der Lastverlauf zu Beginn des Szenariensjahres der Variante 1	54
5.6	Lastverteilung über einen Schmelzvorgang der einzelnen Prozesse	56
5.7	Lastgang sowie Erzeugung über einen Schmelzvorgang	57
5.8	Erzeugungs- und Verbrauchsdifferenz über einen Schmelzvorgang mit und ohne Batterie	57
5.9	Prozessschema für Variante 2 mit einem Netzanschluss zur Einspeisung bei geringer Stromproduktion des Windparks	58
5.10	Sortierte EEX-Preise (Day-Ahead) für das Jahr 2019	59
5.11	Jahresdauerlinien für den Windpark und die drei Anlagenteile inkl. Netzeinspeisung für Variante 2. Die Flächen entsprechen den Energiemengen pro Jahr. Das rot-gestrichelte Rechteck stellt eine mögliche Entnahme von Energie aus dem öffentlichen Netz für den Fall von negativen Strompreisen dar.	60
5.12	Links der Jahreslastverlauf sowie rechts der Lastverlauf zu Beginn des Szenariensjahres der Variante 2	61
6.1	Prozessschema für Variante 3.1 mit einem Windpark/Reduktionsanlage in Küstennähe und Transport des DRI zu einem Stahlwerk/Walzwerk und dortiger Nutzung von Graustrom und Erdgas	66
6.2	Jahresdauerlinien für den Windpark und die Wasserstoff basierte Direktreduktionsanlage inkl. Einspeisung. Die Flächen entsprechen den Energiemengen pro Jahr.	67
6.3	Oben der Jahreslastverlauf sowie unten der Lastverlauf zu Beginn des Szenariensjahres der Variante 3.1 für beide Werksstandorte	69
6.4	Prozessschema für Variante 3.2 mit einem Windpark/Reduktionsanlage in Küstennähe und Transport des DRI zu einem Stahlwerk/Walzwerk, das mittels Wasserstoffspeicher und Brennstoffzelle (FC) bilanziell mit Grünstrom versorgt wird.	71
6.5	Jahresdauerlinien für den Windpark, Direktreduktion, Stahlwerk und Walzwerk für die Variante 3.2. Die Flächen entsprechen den Energiemengen pro Jahr. Zeiten, in denen die Leistungsaufnahme des Stahlwerks/Walzwerks höher als die Produktion des Windparks ist (Fläche ④), werden über einen Wasserstoffspeicher gedeckt.	72
6.6	Idealisierter Lastgang in Zeiten maximaler Stromproduktion des Windparks, bei dem die schwankende Leistung des Elektrolichtbogenofens durch den Elektrolyseur ausgeglichen wird.	74
6.7	Energieinhalt des Wasserstoffspeicher, um den Energiebedarf des Stahlwerks/Walzwerks über die Brennstoffzelle zu decken	76
6.8	Links der Jahreslastverlauf sowie rechts der Lastverlauf zu Beginn des Szenariensjahres der Variante 3.2	77

7.1	Prozessschema für Variante 4.1 mit einer hybriden Reduktionsanlage, die entweder mit grünem Wasserstoff oder fossilem Erdgas betrieben wird. . .	82
7.2	Jahresdauerlinie für die hybride Direktreduktionsanlage für die Variante 4.1. Die Flächen entsprechen den Energiemengen pro Jahr.	83
7.3	Oben der Jahreslastverlauf sowie unten der Lastverlauf zu Beginn des Szenarienjahren der Variante 4.1 für beide Werksstandorte	85
7.4	Prozessschema für Variante 4.2, bei dem die drei Produktionsbereiche über einen Wasserstoffspeicher mit Grünstrom als Grundlast versorgt wird. . .	88
7.5	Jahresdauerlinien für den Windpark, Direktreduktion, Stahlwerk und Walzwerk für die Variante 4.2. Die Flächen entsprechen den Energiemengen pro Jahr. Zeiten, in denen die Leistungsaufnahme der drei Produktionsbereiche höher als die Produktion des Windparks ist (Fläche ③), werden über einen Wasserstoffspeicher gedeckt.	89
7.6	Idealisierter Lastgang in Zeiten maximaler Stromproduktion des Windparks, bei dem die schwankende Leistung des Elektrolichtbogenofens durch den Elektrolyseur ausgeglichen wird.	91
7.7	Zeitlicher Verlauf des Energieinhalts des Wasserstoffspeichers für die Variante 4.2	92
7.8	Lastzeitreihen der Variante 4.2 für das ganze Jahr sowie den Beginn des Jahres	93
7.9	Prozessschema für Variante 4.3, bei der die Produktion in den drei Anlagenteilen auf die Stromerzeugung des Offshore-Windparks angepasst wird.	94
7.10	Jahresdauerlinien für den Windpark, Direktreduktion, Stahlwerk und Walzwerk für die Variante 4.3. Die Flächen entsprechen den Energiemengen pro Jahr.	95
7.11	Links der Jahreslastverlauf sowie rechts der Lastverlauf zu Beginn des Szenarienjahren der Variante 4.3	96
8.1	Prozessschema für Variante 5, bei der das Stahlwerk mit grünem Wasserstoff aus dem Windpark versorgt wird.	101
8.2	Jahresdauerlinien für den Windpark und Elektrolyseur für die Variante 5. Die Flächen entsprechen den Energiemengen pro Jahr.	105
8.3	Schwankender Lastgang der drei Produktionsbereiche, der über eine Kombination aus Brennstoffzelle und Batterie ausgeglichen wird.	106
8.4	Jahreszeitliche Entwicklung des Energieinhalts des Wasserstoffspeichers . .	107
9.1	Ermittelte Investitionskosten für das Referenzszenario und die fünf Varianten (Abkürzungen siehe Seite 12)	111
9.2	Auftragung der Investitionskosten über den spez. CO ₂ -Emissionen. Die gestrichelten Pfeile stellen das weitere CO ₂ -Einsparpotential dar, das sich für den Referenzfall sowie für die Varianten 3.1 und 4.1 ergibt.	112
9.3	Auftragung der energiebedingten Umwandlungskosten für die einzelnen Varianten	116
9.4	Auftragung der CO ₂ -Vermeidungskosten für die einzelnen Varianten im Vergleich zum Referenzfall	118
9.5	Auftragung der CO ₂ -Vermeidungskosten gegen das Einsparpotential im Vergleich zum integrierten Hochofenwerk mit 1.800 kg _{CO₂} /t _{Wst} . Die gestrichelten Pfeile stellen das weitere CO ₂ -Einsparpotential dar, das sich für den Referenzfall sowie für die Varianten 3.1 und 4.1 ergibt.	118
9.6	Bewertung der Energieeffizienz anhand der erforderlichen Energiemenge zur Produktion von 1 Mio. Tonnen Walzstahl	119
A.1	Entwicklung der spez. CO ₂ -Emissionen des deutschen Strommix [1]	129

A.2	Herstellerangaben für eine WEA mit einer Nennleistung von 12 MW und einem Rotordurchmesser von 220 m	130
A.3	Investitionskosten für Offshore-Windparks aus dem Windenergie Report 2018 [34, S. 82].	130

Tabellenverzeichnis

2.1	Berechnung der erforderlichen Produktions- und Einsatzmengen in den jeweiligen Anlagenteilen basierend auf dem zugehörigen Ausbringen	16
2.2	Übersicht über typische Energiebedarfe der Direktreduktion sowie zugehörige CO ₂ -Emissionen (absolute Werte für eine Jahresproduktion von 751.000 Tonnen)	17
2.3	Übersicht über typische Energiebedarfe im Stahlwerk sowie zugehörige CO ₂ -Emissionen (absolute Werte für eine Jahresproduktion von 1.064.000 Tonnen)	21
2.4	Übersicht über weitere Kohlenstoffträger im Stahlwerk sowie zugehörige CO ₂ -Emissionen (absolute Werte für eine Jahresproduktion von 1.064.000 Tonnen)	21
2.5	Übersicht über typische Energiebedarfe im Walzwerk sowie zugehörige CO ₂ -Emissionen (absolute Werte für eine Jahresproduktion von 1.000.000 Tonnen)	22
2.6	Absolute CO ₂ -Emissionen in den drei Prozessschritten bei einer Jahresproduktion von 1 Mio. Tonnen Walzstahl	23
3.1	Ausgewählte Parameter zur Erstellung der fiktiven Leistungskurve	30
4.1	Liste der Knoten des vereinfachten deutschen Netzmodells	34
4.2	Zuordnung der Energieträger aus der Kraftwerksliste der BNetzA zu den Erzeugungszeitreihen der ENTSO-E	38
4.3	Verhältnis der Anschlussleistung der Windparks in der Nordsee (2019) . . .	38
5.1	Spez. und absolute Energiebedarfe für die wasserstoffbasierte Direktreduktion bei einer Jahresproduktion von 751.000 Tonnen DRI [31]	48
5.2	Übersicht über die verbleibenden Kohlenstoffträger im „neuen“ Stahlwerk sowie zugehörige CO ₂ -Emissionen (absolute Werte für eine Jahresproduktion von 1.064.000 Tonnen)	48
5.3	Spez. und absolute Energiebedarfe sowie der Prozentwert für die minimal mögliche Leistungsaufnahme	49
5.4	Übersicht über Nennleistungen, Minimal-Leistungen, Betriebszeiten und Energiemengen für den Inselbetrieb	51
5.5	Anzahl unterbrechungsfreier Zeitabschnitte in Variante 1	54
5.6	Produktionsmenge pro Monat in Variante 1	55
5.7	Annahmen der Leistungsgradienten für Inselnetzbetrachtung	56
5.8	Übersicht über Nennleistungen, Minimal-Leistungen, Betriebszeiten und Energiemengen für die Variante 2	60
5.9	Anzahl unterbrechungsfreier Zeitabschnitte in Variante 2	62
5.10	Produktionsmenge pro Monat in Variante 2	62
5.11	Veränderung der Leitungsauslastung in Prozent und MW für Variante 2 . .	63
5.12	Kennzahlen für die Varianten 1 und 2	64
6.1	Übersicht über Nennleistungen, Minimal-Leistungen, Betriebszeiten und Energiemengen für die Variante 3.1	68

6.2	Anzahl unterbrechungsfreier Zeitabschnitte in Variante 3.1	68
6.3	Produktionsmenge pro Monat in Variante 3.1	69
6.4	Veränderung der Leitungsauslastung in Prozent und MW für Variante 3.1 .	70
6.5	Anzahl unterbrechungsfreier Zeitabschnitte in Variante 3.2	77
6.6	Produktionsmenge pro Monat in Variante 3.2	78
6.7	Veränderung der Leitungsauslastung in Prozent und MW für Variante 3.2 .	78
6.8	Kennzahlen für die Varianten 3.1 und 3.2	79
7.1	Anzahl unterbrechungsfreier Zeitabschnitte in Variante 4.1	85
7.2	Produktionsmenge pro Monat in Variante 4.1	86
7.3	Veränderung der Leitungsauslastung in Prozent und MW für Variante 4.1 .	87
7.4	Anzahl unterbrechungsfreier Zeitabschnitte in Variante 4.2	92
7.5	Produktionsmenge pro Monat in Variante 4.2	93
7.6	Veränderung der Leitungsauslastung in Prozent und MW für Variante 4.2 .	94
7.7	Anzahl unterbrechungsfreier Zeitabschnitte in Variante 4.3	96
7.8	Produktionsmenge pro Monat in Variante 4.3	97
7.9	Veränderung der Leitungsauslastung in Prozent und MW für Variante 4.3 .	98
7.10	Kennzahlen für die Varianten 4.1, 4.2 und 4.3	99
8.1	Übersicht über den Wasserstoffbedarf sowie die erforderliche Energiemenge aus dem Windpark für Variante 5	104
8.2	Kennzahlen für die Variante 5	108
9.1	Spez. Kosten für die Haupt-Anlagenteile	110
9.2	Spez. Kosten für Energie, CO ₂ und DRI-Transport	115
9.3	Übersicht über die installierte Windparkleistung P_{inst} , die Nettoleistung P_{netto} , die für die Stahlproduktion genutzte Strommenge W_{nutz} sowie die eingespeiste Strommenge W_{einsp}	120
9.4	Bewertungsmatrix für die unterschiedlichen Varianten	122
B.1	Spez. Kennzahlen für die Haupt-Anlagenteile	132
B.2	Investitionskosten für die Anlagenteile der einzelnen Varianten (in Mio. €)	133
B.3	Spez. Kosten für Energie, CO ₂ und Transport	134
B.4	Anlagenkosten und energiebedingte Umwandlungskosten (in €/t _{wst}) . . .	135