



GO4Industry

Anwendung in der Industrie – Bericht I2

**Umsetzungsbeispiele für erneuerbare Energien in
der Industrie**

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

FKZ: UM20DC003

Autor:innen

GreenGasAdvisors



Schönleinstraße 31
10967 Berlin
www.greengasadvisors.de

Stephan Bowe
bowe@greengasadvisors.de
Tel: +49 (30) 5490 6125

Dr. Paul Girbig
paul.girbig@hotmail.de
Tel.: +49 173 8451519

Berlin, 15.09.2022

Zitiervorschlag

GIRBIG, PAUL; BOWE, STEPHAN: Umsetzungsbeispiele für erneuerbare Energien in der Industrie – Bericht I2 im Rahmen des Projekts GO4Industry, gefördert durch das BMWK (FKZ: UM20DC003), 2022.

Über das Projekt



Industrieunternehmen sind gefordert, ihren Beitrag zu Dekarbonisierung beizutragen und wollen auch eigenständig ihre Produktion zunehmend umweltfreundlicher gestalten. Eine wesentliche Komponente ist der Energieeinsatz für Produktion, Verwaltung und auch Transport der Güter. Hinsichtlich der Dekarbonisierung des Energieeinsatzes werden Energiequellen benötigt, die nachweislich und garantiert erneuerbar sind. Dies wiederum erfordert die entsprechenden vertrauenswürdigen Nachweise, Richtlinien aus der Politik sowie praxisnahen Hinweise zur Umsetzung. Genau an dieser Schnittstelle setzt das Projekt „GO4Industry“ an. Gefördert durch das Bundesumweltministerium bzw. seit dem Regierungswechsel 2021 durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, erarbeitet das Projektteam des Hamburg Instituts und GreenGasAdvisors die Informationen für ein umfassendes nationales Nachweiskonzept für erneuerbare Energien. Dies schließt eine Analyse ein, wie Herkunftsnachweise und weitere Nachweiskonzepte für erneuerbare Energiequellen zukünftig zusammenspielen könnten. Wie hierbei wissenschaftliche Grundlagen und praxisnaher Input aus Industrie und Energiewirtschaft kombiniert werden, erfahren Sie auf dieser Website: <https://go4industry.com/>.

Inhalt

ABKÜRZUNGEN	5
1. ANWENDUNG VON ERNEUERBAREN ENERGIEN IN DER INDUSTRIE	7
2. RAHMENBEDINGUNGEN, POTENTIALE, MOTIVATION DER INDUSTRIE	9
2.1 RAHMENBEDINGUNGEN FÜR ANWENDUNG VON ERNEUERBAREN ENERGIEN IN DER INDUSTRIE.....	9
2.2 DEFINITION EINES BETRACHTUNGSRAHMENS IN STANDARDS.....	11
2.3 BEZUG ZUR NACHHALTIGKEITSBERICHTERSTATTUNG IN DER INDUSTRIE	14
2.4 EINORDNUNG ZU BESTEHENDEN RICHTLINIEN UND VERORDNUNGEN.....	15
2.5 MOTIVATION DER INDUSTRIE.....	17
2.5.1 <i>GO4Industry- Workshop „Nachweise für erneuerbare Energien in der Industrie“</i>	19
2.5.2 <i>Positionierung zu Nachweisen für erneuerbare Energien aus Veröffentlichungen der Industrie</i>	20
3. AUSGEWÄHLTE UMSETZUNGSBEISPIELE ZUR DEKARBONISIERUNG DER INDUSTRIE	23
3.1 BEISPIEL METHANPRODUKTION AUS RESTSTOFFEN DER PHARMAINDUSTRIE.....	24
3.2 BEISPIEL EINSATZ VON EE-STROM UND WASSERSTOFF IN DER STAHLPRODUKTION.....	32
3.3 BEISPIEL ABWÄRMENUTZUNG IN DER LEBENSMITTELINDUSTRIE	38
4. ZUSAMMENFASSUNG	41
4.1 ANALYSE DER BEISPIELE	42
4.2 SCHLUSSFOLGERUNGEN.....	45
ABBILDUNGEN	48
TABELLEN	48
LITERATUR	49

Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung
AiB	Association of Issuing Bodies
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
Biokraft-NachV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
CO ₂ e	CO ₂ -Äquivalente Masseinheit zur Vereinheitlichung der Klimawirkung der unterschiedlichen Treibhausgase
COP	Conference of Parties
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism- CO ₂ -Grenzausgleichssystem
EE	Erneuerbare Energien
EECS	European Energy Certificate System
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EERL	Erneuerbare Energien-Richtlinie = RED
ENWG	Energie-Wirtschaftsgesetz
ESR	Effort Sharing Regulation — Lastenteilungsverordnung der EU
EU	Europäische Union
EU-ETS	Emission Trading System — EU-Emissionshandelssystem
GEG	Gebäude-Energie-Gesetz
GRI	Global-Reporting-Initiative
HKN	Herkunftsnachweis
HkRNDV	Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung
ISCC	International Sustainability and Carbon Certification
IEM	Internal Electricity Market — EU-Elektrizitäts-Binnenmarkt-Richtlinie
KEI	Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (KEI)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MW	Megawatt
P2G	Power to Gas, Umwandlung von Strom in Gas
P2H	Power to Heat, Umwandlung von Strom in Wärme
P2L	Power to Liquid, Umwandlung von Strom in flüssige Brennstoffe
PCF	Product Carbon Footprint

Abkürzung	Bedeutung
PEF	Primärenergiefaktor
PPA	Power Purchase Agreement - Stromliefervertrag
PPA	Power Purchase Agreement - Stromliefervertrag
PtC	Power to Cold
PtH	Power to Heat
PtX	Power to X
RED	Renewable Energies Directive — Erneuerbare Energien-Richtlinie
RED Cert	Zertifizierungssysteme für nachhaltige Biomasse, Biokraft- und -brennstoffe (REDcert-DE und REDcert-EU) in Deutschland und Europa.
RES-E	Erneuerbare Energiequellen für Elektrizität im Rahmen der RED (Renewable Energy Sources - Electricity)
RES-HC	Erneuerbare Energiequellen für Wärme
RES-T	Erneuerbare Energiequellen für Verkehr im Rahmen der RED (Renewable Energy Sources - Transport)
RFNBO	Renewable fuels of non-biological origin / Erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
THG	Treibhausgase
THG-Quote	Treibhausgas-Minderungs-Quote

1. Anwendung von erneuerbaren Energien in der Industrie

Europa hat sich aufgemacht, in einer sich aktuell unberechenbareren Welt klimaneutral zu werden. Um die Umsetzung des Pariser Klimaschutzübereinkommens und die Ziele der Vereinten Nationen für nachhaltige Entwicklung zu unterstützen, setzt die EU auf die Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien. Wesentliche Neuerungen der überarbeiteten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II, 2018/2001) sind die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien in den Sektoren Strom, Gas, Wärme/Kälte. Im besonderen Fokus steht auch der Sektor Transport, da hier bis zum Jahr 2030 deutliche Erfolge im Einsatz erneuerbarer Energie erwartet werden. Mit dem Inkrafttreten der Erneuerbare Energien Richtlinie 2018/2001 (RED II) zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen sind einige Nachweisanforderung dazugekommen. Neben den bereits bestehenden Nachhaltigkeitskriterien für Biomasse müssen nunmehr z.B. Treibhausgasmindesteinsparungen nachgewiesen werden.

Bekanntermaßen gilt, dass es unmöglich ist, eine aus einem Versorgungsnetz entnommene Energieeinheit physisch von einer anderen zu unterscheiden. Die RED II enthält Nachweismethoden, die dennoch fiktiv eine Zuordnung möglich machen. Insofern ist es für die Industrie von hoher Relevanz sich auf Nachweisverfahren verlassen zu können. Je nach Energiequelle werden verschiedene Formen von Herkunftsnachweisen (Guarantees of Origin, GOs) oder Massenbilanznachweisen angeboten.

Populär sind Herkunftsnachweis aus erneuerbaren Energiequellen, aber in anderen Ländern gibt es auch Herkunftsnachweise für Energiequellen wie Kohle, Kernenergie und weitere. Die Liberalisierung des Energiemarktes bedeutet für die Industrie, dass man flexibel den Anbieter der benötigten Energie wählen kann, aber auch über die verschiedenen Optionen in der Preisgestaltung und der Quelle bzw. die Mischung der Energie informiert sein muss. Im Rahmen des Verbraucherschutzes kommt einem Herkunftsnachweis für erneuerbare Energie daher eine wichtige Rolle zu.

Freiwillige Klimaschutzmaßnahmen in der Industrie.

Klimaschutzaspekte werden zunehmend integraler Bestandteil von unternehmerischen Entscheidungen in der Industrie sowie bei deren Kunden. Dieser Teil des Projekts befasst sich mit der Frage, wie Unternehmen für verschiedene Anwendungsfälle den Ansprüchen einer klimaneutralen Produktion bzw. Lieferkette gerecht werden können und welche Nachweise dabei eingesetzt werden. Die Basis dafür bildet eine umfassende und regelmäßige CO₂-Bilanzierung. Mit ihr werden die wichtigsten Emissionsquellen im Unternehmen identifiziert und die Wirksamkeit der eingeleiteten Maßnahmen überwacht.

Immer mehr Unternehmen bilanzieren ihre Treibhausgasemissionen nach internationalen Standards und weisen ihre Emissionen z.B. nach den vom Greenhouse Gas Protocol vorgeschlagenen Kategorien Scope 1, 2 und 3 aus (siehe Unterabschnitt 2.2). Neben den direkten Emissionen, die ein Unternehmen im eigenen Betrieb verursacht werden, werden die indirekten energiebedingten Emissionen und Emissionen entlang der Wertschöpfung einbezogen. Neben Aufwendungen für prozessbedingten Maßnahmen zur Emissionsminderung, fallen unter anderem Kosten an für die Auswahl und Anwendung von Methoden,

IT-Systemen, Datenerhebung, -Konsolidierung und -Validierung der Emissionen. Vor diesem Hintergrund wird eine methodisch einwandfreie Nachweisführung der Herkunft von erneuerbarer Energie für die glaubwürdige Umsetzung von Klimaneutralität essenziell [KPMG-WWF, 2015].

Der Weg zur klimaneutralen Produktion

Grundsätzlich sollte es das Ziel sein, nach besonders wirksamen und weniger wirksamen Maßnahmen zu unterscheiden. Das heißt, mit welchen Maßnahmen kann das Unternehmen mit einem zusätzlichen Euro am meisten CO₂-Einsparung erreichen? Viele Umlagen, Abgaben und Steuern sind so gestaltet, dass deren Anwendung durch die unternehmerische Entscheidung und das betriebliche Verhalten beeinflussbar sind. Einige der Gesetze geben den Unternehmen einen Anreiz, **mit Investitionen** in Produktionsverfahren und -maschinen wie deren Energieversorgung Verbesserungen so zu gestalten, dass die Umwelt geringer belastet wird. Weiterhin bieten die Gesetze auch Anreize **mit organisatorischen Maßnahmen** innerhalb oder auch außerhalb der Unternehmen tätig zu werden, um die gestellten Rahmenbedingungen einzuhalten. Dies bietet den Unternehmen die Option, flexibel zu reagieren.

Angesichts der inzwischen außerordentlich vielen Einzelregelungen, die die Energiewirtschaft von Unternehmen betreffen, werden Energieeinspar- oder Optimierungsprojekte in der Unternehmensrealität immer aufwändiger. Dazu kommt eine sehr große Palette an unterschiedlichen staatlichen Förderungen, die wiederholt angepasst werden. Jede einzelne Maßnahme kann sich auf unterschiedlichste Parameter eines Unternehmens auswirken und dessen wirtschaftlichen Erfolg beeinflussen. Insbesondere, wenn die wirtschaftliche und ökologische Optimierung auseinander laufen zögern Unternehmen mit der Umsetzung angesichts des Regulationsrisikos bei häufig langen Amortisationszeiten, selbst wenn ein **enormes Potenzial** zur CO₂-Einsparung in den unterschiedlichen **investiven Projektansätzen** steckt.

Wenn ein Unternehmen nicht investiv tätig werden kann oder will, bieten sich eine ganze Reihe von **organisatorischen Maßnahmen** an, trotzdem die CO₂-Bilanz zu verbessern. Es handelt sich darüber hinaus um Maßnahmen, die kurzfristig zurückgenommen werden können (Ausnahme: Power Purchase Agreement).

In diesem Projektteil werden vor allem die wesentlichen Folgen der oben skizzierten Optionen zur Ausgestaltung von Nachweisen auf die wichtigsten CO₂-Bilanzierungsstandards behandelt. Für die Bilanzierung von Corporate Carbon Footprints (CCF) gibt es verschiedene Normen und Standards, die als Grundlage für eine glaubwürdige Klimaneutralität gelten. Die Bilanzierungsstandards und die Definition von Klimaneutralität erlauben jedoch erhebliche Spielräume. Deshalb ist die transparente Dokumentation der gewählten Methoden von hoher Bedeutung, um Vergleichbarkeit von Bilanzierung und Klimaneutralität herzustellen.

Aufbauend auf den Begrifflichkeiten und dem Vergleich von Nachweissystemen aus dem Bericht G.1 „Abgrenzung von verschiedenen Nachweissystemen für erneuerbare

Energien“ (Bowe u. Girbig 2021) untersucht dieser Bericht die möglichen Optionen für die Industrie und wie eine zusätzliche Klimaschutzwirkung sicherstellen ist.

Seit Anfang 2022 kündigen sich in der Energieversorgung von Erdgas durch die politische Entwicklung dramatische Versorgungsprobleme für die Industrie an. Insofern hat sich die Motivation, adäquate Alternativen zum Einsatz von Erdgas zu finden, noch verstärkt. Umstellungen in der Verfahrenstechnik sind bei unmittelbarem Bedarf von Erdgas als Energiequelle für die Industrie jedoch meist komplex, mit Kosten verbunden und eine entsprechender Zeitrahmen für den Verfahrenswechsel, meist parallel zu laufenden Produktion, ist einzukalkulieren.

Dieser Bericht geht auf einige spezifische Fragestellungen der Industrie anhand von ausgewählten Beispielen ein. Es besteht demnach nicht der Anspruch, alle denkbaren Verfahren und Sektoren der Industrie hier umfänglich zu betrachten. Im Detail gilt auch zu berücksichtigen, dass je industrieller Anforderung und Anlage unterschiedliche Rahmenbedingungen in Betracht zu ziehen sind.

2. Rahmenbedingungen, Potentiale, Motivation der Industrie

Gesetze und Verordnungen bestimmen die Rahmenbedingungen der Industrie, wie die CO₂-Emissionen zu mindern sind und wo der Einsatz Erneuerbare Energie anzustreben ist. Im industriellen Umfeld wird, neben dem Vorhaben umweltfreundlicher zu produzieren, der Einsatz erneuerbarer Energie sowohl als Maßnahme gesehen, die Klimafreundlichkeit eines Unternehmens nach Außen (Image) zu propagieren, als auch nach Innen die Mitarbeitermotivation zu fördern. Hierbei ist ein transparenter Nachweis der Energiequelle ist ein wesentliches Kriterium zur Stärkung der Glaubwürdigkeit. Die Industrie ist folglich an einer Nachweissystematik interessiert, die der Industrie die Sicherheit gibt, nachweislich erneuerbare Energiequellen zu unterstützen.

Andererseits stellt der Umstieg auf erneuerbare Energieträger Industrieunternehmen hinsichtlich des Energiebezugs vor besondere Herausforderungen. Es wird daher auch unter der Betrachtung des finanziellen Aufwands abgewogen, ob die benötigte Energie direkt, transportiert oder in Form Herkunftsnachweisen bzw. von Zertifikaten bezogen werden soll.

2.1 Rahmenbedingungen für Anwendung von erneuerbaren Energien in der Industrie

Bei einer Direktlieferung von erneuerbarer Energie, z.B. aus einer nahe gelegenen Solarthermieanlage oder aus einer Biogas-Direktleitung wird die Klimaschutzwirkung direkt vor Ort erzielt. Die erneuerbare Energie wird lokal produziert und unmittelbar genutzt, wodurch die Maßnahme anschaulich dem entsprechenden Industriebetrieb zugeordnet werden kann. Die Energieversorgung funktioniert hier unabhängig vom öffentlichen Energiesystem und der darin enthaltenen fossilen Anteile.

Wird für die Produktionsprozesse in der Industrie erneuerbare Energieträger von einem Verteilnetz bezogen werden, kann die Zuordnung der Klimaschutzwirkung zur Verbrauchsanlage mit einem entsprechenden Nachweis für Übertragung der Energie oder mit einem **book & claim-Zertifikat**, z.B. Herkunftsnachweis erfolgen. Die dabei künstlich geschaffene Verbindung zwischen Produktions- und Verbrauchsanlage ist jeweils sehr unterschiedlich ausgeprägt und damit auch die Art & Weise, wie eine Klimaschutzwirkung zugeordnet werden kann.

Bei den Nachweisen für transportierte Energie mit Koppelung von Energie und Nachweis, wie z.B. **Massenbilanzsystemen**, Regionalnachweisen und dem Stromnachweis nach Art 27 (3) der RED II wird der Energieträger (Strom, Gas, flüssiger Brennstoff) als erneuerbares Handelsgut (z.B. per Windstrom-PPA, als Biomethan-Lieferung oder Regionalstrom-Lieferung) in einem separaten Energiemarkt-Segment mit einer eigenen Preisbildung gehandelt. Der Klimaschutzbeitrag wird dabei gemeinsam mit der Energie übertragen. Mit dem Einkauf dieser Energieträger wird die erneuerbare Eigenschaft dem verbrauchenden Unternehmen direkt zugeordnet, also auch die damit verbundene Klimaschutzwirkung. Die Kopplung der erneuerbaren Eigenschaft an den Energieträger bewirkt u.a., dass sich ein erneuerbar geprägtes Energietransportsystem schrittweise innerhalb des bestehenden fossil geprägten Systems herausbilden kann. Mit diesen (aufwändigeren) Nachweisen lassen sich auch Verluste, Transport und Speicherung abbilden (siehe hierzu GO4I Berichte G1 Bowe u. Girbig.2021 und E2, Bowe u. Girbig.2022). Je nach Marktregulierung können diese Lieferungen eine bedarfsgerechte Fahrweise der Energieproduktion und Verbrauch und eine Beteiligung am Netzausbau ergeben.

Wenn book & claim-Zertifikate, wie Herkunftsnachweise der RED II für Strom, Gas oder Wärme/Kälte verwendet werden, erfolgen die Energielieferung und der Nachweis der erneuerbaren Eigenschaft voneinander unabhängig („entkoppelt“). Der Energieträger wird als graue Energie, z.B. als Börsenstrom oder Graugas erworben und damit die Energieversorgung sichergestellt. Zusätzlich werden dann Herkunftsnachweise von einer produzierenden Anlage erworben und dem Energieverbrauch des Industriebetriebs zugeordnet. Die Preisbildung für die Energie erfolgt am regulären Energiemarkt, und der Preis für die erneuerbare Eigenschaft wird unabhängig davon auf einem eigenen Markt ggf. mit eigenen Börsenprodukten ermittelt.

Es gibt drei fundamentale Bezugsmodelle für erneuerbarer Energie (EE):

- **Direktbezug von erneuerbarer Energie**
 Die erneuerbare Energie wird direkt und unvermischt übertragen. Energie und EE-Eigenschaft sind eins.
- **Koppelung von Energielieferung und erneuerbarer Eigenschaft**
 Transport unter Vermischung der erneuerbare Energie mit anderen Energieträgern. Bilanzielle Zuordnung der EE-Eigenschaft zu einer Entnahme.
- **Entkopplung von Energielieferung und erneuerbarer Eigenschaft**
 Trennung von EE-Eigenschaft und Energie und Abstraktion vom Transportsystem. Übertragung der EE-Eigenschaft als Zertifikat bzw. HKN („book & claim“). In diesem Modell wird bei genauer Betrachtung ein „graue“ (z.B. fossiler) Energieträger bezogen. Das Industrieunternehmen oder die Endkunden unterstützt jedoch die Produktionsanlage rein finanziell durch den Kauf der Herkunftsnachweise. Ein Klimaschutzbeitrag wird ausgelöst, wenn z.B. die Energieträger der Produktionsanlage im Energiemarkt mit Hilfe des finanziellen Beitrags gegenüber fossilen Energieträgern konkurrenzfähig werden.

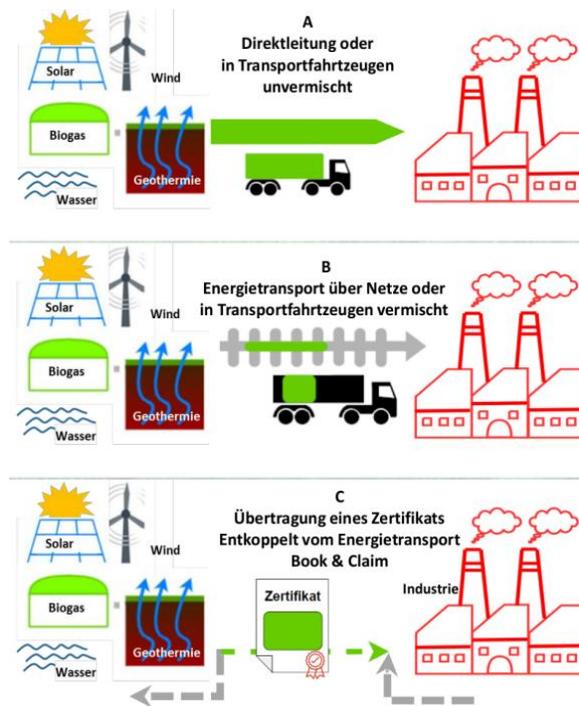


Abbildung 1 Bezugsmodelle

- A: Direktbezug von EE-Energie
- B: Kopplung von Energielieferung und EE-Eigenschaften
- C: Entkopplung von Energielieferung und erneuerbarer Eigenschaft

Die Herkunftsnachweise der RED ermöglichen eine Zuordnung zu einer konkreten Produktionsanlage, wodurch gezielt Anlagen mit einem bestimmten gewünschten Klimaschutzbeitrag oder weiteren zusätzlichen Kriterien finanziell unterstützt werden (siehe Grundlagenbericht G1 Bowe u. Girbig 2021).

2.2 Definition eines Betrachtungsrahmens in Standards

Industrieunternehmen stellen sich entsprechend ihrer Tätigkeitsbereiche, aber auch hinsichtlich wirtschaftlicher Rahmenbedingungen auf (z.B. Berücksichtigung des Steuerrechts). Bewertet man nun Unternehmen hinsichtlich Energieeinsatz und Emissionen z.B. im Rahmen einer externen Zertifizierung so wird es zielführend, einen Betrachtungsraum zu definieren, um deutlich zu machen, zu welchem Bereich des Unternehmens die Bewertung zugehörig ist.

Verschiedene Bezüge des Begriffs Scope

Der "Scope-Begriff" wird in diesem Kontext mit z.T. sehr unterschiedlichen Bezügen angewandt:

- der Scope einer **Norm** ist der Anwendungsbereich der Norm,
- der Scope eines **Umweltmanagementsystems** (UMS), z.B. nach ISO EN DIN 14001, bezieht sich auf dessen der Anwendungsbereich,
- der Scope eines **Zertifizierungsauditors** sind die Branchen, für die er zugelassen ist;
- der Scope eines **Zertifikats** ist dessen Geltungsbereich;
- der Scope im GHG Protocol definiert spezifische THG-Emissionen

Im Folgenden werden verschiedene Betrachtungsrahmen in ihrem jeweiligen Kontext dargestellt.

Emissionen entsprechend dem GHG Protocol Corporate Standard

Treibhausgasemissionen eines Unternehmens, auch Corporate Carbon Footprint genannt, werden gemäß dem GHG Protocol durch die Aktivitäten einer berichterstattenden Firma verursachten **Treibhausgas-Emissionen in drei Scopes** strukturiert.

- Scope 1: Direkte Emissionen
- Scope 2: Indirekte Emissionen - Eigene Emissionen
- Scope 3: Indirekte Emissionen - nicht im Besitz des Unternehmens

Direkte Emissionen aus unternehmenseigenen und kontrollierten Ressourcen werden als **Scope 1** bezeichnet. Sie werden weiter in vier Kategorien unterteilt:

- Stationäre Verbrennungen wie Brennstoffe und Heizquellen
- Mobile Verbrennungen wie Fahrzeuge, die einem Unternehmen gehören oder von ihm kontrolliert werden, mit Ausnahme von Elektroautos (fällt unter Scope 2)
- Flüchtige Emissionen wie Leckagen aus Kühlschränken und Klimaanlage
- Prozessemissionen wie Emissionen, die bei industriellen Prozessen und bei der Produktion vor Ort freigesetzt werden

Eigenen indirekte Emissionen aus der Erzeugung der von einem Versorgungsunternehmen bezogenen Energie werden in **Scope 2** zusammengefasst. Hier werden THG-Emissionen durch den Verbrauch von gekauftem Strom, Heizung und Kühlung zugeordnet.

Emissionen, die nicht in Scope 2 enthalten sind und aus der vor- und nachgelagerten Wertschöpfungskette des Unternehmens stammen (z.B. Emissionen aus der Produktion von eingekauften Waren und Dienstleistungen, Investitionsgütern und der Nutzung verkaufter Produkte, sind sogenannte indirekten Emissionen und werden **Scope 3** zugeordnet. Es stellt durchaus einigen Aufwand dar, die tatsächlichen Daten aus der gesamten Lieferkette eines Unternehmens zu ermitteln, um eine Reduktion der Treibhausgasquellen nachweisen zu können.

In Scope 3 ist es empfehlenswert zu unterscheiden zwischen vor- und nachgelagerten Emissionen

- Vorgelagerte Emissionen:
Emissionen in der Lieferkette, die bei den Zulieferern entstehen.
- Nachgelagerte Emissionen:
Emissionen, die z.B. durch Dienstleistung oder durch das Produkt selbst im nächsten Schritt, nachdem es das Unternehmen verlassen hat.

Der Term „Scope“ im Sinne des GHG-Protocols bezieht sich auf die Betrachtungsgrenzen der THG-Quantifizierung, ist aber im Rahmen von Management Standards anders belegt.

Umweltmanagementsystems ISO EN DIN 14001

Im Rahmen eines **Umweltmanagementsystems (UMS) ISO EN DIN 14001** ist ein Unternehmen der Industrie aufgefordert, den Geltungsbereich (Scope) ihres Umweltmanagementsystems festzulegen und zu dokumentieren. Danach werden alle Tätigkeiten, Produkte und Dienstleistungen der Organisation innerhalb dieses Geltungsbereichs in das Umweltmanagementsystem einbezogen. Bei der Festlegung des Geltungsbereichs ist zu beachten, dass nur Umfänge eingebunden werden, die **im Verantwortungsbereich** des Unternehmens liegen, da von der Wahl der Organisationsgrenzen die Glaubwürdigkeit des Umweltmanagementsystems abhängt. Der Leitfaden DIN EN ISO 14064-1:2019-06 spricht von direkten und indirekten Emissionen, von denen die direkten in jedem Fall erfasst werden müssen und wesentliche indirekten (Wesentlichkeitskriterien) Emissionen eingebunden werden sollen. Insofern bildet der Leitfaden DIN EN ISO 14064-1:2019-06 eine Grundlage zur Bilanzierung der Treibhausgasemissionen einer Organisation, detailliert aber nicht Scope 1,2,3-Emissionen wie im GHG Protocol.

Abbildung 2 zeigt eine Darstellung der Beziehung zwischen ISO14060 Familie und GHG-Standards (in Anlehnung an die Darstellung in DIN EN ISO 14067:2018 Carbon Footprint von Produkten - Anforderungen an und Leitlinien für Quantifizierung).

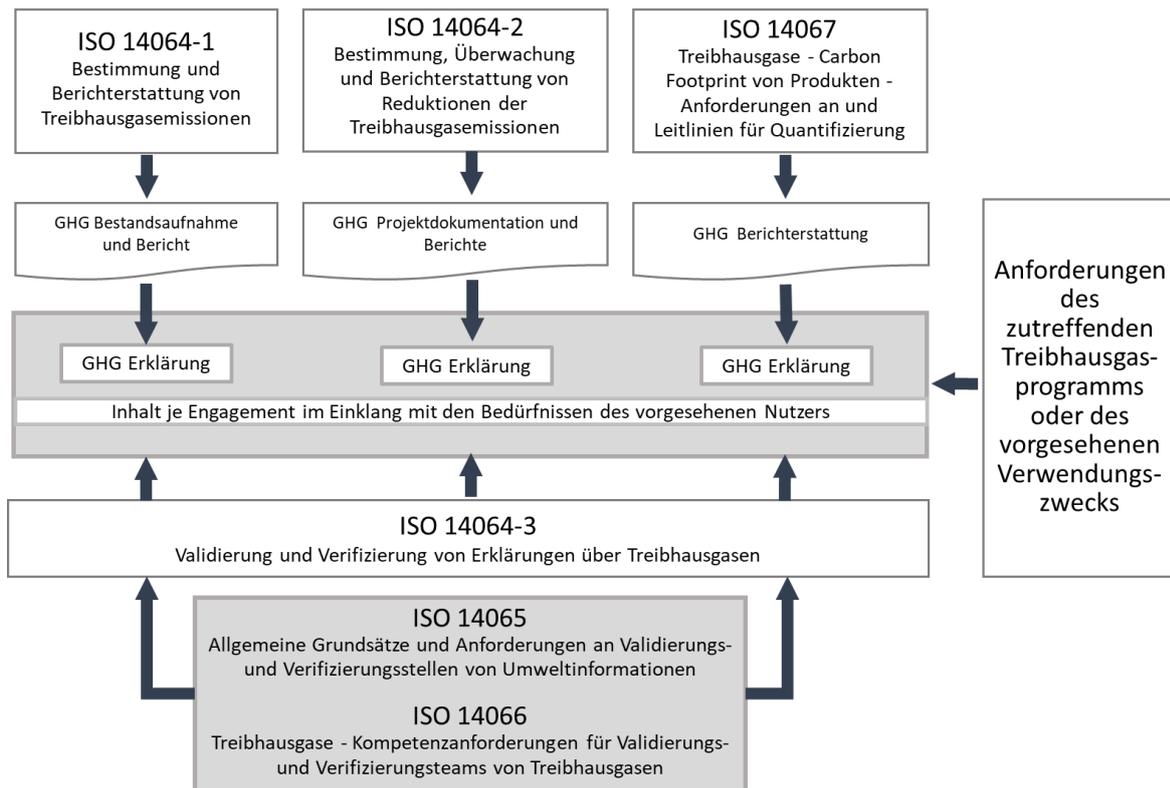


Abbildung 2 Beziehung zwischen ISO14060 Familie und GHG-Standards

2.3 Bezug zur Nachhaltigkeitsberichterstattung in der Industrie

Die Nachhaltigkeitsberichterstattung ist ein wesentliches Instrument in der Informationspolitik von Unternehmen, um das Vertrauen von Investoren und Kunden zu gewinnen.

Seit Ende 2010 steht mit der **ISO 26000** ein Leitfaden für die gesellschaftliche Verantwortung, Nachhaltigkeit und ein Nachhaltigkeitsmanagement in Unternehmen zur Verfügung. Dies ist kein zertifizierbarer Standard, sondern beschreibt vielmehr Best Practices, die Unternehmen auf ihren eigenen Betrieb übertragen können.

Im Jahr 2014 erfolgte mit „**Corporate Social Responsibility**“ (CSR) - Richtlinie der EU (Richtlinie 2014/05/EU) eine Ausweitung der Berichtspflichten für Unternehmen, die über die üblichen wirtschaftlichen Aspekte hinaus ökologische und soziale Aspekte eines Unternehmens einforderte. Seit dem Geschäftsjahr 2017 wird dies im deutschen Recht mit dem CSR-Richtlinie-Umsetzungsgesetz (CSR-RUG) angewendet. Die Einhaltung der CSR-RUG wurde u.a. in den §§ 289b – 289e des Handelsgesetzes als Anforderungen an die nichtfinanzielle Berichterstattung definiert. Kapitalmarktorientierte Unternehmen mit mehr als 500 Arbeitnehmern in ihren Lagebericht mussten eine „Nichtfinanzielle Erklärung“ aufnehmen, die auf Umwelt-, Sozial- und Arbeitnehmerbelange, die Achtung der Menschenrechte wie auch die Bekämpfung von Korruption und Bestechung eingeht.

Im Rahmen der Sustainable Finance-Strategie hat die EU-Kommission im April 2021 den Richtlinien-Entwurf **Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD)** zur Weiterentwicklung der Nachhaltigkeitsberichterstattung veröffentlicht. Wesentliche Bedeutung gewinnt hierbei das Corporate Sustainability Reporting, in welchem der ehemals unscharfe Begriff der nichtfinanziellen Berichterstattung durch den Begriff Nachhaltigkeitsberichterstattung ersetzt werden. Weiterhin ist die Einführung einer inhaltlichen Prüfungspflicht (zunächst nur prüferische Durchsicht) vorgesehen. Im Juni 2022 erzielte der Rat und das Europäische Parlament eine vorläufige politische Einigung über die CSRD. Die 2022 von der EU-Kommission angestrebten strengeren Anforderungen an die Nachhaltigkeitsberichterstattung werden vermutlich zukünftig von einer weitaus größeren Anzahl Unternehmen zu erfüllen sein.

Die Umsetzung der neuen Vorschriften für Unternehmen erfolgt schrittweise:

- am **1.1.2024** für Unternehmen, die bereits der Richtlinie über die Angabe nichtfinanzieller Informationen unterliegen;
- am **1.1.2025** für große Unternehmen, die derzeit nicht der Richtlinie über die Angabe nichtfinanzieller Informationen unterliegen;
- am **1.12.2026** für börsennotierte KMU sowie für kleine und nicht komplexe Kreditinstitute und firmeneigene Versicherungsunternehmen.

Die **zukünftige Nachhaltigkeitsberichterstattung wird umfangreicher** ausfallen, da sowohl die Wirkungen des Umfelds auf das Unternehmen („Outside-In“-Perspektive) als auch die Auswirkungen des Unternehmens auf sein Umfeld („Inside-Out“-Perspektive) abzudecken sind. Bei Verstößen gegen die Nachhaltigkeitsberichterstattung drohen den Unternehmen Sanktionen, welche bis hin zu Ordnungsgeldern reichen sollen.

Die European Financial Reporting Advisory Group (EFRAG) wurde beauftragt, EU-Standards zur Nachhaltigkeitsberichterstattung (European Sustainability Reporting Standards, ESRS) mit den drei ESG-Themenbereiche: Environmental, Social und Governance zu entwickeln.

Die Konnektivität zu anderen EU-Vorgaben (etwa der EU-Taxonomie) sowie die Abstimmung mit internationalen Verlautbarungen (ISO 14001, ISO 50001, ISO 9001) soll berücksichtigt werden. Die internationale Orientierung wird auch durch die angekündigte Zusammenarbeit mit der Global Reporting Initiative (GRI) deutlich.

2.4 Einordnung zu bestehenden Richtlinien und Verordnungen

Unternehmen leisten auch freiwillig und aus eigener Verantwortung Klimaschutzbeiträge, innerhalb wie außerhalb der gesetzlichen Vorgaben und Anreize. Auf die verschiedenen Beweggründe im Kontext von Gesetzen und Normen und unter dem Grad der Wahlfreiheit sind im Bericht G1 (Bowe u. Girbig 2021) ausführlich beschrieben. Dort sind verpflichtende Gesetze für Industrieunternehmen, die Sanktionen und Vorteile bei Leistung eines entsprechenden Beitrags zum Klimaschutz eingegangen.

Da in den nachfolgenden Beispielen auf die verpflichtenden Rahmenbedingungen Bezug genommen wird, hier eine kurze Übersicht:

Wichtige Richtlinien/Verordnungen in Deutschland in diesem Zusammenhang sind:

- **EU-ETS:** Jedes Unternehmen ist verpflichtet, am Jahresende genügend EUA-Zertifikate für seine gesamten CO₂-Emissionen vorzulegen. andernfalls drohen hohe Strafgeldern. Die Teilnahme am Emissionshandel ist verpflichtend für Unternehmen mit thermischen Prozessen > 20 MW Feuerungsleistung.
- **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG),** ein zentrales Steuerungsinstrument für den Ausbau der erneuerbaren Energien, ist erstmals im Jahr 2000 in Kraft getreten und seither stetig weiterentwickelt (EEG 2004, EEG 2009, EEG 2012, PV-Novelle, EEG 2014, EEG 2017, EEG 2021). Am 28.04.2022 hat der Bundestag mit dem Gesetz zur Absenkung der Kostenbelastungen durch die EEG-Umlage und zur Weitergabe dieser Absenkung an die Letztverbraucher die erste Änderung des EEG beschlossen. Vorgezogen wurde der Entfall der EEG-Umlage. Durch das Einfügen des § 60 Abs. 1a EEG wird die EEG-Umlage für den Zeitraum vom 01.07.2022 bis 31.12.2022 vorläufig auf null reduziert und anschließend abgeschafft wird. Die Kosten werden damit nicht mehr auf die Strompreise aufgeschlagen, sondern über Steuern finanziert. Ein Großteil der Regelungen des neuen EEG 2023 tritt mit dem Jahr 2023 in Kraft [BAnz 44.2021].
- **Gebäude-Energie-Gesetz (GEG),** Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden: Bauliche Vorschriften resultierend aus dem GEG. Dabei ist insbesondere der Primärenergiefaktor (PEF) relevant, der sich aus der Wahl des Energieträgers ergibt.
- Die **Treibhausgas-minderungsquote** (früher: Biokraftstoffquote), umgesetzt im Rahmen des Bundes-Immissionsschutzgesetzes und nachgeordneten Verordnungen, etabliert erneuerbare Kraftstoffe durch eine Quotenverpflichtung.
- **Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG):** Im Wesentlichen werden Grenzwerte für die Genehmigung, den Bau und den Betrieb von Anlagen festgelegt. In Abhängigkeit von der Größe der Anlagen, in denen Brennstoffe verfeuert werden, gelten unterschiedliche Vorgaben. Die Mindeststandards müssen eingehalten werden und werden überwacht.
- **Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG):** Abgabe auf die Einheit bezogener Energie (Erdgas, Heizöl, Benzin, Diesel). In der Einführungsphase werden die Emissionszertifikate zunächst zu einem jährlich steigenden Festpreis verkauft. Die aus diesem CO₂-Preis resultierenden Kosten pro verbrauchter kWh ergeben sich aus den spezifischen Emissionsfaktoren der jeweiligen Brennstoffe, die in der Brennstoffemissionshandlungsverordnung (BEHV) festgeschrieben sind. Nach der Einführungsphase wird das Zertifikateangebot jährlich reduziert und der Preis bildet sich im Zusammenspiel mit der Nachfrage (cap & trade).

- **Förderprogramme** bezuschussen Industriebetriebe z.B. bei der Bereitstellung von erneuerbaren Kraftstoffen oder bei der Umstellung der Fahrzeugflotte auf Elektromobilität. Die Bereitstellung von erneuerbaren Kraftstoffen trägt zum Klimaschutz bei, indem fossile Kraftstoffe ersetzt werden. Die Umstellung der Fahrzeugflotte ermöglicht den Markthochlauf von Zukunftstechnologien (indirekte Klimaschutzwirkung).
- **Energiemanagement: Auditierung und Zertifizierung ISO EN DIN 50001**
Generell ist eine ISO 50001 Zertifizierung freiwillig. Unter bestimmten Voraussetzungen können Unternehmen des produzierenden Gewerbes durch die Einführung und Aufrechterhaltung eines Energiemanagementsystems gemäß DIN EN ISO 50001 Energie- und Stromsteuer (SpaEfV) und EEG-Umlage (BesAG EEG) reduzieren.
- **Umweltmanagement: Auditierung und Zertifizierung ISO EN DIN 14001.**
Generell ist die Zertifizierung nach ISO 140001 freiwillig. Treibende Kraft zur Umsetzung sind die Anforderungen von Kunden, Gemeinden, Lieferanten, Aufsichtsbehörden, Nichtregierungsorganisationen und Investoren. Neue ISO 14001:2015 fordert von Unternehmen für ressourcenintensive Bereiche adäquate Leistungskennzahlen zu identifizieren und zu entwickeln.

Die nachfolgende Tabelle ordnet die beschriebenen Maßnahmen nach Grad der Wahlfreiheit und Wirtschaftlichkeit ein.

Tabelle 1 Verpflichtende, angereizte und freiwillige Maßnahmen zur Emissionsminderung

Verpflichtend	Angereizt	Freiwillig
<ul style="list-style-type: none"> ▪ EU-ETS- Monitoring ▪ GEG: Effizienz-Mindeststandards ▪ THG-Quote ▪ BImSchG ▪ BEHG-Abgabe 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ EEG: Bau von EE-Anlagen ▪ Förderprogramme 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Effizienzmaßnahmen ▪ Ökostrombezug ▪ Energiemanagement nach ISO 50001 ▪ Umweltmanagement nach ISO 14001 ▪ Verminderung direkter Emissionen ▪ Vermeidung von fossilen Brennstoffen

2.5 Motivation der Industrie

Ein wesentliches Element dieses Projektes „GO4Industry“ ist es, die Positionen der Industrie zu Nachweissystemen für erneuerbare Energie aufzugreifen und aus den gewonnenen Erkenntnissen diejenigen Kernthemen aufzugreifen, die vertieft oder auch nachgeschärft werden müssen. Hierzu wurden verfügbare Berichte von Verbänden der Industrie

gesichtet (siehe Abschnitt 2.5.2) und auch ein Workshop mit dem Titel „Bedeutung von Nachweissystemen für erneuerbare Energie“ mit Experten der Industrie im März 2022 durchgeführt (siehe Abschnitt 2.5.1).

Im Folgenden sind die wesentlichen Erkenntnisse aus Veröffentlichungen der Industrie und dem Workshop des Projektes „GO4Industry“ überblicksweise zusammengefasst:

- Die Schnittstelle Klimabilanzierung – HKN hat hohe Priorität, jedoch besteht noch Unterstützungsbedarf in der praktischen Umsetzung
- Generell besteht Interesse bei Unternehmen, sich auch auf den Product Carbon Footprint (PCF) zu fokussieren und auch übergreifend in der Lieferkette aktiv zu werden zu können.
- Wichtiges Thema ist ebenfalls, welche Zwecke den HKN zugeschrieben werden. Derzeit dienen diese vorrangig zur Verbraucherinformation. Ggf. führt die Entwicklung zur Anforderung nach Echtzeitnachweisen.
- Die HKN Systematik wird als komplex wahrgenommen, mag angepasst aber zum Nachweis der Klimaschutzwirksamkeit dienen.
- Weiteres wichtiges Thema ist hierbei eine begleitende Digitalisierung und Automatisierung von EE-Nachweisen, so dass eine breite Einbindung bis hin zu Kleinanlagen erfolgreich umgesetzt werden kann.
- Es besteht der Wunsch, zwischen Unternehmen vergleichbare Aussagen treffen zu können. Dazu sollen Regelungen und Kriterien möglichst einheitlich bestimmt werden und die Form der Kopplung von Energieübertragung und Nachweis klar definiert werden.
- Eine zentrale Nachweisplattform mit einem komfortablen Marktzugang würde der Industrie die erforderliche Markt- und Preistransparenz in ihrem professionellen Beschaffungsprozess bieten. Aktuell stellt ist die Beschaffung von erneuerbaren Energie(-zertifikaten) für die Industrie von geringer Transparenz und mit hohem Aufwand verbunden. Hintergrund sind die unterschiedlichen Register und Handelsplattformen, die teils unterschiedliche Qualitätsmerkmale in der Nachweisführung haben. So ist in der RED II (2018) die Unionsdatenbank als verpflichtende Datenbank für erneuerbare Biokraftstoffe im Verkehrssektor angekündigt. Es ist zu erwarten, dass sie die nationalen Massenbilanzregister ablöst bzw. an bestehende Datenbanken angegliedert werden (siehe dazu GO4I-Bericht E2, Bowe u. Girbig, 2022).

Zur Einschätzung der Rückmeldungen aus der Industrie einige Hinweise:

Immer wieder werden die Ziele

- Ausbau/Nutzung von erneuerbaren Energien,

- Minderung von CO₂ -Emissionen und
- Energieeffizienz

in der Betrachtung vermischt. Von Bedeutung ist eben, dass Maßnahmen entsprechend dem Umweltmanagement ISO 14001 und Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz nach ISO 50001 nicht im Wettbewerb zueinanderstehen. So kann die Verwendung von Biomasse in Feuerungsanlagen gegenüber der Nutzung fossiler Brennstoffe eine niedrigere Anlageneffizienzausweisen und trotzdem als Maßnahme zum Klimaschutz von entscheidender Bedeutung sein. Um ein gegeneinander Auf- und Verrechnen der Maßnahmen zur Verbesserung des Klimaschutzes nach ISO 14001 und der Maßnahmen zur Verbesserung der Effizienz nach ISO 50001 zu vermeiden, sind diese beiden Managementsystems eigenständig zu betrachten. Es darf eben nicht sein, dass z.B. bei Nutzung solarer Sonnenenergie die Anlageneffizienz obsolet ist. Der Umweltschutz nach ISO 14001 und die Energieeffizienz nach ISO 50001 sind eigenständige Managementinstrumente, die beide zur Reduktion der Emissionen führen und im GHG-Protokoll genannt werden. Strom-Energieeffizienzmaßnahmen unmittelbar als eine Dekarbonisierungsmaßnahme ähnlich einem Wechsel zu EE-Strom einzuordnen ist per se nicht möglich. Umgekehrt können Effizienzmaßnahmen nicht durch einen Wechsel zu erneuerbaren Energien ausgelassen werden. Dies ist bisher so gewünscht, damit Energieeffizienzmaßnahmen und der Wechsel von der Nutzung fossilen Energieressourcen hin zu erneuerbaren Energiequellen nicht gegeneinander verrechnet werden kann – denn beide Entwicklungen sind unabhängig voneinander notwendig.

Ursprünglich sind HKN nur für Letztverbraucher gedacht. Für die Industrie in Deutschland gibt es zwar die Forderung, EE-Strom zu beziehen, aber HKN können nur durch Energieversorgungsunternehmen entwertet werden. Somit besteht nicht immer die Möglichkeit, individuell direkt zuordenbare Strom-HKN zu beschaffen. Unternehmen suchen daher andere Wege, wie z.B. die Ex-Domain-Cancellation: Ex-Domain Entwertungen¹ sind Verfahren, bei denen in einem Land Herkunftsnachweise für die Verwendung in einem anderen Land (ggf. auch nicht-EU) entwertet werden. Diese Ex-Domain – Cancellation Verfahren werden nicht von allen Mitgliedsländern unterstützt, insbesondere wenn Herkunftsnachweise zur Entwertung auch an das Zielland übermittelt werden können.

2.5.1 GO4Industry- Workshop „Nachweise für erneuerbare Energien in der Industrie“

Um die Grundlagenarbeit im Projekt möglichst praxisnah zu gestalten, suchte das GO4I-Team regelmäßig den Austausch mit Branchenvertreter:innen – wie auch im Workshop „Bedeutung von Nachweissystemen für erneuerbare Energien in der Industrie“ am 24.

¹ Siehe Ex Domain Cancellations AIB URL: <https://www.aib-net.org/facts/market-information/statistics/ex-domain-cancellations>

März 2022. Darin gaben die Teilnehmer:innen, vornehmlich Vertreter:innen von Industriebetrieben, wertvolle Impulse für die weitere Projektarbeit.

Zunächst stellte das Projektteam einige Inhalte und Ergebnisse vor. So gab es eine Übersicht zu Bedeutung, Einsatzzwecken und Erweiterungsperspektiven für Strom- und Wärme/Kälte- HKN sowie Vorschläge für ein umfassendes Nachweissystem für Gase und flüssige Brennstoffe. Ergänzt wurde dies um Beispiele für Anwendungen und Umwandlungsprozesse aus der Industrie. Im Anschluss wurden – im Onlineformat und mit Unterstützung einer digitalen Pinnwand – unter anderem diese Aspekte diskutiert und Bedarfe identifiziert:

- Bei vielen Unternehmen besteht der Wunsch nach mehr (gesetzlicher) Klarheit bezüglich der Nachweisführung für erneuerbare Energien. Die Anforderungen zur zeitlichen Kopplung von Produktion und Verbrauch von erneuerbarem Strom, insb zum Einsatz in der Wasserstoffproduktion, werden als herausfordernd angesehen.
- Bei Maßnahmen zum Klimaschutz und erneuerbaren Energien existiert ein Spannungsfeld zwischen eigenen Unternehmenszielen einerseits und den Möglichkeiten, diese auf die Lieferkette zu übertragen, andererseits.
- Wichtig für die Betriebe ist, dass mit den Maßnahmen wie Klimabilanzierung und Product Carbon Footprint (PCF) auch tatsächlich eine Klimawirkung erzielt wird, die gern regional verortet sein darf.
- Es wird der Bedarf gesehen das Prozedere für eine Klimabilanzierung der Lieferkette zu vereinfachen und somit mehr Transparenz zu schaffen.

2.5.2 Positionierung zu Nachweisen für erneuerbare Energien aus Veröffentlichungen der Industrie

Die im Nachfolgenden ausgewählten Positionen der Industrie sind ein Extrakt aus verschiedenen Veröffentlichungen, sind aber nicht ein vollständiges Meinungsbild der Industrie zu Herkunftsnachweisen zu verstehen. Von einer unmittelbaren Kommentierung der zitierten Positionen wurde an dieser Stelle abgesehen, da sonst Positionen der Industrie und Kommentierungen im Bericht sich in der Wahrnehmung des Lesers vermischen könnten.

Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI)

Bereits in der Publikation zum Europäischen Green Deal hat der BDI-Eckpunkte für die Umsetzung im Hinblick auf die Überarbeitung der Richtlinie über erneuerbare Energien abgesteckt (BDI e.V. 2021). Zentral ist die Forderung, dass zur Unterstützung der Klimaziele ein intelligenter Rahmen und einen ganzheitlichen Mix von Instrumenten auf EU-Ebene erforderlich ist (Originaltext: Backing climate goals with a smart enabling framework and holistic mix of instruments requires a comprehensive, well thought-through

toolbox at EU level.). Im Kapitel 5 dieser Publikation “Sustainable energy is the backbone” fordert BDI hinsichtlich der Renewable Energy Directive:

- Einführung eines CO₂-basierten Klassifizierungs- und Zertifizierungssystems für klimaneutrale Gase
- Herstellung einer Verbindung zwischen Herkunftsnachweisen (GO) und Nachhaltigkeitszertifikaten
- Vereinfachung der Genehmigungsverfahren
- Ausweitung des Finanzierungsmechanismus auf Wasserstoffproduktionsanlagen in Kombination mit EE-Produktionsanlagen (Hybridprojekte)
- Förderung von erneuerbarem Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen im Verkehr
- Carbon Contracts for Difference als Finanzierungsinstrument zulassen, insbesondere für den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft

Die Forderung, eine **Verbindung zwischen Herkunftsnachweisen (GO) und Nachhaltigkeitszertifikaten zu schaffen**, zeigt den Wunsch HKN und Massenbilanznachweise enger aufeinander abzustimmen bzw. zu verknüpfen und so ein umfassendes und einheitliches Nachweissystem nutzen zu können.

In der BDI Publikation zur EEG-Novellierung 2022 (BDI e.V. 2022) begrüßt der BDI die Novellierung des EEG, verdeutlicht aber auch, dass für den raschen Zubau von erneuerbaren Energien eine Entschlackung und starke **Beschleunigung der Genehmigungsprozesse** stattfinden muss. Außerdem fordert eine Aufhebung des Doppelvermarktungsverbots und Herkunftsnachweise für Eigenerzeugung.

Nach der gegenwärtigen Rechtslage gibt es keine **Herkunftsnachweise für Strom aus EE-Anlagen, der vom Anlagenbetreiber selbst verbraucht wird**. Es wird beklagt, dass Anlagenbetreiber – obgleich er grünen Strom erzeugt und verbraucht – diesen nicht bei seiner Stromkennzeichnung berücksichtigen kann.

Der neue §30a HkRNDV-E – Gekoppelte HKN ersetzt die bisherige „optionale Kopplung“ von Herkunftsnachweisen durch das System der „gekoppelten Lieferung“. Dies sieht der BDI als ist eine sinnvolle Verbesserung und eine deutliche Verfahrensvereinfachung gegenüber der vorherigen Regulierung. Insbesondere durch die Erweiterung auf einen zu referenzierenden Erzeuger- und Verbraucherbilanzkreis wird sämtlichen in der Branche gängigen PPA-Konzepten eine „gekoppelte Lieferung“ als HKN-Eigenschaft ermöglicht. Zusätzliche Randbedingungen führen jedoch das – auf bilanzieller Betrachtung beruhende – Herkunftsnachweissystem im Grundsatz ad absurdum. Im Falle netzbezogenen Stroms beruht nach BDI eine Stromlieferung nur auf Bilanzkreisnominierungen und ist deshalb immer eine Handelsbetrachtung. Der netzphysikalisch plausibilisierbare Stromfluss ist von Handelsströmen unabhängig. Infolgedessen ist eine Kopplung von Herkunftsnachweisen an einen Stromliefervertrag (z.B. in einem PPA) zwar möglich, aber nicht

notwendig, und widerspricht nach Ansicht des BDI dem Modell des liberalisierten und europäisch integrierten Strommarktes. Eine verpflichtende Kopplung von Herkunftsnachweisen an eine bestimmte Stromlieferung wird daher grundsätzlich vom BDI abgelehnt.

Verbands der Industriellen Energie und Kraftwirtschaft (VIK)

Auch der VIK verlangt in seiner Stellungnahme zu den Anforderungen an eine Novellierung des EEG 2021 eine **Öffnung von Herkunftsnachweisen für Verbraucher inkl. deren Eigenstromerzeugung** (VIK e.V. 2021).

VIK fordert dazu auf die europäische Harmonisierung der Anforderungen an Herkunftsnachweise (HKN) voranzutreiben und die Referenzierung auf die einschlägige Norm DIN EN 16325 „Herkunftsnachweise bezüglich Energie - Herkunftsnachweise für Elektrizität“ wird befürwortet. Jedoch wird die bisherige Beschränkung der Entwertung von HKN auf Lieferanten, die Strom an Letztverbraucher liefern, beklagt und als sachlich nicht gerechtfertigte Ungleichbehandlung zwischen Letztverbrauchern, die Strom aus einer Lieferung beziehen und Letztverbrauchern, die den Strom selbst erzeugen. Dies führt dazu, dass zahlreiche Unternehmen keine regulatorisch anerkannte Möglichkeit haben, selbst erzeugten Strom aus erneuerbaren oder konventionellen Anlagen über das Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamts für das eigene Bilanzierungssystem anzurechnen. In letzter Konsequenz verwässert dies nach Meinung des VIK den Marktwert von erneuerbarem Strom durch die notgedrungene Nutzung einer Vielzahl von unternehmensinternen Bilanzierungssystemen, privatrechtlichen Registern bzw. der oben eingangs in Abschnitt 2.7 genannten Ex-Domain-Cancellation. Diese Mechanismen erfüllen den Zweck der Nutzung der grünen Eigenschaft von HKN auch unabhängig von einer Stromlieferung und der damit verbundenen Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG.

Aus Sicht des VIK ist dies für alle Stakeholder eine unbefriedigende Etablierung zahlreicher unübersichtlicher Parallelsysteme und dem kann nur dadurch wirksam entgegengetreten werden, dass das Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamts ein umfassendes und einheitliches Bilanzierungssystem anbieten kann, das alle Stromlieferanten und Stromverbraucher einbezieht. VIK sieht die bisherige Praxis einer Beschränkung der Entwertung von HKN an eine Lieferung durch ein Stromversorgungsunternehmen in diesem Zusammenhang europarechtlich keinesfalls zwingend. So haben andere europäische Staaten die Vorgaben für das HKN-System bereits aus der EU-Richtlinie 2009/28/EG anders umgesetzt als die Bundesrepublik Deutschland und die Entwertung von HKN durch Letztverbraucher vorgesehen. Durch entsprechende Anpassungen der rechtlichen Vorgaben könnten das Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamts sowie der Marktwert der erneuerbaren Eigenschaft gestärkt werden. Entsprechend könnten auch deutsche, industrielle Letztverbraucher durch Nutzung dieses Registers die Nachfrage nach HKN und damit europaweit den Ausbau von EE-Anlagen anreizen bzw. einen weiteren Beitrag zur Energiewende leisten.

Deutscher Industrie- und Handelskammertags e.V. (DIHK)

Der DIHK geht in seiner Stellungnahme zum Referentenentwurf für ein Gesetz zur Änderung des EEG und weiterer energierechtlicher Vorschriften auch auf Herkunftsnachweise

für Anlagen in den Ausschreibungen und für Letztverbraucher ein (Extrakt aus DIHK 2020).

DIHK verdeutlicht in seiner Stellungnahme den Vorteil der grünen Eigenschaft von Strom und die wachsende Nachfrage [DIHK e.V. 2021] So sind rund 40 Prozent der Betriebe bereit, höhere Zahlungen für zertifizierten deutschen bzw. regionalen Grünstrom im Vergleich mit einem Graustromtarif zu übernehmen. Aufgrund des verankerten Doppelvermarktungsverbots kann die grüne Eigenschaft in Form von Herkunftsnachweisen (HKN) bei geförderten Anlagen nicht an den Abnehmer des Stroms weitergegeben werden. Grünstrom made in Germany mit Ausnahme von Wasserkraft ist nicht ausreichend am Markt verfügbar. Norwegische Wasserkraftzertifikate bilden aus diesem Grund das Rückgrat der meisten Ökostromtarife hier-zulande. **Der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland wird auf diesem Wege nicht angereizt.**

Andere Mitgliedstaaten der EU vergeben auch an geförderte Anlagen HKN. Dies stellt eine Ungleichbehandlung in Europa dar, die auch durch die Vorgaben der novellierten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) nicht behoben wird. Der DIHK hatte sich im Zuge der Debatten auf europäischer Ebene dafür ausgesprochen, dass zumindest neue Anlagen in den Ausschreibungen HKN erhalten können und dadurch die Förderkosten für die Zahler der EEG-Umlage senken. Dabei würden Anlagenbetreiber eine gesenkte Förderung durch Zusatzeinnahmen aus HKN ausgleichen, und die Allgemeinheit der Umlagezahler entlasten. Durch die HKN erhalten Betreiber von EEG-Anlagen einen zweiten Einkommensstrom, dessen Wert sich marktlich bestimmt. Die EEG-Förderung wird dadurch weniger wichtig und Anlagenbetreiber gewöhnen sich an ein marktliches Umfeld, dass dann den Ausstieg aus der Förderung erleichtert. Um Ungleichbehandlung zu vermeiden, sollten bestehende Anlagen, die einen Zuschlag in einer Ausschreibung erhalten haben, gegen einen Abschlag auf den anzulegenden Wert ebenfalls HKN erhalten können.

Problematisch sieht DIHK neben dem Doppelvermarktungsverbot außerdem, dass es derzeit nicht möglich ist, als Letztverbraucher Herkunftsnachweise zu erwerben. Die Nachfrage der Wirtschaft und insbesondere auch der Industrie nach grünem Strom wird kurz- bis mittelfristig massiv ansteigen, sodass hier dringender Handlungsbedarf besteht. Als in der Umsetzung einfache Lösung böte sich an, die Ausstellung von Herkunftsnachweisen durch das Umweltbundesamt auch für von Unternehmen genutzten grünen Strom zu ermöglichen.

3. Ausgewählte Umsetzungsbeispiele zur Dekarbonisierung der Industrie

Der Einsatz von Nachweisen für erneuerbare Energien in der Industrie kann auf vielfältige Weise geschehen. Um dies zu illustrieren, wurde einige Beispiele ausgewählt und werden im Folgenden beschrieben.

- Methanproduktion aus Reststoffen der Pharmaindustrie
- Einsatz von EE-Strom und Wasserstoff in der Stahlproduktion

- Abwärmenutzung in der Lebensmittelindustrie

Eine grundlegende Betrachtung der Rahmenbedingungen und der instrumentellen Möglichkeiten von EE-Nachweisen sowie der regulatorischen Herausforderungen im Rahmen der nationalen Umsetzung der EE-RL stehen in den vorangegangenen Berichten auf der Homepage des Projektes <https://go4industry.com/> zur Verfügung.

Die in den Beispielen angenommenen Voraussetzungen sind fiktiv und die Prozessabläufe wurden anonymisiert.

An jedem dieser Beispiele wird eingegangen auf:

- die Motivation der ausgewählten Industrie
- die erforderlichen Nachweise für erneuerbare Energien
- den Beitrag zur Dekarbonisierung
- den wirtschaftlichen Erfolg

Die Kommentierung der oben beschriebenen Struktur in den Beispielen ist nur für diese Beispiele gültig und hat nicht allgemein gültigen Charakter.

3.1 Beispiel Methanproduktion aus Reststoffen der Pharmaindustrie

Weltweit werden mehr als 90 Prozent des Grippeimpfstoffs mit Hilfe von Eiern produziert. So wird zum Beispiel neben Grippeimpfstoff auch der Gelbfieberimpfstoff mit Hilfe von Eiern gewonnen. In der Pharmaindustrie bedient man sich dabei nicht der Eier, die zum Verzehr verkauft werden, sondern es kommen nur Eier von Hühnern in speziellen Farmen zur Anwendung, die unter kontrollierten Bedingungen gewonnen werden. In das Eiweiß von Bruteiern werden während der Impfstoffproduktion die Virenpartikel injiziert. Dort reifen sie über zehn bis elf Tage zu Milliarden Kopien des Virus heran. Das Eiweiß wird dann extrahiert und die Viruspartikel mit Hitze oder Chemikalienzusätze weiterbehandelt, um daraus dann den Impfstoff herzustellen. Übrig bleiben Eierreste, die als organischer Abfall für eine anaeroben Vergärung Betreibern in der Energieversorgung zu geführt werden können (siehe Abbildung 3 Biomasse Wertschöpfungskette).

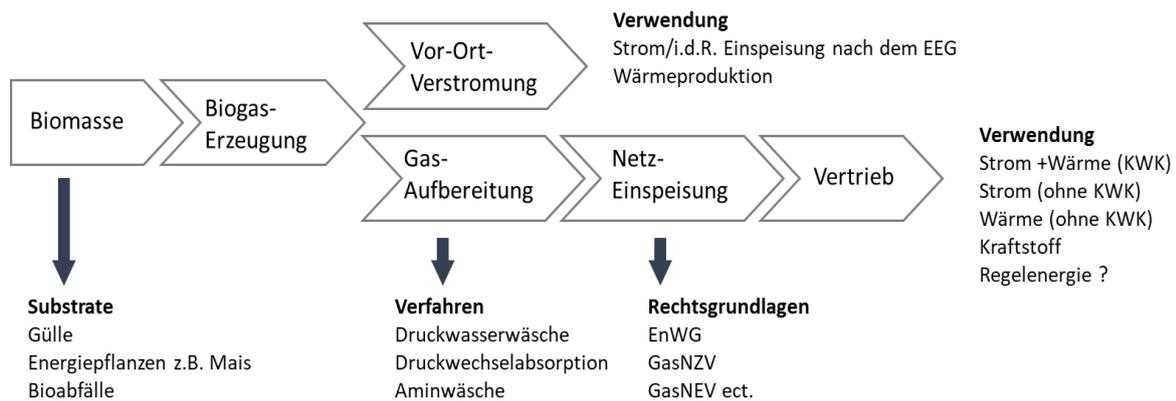


Abbildung 3 Biomasse Wertschöpfungskette²

Motivation

Einzelne Pharmastandorte haben täglich Eierreste von mehr als 50.000 Eiern. Deren **Weiterverwendung in der Lebensmittelindustrie ist nicht denkbar**, insofern ist hier keine Nutzungskonkurrenz gegeben. Anstatt einer kostenintensiven Entsorgung der Eierreste sind diese für Betreiber von Biogasanlagen wertvoller Rohstoff in der Biogasproduktion. In Sauerstoffentzug entsteht bei anaerober Vergärung der organischen Abfallbestandteile durch die eingesetzten Bakterienkulturen über verschiedene Stufen Methan, Kohlendioxid und Wasser. Grundsätzlich wird damit eine Verringerung der biologischen Aktivität, der Menge und des Reaktionspotenzials der Abfälle erreicht und die Erzeugung von Biogas zur Nutzung als Energiequelle genutzt. Das hierbei gewonnene Biogas kann z.B. einer hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungsanlage zugeführt werden, um Strom und Wärme für Industrie und Wohngebäude bereit zu stellen. Alternativ kann es auch aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist bzw. in entsprechenden Fahrzeugen verwendet werden.

² Abbildung in Anlehnung https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/NetzzugangGas_KOV/Biogas/start.html

Erforderliche Nachweise für erneuerbare Energien

Der Industriebetrieb in diesem Beispiel hat mehrere Optionen, die in Abbildung 4 überblicksweise dargestellt sind und im Folgenden analysiert werden.

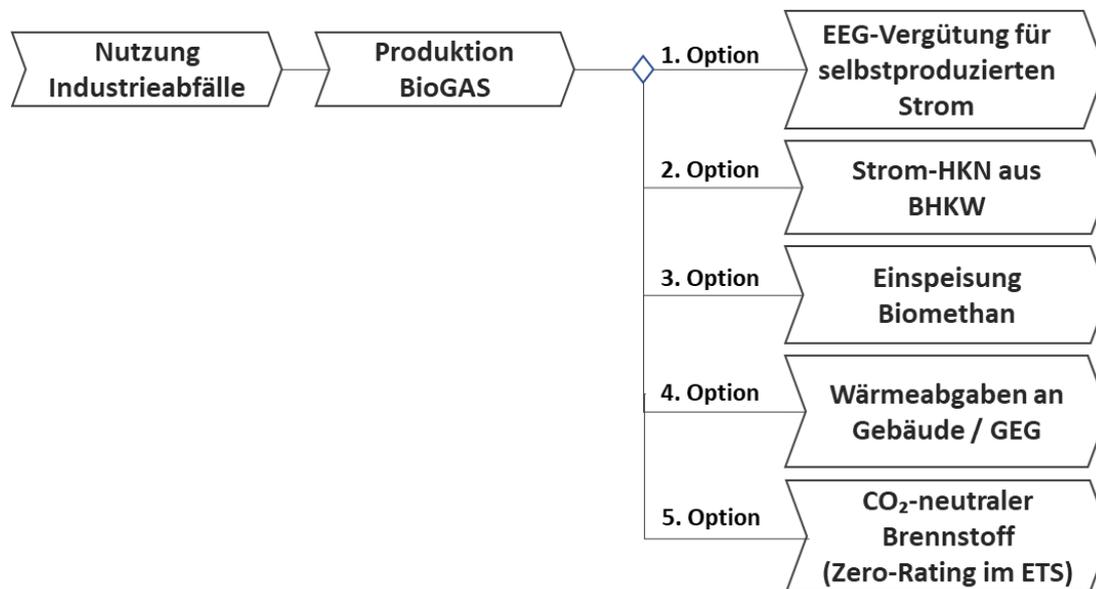


Abbildung 4 Optionen für die Nutzung biogener Abfälle aus der Industrie

Option (1) zum Umgang mit vergärbaren Abfall- und Reststoffen ist die Produktion von Strom aus Biogas:

Anlagenbetreiber haben nur dann Anspruch auf eine EEG-Vergütung für ihren selbstproduzierten Strom, wenn sie für dessen Gewinnung nachhaltige Biomasse einsetzen. Weiterhin gilt, dass die Rückverfolgbarkeit derselben bis hin zum Anbaubetrieb sicherzustellen ist und eine Massenbilanz erstellt bzw. ein Massenbilanzsystem genutzt werden muss, um Nachhaltigkeitskriterien nachzuweisen bzw. um eine Treibhausgasbilanz zu erstellen. Wenn die Biomasse für das Biogas wie hier im Beispiel aus Industrieabfällen stammt, sieht die RED II hierfür die vorteilhafte Einstufung als „Fortschrittliche Biokraftstoffe“ vor. Nach §3 des aktualisierten EEG 2023 wird per Definition

- unter (11) für den Begriff Biogas festgehalten: „Biogas“ ist auch jedes Gas, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse gewonnen wird.
- unter (21e) Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie

Unter Biomasse fallen auch homogenisierte Lebensmittelreste der Lebensmittelherstellung und auch Rückstände der Pharmaindustrie. Voraussetzung für die Verwertung der Reststoffe sind die Abfallverordnungen. In Deutschland unterliegen die

Abfallverordnungen den Länderbehörden.³

Je nach eingesetztem Substrat wird während der aeroben Vergärung Biogas mit einem Methangehalt von 50 bis 75 % produziert. Es kann entweder direkt vor Ort in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) für die Strom und Wärmeerzeugung genutzt werden.

Eine weitere **Option (2)** ist, den Strom aus dem BHKW ohne staatliche Förderung zu produzieren und selbst zu nutzen oder am Strommarkt zu verkaufen. Da hier dann grauer Strom (eigenschaftslos) vermarktet wird, kann der Industriebetrieb zusätzlich noch Strom-Herkunftsnachweise ausstellen und vermarkten.

Es besteht auch die **Option (3)**, das Biogas zu Biomethan aufzubereiten und ins Erdgasnetz einzuspeisen. Dies kann insb. sinnvoll sein, wenn für einen BHKW-Betrieb keine hinreichende Wärmenutzung vor Ort möglich ist. Für derartig eingespeistes Biomethan kann dann entweder ein Gas-Herkunftsnachweis ausgestellt werden oder es kann mit der Massenbilanzmethode an anderer Stelle einer Gasnetz-Entnahme zugeordnet werden. Im letzteren Fall kann es z.B. in (mehreren) EEG-BHKW, in Gas-Fahrzeugen o.ä. eingesetzt werden.

Ebenfalls besteht die **Option (4)**, die Nutzungspflicht des §22 GEG zu erfüllen. Dies ist möglich durch Einsatz von ortsnah erzeugtem Biogas in der Gebäudeheizung. Da eine Anwendung vor Ort stattfindet, können hier keine Herkunftsnachweise ausgestellt werden. Wenn die Einhaltung von Nachhaltigkeitsnachweisen und eine THG-Bilanz erstellt werden muss, ist eine Massenbilanz bis zur Anwendung erforderlich.

Für Industriebetriebe, die dem ETS-Monitoring unterliegen und einen eigenen Gasbedarf haben, bietet sich als **Option (5)** an, das zero-rating von Biomasse im ETS zu nutzen. Dabei wird das bisher fossile Methan durch das eigens produzierte biomasse-basierte Methan ersetzt. Dies wird dann als klimaneutral angesehen und es besteht keine Verpflichtung mehr zum Erwerb von EUA-Zertifikaten für den entsprechenden CO₂-Ausstoß.

Die unterschiedlichen Optionen machen deutlich, dass Betreiber einer Anlage sich unterschiedliche Wege der Förderung und der Nutzung von Nachweissystemen bewusst sein müssen. Einige der Wege lassen sich auch kombinieren:

Aktuell verkörpern HKN die grüne Eigenschaft von Strom aus erneuerbaren Energieträgern und werden in Deutschland nur für diejenigen Grünstrommengen ausgestellt, die nicht nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert werden. Über die EEG-Umlage haben Verbraucher bereits für die grüne Eigenschaft bezahlt und eine Ausstellung von HKN für diese Strommengen käme einer nochmaligen Vermarktung von grünen Eigenschaften gleich. Im EEG ist geregelt, dass Anlagenbetreibern keine HKN für Strom ausgestellt werden, für den eine Förderung nach dem EEG in Anspruch genommen wurde (§ 79 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017). Das sog. Doppelvermarktungsverbot (§ 80 Abs. 1

³ siehe Umweltbundesamt Portal Technologietransfer 2015, Anaerobe Vergärung

EEG 2017) verbietet, für im EEG geförderten Strom einen Herkunftsnachweis auszustellen. Eine Ausstellung von HKN auch für EEG-geförderten Strom wird wiederholt kontrovers diskutiert. Hintergrund ist die Korrektur des EEG dahingehend, dass die Finanzierung der EEG-Förderung jetzt über das Steueraufkommen und nicht mehr über einen Aufschlag auf dem Strompreis gewährleistet wird. In der RED II Art 19 (2) ist dieses Modell explizit vorgesehen, wobei die Höhe der Ausschüttung um den Anteil verringert wird, die dem Marktwert des HKN entspricht.

Würde das Doppelvermarktungsverbot in Deutschland fallen, würde dies Option 1 (EEG) um die Möglichkeit bzw. die Notwendigkeit erweitern, zusätzlich zur EEG-Vergütung noch HKN zu vermarkten.

Die Anwender der Option 1 (EEG) in diesem Beispiel können neben der Vergütung für den erzeugten Strom auch die „grüne“ Wärme aus dem BHKW nutzen, z.B. um die Wärmennutzungspflicht aus dem GEG (Option 4) zu erfüllen.

Erneuerbare-Energien- Nachweissystemen:

Betreiber von Biogasaufbereitungsanlagen, die Biomethan bzw. erneuerbare Gase innerhalb Deutschlands oder auch grenzübergreifend vermarkten wollen, können dies mit Herkunftsnachweisen oder mit Hilfe von Massenbilanzsystemen nachweisen. (siehe nachfolgende Abbildung).

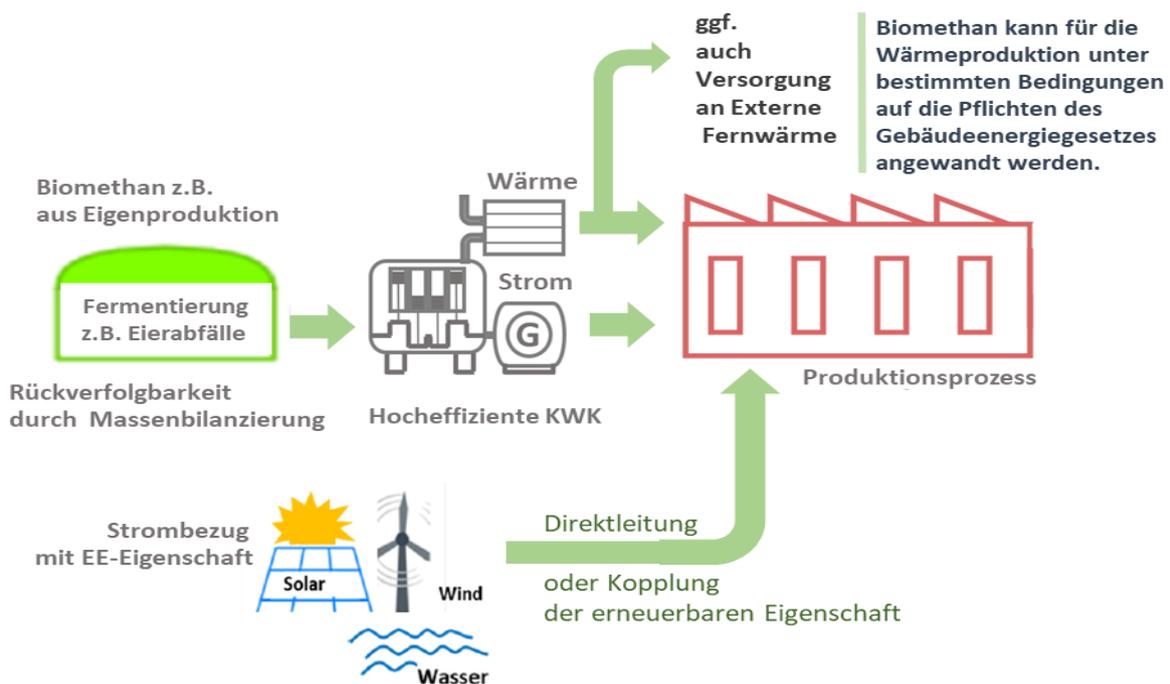


Abbildung 5 Beispiel Biomethanproduktion&-nutzung / Pharmaindustrie

In diesem Beispiel sind unterschiedliche Schnittstellen denkbar:

- a) Die Pharmaindustrie übernimmt innerhalb des eigenen Betriebs der aufbereiteten Eierabfälle und führt diese einem großtechnischen Fermenter zu, um mit einer anaeroben Vergärung Biogas zu gewinnen. Das durch die Vergärung und unter Sauerstoffausschluss gewonnene Biogas, muss getrocknet und aufbereitet werden, damit es zur Strom- und Wärmeproduktion in einer BHKW-Anlage genutzt werden kann. Hierbei ist hinsichtlich der Vorbehandlung der Pharmaabfälle die Bioabfallverordnung und weitere abfallrechtlichen Verordnungen zu berücksichtigen. Quelle und Menge der eingesetzte Biogasmenge ist unmittelbar nachweisbar und kann in der Treibhausgasbilanzierung dargestellt werden.
- b) Die Pharmaindustrie gibt die Eier an einen Betreiber einer Biogasanlage weiter, der wiederum als Unternehmen zur Biogasherstellung am Markt auftritt. In diesem Fall ist die Rückverfolgbarkeit mit Massenbilanzsystemen bis hin zum Anbaubetrieb bzw. hier biologischen Eierabfall sicherzustellen.
- c) Betreiber der Anlage zur Biogasherstellung versorgt bei seinem Kunden Pharmaindustrie über eine Direktleitung die KWK-Anlage in der Pharmaindustrie. Hier ist zum Nachweis die unter b) beschriebene Massenbilanz erforderlich. Nach dem Gebäudeenergiegesetzes (GEG) können vorteilhafte Primärenergiefaktoren für Biogas bzw. Biomethan zwischen 0,3 bis 1,1 angesetzt werden. Die gilt beim Einsatz in KWK-Anlagen und – neuerdings – in Gasbrennwertthermen. Dabei gilt bei ortsnahe Verwendung von Biogas der Primärenergiefaktor 0,3, beim Einsatz in KWK-Anlagen 0,5 und beim Einsatz in Brennwertkesseln 0,7 für den erneuerbaren Anteil. In § 40 des GEG wird ergänzend definiert, wie hoch der Biomethan-Anteil sein muss, um die Mindestvoraussetzungen für eine 15%ige Deckung der Heizenergie aus erneuerbaren Energien zu gewährleisten. Dieses gilt beim Einsatz in KWK-Anlagen bei einer 30 %igen Beimischung, in Brennwertkesseln bei einer 50 %igen Beimischung und in öffentlichen Gebäuden mit Brennwertkessel bei einer 25 %igen Beimischung als erfüllt (Kukuk J. 2020, ASUE)
- d) Würde man davon ausgehen, dass die Pharmaindustrie als Betreiber der mit Biogas betriebene KWK-Anlage mehr Wärme als in Unternehmen benötigt an Dritte z.B. als Fernwärme zur Gebäudebeheizung anbieten möchte, so gelten hier die Vorgaben des Gebäudeenergiegesetzes (GEG). Mit dem Inkrafttreten des GEG am 1. November 2020 sind das bisherige Energieeinsparungsgesetz (EnEG), die bisherige Energieeinsparverordnung (EnEV) und das bisherige Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) außer Kraft getreten.
- e) Die Inanspruchnahme der EEG-Vergütung setzt ein Massenbilanzsystem voraus, welches den gesamten Vertrieb des Gases von der Herstellung über seinen Weg im Erdgasnetz bis zum Ort seiner energetischen Verwendung nachvollziehbar

aufzeichnet. Diese Anforderung ist auch dann gegeben, wenn aus dem Biomethan Wärme erzeugt. Siehe hierzu auch Gebäudeenergiegesetz (GEG).

- f) Würde das unter §18 EEG eingeführte Doppelvermarktungsverbot 2004 fallen, würden auch diejenigen Anlagen, die bereits Fördermittel erhalten hatten, zusätzliche Einnahmen generieren, indem sie die HKN am Markt anbieten.

Beitrag zur Dekarbonisierung

Im vorliegenden Beispiel wird der Industriebetrieb vom reinen Konsumenten auch zum Produzenten von Energie. Die Bereitstellung von erneuerbarer Energie aus den betrieblichen Abfall- bzw. Reststoffen kann entsprechend zur Dekarbonisierung des eigenen Betriebs beitragen. Je nachdem, welche Option gewählt wurde und in welchem Umfang die Energie gebraucht bzw. produziert wird, kann z.B. der Wärmebedarf, der Gasbedarf oder auch der Strombedarf des Betriebs zumindest teilweise gedeckt werden.

Insofern die Eierabfälle vorbehandelt wurden, um infektiöse Inhalte auszuschließen, steht dem Einsatz der Eierreste aus der Pharmaindustrie nichts entgegen, da es sich hier um ein biogenes Abfallprodukt handelt. Dagegen wären bei Biogasherstellung aus landwirtschaftlichen Produkten, die im Wettbewerb zu einer Lebensmittelproduktion stehen, andere Maßstäbe anzusetzen. Bei Vermischung von Substraten ist u.U. eine gesonderte Behandlung der Erträge (steuerlich, Vergütung) zu beachten.

Wird Strom über ein BHKW im EEG vergütet (Option1), wird damit das öffentliche Stromnetz dekarbonisiert, anstelle des eigenen Betriebs. Unbenommen dazu kann das EEG-BHKW zur Dekarbonisierung der Gebäudeheizung genutzt werden (Option 4) und dabei auch noch die Verpflichtungen des GEG zu erneuerbarer Wärmeversorgung erfüllt werden. Für den Fall, dass der Betrieb zum THG-Monitoring im ETS verpflichtet ist, sind die CO₂-Emissionen des BHKW im ETS klimaneutral und müssen nicht durch entsprechende Zertifikate ausgeglichen werden (zero-rating für Biomasse).

Wird (ggf. überschüssiger) Strom aus dem EEG-BHKW als Graustrom ins öffentliche Netz eingespeist (Option 2) und ein Strom-HKN dafür ausgestellt, trägt dieses BHKW ebenfalls zur Dekarbonisierung des allgemeinen Strommixes bei, anstelle des eigenen Betriebs.

Ähnlich verhält es sich, wenn das Gas (aufbereitet) als Graugas ins Gasnetz eingespeist wurde (Option 3), und ein Gas-HKN dafür ausgestellt wurde. In diesem Fall wird ein Beitrag zur Dekarbonisierung der öffentlichen Gasversorgung anstelle des eigenen Betriebs geleistet.

Wirtschaftlicher Erfolg

In Deutschland wurde bisher je nach Herkunft, Qualität und Verwendung der Einsatz von Biomethan unterschiedlich bewertet und davon abhängig im EEG gefördert. Mittlerweile wird die Förderhöhe über Ausschreibungen festgelegt. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bietet die Möglichkeit, Biogas auf Erdgasqualität aufzubereiten und als Biomethan

in das Erdgasnetz einzuspeisen. Ein BHKW, welches dieses Gas bilanziell aus dem Netz entnimmt, hat nach dem EEG-Anspruch auf eine feste Vergütung des mit diesem Gas produzierten elektrischen Stroms – unabhängig von seinem Standort. In all diesen Varianten kann die Biogasproduktion über die EEG-Förderung zu verlässlichen Preisen langfristig kalkuliert werden.

Weitere Modelle neben dem EEG können notwendig sein, um gesetzliche Pflichten (ggf. kostengünstig) zu erfüllen:

- GEG: Erfüllung der gesetzlichen Pflicht, Vermeidung von ext. Heizkosten durch (ggf. wirtschaftlichere) Eigenproduktion; Energieunabhängigkeit
- ETS/BEHG: kein Zukauf von teuren Zertifikaten für Gas-Emissionen (zero-Rating von Biomasse)

Es kann auch als Vorteil angesehen werden, den Energiebedarf durch die eigene Produktion von Gas, Strom oder Wärme zu decken. Dadurch wird die Energiebeschaffung unabhängig von (schwankenden) Energiepreisen und bei Überschüssen können auch noch Erlöse generiert werden, um die Investitionen zu refinanzieren.

3.2 Beispiel Einsatz von EE-Strom und Wasserstoff in der Stahlproduktion

Im Jahr 2017 umfassten die Emissionen der Industrie ca. 200 Mio. t. CO₂e. (Deutschland 907 Mio.t. CO₂e.). Die Stahlindustrie ihrerseits hatte mit 57 Mio. t. CO₂e einen Anteil von 28% an den Emissionen der Industrie.

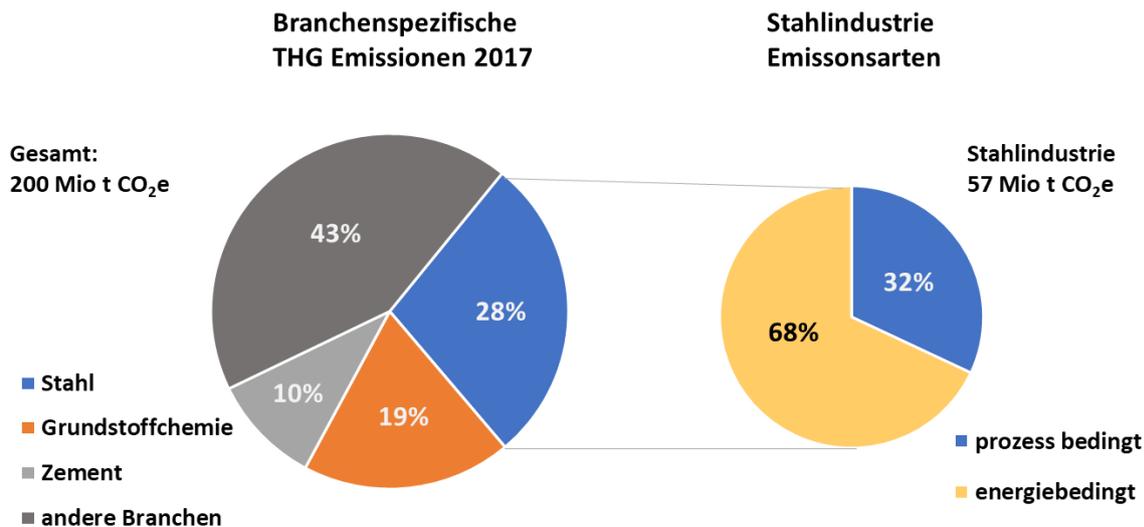


Abbildung 6 Treibhausgasemissionen der deutschen Stahl-Industrie 2017⁴

Mit rund 1,7 Tonnen an CO₂-Emissionen je Tonne Rohstahl steht die Stahlindustrie im Fokus der politischen Forderungen sich mit Maßnahmen zur Dekarbonisierung einzubringen.

Bezüglich der **CO₂ Emissionen ist zwischen prozessbedingter und energiebedingter Ursache** zu unterscheiden und zur Dekarbonisierung werden unterschiedliche Maßnahmen erforderlich.

Die prozessbedingten CO₂-Emissionen eines konventionellen Hochofen-Konverter-Route Prozesses entstehen in den Kokereien während der Herstellung von Koks aus Kohle. Koks wird in einem Hochofen mit heißer Luft erhitzt und mit dem Sauerstoffgehalt der Luft zum Reduktionsgas Kohlenmonoxid vergast. Das Kohlenmonoxid bindet während der Stahlherstellung den im Eisenerz enthaltenen Sauerstoff, wobei es sich zum Kohlendioxid (CO₂) wandelt. In den nachfolgenden Verarbeitungsschritten wird das flüssige Roheisen

⁴ Darstellung gemäß Emissionsdaten des UBA, des Wuppertal Instituts sowie der Verbände VDZ und WV-Stahl 2017

anschließend in einem Konverter zu Rohstahl, indem man durch Einblasen von Sauerstoff weitere störende Bestandteile entfernt.

Die Stahlindustrie arbeitet vor allem an Prozessen, bei denen anstatt mit Koks und mit Erdgas in einem Direktreduktionsverfahren ein Roheisenschwamm produziert wird, der anschließend zu Stahl weiterverarbeitet wird. Im Gegensatz zu konventionellen Verfahren mit Koks wird bei Anwendung einer Direktreduktionsanlage mit Erdgas als Reduktionsgas die CO₂-Emissionen der Stahlproduktion bereits um rund 30 % gesenkt.

Die Reduktion basiert auf Erdgas, das in einem Reformer zu einem Reduktionsgas (= 1/3 Wasserstoff, 2/3 Kohlenmonoxid) aufbereitet wird. In der Direktreduktionsanlage entsteht brikettierter Eisenschwamm, der in einem nachfolgenden Elektrolichtbogenofen zu Rohstahl veredelt wird.

Alternative Rohmaterial Stahlschrott

Die Alternative statt Eisenerz als Rohmaterial Stahlschrott in einer so genannten Elektrostahlroute zu verarbeiten und somit den Bedarf an Reduktionsgas zu vermeiden, erscheint verlockend. Der Schrott würde in Elektrolichtbogenofen bei hohen Temperaturen geschmolzen. Da dieses Verfahren ohne Eisenerz auskommt, entsteht deutlich weniger CO₂. Einem Wechsel zum ausschließlichen Einsatz von Schrott steht jedoch dessen begrenzte Verfügbarkeit entgegen. Da auf der Welt nicht annähernd genug Schrott für eine bedarfsdeckende Stahlproduktion zur Verfügung steht, kann auf den Einsatz von Eisenerz in der Stahlproduktion nicht verzichtet werden.

Für eine **Stahlproduktion auf Basis von Eisenerz zeigt der Einsatz von Wasserstoff das höchste Potenzial zur Dekarbonisierung** im Vergleich zu anderen industriellen Prozessen. Nur ist dieser Verfahrensroutenwechsels mit umfangreichen Anpassungen im Produktionsprozess, einem hohen Bedarf an Wasserstoff und ist mit hohen Investitionen verbunden.

Generell ist auf Grund der hohen Temperaturen in der Stahlproduktion ein kontinuierlicher 24-Stunden Betrieb und demnach eine permanente Energiezufuhr prozessrelevant. Insofern ist es für die Stahlindustrie von hohem Interesse, die Verfügbarkeit von Wasserstoff sicher zu stellen. Ein mittels Elektrolyse hergestellter Energieträger Wasserstoff ist jedoch nur dann CO₂-frei (bzw. -arm), wenn er mithilfe erneuerbarer Energien erzeugt wird.

Motivation

Die Stahlbranche gehört mit einem Anteil von 28 Prozent an den Emissionen der gesamten Industrie zu den größten CO₂-Emittenten. Die deutsche Bundesregierung hatte daher beschlossen die Stahlindustrie bei der Transformation zu einer CO₂ ärmeren Produktion zu unterstützen und am 21.06.21 mit den großen deutschen Stahlunternehmen ein „**Handlungskonzept Stahl**“ vereinbart, welches an die „Industriestrategie 2030“ sowie den Klimaschutzplan 2050, das Klimaschutzprogramm 2030 und den European Green Deal anknüpft.

Im Rahmen der Fördermöglichkeiten der „**Important Projects of Common European Interest (IPCEI)**“ (deutsch: „Wichtige Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse“) für Wasserstofftechnologien und -systeme werden gemeinsame Investitionen in Erzeugung von grünem Wasserstoff, in Wasserstoffinfrastruktur und die Nutzung von IPCEI Wasserstoff in der Stahlindustrie unterstützt.

Man ist sich der Situation bewusst, dass adhoc nicht ausreichend klimaneutral erzeugter, Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen für die Transformation der Stahlindustrie zur Verfügung stehen wird. Da zudem eine **Abhängigkeit von externen Wasserstoffproduzenten befürchtet** wird, ist in der Stahlindustrie die Tendenz erkennbar, selbstständig in die Produktion von Wasserstoff bzw. einen Elektrolyseur zu investieren.

Die Lebensdauer von Hochöfen erreichen 20-30 Jahre und Neuanlagen haben einen Investitionsbedarf von annähernd einer viertel Milliarde Euro. Die Stahlproduktion befindet sich in aktuell in einer Übergangsphase, deren erster Schritt zur Emissionsreduktion in den Direktreduktionsverfahren mit Erdgasnutzung gesehen wird. Im weiteren Hochlauf der Transformation kann dann durch sukzessiven Wasserstoffeinsatz auch in der Energieversorgung die CO₂ zu Null reduziert werden.

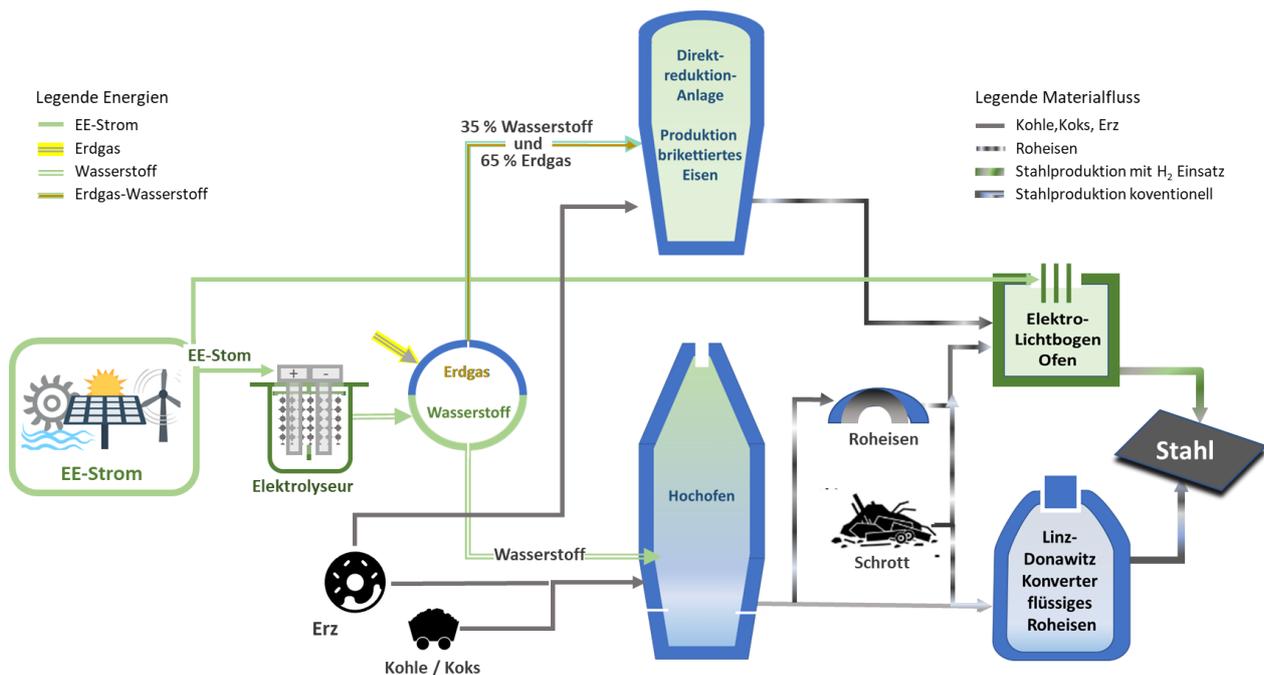


Abbildung 7 Stahlproduktion Verfahrenswechsel mit Wasserstoffnutzung

Erforderliche Nachweise für erneuerbare Energien

Die Wege zur Produktion von Stahl aus Eisenerzen ohne direkte Emission von CO₂ sind der Ersatz von fossilen Energieträgern durch erneuerbare Energie und der Einsatz von grünem Wasserstoff. Erneuerbarer Strom kann dabei insbesondere eingesetzt werden

- In einem Elektro-Lichtbogenofen

- In Elektrolytischer Stahlproduktion (in der Entwicklung)
- Zur Wasserelektrolyse zur H₂-Produktion (Elektrolyseur).

Hingegen kann (grüner) Wasserstoff genutzt werden bei:

- Direktreduktion mit H₂
- H₂-Injektion in den Hochofen (erwartete CO₂-Minderung bis zu 20%)
- Plasma-Schmelzreduktion mit H₂

Die Komplexität der Stahlproduktion hat mehrere Stellhebel zur Minderung der CO₂ Emissionen. Hierzu gehören Modifikation der bestehenden Verfahren zur Stahlproduktion, inkl. alternative Prozesse. Aktuell werden die unterschiedlichen Prozesse in Pilotanlagen erprobt. Der Bezug von EE-Strom und grünem Wasserstoff ist auf Grund des noch unzureichenden Angebots eingeschränkt. Die Anlagen in der Erprobung beziehen bisher ihre Energie bei regionalen Anbietern von erneuerbarem Strom, beziehen Wasserstoff auch aus nicht erneuerbaren Quellen oder betreiben eigene Elektrolyseure zur Wasserstoffherstellung.

- Wird der **EE-Strom aus dem Netz bezogen** und findet hier in diesem Fall eine Energiekonversion der transportierten Input-Energie Strom zu Wasserstoff statt, so werden die in Artikel 27 Absatz 3 sowie Erwägungsgrund 90 der RED II formulierten Anforderungen an den zeitlichen und räumlichen Zusammenhang von Stromerzeugung und Stromverbrauch relevant. Es gilt die Erneuerbare-Energien-Eigenschaft des Energieinputs sicherzustellen, da tatsächliche physikalische Stromflüsse im Netz sind nicht steuerbar und letztlich zuordenbar sind.
- Für Unternehmen, die ihren Stromverbrauch im Rahmen des GHG-Protokolls o.ä. erneuerbar gestalten möchten (z.B. im Rahmen von Net-zero-Strategien) besteht die Möglichkeit, den **grauen Strom aus dem Netz mit Herkunftsnachweisen** grün zu stellen. Diese Option besteht zwar im dt. Rechtsrahmen nur für private Letztverbraucher: innen, jedoch werden z.T HKN dennoch über Umwege entwertet (siehe Unterabschnitt 2.5.1).

Generell ist die Beschaffung von grünem Wasserstoff zur Bedarfsdeckung der Stahlindustrie mengenmäßig derzeit noch nicht gegeben. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich in den kommenden Jahren ein Einkauf von international verfügbarem Wasserstoff entwickeln wird. Aktuell werden Vorgaben für die Industrie zur Beschaffung von „grünem“ Wasserstoff auf internationaler Ebene diskutiert.

Beim Einkauf von grünem Wasserstoff (anstelle einer Eigenproduktion) kann der physische Transport von der Produktionsstätte zur Stahlproduktionsanlage mit Massenbilanzsystemen nachgewiesen werden. Dies kann zukünftig auch erforderlich werden, wenn Industrieunternehmen gesetzlich z.B. zum Einsatz von erneuerbarem H₂ verpflichtet werden.

Theoretisch besteht die Möglichkeit, dass Industriebetriebe durch Entwertung von Gas-HKN aus der H₂-Produktion die erneuerbare Eigenschaft des Wasserstoffs belegen. Hierfür fehlt – wie beim Strom – bisher jedoch der rechtliche Rahmen.

Beitrag zur Dekarbonisierung

Der erste Schritt ist der Einstieg in eine CO₂-arme Stahlerzeugung: Durch eine Verfahrensumstellung auf Direktreduktionsverfahren (Erdgas anstatt Koks) in der Stahlerzeugung ist es möglich die Emissionen in der Stahlindustrie deutlich zu senken. Angedacht ist auch eine Hybridtechnologie mit weiterem Betrieb der bestehenden koks-/kohlebasierten Hochofenroute und mit grünem Strom betriebenen Elektrolichtbogenöfen unter teilweisem Einsatz von (grünem) Wasserstoff. Diese Option würde bei entsprechender Wirtschaftlichkeit nach heutigem Stand zwischen 2030 und 2035 die unternehmensspezifischen CO₂-Emissionen um rund ein Drittel reduzieren.

Um eine weitestgehende Reduzierung der CO₂-Emissionen zu erreichen, sind Prozessen zu entwickeln die Eisenerze mit Wasserstoff statt mit Kohlenstoff zu Roheisen reduzieren und anschließend zu Stahl weiterverarbeitet werden (siehe Abbildung 8).

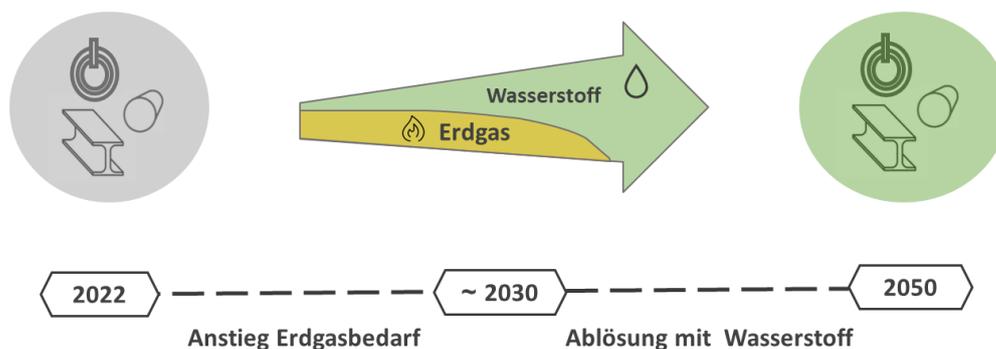


Abbildung 8 Zeitrahmen für Verfahrens- und Versorgungswechsel ⁵

Die Forderung nach einer Zusätzlichkeit durch Bau von Neuanlagen fördert die grüne Wasserstoffproduktion und damit auch den allgemeinen Ausbau von erneuerbaren Energien. Unterstützend ist, dass bei der direkten Leitung zwischen EE-Anlage und Elektrolyseur ebenfalls bereits bestehende, nicht mehr geförderte Anlagen einbezogen werden können.

Einen weiteren Schritt zur Dekarbonisierung ist die Nutzung des abgetrennten CO₂ bzw. des CO/CO₂-Anteils in Hüttengasen als Rohstoff für die Produktion von Wertstoffen wie Chemikalien oder Treibstoffen. Hierzu sind Sektorenübergreifende Kooperationen mit anderen Branchen erforderlich.

Der wirtschaftliche Erfolg

Die deutsche Stahlindustrie steht unter internationalem Wettbewerbsdruck und ein Schlüsselement der Wettbewerbsfähigkeit sind in der Stahlindustrie die Kosten für

⁵ Eigene Abbildung in Anlehnung an Wirtschaftsvereinigung Stahl 2021

Strom und Gase. Die Stahlindustrie klagt über drastisch gestiegene CO₂-Preise und b Mehrkosten auf Grund der stark ansteigenden Preise für Strom und Gas [WV-Stahl 2021] und [WV-Stahl 2022].

Der Verfahrenswechsel weg vom Kokseinsatz hin zu einer Reduktion auf Basis von Erdgas und die nachfolgende schrittweise Ablösung des Erdgases durch (grünen) Wasserstoff sind Maßnahmen, die Produktionskosten über Jahre belasten werden. Bislang ist grüner Wasserstoff teuer, auch wenn er per Elektrolyse aus Offshore-Windenergie gewonnen wird. Alternativ wird sogenannter grauer Wasserstoff eingesetzt, der zwar noch deutlich günstiger angeboten wird, jedoch aus fossilem Erdgas erzeugt wird. Grauen Wasserstoff einzusetzen ist jedoch nicht klimaneutral und ein Widerspruch zu den umweltpolitischen Zielen zur Vermeidung von CO₂ Emissionen. Grüner Wasserstoff lässt sich dort am sinnvollsten produzieren, wo genügend erneuerbare Energie zur Verfügung steht, um die Wasser-Elektrolyse zu betreiben.

Voraussetzung ist eine ausreichende Versorgung mit grünem Wasserstoff. Aktuell werden bereits strategische Partnerschaften mit Süd- und Westafrika sowie mit Australien und Kanada angestrebt, um in diesen Regionen Strom aus Wind, Sonne und Wasserkraft zu produzieren und grünen Wasserstoff zu produzieren.

Damit „grüner“ Stahl aus Produktion mit reduzierten CO₂-Emissionen am Markt abgesetzt werden kann, wird in der EU ein **CO₂-Grenzausgleichssystem (Carbon Border Adjustment Mechanism – CBAM) zur Schaffung fairer Wettbewerbsbedingungen** eingeführt. Im Dezember 2021 hat der Ratsvorsitz der Europäischen Kommission ergänzende Vorschläge zu dem Paket „Fit for 55“ vorgelegt. Im März 2022 wurde im EU-Rat einvernehmlich dem CO₂ -Grenzausgleichssystem zugestimmt. Das Instrument soll die Verlagerung von CO₂-Emissionen in Länder außerhalb der EU verhindern, wenn deren klimapolitische Rechtsvorschriften im Vergleich zur EU weniger ambitioniert sind.

Produzenten in der EU benötigen CO₂-Emissions Zertifikaten aus dem Emissionshandelsystem EU-EHS, welches außerhalb der EU jedoch keine Relevanz hat und damit ein Kostenvorteil darstellt (siehe Abbildung 9). So sollen EU-Importeure für Produkte außerhalb der EU sogenannte CBAM-Zertifikate kaufen, um den Preisunterschied gegenüber ETS-Zertifikaten auszugleichen, die der der EU ansässige Produzent zur Deckung ihrer CO₂-Emissionen zu bezahlen hat. Ziel ist es, mit CBAM sowohl einen Beitrag zur Dekarbonisierung zu leisten als auch faire Wettbewerbsbedingungen zu schaffen. Der Einstieg in CBAM soll zunächst für die Sektoren mit hohen CO₂-Emissionen und einem hohen Verlagerungsrisiko wie auch der Stahlindustrie angewendet werden.

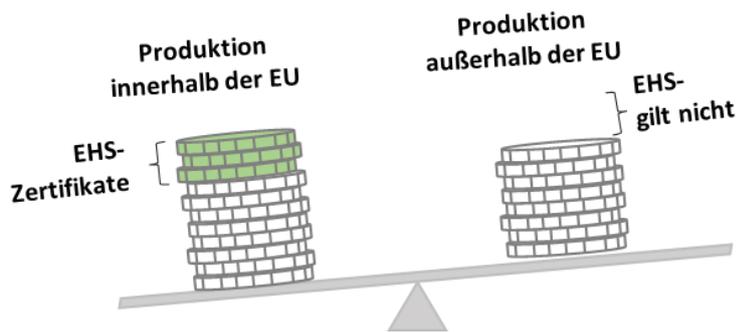


Abbildung 9 Einfluss EHS Zertifikate auf Produktionskosten

Es ist geplant, CBAM parallel zum EU-ETS Emissionshandelssystem zu betreiben, was dazu führen soll, dass Hersteller außerhalb der EU ähnliche finanziellen Belastungen wie Hersteller in der EU erfahren sollen. CBAM sieht die virtuelle Anbindung der EU-Handelspartner an das Emissionshandelssystem der EU (EU ETS) vor. Bei Einfuhr von Produkten von außerhalb der EU würden sich diese verteuern. Dies könnte von den Ländern außerhalb der EU als marktbehindernde Maßnahme verstanden werden (Dröge, 2021).

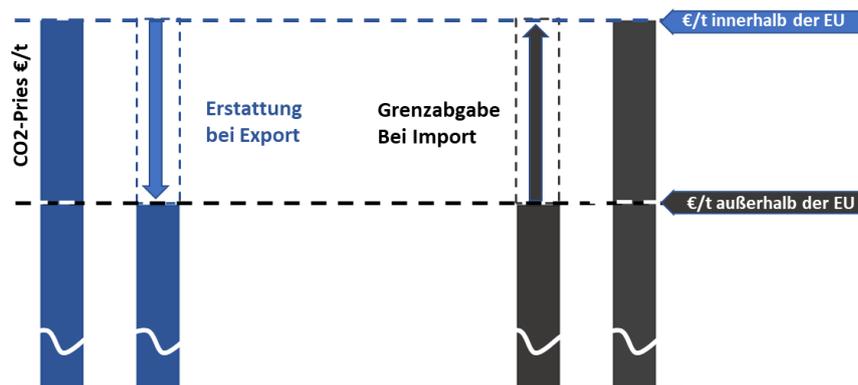


Abbildung 10 CO₂-Grenzausgleich Schematische Darstellung

Die Einführung von CBAM der EU soll den Unternehmen faire Wettbewerbsbedingungen verschaffen, die dem EU ETS unterliegen. CBAM hat explizit Einfluss auf die Stahlproduktion und der Import von Stahl in die EU wäre hiervon betroffen. Es gibt jedoch eine Vielzahl von Produkten die Komponenten aus Stahl beinhalten und bisher CBAM nicht unterliegen.

3.3 Beispiel Abwärmenutzung in der Lebensmittelindustrie

Der Bedarf von Wärme und Kälteenergie ist in der Lebensmittelproduktion prozessbedingt an viele Stellen erforderlich. Bei dem häufig in der Lebensmittelindustrie gegebenen Kältebedarf kann technisch bedingt Abwärme entstehen, die nicht (vollständig) im eigenen Betrieb genutzt wird, sondern über das eigenen Werksgelände hinaus anderen Nutzern wie Wohngebäuden geliefert werden kann. Abbildung 11 zeigt ein Beispiel aus der

Lebensmittelindustrie. Ein paar Zahlen aus dem Betrieb einer Molkerei mit Abwärmenutzung sollen dieses Beispiel charakterisieren: Aus der Kältebereitstellung für den Produktionsprozess der Milchwerke steht Warmwasser (Abwärme) mit ca. 20°C zur Verfügung und wird in ein Wärmeverteilnetz (sogannte Kalte Schiene) eingespeist. In Wohnhäusern wird mit dafür dimensionierten Wärmepumpen (15 kW bis 105 kW) Brauchwarmwasser und Heizwärme bereitgestellt. Über dieses Modell wird der Wärmebedarf dieser Häuser gedeckt.

Motivation

Die Motivation der Lebensmittelindustrie, erneuerbare Energien einzusetzen, kann bedingt sein durch finanzielle Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern oder um das Image in der Außenwirkung des Betriebes zu verbessern. Hat nun ein Betrieb seinen Strombedarf auf erneuerbare Energiequellen umgestellt und seinerseits das Potential, Abwärme an Dritte zu liefern (Einspeisung in ein Wärmenetz), so wird er seinerseits Lieferant von Wärme auf Basis erneuerbarer Energien (bzw. Abwärme).

Beispiel aus der Herstellung der Lebensmittelindustrie

z.B. Molkerei

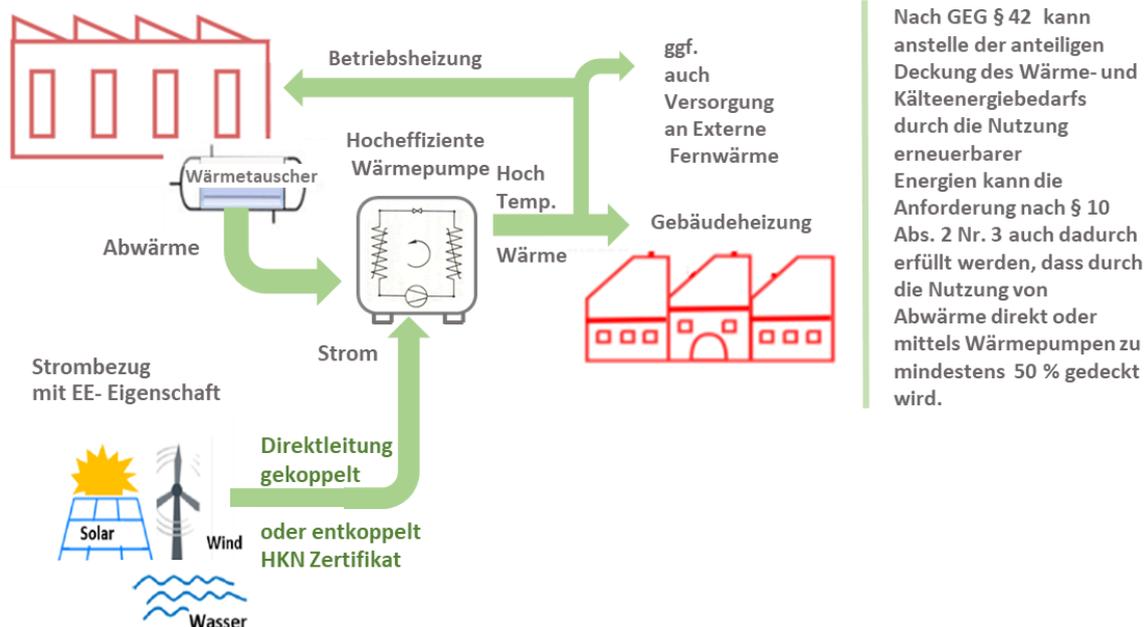


Abbildung 11 Abwärmenutzung von der Lebensmittelindustrie

Erforderliche Nachweise für erneuerbare Energien

Nach Art. 2 Nr. 9 RED II ist „Abwärme und -kälte“ definiert als „unvermeidbare Wärme oder Kälte definiert, die als Nebenprodukt in einer Industrieanlage, in einer Stromerzeugungsanlage oder im tertiären Sektor anfällt und die ungenutzt in Luft oder Wasser

abgeleitet werden würde, wo kein Zugang zu einem Fernwärmesystem oder einem Fernkältesystem besteht, in dem ein Kraft-Wärme-Kopplungsprozess genutzt wird, genutzt werden wird oder in dem eine Kraft-Wärme-Kopplung nicht möglich ist“.

Nach dem GEG wird der Gesamtenergiebedarf eines Wohngebäudes §20 und auch Nichtwohngebäudes §21 nach sogenannten Primärenergiefaktoren bestimmt, die in Anlage 4 des GEG gelistet werden. Der Primärenergiefaktor nicht erneuerbarer Anteil für Abwärme ist mit 0,0 festgelegt.

In den Anforderungen an zu errichtenden Gebäude nach dem GEG § 10 Absatz 2 Nummer 3 ist festgelegt, dass der Wärme- und Kälteenergiebedarf zumindest anteilig durch die Nutzung erneuerbarer Energien zu decken ist.

Wird nun Abwärme, wie hier im Beispiel direkt aus industrieller Produktion genutzt, so ist es nach §42 des GEG mit dessen Grundsätzen in §10 Absatz 2 Nummer 3 konform anstelle der Nutzung der erneuerbaren Energien die Nutzung von Abwärme/Kälte nach Maßgabe § 10 der Absätze 2 und 3 der Wärme- und Kälteenergiebedarf direkt oder mittels Wärmepumpen anzurechnen. Voraussetzung hierfür sind, dass der Wärme-/Kälteenergiebedarf zu mindestens 50 Prozent gedeckt wird und die Nutzung nach dem Stand der Technik erfolgt.

Wird die Abwärme direkt Wärmenetz oder mittels einer Wärmepumpe auf ein höheres Temperaturniveau gebracht und dann in ein Fernwärmenetz eingespeist, so kann nach §44 des GEG die eingespeiste Wärmemenge gleichgestellt werden einer Nutzung erneuerbarer Energien nach § 10 Absatz 2 Nummer 3, vorausgesetzt wird:

- ein wesentlicher Anteil stammt aus erneuerbaren Energien,
- mindestens 50 Prozent stammen aus Anlagen zur Nutzung von Abwärme,
- mindestens 50 Prozent stammen aus KWK-Anlagen oder
- mindestens 50 Prozent durch eine Kombination der Vorgaben in 1 bis 3

Werden von diesem Fernwärmenetz wiederum Gebäude versorgt, so gelten nach GEG die Primärenergiefaktoren für Fernwärmenetze entsprechende § 22 Absatz 3 genannten Maßnahmen. Der ermittelte und veröffentlichte Wert des Primärenergiefaktors eines Wärmenetzes darf im besten Fall mit einem Wert von 0,3 angegeben werden. Abweichend hiervon darf er nur weiter gesenkt werden, wenn die Wärme (anteilig) aus erneuerbaren Energien oder aus Abwärme stammt. Das Fernwärmeversorgungsunternehmen hat dies in der Veröffentlichung anzugeben. Der GO4Industry Bericht E3 geht detailliert auf die Rahmenbedingungen für die Nachweisführung und Kennzeichnung im Wärme- und Kältebereich ein (Styles u. Claas-Reuther 2022).

Dort werden in Kapitel 4.5.1 HKN für unvermeidbare Abwärme und -kälte Herkunftsnachweise beschrieben. Ist Abwärme oder -kälte ein unvermeidbares Nebenprodukt, kann sie unabhängig davon, ob sie ursprünglich aus einem mit EE oder fossilen Brennstoffen befeuerten Prozess stammt, bei der Einspeisung in ein Wärme- oder Kältenetz als

klimate neutrale thermische Energie gelten. Ebenso findet sich dort eine Tabelle zu Kriterien für effiziente Fernwärme- und Fernkältesysteme nach dem Entwurf der EU-Kommission für eine neugefasste EED.

Beitrag zur Dekarbonisierung

Wird wie in dem Beispiel die „Kalte Schiene“ als Wärmequelle für den Betrieb der Wärmepumpen genutzt, so reduzierte sich bereits unter Berücksichtigungen eines deutschen Strommix für die Energieversorgung der Wärmepumpen, die jährlichen CO₂ gegenüber einer Gasheizung um ca. 45% und gegenüber einer Ölheizung über 63%.⁶

Der wirtschaftliche Erfolg

Ein wirtschaftlicher Vorteil ist sowohl bei Eigennutzung als auch bei Abgabe der Abwärme an benachbarte Gebäude gegeben (gleiches gilt auch für Kälte).

Die Eigennutzung der Abwärme ermöglicht einen Verzicht auf den Bezug und die Nutzung fossiler Brennstoffe für die Wärmebereitstellung. Der Betrieb einer Wärmepumpe, deren Wärmequelle die Abwärme der Kälteaggregate ist, reduziert Brennstoffkosten weiter und mindert CO₂ Emissionen des Betriebes. Für Betriebe im ETS-Monitoring folgt ein reduzierter Bedarf am Erwerb von Emissionsrechten.

Ähnlich verhält es sich bei Abgabe der Abwärme an andere Gebäude, die diese Wärmequelle mit ihren Wärmepumpen für Heizwärme und Brauchwarmwasser nutzen. Der Strombedarf von Wärmepumpen wird wesentlich von der Temperatur bestimmt, die als Wärmequelle für die Aufbereitung von nutzbringender Abwärme zur Verfügung steht. Gebäudenahen Luftwärmepumpen steht in der kalten Jahreszeit nur die kalte Umgebungsluft zur Verfügung, um brauchbares Warmwasser und Heizwärme bereitzustellen. Entsprechend steigt in den Wintermonaten deutlich der Strombedarf zum Antrieb des Wärmepumpenkompressors. Abwärme aus industrieller Produktion bietet bereits trotz niedrigeren Temperaturen 20°C - 40°C (sogenannte Kalte Schiene) hier günstigere Voraussetzungen als kalte Umgebungsluft. Voraussetzung sind jedoch Wärmenetze, die in näherer Umgebung der wärmeabgebenden Produktion liegen (<20 km), um Pumpleistungen im Rahmen zu halten. Hier stellt sich der wirtschaftliche Erfolg durch den Verkauf der Abwärme an die angeschlossenen Letztverbraucher ein. Bei ansteigenden Preisen für fossile Brennstoffe sind mit Wärmepumpen angekoppelt an eine „kalte Schiene“ aufgrund des höheren Temperaturniveaus deutlich kürzere Amortisationszeit anzusetzen, als dies bei Wechsel zu Anwendungen mit Luftwärmepumpen gilt.

4. Zusammenfassung

Nicht nur mit dem Inkrafttreten der Erneuerbare Energien Richtlinie 2018/2001 (RED II) zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, sondern auch durch die politische Entwicklung sind Unternehmen gefordert, ihren Energieeinsatz und -

⁶ Quelle: Prof Thiele 2018 Vorlesung TU München, Fa. Bertuleit u. Bökenkröger, Hameln .

beschaffung zu überdenken. Die hohe Schlagzahl in den durchgeführten Änderungen zu Gesetzen und Verordnungen fordert die Industrie heraus, ihre Strategie und die erforderlichen Investitionen kurzfristig zu planen. Parallel hat das global schwierige Umfeld mit ernststen Problemen generell in der Beschaffung für große Unruhe gesorgt, so dass das Thema Klimaneutralität von dem Thema sichere Energieversorgung überlagert wird. Es ist bei allen Stellungnahmen aus der Industrie zu spüren, dass

- große Sorge in der Energiebeschaffung gerade bei den Wirtschaftssektoren gesehen, wird, die große Menge Erdgas und Strom benötigen
- ein schnelle Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft von entscheidender Bedeutung ist
- ein rascher Zubau von erneuerbaren Energien mit einer starken Beschleunigung der Genehmigungsprozesse einhergehen muss
- und neben den Herkunftsnachweissystem Strom nun auch für gasförmige Energieträger (Gas, Wasserstoff) und Wärme und Kälte eine Grundlage geschaffen werden muss, die eine Verbesserung der Verbraucherinformation über die Herkunft der verwendeten Energie deutlicher macht.

4.1 Analyse der Beispiele

Die Unterschiedlichkeit der Möglichkeiten von Industriebetrieben wurde in diesem Bericht in den Beispielen dargestellt und in diesem Abschnitt analysiert und ein Fazit gezogen. Betrachtet wurde jeweils

- die Motivation aus Sicht handelnden Betriebe
- der Einsatz von erneuerbaren Energien und deren Nachweise
- der mögliche Beitrag zur Dekarbonisierung
- der wirtschaftliche Erfolg (ggf. Belastung)

Das Beispiel in Unterabschnitt **3.1 zur Nutzung biologischer Abfälle aus der Produktion von Vakzinen** verdeutlicht:

- **Treibendes Element der Pharmaindustrie ist eine gesunde und lebenswerte Zukunft** – Auch aus dieser Haltung heraus besteht die Motivation, die Nachhaltigkeit verstärkt in ihre Prozesse zu integrieren. Hierzu zählt das Registrieren der verursachten Treibhausgasemissionen wie die Optimierung des Ressourcenverbrauchs und die Minimierung der pharmazeutischen Abfälle als Teil der ökologischen Verantwortung.
- Die Variabilität in den verschiedenen Optionen, seine Energie am Markt anzubieten ohne als HKN zu vermarkten bzw. welche der möglichen Fördermaßnahmen lohnenswert sind, ist kontraproduktiv zu Unternehmensentscheidungen, **eigenständig als**

Produzent von „grüner“ Energie am Markt tätig zu werden oder dies an Dritte abzugeben. Hohe Investitionen und letztlich auch unzureichende Erfahrung mit der Technologie behindert den Weg, selbst Strom und Wärme im eigenen Betrieb zu produzieren, obwohl dies die einfachste Variante einer Dekarbonisierung erscheint.

- Wird der **biologische Abfall an externe Verwerter zu Produktion von Biomethan** und ggf. hieraus zu Strom- und Wärmeproduktion genutzt, ist der Produzent mit sehr unterschiedlichen Regularien konfrontiert, je nachdem ob dieser auf Grundlage der grünen Energie ein Herkunftsnachweis am Markt anbieten möchte, die Verpflichtungen des GEG erfüllt werden sollen, eine EEG-Vergütung erlangt oder eine Anerkennung der Biomasse im ETS beabsichtigt ist. Für die Produktion von Biomethan aus biologischem Abfall und dessen Vermarktung sind neben hohen technologischen Anforderungen auch eindeutige und z.T. aufwändige Nachweise erforderlich, die die Nutzung von fossilen Brennstoffen als Hilfsenergie ausschließen.
- Würde der **Biogasproduzent unmittelbar aus seiner eigenen Biogasproduktion** mit einem entsprechenden BHKW in die Strom- und Wärmeproduktion einsteigen und am Markt Strom und Wärme anbieten, so gilt hier: Wurde für die Biomethanproduktion oder das BHKW zur Strom- und Wärmeproduktion Fördermittel genutzt oder eine EEG-Vergütung beansprucht, wird auf Grund des Doppelvermarktungsverbots die Ausstellung von HKN ausgeschlossen.

Eine Analyse des Beispiels in Unterabschnitt **3.2 zum Einsatz von EE-Strom und Wasserstoff in der Stahlproduktion** zeigt:

- Die Stahlindustrie sieht **vorrangig das Potential zur schrittweisen Dekarbonisierung in einem Verfahrenswechsel** von der konventionellen Hochofen-Konverter-Route zum 100% Erdgaseinsatz in der Direktreduktion um 2/3 der direkten CO₂ Emissionen zu mindern.
- Eine **vollständige Dekarbonisierung** ist in weiteren Schritten mit Hilfe von grünem Wasserstoff möglich. Dies **ist abhängig** davon, dass „grüner“ **Wasserstoff in ausreichender Menge** zur Verfügung steht. Auch wenn Verträge mit Wasserstoffproduzenten von Quellen außerhalb Deutschlands vereinbart werden, eine Abhängigkeit von Wasserstofflieferanten aus Drittländern wird vergleichbar riskant wie die Abhängigkeit von Lieferungen von Erdgas aus anderen Ländern gesehen.
- **Die Investition in aktuelle Pilotanlagen schließen Investitionen in eine Wasserstoffproduktion ein, um eine gesicherte Versorgung zu gewährleisten.** Die Erkenntnisse aus der Abhängigkeit vom Erdgas machen deutlich, dass eine Abhängigkeit vom Zukauf von Wasserstoff ebenso nachteilig ist. Eine eigene grüne Wasserstoffherstellung aus eigener erneuerbarer Energie kann hier Abhilfe schaffen. Über aktuelle Pilotanlagen hinaus ist die Nutzung von Wasserstoff langfristig zu sehen, da ein finanzieller Vorteil in der Bezahlung von teurerem „grünen“ Stahl nicht vorhersehbar ist. Aktuell ist davon auszugehen, dass in der EU auch für die

Stahlproduktion steigende EE-Anteilen vorgeschrieben werden, der Weg dafür wird jedoch noch gesucht. Die Definition der Nachhaltigkeit in der EU-Taxonomie würde es ermöglichen, Investitionen in eine Stahlproduktion mit Atomstrom als „nachhaltig“ einzustufen.

Eine Analyse des Beispiels in Unterabschnitt **3.3 zur Abwärmenutzung in der Lebensmittelindustrie** zeigt die damit verbundenen Potentiale zur Dekarbonisierung.

Große Warmwassermengen aus dem Kälteprozess von Milchwerken bieten auch bei relativ geringem Temperaturniveau die Option, **in benachbarten Siedlungen eine Wärmequelle für dezentrale Wärmepumpen anzubieten**. Die großflächige Nutzung von Wassermengen mit einem geringeren Temperaturniveau (20°C bis 40°C) als sogenannte „Kalte Schiene“ ist eng an baulichen Maßnahmen gebunden. Ähnlich Nahwärmenetzen ist die Verrohrung zur Versorgung der Siedlungen mit dem Warmwasser für den dezentralen Betrieb von Wärmepumpen mit hohen Investitionen verbunden. Daher ist diese **meist nur mit geförderten Neubauprojekten und entsprechenden baulichen Vorschriften der regionalen Gemeinden zu realisieren**.

- **Im Vergleich zu Erdgas- und Ölheizungen sind CO₂ Reduktionen über 50%** zu erreichen. Auch im Vergleich zur Anwendung von Luftwärmepumpen oder Wärmepumpen, die oberflächennahe Erdwärme nutzen, führt eine Nutzung der von einer Industrie angebotenen Abwärme zu deutlich geringerem Strombedarf bei den Wärmepumpen. Auf Grund der Pumpleistung in der Verteilung der Niedertemperaturwärme ist diese vorrangig für Nahwärmenetze einsetzbar.
- Am Sept. 22 trat eine **Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)** [BEW2022] in Kraft, die den Neubau von Wärmenetzen mit hohen Anteilen erneuerbaren Energien sowie die Dekarbonisierung von bestehenden Netzen fördert. Gefördert werden Machbarkeitsstudien und Transformationspläne, wie auch Wärmenetz Neubau und Ertüchtigung in Bestandsnetzen. Hinsichtlich der Wärmeerzeugung stehen Solarthermieranlagen, Wärmepumpen, Biomassekessel, Wärmespeicher, Rohrleitungen für den Anschluss von EE-Erzeugern und die Integration von Abwärme sowie für die Erweiterung von Wärmenetzen und Wärmeübergabestationen im Fokus. Ein Industriebetrieb kann für die Integration seiner Abwärme in ein Wärmenetz Fördermittel beantragen. Nach RED II Art 24 (4) sind die Betreiber von Fernwärme- und -kältesystemen verpflichtet, Anbietern von Abwärme Zugang zum Netz zu gewähren. Auf Grund der Neuerungen in den Fördermaßnahmen in Sept 2022, liegen von realisierten Projekten mit Niedrigtemperatur Netzen (Kalte Schiene) noch keine Erfahrungen hinsichtlich der Förderung nach BEW vor.
- Ein Industriebetrieb, der die **Niedertemperaturabwärme** (Kalte Schiene) anbietet, kann einen wirtschaftlicher Vorteil dadurch erreichen, dass er sich bei Abgabe von Niedrigtemperaturwärme sich mit örtlichen Betreibern von Wärmepumpen in deren Gebäude vertraglich bindet. Für die Industrie könnte die Berücksichtigung von Abwärme und -kälte in Kennzeichnungsregeln und die HKN-Ausstellung Anreize

bieten, diese Energie nutzbar zu machen und auf diesem Wege die abgegebene Wärme als grüne Fernwärme vermarktet sinnvoll. [Styles u. Claas-Reuther 2022].

- Zur Lieferung von **Hochtemperaturwärme** wäre die Investition in eine Wärmepumpenanlage auf dem Gelände und unter der unternehmerischen Verantwortung des Industriebetriebes zu tätigen. Seit 9/2022 BEW kann hierzu mit Fördermittel gerechnet werden. Dem gegenüber steht der Industriebetrieb als Lieferant in der Verpflichtung, kontinuierlich über viele Jahrzehnte seinen Lieferbedingungen nachkommen zu müssen. Stehen die Abwassermengen im Betrieb aus betrieblichen Bedingungen (Störung oder Abschaltung) nicht zur Verfügung ist der Industriebetrieb gegebenenfalls gefordert, technische Alternativen (z.B. Elektro-/ Gaskessel für Notbetrieb) in seinen Betrieb zu integrieren, um seiner Lieferverpflichtung nachkommen zu können. Dies ist im Rahmen der Wirtschaftlichkeit einzukalkulieren.
- Die Eigner der Gebäude die Niedrigtemperaturwärme mit Wärmepumpen nutzen wollen, können über die Inanspruchnahme von BEW-Fördermitteln für die Substitution bestehende Heiz- und Brauchwarmwassersysteme auf Basis fossiler Brennstoffe mit einer Wärmepumpeninstallation eine finanzielle Unterstützung erfahren

4.2 Schlussfolgerungen

Die Unterschiedlichkeit der Beispiele erlaubt die charakteristischen Eigenschaften zu beschreiben:

- **Pharmaindustrie:** Große Unternehmen mit hohem Identifikationswert am Markt und einem Kundenstamm der die Umweltthemen beachtet haben möchte (Thema Gesundheit). Die sinnvolle Nutzung von Abfall zur eigenen Energieversorgung
- **Stahlindustrie:** Große Unternehmen mit hohem Bedarf an Energie und Produktion mit aktuell hohen Emissionswerten. Hier gilt es, mit hohen Investitionen Verfahrenswechsel zur Dekarbonisierung zu etablieren und gleichzeitig noch die internationale Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten. Ohne Eingriffe in das Marktgeschehen (z.B. CBAM) besteht die Gefahr der Verlagerung der Produktion in Regionen mit weniger ambitionierten Klimaschutzmaßnahmen
- **Abwärmenutzung:** Mittelständische Unternehmen mit dem Potential der Abwärmenutzung eine Dekarbonisierung bei nahe gelegenen Gebäudeeinheiten herbeizuführen. Derartige Lösungen funktionieren nur bei Eigennutzung der Abwärme oder bei Unterstützung durch regionale Partner, da mit der Lieferung von Abwasser auf niedrigem Temperaturniveau oftmals nur wenig Geld einbringt, aber die Nutzer mit Wärmepumpen ein deutliches Potential zur Dekarbonisierung haben.

Die nachfolgende Tabelle 2 zeigt eine **Übersicht für die aufgeführten Beispiele** hinsichtlich Motivation, Beitrag zur Dekarbonisierung und potentiellen wirtschaftlichen Erfolg.

Tabelle 2 Analyse der Beispiele

Beispiel	Motivation der Industrie	Beitrag zur Dekarbonisierung	Wirtschaftlicher Erfolg
Energie aus Abfällen der Pharmaindustrie	<ul style="list-style-type: none"> - Verbesserung in der Nachhaltigkeit - CO₂ Minimierung - Verwertung und Reduktion pharmazeutischer Abfälle 	<ul style="list-style-type: none"> - Nutzung biologischer Abfallstoffe zur Strom- und Wärmeproduktion. - Im Vergleich zur energetischen Nutzung von landwirtschaftlicher Biomasse besteht keine Nutzungskonkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion. 	<ul style="list-style-type: none"> - Kostenreduktion durch Abfallminderung und Waste to Energy - Investition in neue Technologie und Betrieb - bei Eigennutzung kein Zukauf Gas von Dritten - Wegfall von teuren Zertifikaten für CO₂-Emissionen bei Einsatz biogener Brennstoffe
EE-Strom und Wasserstoff in der Stahlproduktion	<ul style="list-style-type: none"> - Als wesentlicher CO₂ Emittent der Industrie hoher politischer Druck - Einsatz von EE-Strom verbunden mit der Forderung an stabile Energieversorgung 	<ul style="list-style-type: none"> - Vorrangiges Potential der Dekarbonisierung in einem Verfahrenswechsel vom konventionellen Hochofen-Konverter mit 100% Erdgasinsatz zur Direktreduktion (ca. 2/3 CO₂ Reduktion) - Weitere Dekarbonisierung durch Substitution von Erdgas durch grünen Wasserstoff möglich 	<ul style="list-style-type: none"> - Hoher Investitionsbedarf in Verfahrensroutenwechsel - Reduzierte CO₂-Emissionen bedeutet weniger Zukauf von teuren Zertifikaten für CO₂-Emissionsrechte - Kostenfaktor grüner Wasserstoff daher Investition in eigenen Elektrolyseur
Abwärmenutzung der Lebensmittelindustrie	<ul style="list-style-type: none"> - Imageverbesserung durch Umstellung auf EE-Energieversorgung - Versorgung benachbarter Wohngebäude mit Abfallwärme 	<ul style="list-style-type: none"> - Warmwasser aus Kältebereitstellung reduziert Strombedarf von angekoppelten Wärmepumpen. - Im Vergleich zu Erdgas- und Ölheizungen CO₂-Reduktionen über 50%. - Nutzung der Abwärme, die ansonsten ungenutzt bleibt; - Verdrängung von fossilen Energieträgern 	<ul style="list-style-type: none"> - Finanzieller Ausgleich für die Industrie als Lieferant von Niedrigwärme ist nur auf Basis regionaler Verträge machbar - Fördermittel für Betreiber der Wärmepumpen. - Hohe Investitionen in Wärmeverteilnetze nur mit begleitender lokaler Bauvorschrift durchsetzbar

Die Industrie ist gewillt, einen wesentlichen Beitrag für die Dekarbonisierung zu leisten, nur steht sie auch unter internationalem Wettbewerbsdruck. Die Finanzierung der Maßnahmen zur Dekarbonisierung muss sich für die Unternehmen langfristig auszahlen.

Die Beispiele machen deutlich, dass die Maßnahmen zum Einsatz von erneuerbaren Energien sehr unterschiedliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit bzw. auf Investitionen haben: **Die Dekarbonisierung kann**

- hohe Investitionen und Prozessumstellungen fordern
- eine Umstellung in der Wirtschaftsweise erfordern und sogar
- Zusatzerlöse ermöglichen.

Unter der **Berücksichtigung der technologischen Machbarkeit** eines Wechsels des eingesetzten Energieträgers, der Verfügbarkeit der erneuerbaren Energiequellen und des damit verbundenen finanziellen Aufwands wird abgewogen, ob die benötigte Energie direkt, transportiert oder in Form von Herkunftsnachweisen bzw. von Zertifikaten bezogen werden soll. Es findet je industrieller Anwendung und örtlichen Gegebenheiten eine Abwägung statt, welche Maßnahme zu Dekarbonisierung für das jeweilige Unternehmen die beste Option darstellt. Hierbei sind neben der Einhaltung der gegebenen Regularien je Positionierung der Industrie im Markt die Imagepflege nach Innen und Außen ein wesentliches Entscheidungskriterium.

Die **Rolle und Weiterentwicklung der Nachweisführung** erneuerbarer Energien innerhalb von Dekarbonisierungsstrategien der Industrie wird durch das Potential eines wirtschaftlichen Vorteils getrieben. Der Wert der „grünen“ Energie und auch die Bereitstellung von Produkten unter Einsatz „grüner“ Energie ggf. auch durch einen höheren Marktpreis bedarf politischer Anreize, um die Mehraufwendungen zu rechtfertigen.

Es ist die **Aufgabe des Gesetzgebers, die Rahmenbedingungen so gestalten, dass es für die Betriebe wirtschaftlich wird**. Aktuell sind die Rahmenbedingungen komplex gestaltet, was auch den unterschiedlichen Vorstellungen der Länder in der EU zu der Umsetzung der RED II geschuldet ist.

Es muss mit **gezielten Anreizen zum Wettbewerbsvorteil werden, lokale Opportunitäten zu heben** (z.B. Substrat- bzw. Abwärmenutzung). Viele Potentiale, können nur mit gemeindepolitischen Vorgängen, wie Genehmigungsverfahren zur Verlegung von Nahwärmenetzen usw. gehoben werden. Ein Gesinnungswandel wird auch auf kommunaler Ebene stattfinden müssen.

Ein kurzfristiges „**Return of Invest**“-**Verhalten steht konträr zu Investitionen**, die heute zu tätigen sind und erst langfristig sich auszahlen. Ein Umdenken auf strategisch langfristige Investitionen ist erforderlich. Eine Investition lohnt sich dann schon heute, wenn gesetzlich verankerte Anreize, aber auch Verpflichtung zu Klimaschutz geschärft werden.

Europa hat viele Jahrzehnte eine führende Rolle in der technologischen Entwicklung gespielt und muss sich vornehmen in der Zukunft mit seiner Industrie Vorreiter im Klimaschutz zu werden. Viele technologische Ansätze sind dafür vorhanden, die gesetzlichen Regelungen und Verordnungen müssen diese Entwicklung unterstützen. Gegebenenfalls sind auch protektionistische **Maßnahmen erforderlich, um die Transformation Europas zu Klimaschutz und deren Industrie zu schützen** (z.B. CBAM).

Letztlich muss der Wille in Europa gegeben sein, gemeinsam zu handeln.

Abbildungen

Abbildung 1 Bezugsmodelle.....	11
Abbildung 2 Beziehung zwischen ISO14060 Familie und GHG-Standards	14
Abbildung 3 Biomasse Wertschöpfungskette	25
Abbildung 4 Optionen für die Nutzung biogener Abfälle aus der Industrie	26
Abbildung 5 Beispiel Biomethanproduktion&-nutzung / Pharmaindustrie	28
Abbildung 6 Treibhausgasemissionen der deutschen Stahl-Industrie 2017.....	32
Abbildung 7 Stahlproduktion Verfahrenswechsel mit Wasserstoffnutzung.....	34
Abbildung 8 Zeitrahmen für Verfahrens- und Versorgungswechsel	36
Abbildung 9 Einfluss EHS Zertifikate auf Produktionskosten.....	38
Abbildung 10 CO ₂ -Grenzausgleich Schematische Darstellung.....	38
Abbildung 11 Abwärmenutzung von der Lebensmittelindustrie	39

Tabellen

Tabelle 1 Verpflichtende, angereizte und freiwillige Maßnahmen zur Emissionsminderung.....	17
Tabelle 2 Analyse der Beispiele	46

Literatur

- [Bowe u. Girbig 2021] BOWE, Stephan ; GIRBIG, Paul: Nachweissysteme für erneuerbare Energien. https://go4industry.com/wp-content/uploads/2021/11/2021-11-01_GreenGasAdvisors_G1_Nachweissysteme_fuer_erneuerbare_Energie.pdf. Version: November 2021. – Bericht im Rahmen des Projekts GO4Industry (Grundlagen, Teil 1)
- [Bowe u. Girbig 2022] BOWE, Stephan ; GIRBIG, Paul: Vorschlag für ein umfassendes Nachweissystem für erneuerbare Gase und flüssige Brennstoffe. https://go4industry.com/wp-content/uploads/2021/11/2021-11-01_GreenGasAdvisors_G1_Nachweissysteme_fuer_erneuerbare_Energie.pdf. Version: Juli 2022. – Bericht E2 im Rahmen des Projekts GO4Industry (Energieträger, Teil 2), gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (FKZ: UM20DC003)
- [BEW 2022], Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), 9/2022: Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) Url https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html
- [BDI e.V. 2021] BUNDESVERBAND DER DEUTSCHEN INDUSTRIE E.V. (BDI): Towards the 2030 reference architecture – Essential building blocks for moving from targets to smart action. <https://bdi.eu/publikation/news/europaeischer-green-deal-bdi-eckpunkte-fuer-die-umsetzung0/>. Version: März 2021. – POSITION PAPER | EUROPEAN GREEN DEAL | “FIT FOR 55”
- [BDI e.V. 2022] BUNDESVERBAND DER DEUTSCHEN INDUSTRIE E.V. (BDI): EEG-Novellierung März 2022. – POSITION | ENERGIEPOLITIK | ERNEUERBARE ENERGIEN
- [BAnz 44.2021] Bundesgesetzblatt Jahrgang 2021 Teil Nr. 44 zu Bonn am 19. Juli 2021 Verordnung zur Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021 und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften. Url: [https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBL&start=/*\[@attr_id=%2527bgbl121s2860.pdf%2527\]#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl121s2860.pdf%27%5D__1663326135041](https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBL&start=/*[@attr_id=%2527bgbl121s2860.pdf%2527]#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl121s2860.pdf%27%5D__1663326135041)
- [DIHK e.V. 2020] DIHK DEUTSCHER INDUSTRIE- UND HANDELSKAMMERTAG E.V.: Stellungnahme des DIHK zum EEG. <https://www.dihk.de/re-source/blob/33436/b657df1ecd978665103604fa54f9b272/dihk-stellungnahme-ee-2021-data.pdf>. Version: November 2020
- [DIHK e.V. 2021] DIHK DEUTSCHER INDUSTRIE- UND HANDELSKAMMERTAG E.V.: Energiewende-Barometer 2021 Unternehmensumfrage zur Umsetzung der Energiewende. <https://www.dihk.de/de/themen-und-positionen/wirtschaftspolitik/energie/energiewende-barometer-2021-58402>

- [DIHK e.V. 2022] DIHK DEUTSCHER INDUSTRIE- UND HANDELSKAMMERTAG E.V.: Stellungnahme des DIHK zum Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor (EEG-Novelle). Url: <https://www.dihk.de/de/dihk-positionen-zu-nationalen-gesetzesvorhaben-8982>
- [EEG 2021] EEG: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/index.html. Version: 2021
- [GEG 2020] GEG: Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden. <https://www.gesetze-im-internet.de/geg/>. Version: August 2020
- [Jürgen Kukuk (ASUE) 2020] JÜRGEN KUKUK (ASUE): GEG 2020: Einsparungen durch den Einsatz von Biomethan. https://asue.de/sites/default/files/asue/themen/gesetze_verordnungen/2020/20200708_ASUE_GEG%202020_Einsparungen%20durch%20den%20Einsatz%20von%20Biomethan.pdf. Version: Oktober 2020
- [KPMG-WWF, 2015] Simone Fischer; Tobias Hartmann; Christian Hell; Gerd Krause;; Kosten-Nutzen-Analyse-Klimareporting-Gesamtstudie – ISBN 978-3-946211-01-3 URL: <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/pdf/2015/10/kpmg-wwf-cdp-kosten-nutzen-analyse-klimareporting-gesamtstudie.pdf>
- [RED II 2018] RED II: DIRECTIVE (EU) 2018/2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32018L2001>. Version: Dezember 2018
- [Styles u. Claas-Reuther 2022] STYLES, Dr. A. ; CLAAS-REUTHER, Jonathan: Herkunftsnachweise für Wärme und Kälte. <https://go4industry.com/waerme-und-kaelte-e3/>. Version: September 2022. – Bericht im Rahmen des Projekts GO4Industry (Energieträger, Teil 3), gefördert durch das BMWK (FKZ: UM20DC003)
- [Dröge 2021] SUSANNE DRÖGE (SWP): Ein CO₂-Grenzausgleich für den Green Deal der EU – Funktionen, Fakten und Fallstricke. <http://dx.doi.org/0.18449/2021S09/>. Version: Juli 2021
- [VIK e.V. 2021] VIK VERBAND DER INDUSTRIELLEN ENERGIE- UND KRAFTWIRTSCHAFT E.V.: VIK-Stellungnahme zu der Novellierung des EEG 2021. <https://www.vik.de/stellungnahmen/vik-stellungnahme-zu-den-anforderungen-an-eine-novellierung-des-eeg-2021/>. Version: April 2021
- [WV-Stahl 2021] VIK VERBAND DER INDUSTRIELLEN ENERGIE- UND KRAFTWIRTSCHAFT E.V.: STAHL-ONLINE-NEWS 2021: Stahlindustrie besorgt über hohe CO₂-Kosten.Url <https://www.stahl-online.de/stahl-online-news/stahlindustrie-besorgt-ueber-hohe-co2-kosten/>

[WV-Stahl 2022] VIK VERBAND DER INDUSTRIELLEN ENERGIE- UND KRAFTWIRTSCHAFT E.V. 2: Stahlindustrie fordert schnelles Tempo bei Eindämmung der Energiekosten, Sept 2022. StatementEnergieministerrat.pdf;Url: https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2022_09_09_Statement_Energieministerrat.pdf