



Klimaneutralität in Verteilnetzen

Whitepaper

Dezember 2021



Inhalt

Vorwort von Thekla Walker MdL, Ministerin für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg	3
Vorwort der Netzbetreiberinitiative „Klimaneutralität im Verteilnetz“	4
Vorwort KPMG	6
Management Summary	7
1 Einleitung	8
2 Aufgaben, Funktionen und Rechtsrahmen	11
2.1 Übersicht Strom- und Gasnetzbetreiber in Deutschland	11
2.2 Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen	13
Exkurs: Beschaffung von Verlustenergie	14
3 Emissionen auf Basis des Greenhouse Gas Protocol bilanzieren	16
3.1 Das Greenhouse Gas Protocol als Standard zur THG-Bilanzierung und Berichterstattung	16
3.2 Setzen von organisatorischen und operativen Systemgrenzen	17
4 Emissionsquellen identifizieren	19
4.1 Emissionsquellen nach Hauptprozessen	19
4.2 Bilanzierung der Emissionsquellen zu den betroffenen Scopes	21
4.3 Der THG-Fußabdruck eines Verteilnetzbetreibers	26
5 Emissionsbilanzen nutzen	28
5.1 Informationen validieren und verifizieren	28
5.2 Festlegung von Zielen und Unterstützung von Klimazielen	28
6 Fazit	31
Literaturverzeichnis	32
Europäische Verordnungen und Richtlinien	33
Abbildungsverzeichnis	34
Abkürzungen	35
Kontakt	36

Vorwort von Thekla Walker MdL, Ministerin für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

Die Weltklimakonferenz hat sich im Jahr 2015 auf das verbindliche Ziel geeinigt, die Erderwärmung auf deutlich unter zwei Grad Celsius zu begrenzen. Dies war das dringend benötigte Aufbruchssignal, um die größte Herausforderung der Menschheit gemeinsam bewältigen zu können. Deutschland will bis Ende des Jahrzehnts seine Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um fast zwei Drittel verringern. Baden-Württemberg strebt bis zum Jahr 2040 die Klimaneutralität an. Weltweit haben Staaten und Regionen ambitionierte Ziele. Erreichbar sind sie nur, wenn Politik, Wirtschaft und Gesellschaft gemeinsam daran arbeiten.

Der Energiewirtschaft kommt dabei eine bedeutende Rolle zu, denn die Energiewende ist eine der tragenden Säulen beim Klimaschutz. Zum Aufbau einer klimafreundlichen, sauberen und sicheren Energieversorgung gehören der Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der Windkraft und der Photovoltaik, aber auch der konsequente Ausstieg aus der Atom- und der Kohleindustrie. Eine wichtige Rolle nimmt dabei der Netzausbau ein. Denn ein ausreichend dimensioniertes Stromnetz ist für die Versorgungssicherheit unerlässlich. Im künftigen Übertragungsnetz wird mehr Windstrom aus dem Norden in unsere Industrieregionen geleitet werden. Im Verteilnetz müssen wir parallel die Anschlussfähigkeit der erneuerbaren Energien verbessern. Auch Wasserstoff hat ein großes Potenzial, um die Energiewende und den Klimaschutz voranzubringen und mittel- bis langfristig Erdgasanwendungen zu ersetzen. Baden-Württemberg soll im Bereich der klimafreundlichen Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie als führender Wirtschaftsstandort etabliert werden. Dazu sind Anpassungen auch im Gasnetz erforderlich.

Der Weg zur Klimaneutralität stellt uns vor große Herausforderungen. Die Politik muss den Rahmen setzen, wobei die sichere, bezahlbare und umweltfreundliche Energieversorgung für das Land im Blick bleiben muss.

Es freut mich, dass sich zahlreiche Unternehmen auf den Weg machen in Richtung Klimaneutralität. Ich betrachte sie als wertvolle Partnerinnen und Partner auf dem Weg, unsere Klimaschutzziele zu erreichen. Die Initiative der Netzbetreiber „Klimaneutralität in Verteilnetzen“ ist ein wichtiger Leuchtturm auf diesem Weg in eine klimaneutrale Zukunft. Für die geplanten Schritte zur CO₂-Neutralität in diesen Unternehmen wünsche ich daher bei der Umsetzung viel Erfolg.



Umweltministerium BW/Regenscheit

Thekla Walker MdL
Ministerin für Umwelt, Klima und
Energiewirtschaft Baden-Württemberg

Vorwort der Netzbetreiberinitiative „Klimaneutralität im Verteilnetz“

Der Klimawandel betrifft uns alle – sowohl persönlich als auch als geschäftliche Akteure. Wir als Verteilnetzbetreiber haben dabei nicht nur die Aufgabe, die Infrastruktur für eine klimaneutrale Energie-, Wärme- und Verkehrswende zu schaffen und sicher zu betreiben, ebenso müssen und wollen wir auch als Unternehmen die notwendigen Anstrengungen zur Erreichung einer klimaneutralen Gesellschaft mitgestalten.

Aus einem unternehmensübergreifenden Projekt zur Beschreibung des CO₂-Fußabdrucks von Verteilnetzbetreibern ist eine Arbeitsgruppe entstanden, die sich in den letzten Monaten intensiv mit der sachgerechten Erfassung und Bilanzierung von Treibhausgasemissionen sowie deren Vermeidung beschäftigt hat. Dahinter steht vor allem die Idee, auch andere Verteilnetzbetreiber zu ermutigen, den Weg in Richtung Klimaneutralität zu beschreiten, und hierfür wichtige Arbeitsergebnisse mit der gesamten Branche zu teilen.

Wir konnten die KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft für dieses Projekt gewinnen, die selbst an den Standards des sogenannten Greenhouse Gas Protocol mitwirkt und unsere Arbeiten einer kritischen Prüfung unterzogen hat. Das Ergebnis haben wir in der vorliegenden Veröffentlichung aufgearbeitet.

Besonders hervorheben möchten wir dabei ein für alle Netzbetreiber in Europa wichtiges Thema, das uns bei unserer Projektarbeit gleich zu Anfang überrascht – um nicht zu sagen irritiert und verwundert hat. Die jetzigen europäischen und speziell nationalen Vorgaben im Energie- und Regulierungsrecht machen es Netzbetreibern in einem wesentlichen Punkt sehr schwer, einen planvollen und rechtssicheren Weg in Richtung Klimaneutralität einzuschlagen. Daher widmen wir dem Thema Verlustenergie einen eigenen Abschnitt in unserer Dokumentation. Um eine klimaneutrale Gesellschaft zu erreichen wird es notwendig sein, die Optionen von Netzbetreibern zur Erreichung einer klimaneutralen Unternehmenstätigkeit auch rechtlich und regulatorisch zu stärken bzw. sie überhaupt erst zu entwickeln. Gemeinsam mit unseren Kolleginnen und Kollegen in der Branche werden wir weiterhin auf die Politik und die Behörden zugehen und auf diesen offensichtlichen Handlungsbedarf auf dem Weg in eine klimaneutrale Gesellschaft hinweisen.

Unser Dank geht an dieser Stelle besonders an alle Mitwirkenden, die Zeit und Mühe in dieses Projekt eingebracht haben – wir hoffen sehr, dass die Ergebnisse unserer Kolleginnen und Kollegen in der Branche einen wertvollen Beitrag zur Erreichung unserer Nachhaltigkeits- und speziell Treibhausgasminderungsziele leisten können.



Dr. Christoph Müller

Vorsitzender der Geschäftsführung
Netze BW GmbH, Stuttgart



Milan Hampel

Vorsitzender des Vorstands
PREdistribuce, a.s., Prag



Gerhard Hansmann

Geschäftsführung
Netzgesellschaft Düsseldorf mbH



Harald Hauser

Geschäftsführung
Stuttgart Netze GmbH



Joachim Pfister

Geschäftsführung
ED Netze GmbH, Rheinfelden



Matthias Steiner

Geschäftsführung
Netze ODR GmbH, Ellwangen



Andreas Schick

Geschäftsführung
Netze-Gesellschaft Südwest mbH,
Ettlingen



Andreas Händle

Geschäftsführer
NHF Netzgesellschaft
Heilbronn-Franken mbH

Vorwort KPMG

Ein wesentliches Ziel der Klimakonferenz in Glasgow, besser bekannt als COP26, waren die Verhandlungen über die Umsetzung von Artikel 6 des Pariser Abkommens – das sogenannte „Regelbuch“ zur Kontrolle, ob Vertragsstaaten ihre Verpflichtungen einhalten. Dieses Regelbuch ist auch die Voraussetzung für den Aufbau eines internationalen Emissionshandels oder für freiwillige Kompensationsmaßnahmen der Industrie. Auf dieser Basis sollen Transparenz und Umweltintegrität der internationalen Kohlenstoffmärkte sichergestellt werden.

Nicht nur auf Makroebene, sondern auch auf Unternehmensebene rücken Nachhaltigkeitsthemen zunehmend in den Fokus – nicht zuletzt aufgrund der EU-Taxonomie. Auch bestätigen Studien, dass Transparenz und Validität der sogenannten nicht finanziellen Erklärungen bei den Anlageentscheidungen des Asset-Managements eine immer größere Rolle spielen.

Deshalb werden aus unserer Sicht einheitliche Standards immer wichtiger. Für die Bilanzierung von Treibhausgasemissionen hat sich mit dem Greenhouse Gas Protocol ein solcher Standard herausgebildet, an dessen Erarbeitung auch KPMG mitgewirkt hat.

Darüber hinaus arbeiten das aus der IFRS-Stiftung hervorgegangene International Sustainability Standards Board (ISSB) sowie die European Financial Reporting Advisory Group (EFRAG) an der Weiterentwicklung neuer Standards für Nachhaltigkeitsberichte. Perspektivisch soll es eine weltweit konsistente, vergleichbare und verlässliche Nachhaltigkeitsberichterstattung geben.

Die Energiebranche im Allgemeinen und die Netzbetreiber im Besonderen werden in den nächsten Jahren ihren Beitrag zur Nachhaltigkeit leisten. Gerne werden wir uns in die Fachdiskussionen einbringen.

Unser Dank gilt allen Mitwirkenden an diesem Whitepaper, ohne die diese Publikation nicht hätte möglich werden können.



Michael Salcher

Vorstand,
Leiter Energie und Rohstoffe
KPMG AG
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Management Summary

Doppelverantwortung der Verteilnetzbetreiber

Das Erreichen von Klimaneutralität ist für viele Unternehmen eine große Herausforderung. Insbesondere die Energiewirtschaft steht im Fokus, ihren Beitrag zu einer klimaneutralen Gesellschaft zu leisten – nicht zuletzt die Verteilnetzbetreiber in ihrer Doppelrolle als Unternehmen mit eigenem CO₂-Fußabdruck einerseits und andererseits ihrem Auftrag, die Infrastruktur zu schaffen und zu betreiben, die notwendig ist, um die Energiewende mittels dezentraler, regenerativer Energieerzeugung zu realisieren.

Treibhausgasemissionen bilanzieren

Eine Grundvoraussetzung, um die eigenen Treibhausgasemissionen zu verstehen und entsprechende Maßnahmen zur Reduktion einleiten zu können, ist die verifizierbare Bilanzierung von Treibhausgasen (THG). Mit dem Greenhouse Gas Protocol (GHGP) steht hierzu ein anerkanntes Verfahren zur Verfügung. Weitere Vorgaben ergeben sich aus bestehenden internationalen und nationalen Standards, deren Besonderheiten auf den Verteilnetzbetrieb übertragen werden müssen. Schließlich ist neben dem Rechtsrahmen auch der Regulierungsrahmen zu berücksichtigen und in der Bilanzierung abzubilden.

GHGP bei Netzbetreibern umsetzen

In einem Projekt haben sich acht Verteilnetzesellschaften¹ zusammengeschlossen, um das GHGP für die Umsetzung im Netzbetrieb auszulegen und eine Empfehlung zur Bilanzierung von THG für einen Netzbetreiber zu entwickeln. KPMG als Mitwirkende an den GHGP-Standards hat den Erstellungsprozess und die Diskussionen begleitet.

Dieses Whitepaper kann und soll als Blaupause für andere Verteilnetzbetreiber betrachtet werden – sowohl für den Erstellungsprozess einer THG-Bilanz als auch für die zu berücksichtigenden Emissionsquellen.

Adaptieren der Emissionskategorien

Die Standardbilanz unterteilt die Emissionen entsprechend dem GHGP nach drei Kategorien in direkte Emissionen (Scope 1), indirekte Emissionen (Scope 2) sowie vor- und nachgelagerte Emissionen (Scope 3). Für jeden dieser Scopes definiert das GHGP Emissionskategorien. Sie wurden an die Spezifika von Verteilnetzbetreibern angepasst, um zu einer Standardbilanz für Verteilnetzbetreiber zu kommen.

Daten erheben und zertifizieren

Neben der Systematik einer Standardbilanz enthält diese Veröffentlichung wichtige Hinweise zur Erhebung von Daten sowie zur Validierung und Verifizierung von Informationen im Zertifizierungsprozess. Die Erstellung einer THG-Bilanz ist jedoch kein Selbstzweck, sondern dient einer systematischen Erfassung von Emissionen, um sie strukturiert zu reduzieren. Daher enthält diese Veröffentlichung auch eine Übersicht über das Reduktionspotenzial von verschiedenen Maßnahmen im Tätigkeitsbereich eines Verteilnetzbetreibers.

Empfehlungen zum Rechtsrahmen

Schließlich spricht dieser Bericht Empfehlungen für sinnvolle – teilweise dringend notwendige – Anpassungen im europäischen und nationalen Rechtsrahmen aus, um bislang bestehende rechtliche Hemmnisse oder sogar Barrieren für die THG-Reduktion bei Verteilnetzbetreibern aufzulösen.

¹ Netze BW GmbH, Netzgesellschaft Düsseldorf mbH, ED Netze GmbH, Netze-Gesellschaft Südwest mbH, PREdistribuce a.s., Stuttgart Netze GmbH, Netze ODR GmbH, NHF Netzgesellschaft Heilbronn-Franken mbH

1

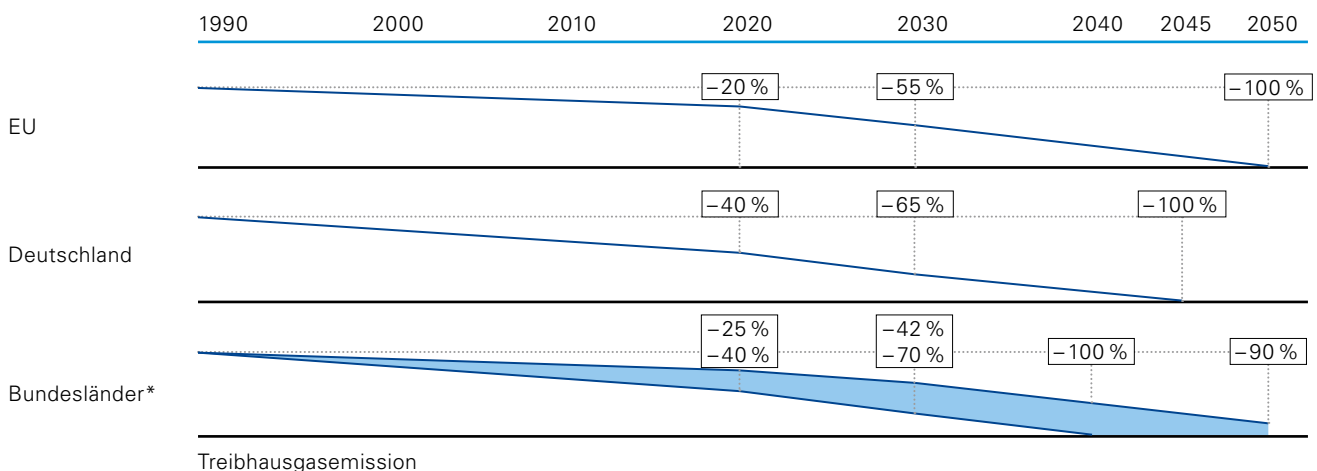
Einleitung

Der Klimaschutz gehört zu den größten Herausforderungen unserer Zeit und stellt uns vor eine große Gestaltungsaufgabe. Seit der UN-Konferenz für Umwelt und Entwicklung 1992 in Rio de Janeiro, die als Meilenstein für die Integration von Umwelt- und Entwicklungsbestrebungen gilt, wurden die Ziele und Bestrebungen zu Klimafragen der internationalen Gemeinschaft stetig verschärft. Mit dem Paris-Abkommen von 2015 einigten sich 195 Vertragsparteien darauf, alle Maßnahmen zu ergreifen und den globalen Temperaturanstieg auf 2 Grad Celsius, vorzugsweise 1,5 Grad Celsius zu begrenzen. Auch das Greenhouse Gas Protocol (GHGP) existiert schon seit über zwanzig Jahren. Der Umgang damit änderte sich jedoch erst in den letzten Jahren, seit die Folgen des Klimawandels immer offensichtlicher werden. Dies spiegelt sich mittlerweile sowohl in den Klimazielen der Politik als auch denen der wirt-

schaftlich und gesellschaftlich Agierenden wider. Es werden nicht nur Ziele definiert, sondern auch konkrete Maßnahmen hinterlegt und eingefordert. Der nächste Meilenstein im internationalen Klimaschutz war die 26. UN-Klimakonferenz, die vom 31. Oktober bis 12. November 2021 in Glasgow stattgefunden hat.

Neben den europäischen Vorgaben bestehen ein Bundesfahrplan und Länderfahrpläne zur Klimaneutralität. Einige Städte und Kommunen, wie zum Beispiel Berlin, Düsseldorf oder Heidelberg, haben sich eigenständige Klimaziele gegeben. Städte wie München, Stuttgart oder Heidelberg sind Mitglieder bei Energy Cities, einem Zusammenschluss europäischer Gemeinden, die eine langfristige lokale Energiepolitik mit teilweise strengen Klimazielen verfolgen.

1 Reduktionsziele CO₂



* Ehrgeizige Klimaziele haben beispielsweise Bayern, Berlin und Nordrhein-Westfalen; hier wird die Spannweite der Klimaziele der einzelnen Bundesländer abgebildet.

Quelle: KPMG in Deutschland, 2021

Grundsätzlicher Maßstab für die Klimaziele sind die Vereinbarungen der UN-Klimarahmenkonvention und ihrer Zusatzprotokolle, des Kyoto-Protokolls von 1997 und des Paris-Abkommens von 2015, in denen Emissionsziele für Treibhausgase festgelegt worden sind. So ergeben sich verbindlich vorgegebene THG-Reduktionsziele auf den unterschiedlichen politischen Ebenen (siehe Abbildung 1, Seite 8).

Das europäische Klimaziel sieht das Erreichen der Klimaneutralität bis 2050 vor. Dazu erhalten die jeweiligen Mitgliedschaften THG-Budgets, die eine Reduzierung der THG-Emissionen um 55 Prozent bis 2030 vorsehen. Konkrete Maßnahmen dazu wurden im „Fit for 55“-Paket im Juli 2021 von der EU-Kommission vorgestellt.

Die Bundesregierung hat seit 2019 ein Klimaschutzgesetz, das Vorgaben für die jeweiligen Sektoren regelt. Die letzte Anpassung erfolgte im August 2021, nachdem das Bundesverfassungsgericht die bisherigen Ziele als verfassungswidrig einstufte. Das neue Ziel ist die Klimaneutralität bis 2045.²

Darüber hinaus haben einzelne Bundesländer eigene Klimaneutralitätsziele formuliert. So strebt das Land Baden-Württemberg die Klimaneutralität bis zum Jahr 2040 an.³

Für die einzelnen Unternehmen bedeuten diese Klimaschutzvorgaben, dass im Allgemeinen ein Informationsinteresse der einzelnen Interessengruppen über die Reduktion von Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) besteht. Im Folgenden werden diese Interessen je Gruppe weiter differenziert:⁴

- Gesetzgebung und Politik konzentrieren sich auf die Einhaltung gesetzlicher Verpflichtungen sowie die weitere Planung über gegebenenfalls neue Regulierungsinstrumente.
- Aus Sicht von Investmentgesellschaften und Finanzinstituten stehen die finanziellen Auswirkungen der Risiken und Chancen im Vordergrund. Hierzu müssen Informationen zu THG-Emissionen und Klimastrategien eines Unternehmens bewertet werden. Darüber hinaus

sind auch andere Kennzahlen, beispielsweise qualitative Einschätzungen als Abbild einer professionellen Unternehmensführung von Interesse.

- Kommunen sind in ihrer Rolle als Konzessionsgeberinnen eine wichtige Anspruchsgruppe. In den Konzessionsvergabeverfahren vieler Kommunen spielt das Thema Klimaneutralität bei den Vergabekriterien eine große Rolle. Daher ist es für Verteilnetzbetreiber wichtig, sich mit der Umsetzung von Klimazielen auseinanderzusetzen.
- Die breite Öffentlichkeit und Nichtregierungsorganisationen (NGOs) stellen Anforderungen an die Verantwortung von Unternehmen und die positiven wie negativen Auswirkungen ihrer Geschäftstätigkeit auf das Klima und die Gesellschaft.
- Geschäftsbeteiligte, wie Zulieferfirmen, kooperierende und abnehmende Unternehmen, die eine eigene Klimastrategie verfolgen, müssen im Rahmen ihrer eigenen Wertschöpfungskettenanalyse alle Beteiligten einbeziehen und entwickeln dementsprechend eigene, auch für sie passgenaue Anforderungen und Maßnahmen.
- Konsumentinnen und Konsumenten entscheiden sich beim Einkauf zunehmend für Unternehmen, die ihre Verantwortung für gesellschaftliche Themen, etwa den Klimawandel, ernst nehmen und über ihre Klimadaten und -strategien transparent berichten.

THG-Emissionen und ihre Auswirkungen auf unternehmerische Chancen und Risiken sind nicht immer eindeutig ermittelbar. Sie sind vielmehr in einem vielschichtigen Geflecht aus Ursachen und Wirkungen zu sehen. Tatsächliche und künftig mögliche regulatorische Anforderungen haben dann allerdings direkte Auswirkungen auf die Unternehmensbilanz oder die Gewinn-und-Verlust-Rechnung.

So könnte zum Beispiel eine Regulierung von THG-Emissionen oder Effizienzstandards zu höheren Kosten bei den Zulieferunternehmen führen, die diese Kosten an ihre Geschäftsverbindungen weitergeben. Das Wissen um das Ausmaß der THG-Emis-

² Für die Energiewirtschaft führt die Anpassung des Klimaschutzgesetzes (2021) zu einer Reduktion der Jahresemissionsmenge für das Jahr 2030 von 175 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent auf 108 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent. Im Jahr 2024 erfolgt eine Festlegung der jährlichen Minderungsziele pro Sektor für die Jahre 2031 bis 2040. Spätestens 2032 werden die jährlichen Minderungsziele für die Jahre 2041 bis 2045 festgelegt. Vergleiche BMU (2021), Seite 24

³ Vergleiche BMWi (2021)

⁴ Vergleiche auch WWF/CDP (2014), Seite 10

sionen allein reicht nicht aus, um die finanziellen Folgen eines derartigen Risikos vollständig abschätzen zu können. Das Verständnis darüber, an welchen Stellen entlang der Wertschöpfungskette wesentliche THG-Emissionsquellen und damit verbundene Energieintensitäten liegen, kann aber dabei helfen, ein derartiges Risiko möglichst früh zu erkennen und gegenzusteuern.

Aus diesen Gründen besteht ein direkter Anreiz, potenzielle Risiken, die sich im Zusammenhang mit dem Klimawandel und seiner Bekämpfung ergeben, zu identifizieren und verstärkt in die Unternehmenssteuerung einzubeziehen.⁵

Damit Unternehmen standardkonform ihre Treibhausgasemissionen erfassen und in ein Berichtswesen überführen können, wurde 1997 das GHGP entwickelt. Ausgearbeitet wurde es vom World Resources Institute (WRI) und dem World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) in Zusammenarbeit mit vielen verbundenen Organisationen, unter anderem WWF, Shell und KPMG. Das Ziel war es, einen Standard für den Umgang mit den THG-Emissionen von Unternehmen zu finden, der international einheitlich angewendet werden kann. In erster Linie dient das GHGP nun der Erfassung und der Verifizierungsmöglichkeit von Treibhausgasemissionen. Hierbei wird zwischen verschiedenen Kategorien von THG-Emissionen unterschieden, den sogenannten Scopes. Direkte THG-Emissionen aus Quellen, die dem Unternehmen gehören oder von ihm direkt kontrolliert werden können, gehören zu Scope 1 – direkte THG-Emissionen. Indirekte Klimagasemissionen, die bei der Produktion von Elektrizität, Dampf, Fernwärme und -kälte entstehen und im Unternehmen verbraucht werden, werden in Scope 2 eingestuft – indirekte Emissionen. Indirekte Emissionen, die in Verbindung mit der Tätigkeit von Vorlieferanten, Dienstleistungsunternehmen sowie Kundinnen und Kunden entstehen – beispielsweise beim Abbau und Transport von Brennstoffen oder beim Gasverbrauch von Kunden und Kundinnen – werden schließlich in Scope 3 eingestuft. Die Erfassung der Daten zur Bestimmung der Scope-3-Emissionen kann sehr komplex sein, da viele Daten von

externen Organisationen eingeholt werden müssen. Deshalb ist die Entscheidung darüber, ob Scope-3-Emissionen vollständig oder nur teilweise in der Bilanz erfasst werden, dem Unternehmen überlassen – die vollständige Erfassung von Scope 3 ist im GHGP nicht verpflichtend.

Das GHGP hat sich als der verbreitetste Standard zur Erstellung von Treibhausgasbilanzen etabliert. So setzen rund 90 Prozent der Fortune-Global-500-Unternehmen bei ihrer THG-Bilanz auf dem GHGP auf. Andere Standards legen ebenfalls Wert auf Konsistenz mit dem GHGP, wie die ISO-14064-Normenreihe oder die Bilanzierungs-Systematik Kommunal (BISKO), ein Verfahren zur THG-Bilanzierung für Kommunen.

Aus diesem Grund werden wir uns an einigen Stellen mit der Vorgehensweise des GHGP auseinandersetzen. Darüber hinaus möchte das Whitepaper einen Überblick über die hohen Anforderungen geben, die an die Verteilnetzbetreiber hinsichtlich der Erreichung von Klimaneutralität gestellt werden.

Zunächst setzt sich das Whitepaper mit den Gründen für die Erstellung und den Anforderungen an eine Treibhausgasbilanz und mit der Berichterstattung darüber auseinander. Sodann werden die Systemgrenzen für Verteilnetzbetreiber definiert, um den Maßnahmenraum zu beschreiben und die relevanten Emissionsquellen zu verstehen. Der nächste Schritt beschäftigt sich mit den Datenerhebungsmöglichkeiten sowie der Datenaufbereitung. Abschließend folgt eine Diskussion des Validierungs- und Verifizierungsprozesses zur Finalisierung der THG-Bilanz eines Verteilnetzbetreibers.

2 Aufgaben, Funktionen und Rechtsrahmen

2.1 Übersicht Strom- und Gasnetzbetreiber in Deutschland

Verteilnetzbetreiber (VNB) betreiben Strom- und Gasnetze zur Verteilung der jeweiligen Energieform an den Endverbrauch. In der Regel umfassen stromverteilende Netze die Netzebenen Hoch-, Mittel- und Niederspannung, gasverteilende wiederum die Netzebenen Hoch-, Mittel- und Niederdruck. VNB übernehmen dabei lokale und je nach Netzgebiet regionale Systemverantwortung in ihren Netz-

ebenen und sind zuständig für den Netzanschluss von Endkundinnen und -kunden und von dezentralen Erzeugungsanlagen. Das Übertragungsnetz unterteilt sich in vier Regelzonen. Für sie sind die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW verantwortlich. Kerntätigkeiten der ÜNB sind der sichere Betrieb und der bedarfsgerechte Ausbau des Transportnetzes. Neben den vier ÜNB waren im Jahr 2020 bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) 874 Stromverteilnetzbetreiber erfasst (Abbildung 2).

2 Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Stromnetzbetreiber in Deutschland⁶

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Übertragungsnetzbetreiber	4	4	4	4	4	4
Verteilnetzbetreiber	880	875	878	890	883	874
Anzahl registrierter Netzbetreiber	884	879	882	894	897	878

Quelle: BNetzA (2021)

3 Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland⁷

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Fernleitungsnetzbetreiber	17	16	16	16	16	16
Verteilnetzbetreiber	714	715	717	718	708	704
Anzahl registrierter Netzbetreiber	731	731	733	734	724	720

Quelle: BNetzA (2021)

⁶ Vergleiche BNetzA/BKartA (2021), Seite 34

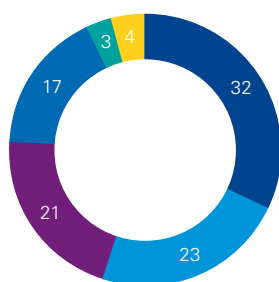
⁷ Vergleiche BNetzA/BKartA (2021), Seite 334

Das deutsche Gasnetz hat insgesamt eine Länge von rund 500.000 Kilometern.⁸ Neben dem Fernleitungsnetz hat Deutschland ein eng vermaschtes Gasverteilungsnetz, an das die Endverbraucherinnen und -verbraucher angeschlossen sind. Im Jahr 2020 waren 704 Gasverteilnetzbetreiber von der BNetzA erfasst (Abbildung 3, Seite 11).

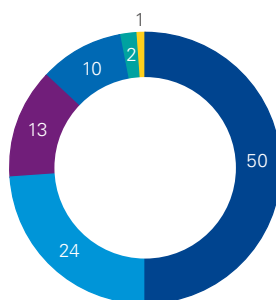
Wie in den nachfolgenden Grafiken dargestellt, sind die deutschen Strom- und Gasverteilnetzbetreiber stark fragmentiert. Die meisten betreiben kleine und mittlere Netze mit einer Gesamtlänge von maximal 1.000 Kilometern (Abbildung 4).

4 Verteilnetzbetreiber nach Netzlänge im Jahr 2019⁹ (Angaben in Prozent)

Strom



Gas



- 0 bis 250 km
- 251 bis 500 km
- 501 bis 1.000 km
- 1.001 bis 4.000 km
- 4.001 bis 8.000 km
- mehr als 8.000 km

Quelle: KPMG in Deutschland, 2021

⁸ Vergleiche BMWi (2021)

⁹ Vergleiche BNetzA/BKartA (2021), Seite 37 und 334

2.2 Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen

Die Rahmenbedingungen für die THG-Bilanzierung bei Verteilnetzbetreibern ergeben sich aus dem europäischen und nationalen Recht sowie der Regulierung durch die zuständigen Regulierungsbehörden.

Europarecht

Wesentliche Rechtsvorschriften mit Relevanz für die THG-Bilanzierung bei Verteilnetzbetreibern ergeben sich aus folgenden Richtlinien und Verordnungen:

- Binnenmarktrichtlinien Strom und Gas¹⁰
- Emissionshandelsrichtlinie¹¹
- Durchführungsverordnung über die Überwachung und Berichterstattung von Treibhausgasemissionen¹²
- Governance-Verordnung¹³
- Energieeffizienzrichtlinie¹⁴
- Erneuerbare-Energien-Richtlinie¹⁵

Während die Binnenmarktrichtlinien die Zuständigkeit der Regulierungsbehörden für die kostenbasierten Netzentgelte klären, erfolgen in der Energieeffizienzrichtlinie Vorgaben zum Energiemanagement im Unternehmen. Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive, RED) wiederum umfasst Vorgaben zum Anteil von erneuerbarem Strom am Bruttoendenergieverbrauch.

Die Energieeffizienzrichtlinie (Energy Efficiency Directive, EED) und die RED werden zur Zeit novelliert. In die EED soll nach Auffassung der Kommission auch die Verpflichtung aufgenommen werden, dass Netzbetreiber Energieeffizienzvorgaben erhalten sowie insbesondere ihren Anteil an Verlustenergie reduzieren müssen.¹⁶ EU-Richtlinien sind nicht unmittelbar wirksam und verbindlich, sondern sie müssen durch nationale Rechtsakte umgesetzt werden, um wirksam zu werden. Allerdings können die Richtlinien – auch vor einer Umsetzung – eine gewisse Vorwirkung entfalten. Es ist davon auszugehen, dass die diskutierten Novellierungen Auswirkungen auf nationales Recht und Regulierung haben werden.

Insgesamt zeigen die Entwicklungen und aktuellen Diskussionen, dass nicht nur in der Energiewirtschaft im Allgemeinen, sondern auch bei den Netzbetreibern im Besonderen Potenziale für Energieeffizienz und Klimaneutralität gesehen werden.¹⁷

Nationales Recht und nationale Regulierung

Wesentliche übergeordnete Gesetze für die THG-Bilanzierung bei Verteilnetzbetreibern sind:

- Energiewirtschaftsgesetz
- Erneuerbaren-Energien-Gesetz
- Klimaschutzgesetz
- Bundes-Immissionsschutzgesetz

Hieran schließen sich eine Reihe von Verordnungen an. Im Wesentlichen sind sie aus den oben genannten Richtlinien und Verordnungen abgeleitet.

Darüber hinaus sind für Netzbetreiber Regulierungsverordnungen wie

- die Netzentgeltverordnungen,
- die Netzzugangsverordnungen und
- die Anreizregulierungsverordnung einschlägig. Für die Regulierung auf Bundesebene ist die BNetzA zuständig.

Für Netzbetreiber ist insbesondere der rechtliche und regulatorische Umgang mit Netzverlusten bzw. die Beschaffung von Verlustenergie für die Erreichung von Klimaneutralität von Bedeutung. Daher wird dieses Thema im folgenden Exkurs gesondert behandelt.

¹⁰ Richtlinien 2003/54/EG und 2009/73/EG vom 13. Juli 2009

¹¹ Richtlinie 2003/87/EG vom 13. Oktober 2003

¹² Verordnung (EU) 2018/2066 vom 19. Dezember 2018

¹³ Verordnung (EU) 2018/1999 vom 11. Dezember 2018

¹⁴ Richtlinie 2012/27/EU vom 25. Oktober 2012 (Energy Efficiency Directive, EED)

¹⁵ Richtlinie 2009/28/EG vom 23. April 2009 (Renewable Energy Directive, RED)

¹⁶ Vergleiche Europäische Kommission: Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Energieeffizienz vom 14. Juli 2021, Artikel 9 (2) sowie Artikel 25 (3)

¹⁷ Vergleiche hierzu Diskussion um die EED-Novelle, beispielsweise in Lütkehus (2021)

Beschaffung von Verlustenergie

Verlustenergie: Haupttreiber des CO₂-Fußabdrucks in Stromnetzen

Die sogenannte Verlustenergie, die zum Ausgleich der unvermeidbaren Verluste beim Transport von Stromlieferungen durch ein Stromnetz vom Netzbetreiber beschafft werden muss, macht bei den Verteilnetzen mehr als 80 Prozent des gesamten Energieverbrauchs eines Netzbetreibers aus. Entsprechend groß ist auch der Beitrag der Verlustenergie zum CO₂-Fußabdruck, sofern die Verlustenergie nicht aus regenerativen Quellen stammt.

Optionen zur Verringerung des CO₂-Fußabdrucks durch Verlustenergie

Grundsätzlich bestehen für die Netzbetreiber die gleichen Optionen zur Beschaffung von Energie aus regenerativen Quellen – bzw. zur Kompensation der (indirekten) Emissionen aus der Energiebeschaffung – wie für andere Unternehmen auch:

- Beschaffung von Ökostrom – beispielsweise mittels Grünstromklauseln in den Ausschreibungsbedingungen für Verlustenergie oder Bezug von Ökostrom über Power Purchase Agreements (PPAs)
- Kompensation über European-Union-Emission-Trading-System(EU-ETS)-Zertifikate oder Voluntary-Emission-Reduction-Zertifikate (VER-Zertifikate)
- Beschaffung und Entwertung von Herkunftsnachweisen
- „Eigenerzeugung“ der Verlustenergie durch den Kauf oder Bau von Erneuerbare-Energien-Anlagen

Rechtliche Herausforderungen beim Bezug von grüner Verlustenergie

Allerdings schränkt der rechtliche und regulatorische Rahmen in Deutschland die für Netzbetreiber offenen Optionen massiv ein – was im Folgenden kurz skizziert wird.

Gemäß Artikel 19 Erneuerbare-Energien-Richtlinie¹⁸ müssen die EU-Mitgliedsstaaten den Nachweis über die Herkunft von erneuerbaren Energien sicherstellen. Zu diesem Zweck wurden in den Mitgliedsstaaten sogenannte Herkunftsnachweise (Guarantee of Origin, GoO) eingeführt, um den Ursprung von regenerativen Stromlieferungen zu kennzeichnen.¹⁹ In Deutschland ist eine Entwertung von Herkunftsnachweisen gemäß § 79 Abs. 5 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), § 30 Abs. 1 Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung (HkrNDV) an die Verwendung durch einen Letztverbraucher oder eine Letztverbraucherin gekoppelt. Verlustenergie wiederum wird in Deutschland nicht als Letztverbrauch im Sinne der Begriffsdefinitionen des EEG angesehen. Somit können Netzbetreiber für Verlustenergie keine Herkunftsnachweise entwerten lassen.

¹⁸ Richtlinie 2018/01/EU (Renewable Efficiency Directive II, RED II)

¹⁹ Vergleiche HIC (2021), Seite 6

Regulatorische Herausforderungen beim Bezug von grüner Verlustenergie

Gemäß § 10 Abs. 1 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) sind Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen verpflichtet, Verlustenergie in einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu beschaffen. Aufgrund dieser Anforderungen ist eine Beschaffung der Verlustenergie nur über ein Ausschreibungsverfahren oder direkt über die Strombörse erlaubt (Festlegung BK6-08-006). Verstöße dagegen können die Kostenanerkennung der Verlustenergie für den Netzbetreiber gefährden. Weiterhin schreibt § 22 Abs. 1 Satz 2 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vor, dass dem Ziel einer möglichst preisgünstigen Beschaffung der Verlustenergie Rechnung zu tragen ist.

Dies schließt eine Ausschreibung von grüner bzw. CO₂-freier Verlustenergie aus zwei Gründen aus: Einerseits führt die Ausschreibung grüner Energie aller Voraussicht nach zu Mehrkosten gegenüber einer Graustrombeschaffung, andererseits wäre die Vorgabe einer bestimmten Qualität diskriminierend gegenüber der konventionellen Stromerzeugung, da sie nicht durch Herkunftsnachweise qualitativ angeglichen werden kann.

Eigene Erzeugung grüner Verlustenergie

Mit dem Energiewirtschaftsgesetz 2005 wurde die Entflechtung des Netzbetriebs eingeführt (das sogenannte Unbundling). Das bedeutet, dass der Netzbetrieb von den Bereichen der Erzeugung und des Vertriebs unabhängig sein muss.²⁰ Somit ist es Netzbetreibern rechtlich nicht möglich, die notwendige Verlustenergie durch eine eigene Erzeugung von erneuerbaren Energien zu decken. Allenfalls für den Bereich des sonstigen (geringeren) Eigenverbrauchs eines Netzbetreibers ist die Produktion von grünem Strom (ungefördert), beispielsweise mittels Fotovoltaikanlagen auf Umspannwerken oder Betriebsgebäuden, möglich.

Fazit

Der Rechtsrahmen in Deutschland schränkt die Reduzierung des CO₂-Fußabdrucks eines Netzbetreibers durch rechtliche und regulatorische Vorgaben massiv ein. Ansatzpunkte für Verbesserungen sind zum einen die Öffnung des Systems der Herkunftsnachweise – die die Basis jeglicher Art von Grünstromlieferungen bildet – und darauf aufbauend eine Änderung der Regulierungspraxis der BNetzA hinsichtlich der Beschaffung von Verlustenergie. Schließlich könnte ein Ausnahmetatbestand bei den Entflechtungsvorgaben für Netzbetreiber hinsichtlich des Betriebs von eigenen Anlagen, die lediglich Energie zum Verlustausgleich erzeugen, die Möglichkeiten abrunden, dass Netzbetriebe klimaneutral sein können.

²⁰ Vergleiche § 6 EnWG

3 Emissionen auf Basis des Greenhouse Gas Protocol bilanzieren

Ein erster Schritt zur Erfüllung sowohl der gesetzlichen als auch der unternehmensinternen Nachweis- und Reduktionsprogramme ist es, die THG-Emissionen zu inventarisieren. Im Folgenden stellen wir dazu die wesentlichen Konzepte des GHGP vor, beschreiben die organisatorischen und operativen Systemgrenzen und erläutern die Bilanzierung der Emissionen.

3.1 Das Greenhouse Gas Protocol als Standard zur THG-Bilanzierung und Berichterstattung

Wie bereits einleitend dargestellt, sind die Vorgaben des GHGP eine bewährte und anerkannte Systematik, um den THG-Fußabdruck eines Unternehmens zu bilanzieren. Diese Vorgaben zur Bilanzierung lassen sich zudem in den ISO-Standard ISO 14064 überführen, der die Verifikation der Treibhausgasbilanzierung ermöglicht und als Basis für eine belastbare Berichterstattung dient.

Das **Greenhouse Gas Protocol** beruht auf fünf Prinzipien:²¹

Relevanz

Die THG-Bilanz muss ein realistisches Bild der THG-Emissionen des Unternehmens zeigen. Ihre Veröffentlichung soll interne und externe Stakeholder in die Lage versetzen, Entscheidungen treffen zu können. Dazu werden alle relevanten THG-Emissionsquellen erfasst und berichtet.²²

Vollständigkeit

Alle THG-Emissionen, die innerhalb der gewählten Systemgrenzen liegen, sind vollständig zu erfassen. Ausnahmen müssen begründet und offengelegt werden.

Konsistenz

Bei der Anwendung der Berechnungs- und Erhebungsmethoden ist auf Konsistenz zu achten, um eine Vergleichbarkeit der THG-Emissionen im Zeitablauf zu ermöglichen. Änderungen der Systemgrenzen, Datengrundlagen, Methoden oder Annahmen sind zu begründen und zu dokumentieren.²³

Transparenz

Die Berechnungsmethoden sind transparent und nachvollziehbar zu dokumentieren. Annahmen und Schätzungen sowie die verwendeten Rechnungslegungs- und Berechnungsmethoden und Datenquellen müssen transparent dargestellt werden.

Genauigkeit

Das bilanzierende Unternehmen muss darauf achten, dass die Berechnungsmethode weder zu einer systematischen Über- noch Unterschätzungen der THG-Emissionen führt. Unsicherheiten in der Wertermittlung sind soweit wie möglich zu reduzieren, das Ergebnis muss ausreichend genau sein, um den Stakeholdern eine hinreichende Sicherheit für daraus abzuleitende Entscheidungen zu geben.²⁴

²¹ Vergleiche WRI/WBCSD (2004), Seite 7

²² WWF/CDP (2014), Seite 56

²³ Ebenda

²⁴ Ebenda

3.2 Setzen von organisatorischen und operativen Systemgrenzen

Kaum ein Unternehmen gleicht dem anderen – das gilt auch für die mehr als 900 Netzbetreiber in Deutschland. Netzbetreiber unterscheiden sich beispielsweise hinsichtlich ihrer Größe sowie in ihrer Ausgestaltung als Ein- oder Mehrspartenunternehmen (Stromnetze, Gasnetze). Jede Netztopologie hat ihre Besonderheiten und Regionen unterscheiden sich im Dargebot erneuerbarer Energien. Schließlich erbringen manche Netzbetreiber netznahe oder auch netzferne Dienstleistungen. Daher ist es für die Bilanzierung der Treibhausgasemissionen entscheidend, innerhalb welcher Systemgrenzen die Bilanzierung erfolgt.

Grundsätzlich sind organisatorische und operative Systemgrenzen zu unterscheiden. Organisatorische Systemgrenzen definieren die bei der Bilanzierung einbezogenen Organisations- und Unternehmenseinheiten, während die operativen Systemgrenzen die Emissionen kategorisieren, die entweder direkt oder indirekt aus den Organisations- und Unternehmenseinheiten resultieren.

Wesentlich bei der Auswahl der Systemgrenzen ist es, die Prinzipien der Vollständigkeit und der Konsistenz zu beachten.

Organisatorische Systemgrenzen

Verfügt ein Unternehmen über verbundene Unternehmen (zum Beispiel Tochterunternehmen oder Beteiligungen) können entsprechend dem GHGP bei der Festlegung der organisatorischen Systemgrenzen des THG-Fußabdrucks zwei Zuordnungsansätze verfolgt werden: entweder anhand von Eigentumsanteilen (Equity Share Approach) oder anhand bestehender operativer Kontrolle über das verbundene Unternehmen, zum Beispiel durch einen Beherrschungsvertrag (Control Approach).

Beim Equity Share Approach werden dem Unternehmen die THG-Emissionen entsprechend dem von ihm gehaltenen Anteil der Beteiligung zugerechnet. Beim Control Approach werden dem Unternehmen die vollständigen THG-Emissionen zugerechnet, wenn es die unternehmerische Kontrolle über das verbundene Unternehmen ausübt, andernfalls keine.²⁵ Als „Daumenregel“ gilt, dass sich die THG-Bilanz an der Finanzberichterstattung orientieren sollte.

Operative Systemgrenzen

Ein wesentlicher Punkt ist die Definition der operativen Systemgrenzen, der sogenannten Scopes. Hierdurch werden die Emissionen kategorisiert, die entweder direkt oder indirekt aus dem Betrieb und den Aktivitäten des Unternehmens resultieren:

Scope 1

Direkte THG-Emissionen aus Quellen, die dem Unternehmen gehören oder direkt von ihm kontrolliert werden (eigene Quellen)

Scope 2

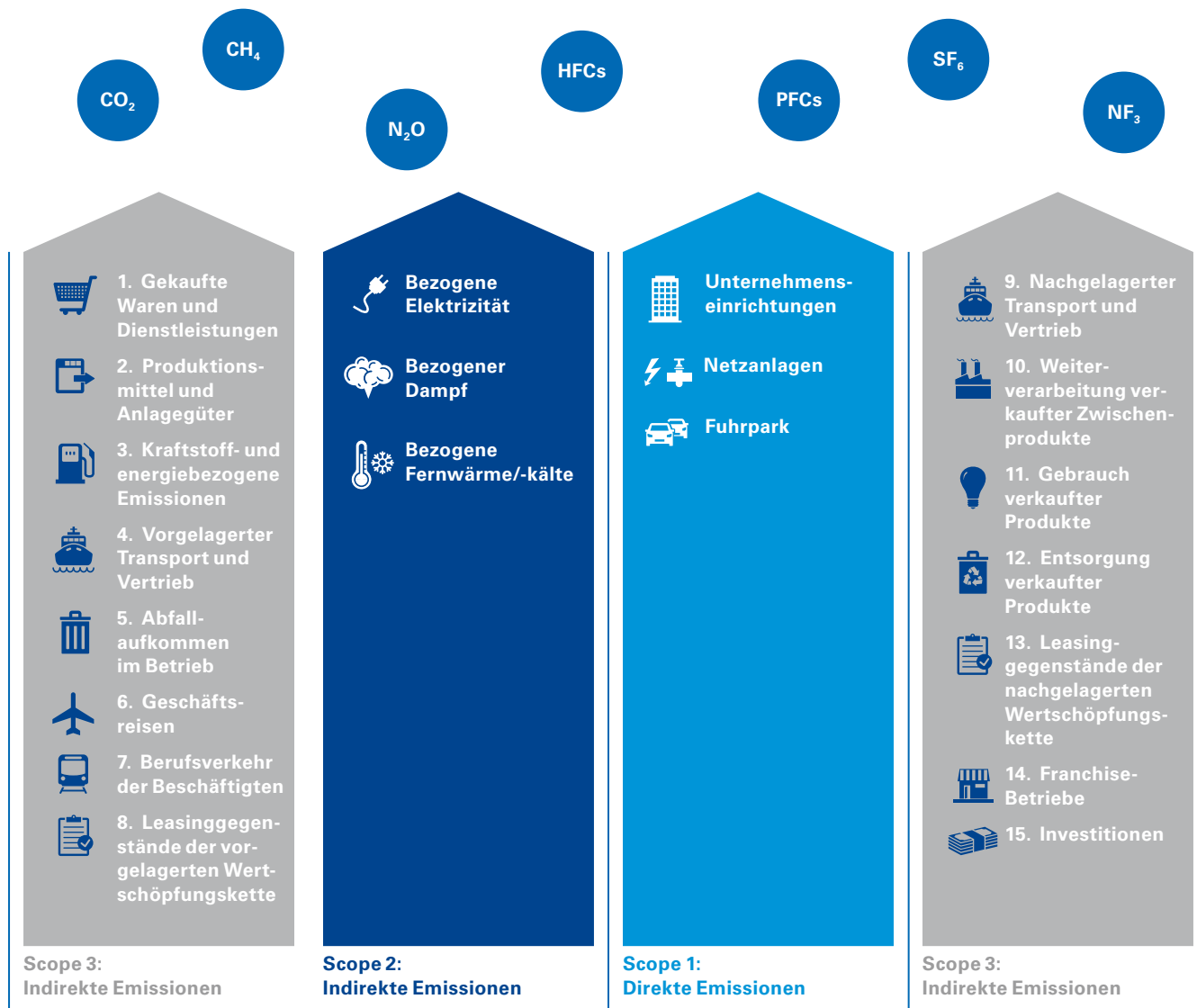
Indirekte THG-Emissionen, entstanden bei der Produktion von Elektrizität, Dampf, Fernwärme und -kälte, die im Unternehmen verbraucht werden (Emissionen aus zugekaufter Energie)

Scope 3

Andere indirekte Emissionen, die nicht unter Scope 2 fallen, zum Beispiel Emissionen aus dem Abbau und dem Transport von Brennstoffen, Gasverbrauch von Dritten (Emissionen von Vorlieferfirmen, Dienstleistungsunternehmen und Kundinnen/Kunden) – auch als Emissionen aus vor- und nachgelagerten Aktivitäten bezeichnet (Abbildung 5, Seite 18)

²⁵ WRI/WBCSD (2004), Seite 16, 17: „Business operations vary in their legal and organizational structures; they include wholly owned operations, incorporated and nonincorporated joint ventures, subsidiaries, and others. ... In setting organizational boundaries, a company selects an approach for consolidating GHG emissions and then consistently applies the selected approach to define those businesses and operations that constitute the company for the purpose of accounting and reporting GHG emissions. For corporate reporting, two distinct approaches can be used to consolidate GHG emissions: the equity share and the control approaches. ... Under the control approach, a company accounts for 100 percent of the GHG emissions from operations over which it has control.“

5 Betrachtung von CO₂-Emissionskategorien nach dem Greenhouse Gas Protocol



Vorgelagerte Aktivitäten

Nachgelagerte Aktivitäten

Quelle: Netzbetreiberinitiative „Klimaneutralität im Verteilnetz“ und KPMG in Deutschland, 2021, in Anlehnung an GHGP²⁶ und EA.NRW (2020)

²⁶ Vergleiche U.S. Dairy (2019) und WRI/WBCSD (2004)

4 Emissionsquellen identifizieren

Ausgehend von der Definition im Energierecht²⁷ können für Verteilnetzbetreiber die Emissionen nach Hauptprozessen analysiert werden²⁸.

In diesem Whitepaper werden die Emissionsquellen eines typischen Verteilnetzbetreibers anhand des GHGP in einer Art „Standardbilanz“ den Scopes 1 bis 3 zugeordnet.

4.1 Emissionsquellen nach Hauptprozessen

Auf Basis der energierechtlichen Vorgaben können typische Emissionsquellen von Verteilnetzbetreibern analysiert werden (Abbildung 6).

6 Beispielhafte Zuordnung von Emissionsquellen zu den einzelnen Scopes

Hauptprozesse	Scope 1	Scope 2	Scope 3
1. Netze bedarfsgerecht optimieren, verstärken und ausbauen	– Energieverbrauch von Montagefahrzeugen – Entlüftung von Gasleitungen	– Energie für Gebäude (insbesondere Strom, Fernwärme) – Strom für Betriebsmittel	– Rohmaterialien – Anlagegüter
2. Netze sicher und zuverlässig betreiben	– Energieverbrauch von Montagefahrzeugen – Entlüftung von Gasleitungen – Verbrennung Gas für Vorwärmung	– Verlustenergie – Energie für Gebäude (insbesondere Strom, Fernwärme) – Strom für Betriebsmittel	– Rohmaterialien – Anlagegüter – Gebrauchsgüter
3. Netzkundinnen und -kunden anschließen und abrechnen	– Energieverbrauch von Montagefahrzeugen	– Energie für Gebäude (insbesondere Strom, Fernwärme) – Strom für Betriebsmittel	– Anlagegüter – Gebrauchsgüter
4. Systemführung im Netz durchführen	– Energieverbrauch für Gebäude	– Energie für Gebäude (insbesondere Strom, Fernwärme) – Strom für Betriebsmittel	– Gebrauchsgüter
5. Administrative Prozesse durchführen	– Energieverbrauch für Gebäude	– Energie für Gebäude (insbesondere Strom, Fernwärme) – Strom für Betriebsmittel	– Gebrauchsgüter – Geschäftsreisen

Quelle: KPMG in Deutschland, 2021

²⁷ Nach der Begriffsdefinition des § 3 EnWG nehmen Verteilnetzbetreiber die Aufgabe der Verteilung von Elektrizität und Erdgas wahr und sind verantwortlich für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen.

²⁸ In Anlehnung an BDEW (2016), Seite 4

1. Netze bedarfsgerecht optimieren, verstärken und ausbauen

Netzoptimierungen sind weitestgehend planerische Prozesse, die an Desktop-Arbeitsplätzen durchgeführt werden, sodass hier im Wesentlichen direkte Emissionen für die Heizung der Gebäude und indirekte Scope-2-Emissionen für den Stromverbrauch und für eine gegebenenfalls vorhandene Fernwärmeversorgung anfallen. Hinsichtlich der Scope-3-Emissionen fließen zusätzlich die Emissionen in Verbindung mit dem Arbeitsweg, Dienstreisen sowie der Bereitstellung der IT-Infrastruktur (PC, Software und Server) in die Bilanzierung ein.

Die Verstärkung und der Ausbau der Netze sind im Wesentlichen handwerkliche Tätigkeiten mit investivem Charakter. Entsprechend fallen Scope-1- und Scope-2-Emissionen durch die Nutzung des Fuhrparks und der Gerätschaften an (zum Beispiel Schweißgeräte und Baumaschinen). Unter den Scope-3-Emissionen sind zusätzlich die Emissionen für die verwendeten Investitionsgüter wie Kabel oder Rohre zu berücksichtigen.

2. Netze sicher und zuverlässig betreiben

Zum Netzbetrieb gehören einerseits die Wartungs- und Instandsetzungsprozesse. Hier entstehen Emissionen – analog zu den investiven Netzausbauprozessen – durch Fahrten zu den Baustellen und die Nutzung von Gerätschaften. Andererseits umfasst der Netzbetrieb unter anderem die Nutzung der netztechnischen Anlagen wie Umspannwerke, Schaltwerke, Gasdruckregel- und Messanlagen (GDRM) für die Durchleitung von Strom bzw. Gas. Hierbei fallen im Gasbereich Scope-1-Emissionen aus Heizprozessen und Ausgasungen sowie im Stromnetz Scope-2-Emissionen aus der Verlustenergie an. Für Scope 3 müssten zusätzlich die mit der Herstellung der verbauten Materialien verbundenen Emissionen erfasst werden.

3. Netzkundinnen und -kunden anschließen und abrechnen

Wie bei 2. ist die Herstellung eines Netzanschlusses ein Vor-Ort-Prozess, sodass auch hier die Emissionen für die Anfahrten zu den Baustellen, die Nutzung der Gerätschaften und die verbauten Materialien zu erfassen sind. Darüber hinaus beinhaltet dieser Hauptprozess auch administrative Tätigkeiten rund um die Abrechnung, die hauptsächlich an Desktop-Arbeitsplätzen durchgeführt werden. Entsprechend ergeben sich hier wieder Scope-1-Emissionen für die Heizung der Gebäude bzw. Scope-2-Emissionen für den Stromverbrauch und für eine gegebenenfalls vorhandene Fernwärmeversorgung. Für Scope 3 wären zusätzlich die Emissionen in Verbindung mit dem Arbeitsweg, Dienstreisen sowie für die Bereitstellung der IT-Infrastruktur zu berücksichtigen.

4. Systemführung im Netz durchführen

Hierunter sind im Wesentlichen Prozesse rund um die Netzsteuerung bzw. die Leitwarte zu verstehen. Wiederum stehen hier Tätigkeiten an Desktop-Arbeitsplätzen im Vordergrund, sodass direkte Emissionen für die Heizung der Gebäude bzw. indirekte Emissionen für den Stromverbrauch und für eine gegebenenfalls vorhandene Fernwärmeversorgung entstehen. Scope 3 umfasst erneut die Emissionen in Verbindung mit dem Arbeitsweg und der Bereitstellung der IT-Infrastruktur.

5. Administrative Prozesse durchführen

Administrative Prozesse werden in der Regel an Desktop-Arbeitsplätzen durchgeführt, sodass die unter 4. genannten Punkte auch hier anzuwenden sind.

4.2 Bilanzierung der Emissionsquellen zu den betroffenen Scopes

Entsprechend den getroffenen Vorüberlegungen können nun die Emissionsquellen eines Verteilnetzbetriebs zu den Emissionsquellen der Scopes 1 bis 3 zugeordnet werden. Des Weiteren wurde bei den Emissionsquellen auch nach Relevanz für Strom- und Gasnetzbetreiber unterschieden.

Direkte Emissionen (Kategorie Scope 1)

Die für Verteilnetzbetreiber relevanten, nach GHGP als Scope 1 definierten Emissionskategorien sind in Abbildung 7 dargestellt. Neben Beschreibungen zu den einzelnen Emissionskategorien sind Beispiele für Emissionsquellen genannt sowie Stromnetzbetreibern einerseits und Gasnetzbetreibern andererseits zugeordnet.

Bei den direkten Emissionen nach Scope 1 gilt prinzipiell, dass die Emissionskategorien 1.1 „Verbrennungsprozesse stationärer Anlagen“, 1.2 „Verbrennungsprozesse mobiler Anlagen“ und 1.3 „Flüchtige Gase“ für einen Verteilnetzbetreiber tatsächlich relevant sind. Die Emissionskategorie 1.4 „Physikalische und chemische Prozesse“ ist hingegen in der

7 Direkte Emissionen nach Scope 1

Bezeichnung der Emissionskategorie	Beschreibung der Emissionskategorie	Anlage/Bereich/Tätigkeit	Relevanz
1.1 Verbrennungsprozesse stationärer Anlagen ²⁹ 	Verbrennung in Erzeugungsanlagen wie Blockheizkraftwerken (BHKW), Heizkesseln oder in anderen Einrichtungen, die sich im Besitz der berichtenden Organisation befinden	Heizöl, Erdgas in Heizanlagen Erdgas in Gasdruckregelanlagen (GDR) und Gasdruckregel- und Messanlagen (GDRM) Heizungsanlagen Gebäude	 
1.2 Verbrennungsprozesse mobiler Anlagen ³⁰ 	Verbrennung von Kraftstoffen für Fahrten in Fahrzeugen, die sich im Besitz der berichtenden Organisation befinden, wie zum Beispiel Montagefahrzeuge und/oder Dienstwagen	Personenfahrzeuge Montagefahrzeuge Sonstige Fahrzeuge Sonstige Aggregate (Notstromaggregate)	 
1.3 Flüchtige Gase ³¹ 	Direkte Emissionen aufgrund von Entlüftungsvorgängen oder undichten Leitungen bzw. Leckagen, die zu Ausgasungen an Anlagen und Leitungen führen	Entlüftung Gasleitung Ausgasung Gasleitung Schwefelhexafluorid (SF ₆)-Emissionen aus Umschaltanlagen	 
1.4 Physikalische und chemische Prozesse 	Direkte Emissionen aus physikalischen und chemischen Prozessen	–	 

Quelle: Netzbetreiberinitiative „Klimaneutralität im Verteilnetz“, 2021, in Anlehnung an EA.NRW (2020)

²⁹ Bei Verbrennungsprozessen (1.1) zeigen sich strukturelle Größenunterschiede. Zu berücksichtigen ist dabei, dass Heizungsanlagen nur dann für Verteilnetzbetreiber nach GHGP vollständig bilanziert werden können, wenn die Gebäudedaten nicht zentral über Immobiliengesellschaften erfasst bzw. die Daten für den Verteilnetzbetreiber gesondert ermittelt werden. Häufig werden die THG-Emissionen über Mitarbeiteranteile in einem Gebäude hochgerechnet, was nur der Qualität einer Schätzung, nicht aber einer vollständigen Bilanz nach GHGP entspricht.

³⁰ Bei mobilen Anlagen (1.2) verfügen nicht alle Verteilnetzbetreiber über Notstromaggregate. Eine gute Datenlage zu firmeneigenen Fahrzeugen ist bei VNB vorhanden.

³¹ Bei den flüchtigen Gasen (1.3) wird deutlich, dass größte Emissionen im Bereich „Ausgasungen“ im Gasnetz und „SF₆-Umschaltanlagen“ des Stromnetzes erfolgen. Hier zeigen sich Unterschiede zwischen reinen Strom- und Gasnetzbetreibern.

Praxis irrelevant, da solche Prozesse bei einem Verteilnetzbetreiber keine Anwendung finden. Daher wird diese Emissionskategorie im vorliegenden Bericht nicht weiter betrachtet.

Die in Kategorie 1.1 erfassten Emissionen entstehen beim Stromnetzbetreiber im Wesentlichen aufgrund der Gebäudeheizung; beim Gasnetzbetreiber kommen noch die Emissionen aus der Gasverbrennung zur Vorwärmung in den Gasanlagen hinzu. Ähnliches gilt für die Emissionskategorie 1.2. Die hier bilanzier-

ten Werte beziehen sich im Wesentlichen auf Emissionen, die durch die Fahrzeugnutzung (zum Beispiel Servicefahrzeuge oder Dienstwagen) entstehen. Die Emissionslast aufgrund flüchtiger Gase nach Emissionskategorie 1.3 unterscheidet sich hingegen bei Strom- und Gasnetzbetreibern. Im Gasnetz resultieren solche Emissionen aus Entlüftungs- und Ausgasungsvorgängen. Bei einem Stromnetzbetreiber wiederum können Emissionen dieser Kategorie aus dem in Umschaltanlagen verwendeten Isoliermittel Schwefelhexafluorid (SF₆) in die Bilanz eingehen.

8 Indirekte Emissionen nach Scope 2

Bezeichnung der Emissionskategorie	Beschreibung der Emissionskategorie	Anlage/Bereich/Tätigkeit	Relevanz
2.1 Netzverluste ³² 	Ausgleich der Netzverluste, die bei Transport und Verteilung von Strom an Endkundinnen und -kunden der berichtenden Organisation entstehen. Emissionen bei der Erzeugung des zugekauften Stroms	Eingekaufte Strommenge für Netzverlustausgleich	 
2.2 Stromverbrauch ³³ 	Emissionen durch den Betrieb von Gebäuden, Anlagen und Netzen des berichterstattenden Unternehmens	Anlagen des Stromnetzes Verdichterstationen GDRM und GDR Speicher (Hilfsaggregate, Steuerung etc.) Erdgastankstellen (Hilfsaggregate) Gebäude (Stromverbrauch für Raumwärme) Gebäude (Stromverbrauch für zentrale Warmwasserbereitung) Gebäude (Stromverbrauch für Beleuchtung/Kraftstrom)	 
2.3 Fernwärme/-kälte 	Emissionen durch die Erzeugung der vom berichterstattenden Unternehmen bezogenen Fernwärme/-kälte	Gebäude (Fernwärme für Raumwärme)	 
2.4 Bezogener Dampf 	Emissionen durch die Erzeugung von Dampf, den das berichtserstattende Unternehmen bezieht	–	 

Quelle: Netzbetreiberinitiative „Klimaneutralität im Verteilnetz“, 2021, in Anlehnung an EA.NRW (2020)

³² Bei Betrachtung von Scope 2 zeigt sich, dass die größte Emissionsquelle von Stromverteilnetzbetreibern die Netzverluste sind (2.1).

³³ Beim Stromverbrauch (2.2) ergibt sich eine Herausforderung hinsichtlich der Anlagen des Stromnetzes, worunter zum Beispiel Transformatoren, Gleichrichter, Wechselrichter und Umrichter fallen. Sie benötigen entweder Strom oder sind für Stromverluste verantwortlich. Entsprechend muss auch hier eine Grünstrombeschaffung erfolgen, um Klimaneutralität zu erreichen.

Indirekte Emissionen (Kategorie Scope 2)

Die für Verteilnetzbetreiber relevanten Emissionskategorien nach Scope 2 sind in Abbildung 8, Seite 22, zusammengefasst – inklusive einer Einschätzung, ob die jeweilige Emissionskategorie für Betreiber von Strom- bzw. Gasnetzen relevant ist.

Kategorie 2.1 „Netzverluste“ beschreibt die Emissionen, die mit dem Bezug der sogenannten Verlustenergie zum Ausgleich der unvermeidbaren Stromnetzverluste verbunden sind – und ergo für einen Gasnetzbetreiber nicht relevant sind. Die Kategorien 2.2 „Stromverbrauch“ und 2.3 „Fernwärme/-kälte“ beinhalten im Wesentlichen den Energiebezug für die Gebäude und den Betrieb notwendiger Kommunikations- und Steuerungseinrichtungen eines Verteilnetzbetreibers. Sie sind damit sowohl für Strom- als auch Gasnetzbetreiber relevant. Die Kategorie 2.4 „Gekaufter Dampf“ ist in der Regel für Verteilnetzbetreiber nicht relevant.

Emissionen Dritter (Kategorie Scope 3 – vor- und nachgelagerte Emissionen)

Die Abbildungen 9 und 10, Seite 24 und 25, zeigen die Emissionen, die nach GHGP als „alle anderen indirekten Emissionen“ beschrieben werden und Emissionen aus vor- und nachgelagerten Aktivitäten beinhalten. Für eine sprachlich bessere Abgrenzung zu den indirekten Emissionen nach Scope 2 werden die Scope-3-Emissionen im weiteren Verlauf als Emissionen Dritter bezeichnet.

Die Scope-3-Emissionen für vorgelagerte Aktivitäten können zur weiteren Strukturierung in drei Themenblöcke zusammengefasst werden.

Als vorgelagerte Lieferkette können die Kategorien 3.1, 3.2, 3.3 und 3.4 gruppiert werden. Die Kategorien 3.6, 3.7 und 3.8 lassen sich für einen Verteilnetzbetreiber als Themenblock Mobilität zusammenfassen. Die Kategorie 3.5 beschreibt das Abfallaufkommen und steht für sich. Die vorgelagerten Emissionen nach Kategorie 3.3 „Kraftstoff- und energiebezogene Emissionen“ stellen Emissionen dar, die sich vor allem aus dem vorgelagerten Transport von Strom bzw. Gas zum Verteilnetzbetreiber ergeben. Für Stromnetzbetreiber spielen dabei im Wesentlichen die Netzverluste vom Übertragungs- zum Verteilnetz eine Rolle; für Gasnetzbetreiber betrifft es die Emissionen, die bei der Erzeugung und dem Transport des Gases bis zur Übergabe an den Verteilnetzbetreiber entstehen.

Bei den nachgelagerten Aktivitäten und den damit verbundenen Emissionen sind nicht alle Emissionskategorien nach GHGP (3.9 bis 3.15) für Verteilnetzbetreiber relevant. Auch hier können die einzelnen Emissionskategorien in drei Themenblöcke zusammengefasst werden: Die Kategorien 3.9, 3.10, 3.11 und 3.12 werden zum Themenblock nachgelagerte Produktnutzung gruppiert; die Kategorien 3.13 und 3.14 werden vereinfacht als Externe bezeichnet. Die Kategorie 3.15 schließlich beschreibt die Teilhabe an anderen Unternehmen in Form von Investitionen und steht für sich.

Die Emissionskategorie 3.9 „Nachgelagerter Transport und Vertrieb“ ist für die THG-Bilanz eines Verteilnetzbetreibers praktisch nicht relevant, da die – im Rahmen von Dienstleistungen – verkauften Produkte in aller Regel nicht über externe Logistikunternehmen abgewickelt werden, sondern der Transport zumeist vom Verteilnetzbetreiber selbst durchgeführt wird. Entsprechend sind die hierdurch entstehenden Emissionen bereits in Scope 1 unter der Kategorie 1.2 berücksichtigt. Die Kategorie 3.10 „Weiterverarbeitung verkaufter Zwischenprodukte“ ist ebenfalls nicht relevant, da Verteilnetzbetreiber keine Zwischenprodukte herstellen. Die Kategorien 3.13 „Leasinggegenstände der nachgelagerten Wertschöpfungskette“ und 3.14 „Franchise-Betriebe“ können im Rahmen der THG-Bilanz eines Verteilnetzbetreibers ebenfalls entfallen, da er weder als Leasinggeber noch als Franchisegeber auftritt.

Dahingegen sind die Kategorien 3.11 „Gebrauch verkaufter Produkte“ und 3.12 „Entsorgung verkaufter Produkte“ sowohl für die Strom- als auch die Gasnetzbetreiber relevant, die Dienstleistungen oder Produkte an Kundinnen oder Kunden verkaufen. Ebenso ist die Kategorie 3.15 „Investitionen“ für Verteilnetzbetreiber von Bedeutung. Hier sind die Emissionen zu erfassen, die von Geschäftstätigkeiten eines Unternehmens ausgehen, an denen der Verteilnetzbetreiber beteiligt ist oder denen gegenüber der Netzbetreiber als Kreditgeber auftritt. Das ist beispielsweise dann der Fall, wenn ein Verteilnetzbetreiber Anteile an einem Stadtwerk hält oder konsolidierte Tochtergesellschaften besitzt.

Emissionen Dritter nach Scope 3 – vorgelagerte Emissionen

Bezeichnung der Emissionskategorie	Beschreibung der Emissionskategorie	Anlage/Bereich/ Tätigkeit	Relevanz
3.1 Gekaufte Waren und Dienstleistungen 	Emissionen, die bei der Gewinnung von Rohmaterialien und ihrer Weiterverarbeitung, bei der Herstellung von Produkten sowie bei ihrem Transport zum berichterstattenden Unternehmen entstehen	Rohmaterialien Hilfsstoffe Papierverbrauch (Büro-/Kopierpapier)	 
3.2 Produktionsmittel und Anlagegüter 	Emissionen, die bei der Herstellung von Anlagegütern entstehen	Maschinen Fahrzeuge (zum Beispiel Lkw-Fuhrpark)	 
3.3 Kraftstoff- und energiebezogene Emissionen 	Emissionen aus vorgelagerten Prozessen, Verteilung und Verluste der Strom-, Wärme- oder Primärenergiebereitstellung	Gasnetz: CO ₂ aus der Vorkette des Gases, das in den Verdichterstationen sowie den GDRM und GDR verbrannt wird Stromnetz: Verluste in Übertragungs- und Verteilnetzen	 
3.4 Vorgelagerter Transport und Vertrieb 	Emissionen von Zulieferfirmen durch den Warentransport, Transporte, die von einem externen Logistikunternehmen durchgeführt werden, um Waren zum berichterstattenden Unternehmen zu transportieren	Schiffstransport von Zulieferfirmen aus Übersee Lkw-Transporte für die Lieferung von Hilfsstoffen zum Unternehmen	 
3.5 Abfallaufkommen im Betrieb 	Emissionen aus der Behandlung und Entsorgung von Abfällen, die direkt beim berichterstattenden Unternehmen anfallen, sowie Emissionen bei der damit verbundenen Abfallbehandlung	Produktionsabfälle Betriebsabfälle Deponierung, Recycling, Verbrennung	 
3.6 Geschäftsreisen 	Emissionen durch Geschäftsreisen der Mitarbeitenden in Transportmitteln, die dem berichterstattenden Unternehmen nicht gehören	Taxifahrten Flüge Zugfahrten Fahrten mit dem öffentlichen Personenverkehr (ÖPNV)	 
3.7 Berufsverkehr der Beschäftigten 	Emissionen beim Pendeln der Mitarbeitenden zur Arbeitsstätte in Fahrzeugen, die nicht dem berichterstattenden Unternehmen gehören	Verkehrsmittel für Pendelverkehr zur Arbeitsstätte	 
3.8 Leasinggegenstände der vorgelagerten Wertschöpfungskette 	Betrieb von geleasteten Gebäuden, Maschinen oder Fahrzeugen. Direkte und indirekte Energieverbräuche dieser Leasinggegenstände, soweit nicht bereits in Scope 1 bzw. Scope 2 erfasst	Fuhrpark	 

Quelle: Netzbetreiberinitiative „Klimaneutralität im Verteilnetz“, 2021, in Anlehnung an EA.NRW (2020)

10 Emissionen Dritter nach Scope 3 – nachgelagerte Emissionen

Bezeichnung der Emissionskategorie	Beschreibung der Emissionskategorie	Anlage/Bereich/ Tätigkeit	Relevanz	
3.9 Nachgelagerter Transport und Vertrieb 	Emissionen aus Transporten von verkauften Produkten, die von externen Logistikunternehmen durchgeführt und nicht vom bericht-erstattenden Unternehmen bezahlt werden			
3.10 Weiterverarbeitung verkaufter Zwischenprodukte 	Emissionen, die durch die Weiter-verarbeitung der vom bericht-erstattenden Unternehmen verkauften Zwischenprodukte ent- stehen, Emissionen bei einem anderen Unternehmen bei der Weiterverarbeitung der Produkte			
3.11 Gebrauch verkaufter Produkte 	Emissionen, die während der Nutzungsphase der verkauften Güter bei Endkundinnen und -kunden entstehen	Energiebereitstellung für Elektrogeräte Emissionen beim Betrieb von Fahrzeugen		
3.12 Entsorgung verkaufter Produkte 	Emissionen, die bei der Entsorgung von verkauften Produkten entstehen	Deponierung Recycling Verbrennung		
3.13 Leasinggegen- stände der nach- gelagerten Wert- schöpfungskette 	Emissionen, die durch Gegen- stände entstehen, die dem bericht- erstattenden Unternehmen gehören, aber von anderen Unternehmen geleast werden, soweit nicht bereits in Scope 1 bzw. Scope 2 erfasst			
3.14 Franchise-Betriebe 	Emissionen durch den Betrieb von Franchise-Geschäftstätigkeiten, bei denen das berichtende Unter- nehmen als Franchisegeber auftritt			
3.15 Investitionen 	Emissionen durch die Geschäfts- tätigkeiten von Investitionsnehmern, Emissionen aus Energieverbräuchen von Investitionsnehmern	Beteiligungen an anderen Firmen Vergebene Unter- nehmenskredite		

Quelle: Netzbetreiberinitiative „Klimaneutralität im Verteilnetz“, 2021, in Anlehnung an EA.NRW (2020)

4.3 Der THG-Fußabdruck eines Verteilnetzbetreibers

Wenn dem oben skizzierten Ablauf gefolgt wird, hat der Netzbetreiber eine organisatorische Abgrenzung vorgenommen und in der operativen Abgrenzung die Emissionen je Anlage/Bereich/Tätigkeit strukturiert.

Die Werteermittlung erfolgt über sogenannte Steckbriefe, in denen die Eingangsdaten und Indikatoren hergeleitet werden und Spezifika der Datenerfassung beschrieben werden. In den Steckbriefen sollten folgende Inhalte beschrieben und dokumentiert werden: Eingangsgrößen und Emissionsfaktoren jeweils mit Datenquellen, Berechnungsformeln, Einheiten aller einfließenden Größen und Faktoren, relevante Scope-Kategorie, zuständige Personen.

Abbildung 11 zeigt die typischen Verhältnisse der unterschiedlichen Emissionsquellen eines Verteilnetzbetreibers auf, der sowohl ein Strom- als auch ein Gasnetz betreibt. Der wesentliche Anteil des CO₂-Fußabdrucks resultiert – wie bereits erläutert – aus den indirekten Emissionen der Stromnetzverluste. Der verbleibende Rest wird durch Gasnetz-

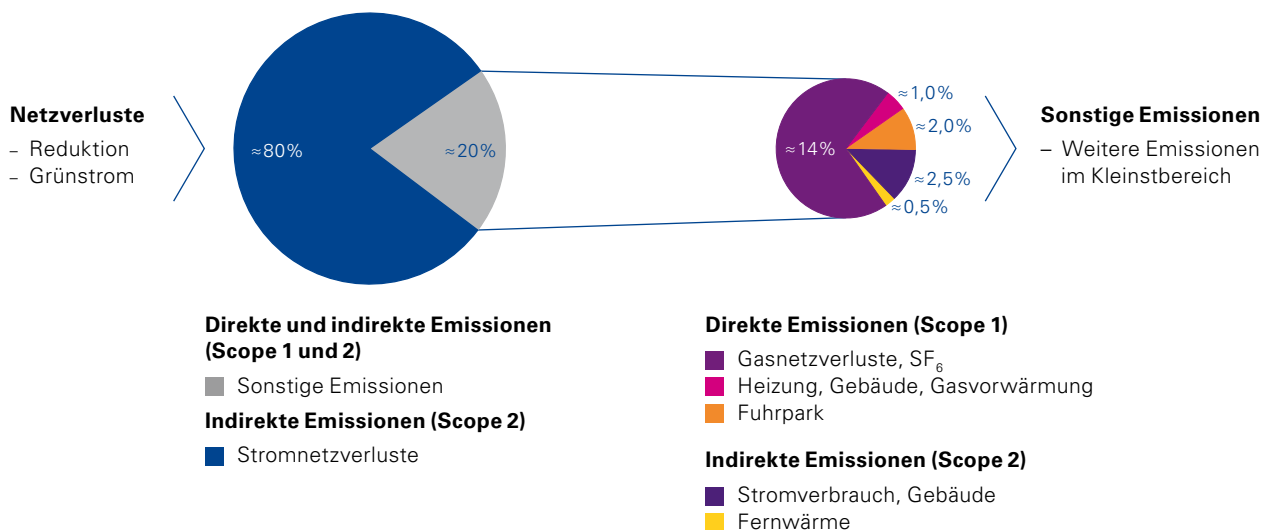
verluste und SF₆-Ausgasungen dominiert. Der Stromverbrauch für Gebäude, der Fuhrpark sowie die Heizenergie schließen den Kreis.

Besonderheiten bei der Bilanzierung der direkten Emissionen (Scope 1)

Ungenauigkeiten bei der Emissionsbestimmung können bei Gasverteilnetzen entstehen. Für die Erhebung von Methanemissionen im Gasnetz gibt es noch keine einheitliche, anerkannte und vorgeschriebene Methode, mit deren Hilfe sich die Methanemissionen exakt quantifizieren lassen. Für Abhilfe kann hier eine Erhebungsmethode sorgen, die von der Oil and Gas Methan Partnership (OGMP) entwickelt wurde. Die OGMP, die 2014 auf dem Klimagipfel der Vereinten Nationen (UN) von der Climate and Clean Air Coalition (CCAC) und dem UN-Umweltprogramm (UNEP) ins Leben gerufen wurde, hat einen einheitlichen Rahmen für die Messung von Methanemissionen im Öl- und Gassektor sowie das Emissionsreporting geschaffen. Das OGMP-Verfahren basiert auf einer kontinuierlichen Verbesserung von Messverfahren und Datenqualität bei der Erhebung der Methanemissionen und liefert damit eine Grundlage für die sukzessive Reduktion

11 Typische THG-Emissionen eines Verteilnetzbetreibers (schematisch)

Direkte und indirekte Emissionen



1 Organisatorische Abgrenzung

- Kontrollansatz
- Alternativ: Eigentumsansatz

2 Operative Abgrenzung

- Direkte Emissionen (Scope 1)
- Indirekte Emissionen (Scope 2)
- Emissionen Dritter (Scope 3)

3 Werteermittlung

- Erstellung von Steckbriefen
- Emissionsfaktoren
- Datenerfassung

Quelle: Netzbetreiberinitiative „Klimaneutralität im Verteilnetz“, 2021

der Emissionen. Die Anwendung dieser Methode ist bisher jedoch weder Branchenstandard noch gesetzlich verpflichtend. Es wird aber erwartet, dass das Verfahren in einem EU-Gesetzgebungsprozess branchenweit etabliert wird.

Besonderheiten bei der Bilanzierung der indirekten Emissionen (Scope 2)

Bei der Betrachtung von Scope 2 wird deutlich, dass die größte Emissionsquelle von Stromverteilnetzbetreibern die Netzverluste sind (2.1) – im Grundsatz natürlich abhängig davon, mit welcher Technologie der eingesetzte Strom ursprünglich erzeugt wurde. Genau hier liegt eine wesentliche Schwierigkeit bei der Bestimmung der in der THG-Bilanz auszuweisenden Emissionsmenge.

Rein physikalisch ist die Herkunft des Stroms nicht bestimmbar. Naheliegender wäre es, zur Berechnung den rechnerischen Strommix und CO₂-Faktor des Lieferanten für die Verlustenergie anzusetzen, wie er im Rahmen der Stromkennzeichnung gegenüber dem Letztverbrauch ausgewiesen wird. Wie eingangs beschrieben wird in Deutschland die Verlustenergie allerdings nicht als Letztverbrauch eingestuft – eine Stromkennzeichnung durch den Lieferanten liegt demnach einem Verteilnetzbetreiber nicht vor.

Im Rahmen der Stromkennzeichnung ist es vorgeschrieben, bei Strommengen unbekannter Herkunft die Zusammensetzung entsprechend dem Energieträgermix des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) für Deutschland anzusetzen. Ebenso veröffentlicht das Umweltbundesamt regelmäßig den CO₂-Faktor für den Strommix Deutschland, der im Folgenden auch angewendet wurde. Aktuell veröffentlicht sind dabei die Werte für die Jahre 2018 (471 g/kWh), 2019 (408 g/kWh) sowie die erste Schätzung für das Jahr 2020 (366 g/kWh). An dieser Stelle plädieren die Autoren dafür, eine einheitliche Quelle – die Statistik des Umweltbundesamtes – standardmäßig in THG-Bilanzen von Verteilnetzbetreibern zu verwenden, um eine möglichst vergleichbare Berichterstattung zu gewährleisten.

Der Stromverbrauch (2.2) eines Verteilnetzbetreibers ist der sogenannte Eigenbedarf – also jeglicher Strombedarf für den Betrieb von Anlagen, Gebäudetechnik und Kommunikationsmitteln, deren Verbrauch physikalisch gemessen werden kann. Betriebsmittel des Stromnetzes wie beispielsweise Transformatoren – deren Strombedarf allein aus dem Transport und der Umspannung von Stromlie-

ferungen resultiert und folglich nicht gemessen werden kann – fallen nicht unter diese Kategorie, sondern sind den Netzverlusten zuzuordnen.

Beim Verbrauch von Fernwärme und -kälte (2.3) – der wiederum im Wesentlichen aus der Gebäudenutzung von Verteilnetzbetreibern resultiert – gelten die Überlegungen zur Kategorie 2.2 analog.

Ausblick: Bilanzierung der Emissionen Dritter (Scope 3)

Für Emissionen aus vor- und nachgelagerten Tätigkeiten – also aus Tätigkeiten, die von beispielsweise Zulieferfirmen oder Dienstleistungsunternehmen für den VNB ausgeführt werden – ist die Bilanzierung in der eigenen THG-Bilanz nach dem GHGP optional. Naturgemäß erfordert die Erstellung einer vollständigen Bilanz an dieser Stelle auch eine äußerst komplexe und aufwendige Analyse – insbesondere da sich eine Vielzahl von Abgrenzungsfragen stellen, die noch nicht vollständig strukturiert sind.

Beispielhaft sei an dieser Stelle eine Frage aufgeführt, die sich speziell auf die Tätigkeit von Verteilnetzbetreibern bezieht: die Zurechenbarkeit der nachgelagerten Verwendung des transportierten Stroms bei den Endkundinnen und Endkunden im „emissionsbelastenden Sinne“ – oder auch die mögliche „Anrechnung“ von Emissionsminderungen, wenn ein Netzbetreiber regenerative Erzeugungsanlagen anschließt und damit die Integration erneuerbarer Stromerzeugung in das Energiesystem überhaupt erst ermöglicht.

Dennoch empfiehlt es sich auch für Verteilnetzbetreiber, zumindest wesentliche Zusammenhänge aus vor- bzw. nachgelagerten Prozessen zu überlegen und zu strukturieren. Betrachten wir zum Beispiel den Transport von Transformatoren zur Baustelle. Lagert der Verteilnetzbetreiber diesen Transport an ein Dienstleistungsunternehmen aus, „verschwinden“ die damit verbundenen Emissionen aus seiner THG-Bilanz nach Scope 1 und 2 – wirklich reduziert werden diese Emissionen, die mit einer wesentlichen Tätigkeit eines Verteilnetzbetreibers in Verbindung stehen, damit aber nicht: ausgetauscht werden – bildlich gesprochen – nur das Firmenlogo des Lkws und die Person, die ihn steuert.

Unseres Erachtens ist es also zielführend, zumindest qualitativ die Scope-3-Emissionsquellen zu erfassen. Als Orientierungshilfe sind in den Abbildungen 9 und 10, Seite 24 und 25, die wichtigsten Quellen für Verteilnetzbetreiber beschrieben.

5 Emissionsbilanzen nutzen

Die Erstellung einer THG-Bilanz ist kein Selbstzweck. Sie dient vielmehr dem Ziel einer systematischen und stringenten Unternehmensentwicklung hin zu mehr Nachhaltigkeit und Klimaneutralität – und zielt infolgedessen auf ein besseres Umweltverhalten und eine verbesserte Finanzierungslage des Unternehmens ab. Zuerst geht es darum, über eine Validierung und Verifizierung eine sehr gute Datenqualität für die Veröffentlichung zu erreichen. In einem nächsten Schritt sollte eine Strategie zur weiteren Reduzierung von Emissionen verfolgt werden.

5.1 Informationen validieren und verifizieren

Die Erstellung der THG-Bilanz erfolgt nach dem Bilanzierungsstandard GHGP Corporate Standard und erfüllt die Anforderungen der ISO 14064-1. Eine Verifizierung der THG-Berichterstattung kann auf Basis des ISO-Standards ISO 14064-3 vorgenommen werden. Der Verifizierungsansatz beinhaltet dabei folgende Dimensionen:

- Grad an Sicherheit, also Bandbreite, innerhalb derer der wahre Wert liegt
- Zielsetzung, die der Erstellung der THG-Bilanz zugrunde liegt
- Kriterien zur Validierung von Emissionswerten
- Geltungsbereich, also organisatorische Grenzen, innerhalb derer die Emissionen erfasst werden
- Wesentlichkeit hinsichtlich der Stichproben bzw. der Einhaltung von Schwellenwerten

Verifizierende Gutachterinnen und Gutachter entwickeln auf dieser Basis einen Validierungs- bzw. Verifizierungsplan und beurteilen die Quellen und die Größenordnung möglicher Fehler, Auslassungen und Falschdarstellungen in der THG-Bilanz.

Die Verifizierung nach ISO 14064-3 unterstreicht insbesondere die Glaubwürdigkeit der Systeme und Prozesse zur Erfassung von Emissionen. Sie bestätigt die Normkonformität der THG-Emissionen, die Aussagen und Berichte entsprechend ISO 14064 und stellt sicher, dass sie frei von nicht dokumentierten Fehlern, Auslassungen oder falschen Aussagen sind.

In diesem Zusammenhang haben die verifizierenden Gutachter bzw. Gutachterinnen auch das Informationssystem zu Treibhausgasen zu beurteilen. Im Wesentlichen werden die Auswahl und Verwaltung sowie die Prozesse zur Erfassung, Verarbeitung, Zusammenführung und Berichterstattung von treibhausgasbezogenen Daten und Informationen analysiert. Des Weiteren werden die Systeme und Prozesse – sowie die Sub-Systeme und Sub-Prozesse –, die die Genauigkeit der treibhausgasbezogenen Daten und Informationen sicherstellen, geprüft.³⁴

5.2 Festlegung von Zielen und Unterstützung von Klimazielen

Neben den internationalen, nationalen und regionalen Klimazielen geben sich zunehmend auch Kommunen eigenständige Klimaziele. Viele Stadtwerke und entflochtene Verteilnetzbetreiber in Deutschland befinden sich mittelbar oder unmittelbar im Besitz kommunaler Eigentumsparteien – die Unterstützung von lokalen Klimazielen bekommt ein entsprechend größeres Gewicht in der Unternehmenspolitik.

Für Verteilnetzbetreiber essenziell ist zudem die Vergabep Praxis von Konzessionen. Neben der Versorgungssicherheit und einer kosteneffizienten Leistungserbringung gewinnt der Klimaschutz als Bewertungsfaktor ein immer größeres Gewicht.

³⁴ Vergleiche ISO (2019): DIN EN ISO 14064-3, Kapitel 4.5, Seite 27

Um die festgelegten Reduktionsziele zu erreichen, stehen einem Verteilnetzbetreiber mehrere Handlungsdimensionen zu Verfügung:

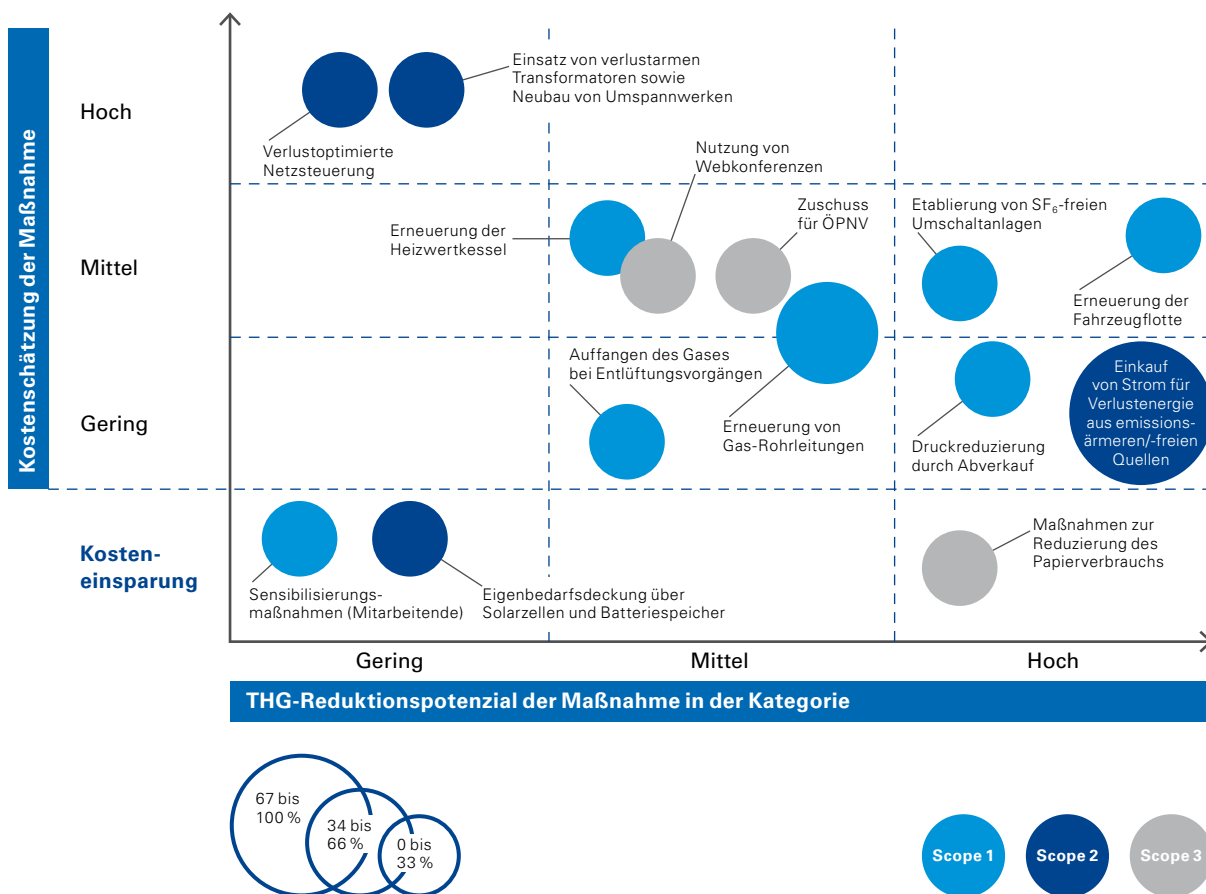
1. Strategie der Wirkungseffizienz
2. Strategie der Verhaltensveränderung
3. Strategie der Kompensation, sofern Reduktion nicht möglich

1. Strategie der Wirkungseffizienz

In einer ersten Ableitung sollen Maßnahmen umgesetzt werden, die im vorgegebenen Kostenrahmen das größtmögliche Reduktionspotenzial erschließen. In einer zweiten Ableitung erfolgt die Umsetzung der Maßnahmen, deren Kosten unterhalb des zu erwartenden Preises für Kompensationszahlungen über EU-ETS- oder VER-Zertifikate liegen.

Hilfestellung bietet insbesondere die Erstellung einer Matrix, in der die Maßnahmen nach ihrem Reduktionspotenzial und ihren Reduktionskosten angeordnet werden – kategorisiert nach einer Einteilung in gering, mittel und hoch. Abbildung 12 zeigt eine solche Matrix beispielhaft anhand von Maßnahmen zur THG-Reduktion einer allgemeinen Emissionsquelle.

12 Maßnahmen zur Reduzierung des THG-Fußabdrucks eines Verteilnetzbetreibers



Quelle: Netzbetreiberinitiative „Klimaneutralität im Verteilnetz“, 2021

2. Strategie der Verhaltensveränderung

Einige Treibhausgasemissionen hängen vom persönlichen Verhalten der Mitarbeitenden ab. Diese Emissionen werden zwar dem Netzbetreiber zugerechnet, die Entscheidung aber, ob diese Emissionen stattfinden oder nicht, hat das Unternehmen nicht direkt in der Hand. Grundsätzlich bleiben ihm drei Möglichkeiten:

- Sanktionen bei Verhaltensweisen, die für das Unternehmen schädlich sind
- Anreize, die die Beschäftigten zum gewünschten Verhalten motivieren
- Aufklärung und Vorbildfunktion, um für das gewünschte Verhalten zu werben

3. Strategie der Kompensation, sofern Reduktion nicht möglich

Sofern der Netzbetreiber nicht die Möglichkeit hat, THG-Emissionen zu vermeiden, kann er versuchen, diese Emissionen zu kompensieren. Hierfür stehen grundsätzlich zwei Möglichkeiten zur Verfügung: der Erwerb von EU-ETS-Zertifikaten oder von VER-Zertifikaten.

Bei den EU-ETS-Zertifikaten handelt es sich um sogenannte Verschmutzungsrechte, die in einem begrenzten Umfang ausgegeben und am Markt gehandelt werden. Klimapolitisch werden hierdurch die Emissionen von Treibhausgasen innerhalb der EU begrenzt. Die volkswirtschaftliche Intention ist, dass die jeweils kosteneffizientesten Maßnahmen zur Treibhausgasvermeidung umgesetzt werden.

Bei der Kompensation durch Voluntary Emission Reduction (VER) handelt es sich implizit um die Finanzierung und damit Umsetzung zertifizierter Klimaprojekte, die entweder THG-Emissionen vermeiden oder beispielsweise durch Aufforstungsprojekte CO₂ langfristig binden. Die durch die Projekte eingesparte Menge an CO₂ bildet die mengenmäßige Grundlage für die Ausstellung von Zertifikaten, die in einem Register generiert werden, dem Markt zur Verfügung stehen und frei gehandelt werden können. Auch bei den VER-Projekten spielt das Prinzip der Zusätzlichkeit eine zentrale Rolle. Sie besteht darin, dass der Projektierende über den Verkauf der Zertifikate zusätzliche Einnahmen generiert, die das Projekt über die Wirtschaftlichkeitsschwelle heben und der Verkauf von Zertifikaten daher unabdingbare Voraussetzung für die Realisierung des Projektes und damit der Projekt-Emissionsminderungen ist.

Die große Herausforderung besteht jedoch darin, die Zusätzlichkeit zweifelsfrei garantieren zu können. Der Versuch, möglichst valide Kriterien zur Zertifizierung von Projekten zu entwickeln und einzusetzen, führte zu mehreren Standards (Voluntary Carbon Standard oder VCS; Gold Standard). Trotz Einhaltung der Standards und positiver Zertifizierung ist die Auswahl von hochwertigen Projekten sinnvoll. Bei der Auswahl der Projekte ist es notwendig, die Projekte kritisch zu hinterfragen. Als wichtige Kriterien können hierbei gelten:

- Unternehmen bzw. Person, die hinter dem Investment steht
- Plausibilität/Nachweis der Zusätzlichkeit
- Fortbestand des Projekts oder des Kraftwerks
- Produktionsjahr der Zertifikate
- Bei Landnutzungsänderungen: Garantie, dass die Änderung langfristig und nachhaltig erfolgt

6

Fazit

Die Bilanzierung und Reduzierung des THG-Fußabdrucks wird für Verteilnetzbetreiber in den nächsten Jahren sehr an Bedeutung gewinnen. Der Einfluss von Anteilseignerinnen und -eignern auf die Unternehmensziele der Verteilnetzbetreiber wird zunehmen und auch kommunale Konzessionen werden über entsprechende Vergabekriterien in die gleiche Richtung wirken. Schließlich wächst aufgrund sinkender regulatorischer Kapitalverzinsung die Notwendigkeit zur Erschließung zusätzlicher Finanzierungsquellen, die mit der EU-Taxonomie zunehmend Nachhaltigkeitsanforderungen stellen.

Mit dem GHGP bzw. den abgeleiteten ISO-Normen kann auf anerkannte Regelwerke zur Erfassung und Bilanzierung von THG-Emissionen zurückgegriffen werden. Ihre Anpassung auf die Belange eines Verteilnetzbetreibers sind zwar nicht immer einfach, mit entsprechendem Engagement – wie dem der an diesem Projekt beteiligten Unternehmen – aber durchaus möglich.

Die THG-Bilanz eines Verteilnetzbetreibers sollte dabei mindestens die vom Unternehmen direkt beeinflussbaren Emissionen umfassen – also die sogenannten Scope-1- und Scope-2-Emissionsquellen. Auch hier sind bereits teils sehr komplexe bzw. aufwendige Analysen und Erhebungsprozesse zu implementieren – wie beispielsweise bei der Bewertung der indirekten Emissionen aus der Verlustenergie oder der Nutzung nicht eigener Gebäude.

Die Bilanzierung von Scope-3-Emissionen ist schließlich äußerst anspruchsvoll und erfordert eine realistische Einschätzung, welche notwendigen Emissionswerte vor- bzw. nachgelagerter Unternehmen verfügbar sind. Oftmals können sie erst nach einer längerfristigen Anstrengung und Vernetzung entlang der Wertschöpfungskette kalkuliert werden. Generell zeigt die Erfahrung der beteiligten Unternehmen, dass die Erstellung detaillierter Emissionsstreckbriefe je Emissionsquelle – unabhängig vom Scope der Quelle – wesentliche Basis bei der erstmaligen Erfassung der THG-Bilanz und für die darauffolgende Fortschreibung ist.

Eine wichtige Erkenntnis war es, zu erfahren, dass der größte Baustein für (Strom-)Netzbetriebe zum Erreichen von Klimaneutralität aus gesetzlichen und regulatorischen Gründen faktisch kaum bearbeitet werden kann. Hochgerechnet auf Deutschland betragen die physikalisch nicht vermeidbaren Transportverluste rund 26 Milliarden Kilowattstunden – das sind mehr als der Stromverbrauch von Hamburg und Berlin zusammen. Gedeckt werden darf dieser Strombedarf jedenfalls nicht durch erneuerbar erzeugten Strom.

Zum Abschluss daher eine Bitte in klimapolitischer Sache: Wenn Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit haben, bei der Politik oder in Branchenveranstaltungen zum Sachverhalt Ökostrom für Verlustenergie zu sensibilisieren, helfen sie uns – und letztlich auch dem Energiesystem insgesamt – bei der Erreichung der Klimaneutralität.

Literaturverzeichnis

BDEW (2016). Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.: Der aktive Verteilnetzbetreiber in einer dezentralen Energiewelt. Ein Beitrag der Verteilnetzbetreiber im BDEW zum Netzkonzept 2030, Positionspapier, Berlin, 30. November 2016

BMU (2021): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit: Die Koordination von Klimaschutzziele: Analyse des Klimaschutzgesetzes und der Maßnahmengesetze am Beispiel des EEG. Kurzgutachten, Climate Change 64/2021. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_64-2021_die_koordination_von_klimaschutzziele.pdf (abgerufen am 06.12.2021)

BMWi (2021). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html> (abgerufen am 06.12.2021)

BNetzA/BKartA (2021). Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2020, Bonn, 1. März 2021

EA.NRW (2020). Energieagentur.NRW GmbH: Emissions-Kategorien (Scopes) nach dem Greenhouse Gas Protocol, Düsseldorf 2020. http://www.ccf.nrw.de/navi/downloads/emissionsquellen/Emissions_Kategorien_Scopes.pdf (abgerufen am 06.12.2021)

HIC (2021). HIC Hamburg Institut Consulting GmbH: Entwertung von Herkunftsnachweisen für die Verlustenergie von Netzbetreibern: Auswirkungen auf den Herkunftsnachweismarkt. Gutachten im Auftrag der Schleswig-Holstein Netz AG und TenneT TSO GmbH Hamburg, 13. Oktober 2021

ISO (2019). International Organization for Standardization: ISO 14064-3:2019. Greenhouse gases – Part 3: Specification with guidance for the verification and validation of greenhouse gas statements, Chapter 4.5, Genf 2019

KPMG (2021). KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft: Towards net zero. Greenhouse Gas Protocol – Bedeutung für Verteilnetzbetreiber, Köln, Juni 2021

Lütkehus (2021). Lütkehus, R.: Neue EU-Energieeffizienz-Richtlinie nimmt auch Netzbetreiber in die Pflicht. In: energate messenger vom 06.07.2021. <https://www.energate-messenger.de/news/213547/neue-eu-energieeffizienz-richtlinie-nimmt-auch-netzbetreiber-in-die-pflicht> (abgerufen am 06.12.2021)

UM BW (2021). Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg: Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg, 21.10.2021. <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/klima/klimaschutz-in-baden-wuerttemberg/klimaschutzgesetz/?type=98> (abgerufen am 06.12.2021)

UM BW (2021). Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg: CO₂-Kompensation durch Unternehmen. Geeignete Nutzung und praktische Durchführung, Stuttgart, April 2021

U.S. Dairy (2019). Innovation Center for U.S. Dairy®: Scope 1 & 2 GHG Inventory Guidance. Use to prepare a GHG inventory and quantify emissions, Rosemont, Illinois, November 2019

WRI/WBCSD (2004). World Resources Institute and World Business Council for Sustainable Development (Ed.): The Greenhouse Gas Protocol. A Corporate Accounting and Reporting Standard, Revised Edition, March 2004

WWF/CDP (2014). WWF Deutschland und Carbon Disclosure Project (CDP) (Hg.): Klimareporting. Vom Emissionsbericht zur Klimastrategie – Grundlagen für ein einheitliches Emissions- und Klimastrategie-berichtswesen, Berlin, Februar 2014

Europäische Verordnungen und Richtlinien

Durchführungsverordnung Überwachung von und Berichterstattung über Treibhausgasemissionen:

Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 der Kommission vom 19. Dezember 2018 über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Kommission

Emissionshandelsrichtlinie:

Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates

Energieeffizienzrichtlinie:

Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG

Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED I):

Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG

Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II):

Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung)

Governance-Verordnung:

Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 94/22/EG, 98/70/EG, 2009/31/EG, 2009/73/EG, 2010/31/EU, 2012/27/EU und 2013/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 2009/119/EG und (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates

Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003

über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG

Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009

über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG

Vorschlag zur Neufassung der Energieeffizienzrichtlinie:

Europäische Kommission, Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Energieeffizienz (Neufassung), Brüssel, 14. Juli 2021

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Reduktionsziele CO ₂	8
Abbildung 2	Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Stromnetzbetreiber in Deutschland	11
Abbildung 3	Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland	11
Abbildung 4	Verteilnetzbetreiber nach Netzlänge im Jahr 2019	12
Abbildung 5	Betrachtung von CO ₂ -Emissionskategorien nach dem Greenhouse Gas Protocol	18
Abbildung 6	Beispielhafte Zuordnung von Emissionsquellen zu den einzelnen Scopes	19
Abbildung 7	Direkte Emissionen nach Scope 1	21
Abbildung 8	Indirekte Emissionen nach Scope 2	22
Abbildung 9	Emissionen Dritter nach Scope 3 – vorgelagerte Emissionen	24
Abbildung 10	Emissionen Dritter nach Scope 3 – nachgelagerte Emissionen	25
Abbildung 11	Typische THG-Emissionen eines Verteilnetzbetreibers (schematisch)	26
Abbildung 12	Maßnahmen zur Reduzierung des THG-Fußabdrucks eines Verteilnetzbetreibers	29

Abkürzungen

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BISKO	Bilanzierungs-Systematik Kommunal
BKartA	Bundeskartellamt
BNetzA	Bundesnetzagentur
CCAC	Climate and Clean Air Coalition
CDP	Carbon Disclosure Project
CF ₄	Tetraflourmethan
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
COP26	UN-Klimakonferenz Glasgow 2021 (United Nations Framework Convention on Climate Change, 26th Conference of the Parties)
EED	Energy Efficiency Directive (Energieeffizienzrichtlinie)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz (Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien)
EnBW	Energie Baden-Württemberg AG
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU ETS	European Union Emissions Trading System (EU-Emissionshandel)
EU	Europäische Union
GDR	Gasdruckregelanlage
GDRM	Gasdruckregel- und Messanlage
GHGP	Greenhouse Gas Protocol
HFC	Halogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (FKW)
HkRNDV	Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung (Durchführungsverordnung über Herkunfts- und Regionalnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien)
ISO	Internationale Organisation für Normung (International Organization for Standardization)
IT	Informationstechnologie
KPMG	KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
N ₂ O	Distickstoffmonoxid (Lachgas)
NF ₃	Stickstofftrifluorid
NGO	Nichtregierungsorganisation
OGMP	Oil and Gas Methan Partnership
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PFC	Perfluorierte Kohlenwasserstoffe
PPA	Power Purchase Agreement
RED	Renewable Efficiency Directive
SF ₆	Schwefelhexafluorid
THG	Treibhausgas
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UNEP	Umweltprogramm der Vereinten Nationen
VER	Voluntary Emission Reduction
VNB	Verteilnetzbetreiber
WBCSD	World Business Council for Sustainable Development
WRI	World Resources Institute
WWF	World Wide Fund For Nature

Kontakt

KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Michael Salcher

Vorstand, Leiter Energie und Rohstoffe
T +49 30 2068-4800
msalcher@kpmg.com

Gerd Krause

Partner, Sustainability Services
T +49 221 2073-1363
gkrause@kpmg.com

Daniel P. Breloer

Senior Manager, Energy Markets and Regulation
T +49 221 2073-1439
dbreloer@kpmg.com

www.kpmg.de

hub.kpmg.de/klimaneutralitaet-in-verteilnetzen

www.kpmg.de/socialmedia



Netze BW GmbH

Ein Unternehmen der
EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Eric Ahlers

Senior Manager Netze und Regulierung
T +49 30 234-55357
e.ahlers@netze-bw.de

www.netze-bw.de

[www.netze-bw.de/nachhaltigkeit/
klimaneutralitaet-im-verteilnetz](http://www.netze-bw.de/nachhaltigkeit/klimaneutralitaet-im-verteilnetz)

Zitierangaben:

Klimaneutralität in Verteilnetzen. Whitepaper. KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft und Netze BW GmbH. Berlin, Dezember 2021

Die Ansichten und Meinungen in Gastbeiträgen sind die der Verfasser und entsprechen nicht unbedingt den Ansichten und Meinungen von KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, einer Aktiengesellschaft nach deutschem Recht.

Die enthaltenen Informationen sind allgemeiner Natur und nicht auf die spezielle Situation einer Einzelperson oder einer juristischen Person ausgerichtet. Obwohl wir uns bemühen, zuverlässige und aktuelle Informationen zu liefern, können wir nicht garantieren, dass diese Informationen so zutreffend sind wie zum Zeitpunkt ihres Eingangs oder dass sie auch in Zukunft so zutreffend sein werden. Niemand sollte aufgrund dieser Informationen handeln ohne geeigneten fachlichen Rat und ohne gründliche Analyse der betreffenden Situation.

© 2021 KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, eine Aktiengesellschaft nach deutschem Recht und ein Mitglied der globalen KPMG-Organisation unabhängiger Mitgliedsfirmen, die KPMG International Limited, einer Private English Company Limited by Guarantee, angeschlossen sind. Alle Rechte vorbehalten. Der Name KPMG und das Logo sind Marken, die die unabhängigen Mitgliedsfirmen der globalen KPMG-Organisation unter Lizenz verwenden.