

Carbon Footprint und Carbon Management am Beispiel eines Biomasse-Heizkraftwerkes

Stefan Nertinger · Bernd Wagner

Online publiziert: 7. April 2011

Zusammenfassung Im Rahmen eines wissenschaftlichen Projektes des Wissenschaftszentrums Umwelt der Universität Augsburg (WZU) und der Prolignis Erneuerbare Energien GmbH, Ingolstadt, wurde die Treibhausgaswirkung von Biomasse-Holzheizkraftwerken (BM-HKW) berechnet. Die betrachteten BM-HKWs gewinnen thermische und elektrische Energie aus der Verbrennung von biogenen Reststoffen aus Wald-, Straßenbegleitgrün- und Landschaftspflegeeingriffen. Die Berechnung umfasste sowohl den produktbezogenen Treibhausgasausstoß (PCF – Product Carbon Footprint je kWh elektrischer als auch thermischer Energie) als auch die jährliche Emissionsmenge eines standardisierten Kraftwerkstandortes (CCF – Corporate Carbon Footprint). Aus wissenschaftlicher Sicht war das Projektziel die methodische Weiterentwicklung der Berechnung eines Carbon Footprints am praktischen Beispiel. Aus Sicht des beteiligten Unternehmens ging es um die Erfassung der eigenen Treibhausgaswirkungen sowie um die Implementierung eines Carbon Management Systems zur Reduzierung der Treibhausgaswirkungen.

S. Nertinger (✉)
Juristische und Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät,
Wirtschaftswissenschaftlicher Bereich,
Lehrstuhl für Betriebliches Umweltmanagement,
Prof. Dr. H.-U. Zabel, Martin-Luther-Universität
Halle-Wittenberg, Große Steinstraße 73,
06108 Halle/Saale, Deutschland
E-Mail: stefan.nertinger@wiwi.uni-halle.de

Prof. Dr. B. Wagner
Vorstand, Wissenschaftszentrum Umwelt (WZU),
Universität Augsburg, 86159 Augsburg, Deutschland
E-Mail: wagner@wzu.uni-augsburg.de

1 Methodische Grundlagen

Die methodische Basis für die Berechnungen der Treibhausgaswirkungen eines BM-HKW bildet das GHG Protocol (2004) und dessen Supplements von 2009, überarbeitet in 2010 (GHG Protocol 2009a, b). Um Transparenz, Glaubwürdigkeit, Relevanz, Überprüfbarkeit und Vergleichbarkeit des Carbon Footprints zu gewährleisten wurde auf GEMIS 4.5¹ als Berechnungswerkzeug zurückgegriffen, das u. a. durch BMU, Weltbank und GTZ unterstützt wird und seitens des Öko-Instituts entwickelt wurde. Dieses Tool ermöglicht eine integrierte Betrachtung des gesamten Lebenszyklus, verfügt über robuste Lebenszyklusdaten, wird regelmäßig fortgeschrieben und ist kostenlos.

Das GHG Protocol² ist der führende Standard zur Erfassung von Treibhausgasen. Er ist Grundlage der derzeit entstehenden GHG-ISO-Normen (14064 und 14067-1). Auf die Prinzipien der Treibhausgasbilanzierung wie Transparenz, Relevanz und Glaubwürdigkeit wurde im Rahmen des Projektes höchste Priorität gelegt. Die Supplements des GHG Protocols (2009a, b) bieten konkrete Hilfestellungen bezüglich der Bilanzierung produktbezogener Footprints (Product Carbon Footprints – PCF) und nicht direkt zurechenbarer Emissionen (Scope 3) im Rahmen der Bilanzierung organisationsbezogener Footprints (Corporate Carbon Footprints). Scope 1 bildet direkte Emissionen ab, Scope 2 Emissionen, die durch den (Fremd)Bezug von Energie entstehen. Abbildung 1 stellt den Prozess der Erfassung und Berechnung sowohl des Corporate als auch des Product Carbon Footprints dar.

¹ www.Gemis.de.

² www.ghgprotocol.org.

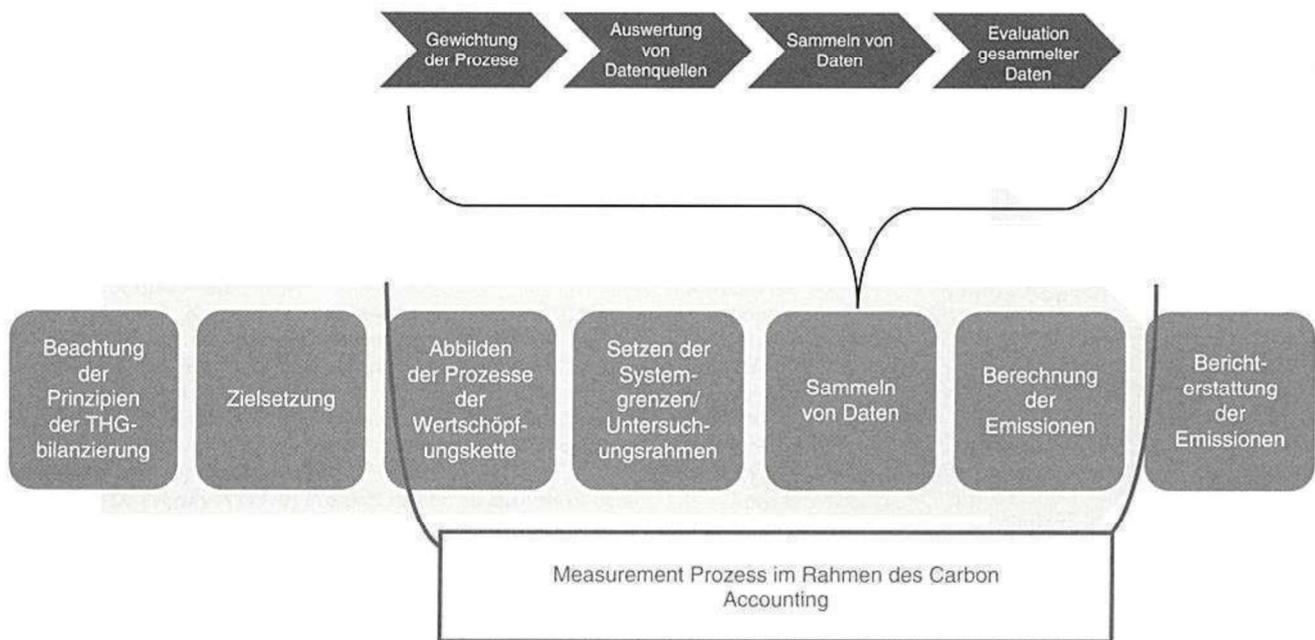


Abb. 1 Measurement Prozess. (Modifiziert nach GHG Protocol 2004)

2 Carbon Accounting und Carbon Measurement

Die Berechnung verschiedener Carbon Footprints³, gewinnt zunehmend, beinahe inflationär, an Bedeutung und wird zur politischen Leitgröße. Die Berechnung des Product Carbon Footprints⁴ (PCF) im Projekt wurde für die Produkte elektrische und thermische Energie vollzogen. Die Berechnung des Corporate Carbon Footprints⁵ (CCF) bezog sich auf ein standardisiertes KWK-Kraftwerk⁶. Sowohl PCF als auch CCF wurden auf dieser Basis in verschiedenen Varianten und Allokationsmethoden berechnet, die hier ausschnittsweise dargestellt werden.⁷

³ Auch gebräuchlich: „Kohlenstofffußabdruck“, „Treibhausgasinventar“ oder „CO₂-Footprint“.

⁴ Produktbezogener Carbon Footprint auf Lebenszyklusbasis.

⁵ Organisationsbezogener Carbon Footprint innerhalb einer Zeiteinheit, typischerweise ein Jahr.

⁶ Als Standard wurde ein Prototyp der Prolignis Erneuerbare Energien GmbH & Co. KG Ingolstadt verwendet. Dabei handelt es sich um ein Kraftwerk des Herstellers Wartsila (www.wartsila.com). Es verfügt über eine Feuerungswärmeleistung von 20,5 MW sowie eine Dampfturbine mit einer elektrischen Leistung von bis zu 5,57 MW. Es wurden 8000 Volllaststunden und eine jährliche Verbrauchsmenge von ca. 65.000 t biogener Reststoffe unterstellt. Weitere Daten sind dem Anhang zu entnehmen.

⁷ Im Projekt wurden mehrere Modelle berechnet, welche sich hinsichtlich ihrer Systemgrenzen sowie der Allokations- und Substitutionsmethoden unterscheiden. Im Folgenden wurden 2 Modelle (mit und ohne Lebenszyklusaspekte beim Bau und Rückbau des Kraftwerkes und des Fernwärmenetzes) in den verschiedenen Allokationsverfahren (Energiewert, Energieäquivalente, Nur-Strom, Nur-Wärme, Energieeffizienz) und dem Substitutionsverfahren auf Basis einer konventionellen Öl-Heizung dargestellt (Vgl. Nertinger 2010).

Allen Berechnungen liegt die Annahme der CO₂-neutralen Verbrennung von Biomasse zugrunde, wie sie seitens der Bundesregierung unterstellt wird (Deutscher Bundestag 2009). Bei der Energieumwandlung wird nur die Menge CO₂ freigesetzt, die die Biomasse zuvor beim Wachstum aufgenommen hat (kurzfristig geschlossener Kohlenstoffkreislauf). Die Primärdaten entstammen den Angaben des ausgewählten Unternehmensbeispiels, seiner Zulieferer und Partner. Die Sekundärdaten entstammen überwiegend dem GEMIS Tool, auf Grundlage der proBas Datenbank⁸, der Daten des Weltklimarates (IPCC⁹) und der Europäischen Umweltagentur (EEA¹⁰). Alle Daten wurden mittels geeigneter Literaturquellen überprüft.¹¹

Aufgrund der Kraftwärmekopplung entstehen bei der Erzeugung von Biomasseenergie sowohl elektrische als auch thermische Energien als Outputprodukte. Dies erfordert eine verursachungsgerechte Zuteilung der Emissionen auf diese beiden Produkte. Die Zurechnung kann mittels Allokations- oder mittels Substitutionsverfahren erfolgen.

Im Praxistest ausgewählter Unternehmen zur Anwendung der GHG Supplements erwies sich der Umgang mit Allokations- und Substitutionsverfahren als eine der anspruchsvollsten und komplexesten Herausforderungen. Primär wurden physikalische Allokationen, vor Substitutionsverfahren und monetären Allokationen vorgenommen. Typi-

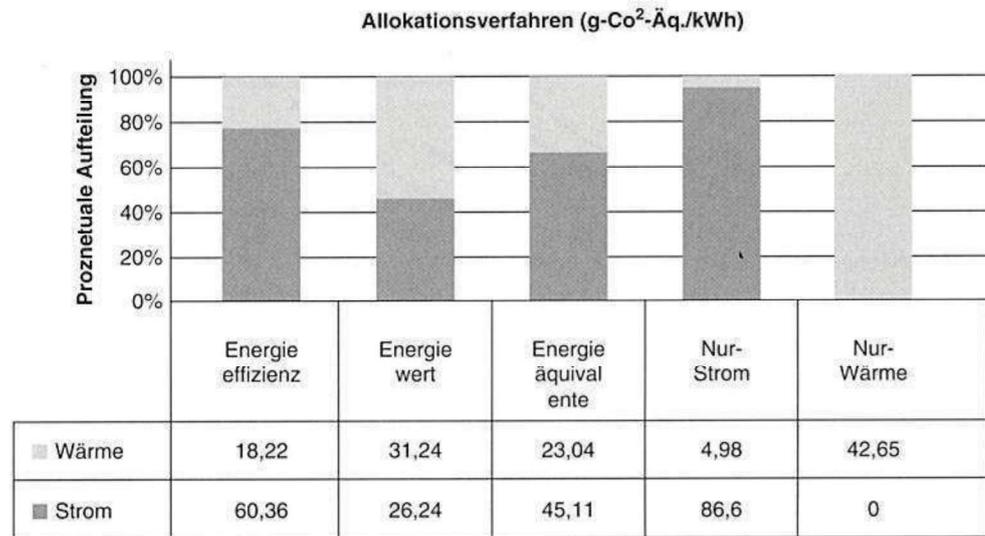
⁸ www.probas.de.

⁹ <http://www.ipcc.ch>.

¹⁰ <http://www.eea.europa.eu/de>.

¹¹ Beispielsweise: Bernandes et al. 2002; Fritsche 2007; Lübbert 2007; Jacobsen 2009; SRU 2007; Weiser 2006; Ramesohl et al. 2005.

Abb. 2 Allokationsverfahren (eigene Berechnungen mit GEMIS 4.5)



schwerweise wurde auf mehrere Verfahren zurückgegriffen. Die im vorliegenden Praxisbeispiel gemachten Erfahrungen bestätigen diese Vorgehensweise. Die Kombination aus Allokations- und Substitutionsverfahren¹² schafft sowohl die höchste Transparenz und Glaubwürdigkeit als auch den höchsten Informationsgehalt.

2.1 Product Carbon Footprint nach Allokationsverfahren

Allokationsverfahren weisen den Outputströmen Energie und Wärme die Emissionen in einem Verhältnis zu, das bspw. ihren ökonomischen oder energetischen Werten entspricht. Ebenso kann die Allokation gemäß Effizienzgrad in der Nutzung des Brennstoffes vollzogen werden. Abbildung 2 listet die CO₂-Äquivalente-Emissionen je kWh elektrischer Energie als auch thermischer Energie am Beispiel des ausgewählten BM-HKW nach verschiedenen Allokationsverfahren auf. Die in der Praxis überwiegend verwendete Methode ist die Allokation gemäß Energieäquivalenten (vgl. Empfehlungen des Öko-Instituts 2009). Die Ergebnisse basieren auf einem Modell, welches sowohl Lebenszyklusaspekte (bspw. Kraftwerks- und Fernwärmenetzbau,

-wartung und -dekonstruktion) als auch Leitungsverluste der Wärme- und Stromverteilungsnetze umfasst.

Abbildung 3 zeigt die operativen Emissionen (ohne die Lebenszyklusaspekte bspw. des Kraftwerkbaus und dessen Dekonstruktion und ohne Leitungsverluste) der Erzeugung einer kWh elektrischer Energie auf. Der Hauptanteil des Carbon Footprints resultiert aus der Verbrennung. Dabei werden die bei der Verbrennung entstehenden Treibhausgase CH₄ (Methan) und N₂O (Lachgas) in CO₂-Äquivalente umgerechnet. Wegen des hohen Treibhausgaspotentials dieser beiden Gase verursachen sie etwa 70 % des gesamten PCF (in der Abb. 3 am Beispiel Strom). Reines CO₂, d. h. ohne Einberechnung von CO₂-Äquivalenten, wird zu 97 % bei der Bereitstellung des Brennstoffes und dabei zu 67 % bei den Materialtransporten emittiert (bei Unterstellung der CO₂-Neutralität der Verbrennung). Der größte Anteil des Product Carbon Footprints resultiert aus den bei der Stufe der Verbrennung und (kurzen) Lagerung emittierten N₂O und CH₄ Kyoto-Gasen. Die Berechnung der Menge an CH₄- und N₂O Emissionen ist mit einem hohen Unsicherheitspotenzial behaftet. Diese Gase wirken 310- bzw. 25-mal stärker als CO₂ und gehen mit diesen Umrechnungsfaktoren entsprechend in die PCF Äquivalente-Rechnung ein.

2.2 Product Carbon Footprint nach Substitutionsverfahren

Substitutionsverfahren (Gutschriftenverfahren) gehen von der Annahme aus, dass die ausgekoppelte Wärme eine andere konventionelle Wärmeerzeugung, wie bspw. eine Öl-Heizung, substituiert. Die durchschnittlichen Emissionen dieser eingesparten Quelle werden der KWK-Technologie gutgeschrieben. Auf diese Weise sind auch negative Carbon Footprint-Werte möglich – diese zeigen das unmittelbare Treibhausgasreduzierungs-potenzial. D. h., negative Carbon Footprint-Werte, also CF-Gutschriften, sind nur bei

¹² Um die entstehenden Emissionen verursachungsgerecht auf die beiden Produkte Strom und Wärme, als Folge der Kraft-Wärme-Kopplung der Prolignis Kraftwerke, aufzuteilen und nicht doppelt zu rechnen, sind Verteilungsverfahren notwendig. Hierbei wird zwischen Substitutions- und Allokationsverfahren unterschieden. Allokationsverfahren weisen den Outputströmen die Emissionen in einem Verhältnis zu, das sich nach den jeweiligen Energiewerten, dem jeweiligen Effizienzgrad in der Nutzung des Brennstoffes oder nach ihrem ökonomischen Wert bemisst. Substitutionsverfahren unterstellen, dass die ausgekoppelte Wärme eine andere Wärmeenergieerzeugungsquelle ersetzt (bspw. eine Öl-Heizung). Die auf diese Weise eingesparten Emissionen der substituierten Quelle werden den Emissionen der Kraft-Wärme-Kopplungsanlage gutgeschrieben bzw. abgezogen (deshalb auch „Gutschriftenverfahren“ bezeichnet).

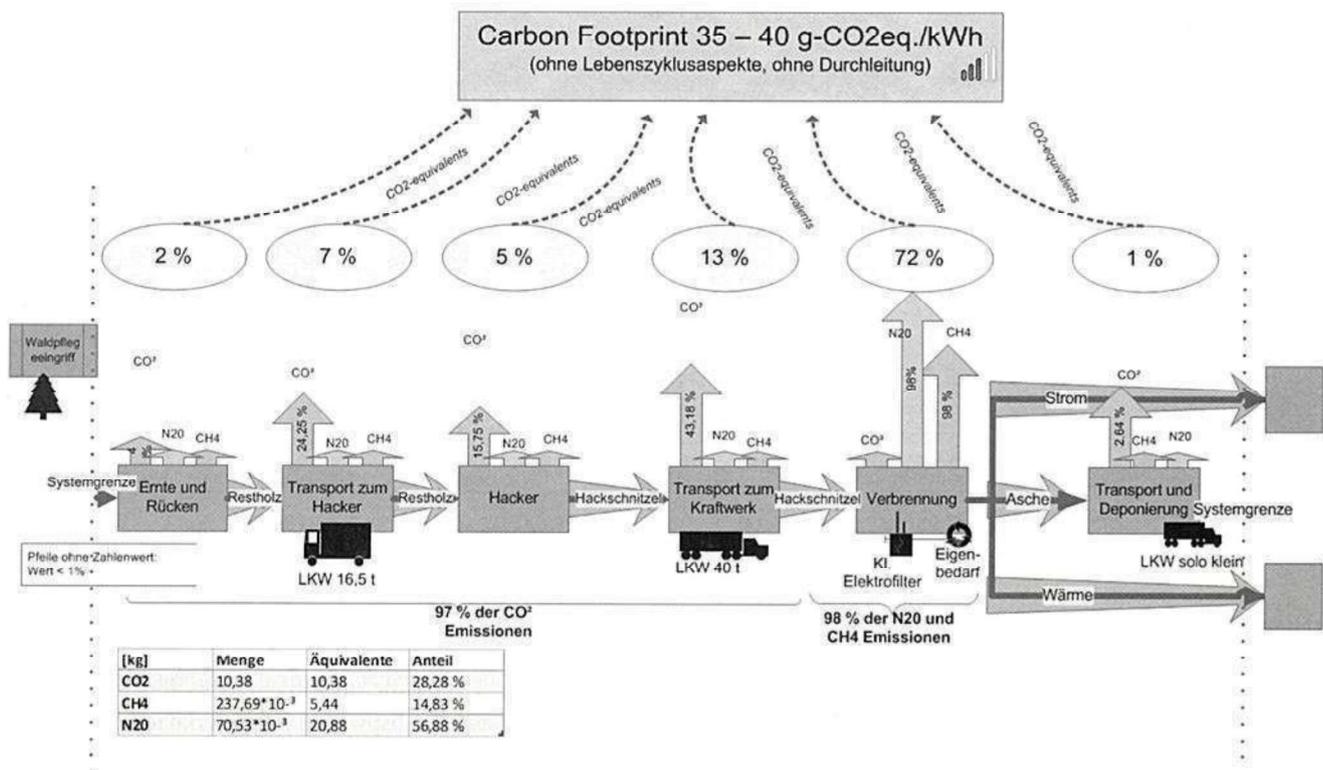


Abb. 3 Carbon Footprint entlang der Wertschöpfungskette (eigene Berechnungen mit GEMIS 4.5)

Kraft-Wärme-Kopplung und Berechnung nach Substitutionsverfahren möglich.

Abbildung 4 zeigt die Treibhausgasminderungspotenziale (pro kWh elektrischer Energie), die sich aus der gekoppelten energetischen und thermischen Nutzung von biogenen Stoffen ergeben. Während fossile Energieerzeugungspfade bis zu 1.248 g CO₂-Äquivalente ausstoßen (Braunkohle-HKW), werden durch die Nutzung von Biogas (-386 g) und vor allem fester Biomasse (-774 g) effektiv THG-Emissionen eingespart.

2.3 Corporate Carbon Footprint

Das GHG Supplement zur Erstellung eines CCF fordert die Erfassung von mindestens 80 % aller Scope 3 Emissionen (GHG Protocol 2009a). Die Berechnung des CCF erfolgte im Projekt auf Basis des LifeCycle Modells, um möglichst 100 % der Emissionen darzustellen. Scope 3 umfasst neben der reinen Verbrennung im Kraftwerk (Scope 1) und der fremdbezogenen Energie (Scope 2) alle Transporte, den Bau, Rückbau und die Wartung von Kraftwerk und Leitungsnetzen sowie die Deponierung der Asche. Der berechnete CCF im betrachteten BM-HKW umfasst also annähernd 100 %.

Abbildung 5 zeigt die umfassten Aspekte und Prozesse der jeweiligen Scopes des CCF auf: Scope 1 und 3 erzeugen

jeweils 44 % der gesamten jährlichen Treibhausgasemissionen eines standardisierten Biomasseheizkraftwerkes. Scope 2 bildet die Emissionen ab, die durch den Fremdbezug von Energie primär für den Betrieb des Fernwärmenetzes emittiert werden, und verursacht einen Anteil von 12 % des gesamten CCF.

3 Carbon Assessment

Die qualitative Auswertung der Carbon Footprint Werte erfordert den Vergleich mit den Werten anderer Energieträger und deren Erzeugungstechnologien. Aufgrund fehlender Normierung und unterschiedlicher Methodiken sowie Datenbasen der verschiedenen CF-Berechnungen kann ein solcher Vergleich derzeit lediglich Orientierungswerte bieten. Eine wichtige Determinante ist das Vorhandensein und die Effizienz der Kraft-Wärme-Kopplung. Ist diese nicht oder nur teilweise gesichert, ändern sich die Vergleichswerte nach Substitutionsmethode erheblich.

Sowohl Allokations- als auch Substitutionsverfahren zeigen das hohe Treibhausgasminderungspotenzial der energetischen Verwertung biogener Reststoffe. Die Verstromung und Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem BM-HKW bietet die höchste Klimaschutzeffizienz (SRU 2007).

Abb. 4 Substitutionsverfahren (eigene Berechnungen mit GEMIS 4.5)

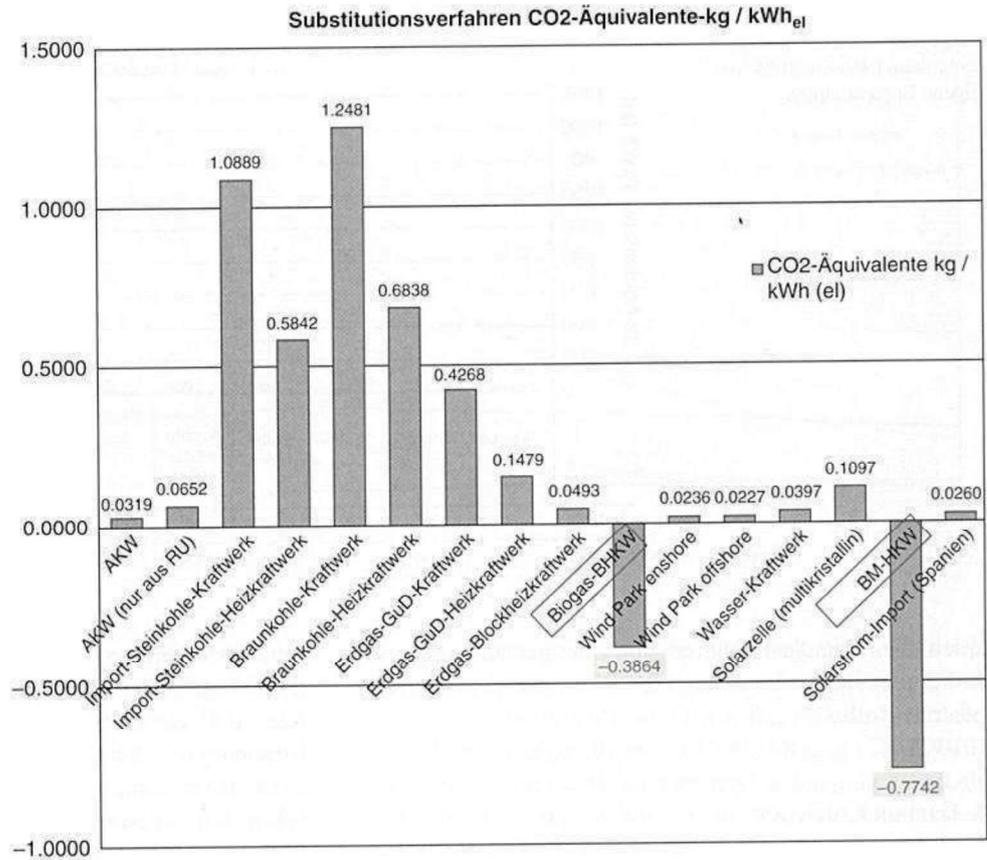
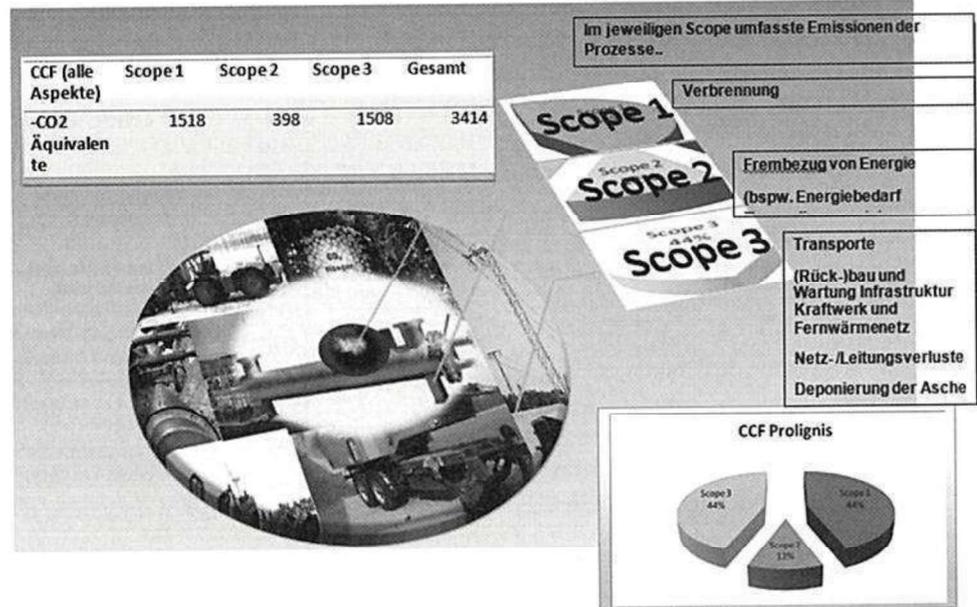


Abb. 5 Corporate Carbon Footprint (eigene Abbildung)

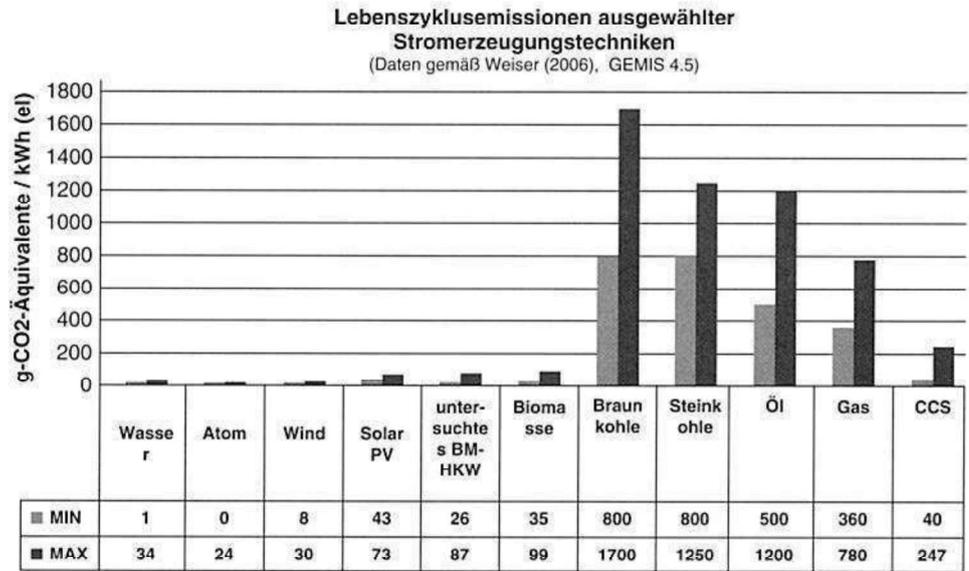


Diese Aussage (vgl. Abb. 6) des Sachverständigenrates für Umweltfragen von 2007 konnte durch die Erkenntnisse des Projektes gefestigt werden.

Zu betonen ist, dass die erneuerbaren Energien nicht in Konkurrenz zueinander zu sehen sind. Erst eine sinnvolle Kombination unter Vermeidung der jeweils spezifischen

Schwächen und Nutzung der Stärken führt zu optimierten Lösungen. Neben der Klimawirkung und Ökologieverträglichkeit, zählen Faktoren wie Wirtschaftlichkeit, Risikoarmut, soziale Akzeptanz, Speicherbarkeit, regionale Verfügbarkeit, regionale Unabhängigkeit etc. zu den Determinanten nachhaltiger Energieversorgung. Nicht zuletzt

Abb. 6 Lebenszyklusemissionen ausgewählter Stromerzeugungstechniken. (Weisser 2006 und eigene Berechnungen)



spielt die Grundlastfähigkeit der Energieerzeugungsform – diese ist bei Verbrennung von Biomasse gegeben – eine zentrale Rolle.

4 Carbon Efficiency

Abbildung 7 zeigt das Verhältnis der Kosten unterschiedlicher Energieerzeugungstechniken und deren Emissionen in CO₂-Äquivalenten gegenüber dem prognostizierten deut-

schen Strommix im Jahr 2010 auf. Somit ergibt sich ein Maß der Ökoeffizienz aus dem Verhältnis von Treibhausgasemission und spezifischen Energieerzeugungskosten (Carbon Efficiency). Auf der horizontalen Achse sind die CO₂-Äquivalente-Abweichungen vom Referenzwert des bundesdeutschen Strommixes abgebildet. Energieformen links (Gas, Photovoltaik, Biomasse, Nuklearenergie, Windenergie On-Shore) emittieren entsprechend weniger, Energieformen (Kohleooptionen) rechts des Nullwertes (Referenzszenario: bundesdeutscher Strommix) emittieren entsprechend mehr.

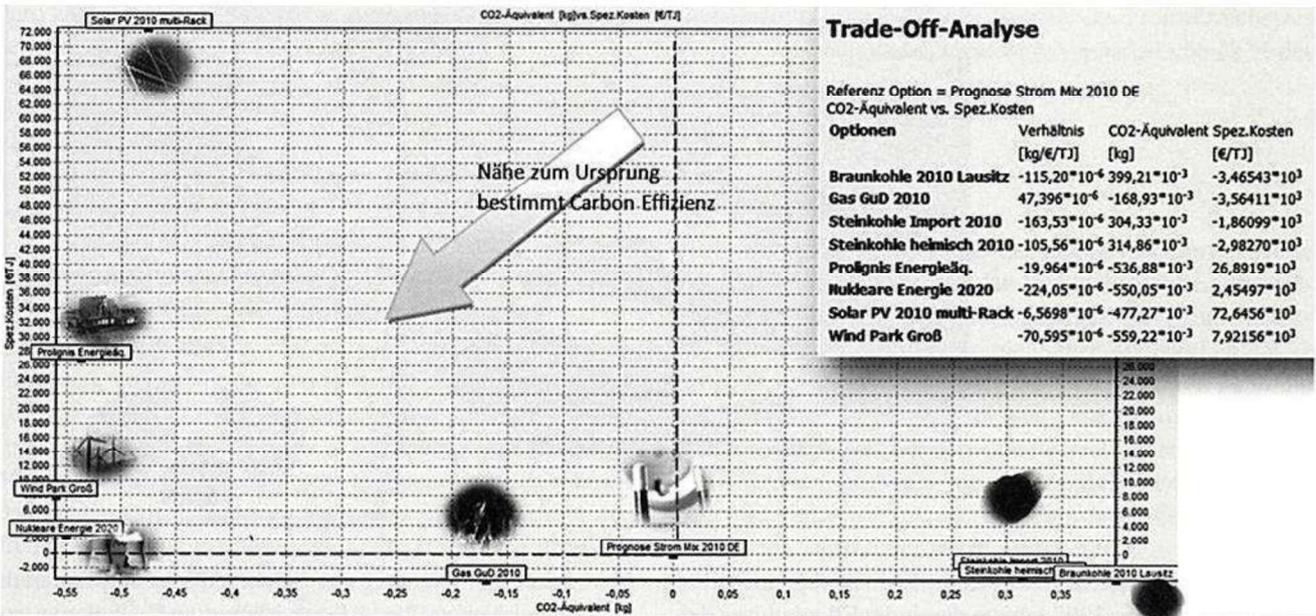
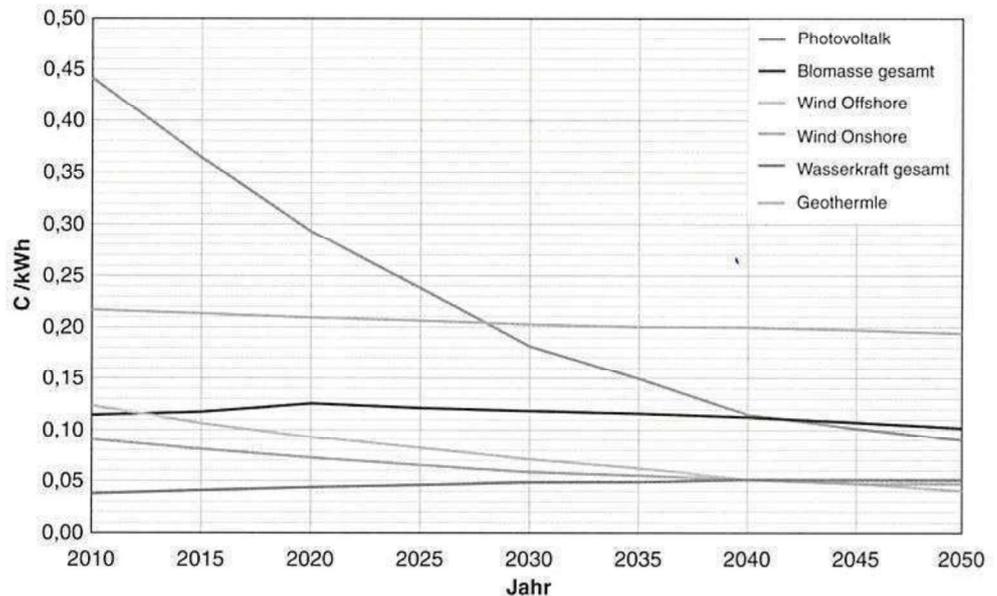


Abb. 7 Spezifische Stromerzeugungskosten und Emissionen in Referenz zur Prognose des bundesdeutschen Strommixes 2010 (eigene Darstellung entsprechend der Berechnungen mit GEMIS 4.5)

Abb. 8 prognostizierte Kostenentwicklung regenerativer Energieformen (DLR 2010; SRU 2010)



Analog hierzu sind die Kosten auf der vertikalen Achse abgetragen. Somit sind die Kosten der Energieformen Kohle- und Gasverbrennung relativ niedrig im Verhältnis zum bundesdeutschen Strommix und die Kosten der Wind-, Biomasse- und Photovoltaikenergieerzeugung relativ hoch. Die spezifischen Energie-erzeugungskosten umfassen die Herstellkosten des elektrischen Stroms. Die Carbon Efficiency oder CO₂-Effizienz bildet Kriterien wie Verfügbarkeit, Grundlastfähigkeit, Risiko, Sozialverträglichkeit nicht ab. Die Energieerzeugungsform des untersuchten BM-HKW Prototyps weist ein hohes Treibhausgas-minderungspotenzial auf bei leicht erhöhten Kosten gegenüber dem in 2010 zu erwartenden bundesdeutschen Stromerzeugungsmix. Die Darstellung umfasst die spezifischen Kosten, also ohne Internalisierung der externen Kosten, welche für Kohle- und vor allem für Nuklearenergieoptionen gravierend sein werden bzw. sind. Diese externen Kosten umfassen bspw. die Kosten für die Entsorgung von Brennstäben oder den Rückbau von Steinkohleminen. Die externen Kosten und Effekte für fossile als auch nukleare Energieoptionen sind beträchtlich (DLR und ISI 2006; Fritsche 2007) Sowohl für die Erzeugungsform Photovoltaik als auch für Bioenergieoptionen ist mittelfristig die Netzparität zu erwarten (u. a. Nitsch et al. 2004; SRU 2010): Dies liegt an Effizienzsteigerungen in der Erzeugung wie auch an den steigenden Kosten des durchschnittlichen Stroms. Der Anteil an Off-Shore Windenergie am deutschen Strommix wird in den nächsten Jahren signifikant zunehmen (bspw. SRU 2011). Zu betonen ist, dass der CO₂-Ausstoss in den nächsten Jahren massiven Einfluss auf die Kosten der Stromerzeugung gewinnen wird: Über die Instrumente des Emissionshandels werden CO₂-Äquivalente zu Kostenäquivalenten. Für nicht regenerative Energieformen verschlechtert sich die Kostensituation durch steigende Rohstoffpreise in Folge der Ver-

knappung und der wachsenden Nachfrage bei tendenziell sinkendem Angebot. Gemäß den Berechnungen des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR 2010) und des Sachverständigen Rates für Umweltfragen (SRU 2010) in Abb. 8 sind für die Biomasseenergieerzeugung dauerhaft vergleichsweise stabile Kosten zu erwarten. Durch steigende Kosten der konventionellen Energieformen und die zunehmende Monetarisierung des CO₂-Ausstoßes wird der CO₂-Effizienz- Vorteil eines BM-HKWs weiter zunehmen. In diesem Kontext ist eine baldige Netzparität (Lopez und Müller-Pelzer 2008) zu erwarten. Vor diesem Hintergrund der Preisrisiken, der zu erwartenden Internalisierung der CO₂-Kosten (bspw. durch den Emissionszertifikatehandel), der steigenden Preise fossiler Brennstoffe (und deren steigender Volatilität) sowie den zu erwartenden Kostendegressionseffekten der erneuerbaren Energien kann der Bezug von Biomasse-Strom und -Wärme ein Bestandteil eines funktionierenden Risikomanagements von Unternehmen und Kommunen darstellen. Diese werden somit in die Lage versetzt, sich gegen steigende Rohstoffpreise und deren Volatilität abzusichern. Dadurch erhöht sich die Budgetgenauigkeit und ergeben sich langfristig Wettbewerbsvorteile (KPMG 2007). Die Sicherheit der Energieversorgung und deren Nachhaltigkeit werden folglich zu strategischen Determinanten im Wettbewerb.

5 Carbon Management

Anhand der Entwicklungen des Emissionszertifikatehandels und verschärfter gesetzlicher Vorschriften wird die Notwendigkeit zur Reduktion von Emissionen deutlich. Die Bepreisung und Verknappung des Emissionsausstoßes zwingt Unternehmen die nicht vermeidbaren Emissionen möglichst

werthaltig zu nutzen und ggf. zu kompensieren. Es ist zu erwarten, dass THG-Emissionen weiterhin in zunehmendem Maße als CO₂-Kosten internalisiert werden. Proaktive Unternehmensführung muss sich dieser Entwicklung durch die Implementierung eines systematischen Carbon Managements mit dem Ziel einer kontinuierlichen Verbesserung der CO₂-Performance stellen. Carbon Management umfasst zunächst eine sorgfältige Bestandserhebung, d. h. die detaillierte Analyse des Carbon Footprints. Hieraus ergeben sich Stärken und Schwächen im Detail des Lebensweges der Energieerzeugung, insbesondere Emissionsschwerpunkte. Aus diesen lassen sich wiederum Ansatzpunkte für Optimierungsmaßnahmen ableiten. Der hieraus abgeleitete Katalog von Zielen und Maßnahmen bildet die Grundlage für Optimierungsprogramme sowie für die Prüfung (Audit) der Umsetzungserfolge. Carbon Management leitet über diesen dauerhaft eingerichteten Kreislauf von Bestandserhebung, Zielformulierung und Umsetzung ein systematisches Programm der kontinuierlichen Verbesserung ein.

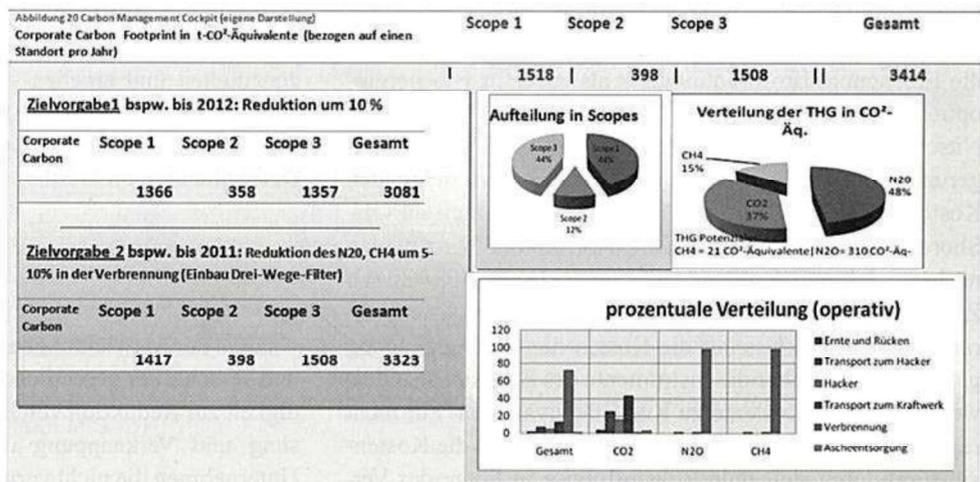
Dabei muss als wichtigster Grundsatz des Carbon Managements zunächst die Vermeidung, und erst an zweiter Stelle die Reduktion gelten. Erst unter der Voraussetzung, dass alle Spielräume für Vermeidung und Reduktion von Emissionen ausgeschöpft sind, ist eine Kompensations- oder Neutralisierungsleistung (Carbon Offsetting) zu akzeptieren.

Organisatorisch empfiehlt sich die Verankerung eines solchen Managementsystems auf Ebene der Unternehmensleitung, die Implementierung mittels Beauftragensystem sowie die Definition von dezentralen Verantwortlichkeiten entlang der Wertschöpfungskette von der Rohstoffquelle bis zu Ascheentsorgung. Eine besondere Herausforderung, insbesondere bei kleineren Unternehmen, stellt die Integration des Carbon Managements in andere Managementsysteme, etwa für Qualität (ISO 9000 ff) oder Umwelt (ISO 14000 ff), dar, bspw. in einem gemeinsamen integrierten Handbuch.

Der Fremdbezug von Energie ist in der überwiegenden Anzahl der Unternehmen die größte Emissionsquelle

(Scope 2 nach GHG Protocol) und damit oft die wichtigste Determinante des Carbon Footprints. Das GHG Protocol ermöglicht und forciert explizit die Bilanzierung über Unternehmensgrenzen hinweg. Im Praxisprojekt wurde anhand des Carbon Footprints deutlich, dass die Synchronisation mehrerer Unternehmen entlang der Supply-Chain nicht nur ökonomische, sondern auch erhebliche ökologische Erfolgspotenziale bietet. Die Interdependenz zwischen ökologischen und ökonomischen Erfolgspotenzialen führt zu einer erhöhten Ökoeffizienz durch die Synchronisation der Wertschöpfungskette. Initiiert durch den, zum Zwecke des Carbon Footprints zunächst erforderlichen Datentransfer zwischen Unternehmen, stellt die gemeinsam geplante Umsetzung emissionsenkender Maßnahmen den weiteren Schritt zur Implementierung eines Integrierten Carbon Managements dar. Abbildung 9 zeigt ein erstes Carbon Cockpit mit Steuerungs- und Kontrollgrößen des Carbon Managements. Das größte Emissionsreduktionspotenzial liegt in der Reduktion von CH₄ und N₂O aus der Verbrennung (Scope 1), zwei Gase, die über die CO₂-Äquivalente-Rechnung den höchsten Anteil am Carbon Footprint im Fallbeispiel einnehmen. Weitere Potentiale liegen insbesondere in den Rohstofftransporten. Da diese in der Regel über Fremdfirmen abgewickelt werden (Scope 2 und 3) und für diese direkte Emissionen darstellen, wird für eine CO₂-Footprint-reduktion eines BM-HKW's die Kooperation und synergetische Maßnahmenentwicklung mit diesen Firmen erforderlich. Normierte Umweltmanagementsysteme (z. B. EMAS III, ISO 14001) bieten Ansätze zu Integration über Organisationsgrenzen hinweg. Die strategische Wichtigkeit des Carbon Managements könnte die Initialzündung für synchronisierte gemeinsame Emissionsminderungen entlang der Supply Chain liefern, beginnend mit der Erhebung von Emissionsdaten. Sie könnte auch Ausgangspunkt für eine Synchronisation integrierter Umweltmanagementsysteme über Organisationsgrenzen hinweg und entlang horizontaler und vertikaler Wertschöpfungsketten sein.

Abb. 9 Carbon Management und Carbon Cockpit für ein BM-HKW (eigene Abbildung)



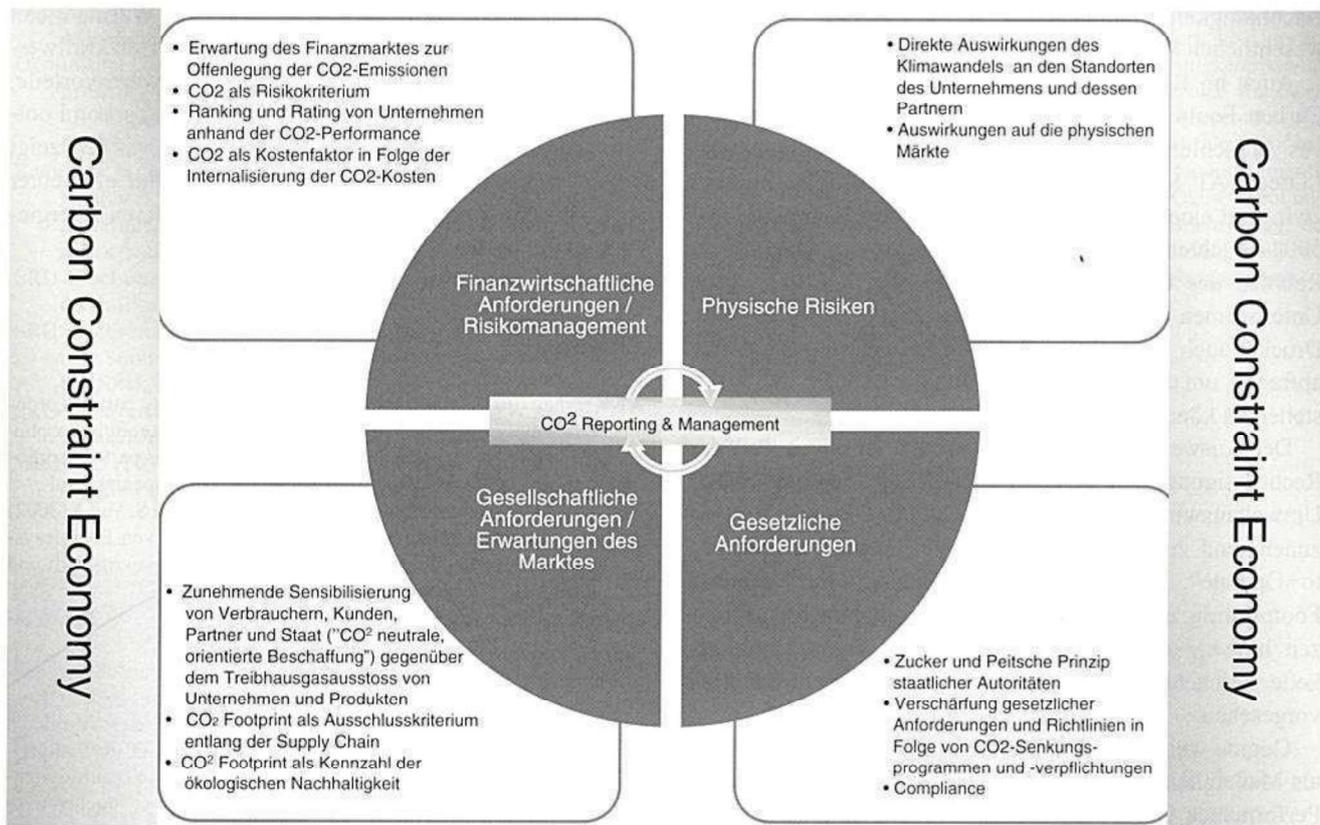


Abb. 10 Chancen und Risiken Carbon Constraint Economy (eigene Abbildung)

Das dargestellte Cockpitchart kann neben Schwerpunkten für eine Carbon Reduktionsstrategie auch konkrete messbare Zielgrößen für die einzelnen Scopes aufzeigen. Hieraus müssen im Rahmen des Carbon Managements konkrete Maßnahmenpakete zur Emissionsminderung abgeleitet, umgesetzt und in ihrer Umsetzung überprüft werden.

6 Carbon Strategy

Die strategische Ausrichtung des operationalen Carbon Managements muss sich am Rahmen einer immer enger kontrollierten und kontrollierenden Carbon Constraint Economy orientieren. Carbon Constraint Economy meint ein unternehmerisches und gesellschaftliches Handlungsumfeld, das den unternehmerischen Handlungsspielraum zunehmend am Maßstab von CO₂-Emissionen bemisst, einengt oder auch – bei geminderten Emissionen – erweitert. Die vielfältigen Vernetzungen und Wirkungsweisen einer solchen Carbon Constraint Economy sind in Abb. 10 zusammengefasst.

Wie angedeutet bietet die Carbon Constraint Economy auch unternehmerische Chancen. Diese liegen in der proaktiven Berücksichtigung der absehbaren Restriktionen und Sanktionen und in der frühzeitigen Optimierung des

Carbon Footprints. Externe Constraints und Ansprüche an das Carbon Management ergeben sich dabei nicht nur aus staatlichen und internationalen Regulierungen, sondern auch aus der zunehmenden Sensibilisierung von Verbrauchern und Medien, und auch seitens des Finanzmarktes. Die CO₂-Performance und dessen Management sind Gegenstand des Risikomanagements, sowohl im Hinblick auf Reputationsrisiken als auch in Anbetracht physischer Risiken in Folge des Klimawandels (z. B. Häufung von Extremwetterereignissen). Sie treten als solche immer mehr auch in den Fokus von Ratingagenturen (Lash und Wellington 2007). Nach dem raschen Wachstum der Agenturen für sog. Öko- oder Nachhaltigkeitsrating (Oekom 2010, SAM etc.), bauen auch konventionelle Ratingagenturen (z. B. S&P¹³) gezielt entsprechende Ratingkompetenzen auf. In diesem Kontext werden derzeit weitere Instrumente wie Carbon Risk Management oder Resilience Management diskutiert. Zudem bietet die CO₂-Performance Ansatzpunkte für das Kostenmanagement. Die Carbon Efficiency ist ein wichtiger Indikator zur Beurteilung der Zukunftsfähigkeit eines Unternehmens. Für zukunftsfähige Unternehmen wird

¹³ Bspw. <http://www.standardandpoors.com/indices/sp-efci-carbon-efficient/en/us/?indexId=sp-efci-carbon-efficient>.

Nachhaltigkeit, gemessen am Carbon Footprint, zu einem wesentlichen Indikator seiner Werthaltigkeit.

Auch im Bereich der B-to-B Beziehungen gewinnt der Carbon Footprint AN Bedeutung als positives wie negatives Ausschlusskriterium: Unternehmen wie Google oder L'Oréal (AT Kearney 2010) fordern von ihren Zulieferern zwingend eine Treibhausgasbilanzierung. Von den „Global 500“ berichten momentan 77 % zum Carbon Footprint im Rahmen des Carbon Disclosure Projects (CDP)¹⁴. Diese Unternehmen müssen in Folge öffentlichen und politischen Drucks auch von ihren Zulieferern CO₂-Informationen abfragen, um den eigenen Footprint inkl. Scope 2 und 3 darstellen zu können.

Der Ausweis des Carbon Footprints ist somit Teil der Rechtfertigung unternehmerischer Tätigkeiten und deren Umweltauswirkungen vor Gesellschaft und Politik. Er wird zunehmend zum Maßstab der gesellschaftlichen „Licence to Operate“. Transparentes und glaubwürdiges Carbon Footprinting muss entsprechend über Organisationsgrenzen hinweg und entlang der gesamten Wertschöpfungskette geschehen. Das GHG Protocol ist hierfür explizit vorgesehen.

Gerade weil Carbon Footprints sich derzeit immer mehr als Maßeinheit zur Bewertung der Umwelt-Effizienz und -Performance von Unternehmen durchsetzen, ist aber auch ihre begrenzte Leistungsfähigkeit und ihr limitierter Informationsgehalt im Auge zu behalten. Carbon Footprints vereinfachen einen komplexen Zusammenhang auf eine einfach zu handhabende Kenngröße. Hierin liegt einerseits ihre Stärke. Auf der anderen Seite geben sie in dieser Vereinfachung aber auch keine Auskunft über manchmal wesentliche Umwelteinflüsse, die über den Carbon Footprint nicht erfasst und deshalb vernachlässigt werden, z. B. Lärm, Flächenverbrauch und Artenvielfalt, Wirkungen von Abfällen, Abwässern etc.

Nach sorgfältiger Ermittlung des Carbon Footprints Erneuerbarer Energie aus fester Biomasse am praktischen Beispiel kann zusammenfassend festgehalten werden: Eine robuste Energieversorgung gewinnt für viele Unternehmen an strategischer Bedeutung (McKinsey 2010). Hierbei ist nicht nur der Kostenaspekt zu betrachten, ebenso sind Versorgungssicherheit, planbare Preisstabilität und Klimaverträglichkeit Komponenten einer effizienten Wettbewerbsstrategie. Energie ist nicht mehr nur reines Commodity – Energie wird zum Wettbewerbsfaktor.

In Anbetracht der zu erwartenden Internalisierung von CO₂-Kosten, der steigenden Kosten fossiler Brennstoffe, der Erfordernisse von Grundlastfähigkeit und Speicherbarkeit, der regionalen Unabhängigkeit und bei kontinu-

ierlichem Bedarf an Strom und Wärme bzw. Wärme bietet die Kraft-Wärme-Kopplung von Biomasse-Heizkraftwerken hohe Zukunftspotenziale durch Wettbewerbsvorteile, Klima- und Ökoeffizienz. Die Ermittlung des Carbon Footprints nach State of the Arts Berechnungsverfahren zeigt für ein typisches Biomasse- Heizkraftwerk mit effizienter Kraft-Wärme-Kopplung im Vergleich zu anderen Energieformen die besten Emissionswerte.

Literatur

- AT Kearney (2010) Carbon management becomes key part of corporate supply chain strategy. <http://www.atkearney.com/index.php/News-media/carbon-management-becomes-key-part-of-corporate-supply-chain-strategy-for-major-global-companies.html>
- Bernandes M, Briem S, Krewitt W, Nill M, Rath-Nagel S, Voß A (2002) Grundlagen zur Beurteilung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen in Baden-Württemberg. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart
- Deutscher Bundestag (2009) Energetische Nutzung von Holz. Drucksache 16/11468, Deutscher Bundestag, Berlin
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut System- und Innovationsforschung (ISI) (2006) Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. DLR, Stuttgart
- DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) (2010) Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100 % regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050. Endbericht. Entwurf. Stuttgart: DLR
- Fritsche U (2007) Treibhausgasemissionen und Vermeidungskosten der nuklearen, fossilen und erneuerbaren Strombereitstellung. Arbeitspapier. Öko-Institut, Darmstadt
- GHG Protocol Initiative (2004) A corporate accounting and reporting standard. World Resource Institute, Washington
- GHG Protocol Initiative (2009a) Scope 3 accounting and reporting standard supplement to the GHG Protocol corporate accounting and reporting standard (vorläufige Variante – Stakeholder Draft). World Resource Institute, Washington
- GHG Protocol Initiative (2009b) Product life cycle accounting and reporting standard. World Resource Institute, Washington
- Jacobsen MZ (2009) Review of solutions to global warming, air pollution and energy security. Energy Environ Sci. doi:10.1039/b809990C
- KPMG (2007) Energie- und Rohstoffpreise – Risiken und deren Absicherung. http://www.kpmg.at/de/files/Energie_und_Rohstoffpreise.pdf
- Lash J, Wellington F (2007) Competitive advantage on a warming planet. Harv Bus Rev, 85(March 2007):95–102
- Lopez RA, Müller-Pelzer F (2008) Photovoltaik – auf dem Weg zur Netzparität. Umweltwirtschaftsforum. doi:10.1007/s00550-008-0087-y
- Lübbert D (2007) CO₂-Bilanzen verschiedener Energieträger im Vergleich: Zur Klimafreundlichkeit von fossilen Energien, Kernenergie und erneuerbaren Energien. Deutscher Bundestag, Berlin
- McKinsey (2010) Wettbewerbsfaktor Energie – Chancen für die Schweizer Wirtschaft. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie Bern. Bundesamtes für Energie Bern, Zürich
- Nitsch J et al (2004) Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. http://ifeu.de/landwirtschaft/pdf/Oekologisch_optimierter_Ausbau_Langfassung.pdf

¹⁴ „The Carbon Disclosure Project is an independent not-for-profit organization holding the largest database of primary corporate climate change information in the world“ (<https://www.cdproject.net>).

- Oekom (2010) Positionspapier Emissionshandel. Oekom Research AG, München
- Öko-Institut (2009) Memorandum Carbon Footprint – Positionen zur Erfassung und Kommunikation des Product Carbon Footprint für die internationale Standardisierung und Harmonisierung. Öko-Institut e. V., Berlin
- Ramesohl S, Arnold K, Kaltschmitt M, Scholwin F, Hofmann F, Plättner A, Kalies M, Lulies S, Schröder G (2005) Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse – Band1: Endbericht. Wuppertal Institut, Wuppertal
- SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2007) Klimaschutz durch Biomasse – Sondergutachten. SRU, Berlin
- SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2010) 100 % erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. SRU, Berlin
- SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2011) Wege zu 100 % erneuerbaren Energien – Sondergutachten. SRU, Berlin
- Weisser D (2006) A guide to lifecycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies. Energy 32(9):1543–1559



Prof. Dr. Bernd Wagner, Das WZU koordiniert die Umwelt- und Nachhaltigkeitsaktivitäten der Universität Augsburg. Bernd Wagner konzentriert sich auf Fragen des Umwelt- und Nachhaltigkeitsmanagements, der CSR, des Öko-Controllings und der Öko-Bilanzierung, der Materialflusseffizienz und der Materialflusskostenrechnung.



Stefan Nertinger, forscht am Lehrstuhl Betriebliches Umweltmanagement zu Konzepten nachhaltiger Unternehmensführung und Carbon Management.