

Potenziale zur Erzeugung von Biomasse aus Mikroalgen in Europa unter besonderer Berücksichtigung der Flächen- und CO₂-Verfügbarkeit

zur Erlangung des akademischen Grades eines
DOKTORS DER INGENIEURWISSENSCHAFTEN (Dr.-Ing.)

der Fakultät für Chemieingenieurwesen und Verfahrenstechnik des
Karlsruher Institut für Technologie (KIT)

genehmigte
DISSERTATION

von
Dipl.-Geoökol. Johannes Skarka
aus München

Referent: Prof. Dr.-Ing. Clemens Posten
Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Georg Schaub
Tag der mündlichen Prüfung: 6. März 2015



Dieses Werk ist lizenziert unter einer Creative Commons Namensnennung – Weitergabe unter gleichen Bedingungen 3.0 Deutschland Lizenz.
(CC BY-SA 3.0 DE): <http://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/de/>

Danksagung

Die vorliegende Dissertation entstand im Rahmen meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS, Karlsruher Institut für Technologie). Danken möchte ich:

- Prof. Dr.-Ing. Clemens Posten vom Institut für Bio- und Lebensmitteltechnik, Bereich Bioverfahrenstechnik, für das Interesse und die Bereitschaft meine Arbeit als Doktorvater zu betreuen, für seine Unterstützung und seine wertvollen Hinweise.
- Dr. Christine Rösch für die Betreuung meiner Arbeit am ITAS und für die zahlreichen, anregenden Diskussionen zu Detailfragen oder auch dem großen Ganzen.
- Dem Projekt EnAlgae (INTERREG IVB North West Europe Programm) für die finanzielle Unterstützung und allen Kolleginnen und Kollegen aus dem EnAlgae-Projekt.
- Prof. Dr.-Ing. Georg Schaub vom Engler-Bunte-Institut, Bereich Chemische Energieträger – Brennstofftechnologie, für die Übernahme des Korreferats.
- Dem ITAS, insbesondere der Institutsleitung Prof. Dr. Armin Grunwald und Prof. Dr. Michael Decker, dafür, dass ich die Arbeit am ITAS durchführen konnte und für das interdisziplinäre Arbeitsumfeld. Und natürlich allen Kolleginnen und Kollegen am ITAS, ohne die es dieses inspirierende Arbeitsumfeld überhaupt nicht gäbe.
- Der European Environment Agency (EEA) für die Bereitstellung des Corine-Landcover-Datensatzes und der E-PRTR-Daten; dem ECA&D project für die Bereitstellung der E-OBS-Daten aus dem EU-FP6-Projekt ENSEMBLES; UNEP-WCMC für die Daten aus der World Database on Protected Areas (WDPA); der Global Land Cover Facility (GLCF) für die USGS Geländedaten; und Dr. Thomas Huld vom Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, für die Daten zur Globalstrahlung aus PVGIS-3.
- Meiner Familie, insbesondere meinen Eltern, meinen Kindern Mira und Hana und vor allem meiner Frau Nuran für Ihre bedingungslose Unterstützung und unermessliche Geduld.

Zusammenfassung

Die Kultivierung von Mikroalgen gilt als vielversprechende Option um in nachhaltiger Weise Biomasse für die kommerzielle Produktion von Massengütern bereitzustellen. Dabei stehen insbesondere Energieträger oder Futtermittel aus Mikroalgen im Fokus der Bemühungen.

Da Mikroalgen auf Standorten produziert werden können, die keine landwirtschaftliche Produktivität aufweisen und vergleichsweise hohe flächenbezogene Biomasseerträge erzielt werden können, besitzen sie ein großes Potenzial zur Reduktion der Flächennutzungskonkurrenz zwischen der Produktion von Bioenergieträgern und Nahrungsmitteln. Dennoch würden große Flächen benötigt, um mit Mikroalgen einen signifikanten Beitrag zur kommerziellen Produktion von Energieträgern oder Futtermitteln zu leisten. Um ein optimales Wachstum zu erzielen, werden Mikroalgen mit CO₂ begast. Sollen Mikroalgen im großen Maßstab für die Produktion von Massengütern kultiviert werden, sind große CO₂-Massenströme erforderlich. Dafür kommen Abgasströme aus Energie- und Industrieanlagen (CO₂-Quellen) in Frage. Große verfügbare Flächen für die Algenkultivierung befinden sich jedoch nur in den seltensten Fällen in unmittelbarer Nähe einer CO₂-Quelle. Das CO₂ muss also von den CO₂-Quellen zu den Algenproduktionsstandorten gelangen.

Bislang gibt es nur wenige Arbeiten zum Ressourcenpotenzial von Mikroalgen. Potenzialstudien zu Europa, die sich an der Ressourcenverfügbarkeit orientieren, fehlen und die Verfügbarkeit von CO₂-Quellen wird, wenn überhaupt, nur sehr grob in die Potenzialanalyse integriert.

In der vorliegenden Arbeit wurde daher erstmalig systematisch und GIS (Geoinformationssystem)-basiert untersucht, in welcher Entfernung sich potenzielle Algenproduktionsstandorte von großen CO₂-Quellen befinden und wie sich diese räumlichen Gegebenheiten auf die Biomassekosten und die damit verbundenen Potenziale auswirken.

Das dafür entwickelte GIS-basierte Modell ermöglicht eine räumlich differenzierte Potenzialanalyse und die Identifikation einzelner potenzieller Standorte bei einer maximalen Auflösung von 300 m x 300 m. Das Modell besteht aus vier Teilmodellen: dem Ertragsmodell, dem Flächenverfügbarkeitsmodell, dem Standortmodell und dem CO₂-Modell. Das Ertragsmodell liefert räumlich differenzierte Algenbiomasseerträge, die mit Hilfe von flächendeckenden Klimadaten berechnet wurden. Im Flächenverfügbarkeitsmodell kann die Flächenverfügbarkeit anhand der Geländeneigung und Landnutzung unter Einbeziehung von Nachhaltigkeitsgesichtspunkten abgeleitet werden. Mit dem Standortmodell können ausgehend von den Ergebnissen des Flächenverfügbarkeitsmodells Standorte zur Algenproduktion identifiziert werden und unter Einbeziehung der berechneten Ertragsdaten die Algenbiomassekosten (ohne CO₂-Bereitstellungskosten) berechnet werden. Mit Hilfe des CO₂-Modells können unter Berücksichtigung der CO₂-Massenströme und der Entfernung von Algenproduktionsstandort und CO₂-Quelle die Kosten für die CO₂-Bereitstellung berechnet werden. Diese setzen sich aus den Kosten für die CO₂-Abscheidung an der

CO₂-Quelle, der CO₂-Kompression und dem Pipelinetransport zum Algenproduktionsstandort zusammen. Für die Bestimmung des kostenbezogenen Potenzials müssen alle Algenproduktionsstandorte mit ausreichend CO₂ durch die CO₂-Quellen versorgt werden. Die Lösung dieses Transportproblems erfolgte mit Hilfe einer für diese Arbeit erweiterten Least-Remaining-Cost Methode unter Verwendung der Teilmodelle. Dabei wurden die systemweiten Algenbiomassekosten minimiert.

Die Modellrechnungen ergaben ein technisches Potenzial von 41 Mt a⁻¹ Algenbiomasse auf 5.500 Standorten in den EU-27 Ländern. Spanien wies mit 28 Mt a⁻¹ das mit Abstand größte Potenzial auf und zudem auch das größte Potenzial in der günstigsten Kostenklasse (< 750 EUR t⁻¹) im Ländervergleich (biomassegewichtetes Mittel 1.330 EUR t⁻¹). Die CO₂-Bereitstellungskosten machten dabei im Durchschnitt gut ein Drittel, die am Standort anfallenden Kosten knapp zwei Drittel der Biomassekosten aus. Die durchgeführten Sensitivitätsanalysen und Szenarien haben gezeigt, dass die wichtigsten Einflussfaktoren für Potenzial und Kosten die PCE (*photoconversion efficiency*), die maximal erlaubte Geländeneigung, die Reaktorinvestitionsausgaben und die CO₂-Aufnahmeeffizienz sind. Deutliche Kosteneinsparungen könnten durch ein Recycling von am Algenproduktionsstandort entstehenden CO₂-Strömen erzielt werden, da so die Kosten für die CO₂-Bereitstellung sinken. Das technische Potenzial könnte durch Maßnahmen, die die Temperaturabhängigkeit der Kultivierung verringern, deutlich erhöht werden, wobei hierbei die mit diesen Maßnahmen verbundenen zusätzlichen Kosten berücksichtigt werden müssten.

Eine verbesserte Potenzialabschätzung ließe sich durch Berücksichtigung weiterer wichtiger Standortfaktoren wie Verfügbarkeit von Infrastruktur (Straßen, Elektrizität), Wasserbedarf und Wasserverfügbarkeit und eine Erweiterung des CO₂-Modells und des Transportproblemalgorithmus um die Nutzung gemeinsamer CO₂-Transportinfrastruktur. Eine lohnende, weiterführende Forschungsaufgabe wäre eine systematische Untersuchung darüber, inwieweit landwirtschaftlich ertragsschwache Flächen in die Potenzialanalyse einbezogen werden könnten.

Die Ergebnisse zeigen, dass bei einer mit dem CO₂-Massenstrom gewichteten mittlere Pipelinelänge von 240 km nur in den seltensten Fällen größere geeignete Flächen für die Mikroalgenproduktion in unmittelbarer Nähe von großen CO₂-Emittenten zur Verfügung stehen. Der notwendige CO₂-Transport macht einen erheblichen Anteil an den gesamten Biomassekosten aus. Der häufig angeführte Vorteil der Nutzung von kostenlosem CO₂ aus Abgasströmen ist damit in Europa nur in seltenen Fällen auch fast ohne Kosten realisierbar, insbesondere bei der Produktion von Mikroalgenbiomasse im großen Maßstab. Die energetische Nutzung von Mikroalgenbiomasse aus den EU-27-Ländern (0,8 EJ a⁻¹), kann nur einen geringen Beitrag zum Primärenergiebedarf (48 EJ a⁻¹) dieser Länder beitragen. Auch sind die Kosten für beispielsweise Biodiesel aus Algen mit im besten Fall 340 USD bll⁻¹ im Vergleich zu Diesel sehr hoch. Dennoch bleiben Mikroalgen als Energieträgerlieferanten für z. B. den Flugverkehr interessant, da dieser Sektor auf flüssige Kraftstoffe angewiesen ist. Hier könnten Mikroalgen bis zu 20 % des jährlichen Kerosinbedarfs in den EU-27 decken. Der mögliche hohe Lipidertag von Mikroalgen ist dabei ein großer Vorteil hinsichtlich des Flächenbedarfs im Vergleich zur Biokraftstoffproduktion aus anderen Pflanzen, die zur Ölproduktion kultiviert werden, wie Raps.

Summary

Microalgae are seen as a promising option to sustainably produce biomass for the commercial production of bulk products with a main focus on biofuels and animal feed.

Since microalgae can be produced on non-arable land and show higher yields per areal unit compared to agricultural crops they potentially can help to reduce land use competition between the production of biofuels and food. However, large areas would be needed for the cultivation of the microalgae to make a major contribution to the commercial production of biofuels or food. CO₂ has to be added to the microalgae culture to obtain optimal growth. For large scale production of bulk products from microalgae large CO₂ mass flows are needed. For this, flue gas from power plants or industrial facilities (CO₂ sources) can be used. However, large areas available for microalgae production are co-located to a CO₂ source in rare cases only. Thus, the needed CO₂ has to be transmitted from the CO₂ sources to the microalgae production sites.

There are only a few studies on the resource potential of microalgae until now. Studies related to the resource availability for microalgae production in Europe are missing and the availability of CO₂ sources is only roughly addressed, if addressed at all.

In the present work a GIS (geographic information system)-based model was hence developed to investigate the distance of potential algae production sites to large CO₂ sources and how the spatial distribution of algae production sites and CO₂ sources affects the algae biomass costs and the related potentials.

The developed GIS-based model enables a spatially explicit potential analysis and makes it possible to identify individual potential algae production sites with a maximum spatial resolution of 300 m x 300 m. The model consists of four submodels: the yield model, the land availability model, the site model, the CO₂ model. The yield model calculates the spatially explicit microalgae biomass yield using climate data. The land availability model determines the availability of suitable land according to the slope and the land use under consideration of land use related sustainability aspects. With the help of the site model individual potential algae production sites can be identified using the results of the land availability model and the algae biomass costs can be calculated using the yield data obtained from the yield model (without CO₂ supply costs). The CO₂ supply costs can be calculated with the CO₂ model in consideration of the CO₂ mass flows and the distance between algae production site and CO₂ source. The CO₂ costs consist of the costs for the CO₂ capture at the CO₂ source, the CO₂ compression costs and the costs for the transport of the CO₂ to the algae production site via pipeline. To determine the cost related potential all algae production sites have to be sufficiently supplied with CO₂ from the CO₂ sources. This transportation problem was solved using an extended Least Remaining Cost Rule that was developed for this purpose. Therefore, the submodels were applied and the overall algae biomass costs of the system were minimized.

The results of the calculations showed a technical potential of 41 Mt a⁻¹ algal biomass on

5,500 sites in the EU-27 countries. The highest potential was found in Spain (28 Mt a^{-1}). Spain also showed the highest potential in the cost class with the lowest costs ($< 750 \text{ EUR t}^{-1}$) in comparison to the other countries. Approximately one third of the total biomass costs are due to the CO_2 supply costs and two thirds due to costs incurred at the algae production site. The sensitivity analyses and the scenarios showed that the most important factors involved with regard to potential and costs were the PCE (photoconversion efficiency), the maximum suitable slope, the capital expenditures for the photobioreactor, and the CO_2 uptake efficiency. Significant cost savings could be realized by the recycling of CO_2 emissions that occur at the algae production site since the CO_2 supply costs could be decreased that way. The technical potential could be increased substantially through measures which reduce the temperature dependence of the algae cultivation; however, the additional costs related to those measure would have to be taken into account.

The potential assessment could be improved by taking into account additional important factors like the availability of infrastructure (roads, electricity), water demand and availability and by an extension of the CO_2 model and the solving algorithm for the transportation problem by the usage of a mutual CO_2 transmission infrastructure. Furthermore it would be worthwhile to systematically investigate how agricultural land (e.g. less fertile land) could be integrated into the potential assessment.

The results showed that large areas of land which are suitable and available for microalgae cultivation are co-located to large CO_2 sources in only very rare cases (mean pipeline length at 240 km, weighted with the CO_2 mass flow). The necessary CO_2 transport adds significantly to the overall biomass costs. Hence, the frequently made assumption of the use of free CO_2 from flue gas is in Europe only in few cases reasonable. This applies especially for the large scale production of microalgae. The energetic use of microalgal biomass produced in the EU-27 countries (potential: 0.8 EJ a^{-1}), can only make a minor contribution to the primary energy demand (48 EJ a^{-1}) of these countries. Furthermore, the costs for instance for biodiesel from algae would be at 340 USD bll^{-1} which is very high in comparison to fossil diesel. However, microalgae could be relevant as feedstock for biofuel production for aviation because this sector has and will have a demand for liquid fuels. Microalgae could provide up to 20% of the yearly demand for aviation fuels in the EU-27. In this regard, the potentially high area related lipid yield of microalgae is a great advantage concerning the land availability in comparison to other biofuel feedstocks like rapeseed.

Inhaltsverzeichnis

Danksagung	i
Zusammenfassung	iii
Summary	v
Abbildungsverzeichnis	xi
Tabellenverzeichnis	xiii
Größenverzeichnis	xv
Abkürzungen	xxi
1. Einleitung	1
1.1. Bestehende Studien zum Mikroalgen Ressourcenpotenzial	2
1.2. Fragestellung und Zielsetzung	3
2. Potenzialdefinitionen	5
2.1. Potenzialdefinitionen in der Literatur	5
2.1.1. Theoretisches Potenzial	5
2.1.2. Geographisches Potenzial	5
2.1.3. Technisches Potenzial	6
2.1.4. Wirtschaftliches Potenzial	7
2.1.5. Weitere Definitionen	7
2.2. Potenzialdefinition für die vorliegende Arbeit	8
3. Modell zur Potenzialabschätzung	9
3.1. Methode zur Kostenberechnung	11
3.2. Ertragsmodell	13
3.2.1. Temperaturindikatoren	13
3.2.2. Zusammensetzung der Biomasse und Brennwert	15
3.2.3. Bedarf an CO ₂ , N und P	16
3.2.4. Betriebstage pro Jahr	17
3.2.5. Biomasseabhängige PCE-Korrektur	17
3.2.6. Verwendete Geodaten	18
3.3. Flächenverfügbarkeitsmodell	18

3.4.	Standortmodell	20
3.4.1.	Standortidentifikation und Standorteigenschaften	20
3.4.2.	Kostenberechnung	21
3.5.	CO ₂ -Modell	24
3.5.1.	Kosten und Energiebedarf für die CO ₂ -Abscheidung	25
3.5.2.	Kosten und Energiebedarf für den CO ₂ -Transport	27
3.5.2.1.	Kosten und Energiebedarf der CO ₂ -Kompression	28
3.5.2.2.	Kosten für die CO ₂ -Pipeline	34
3.6.	Lösung des Transportproblems	40
3.6.1.	Anwendung der Least-Remaining-Cost Methode	41
3.6.2.	Einbindung von Skaleneffekten beim Capture	47
3.6.3.	Berechnung der CO ₂ -Massenströme	47
3.6.4.	Übertragung der Lösung ins GIS	49
3.7.	Berechnung des Biomassepotenzials	50
4.	Ergebnisse	53
4.1.	Bezugsszenario	53
4.1.1.	Flächenverfügbarkeit und geographisches Potenzial	53
4.1.1.1.	Flächenstatistik	53
4.1.1.2.	Flächenerträge	56
4.1.2.	Technisches und kostenbezogenes Potenzial	58
4.1.3.	Detailanalyse	61
4.1.3.1.	Zusammensetzung der Kosten	61
4.1.3.2.	Pipelines	63
4.1.3.3.	CO ₂ -Quellen	65
4.2.	Sensitivitätsanalysen und Szenarien	67
4.2.1.	PCE	67
4.2.2.	CO ₂ -Aufnahmeeffizienz	68
4.2.3.	Lipidgehalt	69
4.2.4.	Geländeneigung	71
4.2.5.	Pipelinetemperatur	74
4.2.6.	Investitionsausgaben für den Reaktor	75
4.2.7.	Energiebedarf des Reaktors	76
4.2.8.	Strompreis	78
4.2.9.	Standortidentifikation	79
4.2.10.	Ganzjährige Produktion	81
4.2.11.	Klimaänderung	83
4.2.12.	CO ₂ -Recycling	86
5.	Diskussion	89
5.1.	Vergleich der Ergebnisse mit anderen Arbeiten	92
5.1.1.	Vergleich mit anderen Potenzialstudien	92

5.1.2. Vergleich der ermittelten Kosten	95
5.2. Getroffene Annahmen und Modell	97
5.2.1. Ertragsmodell	97
5.2.2. Standortmodell	99
5.2.2.1. Energiebedarf	99
5.2.2.2. CO ₂ -Versorgung am Standort	100
5.2.2.3. Wasserbedarf	100
5.2.2.4. Landkosten	102
5.2.3. CO ₂ -Modell	102
5.2.3.1. Netzlänge	102
5.2.3.2. CO ₂ -Transport mit Lkws	103
5.2.3.3. Höhenunterschiede zwischen CO ₂ -Quelle und Al- genstandort	103
5.3. Ausblick	104
5.4. Schlussfolgerungen	106
A. Ergebnistabellen EU-27-Länder	109
B. Karten	119
C. Ergänzende Tabellen und Abbildungen	129
C.1. Kostenfunktionen	129
C.2. Verschiedenes	137
Literaturverzeichnis	141

Abbildungsverzeichnis

3.1.	Schematische Darstellung des GIS-Modells.	9
3.2.	Pipelinelänge ab welcher der Hochdrucktransport günstiger ist als der Niedrigdrucktransport in Abhängigkeit vom CO ₂ -Massenstrom. . . .	29
3.3.	Verhältnis der Dichte von CO ₂ am Anfang und am Ende der Pipeline für Hoch- und Niedrigdruckfall.	37
3.4.	Beispielhafter Jahresverlauf der CO ₂ -Massenströme.	48
4.1.	Geographisches Potenzial in Mt a ⁻¹ für die EU-27-Länder.	54
4.2.	Mittlere biomassegewichtete Biomassekosten auf NUTS-3-Ebene. . .	60
4.3.	Technisches Potenzial auf NUTS-3-Ebene.	61
4.4.	Cost-Supply-Kurve Bezugsszenario.	62
4.5.	Zusammensetzung der Biomassekosten.	63
4.6.	Verteilung der Pipelinelänge.	64
4.7.	Verteilung des Pipelinedurchmessers.	65
4.8.	Kosten und abgeschiedener CO ₂ -Massenstrom der Quellentypen. . .	66
4.9.	Strauss-Plots bei Variation der PCE.	68
4.10.	Strauss-Plots bei Variation der CO ₂ -Aufnahmeeffizienz.	69
4.11.	Strauss-Plots bei Variation des Lipidgehaltes.	71
4.12.	Cost-Supply-Kurve für das kostenbezogene Lipidpotenzial bei Variati- on des Lipidgehaltes.	72
4.13.	Strauss-Plots bei Variation der maximal erlaubten Geländeneigung. .	72
4.14.	Strauss-Plots bei Variation der Pipelinetemperatur.	75
4.15.	Strauss-Plots bei Variation der Investitionsausgaben für den PBR. .	76
4.16.	Strauss-Plots bei Variation des PBR-Energiebedarfs.	77
4.17.	Mittlerer biomassegewichteter Primärenergiebedarf bei Änderung des PBR-Energiebedarfs.	78
4.18.	Strauss-Plots bei Variation des Strompreises.	79
4.19.	Kennzahlvergleich bei veränderter Standortidentifikation.	80
4.20.	Cost-Supply-Kurve bei veränderter Standortidentifikation.	80
4.21.	Cost-Supply-Kurve bei ganzjähriger Produktion.	82
4.22.	Kennzahlvergleich bei ganzjähriger Produktion.	83
4.23.	Kennzahlvergleich bei Klimaänderung.	85
4.24.	Kennzahlvergleich bei CO ₂ -Recycling.	87
4.25.	Cost-Supply-Kurve bei CO ₂ -Recycling.	87
B.1.	Karte Betriebsmonate pro Jahr.	120

B.2.	Karte Verteilung der Globalstrahlung.	121
B.3.	Karte Biomasseertrag.	122
B.4.	Karte Geländesteigung.	123
B.5.	Karte Landnutzung.	124
B.6.	Karte Schutzgebiete.	125
B.7.	Karte Algenproduktionsstandorte.	126
B.8.	Karte CO ₂ -Quellen.	127
B.9.	Ergebnisbeispiel als Detailkarte für die Umgebung von Zaragoza (Spanien).	128
C.1.	Biomassekosten ohne Kosten für die CO ₂ -Bereitstellung in Abhängigkeit vom Biomasseertrag.	129
C.2.	Biomassekosten ohne Kosten für die CO ₂ -Bereitstellung in Abhängigkeit von der Anzahl der Betriebstage.	130
C.3.	Biomassekosten ohne Kosten für die CO ₂ -Bereitstellung in Abhängigkeit von der durch Reaktoren belegten Fläche.	130
C.4.	Capture-Kosten in Abhängigkeit vom CO ₂ -Auslegungsmassenstrom für verschiedene Quellentypen.	131
C.5.	Capture-Kosten und ihre Zusammensetzung in Abhängigkeit vom CO ₂ -Auslegungsmassenstrom.	131
C.6.	Capture-Kosten in Abhängigkeit vom CO ₂ -Auslegungsmassenstrom für verschiedene Auslastungsfaktoren.	132
C.7.	Kompressions-Kosten und ihre Zusammensetzung in Abhängigkeit vom CO ₂ -Auslegungsmassenstrom.	133
C.8.	Kompressions-Kosten in Abhängigkeit vom CO ₂ -Auslegungsmassenstrom für verschiedene Auslastungsfaktoren.	134
C.9.	Pipeline-Kosten in Abhängigkeit vom CO ₂ -Auslegungsmassenstrom für verschiedene Pipelinelängen.	135
C.10.	Pipeline-Kosten in Abhängigkeit vom CO ₂ -Auslegungsmassenstrom für verschiedene Auslastungsfaktoren.	136
C.11.	Widerstandsbeiwert als Funktion der Reynoldszahl.	139
C.12.	Änderung der Biomassekosten je Iterationsschritt bei Berücksichtigung von Skaleneffekten beim CO ₂ -Capture.	139

Tabellenverzeichnis

3.1.	Verwendete Geodatenätze.	10
3.2.	Ökonomische Nutzungsdauern und Annuitätenfaktoren.	12
3.3.	Optimum, Minimum und Maximum der Wassertemperatur in °C für das Wachstum verschiedener Algenarten.	14
3.4.	Größe des konstanten Anteils ξ_a , des flächenabhängiges Anteils ξ_b und des ertragsabhängigen Anteils ξ_c an den Investitionsausgaben $I_{\text{Algenanlage}}$, den sonstigen Betriebskosten $C_{\text{O\&M,Algenanlage}}$ und am Energiebedarf $E_{\text{Algenanlage}}$ für den Referenzstandort.	22
3.5.	Parameter a , b und c für die Skalierungsfunktionen zur Berechnung der am Algenproduktionsstandort entstehenden Kosten.	23
3.6.	Annahmen für den Referenz-Algenproduktionsstandort.	23
3.7.	Brennstoffpreise für CO ₂ -Capture.	27
3.8.	Parameter für die Berechnung der Capture-Kosten.	27
3.9.	Isentropenexponent κ und Kompressibilität Z_{in} der fünf Kompressionsstufen für Hoch- und Niederdruckfall.	31
3.10.	Vektoren zur Speicherung der Attribute der Algenproduktionsstandorte.	44
3.11.	Vektoren zur Speicherung der Attribute der CO ₂ -Quellen.	45
3.12.	Attribute, die in den Pipeline-Matrizen gespeichert werden.	45
3.13.	Attribute, die in den Pipeline-Arrays gespeichert werden.	46
4.1.	Flächenverfügbarkeit, Flächenerträge und geographisches Potenzial von Mikroalgenbiomasse.	55
4.2.	Größe der Bezugsflächen zur Ermittlung des Flächenertrages von Algenbiomasse.	56
4.3.	Höhe des Flächenertrages von Algenbiomasse auf verschiedenen Bezugsflächen.	57
4.4.	Kostenbezogenes Potenzial in kt a ⁻¹ im Bezugsszenario.	59
4.5.	Kennwerte für die Zusammensetzung der Kosten der Algenbiomasse.	62
4.6.	Gewichtete relative Standardabweichung für die Anteile an den Biomassekosten.	64
4.7.	Geänderte Eingangsparameter für das GIS-Modell, die sich aus der Änderung des Lipidgehaltes ergeben.	70
4.8.	Änderung des kostenbezogenen Potenzials für eine maximal erlaubte Steigung von 30 %.	73
4.9.	Änderung des kostenbezogenen Potenzials für eine maximal erlaubte Steigung von 2 %.	74

4.10.	Änderung des kostenbezogenen Potenzials bei veränderter Standortidentifikation.	81
4.11.	Änderung des kostenbezogenen Potenzials bei ganzjähriger Produktion.	84
4.12.	Änderung des kostenbezogenen Potenzials bei Klimaänderung.	85
5.1.	Vergleich der Flächenverfügbarkeit, des technischen Lipidpotenzials und des mittleren Lipid-Flächenertrages verschiedener Studien mit der vorliegenden Arbeit.	94
5.2.	Kosten für Biodiesel, Lipide und Biomasse aus Mikroalgen verschiedener Studien.	96
5.3.	Vergleich der Ergebnisse für den Flächenertrag in $\text{t ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$ für verschiedene Standorte in Europa von FRANZ et al. (2012) und der vorliegenden Arbeit.	98
A.1.	Flächenverfügbarkeit, Flächenerträge und geographisches Potenzial von Mikroalgenbiomasse, EU-27 im Bezugsszenario.	110
A.2.	Größe der Bezugsflächen zur Ermittlung des Flächenertrages von Algenbiomasse, EU-27 im Bezugsszenario.	111
A.3.	Höhe des Flächenertrages von Algenbiomasse auf verschiedenen Bezugsflächen, EU-27 im Bezugsszenario.	112
A.4.	Kostenbezogenes Potenzial und technisches Potenzial für die EU-27 im Bezugsszenario.	113
A.5.	Änderung des kostenbezogenen Potenzials für eine maximal erlaubte Steigung von 30 %, EU-27.	114
A.6.	Änderung des kostenbezogenen Potenzials für eine maximal erlaubte Steigung von 2 %, EU-27.	115
A.7.	Änderung des kostenbezogenen Potenzials bei veränderter Standortidentifikation, EU-27.	116
A.8.	Änderung des kostenbezogenen Potenzials bei ganzjähriger Produktion, EU-27.	117
A.9.	Änderung des kostenbezogenen Potenzials bei einer Änderung des Klimas, EU-27.	118
C.1.	Industriezweige nach NACE und die jeweils zugewiesenen CO_2 -Quellentypen.	137

Größenverzeichnis

A_{PBR}	Von den Photobioreaktoren in Anspruch genommene Fläche in ha.
$B_{\text{CO}_2,m}$	CO ₂ -Bedarf im Monat m in kg pro m ² und pro Monat.
b_j	Spezifischer Bedarf an einem Element oder einer Verbindung j zur Algenkultivierung in t pro t Algenbiomasse.
\bar{C}_p	Molare Wärmekapazität bei konstantem Druck, in J mol ⁻¹ K ⁻¹ .
\bar{C}_V	Molare Wärmekapazität bei konstantem Volumen, in J mol ⁻¹ K ⁻¹ .
C_{Betrieb}	Betriebskosten in EUR a ⁻¹ .
$c_{\text{CO}_2,\text{Kompression}}$	Spezifische CO ₂ -Kompressionskosten, in EUR t ⁻¹ CO ₂ .
$c_{\text{CO}_2,\text{Pipeline}}$	Spezifische Kosten für die Durchleitung des CO ₂ durch die Pipeline, in EUR t ⁻¹ CO ₂ .
$c_{\text{CO}_2,\text{Transport}}$	Spezifische CO ₂ -Transportkosten, in EUR t ⁻¹ CO ₂ .
C_{Energie}	Energiekosten in EUR a ⁻¹ .
$C_{\text{Instandhaltung}}$	Instandhaltungskosten in EUR a ⁻¹ .
C_{Material}	Materialkosten in EUR a ⁻¹ .
$C_{\text{O\&M}}$	Betriebs- und Instandhaltungskosten in EUR a ⁻¹ . Häufig zusammengesetzt aus Material-, Instandhaltungs und Personalkosten.
C_{Personal}	Personalkosten in EUR a ⁻¹ .
c_{Produkt}	Spezifische Kosten eines Produktes in EUR unit ⁻¹ .
D	Pipelinedurchmesser, in m.
Δp	Druckverlust, in Pa.
$E_{\text{Algenanlage}}$	Energiebedarf (el. Strom) der Algenproduktionsanlage in GJ a ⁻¹ .

Größenverzeichnis

$E_{\text{Biomasse,Hexose}}$	Energieinhalt der erzeugten Biomasse pro Masseneinheit synthetisierter Hexose in J kg^{-1} .
$E_{\text{Biomasse,Hexose,ref}}$	Energieinhalt der erzeugten Referenz-Biomasse pro Masseneinheit synthetisierter Hexose in J kg^{-1} .
e_{Capture}	Spezifischer Energiebedarf (Heizwert Brennstoff) für die CO_2 -Abscheidung in $\text{GJ t}^{-1} \text{CO}_2$.
E_{Capture}	Energiebedarf (Heizwert Brennstoff) der CO_2 -Abscheidungsanlage in GJ a^{-1} .
$E_{\text{Kompression}}$	Energiebedarf (elektr. Strom) von Pumpe und Kompressorsträngen, in GJ a^{-1} .
$e_{\text{Kompression}}$	Spezifischer Energiebedarf (elektr. Strom) von Pumpe und Kompressorsträngen, in $\text{GJ t}^{-1} \text{CO}_2$.
ϵ	Verhältnis von Ausgangsdruck zu Eingangsdruck (Kompression).
η	Dynamische Viskosität, in Pa s .
$\eta_{\text{Aufnahme},j}$	Aufnahmeeffizienz eines Elementes oder einer Verbindung j durch die Algenkultur.
η_{is}	Isentroper Wirkungsgrad des Kompressors.
$F_{\text{Annuität}}$	Annuitätenfaktor in a^{-1} .
$F_{\text{Auslastung}}$	Auslastungsfaktor.
$F_{\text{Aufnahme,CO}_2}$	CO_2 -Aufnahmefaktor in t CO_2 pro t Algenbiomasse.
$F_{\text{O\&M}}$	Faktor für Betriebs- und Instandhaltungskosten.
$F_{\text{PCE-Korrektur}}$	PCE-Korrekturfaktor bei Änderung der Biomassezusammensetzung.
F_{Region}	Regionfaktor zur Anpassung der Pipeline-Investitionsausgaben.
F_{Terrain}	Geländefaktor zur Anpassung der Pipeline-Investitionsausgaben.
G_m	Globalstrahlung im Monat m in MJ m^{-2} .
H_o	Brennwert in MJ kg^{-1} .
i	Kalkulatorischer Zinssatz pro Jahr.
I_{Anlage}	Investitionsausgaben (Anfangsinvestition) für eine Anlage in EUR.

$i_{e,b}, i_{f,b}$	Index eines Elementes e bzw. f in einer Summenformel einer Biomassekomponente b .
i_{Pipeline}	Spezifische Investitionsausgaben für eine Pipeline, in $\text{EUR km}^{-1} \text{in}^{-1}$
$I_{T,m}$	Indikator für ein Temperaturregime T (Temperaturindikator) im Monat m .
K	Absolute Rauigkeit, in m.
κ	Mittlerer Isentropenexponent einer Kompressionsstufe.
L	Pipelinelänge, in m bzw. km.
M_j	Molmasse eines Elements oder einer Verbindung j in kg mol^{-1} .
\dot{m}	Massenstrom, in kg s^{-1} .
$\dot{m}_{\text{CO}_2, \text{Jahr}}$	CO_2 -Massenstrom pro Jahr, in t a^{-1} .
$\dot{m}_{\text{CO}_2, \text{Tag}}$	CO_2 -Massenstrom pro Tag, in t d^{-1} .
\dot{m}_s	Massenstrom für einen Kompressorstrang, in kg s^{-1} .
n	Ökonomische Nutzungsdauer in a.
n	Stoffmenge, in mol.
N	Anzahl der Kompressionsstufen.
\dot{n}	Stoffmengenstrom, in mol s^{-1} .
$n_{\text{Betriebstage}}$	Anzahl der Betriebstage pro Jahr.
n_Q	Anzahl der CO_2 -Quellen.
N_S	Anzahl benötigter Kompressorstränge.
n_S	Anzahl der Mikroalgenproduktionsstandorte.
p_1	Anfangsdruck in der Pipeline, in Pa.
p_2	Druck am Ende der Pipeline, in Pa.
$p_{\text{Brennstoff}}$	Brennstoffpreis für CO_2 -Capture in EUR GJ^{-1} .
PCE	<i>Photoconversion efficiency</i> .
p_{end}	Ausgangsdruck der letzten Kompressionsstufe, in Pa.
p_{in}	Eingangsdruck (Kompressionsstufe), in Pa.
p_{initial}	Eingangsdruck der ersten Kompressionsstufe, in Pa.

$P_{\text{Kompressor}}$	Benötigte Eingangsleistung einer Kompressionsstufe, in W.
$P_{\text{Kompressor,max}}$	Maximale Gesamtleistung eines Kompressorstrangs, in W.
$P_{\text{Kompressor,total}}$	Benötigte Gesamtleistung aller Kompressionsstufen, in W.
p_{N}	Preis für Stickstoffdünger in EUR t ⁻¹ N.
p_{out}	Ausgangsdruck (Kompressionsstufe), in Pa.
p_{P}	Preis für Phosphordünger in EUR t ⁻¹ P.
P_{Pumpe}	Pumpenleistung, in W.
p_{Strom}	Strompreis in EUR kWh ⁻¹ .
R	Universelle Gaskonstante, in J mol ⁻¹ K ⁻¹ .
Re	Reynoldszahl.
ρ	Dichte, in kg m ⁻³ .
ρ_1	Anfangsdichte des CO ₂ bei Eintritt in die Pipeline, in kg m ⁻³ .
t	Zeit, in a, d, s.
T	Temperatur, in K.
T_{in}	Temperatur am Anfang eines Kompressionsvorganges, in K.
T_{out}	Temperatur am Ende eines Kompressionsvorganges, in K.
u	Strömungsgeschwindigkeit in der Pipeline, in m s ⁻¹ .
u_1	Anfangsströmungsgeschwindigkeit in der Pipeline, in m s ⁻¹ .
\dot{V}_{in}	Eingangsvolumenstrom (Kompressionsstufe), in m ³ s ⁻¹ .
$\dot{V}_{\text{in,ideal}}$	Eingangsvolumenstrom (Kompressionsstufe) für ein ideales Gas, in m ³ s ⁻¹ .
$\dot{V}_{\text{in,real}}$	Eingangsvolumenstrom (Kompressionsstufe) bei Realgasverhalten, in m ³ s ⁻¹ .
\bar{V}_{ideal}	Molares Volumen eines idealen Gases, in m ³ mol ⁻¹ .
\bar{V}_{real}	Reales molares Volumen, in m ³ mol ⁻¹ .
V_{ideal}	Volumen eines idealen Gases, in m ³ .
V_{in}	Eingangsvolumen (Kompressionsstufe), in m ³ .
V_{real}	Realgasvolumen, in m ³ .
$W_{\text{Kompressor}}$	Am Kompressor verrichtete Arbeit für ein bestimmtes Eingangsvolumen, in J.

x_{Produkt}	Produktmenge in kg, MJ, kWh. . .
y_b	Massenanteil einer Biomassekomponente b an der gesamten Algentrockenbiomasse.
$Y_{\text{Biomasse},a}$	Biomasseertrag pro Jahr in t a^{-1} .
$Y_{\text{Biomasse,Fläche},a}$	Jährlicher, flächenbezogener Biomasseertrag in $\text{kg m}^{-2} \text{a}^{-1}$ oder in $\text{t ha}^{-1} \text{a}^{-1}$.
$Y_{\text{Biomasse,Fläche},m}$	Flächenbezogener Biomasseertrag im Monat m in $\text{kg m}^{-2} \text{Monat}^{-1}$
$Y_{\text{Biomasse,Hexose}}$	Erzeugte Biomasse pro Masseneinheit synthetisierter Hexose in kg kg^{-1} .
y_e	Massenanteil eines Elementes e an der gesamten Algentrockenbiomasse.
Z	Kompressibilitätsfaktor.
ζ	Widerstandsbeiwert.
Z_{in}	Kompressibilitätsfaktor für ein Gas am Anfang einer Kompression.
Z_{out}	Kompressibilitätsfaktor für ein Gas am Ende einer Kompression.
ζ_{inter}	Zwischenwert für den Widerstandsbeiwert im Iterationsverfahren.
ζ_{Start}	Startwert für den Widerstandsbeiwert im Iterationsverfahren.

Indizes

Biomassekomponenten

<i>a</i>	Asche
<i>c</i>	Kohlenhydrate
<i>l</i>	Lipide
<i>n</i>	Nukleinsäuren
<i>p</i>	Proteine

Anlagen

Algenanlage	Algenproduktionsanlage
Capture	Anlage für die CO ₂ -Abscheidung
Kompression	Anlage zur Kompression/Druckerhöhung (Kompressor + Pumpe) des CO ₂
Kompressor	Kompressorstrang
Pumpe	Pumpe

Sonstige

<i>q</i>	Gibt in den Pipelinematrizen und den CO ₂ -Quellenvektoren die CO ₂ -Quelle an.
ref	Bezug auf eine Referenz
<i>s</i>	Gibt in den Pipelinematrizen und den Standortvektoren den Algenproduktionsstandort an.

Abkürzungen

BHKW	Blockheizkraftwerk
DGM	Digitales Geländemodell
EEA	<i>European Environment Agency</i>
E-PRTR	<i>European Pollutant Release and Transfer Register</i>
ETRS	<i>European Terrestrial Reference System</i>
GIS	Geoinformationssystem
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LAEA	<i>Lambert Azimuthal Equal Area</i>
LCA	<i>Life Cycle Assessment</i>
NACE	<i>Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne</i>
NIST-SRD	<i>National Institute of Standards and Technology Standard Reference Data</i>
NUTS	<i>Nomenclature des unités territoriales statistiques</i>
O&M	<i>Operation and maintenance</i>
PBR	Photobioreaktor
PCE	<i>Photoconversion efficiency</i>
rpc	<i>Realistic projected case</i>
WGS	<i>World Geodetic System</i>

1. Einleitung

Die Kultivierung von Mikroalgen gilt als vielversprechende Option um in nachhaltiger Weise Biomasse zu produzieren. Abhängig von der Algenart und den Kultivierungsbedingungen kann die Mikroalgenbiomasse zu einer breiten Palette von Produkten weiterverarbeitet werden. Der größte Teil der derzeit kommerziell produzierten Biomasse wird als Health Food, als Aufzuchtfuttermittel in der Aquakultur oder zur Extraktion von Wertstoffen wie Astaxanthin verwendet (OLAIZOLA, 2003). Seit mehreren Jahren werden verstärkt Anstrengungen unternommen, die kommerzielle Produktion von Massengütern aus Mikroalgen zu ermöglichen. Dabei stehen insbesondere Energieträger aus Mikroalgen im Fokus der Bemühungen (CHISTI, 2007), aber auch Futtermittel könnten eine interessante Option sein (BECKER, 2007).

Ein wichtiger Vorteil von Mikroalgen gegenüber landwirtschaftlich oder auch forstwirtschaftlich produzierter pflanzlicher Biomasse ist, dass sie in technischen Systemen unter kontrollierten Bedingungen kultiviert werden können. Dadurch wird ihre Produktion von den meisten Standortfaktoren unabhängig und sie können auf Standorten produziert werden, die keine land- oder forstwirtschaftliche Produktivität aufweisen. Damit besitzen sie prinzipiell das Potenzial zur Reduktion der Flächennutzungskonkurrenz zwischen der Produktion von Bioenergieträgern und Nahrungsmitteln (vgl. RÖSCH u. SKARKA, 2008). Darüber hinaus können Mikroalgen unter optimalen Kultivierungsbedingungen mehr Sonnenenergie in Biomasse umwandeln als höhere Pflanzen, weisen also eine höhere *photoconversion efficiency* (PCE) auf: Für Mikroalgen gilt eine PCE von 5 % als realisierbares Ziel (LEHR u. POSTEN, 2009; STEPHENS et al., 2010), wohingegen höhere Pflanze im besten Fall nur eine PCE von 1 % aufweisen (WALKER, 2009). Damit verbunden sind höhere Flächenerträge im Vergleich zu höheren Pflanzen und somit ein weiteres Potenzial zur Verringerung von Flächennutzungskonkurrenzen.

Trotz der hohen Flächenerträge von Mikroalgen würden große Flächen benötigt, um mit Mikroalgen einen signifikanten Beitrag zur kommerziellen Produktion von Energieträgern oder Futtermitteln zu leisten. Die Flächenverfügbarkeit ist insbesondere dann relevant, wenn die Mikroalgen in einer dicht besiedelten Weltregion wie Europa kultiviert werden sollen, um beispielsweise die Abhängigkeit von Energieimporten zu reduzieren. Es ist anzunehmen, dass die kommerzielle Mikroalgenproduktion in einer großen, viele Hektar umfassenden technischen Anlage erhebliche Auswirkungen auf Landschaft, Boden, Wasserhaushalt und Naturschutz haben kann. Um eine nachhaltige Produktion der Mikroalgenbiomasse zu gewährleisten, erscheint es daher sinnvoll, die Produktion von Mikroalgen im großen

Maßstab auf Flächen zu begrenzen, auf denen diese Auswirkungen möglichst gering sind.

Mikroalgen benötigen wie alle Pflanzen CO_2 für die Photosynthese. Um ein optimales Wachstum zu erzielen, werden Mikroalgen daher mit CO_2 begast (GROBELAAR, 2007). Hierfür kommt technisches CO_2 infrage, aber auch CO_2 -reiche Abgasströme (im Folgenden als CO_2 -Quellen bezeichnet), z. B. aus Verbrennungsprozessen. Sollen Mikroalgen im großen Maßstab für die Produktion von Massengütern kultiviert werden, sind große CO_2 -Massenströme erforderlich. Das macht die Nutzung von CO_2 -Quellen wahrscheinlich. Mittlerweile haben alle großen Energieversorgungsunternehmen in Deutschland an mindestens einem ihrer Kraftwerksstandorte eine kleine Algenpilotanlage, in der das CO_2 aus dem Rauchgas von Mikroalgen genutzt wird. Große verfügbare Flächen für die Algenkultivierung finden sich wohl nur in den seltensten Fällen in unmittelbarer Nähe einer CO_2 -Quelle. Das CO_2 muss also in irgendeiner Weise von den CO_2 -Quellen zu den Algenproduktionsstandorten gelangen. Die mit der Nutzung von CO_2 -Quellen verbundenen Kosten hängen also von der räumlichen Verteilung der Flächenverfügbarkeit und der CO_2 -Quellen ab.

1.1. Bestehende Studien zum Mikroalgen Ressourcenpotenzial

Bislang gibt es nur wenige Arbeiten zum Ressourcenpotenzial von Mikroalgen:

Eine Studie zum weltweiten Ressourcenpotenzial der Produktion von Mikroalgen in Open Ponds führten VAN HARMELEN u. OONK (2006) durch. Sie schlossen jedoch eine Produktion nördlich von 37°N aus und damit den größten Teil Europas. Die räumliche Auflösung der verwendeten Datensätze war relativ grob und lag zwischen $28\text{ km} \times 28\text{ km}$ und $111\text{ km} \times 111\text{ km}$.

LUNDQUIST et al. (2010) analysierten die Eignung möglicher Standorte in Südkalifornien für die Produktion von Algenbiomasse in großen (100 ha und 400 ha) Open-Pond-Anlagen. Die Eignung eines Standortes hing dabei von verschiedenen Parametern ab, z. B. von der Flächenverfügbarkeit und von der Nähe geeigneter CO_2 -Quellen und Klärwerken als sekundäre Nährstoffquellen. Ein Ressourcenpotenzial wurde nicht ausgewiesen, sondern Anhand der Standort-Analyse Case-Studies durchgeführt.

Ausgehend von der Flächenverfügbarkeit und den lokalen klimatischen Bedingungen berechneten WIGMOSTA et al. (2011) die in den USA erzeugbare Menge Mikroalgenöl und den Wasserbedarf von Open-Pond-Anlagen. Ertrag und Wasserbedarf wurden lokal modelliert und dafür hoch aufgelöste Datensätze mit einer räumlichen Auflösung von bis zu $30\text{ m} \times 30\text{ m}$ verwendet. Die Nutzung von CO_2 -Quellen wurde nicht näher betrachtet.

QUINN et al. (2012) verwendeten für die Ertragsmodellierung einen ähnlichen

Ansatz wie WIGMOSTA et al. (2011) und berechneten das Produktionspotenzial von Algenlipiden in den USA anhand von stündlichen Klimadaten und hochauflösenden Landnutzungsdaten. Die Berechnungen beziehen sich explizit auf den Solix G3 Photobioreaktor.

PATE et al. (2011) untersuchten für vier Regionen der USA welcher Ressourcenbedarf aus der Erreichung von vier verschiedenen Produktionszielen von Biodiesel aus Mikroalgen resultiert. Die Biodiesel-Erträge wurden mit Daten zur Globalstrahlung regionalisiert und beziehen sich auf Open Ponds. Untersuchte Ressourcen waren Land, CO₂, Wasser und Nährstoffe (N und P). Der Bedarf an diesen Ressourcen wurde den verfügbaren Ressourcen bzw. dem derzeitigen Verbrauch gegenübergestellt, um Verfügbarkeitsprobleme zu verdeutlichen.

Eine ähnliche, aber ausführlichere Untersuchung ist bei STEPHENS et al. (2012) zu finden. Sie betrachteten die globalen Implikationen der Mikroalgenproduktion als Energieträger und/oder Nahrungsmittel im großen Maßstab bezüglich der Verfügbarkeit von Fläche, CO₂, Süßwasser und Nährstoffen (vor allem P). Dies wurde für verschiedene Versorgungsszenarien untersucht. Datengrundlage waren hierfür globale Statistiken und Prognosen.

Die ersten vier Studien berechneten ausgehend von der Ressourcenverfügbarkeit Biomassepotenziale oder führten eine Standortidentifikation durch, teilweise mit hoher räumlicher Auflösung. Die beiden letzten Arbeiten wählten den umgekehrten Ansatz und ermittelten ausgehend von Produktionszielen den Ressourcenbedarf; aufgrund der Fragestellungen wurden keine hohen räumlichen Auflösungen verwendet.

Insgesamt fällt auf, dass Potenzialstudien zu Europa fehlen, die sich an der Ressourcenverfügbarkeit orientieren. Außerdem wurde die Verfügbarkeit von CO₂-Quellen, wenn überhaupt, nur sehr grob in die Potenzialanalyse integriert, und es ist eine Fokussierung auf Open-Pond-Systeme festzustellen.

1.2. Fragestellung und Zielsetzung

Vor diesem Hintergrund wird in der vorliegenden Dissertation das ressourcenorientierte, kostenbezogene Biomassepotenzial der Produktion von Mikroalgen im großen Maßstab in Europa untersucht. Das zu entwickelnde Modell soll dabei folgende Eigenschaften haben:

- Die Flächenverfügbarkeit soll anhand der Landnutzung unter Einbeziehung von Nachhaltigkeitsgesichtspunkten abgeleitet werden.
- Die Biomasseerträge sollen anhand von flächendeckenden Klimadaten abgeschätzt werden.
- Für eine räumlich differenzierte Analyse muss die Auflösung der Ausgangsdaten möglichst hoch sein.

1. Einleitung

- Das Modell soll einzelne Standorte identifizieren können.
- Für eine differenziertere Potenzialanalyse werden die Kosten der Algenbiomasseproduktion in das Modell integriert. So können Cost-Supply-Kurven erstellt werden.
- Die Verfügbarkeit von CO₂-Quellen wird über die Kosten der CO₂-Bereitstellung bewertet. Dadurch können weitergehende Aussagen über die Rolle der CO₂-Bereitstellung für die Wirtschaftlichkeit großer Algenproduktionsanlagen getroffen werden.
- Aus Gründen der Datenverfügbarkeit wird der Untersuchungsraum auf die EU-27 eingeschränkt. Außerdem liegen bis zum jetzigen Zeitpunkt keine GIS¹-basierten Potenzialabschätzungen für die EU-27-Länder vor.

¹ GIS: Geographisches Informationssystem

2. Potenzialdefinitionen

2.1. Potenzialdefinitionen in der Literatur

Generell wird in dieser Arbeit unter einem Potenzial eine unter bestimmten Rahmenbedingungen erzeugbare Menge eines Produktes verstanden. Von diesem allgemeinen Potenzialbegriff ausgehend gibt es in der Literatur im Bereich Energieträger und Biomasse unterschiedliche Potenzialdefinitionen. Von den bereits vorhandenen Algenpotenzialstudien definieren nur VAN HARMELEN u. OONK (2006) spezifische Potenzialbegriffe. Die anderen Arbeiten verwenden einen allgemeinen Potenzialbegriff (in etwa wie oben), der nicht explizit definiert wird.

Die folgenden Potenzialdefinitionen beziehen sich auf die Arbeiten von KALTSCHMITT et al. (2003), HOOGWJK et al. (2005), VAN HARMELEN u. OONK (2006), SMEETS et al. (2007), DE VRIES et al. (2007) und BRUGGER et al. (2009).

2.1.1. Theoretisches Potenzial

Das theoretische Potenzial wird recht einheitlich definiert. Die meisten Autoren (KALTSCHMITT et al., 2003; HOOGWJK et al., 2005; SMEETS et al., 2007; BRUGGER et al., 2009) verstehen darunter das theoretisch, nur durch die Naturgesetze begrenzte, nutzbare Energieangebot regenerativer Energien auf der gesamten Erdoberfläche oder auf einem Teil davon zu einem bestimmten Zeitpunkt. Unklar ist, was genau unter „nur durch die Naturgesetze begrenzt“ zu verstehen ist. HOOGWJK et al. (2005) nennen hier für Biomasse die Netto-Primärproduktion (NPP), wobei wiederum offen ist, ob hier die NPP der aktuellen Vegetation oder einer bestimmten Energiepflanze gemeint ist.

VAN HARMELEN u. OONK (2006) definieren für die Produktion von Mikroalgen das theoretische Potenzial ausgehend von geeigneten klimatischen Bedingungen (Temperatur und Globalstrahlung) und der Menge an verfügbaren Nährstoffen aus Abwasser und tierischen Exkrementen.

DE VRIES et al. (2007) definieren kein Theoretisches Potenzial.

2.1.2. Geographisches Potenzial

Das geographische Potenzial wird von HOOGWJK et al. (2005) und DE VRIES et al. (2007) definiert als das theoretische Potenzial auf für regenerative Energien verfügbaren Flächen. Verfügbar heißt hier, dass die Flächen nicht durch eine andere inkompatible Flächennutzung belegt sind. HOOGWJK et al. (2005) beziehen sich in ihrer Definition explizit auf das theoretische Potenzial. Bei DE VRIES et al.

(2007) wird das theoretische Potenzial implizit durch das geographische Potenzial definiert und die Formulierung ist etwas anders als bei HOOGWIJK et al. (2005). Sinngemäß sind die beiden Definitionen jedoch gleich.

SMEETS et al. (2007) definieren das geographische Potenzial hingegen als den Teil des theoretischen Potenzials, der auf Landflächen produziert werden kann. Dabei ist zu beachten, dass sich das theoretische Potenzial dieser Autoren auf die gesamte Erdoberfläche bezieht, einschließlich aller Wasserflächen. Im Gegensatz zu den vorherigen Autoren ist also für SMEETS et al. (2007) das geographische Potenzial nicht durch die vorhandene Landnutzung beschränkt.

Die anderen Quellen definieren kein geographisches Potenzial

2.1.3. Technisches Potenzial

Das technische Potenzial wird sehr uneinheitlich definiert und ist gleichzeitig ein oft herangezogenes Potenzial, wenn es um die Präsentation der Ergebnisse geht:

BRUGGER et al. (2009) definieren es als den „Anteil des theoretischen Potenzials, der unter den gegebenen technischen Einschränkungen nutzbar ist.“ (BRUGGER et al., 2009, S. 2). Was genau unter den „technischen Einschränkungen“ zu verstehen ist bleibt offen und bietet Interpretationsspielraum.

HOOGWIJK et al. (2005) und DE VRIES et al. (2007) definieren es wiederum als das um Verluste aus Konversionsprozessen in Sekundärenergieträger reduzierte geographische Potenzial. Diese Definition gilt streng genommen nur für Energieträger, ließe sich aber auch auf andere Produkte übertragen, da auch dort in der Regel Konversionsprozesse nötig sind.

Für KALTSCHMITT et al. (2003) stellt das technische Potenzial den Anteil des theoretischen Potenzials unter den gegebenen technischen, strukturellen und ökologischen Restriktionen dar. Diese Definition ist damit im Vergleich weit gefasst und schließt viele Faktoren mit ein. Es bezieht sich direkt auf das theoretische Potenzial ohne den Umweg über ein geographisches Potenzial. Es ist anzumerken, dass beim geographischen Potenzial nach HOOGWIJK et al. (2005) und DE VRIES et al. (2007) ebenfalls strukturelle und ökologische Restriktionen für den Ausschluss bestimmter Flächen herangezogen werden (z. B. landwirtschaftliche Nutzung, Schutzgebiete). Damit enthält das technische Potenzial nach KALTSCHMITT et al. (2003) implizit dieses geographische Potenzial. Dabei können strukturelle und ökologische Restriktionen jedoch deutlich über inkompatible Flächennutzung hinausgehen und beispielsweise Wasserhaushalt, Bodenschutz oder Transportinfrastruktur umfassen.

SMEETS et al. (2007) definieren es als den Teil des geographischen Potenzials, der nicht durch andere inkompatible Landnutzung beschränkt ist. Das technische Potenzial nach SMEETS et al. (2007) entspricht damit dem geographischen Potenzial nach HOOGWIJK et al. (2005) und DE VRIES et al. (2007). Es unterscheidet sich damit auch stark von der weitgefassten Definition nach KALTSCHMITT et al. (2003).

Hinsichtlich der Produktion von Mikroalgen definieren VAN HARMELEN u. OONK

(2006) das technische Potenzial im Hinblick auf die Verfügbarkeit von geeigneten und kostengünstigen Flächen und von Infrastruktur. Das technische Potenzial wird von den Autoren teilweise auch als praktisches (*practical*) Potenzial bezeichnet. Außerdem gehen sie davon aus, dass dieses Potenzial aufgrund der vorgenommenen Einschränkungen auch ökonomisch erschließbar ist, eine entsprechende Produktnachfrage vorausgesetzt. Diese Definition ist damit am ehesten mit der von KALTSCHMITT et al. (2003) vergleichbar, geht aber durch die ökonomische Komponente darüber hinaus.

2.1.4. Wirtschaftliches Potenzial

Bei der Definition des wirtschaftlichen Potenzials sind sich die Quellen einig. Bis auf VAN HARMELEN u. OONK (2006) definieren alle Quellen dieses Potenzial. Es wird definiert als der Anteil des technischen Potenzials, welcher wirtschaftlich erschlossen werden kann. Die Gesamtkosten des regenerativen Energieträgers sollten also im gleichen Bereich wie die konkurrierender Energieträger liegen. HOOGWIJK et al. (2005) und DE VRIES et al. (2007) weisen darauf hin, dass eine Darstellung des wirtschaftlichen Potenzials in Form von Cost-Supply-Kurven sinnvoll ist, da die Wirtschaftlichkeit zeitlich und räumlich variabel ist.

Für sich genommen ist diese Definition in allen Quellen gleich. Die Definition bezieht sich jedoch explizit auf das technische Potenzial und dieses ist, wie weiter oben gezeigt, sehr uneinheitlich definiert. Damit ist auch das wirtschaftliche Potenzial in der Folge als uneinheitlich anzusehen.

2.1.5. Weitere Definitionen

BRUGGER et al. (2009) definieren darüber hinaus noch ein ökologisches Potenzial, welches der Anteil des technischen Potenzials ist, dessen Nutzung das Ökosystem nicht irreversibel beeinträchtigt, und ein sozial akzeptiertes Potenzial als „das Potenzial, welches unter Berücksichtigung der sozialen Akzeptanz genutzt werden kann (z.B. aus landschaftsästhetischen Gründen oder wegen Informationsdefiziten)“ (BRUGGER et al., 2009, S. 2). Die Schnittmenge aus diesen beiden Potenzialen und dem wirtschaftlichen Potenzial wird von BRUGGER et al. (2009) als erwartetes Potenzial bezeichnet.

Ähnlich wie das eben genannte erwartete Potenzial definieren KALTSCHMITT et al. (2003) ein erschließbares Potenzial als „Anteil des wirtschaftlichen Potenzials, der unter realen Bedingungen erschlossen werden kann“ (KALTSCHMITT et al., 2003, S. 11). Ebenfalls in diese Richtung geht das *implementation potential* nach HOOGWIJK et al. (2005) und SMEETS et al. (2007), welches den Anteil am wirtschaftlichen Potenzial bezeichnet, der innerhalb eines bestimmten Zeitraumes unter den gegebenen Rahmenbedingungen umgesetzt werden kann.

2.2. Potenzialdefinition für die vorliegende Arbeit

Es wurde deutlich, dass es in der Fachliteratur keine einheitliche Definition für Potenziale gibt. Es fällt daher auch schwer, eine dieser Definitionen für die vorliegende Arbeit auszuwählen. Den bestehenden Definitionen weitere hinzuzufügen, erscheint ebenfalls wenig sinnvoll. Daher wird zunächst benannt, wie die Potenziale in dieser Arbeit berechnet werden. Anschließend wird versucht, diese den bestehenden Definitionen zuzuordnen, um die Potenziale später mit kurzen Begriffen kennzeichnen zu können:

1. Berechnung der in Biomasse konvertierbaren Globalstrahlung in Abhängigkeit von Klimabedingungen auf verfügbarer Produktionsfläche unter Berücksichtigung bestehender, nicht kompatibler Landnutzung.
2. Standortidentifikation und Berechnung des Jahresertrages je Standort. Dabei wird berücksichtigt, dass nicht die ganze Fläche eines Standortes zur Algenproduktion zur Verfügung steht, sondern ein Teil für andere Anlagen (Ernte, Wartungswege) benötigt wird.
3. Berechnung der Biomassekosten für jeden Standort unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit von CO₂ und der Kosten für dessen Bereitstellung.

Die so berechneten Potenziale sind ressourcen-orientiert und räumliche Unterschiede der Standortfaktoren werden berücksichtigt. Außerdem lassen sie sich auf beliebige räumliche Einheiten, z. B. Länder, beziehen. Das erste Potenzial lässt sich eindeutig dem geographischen Potenzial nach HOOGWIJK et al. (2005) und DE VRIES et al. (2007) zuordnen. Für das zweite Potenzial gibt es keine eindeutige Entsprechung, es lässt sich aber am ehesten als technisches Potenzial einordnen wobei die einzige technische Einschränkung (s. BRUGGER et al., 2009) der Flächenbedarf für andere Anlagen als das Kultivierungssystem darstellt. Aus dem dritten Punkt lässt sich ein wirtschaftliches Potenzial in Form von Cost-Supply-Kurven oder in anderer, kostenbezogener Darstellung ableiten. Die so dargestellten Potenziale sind dabei keinesfalls als wirtschaftlich im Sinne von wettbewerbsfähig oder profitabel zu verstehen, sondern lediglich als Potenziale mit Kostenbezug. Aus diesem Grund wird der Begriff „wirtschaftliches Potenzial“ auch nicht weiter verwendet, sondern vom „kostenbezogenen Potenzial“ gesprochen.

3. Modell zur Potenzialabschätzung

Zur Potenzialabschätzung wurde ein auf einem GIS basierendes Modell entwickelt. Das GIS-Modell besteht aus fünf Teilen:

- Ertragsmodell
- Flächenverfügbarkeitsmodell
- Standortmodell
- CO₂-Modell
- Lösung des Transportproblems

Abbildung 3.1 zeigt eine schematische Darstellung des Modells mit den funktionalen Beziehungen und den wichtigsten In- und Outputs der Teilmodelle.

Alle verwendeten Rasterdatensätze werden auf eine Auflösung von 300 m x 300 m oder Vielfache dieser Auflösung „resampled“. Vektordaten, die zur Standortidentifikation verwendet werden, werden zu Rasterdaten konvertiert und in die gleiche

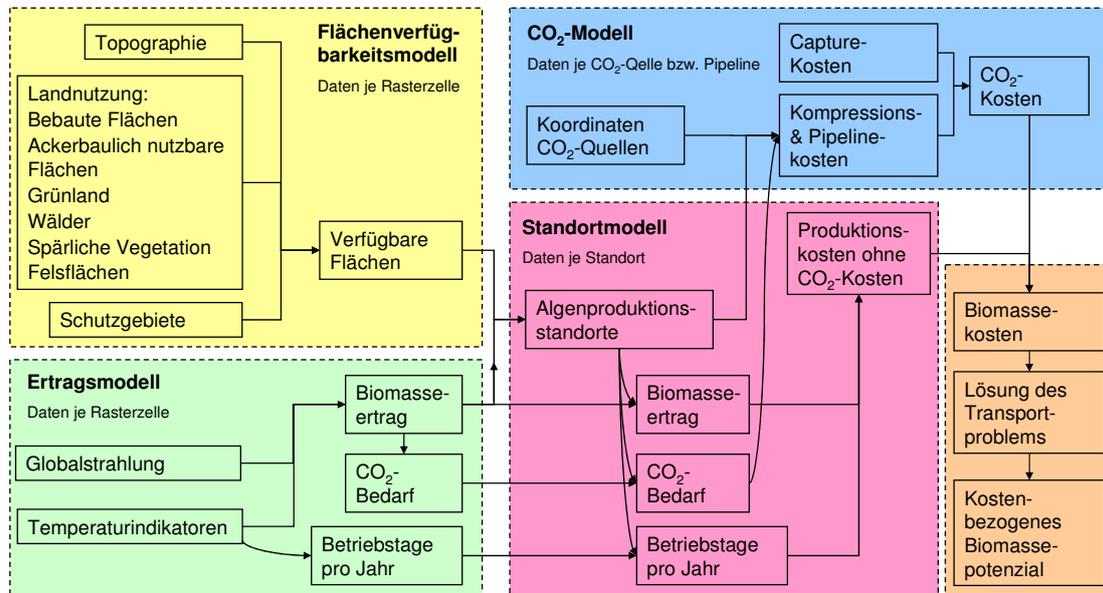


Abbildung 3.1.: Schematische Darstellung des GIS-Modells (eigener Entwurf).

Auflösung gebracht. Die Rasterdaten werden so verschoben, dass sie Deckungsgleich mit einem vorher definierten 300 m x 300 m Raster sind. Diese Vorgehensweise sorgt für die exakte Kongruenz der Ergebnisraasterdatensätze und verhindert die Bildung von Artefakten und Inkonsistenzen.

Als geographische Projektion wird Lamberts flächentreue Azimutalprojektion (LAEA, *Lambert Azimuthal Equal Area*) verwendet. Koordinatenreferenzsystem ist das ETRS89 (*European Terrestrial Reference System 1989*). Dabei handelt es sich um ein kartesisches Koordinatensystem. Diese Kombination wird von der EEA (*European Environment Agency*) und der INSPIRE Guideline D2.8.I.1 INSPIRE (2010) für Analysezwecke empfohlen. Rohdaten, die in einer anderen Projektion und/oder in einem anderem Koordinatenreferenzsystem vorliegen, müssen entsprechend projiziert und transformiert werden. Beispielsweise liegen die Rohdaten häufig im WGS84 (*World Geodetic System 1984*) vor und müssen nach ETRS89 transformiert und nach LAEA projiziert werden.

Tabelle 3.1 zeigt die verwendeten Datensätze mit Angaben zu den Rohdaten und der Verwendung im Modell.

Als GIS-Anwendung kommt ArcGIS 9.3.1 zum Einsatz. Sämtliche Modellfunktionen wurden dabei mit der Programmiersprache Python 2.5 erstellt, welche mit ArcGIS kompatibel ist. Zur Aufbereitung einiger Rohdaten wurde MATLAB R2009b verwendet. Datensätze, die nicht „GIS-ready“ waren wurden mit Hilfe einer ORACLE-Datenbank in das GIS eingebunden. Microsoft Excel diente der

Tabelle 3.1.: Verwendete Geodatensätze.

Typ	Datensatz	Auflösung und Zeitbezug	Quelle
Globalstrahlung	PVGIS-3	1 km x 1 km 1981–1990	SÚRI et al. (2007)
Temperatur max, min, mean	E-OBS	0,25° x 0,25° 1950–2009	HAYLOCK et al. (2008), VAN DEN BESSELAAR et al. (2011)
Landnutzung	Corine Landcover	250 m x 250 m 2006 (2000)	EEA (2010), EEA (2011)
Schutzgebiete	WDPA	Polygondaten 2010	IUCN u. UNEP (2010)
Höhenmodell	SRTM3 (GTOPO30)	3“ x 3“ (30“ x 30“) 2000	USGS (2006)
CO ₂ -Quellen	E-PRTR	Punktdaten 2007	EEA (2009)

Erstellung von Hilfsmodellen und der Ergebnisdarstellung (Diagramme, Tabellen). Alle Karten wurden mit ArcGIS erstellt.

In den folgenden Abschnitten werden die vier Teilmodelle und die verwendeten Daten beschrieben. Das Modell hat dabei einen Fokus auf geschlossene Photobio-reaktoren, ist aber prinzipiell auch auf Open-Pond-Systeme übertragbar.

Zunächst wird jedoch die Methode zur Kostenberechnung beschrieben, da sie in mehreren Teilmodellen verwendet wird. Abschließend folgt ein Abschnitt zu den Analysemöglichkeiten und der eigentlichen Berechnung der Potenziale.

3.1. Methode zur Kostenberechnung

Zielgröße sind die Gesteungskosten von einer Einheit eines erzeugten oder prozes- sierten Produktes z. B. CO₂ oder Algenbiomasse. Abgeleitet von der Kapitalwertme- thode gilt, in Anlehnung an KONSTANTIN (2009) zur Berechnung der spezifischen Stromgestehungskosten, folgender Zusammenhang

$$\sum_{t=1}^n \frac{c_{\text{Produkt}} \cdot x_{\text{Produkt},t}}{q^t} = I_{\text{Anlage}} + \sum_{t=1}^n \frac{C_{\text{Betrieb},t}}{q^t} \quad (3.1)$$

mit $q = 1 + i$, wobei i der kalkulatorische Zinsfuß ist. Unter der Annahme, dass für jedes Jahr t die gleiche Produktmenge $x_{\text{Produkt},t} = x_{\text{Produkt}}$ zu gleichen spezifi- schen Kosten c_{Produkt} und bei gleichen jährlichen Betriebskosten $C_{\text{Betrieb},t} = C_{\text{Betrieb}}$ erzeugt werden kann, folgt bei bekannten Investitionsausgaben² I_{Anlage}

$$c_{\text{Produkt}} \cdot x_{\text{Produkt}} \cdot \sum_{t=1}^n \frac{1}{q^t} = I_{\text{Anlage}} + C_{\text{Betrieb}} \cdot \sum_{t=1}^n \frac{1}{q^t} \quad (3.2)$$

Nach c_{Produkt} auflösen ergibt

$$c_{\text{Produkt}} = \frac{I_{\text{Anlage}}}{x_{\text{Produkt}} \cdot \sum_{t=1}^n \frac{1}{q^t}} + \frac{C_{\text{Betrieb}}}{x_{\text{Produkt}}} \quad (3.3)$$

Die Summe $\sum_{t=1}^n \frac{1}{q^t}$ ist eine geometrische Reihe und lässt sich umformen zu

$$\sum_{t=1}^n \frac{1}{q^t} = \frac{q^n - 1}{(q - 1) \cdot q^n} = \frac{(1 + i)^n - 1}{i \cdot (1 + i)^n} \quad (3.4)$$

Dabei handelt es sich um den Rentenbarwertfaktor dessen Kehrwert als Annui- tätenfaktor $F_{\text{Annuität}}$ bezeichnet wird (vgl. WÖHE, 1996). Es wurde in Anlehnung

² Hierunter werden in vorliegender Arbeit nur die Ausgaben für die Anfangsinvestition verstanden. Ausgaben für mögliche Ersatzinvestitionen sind in den Instandhaltungskosten $C_{\text{Instandhaltung}}$ enthalten.

3. Modell zur Potenzialabschätzung

an IEAGHG (2010) angenommen, dass der kalkulatorische Zinssatz $i = 10\%$ beträgt. Die ökonomischen Nutzungsdauern n in Jahren für die Investitionsgüter zur Algenproduktion, der CO_2 -Abscheidung, der CO_2 -Kompression und des Pipeline-transportes sind zusammen mit den resultierenden Annuitätenfaktoren $F_{\text{Annuität}}$ in Tabelle 3.2 aufgelistet.

Damit lässt sich Gleichung 3.3 auch schreiben

$$c_{\text{Produkt}} = \frac{I_{\text{Anlage}} \cdot F_{\text{Annuität}} + C_{\text{Betrieb}}}{x_{\text{Produkt}}} \quad (3.5)$$

Die jährlichen Betriebskosten setzen sich aus Energiekosten, Materialkosten, Instandhaltungskosten und Personalkosten zusammen

$$C_{\text{Betrieb}} = C_{\text{Energie}} + C_{\text{Material}} + C_{\text{Instandhaltung}} + C_{\text{Personal}} \quad (3.6)$$

Teilweise werden die letzten drei Kostenarten zu Betriebs- und Instandhaltungskosten (O&M, *operation and maintenance*) zusammengefasst

$$C_{\text{O\&M}} = C_{\text{Material}} + C_{\text{Instandhaltung}} + C_{\text{Personal}} \quad (3.7)$$

In dieser Arbeit werden alle Kosten in EUR angegeben und auf das Jahr 2012 bezogen. Die in der Literatur angegebenen Investitionsausgaben haben meist unterschiedliche Bezugsjahre und sind teilweise in USD angegeben. Falls die Literaturwerte in USD angegeben sind, werden sie zunächst mit Hilfe des Dollarkurses im Juni des entsprechenden Bezugsjahres (EU-KOMMISSION, 2013) in EUR umgerechnet. Anschließend werden sie mit Hilfe des Preisindex für Apparate und Maschinen des Verbands der Chemischen Industrie (VCI, 2013) in das Jahr 2012 transformiert. Streng genommen gilt dieser Preisindex nur für Deutschland. Da es jedoch keinen europäischen Index gibt und auch nicht für alle EU-27-Länder ein Index verfügbar war, wurde dieser Index gewählt, der zudem eine hohe Reputation hat.

Tabelle 3.2.: Ökonomische Nutzungsdauern und resultierende Annuitätenfaktoren für verschiedene Investitionsgüter

Investitionsgut für	n a	$F_{\text{Annuität}}$ a^{-1}
Algenproduktion	10	0,162745395
CO_2 -Capture	15	0,131473777
CO_2 -Kompression	15	0,131473777
CO_2 -Pipeline	20	0,117459625

3.2. Ertragsmodell

Das Ertragsmodell berechnet den Flächenertrag der Algentrockenbiomasse in $\text{kg m}^{-2} \text{a}^{-1}$ anhand von räumlich differenzierten Klimadaten (Rasterdaten) zu Lufttemperatur (2 m über Grund) und Globalstrahlung gemäß folgender Gleichung:

$$Y_{\text{Biomasse,Fläche,a}} = \frac{\text{PCE}}{H_o} \cdot \sum_{m=1}^{12} \left(\prod_T I_{T,m} \cdot G_m \right) \quad (3.8)$$

mit H_o dem Brennwert der Algenbiomasse in MJ kg^{-1} , $I_{T,m} \in \{0,1\}$ den verschiedenen Temperaturindikatoren im Monat m und G_m der Globalstrahlung im Monat m in MJ m^{-2} . Der Biomasseertrag pro Jahr $Y_{\text{Biomasse,Fläche,a}}$ hat dann die Einheit $\text{kg m}^{-2} \text{a}^{-1}$. Zur weiteren Verwendung im Modell wird der Biomasseertrag pro Rasterzelle durch Multiplikation mit der Fläche der Rasterzellen und durch Einheitenumrechnung in $\text{t Zelle}^{-1} \text{a}^{-1}$ berechnet. Für die Ertragsdaten haben die Rasterzellen eine Auflösung von 1.200 m x 1.200 m.

Eine Grundannahme für die Ertragsberechnung ist, dass die PCE als unabhängig von den lokalen Bedingungen angenommen wird. Normalerweise hängt die PCE von der Strahlungsflussdichte ab und ist nur unter Lichtlimitierung konstant (TREDICI, 2010). Eine hohe Strahlungsflussdichte führt zur sogenannten Lichtsättigung oder sogar zur Photoinhibition und die PCE nimmt ab. Dennoch kann man eine konstante PCE annehmen, wenn Licht limitierende Bedingungen hergestellt werden. Diese können durch optimale Prozessführung (z. B. an die Strahlungsverhältnisse angepasste Durchmischung) und durch die Wahl eines an den Standort angepassten Reaktordesigns und Algenstammes erreicht werden (POSTEN, 2009). Für die Ertragsberechnung wurde für das Bezugsszenario eine PCE von 5% angenommen (LEHR u. POSTEN, 2009; STEPHENS et al., 2010).

3.2.1. Temperaturindikatoren

Anhand der Temperaturindikatoren $I_{T,m}$ wird monatsweise entschieden, ob im jeweiligen Monat produziert wird ($I_{T,m} = 1$) oder nicht ($I_{T,m} = 0$). Die temporale Auflösung der Ertragsberechnung beträgt also einen Monat. Tabelle 3.3 listet für verschiedene Algenarten die optimale Wachstumstemperatur und Minimal- und Maximaltemperaturen, für die ein Wachstum noch möglich ist, auf. Abhängig von der Algenart liegt die optimale Wachstumstemperatur zwischen 11 °C und 38 °C. Die geringsten Temperaturen, bei denen die Algen noch wachsen, liegt zwischen 0 °C und 20 °C, die höchsten noch tolerierten Temperaturen zwischen 25 °C und 45 °C. Um möglichst hohe Erträge über den gesamten Produktionszeitraum zu erreichen, wurde angenommen, dass zwei oder mehr Algenstämme mit unterschiedlichen optimalen Wachstumstemperaturen je nach Jahreszeit eingesetzt werden (STEPHENS et al., 2012).

3. Modell zur Potenzialabschätzung

Tabelle 3.3.: Optimum, Minimum und Maximum der Wassertemperatur in °C für das Wachstum verschiedener Algenarten.

Algenart	Optimum	Minimum	Maximum	Quelle
<i>Arthrospira</i> sp.	35–38	15–20		AQUAFUELS (2011)
<i>Dunaliella</i> sp.		< 0	> 38	AQUAFUELS (2011)
<i>Parietochloris incisa</i>	25	10–15		AQUAFUELS (2011)
<i>Phaeodactylum tricornutum</i>	20–22	< 15	30	AQUAFUELS (2011)
<i>Scenedesmus</i> sp.	30–35		45	AQUAFUELS (2011)
<i>Nannochloropsis oculata</i>	20		30	CONVERTI et al. (2009), AQUAFUELS (2011)
<i>Asterionella formosa</i>	17–20	< 2	27	BUTTERWICK et al. (2005)
<i>Cryptomonas marssonii</i>	11–17	< 2	25	BUTTERWICK et al. (2005)
<i>Chlorella vulgaris</i>	25–30		38	CONVERTI et al. (2009)
<i>Chlorella vulgaris</i>	30	< 10	> 35	DAUTA et al. (1990)
<i>Fragilaria crotonensis</i>	25	< 10	> 35	DAUTA et al. (1990)
<i>Staurastrum pingue</i>	27	< 10	> 35	DAUTA et al. (1990)
<i>Synechocystis minima</i>	32	< 10	> 35	DAUTA et al. (1990)

Eine für Mikroalgen typische, von der Temperatur abhängige Wachstumskurve beginnt nach EPPLEY (1972) mit niedrigen Wachstumsraten bei Temperaturen um 0 °C, steigt dann mit steigenden Temperaturen bis zur optimalen Wachstumstemperatur an und fällt dann kurz nach dem Optimum rasch ab. Obwohl das Wachstum bei niedrigen Temperaturen um 0 °C nur noch gering ist, kollabiert die Algenkultur nicht, selbst bei Algenarten mit einem durchschnittlich hohen Temperaturoptimum wie der marinen Alge *Phaeodactylum tricornutum* (GOLDMAN u. MANN, 1980). Dagegen können hohe Temperaturen leicht zu einem Zusammenbruch der Kultur führen. AGRAWAL u. SINGH (2000) zeigten für vier Mikroalgenarten, dass nach einem 30-minütigen Hitzeschock bei 48 °C keine lebenden Algenzellen mehr vorhanden waren. Aufgrund des Energieeintrags in das Kultivierungssystem durch Sonnenstrahlung und Pumpen, wird die Temperatur im Kulturmedium tagsüber höher sein als die Lufttemperatur der Umgebung. Damit ist die obere Temperatur Grenze ein kritischer Faktor hinsichtlich der Stabilität der Mikroalgenkultur.

Vor dem Hintergrund dieser Daten (Tabelle 3.3) und Überlegungen wurden folgende Temperaturindikatoren festgelegt:

- Die monatliche Mitteltemperatur darf nicht unter 10 °C und nicht über 35 °C liegen. Diese Werte spiegeln die Spannbreite der optimalen Wachstumstemperaturen aus Tabelle 3.3 wieder. Hierbei sind die systematisch höheren Temperaturen im Kulturmedium (s. o.) allgemein und tagsüber, wenn die Algen Photosynthese betreiben, berücksichtigt.
- An jeweils mehr als 5 Tagen innerhalb eines Monats darf das Tagesminimum der Temperatur 0 °C nicht unterschreiten und das Tagesmaximum 45 °C nicht überschreiten. Der Minimalwert schließt Monate mit sehr geringer Produktivität aus und verringert die Gefahr, dass das Kulturmedium gefriert. Der Maximalwert hingegen schließt Monate aus, in denen ein sehr hoher Kühlungsbedarf besteht, was mit hohen Kosten und, je nach Kühlsystem, mit hohem Wasserbedarf verbunden sein kann.
- Der Temperaturunterschied innerhalb eines Tages darf 20 K an nicht mehr als 10 Tagen im Monat überschreiten. Diese Annahme schließt Standorte mit extremen klimatischen Bedingungen aus, an die sich die Algen nur schwer anpassen können, was wiederum mit einer verringerten Produktivität verbunden ist.

Wie in Gleichung 3.8 umgesetzt, gilt ein Monat nur dann für die Mikroalgenproduktion als geeignet, wenn alle der genannten Bedingungen erfüllt sind, d. h. wenn alle Temperaturindikatoren den Wert 1 aufweisen.

3.2.2. Zusammensetzung der Biomasse und Brennwert

Den in Gleichung 3.8 benötigten Brennwert der Algenbiomasse kann man nach folgender Formel berechnen:

$$H_o = H_{o,l} \cdot y_l + H_{o,p} \cdot y_p + H_{o,c} \cdot y_c + H_{o,n} \cdot y_n + 0 \cdot y_a \quad (3.9)$$

y_l , y_p , y_c , y_n und y_a sind die jeweiligen Massenanteile von Lipiden, Proteinen, Kohlenhydraten, Nukleinsäuren und Asche an der Biomasse. $H_{o,i}$ sind die jeweiligen mittleren Brennwerte dieser Fraktionen nach WILLIAMS u. LAURENS (2010). Für den Lipidgehalt der aschehaltigen Biomasse wurde ein vergleichsweise geringer Wert von 15 % angenommen (vgl. WILLIAMS u. LAURENS, 2010). Nach WILLIAMS u. LAURENS (2010) kann ein konstantes Verhältnis von 3:2 für das Verhältnis von Proteingehalt zu Kohlenhydratgehalt angenommen werden, ebenso wie ein konstanter Nukleinsäurenanteil von 5 % bezogen auf die aschefreie Biomasse. Entsprechend der Arbeiten von DIVAKARAN u. DUERR (1987) und REBOLLOSO-FUENTES et al. (2001) wurde ein mittlerer Aschegehalt von 15 % angenommen. Mit diesen Annahmen zur Biomassezusammensetzung ergibt sich ein Proteingehalt der aschehaltigen Biomasse von 40 % und ein Kohlenhydratgehalt von 26 %. Der Brennwert der aschehaltigen Biomasse liegt dann bei 20 MJ kg⁻¹.

3.2.3. Bedarf an CO₂, N und P

Aus der Zusammensetzung der Biomasse lassen sich auch der CO₂-Bedarf und der Bedarf an Stickstoff (N) und Phosphor (P) ableiten. WILLIAMS u. LAURENS (2010) geben für die Biomassekomponenten Lipide, Proteine, Kohlenhydrate und Nukleinsäuren mittlere Summenformeln an. Die Summenformeln enthalten die Elemente C, H, O, N, P und S. Der Massenanteil eines dieser Elemente an der Algenbiomasse y_e kann mit Hilfe folgender Formel bestimmt werden:

$$y_e = \sum_{b \in B} \frac{y_b \cdot i_{e,b} \cdot M_e}{\sum_{f \in E} (i_{f,b} \cdot M_f)} \quad (3.10)$$

mit $e, f \in E = \{C, H, O, N, P, S\}$
 und $b \in B = \{l, p, c, n\}$

y_b ist dabei der Massenanteil einer Biomassekomponente b , $i_{e,b}$ bzw. $i_{f,b}$ geben den Index eines Elementes e bzw. f in der Summenformel der Komponente b an und M_e bzw. M_f ist die Molmasse eines Elementes e bzw. f . Für N und P ergeben sich so im Bezugsszenario Massenanteile von $y_N = 0,072$ und $y_P = 0,0059$.

Der CO₂-Aufnahmefaktor, der angibt, wie viele Masseneinheiten CO₂ pro Masseneinheit Algenbiomasse aufgenommen und fixiert werden, ergibt sich zu

$$F_{\text{Aufnahme,CO}_2} = \frac{y_C \cdot M_{\text{CO}_2}}{M_C} \quad (3.11)$$

Für das Bezugsszenario ergibt sich so für den CO₂-Aufnahmefaktor = 1,66 t CO₂ / t Algenbiomasse.

Diese Werte werden noch durch die jeweilige Aufnahmeeffizienz dividiert und man erhält den jeweiligen spezifischen Nährstoffbedarf

$$b_N = y_N / \eta_{\text{Aufnahme,N}} \quad (3.12)$$

$$b_P = y_P / \eta_{\text{Aufnahme,P}} \quad (3.13)$$

$$b_{\text{CO}_2} = F_{\text{Aufnahme,CO}_2} / \eta_{\text{Aufnahme,CO}_2} \quad (3.14)$$

Der CO₂-Bedarf in kg CO₂ pro m² und pro Monat wird für jeden Monat einzeln bestimmt, da später im CO₂-Modell der maximale CO₂-Bedarf pro Monat als Auslegungsgröße benötigt wird. Er ergibt sich aus den monatlichen Biomasseerträgen und dem spezifischen CO₂-Bedarf

$$B_{\text{CO}_2,m} = b_{\text{CO}_2,m} \cdot Y_{\text{Biomasse,Fläche,m}} \quad (3.15)$$

$Y_{\text{Biomasse,Fläche,m}}$ kann mit Hilfe von Gleichung 3.8 ermittelt werden, wenn man diese Gleichung auf nur einen Monat anwendet. Ebenso wie der Biomasseertrag wird der

CO₂-Bedarf pro Monat zur weiteren Verwendung im Modell durch Multiplikation mit der Fläche der Rasterzellen und durch Einheitenumrechnung in t Zelle⁻¹ a⁻¹ umgerechnet (Auflösung 1.200 m x 1.200 m).

Die Aufnahmeeffizienz von N als Nitrat wird von ACIÉN et al. (2012) mit 88,2% angegeben, die von Phosphor mit 65,8% und die von CO₂ mit 74,5%. In der vorliegenden Arbeit wird angenommen, dass in dieser Hinsicht noch Verbesserungen möglich sind, beispielsweise was die Steuerung des Nährstoffverhältnisses betrifft. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass die Aufnahmeeffizienz eines Nährstoffes von der Algenart, von den gewünschten Produkten und von der Prozessführung abhängen. Die von ACIÉN et al. (2012) angeführten Werte können also nicht als allgemein gültig angesehen werden. Daher wird mit folgenden Werten gerechnet

$$\begin{aligned}\eta_{\text{Aufnahme,N}} &= 0,9 \\ \eta_{\text{Aufnahme,P}} &= 0,7 \\ \eta_{\text{Aufnahme,CO}_2} &= 0,8\end{aligned}$$

Die Berechnung dieser Werte erfolgt außerhalb des GIS-Modells in Excel-Hilfstabellen. Sie werden anschließend als Input-Daten für das GIS-Modell verwendet.

3.2.4. Betriebstage pro Jahr

Ähnlich wie der Ertrag können auch die Betriebstage pro Jahr als Summe aller Tage der zur Produktion geeigneten Monate bestimmt werden

$$n_{\text{Betriebstage}} = \sum_{m=1}^{12} \prod_T I_{T,m} \cdot n_{\text{Betriebstage},m} \quad (3.16)$$

3.2.5. Biomasseabhängige PCE-Korrektur

Durch die Produktion und Speicherung von Lipiden in der Alge steigt, wie aus Gleichung 3.9 ersichtlich ist, der Brennwert der Algenbiomasse an. Bei gleicher PCE und Globalstrahlung ergibt sich bereits hieraus ein geringerer Algenbiomasse-Ertrag. Darüber hinaus resultieren aus den Stoffwechselfvorgängen, die für die Lipidproduktion verantwortlich sind, energetische Verluste. Die PCE wird dadurch verringert. Um diese Verringerung abzubilden wird ein Korrekturfaktor $F_{\text{PCE-Korrektur}}$ berechnet. WILLIAMS u. LAURENS (2010) geben folgende Formel in Abhängigkeit von der Biomassezusammensetzung zur Berechnung der erzeugten Biomasse pro Masseneinheit synthetisierter Hexose an

$$Y_{\text{Biomasse,Hexose}} = 1/(1,11 y_c + 1,7 y_p + 2,6 y_l) \quad (3.17)$$

Durch Multiplikation mit dem Brennwert H_o kann die in der Biomasse gespeicherte Energiemenge pro synthetisierter Hexose bestimmt werden

$$E_{\text{Biomasse,Hexose}} = H_o \cdot Y_{\text{Biomasse,Hexose}} \quad (3.18)$$

Unter der Annahme, dass bei gleichem Energieeintrag die Menge an synthetisierter Hexose unabhängig von der Biomassezusammensetzung ist, kann durch Wahl einer Referenzzusammensetzung ein PCE-Korrekturfaktor errechnet werden:

$$F_{\text{PCE-Korrektur}} = E_{\text{Biomasse,Hexose}} / E_{\text{Biomasse,Hexose,ref}} \quad (3.19)$$

Für die PCE gilt dann

$$\text{PCE} = \text{PCE}_{\text{ref}} \cdot F_{\text{PCE-Korrektur}} \quad (3.20)$$

Diese Berechnungen erfolgen aschefrei. Als Referenz wird hier wie für die Brennwertberechnung eine Biomassezusammensetzung mit 17,6 % Lipiden, 46,4 % Protein, 31,0 % Kohlenhydraten und 5,0 % Nukleinsäuren gewählt.

Die so modellierten Auswirkungen des Lipidgehalts auf die PCE sind jedoch nur gering, beispielsweise beträgt die relative Abweichung der korrigierten PCE gegenüber der Referenz-PCE bei einem Lipidgehalt von 60 % (Massenanteil an der aschefreien Biomasse) nur $-2,5\%$, was auch durch Messungen von DILLSCHNEIDER et al. (2013) gestützt wird.

3.2.6. Verwendete Geodaten

Die Geodaten zu langjährigen Datenreihen zur Mittel-, Minimum- und Maximum-Temperatur mit einer räumlichen Auflösung von $0,25^\circ$ stammen aus dem E-OBS Datensatz (HAYLOCK et al., 2008; VAN DEN BESSELAAR et al., 2011). Die Daten zur Globalstrahlung stammen aus dem PVGIS-Projekt (SÚRI et al., 2007). Bei diesen Daten handelt es sich um Monatsmittel der Globalstrahlung im Zeitraum von 1981–1990 mit einer räumlichen Auflösung von 1 km. Beide Datensätze basieren auf Messdaten und wurden mit Hilfe von Modellen in die Fläche interpoliert.

3.3. Flächenverfügbarkeitsmodell

Im Flächenverfügbarkeitsmodell werden Flächen als mögliche Standorte identifiziert, die hinsichtlich der Landnutzung und der Geländeeigenschaften für den Bau und den Betrieb von Mikroalgenkultivierungsanlagen geeignet sind. Eine Fläche gilt dann als Algenproduktionsstandort geeignet, wenn

- eine gesetzte maximal zulässige Geländeneigung nicht überschritten wird,
- es sich um landwirtschaftlich nicht genutzte Fläche handelt und die Fläche auch sonst nicht genutzt wird, und

- es sich nicht um Gebiete handelt, die unter Natur- oder Landschaftsschutz stehen.

Die Steigung wird mit Hilfe eines digitalen Geländemodells (DGM) des U.S. Geological Survey (USGS, 2006) berechnet, welches eine räumliche Auflösung von 100 m hat (s. Abbildung B.4 im Anhang). Nach U.S. DOE (2010) sollte die Geländeneigung 5 % nicht übersteigen, wenn Mikroalgen in Open-Pond-Systemen kultiviert werden sollen, da ansonsten die Kosten für die Geländevorbereitung zum Bau der Anlage sehr hoch würden. Für geschlossene Systeme wie Plattenreaktoren, können auch Flächen mit größeren Steigungen noch geeignet sein, da großflächiges Einebnen für die Konstruktion solcher Systeme nicht erforderlich ist. Dennoch wurde die maximal zulässige Geländeneigung auf 8 % begrenzt, um die Zugänglichkeit und Erschließbarkeit des Standortes sicherzustellen. Dieser Maximalwert der Steigung schließt Gebirgsregionen nach einer vereinfachten Definition in Anlehnung an BLYTH et al. (2002) von der Analyse aus.

Um verfügbare Flächen entsprechend ihrer Landnutzung zu identifizieren, wurde der Corine 2006 Raster-Datensatz (EEA, 2011) mit einer räumlichen Auflösung von 250 m verwendet. Fehlende Daten für Griechenland wurden mit Hilfe des Corine 2000 Raster-Datensatzes ergänzt (EEA, 2010). Der resultierende Datensatz ist als Karte in Abbildung B.5 im Anhang zu finden. Um Landnutzungskonkurrenzen zwischen der Produktion von Mikroalgenbiomasse und der landwirtschaftlichen Nahrungs- und Futtermittelproduktion zu vermeiden, wurde angenommen, dass landwirtschaftliche Flächen nicht für die Mikroalgenkultivierung zur Verfügung stehen. Entsprechend der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (EU, 2009) dürfen Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand und hoher Biodiversität, wie Wälder, Buschland, Grünland und Feuchtgebiete, nicht für die Biokraftstoffproduktion herangezogen werden. Daher wurde die Nutzung dieser Flächen für die Mikroalgenproduktion ebenfalls ausgeschlossen. Als ebenfalls nicht verfügbar angenommen wurden Flächen, die bereits intensiv genutzt werden. Darunter fallen alle künstlichen Flächen und insbesondere Siedlungsräume, weil hier der Platz für die Mikroalgenproduktion im großen Maßstab äußerst begrenzt ist. Da für diese Arbeit nur land-basierte Systeme betrachtet werden, wurden auch alle Wasserflächen von der Nutzung ausgeschlossen. Übrig für den Bau großer Mikroalgenproduktionsanlagen bleiben im Corine-Datensatz Flächen die der Klassifikation „bare rocks“ oder „sparsely vegetated areas“ entsprechen.

Da es sich bei Mikroalgenproduktionsanlagen um technische Systeme handelt, ist anzunehmen, dass Bau und Betrieb dieser Anlagen starke Auswirkung auf Ökosysteme in unmittelbarer Nähe haben können. Daher wurde angenommen, dass Flächen, die entsprechend der UNEP Datenbank zu Schutzgebieten (IUCN u. UNEP, 2010) als Schutzgebiete klassifiziert sind, nicht für die Mikroalgenproduktion zur Verfügung stehen. Eine Karte zur räumlichen Verteilung der Schutzgebiete ist im Anhang in Abbildung B.6 zu finden.

3.4. Standortmodell

3.4.1. Standortidentifikation und Standorteigenschaften

Im Standortmodell werden die Algenproduktionsstandorte identifiziert und ihnen Biomasseertrag, CO₂-Bedarf und Betriebstage zugeordnet. Hierfür werden die Outputs aus Ertrags- und Flächenverfügbarkeitsmodell verwendet.

Die Standorte werden mit Hilfe des Rasterdatensatzes zur verfügbaren Fläche identifiziert. Dafür werden zunächst alle Rasterzellen, die aufgrund der klimatischen Gegebenheiten keinen Ertrag aufweisen, eliminiert. Dies geschieht, da ansonsten diese Zellen zur Produktionsfläche gezählt würden, obwohl sie gar nicht zur Produktion beitragen. Anschließend müssen die übrigen Rasterzellen zu Standorten gruppiert werden. Grundsätzlich bilden alle direkt miteinander verbundene Zellen einen Standort. Bei sehr nah beieinander gelegenen Standorten ist davon auszugehen, dass diese durch beispielsweise gemeinsame Nutzung von Personal, Ernteanlagen oder der CO₂-Versorgung Skaleneffekte realisieren können. Daher werden alle Zellen, die nicht mehr als 600 m Abstand voneinander haben, als ein Standort zusammengefasst. Da so auch stark fragmentierte Standorte entstehen können, wird dieser Parameter in einem Szenario mit geringerer Abstandsbergrenze untersucht (s. Abschnitt 4.2.9).

Das Biomasseertragsraster aus dem Ertragsmodell, welches den Biomasseertrag in $\text{t Zelle}^{-1} \text{a}^{-1}$ enthält wird mit der verfügbaren Fläche kombiniert. Anschließend werden die Erträge pro Zelle für jeden Standort aufsummiert. Die erzeugten Rasterdaten werden dann in Polygon-Vektordaten mit den Attributen „StandortID“ und „Ertrag“ ($Y_{\text{Biomasse},a}$ in t a^{-1}) umgewandelt.

Mit den Betriebstagen wird analog verfahren.

Der CO₂-Bedarf pro Jahr (in t a^{-1}) für einen Standort kann direkt aus dem Jahresertrag $Y_{\text{Biomasse},a}$ analog zu Gleichung 3.15 berechnet werden. Der maximale CO₂-Bedarf eines Standorts wird für die Auslegung der CO₂-Versorgung benötigt. Er kann anhand der im Ertragsmodell mittels Gleichung 3.15 berechneten Rasterdatensätze des monatlichen CO₂-Bedarfs ermittelt werden. Dazu wird für jeden Monat für alle Rasterzellen eines Standorts der monatliche CO₂-Bedarf aufsummiert und anschließend das Maximum ermittelt.

An einem Standort steht nicht die gesamte Fläche für die reine Biomasseproduktion zur Verfügung, sondern es werden auch Flächen für Ernte-, Verarbeitungs- und Versorgungsanlagen sowie für Wartungswege zwischen den Reaktoren oder Zufahrtswege benötigt. Daher ist die von Reaktoren bedeckte Fläche die Bezugsfläche für den Biomasseertrag. Ertrag und CO₂-Bedarf in den Rasterdaten beziehen sich jedoch auf die gesamte Standortfläche und müssen daher noch mit einem Korrekturfaktor multipliziert werden, dem Verhältnis aus der von Reaktoren bedeckten Fläche und der Standortfläche. STEPHENS et al. (2010) geben für dieses Verhältnis einen Wert von 5/6 an.

3.4.2. Kostenberechnung

In diesem Abschnitt wird die Berechnung der Biomassekosten am Algenproduktionsstandort ohne die Kosten für die CO₂-Bereitstellung beschrieben. Letztere werden in den nachfolgenden Abschnitten behandelt.

Die Biomassekosten am Algenproduktionsstandort werden gemäß Gleichung 3.5 anhand der Investitionsausgaben für die Algenproduktionsanlage $I_{\text{Algenanlage}}$ und der Betriebskosten $C_{\text{Betrieb,Algenanlage}}$ berechnet. Die Investitionsausgaben $I_{\text{Algenanlage}}$ beinhalten den Kauf und die Errichtung der PBR, der Ernteanlagen und der benötigten Infrastruktur (z. B. Rohrleitungen). Die Betriebskosten setzen sich zusammen aus den Energiekosten $C_{\text{Energie,Algenanlage}}$, den Nährstoffkosten $C_{\text{Nährstoffe}}$ und den sonstigen Betriebskosten (Kosten für Löhne, Instandhaltung und sonstige Betriebsmittel) $C_{\text{O\&M,Algenanlage}}$:

$$C_{\text{Betrieb,Algenanlage}} = C_{\text{Energie,Algenanlage}} + C_{\text{Nährstoffe}} + C_{\text{O\&M,Algenanlage}} \quad (3.21)$$

Die Biomassekosten am Algenproduktionsstandort sind abhängig von verschiedenen Standorteigenschaften. Diese Standorteigenschaften sind die von den Reaktoren in Anspruch genommene Fläche A_{PBR} in ha, der flächenbezogene Biomassertrag $Y_{\text{Biomasse,Fläche,a}}$ in $\text{t ha}^{-1} \text{a}^{-1}$ und die Anzahl der Betriebstage $n_{\text{Betriebstage}}$. Die Investitionsausgaben und die verschiedenen Betriebskostenarten wurden als Funktionen dieser Standorteigenschaften ausgedrückt. Um diese Funktionen abzuleiten, wurden die Kosten für einen Referenzstandort berechnet und abgeschätzt, in welchem Maße die verschiedenen Ausgabearten von Fläche, Ertrag und Betriebstagen abhängen. STEPHENS et al. (2010) haben eine Analyse zur Biokraftstoffproduktion aus Mikroalgen in Australien durchgeführt, wobei deren Modell im Prinzip unabhängig vom Kultivierungssystem ist. Die Annahmen für die Berechnung der Kosten des Referenzstandortes wurden im Wesentlichen aus der Arbeit von STEPHENS et al. (2010) entnommen und an europäische Bedingungen angepasst, z. B. hinsichtlich Stromkosten, Nährstoffpreisen und Löhnen.

Die abgeleiteten Funktionen für die Investitionsausgaben und die sonstigen Betriebskosten haben folgende Struktur:

$$X(A_{\text{PBR}}, Y_{\text{Biomasse,Fläche,a}}) = a + b \cdot A_{\text{PBR}} + c \cdot A_{\text{PBR}} \cdot Y_{\text{Biomasse,Fläche,a}} \quad (3.22)$$

Für die Berechnung des Energiebedarfs in GJ a^{-1} (Strom) sind zusätzlich die Betriebstage zu berücksichtigen:

$$E_{\text{Algenanlage}} = a + b \cdot A_{\text{PBR}} + c \cdot A_{\text{PBR}} \cdot Y_{\text{Biomasse,Fläche,a}} \cdot n_{\text{Betriebstage}} \quad (3.23)$$

Die Energiekosten ergeben sich dann durch Multiplikation mit dem Strompreis p_{Strom} . Für diesen werden im Bezugsszenario nach (EUROSTAT, 2012a) 9,76 cent/kWh angenommen:

$$C_{\text{Energie,Algenanlage}} = E_{\text{Algenanlage}} \cdot p_{\text{Strom}} \quad (3.24)$$

3. Modell zur Potenzialabschätzung

Die Parameter a , b und c berechnen sich aus den kostenwirksamen Ausgaben X_{ref} (entweder $I_{\text{Algenanlage}}$ oder $C_{\text{O\&M,Algenanlage}}$) des Referenzstandortes zu

$$a = X_{\text{ref}} \cdot \xi_a, \quad b = \frac{X_{\text{ref}} \cdot \xi_b}{A_{\text{PBR,ref}}}, \quad c = \frac{X_{\text{ref}} \cdot \xi_c}{A_{\text{PBR,ref}} \cdot Y_{\text{Biomasse,Fläche,ref,a}}}$$

beziehungsweise für den Energiebedarf zu

$$a = E_{\text{ref}} \cdot \xi_a, \quad b = \frac{E_{\text{ref}} \cdot \xi_b}{A_{\text{PBR,ref}}}, \quad c = \frac{E_{\text{ref}} \cdot \xi_c}{A_{\text{PBR,ref}} \cdot Y_{\text{Biomasse,Fläche,ref,a}} \cdot n_{\text{Betriebstage,ref}}}$$

Die Faktoren ξ_a (konstanter Anteil), ξ_b (flächenabhängiger Anteil) und ξ_c (ertragsabhängiger Anteil) werden für $I_{\text{Algenanlage}}$, $E_{\text{Algenanlage}}$ und $C_{\text{O\&M,Algenanlage}}$ abgeschätzt. Dabei wird angenommen, dass die Investitionsausgaben (in EUR) durch die Flächengröße dominiert werden, aber auch eine Abhängigkeit vom Ertrag zeigen, mit einem geringen konstanten Anteil. Gleiches gilt für die sonstigen Betriebskosten (Löhne, Instandhaltung und sonstige Betriebsmittel in EUR a^{-1}) wobei hier die Abhängigkeit von der produzierten Biomasse geringer und der konstante Anteil deutlich höher eingeschätzt wird. Der Energiebedarf (in GJ a^{-1}) hingegen wird vom Ertrag dominiert ohne konstanten Anteil. Tabelle 3.4 zeigt die Anteile für die Investitionsausgaben, den Energiebedarf und die sonstigen Betriebskosten.

Der konstante Anteil a wurde zusätzlich durch Parametrisierung angepasst, indem der Kurvenverlauf aus der Sensitivitätsanalyse für die Flächengröße aus STEPHENS et al. (2010) nachgebildet wird. Die sich daraus ergebenden Werte für a , b und c sind in Tabelle 3.5 aufgeführt. Tabelle 3.6 listet die kostenrelevanten Annahmen für den Referenzstandort auf. Ausgehend von Literaturwerten wurden Verbesserungen in vielen Bereichen angenommen. Diese Annahmen entsprechen einem *realistic projected case* (rpc). Damit wird ein in der nahen Zukunft (ca. 10 Jahre) erreichbarer und angestrebter Stand der Technik abgebildet. Insbesondere die Investitionsausgaben für den Reaktor und der Energiebedarf müssen verringert werden, um die Mikroalgenkultivierung für die Gewinnung von Energieträgern oder anderen Massenprodukten attraktiv zu machen.

Tabelle 3.4.: Größe des konstanten Anteils ξ_a , des flächenabhängigen Anteils ξ_b und des ertragsabhängigen Anteils ξ_c an den Investitionsausgaben $I_{\text{Algenanlage}}$, den sonstigen Betriebskosten $C_{\text{O\&M,Algenanlage}}$ und am Energiebedarf $E_{\text{Algenanlage}}$ für den Referenzstandort.

	ξ_a	ξ_b	ξ_c
$I_{\text{Algenanlage}}$	0,04	0,80	0,16
$C_{\text{O\&M,Algenanlage}}$	0,10	0,80	0,10
$E_{\text{Algenanlage}}$	0,00	0,20	0,80

Tabelle 3.5.: Parameter a , b und c für die Berechnung der Investitionsausgaben für die Algenproduktionsanlage $I_{\text{Algenanlage}}$, der sonstigen am Algenproduktionsstandort entstehenden Betriebskosten $C_{\text{O\&M,Algenanlage}}$ und des Energiebedarfs $E_{\text{Algenanlage}}$. Werte kleiner als 100 sind mit maximal drei signifikanten Stellen angegeben; gerechnet wird mit den ungerundeten Werten.

	a	b	c
$I_{\text{Algenanlage}}$	4.906.000 EUR	196.240 EUR ha ⁻¹	253 EUR a t ⁻¹
$C_{\text{O\&M,Algenanlage}}$	556.600 EUR a ⁻¹	8.905 EUR ha ⁻¹ a ⁻¹	7,18 EUR t ⁻¹
$E_{\text{Algenanlage}}$	0 GJ a ⁻¹	41,9 GJ ha ⁻¹ a ⁻¹	0,00328 GJ a t ⁻¹ d ⁻¹

Tabelle 3.6.: Annahmen für den Referenz-Algenproduktionsstandort. Parameter bei denen Skaleneffekte zu erwarten sind, stammen aus Konsistenzgründen von STEPHENS et al. (2012). Die PBR-Investitionsausgaben beinhalten auch die Ausgaben für den Bau und die Infrastruktur. Der stark verbesserte PBR-Strombedarf bezieht sich auf TREDICI (2012).

Parameter	Einheit	Literatur	rpc	Quelle
PBR-Investitionsausgaben	EUR ha ⁻¹	306.743	230.000	STEPHENS et al. (2010), TREDICI (2010)
PBR-Strombedarf	MJ ha ⁻¹ d ⁻¹	2.000	400	STEPHENS et al. (2010), TREDICI (2012)
Biomasseertrag	t ha ⁻¹ a ⁻¹	155	155	STEPHENS et al. (2010)
PBR-Fläche	ha	500	500	STEPHENS et al. (2010)
Standortfläche	ha	600	600	STEPHENS et al. (2010)
Instandhaltungs-Faktor	–	0,05	0,04	STEPHENS et al. (2010)
Betriebstage	d a ⁻¹	330	330	STEPHENS et al. (2010)
Ernteanlage- Investitionsausgaben	EUR	9.432.338	7.650.000	STEPHENS et al. (2010)
Strombedarf Ernte	GJ t ⁻¹	0,70	0,50	BROCKEN (2010), LEMMENS (2010)
Techniker	–	30	20	STEPHENS et al. (2010)
Manager	–	1	1	STEPHENS et al. (2010)
Gehalt Techniker	EUR a ⁻¹	30.000	30.000	ACIÉN et al. (2012)
Gehalt Manager	EUR a ⁻¹	60.000	60.000	2x Techniker

Die Nährstoffkosten $C_{\text{Nährstoffe}}$ (in EUR a^{-1}) werden ausschließlich in Abhängigkeit von der in einem Jahr produzierten Biomasse an einem Standort $Y_{\text{Biomasse},a}$ (in t a^{-1}) berechnet. Für die Berechnung von $C_{\text{Nährstoffe}}$ werden die spezifischen Bedarfe von N (b_N) und P (b_P) pro erzeugter Masseneinheit Algenbiomasse aus dem Ertragsmodell zugrunde gelegt. Bei bekannten Preisen p_N und p_P ergeben sich die Nährstoffkosten zu

$$C_{\text{Nährstoffe}} = Y_{\text{Biomasse},a}(b_N \cdot p_N + b_P \cdot p_P) \quad (3.25)$$

Die Werte von p_N und p_P wurden abgeleitet aus Daten von BMLEV (2013a), BMLEV (2013b) und WORLD BANK (2013). Der Weltmarktpreis für Tripelsuperphosphat lag 2011 laut WORLD BANK (2013) bei 1.886 EUR t^{-1} (bezogen auf P). In Deutschland lag 2010/2011 laut BMLEV (2013a) der Preis für Phosphordünger im Allgemeinen bei 2.352 EUR t^{-1} (bezogen auf P). In zehn EU-Ländern mit entsprechender Datenverfügbarkeit lag 2011 laut BMLEV (2013b) der Preis für Kalkammonsalpeter (26 % N) im Mittel bei 943 EUR t^{-1} (bezogen auf N). In Deutschland lag der Preis für Stickstoffdünger im Allgemeinen 2010/2011 laut BMLEV (2013a) bei 990 EUR t^{-1} (bezogen auf N). Die Düngemittelpreise unterliegen dabei erheblichen jährlichen Schwankungen und variieren auch von Land zu Land relativ stark. Aus diesem Grund werden für die Preise von N und P ungefähre Werte angenommen: $p_N = 950 \text{ EUR t}^{-1}$ und $p_P = 2.000 \text{ EUR t}^{-1}$.

Nicht berücksichtigt wurden mögliche Kosten für den Erwerb der nötigen Standortfläche. Einerseits ist die Datenlage für die EU-27 schlecht und heterogen, andererseits zeigten STEPHENS et al. (2010), dass die Landkosten im Vergleich zu den sonst anfallenden Kosten sehr gering sind. Auch die Wasserkosten wurden nicht berücksichtigt, da ein vollständiges Recycling des Kulturmediums angenommen wurde.

3.5. CO₂-Modell

Wie aus Abbildung 3.1 hervorgeht, werden im CO₂-Modell die Standorte der CO₂-Quellen abgebildet und die Kosten für Abscheidung, Kompression und Transport des CO₂ berechnet. Die Daten zu den CO₂-Quellen stammen aus dem *European Pollutant Release and Transfer Register* (E-PRTR), welches von der EEA bereitgestellt wird (EEA, 2009). Erfasst sind nur CO₂-Quellen mit einem CO₂-Ausstoß von mindestens 100.000 t a^{-1} (EU-KOMMISSION, 2006). In der Datenbank befinden sich Emissionsdaten zu CO₂-Quellen aus 75 Industriezweigen. Die Standorte der CO₂-Quellen ergeben sich aus den geographischen Koordinaten die im E-PRTR hinterlegt sind. Diese werden von WGS nach LAEA projiziert. Die Berechnung der Kosten und des Energiebedarfs für den CO₂-Transport, der sich aus Kompression und Pipeline zusammensetzt, und für die CO₂-Abscheidung werden in den nachfolgenden Abschnitten behandelt.

3.5.1. Kosten und Energiebedarf für die CO₂-Abscheidung

Der IPCC hat in seinem *Special Report on Carbon Capture and Storage* bereits eine umfangreiche Übersicht zu den Kosten der CO₂-Abscheidung veröffentlicht (IPCC, 2005). Dieser *Special Report* und die dort zitierten Studien dienen als Ausgangspunkt. Darüber hinaus wurde noch die Arbeit von HO et al. (2011) verwendet. Ziel war es, die spezifischen Kosten zur CO₂-Abscheidung als Funktion des maximalen täglichen CO₂-Massenstroms $\dot{m}_{\text{CO}_2, \text{Tag}}$, des jährlichen CO₂-Massenstroms $\dot{m}_{\text{CO}_2, \text{Jahr}}$ und des Typs der CO₂-Quelle auszudrücken. Zudem sollte die Kostenberechnung der hier verwendeten Vorgehensweise (s. Abschnitt 3.1) entsprechen. Dazu wurden die herangezogenen Studien remodelliert und die kapazitätsbezogenen, spezifischen Investitionsausgaben i_{Capture} in EUR $(\text{t d}^{-1})^{-1}$, die Kapazität $\dot{m}_{\text{CO}_2, \text{Tag}}$ in t d^{-1} , der Faktor für Betriebs- und Instandhaltungskosten $F_{\text{O\&M, Capture}}$ und der spezifische Energiebedarf (Heizwert Brennstoff) e_{Capture} in GJ t^{-1} ermittelt. Alle Massenangaben beziehen sich auf CO₂. Da bei den meisten Studien in den Capture-Kosten auch die Kosten für die Kompression enthalten sind, diese aber in der Regel nicht explizit ausgewiesen werden, wurden sie gemäß dem Vorgehen in Abschnitt 3.5.2.1 berechnet und aus den Capture-Kosten herausgerechnet. Um Capture-Anlagen verschiedener Kapazität gemäß der Auslegungsgröße $\dot{m}_{\text{CO}_2, \text{Tag}}$ abzubilden, wurden die nötigen Investitionsausgaben als Funktion von $\dot{m}_{\text{CO}_2, \text{Tag}}$ nach MOORE (1959) ausgedrückt

$$I_{\text{Capture}} = a \cdot (\dot{m}_{\text{CO}_2, \text{Tag}})^b \quad (3.26)$$

Für den Parameter b (Maß für die Stärke des Skaleneffektes) wird in Anlehnung an MOORE (1959) ein Wert von $b = 0,7$ gewählt. Die Bezugsinvestition a lässt sich aus Gleichung 3.26 ermitteln, da für die Referenz gilt $I_{\text{Capture}} = i_{\text{Capture}} \cdot \dot{m}_{\text{CO}_2, \text{Tag}}$ und i_{Capture} und $\dot{m}_{\text{CO}_2, \text{Tag}}$ für die Referenz bekannt sind.

Die jährlichen Betriebs- und Instandhaltungskosten $C_{\text{O\&M, Capture}}$ ergeben sich zu

$$C_{\text{O\&M, Capture}} = I_{\text{Capture}} \cdot F_{\text{O\&M, Capture}} \quad (3.27)$$

Der Energiebedarf (Heizwert Brennstoff) pro Jahr berechnet sich zu

$$E_{\text{Capture}} = e_{\text{Capture}} \cdot \dot{m}_{\text{CO}_2, \text{Jahr}} \quad (3.28)$$

Für die jährlichen Energiekosten gilt

$$C_{\text{Energie, Capture}} = E_{\text{Capture}} \cdot p_{\text{Brennstoff}} \quad (3.29)$$

Die spezifischen Capture-Kosten pro t CO₂ $c_{\text{CO}_2, \text{Capture}}$ lassen sich dann mit Hilfe von Gleichung 3.5 berechnen.

Nur zu wenigen der im E-PRTR erfassten Industriezweige gibt es Studien zu den Kosten für die CO₂-Abscheidung. Verfügbar waren Arbeiten zu CO₂-Abscheidung

bei Kohlekraftwerken, Gaskraftwerken, Hochöfen, bei der Herstellung von Zement und bei der Herstellung von Rohfaser für die Papierindustrie. Die nicht verfügbaren Industriezweige umfassen unter anderem die Herstellung von Gläsern, Gussprozesse, Lebensmittelindustrie, und Prozesse zur Herstellung von Maschinen und Fahrzeugen. Eine genaue Auflistung ist im Anhang (Tabelle C.1) zu finden. Für diese Industriezweige wurde der CO₂-Quellentyp „Mix“ eingeführt. Die Kosten wurden als Mittelwert aus den Kostenabschätzungen für Gas und Kohle abgeschätzt. Das E-PRTR weist Kohle- und Gaskraftwerke nicht einzeln aus, sondern fasst diese unter „Stromerzeugung“ zusammen. Um dennoch eine Differenzierung zu ermöglichen, wurden die ebenfalls im E-PRTR erfassten SO_x-Emissionen der CO₂-Quellen als Indikator herangezogen. Im Gegensatz zur Verbrennung von Erdgas entstehen bei der Verbrennung von Kohle erhebliche Mengen an SO_x. Daher wurden CO₂-Quellen der Stromerzeugung, die SO_x-Emissionen größer als 150 t a⁻¹ aufweisen³, als Kohlekraftwerke identifiziert. Alle anderen CO₂-Quellen dieser Kategorie wurden als Gaskraftwerke eingeordnet. Die Zuweisung wurde stichprobenartig überprüft. Dennoch sind fehlerhafte Zuweisungen nicht ausgeschlossen, müssen jedoch bei einer automatisierten Vorgehensweise in Kauf genommen werden. Bei einigen Industriezweigen, bei denen ähnliche Verbrennungsprozesse wie bei Gas- oder Kohlekraftwerken zu den CO₂-Emissionen führen, werden die Abscheidungskosten entsprechend dem anzunehmenden Brennstoff (Gas oder Kohle) bestimmt. Siehe hierzu ebenfalls Tabelle C.1.

Wie aus Gleichung 3.29 hervorgeht, wird für die Kostenberechnung der Brennstoffpreis benötigt. Dazu muss auch bekannt sein, welcher Brennstoff eingesetzt wird. Bei Gaskraftwerken wird dies Erdgas sein und bei Kohlekraftwerken Stein- oder Braunkohle. Da aufgrund der Datengrundlage nicht zwischen Stein- und Braunkohle unterschieden werden kann, wird konservativ der Steinkohlepreis als Brennstoffpreis für Kohle angenommen. Dieser Preis wird auch für die kohleartigen Brennstoffe bei der Zement- und Stahlherstellung verwendet. Für die Zellstoffgewinnung wird holzartige Biomasse als Brennstoff angenommen. Bei der Erdölförderung entstehende Emissionen werden auf die Verbrennung von Erdöl zurückgeführt; dabei werden die anderen Ausgaben (Investition und O&M) denen von Kohlekraftwerken gleichgesetzt. Tabelle 3.7 zeigt die verschiedenen Brennstoffe und die angenommenen Brennstoffpreise.

Die Nutzung von CO₂, das bei der Herstellung von Ammoniak abgetrennt wird, steht in Konkurrenz zur Urea-Produktion (hierfür werden 70–90 % des CO₂ genutzt) und *enhanced oil recovery* (vgl. IPCC, 2005). Die CO₂-Massenströme im E-PRTR bilden jedoch die an die Atmosphäre abgegebenen Ströme ab. Diese sind daher prinzipiell verfügbar und werden noch nicht anders genutzt. Für die CO₂-Abscheidung bei der Ammoniakherstellung werden keine Kosten angesetzt,

³ Die Untergrenze der Berichtspflicht für SO_x-Emissionen liegt bei 150 t a⁻¹ (EU-KOMMISSION, 2006)

da ohnehin reines CO₂ im Herstellungsprozess anfällt. Nach FARLA et al. (1995) sind nur 62 % der Gesamtemissionen bei der Ammoniakherstellung reines CO₂. Die restlichen 38 % stammen aus Verbrennungsprozessen und werden in dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

Tabelle 3.8 zeigt die für die Kostenberechnung erforderlichen Parameter und ihre Werte für die betrachteten Typen von CO₂-Quellen.

Tabelle 3.7.: Brennstoffpreise für CO₂-Capture.

Brennstoff	Preis EUR GJ ⁻¹	Quelle
Erdgas	3,00	FINANZEN.NET (2013a), geschätztes 3-jähriges Mittel
Rohöl (WTI)	12,10	FINANZEN.NET (2013b), geschätztes 3-jähriges Mittel
Steinkohle	2,70	IEA (2011)
Holz	4,00	für 2012 geschätzt nach MÖLLERSTEN et al. (2003a) und HEKTOR u. BERNTSSON (2007)

Tabelle 3.8.: Parameter für die Berechnung der Capture-Kosten. Werte kleiner 100 sind mit drei signifikanten Stellen angegeben; gerechnet wird mit ungerundeten Werten.

CO ₂ - Quellentyp	Gas	Kohle	Öl	Mix	Hochofen	Zement	Papier
a	556.695	507.101	507.101	528.304	420.837	331.577	433.431
$F_{O\&M,Capture}$	0,0774	0,0685	0,0685	0,0715	0,0800	0,0530	0,0652
$e_{Capture}$ (GJ t ⁻¹)	2,03	2,72	2,72	2,49	3,35	3,34	4,71
Brennstofftyp	Gas	Kohle	Öl	Mix	Kohle	Kohle	Holz

3.5.2. Kosten und Energiebedarf für den CO₂-Transport

Die Berechnung der Kosten und des Energiebedarfs für den CO₂-Transport erfolgt im Wesentlichen in Anlehnung an eine techno-ökonomische Studie zu diesem Thema von MCCOLLUM u. OGDEN (2006). Diese betrachten nur den Transport unter hohen Drücken deutlich oberhalb des kritischen Drucks von CO₂ von 7,38 MPa (LEMMON et al., 2014). In der vorliegenden Arbeit soll jedoch auch der CO₂ Transport unter relativ geringem Druck einbezogen werden, um mögliche Einsparungen hinsichtlich Kosten und Energiebedarf realisieren zu können. Die Vorgehensweise von MCCOLLUM u. OGDEN (2006) wurde daher um diese Option

erweitert und an einigen Stellen angepasst. Da relativ viele Gleichungen von MCCOLLUM u. OGDEN (2006) stammen, wurden diese mit einem „*“ versehen, um die Leserlichkeit des Textes zu verbessern. Teilweise wurden diese Gleichungen so umgewandelt, dass SI-Einheiten verwendet werden können. Nicht als allgemein bekannt anzusehende Gleichungen ohne Quellenhinweis wurden selbst entwickelt oder abgeleitet.

Die spezifischen CO₂-Transportkosten $c_{\text{CO}_2, \text{Transport}}$ setzen sich aus den spezifischen Kosten für die CO₂-Kompression und die Durchleitung des CO₂ durch die CO₂-Pipeline zusammen

$$c_{\text{CO}_2, \text{Transport}} = c_{\text{CO}_2, \text{Kompression}} + c_{\text{CO}_2, \text{Pipeline}} \quad (3.30)$$

Die Berechnung von $c_{\text{CO}_2, \text{Kompression}}$ und $c_{\text{CO}_2, \text{Pipeline}}$ wird in den Abschnitten 3.5.2.1 und 3.5.2.2 näher beschrieben. Die CO₂-Transportkosten werden sowohl für den Hochdruckfall, als auch für den Niederdruckfall berechnet und dann die Variante mit den geringeren Kosten ausgewählt. Welche Variante günstiger ist, hängt wesentlich von der Länge der Pipeline ab, aber auch vom CO₂-Massenstrom, wie Abbildung 3.2 zeigt.

3.5.2.1. Kosten und Energiebedarf der CO₂-Kompression

Um die Kosten und den Energiebedarf für die Kompression des abgeschiedenen CO₂ zu ermitteln, benötigt man zunächst den Leistungsbedarf des Kompressors. Unter Annahme einer adiabaten Kompression kann nach MOHITPOUR et al. (2000) die am Kompressor verrichtete Arbeit $W_{\text{Kompressor}}$ in J bezogen auf das Eingangsvolumen V_{in} wie folgt berechnet werden

$$W_{\text{Kompressor}} = p_{\text{in}} V_{\text{in}} \frac{\kappa}{\kappa - 1} \left(\left(\frac{p_{\text{out}}}{p_{\text{in}}} \right)^{\frac{\kappa - 1}{\kappa}} - 1 \right) \quad (3.31)$$

Dabei sind p_{in} der Eingangsdruck, p_{out} der Ausgangsdruck und κ der mittlere Isentropenexponent. Die benötigte Eingangsleistung für einen Eingangsvolumenstrom \dot{V}_{in} bei einem isentropen Wirkungsgrad η_{is} des Kompressors ergibt sich zu

$$P_{\text{Kompressor}} = \frac{W_{\text{Kompressor}} \cdot \dot{V}_{\text{in}}}{V_{\text{in}} \cdot \eta_{\text{is}}} \quad (3.32)$$

Da nicht der Volumenstrom sondern der Massenstrom \dot{m} bekannt ist, muss entsprechend ersetzt werden. Da bei der hier betrachteten mehrstufigen Kompression (s. u.) auch relativ hohe Eingangsdrücke vorkommen können, wird das Realgasverhalten mit dem Kompressibilitätsfaktor $Z = V_{\text{real}}/V_{\text{ideal}}$ berücksichtigt. Ausgehend von der allgemeinen Zustandsgleichung idealer Gase $pV = nRT$ (n : Stoffmenge in mol, R : universelle Gaskonstante in J mol⁻¹ K⁻¹ und T : absolute Temperatur in K) und

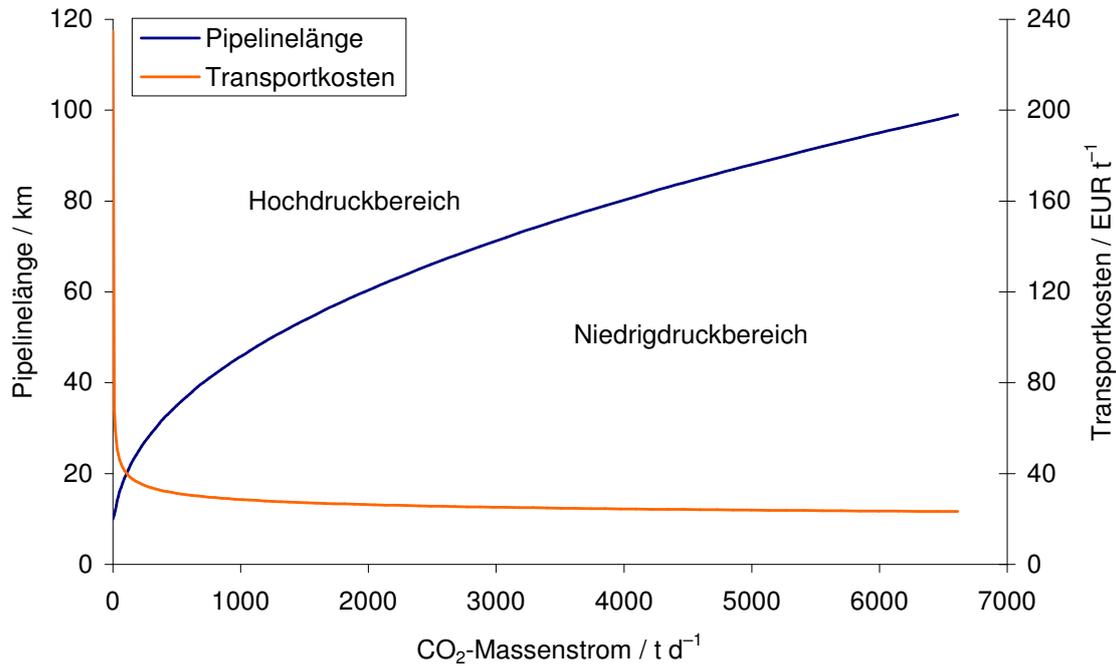


Abbildung 3.2.: Pipelinelänge ab welcher der Hochdrucktransport günstiger ist (oberer Bereich) als der Niedrigdrucktransport (unter Bereich) in Abhängigkeit vom CO₂-Massenstrom. Außerdem sind die auf dieser Grenzlinie zu erwartenden Transportkosten dargestellt.

$n = m/M_{\text{CO}_2}$ (m : Masse in kg, M_{CO_2} : Molmasse in kg mol⁻¹) ergibt sich für den Volumenstrom

$$\dot{V}_{\text{in}} = \dot{V}_{\text{in,real}} = \dot{V}_{\text{in,ideal}} \cdot Z_{\text{in}} = \frac{\dot{n}RT_{\text{in}}}{p_{\text{in}}} \cdot Z_{\text{in}} = \frac{\dot{m}RT_{\text{in}}}{M_{\text{CO}_2}p_{\text{in}}} \cdot Z_{\text{in}} \quad (3.33)$$

Unter einsetzen dieser Gleichung und Gleichung 3.31 in Gleichung 3.32 erhält man

$$P_{\text{Kompressor}} = \frac{\dot{m}RT_{\text{in}}}{M_{\text{CO}_2}\eta_{\text{is}}} \cdot Z_{\text{in}} \cdot \frac{\kappa}{\kappa - 1} \left(\left(\frac{p_{\text{out}}}{p_{\text{in}}} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right) \quad (3.34)$$

MCCOLLUM u. OGDEN (2006) gehen davon aus, dass die CO₂-Kompression in fünf Stufen mit Zwischenkühlung erfolgt. Aus Konsistenzgründen bezüglich der Kostenberechnung wird dies auch in der vorliegenden Arbeit angenommen, und zwar sowohl für die Kompression auf 7,38 MPa als auch für die Kompression auf 2,2 MPa.

Für jede der fünf Kompressionsstufen wird angenommen, dass die Temperatur des eingehenden Gasvolumenstroms $T_{\text{in}} = 313,15$ K und der isentrope Wirkungsgrad $\eta_{\text{is}} = 0,75$ beträgt (MCCOLLUM u. OGDEN, 2006). Der Massenstrom ist für alle

3. Modell zur Potenzialabschätzung

Stufen gleich und die Auslegungsgröße für den Kompressor. Er ergibt sich aus dem Maximum des nachgefragten CO₂-Massenstroms pro Monat über ein Jahr (s. Abschnitt 3.6.3). Die übrigen Größen außer M_{CO_2} und R müssen für jede Stufe ermittelt werden.

Nach MOHITPOUR et al. (2000) ist es die effizienteste Lösung, für jede Kompressionsstufe das gleiche Druckverhältnis $p_{\text{out}}/p_{\text{in}}$ zu wählen. Dieses Verhältnis ϵ lässt sich aus Anfangsdruck p_{initial} (Eingangsdruck der ersten Stufe), dem angestrebten Endausgangsdruck p_{end} und der Anzahl der Stufen N nach MOHITPOUR et al. (2000) wie folgt berechnen:

$$\epsilon = \frac{p_{\text{out}}}{p_{\text{in}}} = \left(\frac{p_{\text{end}}}{p_{\text{initial}}} \right)^{(1/N)} \quad (3.35)$$

Ein- und Ausgangsdruck je Stufe n berechnen sich zu

$$p_{\text{in},n} = \epsilon^{n-1} \cdot p_{\text{initial}} \quad (3.36)$$

$$p_{\text{out},n} = \epsilon^n \cdot p_{\text{initial}} \quad (3.37)$$

Für κ und Z_{in} geben MCCOLLUM u. OGDEN (2006) Werte an, jedoch nur für die Kompression bis zum kritischen Punkt und nicht für niedrigere Drücke. Außerdem ließen sich die Werte unter Verwendung der NIST-SRD (*National Institute of Standards and Technology Standard Reference Data*) (LEMMON et al., 2014) nicht nachvollziehen. Um konsistente Werte für Hoch- und Niederdruck-Fall zu gewährleisten, wurden diese selbst unter Verwendung der NIST-SRD ermittelt. Für gegebenen Druck und Temperatur liefert die NIST-SRD unter anderem das reale molare Volumen \bar{V}_{real} und die molare Wärmekapazität bei konstantem Volumen \bar{C}_V und bei konstantem Druck \bar{C}_p . Die gesuchten Größen ergeben sich zu

$$\kappa = \frac{\bar{C}_p}{\bar{C}_V} \quad (3.38)$$

und

$$Z = \frac{\bar{V}_{\text{real}}}{\bar{V}_{\text{ideal}}} = \frac{\bar{V}_{\text{real}} \cdot p}{RT} \quad (3.39)$$

Die Werte für Z_{in} lassen sich leicht ermitteln da p_{in} und T_{in} für jede Stufe bekannt sind.

Für den Isentropenexponent κ wird vereinfachend der Mittelwert aus $\kappa(T_{\text{in}}, p_{\text{in}})$ und $\kappa(T_{\text{out}}, p_{\text{out}})$ verwendet, dabei ist T_{out} die Temperatur am Ende des Kompressionsvorgangs. Aus dem Zusammenhang (MOHITPOUR et al., 2000)

$$T_{\text{out}} = T_{\text{in}} \cdot \frac{Z_{\text{in}}}{Z_{\text{out}}} \cdot \left(\frac{p_{\text{out}}}{p_{\text{in}}} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \quad (3.40)$$

wird deutlich, dass T_{out} wiederum eine Funktion von κ ist. κ wird daher für jede Kompressionsstufe iterativ nach folgendem Algorithmus ermittelt:

1. Zunächst werden mit Hilfe der NIST-SRD anhand der bekannten Größen p_{in} und T_{in} der Isentropenexponent $\kappa(T_{\text{in}}, p_{\text{in}})$ und der Kompressibilitätsfaktor Z_{in} unter Verwendung der Gleichungen 3.38 und 3.39 bestimmt.
2. Anschließend wird T_{out} mit Hilfe der in Schritt 1 bestimmten Größen aus Gleichung 3.40 ermittelt. Dabei werden zunächst $Z_{\text{in}} = Z_{\text{out}}$ und $\kappa = \kappa(T_{\text{in}}, p_{\text{in}})$ angesetzt.
3. \bar{V}_{real} , \bar{C}_V und \bar{C}_p werden mit Hilfe der NIST-SRD für die vorher ermittelte Temperatur T_{out} beim Druck p_{out} bestimmt und $\kappa(T_{\text{out}}, p_{\text{out}})$ und Z_{out} gemäß den Gleichungen 3.38 und 3.39 berechnet.
4. κ wird als Mittelwert aus $\kappa(T_{\text{in}}, p_{\text{in}})$ und dem $\kappa(T_{\text{out}}, p_{\text{out}})$ des vorhergehenden Schrittes berechnet.
5. Die neue Ausgangstemperatur T_{out} wird mit Gleichung 3.40 bestimmt.
6. Die Schritte 3 bis 5 werden solange wiederholt bis die in Schritt 5 ermittelte Ausgangstemperatur der zuvor in Schritt 3 verwendeten Temperatur nach Rundung auf eine Nachkommastelle gleicht. κ kann so auf drei Nachkommastellen bestimmt werden.

Der Hochdruckfall wird wie in MCCOLLUM u. OGDEN (2006) behandelt, d. h. das CO₂ wird mit einem Kompressor von Atmosphärendruck auf den kritischen Druck von CO₂ von 7,38 MPa gebracht. Danach wird das CO₂ mit einer Pumpe auf einen Druck von 15,0 MPa gebracht. Für den Niederdruckfall wird in Anlehnung an das OCAP-Projekt (OCAP, 2012) ein Endausgangsdruck von lediglich 2,2 MPa angenommen und nur ein Kompressor und keine Pumpe verwendet. In Tabelle 3.9 sind die ermittelten Werte für die beiden Fälle dargestellt.

Tabelle 3.9.: Isentropenexponent κ und Kompressibilität Z_{in} der fünf Kompressionsstufen für Hoch- und Niederdruckfall. Außerdem sind jeweils der Eingangsdruck p_{in} und der Ausgangsdruck p_{out} in MPa angegeben.

Einheit	Hochdruckfall				Niederdruckfall			
	p_{in} MPa	p_{out} MPa	κ –	Z_{in} –	p_{in} MPa	p_{out} MPa	κ –	Z_{in} –
Kompressionsstufe 1	0,10	0,24	1,276	0,996	0,10	0,19	1,278	0,996
Kompressionsstufe 2	0,24	0,56	1,283	0,990	0,19	0,34	1,283	0,992
Kompressionsstufe 3	0,56	1,32	1,301	0,976	0,34	0,64	1,291	0,985
Kompressionsstufe 4	1,32	3,12	1,347	0,942	0,64	1,19	1,307	0,973
Kompressionsstufe 5	3,12	7,38	1,488	0,855	1,19	2,20	1,340	0,948

3. Modell zur Potenzialabschätzung

Die erforderliche Gesamtleistung für die Kompression über alle Kompressionsstufen N ist

$$P_{\text{Kompressor,total}} = \sum_{n=1}^N P_{\text{Kompressor},n} \quad (3.41^*)$$

Die Leistung der einzelnen Stufen $P_{\text{Kompressor},n}$ wird mit Gleichung 3.34 berechnet.

Nach IEAGHG (2002) betrug die maximale Leistung eines Kompressorstrangs $P_{\text{Kompressor,max}}$ bei damaliger Technologie 40 MW. Heutige Systeme sind leistungsfähiger und können bei ähnlichen Spezifikationen (mehrstufig mit Zwischenkühlung) 55 MW bis 60 MW erreichen (z. B. MAN, 2014; SIEMENS, 2014). In dieser Arbeit wird mit einer maximalen Leistung eines Kompressorstrangs von $P_{\text{Kompressor,max}} = 60$ MW gerechnet. Wird diese Grenze überschritten, werden zwei oder mehr kleinere Kompressorstränge eingesetzt, die gemeinsam die Gesamtleistung stellen, ohne einzeln die maximale Leistungsgrenze zu überschreiten. Die Anzahl der benötigten Stränge N_S ergibt sich aus

$$N_S = \lceil P_{\text{Kompressor,total}}/P_{\text{Kompressor,max}} \rceil \quad (3.42^*)$$

Der Massenstrom \dot{m}_s für einen Kompressorstrang ist dann

$$\dot{m}_s = \dot{m}/N_S \quad (3.43^*)$$

Um bei der Abschätzung der Investitionsausgaben für den Kompressorstrang $I_{\text{Kompressor}}$ Skaleneffekte berücksichtigen zu können, wurde derselbe Ansatz nach MOORE (1959) wie bei der CO₂-Abscheidung verwendet

$$I_{\text{Kompressor}} = N_S \cdot a \cdot \dot{m}_s^b \quad (3.44)$$

wobei hier \dot{m}_s in t d^{-1} anzugeben ist.

Der von MCCOLLUM u. OGDEN (2006) verwendete Ansatz zur Abschätzung der Investitionsausgaben wird in die oben angegebene Form überführt und in Euro für das Jahr 2012 umgerechnet. Der für diese Arbeit gewählte Ansatz ermöglicht die einfache Anpassung der Bezugsinvestition a , die für niedrige Drücke aufgrund der Materialanforderungen des Kompressors kleiner sind als für hohe Drücke. Auch das Maß für die Stärke des Skaleneffektes b kann so leicht variiert werden.

MCCOLLUM u. OGDEN (2006) stellten fest, dass im Jahr 2005 für höhere CO₂-Massenströme die Investitionsausgaben für einen Kompressorstrang zwischen 1.000 und 2.000 USD kW⁻¹ lagen, was mit anderen Studien übereinstimmt. Als Referenz wird daher eine Anlage mit Kosten von 1.500 USD kW⁻¹ bei einer Kapazität von etwa 5.000 t CO₂ pro Tag angesetzt (berechnet nach MCCOLLUM u. OGDEN, 2006). Für a ergibt sich so ein Wert von gerundet 49.000 EUR für $p_{\text{out}} = 7,38$ MPa, bezogen auf das Jahr 2012 (vgl. Abschnitt 3.1). Berechnet man die Investitionsausgaben

für verschiedene Kapazitäten nach derselben Methode ergibt sich $b = 0,39$. Dieser relativ niedrige Wert legt nahe, dass erhebliche Skaleneffekte zu erwarten sind. Dies deckt sich jedoch nicht mit anderen Arbeiten zur Abschätzung der Investitionsausgaben von verfahrenstechnischen Anlagen (DOUGLAS, 1988; PETERS et al., 2003). Es wird daher ein Wert von $b = 0,75$ angenommen. Aktuelle Angaben zu Investitionsausgaben von CO₂-Kompressionsanlagen sind nur spärlich verfügbar. Das Carbon Capture Journal berichtete 2012 von Ausgaben von 75 Millionen USD für einen CO₂-Kompressorstrang mit 33,3 MW, der einen Ausgangsdruck von 15 MPa erzeugen kann. In Euro umgerechnet sind das etwa 60 Millionen EUR. Die Leistung dieses Kompressors entspricht beim gegebenen Druck einem Massenstrom von etwa 7.000 t CO₂ pro Tag. Nach der in dieser Arbeit verwendeten Gleichung (3.44) ergeben sich für einen Kompressorstrang gleicher Kapazität für 7,38 MPa Ausgangsdruck Investitionsausgaben von nur etwa 37 Millionen EUR. Unter Berücksichtigung des Unterschieds im erzeugten Ausgangsdruck und den damit unterschiedlichen Materialanforderungen können beide Investitionsausgaben als in etwa vergleichbar hoch angesehen werden.

Für die Kompression auf 2,2 MPa im Niederdruckfall wird eine Reduktion der Investitionsausgaben im Vergleich zum Hochdruckfall um 50 % angenommen. Daraus folgt für $a = 24.500$ EUR.

Die für den Hochdruckfall notwendige Pumpenleistung P_{Pumpe} um das CO₂ vom Kompressorstrangausgangsdruck p_{end} auf den gewünschten Druck nach der Kompression durch die Pumpe p_{final} zu bringen ist

$$P_{\text{Pumpe}} = \frac{\dot{m}(p_{\text{final}} - p_{\text{end}})}{\rho \cdot \eta_{\text{P}}} \quad (3.45^*)$$

dabei ist ρ die mittlere Dichte des CO₂ während des Pumpvorgangs und η_{P} die Pumpeneffizienz. Für ρ kann ein Wert von 630 kg m⁻³ angenommen werden und für η_{P} ein Wert von 0,75 (MCCOLLUM u. OGDEN, 2006). Umgerechnet in Euro für das Jahr 2012 lassen sich die Investitionsausgaben für die Pumpe wie folgt berechnen

$$I_{\text{Pumpe}} = a \cdot P_{\text{Pumpe}} + b \quad (3.46^*)$$

mit $a = 1.050$ EUR kW⁻¹ und $b = 65.500$ EUR. Die Pumpenleistung P_{Pumpe} ist hier in kW anzugeben. Die Investitionsausgaben für die gesamte Kompressionsanlage betragen

$$I_{\text{Kompression}} = I_{\text{Kompressor}} + I_{\text{Pumpe}} \quad (3.47)$$

wobei für den Niederdruckfall $I_{\text{Pumpe}} = 0$ zu setzen ist.

Die jährlichen Energiekosten $C_{\text{Energie,Kompression}}$ für den gesamten Kompressionsprozess ergeben sich aus dem jährlichen Energiebedarf von Pumpe und Kompressorsträngen $E_{\text{Kompression}}$ und dem Strompreis p_{Strom}

$$C_{\text{Energie,Kompression}} = E_{\text{Kompression}} \cdot p_{\text{Strom}} \quad (3.48)$$

Der jährliche Energiebedarf $E_{\text{Kompression}}$ lässt sich aus der insgesamt installierten Leistung

$$P_{\text{Kompression}} = P_{\text{Kompressor,total}} + P_{\text{Pumpe}} \quad (3.49)$$

und der Auslastung berechnen:

$$E_{\text{Kompression}} = P_{\text{Kompression}} \cdot F_{\text{Auslastung}} \cdot 31.557.600 \text{ s a}^{-1} \quad (3.50)$$

In Anlehnung an MCCOLLUM u. OGDEN (2006) ergibt sich die Auslastung aus dem Auslegungsmassenstrom $\dot{m}_{\text{CO}_2,\text{Tag}}$ in t d^{-1} und dem jährlich insgesamt nachgefragtem CO_2 -Massenstrom $\dot{m}_{\text{CO}_2,\text{Jahr}}$ in t a^{-1}

$$F_{\text{Auslastung}} = \frac{\dot{m}_{\text{CO}_2,\text{Jahr}}}{\dot{m}_{\text{CO}_2,\text{Tag}} \cdot 365,25 \text{ d a}^{-1}} \quad (3.51)$$

Die restlichen Betriebskosten werden als Betriebs- und Instandhaltungskosten zusammengefasst und gemäß der Formel

$$C_{\text{O\&M}} = I_{\text{Kompression}} \cdot F_{\text{O\&M,Kompression}} \quad (3.52)$$

von den Investitionsausgaben abgeleitet und für den Faktor $F_{\text{O\&M,Kompression}} = 0,04$ angenommen (MCCOLLUM u. OGDEN, 2006).

Die spezifischen Gestehungskosten $c_{\text{CO}_2,\text{Kompression}}$ für eine Einheit komprimierten CO_2 können durch Anwendung der Gleichungen 3.7, 3.6 und 3.5 berechnet werden. Für x_{Produkt} wird der jährlich komprimierte CO_2 -Massenstrom $\dot{m}_{\text{CO}_2,\text{Jahr}}$ in t a^{-1} eingesetzt. Damit hat $c_{\text{CO}_2,\text{Kompression}}$ die Einheit EUR t^{-1} .

Der spezifische Energiebedarf $e_{\text{Kompression}}$ errechnet sich zu

$$e_{\text{Kompression}} = E_{\text{Kompression}} / \dot{m}_{\text{CO}_2,\text{Jahr}} \quad (3.53)$$

3.5.2.2. Kosten für die CO_2 -Pipeline

Dem Ansatz von MCCOLLUM u. OGDEN (2006) folgend werden die CO_2 -Pipelines auf einen bestimmten Druckverlust über die gesamte Länge ausgelegt. Booster-Stationen sind nicht vorgesehen. Der Energiebedarf für den eigentlichen Pipelinetransport ist damit bereits durch die vorangegangene Kompression erfüllt. Bei gegebenem CO_2 -Massenstrom \dot{m}_{CO_2} und gegebener Länge L wird für jeweils beide Druckklassen der Durchmesser D der Pipeline bestimmt.

Für die nachfolgenden Berechnungen wird die Pipeline-Länge L benötigt. Sie ergibt sich aus den LAEA-Koordinaten (in m) der CO_2 -Quellen (Q) und der Algenproduktionsstandorte (S) aus dem Satz des Pythagoras

$$L = \sqrt{(x_S - x_Q)^2 + (y_S - y_Q)^2} \quad (3.54)$$

dabei sind x_S und x_Q die Längen- und y_S und y_Q die Breitenkoordinaten.

Der Pipelinedurchmesser wird gemeinsam mit dem Widerstandsbeiwert iterativ bestimmt (s. u.).

Die Investitionsausgaben für die Pipeline I_{Pipeline} werden nach folgender Formel (IEAGHG, 2010) berechnet

$$I_{\text{Pipeline}} = i_{\text{Pipeline}} \cdot L \cdot D \cdot F_{\text{Terrain}} \cdot F_{\text{Region}} \quad (3.55)$$

Die spezifischen Investitionsausgaben für die Pipeline i_{Pipeline} werden von IEAGHG (2010) für das Jahr 2005 mit $50.000 \text{ USD km}^{-1} \text{ in}^{-1}$ angegeben. Umgerechnet in EUR und bezogen auf das Jahr 2012 sind dies $47.000 \text{ EUR km}^{-1} \text{ in}^{-1}$. Demzufolge sind L in km und D in Zoll einzusetzen. F_{Terrain} und F_{Region} sind Anpassungsfaktoren, die die Abhängigkeit der Investitionsausgaben vom Gelände und der Weltregion berücksichtigen. Da diese Faktoren bei der Anwendung der Least-Remaining-Cost-Methode (s. Abschnitt 3.6.1) für über 10 Millionen mögliche Pipelines bestimmt werden müssten und dafür sehr lange Rechenzeiten von mehreren Wochen nötig wären, werden für $F_{\text{Terrain}} = 1,3$ und für $F_{\text{Region}} = 1$ (Wert für Westeuropa laut IEAGHG (2010)) pauschal angenommen. Für den Niederdruckfall werden für i_{Pipeline} 70 % der spezifischen Investitionsausgaben des Hochdruckfalls angesetzt.

Die Betriebskosten werden analog zur Berechnung der Betriebskosten bei Capture und Kompression nach

$$C_{\text{O\&M}} = I_{\text{Pipeline}} \cdot F_{\text{O\&M,Pipeline}} \quad (3.56)$$

berechnet. Da es sich bei den Pipelines fast ausschließlich um Onshore-Pipelines handelt, kann nach IEAGHG (2010) $F_{\text{O\&M,Pipeline}} = 0,015$ angenommen werden.

Die spezifischen Gestehungskosten für die Durchleitung einer Masseneinheit CO₂ durch die Pipeline $c_{\text{CO}_2,\text{Pipeline}}$ können durch einsetzen von I_{Pipeline} und $C_{\text{O\&M}} = C_{\text{Betrieb}}$ in Gleichung 3.5 berechnet werden. Für x_{Produkt} wird der jährlich durchgeleitete CO₂-Massenstrom $\dot{m}_{\text{CO}_2,\text{Jahr}}$ in t a^{-1} verwendet. Damit hat $c_{\text{CO}_2,\text{Pipeline}}$ die Einheit EUR t^{-1} .

Druckverlust und Durchmesser im Niederdruckfall. In Anlehnung an das OCAP-Projekt (OCAP, 2012) werden für den Pipeline-Eingangsdruck $p_1 = 2,2 \text{ MPa}$ angenommen. Der zulässige Druckverlust wird mit $\Delta p = 1 \text{ MPa}$ angenommen. Daraus ergibt sich ein Pipeline-Ausgangsdruck p_2 von $1,2 \text{ MPa}$. Unter den in der Pipeline herrschenden Temperaturbedingungen (s. u.) ist das CO₂ damit immer gasförmig. Für den Niederdruckfall wird daher für die Strömung des CO₂ durch die Pipeline angenommen, dass es sich um eine isotherme, kompressible Rohrströmung handelt. Nach BOHL u. ELMENDORF (2008) kann bei längeren Gas-Pipelines mit guter Näherung eine isotherme Strömung angenommen werden. BOHL u. ELMENDORF (2008) geben für eine solche Strömung folgenden Zusammenhang

3. Modell zur Potenzialabschätzung

an:

$$\frac{p_1^2 - p_2^2}{2p_1} = \zeta \cdot \frac{L}{D} \cdot \rho_1 \cdot \frac{u_1^2}{2} \quad (3.57)$$

dabei sind ζ der Widerstandsbeiwert, ρ_1 die Anfangsdichte des CO₂ bei Eintritt in die Pipeline und u_1 die Anfangsströmungsgeschwindigkeit.

Durch Auflösen nach p_2 lässt sich nach Einsetzen in $\Delta p = p_1 - p_2$ der Druckverlust berechnen

$$\Delta p = p_1 - \sqrt{p_1^2 - 2p_1 \cdot \zeta \cdot \frac{L}{D} \cdot \rho_1 \cdot \frac{u_1^2}{2}} \quad (3.58)$$

u_1 ergibt sich aus der Kontinuitätsgleichung

$$\dot{m}_2 = \dot{m}_1 = u_1 \cdot A \cdot \rho_1 = u_1 \cdot \rho_1 \cdot \pi \cdot \left(\frac{D}{2}\right)^2 \quad (3.59)$$

mit dem Ausgangsmassenstrom \dot{m}_2 , dem Eingangsmassenstrom \dot{m}_1 und der durchströmten Pipelinequerschnittsfläche A zu

$$u_1 = \frac{4 \dot{m}_1}{\rho_1 \cdot \pi \cdot D^2} \quad (3.60)$$

Setzt man Gleichung 3.60 in Gleichung 3.57 ein, kann man nach D auflösen und erhält

$$D = \sqrt[5]{\frac{16 \cdot \zeta \cdot L \cdot \dot{m}_1^2 \cdot p_1}{\rho_1 \cdot \pi^2 \cdot (p_1^2 - p_2^2)}} \quad (3.61)$$

Die Anfangsdichte ρ_1 wird über den Eingangsdruck p_1 und die Temperatur in der Pipeline (isotherme Strömung) mit Hilfe von LEMMON et al. (2014) ermittelt. Es wird dabei angenommen, dass die Pipelines zwischen 0,8 und 2 Meter Tiefe vergraben werden. Die Temperatur in der Pipeline gleicht sich der dort herrschenden Bodentemperatur an. Diese entspricht in diesen Tiefen in etwa dem Monatsmittel. Im Untersuchungsraum ist also von Bodentemperaturen zwischen -15°C und 30°C auszugehen; diese Monatsmitteltemperaturen ergeben sich aus den verwendeten Temperaturdatensätzen. Die räumlichen und zeitlichen Variationen der Bodentemperaturen werden in dieser Arbeit nicht berücksichtigt, sondern mit einer räumlich gemittelten mittleren Temperatur von 10°C gerechnet. Bei $p_1 = 2,2\text{ MPa}$ und dieser Temperatur hat CO₂ eine Dichte von $\rho_1 = 48,12\text{ kg m}^{-3}$ (LEMMON et al., 2014).

Druckverlust und Durchmesser im Hochdruckfall. Im Hochdruckfall wird das CO₂ dagegen oberhalb des kritischen Drucks transportiert. Der Eingangsdruck betrage 15 MPa. Es wird ein tolerierbarer Druckverlust von 5 MPa angenommen, sodass der Pipeline-Ausgangsdruck 10 MPa beträgt. Dadurch ist gesichert, dass das CO₂ sich nicht im 2-Phasen-Gebiet befindet und somit keine unerwarteten Druckverluste auftreten können (IEAGHG, 2010). Im betrachteten Temperaturbereich (s. o.) ist die Dichte von CO₂ zwischen 10 und 15 MPa bei gleichbleibender Temperatur näherungsweise konstant, insbesondere im Vergleich zum Niederdruckfall (s. Abbildung 3.3). Außerdem ist Gleichung 3.58 nicht mehr anwendbar, da das Verhalten von CO₂ unter diesen Bedingungen erheblich von dem eines idealen Gases abweicht. Daher wird hier von einer inkompressiblen Rohrströmung ausgegangen. Der Druckverlust ergibt sich nach VDI (2006) zu

$$\Delta p = \zeta \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{\rho u^2}{2} \quad (3.62)$$

Durch Einsetzen von Gleichung 3.60 in Gleichung 3.62 und Auflösen nach D erhält man

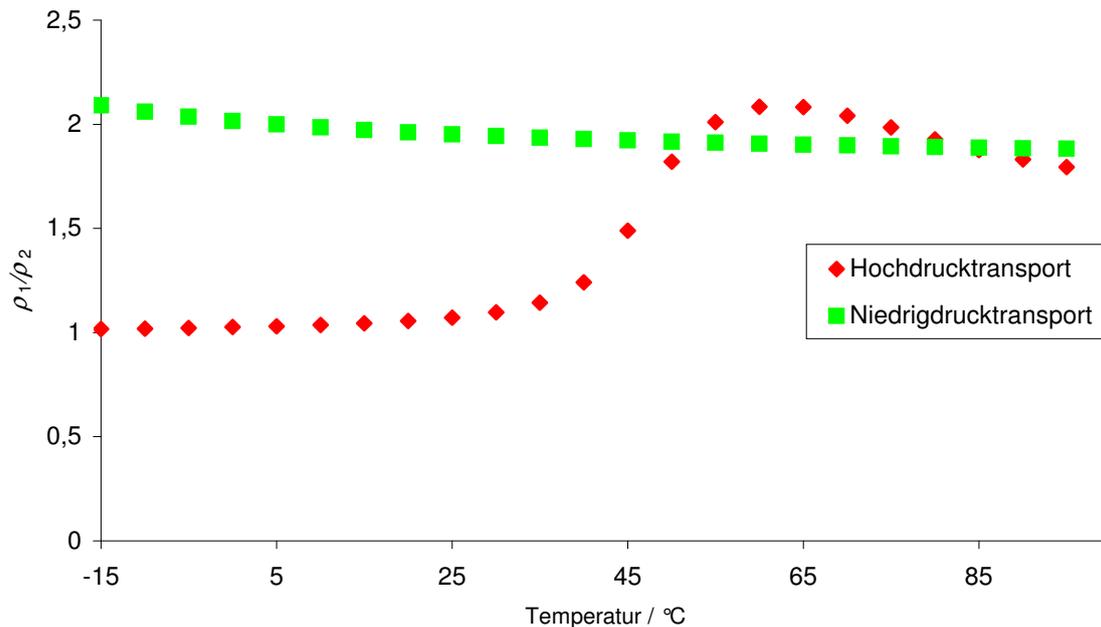


Abbildung 3.3.: Verhältnis ρ_1/ρ_2 der Dichte von CO₂ am Anfang (ρ_1) und am Ende (ρ_2) der Pipeline für Hoch- und Niederdruckfall. Ein Verhältnis nahe 1 zeigt eine geringe Dichtenänderung an, ein Verhältnis größer 1 zeigt eine Dichtenabnahme im Transportverlauf an. Daten aus LEMMON et al. (2014).

$$D = \sqrt[5]{\frac{8 \cdot \zeta \cdot L \cdot \dot{m}^2}{\rho \cdot \pi^2 \cdot \Delta p}} \quad (3.63)$$

Für die Dichte wird der Mittelwert aus den Dichten bei $p_1 = 15 \text{ MPa}$ und $p_2 = 10 \text{ MPa}$ bei 10°C (s.o.) verwendet. Es ergibt sich ein Wert für $\rho = 937,3 \text{ kg m}^{-3}$. Die Strömungsgeschwindigkeit ergibt sich wie für den Niederdruckfall aus der Kontinuitätsgleichung (s. Gleichung 3.60) mit $u_1 = u$.

Berechnung des Widerstandsbeiwertes. Neben dem gesuchten Pipeline-durchmesser ist außerdem der Widerstandsbeiwert ζ zur ermitteln. Bei den hier vorkommenden CO_2 -Massenströmen und den angestrebten Druckverlusten ist im Regelfall mit turbulenter Rohrströmung zu rechnen. In der Regel sind bei den gegebenen CO_2 -Massenströmen die Durchmesser, die für eine laminare Strömung nötig sind so groß, dass diese Option deutlich teurer wird als eine Pipeline mit turbulenter Strömung. Nur bei sehr langen Pipelines, in denen der Durchmesser ohnehin groß sein muss, um den Druckverlust auszugleichen, kann die laminare Strömung günstiger sein. Für die üblich auftretenden CO_2 -Massenströme um 17 t d^{-1} beträgt diese Länge für den Hochdruckfall allerdings $12 \text{ E}+09 \text{ km}$ und liegt damit in einer gänzlich realitätsfernen Größenordnung. Für sehr kleine, sehr selten (weniger als fünf mal von über 5.500) auftretende Massenströme zwischen 20 und 75 kg d^{-1} liegt diese Länge zwischen 50 und 1.000 km und damit im möglichen Bereich. Allerdings sind für derart geringe Massenströme ohnehin keine Pipelines sinnvoll, sondern die Bereitstellung von CO_2 aus Flaschen oder mit Tanklastern, die hier jedoch nicht berücksichtigt wird.

Für den gesamten Bereich turbulenter Strömung gilt nach VDI (2006)

$$\frac{1}{\sqrt{\zeta}} = -2 \lg \left(\frac{2,51}{Re \sqrt{\zeta}} + \frac{K}{3,71D} \right) \quad (3.64)$$

Für die absolute Rauigkeit K kann nach MOHITPOUR et al. (2000) für Gas-Pipelines ein Wert von $0,018 \text{ mm}$ angenommen werden.

Für sehr große Reynoldszahlen geht der erste Term in der Klammer gegen Null und Gleichung 3.64 lässt sich schreiben als

$$\frac{1}{\sqrt{\zeta}} = -2 \lg \left(\frac{K}{3,71D} \right) \quad (3.65)$$

Bei gegebenem D stellt das mit dieser Gleichung berechnete ζ eine Untergrenze dar gegen die Gleichung 3.64 konvergiert (s. Abbildung C.11). Für das spätere Iterationsverfahren wird Gleichung 3.64 wie folgt umgeformt

$$1 = -2\sqrt{\zeta} \lg \left(\frac{2,51}{Re \sqrt{\zeta}} + \frac{K}{3,71D} \right) \quad (3.66)$$

und

$$\zeta_{\text{inter}} = \left(\frac{1}{-2 \lg \left(\frac{2,51}{Re \sqrt{\zeta}} + \frac{K}{3,71D} \right)} \right)^2 \quad (3.67)$$

Berechnung der Reynoldszahl. Für die Reynoldszahl Re gilt nach VDI (2006)

$$Re = \frac{u \cdot \rho \cdot D}{\eta} \quad (3.68)$$

Unter Verwendung von

$$\dot{m} = u \cdot \rho \cdot \pi \cdot \left(\frac{D}{2} \right)^2 \quad (3.69)$$

lässt sich die Reynoldszahl auch unabhängig von der Dichte und der Geschwindigkeit aber in Abhängigkeit vom Massenstrom ausdrücken

$$Re = \frac{4\dot{m}}{\pi \cdot D \cdot \eta} \quad (3.70)$$

Für die dynamische Viskosität η wird ähnlich wie für die Dichte ein mittlerer Wert bei einer Temperatur von 10 °C angenommen. Der Mittelwert wird für beide Druckklassen über den gesamten Druckbereich gebildet. Für den Niederdruckfall ist $\eta = 1,445 \text{ E-}05 \text{ Pa s}$, für den Hochdruckfall ist $\eta = 1,019 \text{ E-}04 \text{ Pa s}$ (Daten aus LEMMON et al., 2014).

Iterationsalgorithmus für D und ζ . Aus den Gleichungen 3.61, 3.63 und 3.64 wird deutlich, dass D von ζ abhängig ist und umgekehrt. Beide werden daher gemeinsam iterativ nach folgendem Algorithmus bestimmt:

1. Zunächst wird ein Startwert für den Pipelinedurchmesser $D = D_{\text{Start}} = 1 \text{ m}$ geschätzt.
2. Dann wird ein Abbruchkriterien für die Berechnung von ζ definiert: Abbruchkriterium X_{ζ} ist erfüllt, wenn die Terme auf der rechten Seite von Gleichung 3.66 auf 5 Dezimalstellen genau 1 ergeben.
3. ζ wird für das zuvor ermittelte D iterativ nach folgendem Algorithmus bestimmt:
 - a) Re wird für das zuvor ermittelte D nach Gleichung 3.70 berechnet.

- b) Es wird ein Startwert $\zeta = \zeta_{\text{Start}}$ nach Gleichung 3.65 berechnet. Der gesuchte Wert muss größer oder gleich diesem Wert sein, da das so berechnete ζ einen Minimalwert bei gegebenem Durchmesser darstellt (s. o.).
 - c) Das zuvor ermittelte ζ wird in Gleichung 3.67 eingesetzt und ein Zwischenwert ζ_{inter} berechnet.
 - d) Als neuer Wert für ζ wird das zuvor berechnete ζ_{inter} verwendet.
 - e) Die Schritte c und d werden so lange wiederholt bis Abbruchkriterium X_ζ erfüllt ist.
4. D wird für das zuvor ermittelte ζ je nach Druckregime nach Gleichung 3.61 (Niedrigdruckfall) oder Gleichung 3.63 (Hochdruckfall) berechnet.
 5. Die Schritte 3 und 4 werden so lange durchgeführt bis das Abbruchkriterium X_ζ unter Verwendung von ζ aus Schritt 3 und D aus Schritt 4 erfüllt ist. Nach Abbruch der Iteration werden D und ζ zurückgegeben.

3.6. Lösung des Transportproblems

Mit den in den vorhergehenden Abschnitten dargestellten Formeln und Algorithmen können für jede Relation zwischen einer beliebigen CO₂-Quelle und einem beliebigen Algenproduktionsstandort die CO₂-Bereitstellungskosten bestimmt werden. So können beispielsweise für jeden Algenproduktionsstandort die 50 günstigsten CO₂-Quellen ermittelt werden.

Für die Bestimmung des kostenbezogenen Potenzials von Algenbiomasse ist es notwendig, dass alle Algenproduktionsstandorte gleichzeitig mit ausreichend CO₂ zu möglichst geringen Kosten versorgt werden. In der Regel sind die nachgefragten CO₂-Massenströme durch die Algenproduktionsanlagen deutlich kleiner als die CO₂-Emissionen der CO₂-Quellen. Dennoch kann es bei günstig gelegenen CO₂-Quellen oder sehr großen Algenproduktionsanlagen dazu kommen, dass die CO₂-Nachfrage das Angebot übersteigt. Es kommt zu einer Konkurrenzsituation und nicht jede Algenproduktionsanlage kann das CO₂ von der jeweils günstigsten Quelle beziehen. Damit steht man vor einem Zuweisungsproblem. Ziel ist es dabei, die systemweiten (also aller Algenproduktionsanlagen im Untersuchungsraum) Biomassekosten zu minimieren.

Bei linearen Problemen können die Methoden der linearen Optimierung angewandt werden (DANTZIG u. THAPA, 1997). Bei großen Datenmengen, wie hier der Fall, benötigen diese Verfahren jedoch sehr viel Rechenzeit. Darüber hinaus, ist das hier vorliegende Problem aufgrund der auftretenden Skaleneffekte nicht linear. Folgendes Beispiel soll dies verdeutlichen: Eine Algenproduktionsanlage benötige einen maximalen CO₂-Massenstrom von 100 t d⁻¹. Zwei CO₂-Quellen A und B können

80 t d^{-1} (A) und 60 t d^{-1} (B) liefern. Die Auslegung der Pipelines erfolgt zunächst gemäß dieser Massenströme. Die Kosten für das CO_2 von Quelle B seien geringer als die von A. Wird nun das günstigere CO_2 von Quelle B vollständig abgenommen, dann benötigt die Anlage noch 40 t d^{-1} von Quelle A. Da der CO_2 -Massenstrom sich halbiert hat, erhöhen sich die spezifischen Kosten für das CO_2 von Quelle A. Ein weiterer Skaleneffekt tritt bei der CO_2 -Abscheidung auf. Je mehr CO_2 an einer Quelle abgeschieden wird, desto günstiger wird die CO_2 -Abscheidung. Da anfangs nicht bekannt ist, wie viel CO_2 einer Quelle abgeschieden werden wird, ändern sich diese Kosten im Verlauf des Zuweisungsvorgangs. Solche Änderungen in der Kostenmatrix eines Transportproblems werden bei linearen Optimierungsmethoden nicht berücksichtigt.

Die Lösung des Transportproblems erfolgt daher unter Anwendung der Least-Remaining-Cost Methode (DANTZIG u. THAPA, 1997). Diese Methode wurde so erweitert, dass nicht-lineare Kostenänderungen bei Capture, Kompression und Pipeline in Folge von Änderungen im CO_2 -Massenstrom berücksichtigt werden können. Die Least-Remaining-Cost Methode wird normalerweise verwendet, um schnell eine Anfangslösung für eine lineare Optimierung zu finden. Sie findet bereits eine gültige und gute Lösung, jedoch in der Regel nicht die optimale Lösung. Eine optimale Lösung für das hier vorliegende Transportproblem ist nur mit sehr langer Rechenzeit, wenn überhaupt, zu finden. Die Least-Remaining-Cost Methode berücksichtigt in ihrer ursprünglichen Form keine Änderungen in der Kostenmatrix. Sie wird daher zunächst um die Skaleneffekte beim CO_2 -Transport erweitert. Das ist unter Beibehaltung der Charakteristik der Least-Remaining-Cost Methode möglich, wie folgende Überlegungen zeigen.

3.6.1. Anwendung der Least-Remaining-Cost Methode

Zunächst wird die nicht modifizierte Least-Remaining-Cost Methode betrachtet. Als erstes muss eine Kostenmatrix aufgestellt werden. Hierzu werden für alle möglichen Relationen zwischen CO_2 -Quellen und Algenproduktionsstandorten die spezifischen Biomassekosten (inklusive der Bereitstellung von CO_2) bestimmt. Nun wird unter allen Relationen diejenige gesucht, die die geringsten spezifischen Biomassekosten aufweist. Für diese Relation werden die CO_2 -Massenströme aktualisiert, indem der in der Pipeline transportierte Massenstrom von CO_2 -Angebot und CO_2 -Nachfrage abgezogen wird. Die CO_2 -Massenströme von betroffenen Pipelines werden aktualisiert. Ist die Nachfrage der betroffenen Algenproduktionsanlage vollständig bedient, wird die Anlage im weiteren Verlauf nicht weiter berücksichtigt. Gleiches gilt, wenn eine CO_2 -Quelle vollständig erschöpft ist. Im nächsten Schritt wird wieder die günstigste Relation ausgewählt und zugewiesen. Bei einem Überangebot an CO_2 sind am Ende des Vorgangs alle Algenproduktionsanlagen mit CO_2 versorgt. Bei dieser Vorgehensweise werden zwar die Massenströme aktualisiert, nicht aber die sich dadurch verändernden Kosten.

Bezieht man nun die Kostenänderung des CO₂-Transports mit ein, werden die sich dann ergebenden Kosten stets größer sein als der vorangegangene Wert, da die Massenströme immer nur abnehmen und nie zunehmen (s. oben). Dadurch kann nie der Fall eintreten, dass irgendeine Relation im Zuweisungsverlauf einmal günstiger ist als eine zuvor als günstigste ausgewählte Relation. Somit bleibt das Grundprinzip der Least-Remaining-Cost Methode erhalten und die Konsistenz gewahrt.

Im Detail wird folgender Algorithmus ausgeführt:

1. Die Funktionen des CO₂-Modells und des Standort-Modells werden verwendet um folgende Vektoren und Matrizen aufzustellen:
 - a) 9 Algenstandort-Vektoren, aufgelistet in Tabelle 3.10. Die Anzahl der Zeilen jedes Vektors entspricht der Anzahl der Algenproduktionsstandorte n_S . Im Algorithmus-Verlauf werden nur die Vektoren $\vec{S}_{\text{CO}_2\text{BedarfJahrVerbl}}$ und $\vec{S}_{\text{CO}_2\text{BedarfMaxVerbl}}$ aktualisiert.
 - b) 11 CO₂-Quellen-Vektoren, aufgelistet in Tabelle 3.11. Die Anzahl der Zeilen jedes Vektors entspricht der Anzahl der CO₂-Quellen n_Q . Im Algorithmus-Verlauf werden nur die Vektoren $\vec{Q}_{\text{CO}_2\text{JahrVerbl}}$ und $\vec{Q}_{\text{CO}_2\text{MaxVerbl}}$ aktualisiert. $\vec{Q}_{\text{CapturedCO}_2\text{Jahr}}$, $\vec{Q}_{\text{CapturedCO}_2\text{Max}}$ und $\vec{Q}_{\text{KostenCapture}}$ werden für die Aktualisierung der CO₂-Abscheidungskosten benötigt, wie weiter unten beschrieben.
 - c) 5 Pipeline-Matrizen, aufgelistet in Tabelle 3.12. Die Anzahl der Zeilen entspricht der Anzahl der CO₂-Quellen n_Q und die Anzahl der Spalten entspricht der Anzahl der Algenproduktionsstandorte n_S . Im Algorithmus-Verlauf werden die Matrizen $\mathbf{P}_{\text{CO}_2\text{MassenstromJahr}}$, $\mathbf{P}_{\text{CO}_2\text{MassenstromMax}}$ und $\mathbf{P}_{\text{KostenBiomasse}}$ aktualisiert. $\mathbf{P}_{\text{InitialKostenCO}_2\text{Transport}}$ wird für die Aktualisierung der CO₂-Abscheidungskosten benötigt und dient der Speicherung der Anfangskosten des CO₂-Transports ohne die Capture-Kosten, um eine spätere, zeitaufwändige Neuberechnung zu vermeiden (s. unten).
2. Anwendung der Least-Remaining-Cost Methode:
 - a) Finde die Relation zwischen einer CO₂-Quelle und einer Algenproduktionsanlage (im Folgenden vereinfacht Pipeline genannt), die die geringsten Biomassekosten aufweist. Der Zeilenindex q gibt die CO₂-Quelle an, der Spaltenindex s gibt die Algenproduktionsanlage an.
 - b) Für die gefundene Pipeline werden die diese Pipeline charakterisierenden Attribute in Arrays geschrieben und dort für die spätere Verwendung gespeichert. Dabei steht die Größe der Arrays im Gegensatz zu den oben genannten Vektoren und Matrizen nicht a priori fest, da die

Anzahl der am Ende des Algorithmus ausgewählten Pipelines nicht bekannt ist. Die Werte der Attribute werden mit Hilfe der in Schritt a) ermittelten Indizes den \vec{S} - und \vec{Q} -Vektoren und den \mathbf{P} -Matrizen entnommen. Folgende Attribute werden in den entsprechenden Arrays eingetragen:

$$\begin{aligned} P_{q,n} &:= q \\ P_{s,n} &:= s \\ P_{\text{CO}_2\text{MassenstromMax},n} &:= \mathbf{P}_{\text{CO}_2\text{MassenstromMax},qs} \\ P_{\text{CO}_2\text{MassenstromJahr},n} &:= \mathbf{P}_{\text{CO}_2\text{MassenstromJahr},qs} \\ P_{\text{PipelineLänge},n} &:= \mathbf{P}_{\text{PipelineLänge},qs} \\ P_{\text{KostenBiomasse},n} &:= \mathbf{P}_{\text{KostenBiomasse},qs} \end{aligned}$$

Dabei ist n der Zeilenindex der Arrays. Die so erzeugten Arrays ergeben zusammen genommen in ihrer Funktion eine Tabelle in der über Schlüsselfelder (StandortID und QuellenID) die Pipelines identifiziert und ihre Attribute abgefragt werden können. Außerdem sind die Daten in dieser Form leicht in eine ArcGIS-Linien-Featureklasse konvertierbar. In Tabelle 3.13 sind die genannten Pipeline-Arrays zusammen mit weiteren, später benötigten Pipeline-Arrays aufgelistet.

- c) Aktualisierung des CO₂ Bedarfs und der zur Verfügung stehenden CO₂-Emissionen gemäß

$$\begin{aligned} \vec{S}_{\text{CO}_2\text{BedarfJahrVerbl},s} &:= \vec{S}_{\text{CO}_2\text{BedarfJahrVerbl},s} - \mathbf{P}_{\text{CO}_2\text{MassenstromJahr},qs} \\ \vec{S}_{\text{CO}_2\text{BedarfMaxVerbl},s} &:= \vec{S}_{\text{CO}_2\text{BedarfMaxVerbl},s} - \mathbf{P}_{\text{CO}_2\text{MassenstromMax},qs} \\ \vec{Q}_{\text{CO}_2\text{JahrVerbl},q} &:= \vec{Q}_{\text{CO}_2\text{JahrVerbl},q} - \mathbf{P}_{\text{CO}_2\text{MassenstromJahr},qs} \\ \vec{Q}_{\text{CO}_2\text{MaxVerbl},q} &:= \vec{Q}_{\text{CO}_2\text{MaxVerbl},q} - \mathbf{P}_{\text{CO}_2\text{MassenstromMax},qs} \end{aligned}$$

- d) Wenn die gerade aktualisierte CO₂-Quelle erschöpft ist, d. h. wenn $\vec{Q}_{\text{CO}_2\text{MaxVerbl},q} \leq 0$ ist, werden die Biomassekosten aller Pipelines die dieser CO₂-Quelle zugeordnet sind mit dem Wert NaN (*Not a Number*) versehen. Formal:

$$\mathbf{P}_{\text{KostenBiomasse},qs} := \text{NaN} \quad \text{für } s = 1, \dots, n_S$$

Gleiches geschieht für die Biomassekosten aller Pipelines die einem Algenproduktionsstandort zugeordnet sind, der keinen CO₂-Bedarf mehr hat, d. h. wenn $\vec{S}_{\text{CO}_2\text{BedarfMaxVerbl},s} \leq 0$ ist. Formal:

$$\mathbf{P}_{\text{KostenBiomasse},qs} := \text{NaN} \quad \text{für } q = 1, \dots, n_Q$$

Die Zuweisung des Wertes NaN dient der späteren Identifizierung der nicht mehr zu berücksichtigenden Pipelines.

3. Modell zur Potenzialabschätzung

- e) Für alle Pipelines mit dem Zeilenindex q , deren Biomassekosten nicht den Wert NaN aufweisen, wird geprüft, ob sich der Auslegungsmassenstrom $\mathbf{P}_{\text{CO}_2\text{MassenstromMax},qs}$ infolge der vorhergehenden Aktualisierungen geändert hat. Dies ist nur dann der Fall wenn gilt $\vec{Q}_{\text{CO}_2\text{MaxVerbl},q} < \vec{S}_{\text{CO}_2\text{BedarfMaxVerbl},s}$. Das liegt daran, dass stets der kleinere Massenstrom den Massenstrom in der Pipeline bestimmt und sich also nur $\vec{Q}_{\text{CO}_2\text{MaxVerbl},q}$ geändert haben kann. Analog wird für alle Pipelines mit dem Spaltenindex s , deren Biomassekosten nicht den Wert NaN aufweisen, geprüft, ob sich der Auslegungsmassenstrom $\mathbf{P}_{\text{CO}_2\text{MassenstromMax},qs}$ geändert hat. Dies ist nur dann der Fall wenn gilt $\vec{S}_{\text{CO}_2\text{BedarfMaxVerbl},s} < \vec{Q}_{\text{CO}_2\text{MaxVerbl},q}$. Für alle so identifizierten Pipelines werden die entsprechenden Werte in den Matrizen $\mathbf{P}_{\text{CO}_2\text{MassenstromJahr}}$, $\mathbf{P}_{\text{CO}_2\text{MassenstromMax}}$ und $\mathbf{P}_{\text{KostenBiomasse}}$ neu berechnet. Zur Berechnung der Massenströme s. Abschnitt 3.6.3. Die Berechnung der sich geänderten Biomassekosten erfolgt wie in Abschnitt 3.5.2 beschrieben, wobei nur die CO₂-Transportkosten neu berechnet werden müssen, da alle anderen Kosten gleich bleiben.
- f) Die Schritte a) bis e) werden so oft ausgeführt, bis in der Matrix $\mathbf{P}_{\text{KostenBiomasse}}$ nur noch NaN-Werte vorhanden sind.

Tabelle 3.10.: Vektoren zur Speicherung der Attribute der Algenproduktionsstandorte. Kosten und Energiebedarf beziehen sich auf die Algen-Trockenbiomasse

Vektorname	Einheit	Erläuterung
$\vec{S}_{\text{StandortID}}$	–	Standort-Identifizier aus der GIS-Featureklassen-Tabelle
$\vec{S}_{x\text{Zentroid}}$	m	x-Koordinate des Flächenzentrums des Standorts
$\vec{S}_{y\text{Zentroid}}$	m	y-Koordinate des Flächenzentrums des Standorts
$\vec{S}_{\text{KostenBiomasse}}$	EUR t ⁻¹	Biomassekosten ohne Berücksichtigung der CO ₂ -Bereitstellung
$\vec{S}_{\text{Energiebedarf}}$	GJ t ⁻¹	Primärenergiebedarf ohne Berücksichtigung der CO ₂ -Bereitstellung
$\vec{S}_{\text{CO}_2\text{BedarfMax}}$	t d ⁻¹	Maximalwert des CO ₂ -Bedarfs in einem Jahr
$\vec{S}_{\text{CO}_2\text{BedarfJahr}}$	t a ⁻¹	CO ₂ -Bedarf pro Jahr
$\vec{S}_{\text{CO}_2\text{BedarfMaxVerbl}}$	t d ⁻¹	Verbleibender maximaler CO ₂ -Bedarf
$\vec{S}_{\text{CO}_2\text{BedarfJahrVerbl}}$	t a ⁻¹	Verbleibender CO ₂ -Bedarf pro Jahr

Tabelle 3.11.: Vektoren zur Speicherung der Attribute der CO₂-Quellen. Kosten und Energiebedarf beziehen sich auf eine Masseneinheit CO₂.

Vektorname	Einheit	Erläuterung
$\vec{Q}_{\text{QuellenID}}$	–	Quellen-Identifizier aus der GIS-Featureklassen-Tabelle
$\vec{Q}_{\text{xZentroid}}$	m	x-Koordinate des Flächenzentrums der Quelle
$\vec{Q}_{\text{yZentroid}}$	m	y-Koordinate des Flächenzentrums der Quelle
$\vec{Q}_{\text{CO}_2\text{EmissionenJahr}}$	t a ⁻¹	CO ₂ -Emissionen pro Jahr
$\vec{Q}_{\text{CapturedCO}_2\text{Jahr}}$	t a ⁻¹	Abgeschiedener CO ₂ -Massenstrom pro Jahr
$\vec{Q}_{\text{CapturedCO}_2\text{Max}}$	t d ⁻¹	Maximalwert des abgeschiedenen CO ₂ -Massenstroms (Auslegungsgröße)
$\vec{Q}_{\text{CO}_2\text{JahrVerbl}}$	t a ⁻¹	Verbleibende CO ₂ -Emissionen pro Jahr
$\vec{Q}_{\text{CO}_2\text{MaxVerbl}}$	t d ⁻¹	Verbleibender Maximalwert der CO ₂ -Emissionen
$\vec{Q}_{\text{Quellentyp}}$	–	Typ der CO ₂ -Quelle (s. Tabelle 3.8)
$\vec{Q}_{\text{KostenCapture}}$	EUR t ⁻¹	Kosten der CO ₂ -Abscheidung
$\vec{Q}_{\text{Energiebedarf}}$	GJ t ⁻¹	Primärenergiebedarf für die CO ₂ -Abscheidung

Tabelle 3.12.: Attribute, die in den Pipeline-Matrizen gespeichert werden.

Matrizenname	Einheit	Erläuterung
$P_{\text{CO}_2\text{MassenstromMax}}$	t d ⁻¹	Maximalwert des durch die Pipeline transportierten CO ₂ -Massenstroms (Auslegungsgröße)
$P_{\text{CO}_2\text{MassenstromJahr}}$	t a ⁻¹	Durch die Pipeline transportierter CO ₂ -Massenstrom pro Jahr
$P_{\text{PipelineLänge}}$	km	Länge der Pipeline
$P_{\text{InitialKostenCO}_2\text{Transport}}$	EUR t ⁻¹	Anfangswert der CO ₂ -Kosten dieser Pipeline; bezieht sich auf eine Masseneinheit CO ₂
$P_{\text{KostenBiomasse}}$	EUR t ⁻¹	Kosten der Algenbiomasse, die aus dieser Relation (Pipeline) resultieren; bezieht sich auf die Algen-Trockenbiomasse

3. Modell zur Potenzialabschätzung

Tabelle 3.13.: Attribute, die in den Pipeline-Arrays gespeichert werden. Angaben zum Energiebedarf sind stets als Primärenergiebedarf zu verstehen.

Arrayname	Einheit	Erläuterung
P_q	–	Zeilenindex der Quellenvektoren \vec{Q} . Die dort hinterlegte CO ₂ -Quelle ist der Startpunkt der Pipeline.
P_s	–	Zeilenindex der Standortvektoren \vec{S} . Der dort hinterlegte Standort ist der Endpunkt der Pipeline.
$P_{\text{CO}_2\text{MassenstromMax}}$	t d ⁻¹	Maximalwert des durch die Pipeline transportierten CO ₂ -Massenstroms (Auslegungsgröße)
$P_{\text{CO}_2\text{MassenstromJahr}}$	t a ⁻¹	Durch die Pipeline transportierter CO ₂ -Massenstrom pro Jahr
$P_{\text{PipelineLänge}}$	km	Länge der Pipeline
$P_{\text{KostenBiomasse}}$	EUR t ⁻¹	Kosten der Algenbiomasse, die aus dieser Relation (Pipeline) resultieren; bezieht sich auf die Algen-Trockenbiomasse
$P_{\text{Durchmesser}}$	m	Pipelinedurchmesser
$P_{\text{Druckklasse}}$	–	Druckklasse der Pipeline (hoch/niedrig)
$P_{\text{KostenPipeline}}$	EUR t ⁻¹	Pipeline-Kosten bezogen auf CO ₂
$P_{\text{KostenKompression}}$	EUR t ⁻¹	Kompressionskosten bezogen auf CO ₂
$P_{\text{EnergiebedarfTransport}}$	GJ t ⁻¹	Energiebedarf bezogen auf CO ₂
$P_{\text{EnergiebedarfGesamt}}$	GJ t ⁻¹	Gesamtenergiebedarf, bezogen auf Algen-Trockenbiomasse
$P_{\text{AnteilKostenCapture}}$	–	Anteil der Capture-Kosten an den Kosten der Algenbiomasse
$P_{\text{AnteilKostenKompression}}$	–	Anteil der Kompressions-Kosten an den Kosten der Algenbiomasse
$P_{\text{AnteilKostenPipeline}}$	–	Anteil der Pipeline-Kosten an den Kosten der Algenbiomasse
$P_{\text{AnteilKostenStandort}}$	–	Anteil der am Algenproduktionsstandort entstehenden Kosten (ohne CO ₂ -Kosten) an den Kosten der Algenbiomasse
$P_{\text{AnteilEnergiebedarfCapture}}$	–	Anteil des Capture-Energiebedarfs am Gesamtenergiebedarf
$P_{\text{AnteilEnergiebedarfTransport}}$	–	Anteil des Transport-Energiebedarfs am Gesamtenergiebedarf
$P_{\text{AnteilEnergiebedarfStandort}}$	–	Anteil des Energiebedarfs des Algenproduktionsstandortes (ohne Energiebedarf für CO ₂) am Gesamtenergiebedarf

3.6.2. Einbindung von Skaleneffekten beim Capture

Im Gegensatz zu den reinen CO₂-Transportkosten würden sich die CO₂-Abscheidungskosten bei der im vorigen Abschnitt beschriebenen Vorgehensweise nicht im Zuweisungsverlauf ändern. Hier würde im Zuweisungsverlauf der abgechiedene CO₂-Massenstrom erhöht und damit die Abscheidungskosten (in der Regel) verringert. Damit lässt sich die Aktualisierung der CO₂-Abscheidungskosten nicht direkt in die Least-Remaining-Cost Methode integrieren.

Es wird daher ein anderer Ansatz verfolgt: Die Capture-Kosten werden nicht im Zuweisungsverlauf aktualisiert, sondern an dessen Ende. Dann wird erneut der Zuweisungsalgorithmus durchlaufen, die Capture-Kosten erneut aktualisiert usw. Benötigt wird noch ein Startzustand für die Capture-Kosten. Hierfür werden für jede CO₂-Quelle die Capture-Kosten bei voller Ausnutzung des verfügbaren CO₂ berechnet, also zunächst unabhängig von der CO₂-Nachfrage. Dem liegt die Überlegung zu Grunde, dass geringe systemweite Biomassekosten nur bei möglichst hoher Auslastung der Capture-Anlagen erreicht werden. Die so berechneten Capture-Kosten sind also die kleinstmöglichen Kosten. Ob diese Möglichkeiten auch ausgeschöpft werden zeigt sich nach dem ersten Durchlauf des Zuweisungsalgorithmus. In der Regel wird das nicht der Fall sein. Wie Abbildung C.12 zeigt, fallen die systemweiten durchschnittlichen Biomassekosten im Verlauf der ersten Iterationsschritte schnell ab und pendeln dann um einen Wert. Da bereits die einmalige Ausführung des Zuweisungsalgorithmus im Default-Szenario etwa 4 Stunden dauert, werden die Capture-Kosten nur dreimal aktualisiert. Nach drei Schritten bringen weitere Iterationen keine wesentlichen Verbesserungen mehr. Außerdem ist die Änderung mit $-0,5\%$ ohnehin nur sehr gering, wobei es im Einzelfall zu Kostenminderungen um fast 40% , aber auch zu Steigerungen um nahezu 60% kommt.

3.6.3. Berechnung der CO₂-Massenströme

Für die Berechnung der CO₂-Massenströme für die erste Berechnung der Capture-Kosten wird angenommen, dass jeden Tag der gleiche Massenstrom CO₂ zur Abscheidung zur Verfügung steht. Das entspricht einer realitätsfernen, gleichmäßigen Auslastung der CO₂-Quelle über das gesamte Jahr hindurch. Diese Annahme führt dazu, dass die im ersten Schritt berechneten Capture-Kosten systematisch unterschätzt werden. Dennoch ist diese Annahme insbesondere im Zusammenwirken mit der CO₂-Nachfrage der Algenproduktionsanlagen sinnvoll. Die Algenproduktionsanlagen weisen in Europa einen deutlichen Jahrgang der CO₂-Nachfrage auf. Da die CO₂-Nachfrage einer Anlage außerdem im Regelfall kleiner ist als das Angebot einer CO₂-Quelle dominiert der Jahrgang der CO₂-Nachfrage den abgechiedenen und transportierten CO₂-Massenstrom. Die CO₂-Quellen zeigen dagegen keinen ausgeprägten Jahrgang. Schwankungen der CO₂-Emissionen sind

3. Modell zur Potenzialabschätzung

beispielsweise auf Drosselung der Produktion oder Wartungstage zurückzuführen. Der Zeitpunkt dieser Drosselungen lässt sich nicht in allgemeiner Form modellieren. Der berechnete täglich zur Verfügung stehende CO_2 -Massenstrom stellt also einen Durchschnittswert dar. Durch die Nachfragedominanz wird das Jahresangebot an CO_2 -Emissionen in der Regel nicht ausgeschöpft. Die dadurch resultierenden Skaleneffekte hinsichtlich der Kosten werden aufgrund der Nachfragedominanz ab der ersten Aktualisierung der Capture-Kosten realistischer abgebildet.

Es wird angenommen, dass der Tagesgang in der CO_2 -Nachfrage durch die

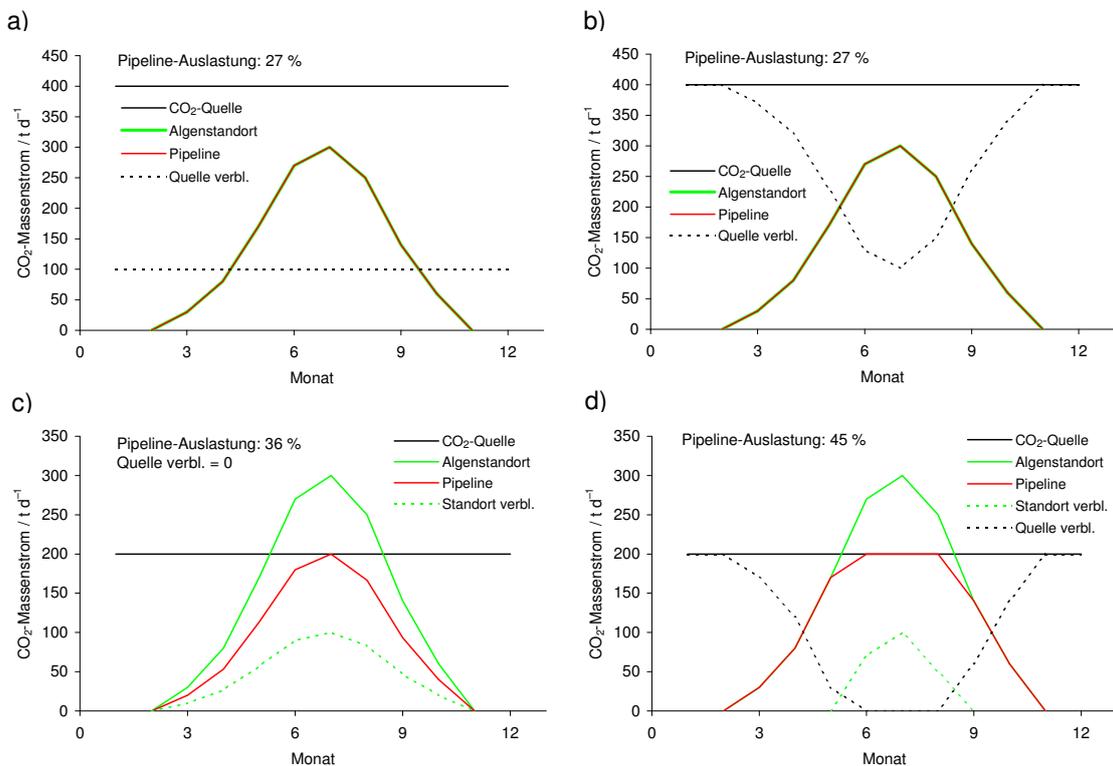


Abbildung 3.4.: Beispielhafter Jahresverlauf der CO_2 -Massenströme in t d^{-1} . Dargestellt sind der verfügbare CO_2 -Massenstrom an einer CO_2 -Quelle, die CO_2 -Nachfrage durch eine Algenproduktionsanlage, der für diese Relation resultierende CO_2 -Massenstrom durch die Pipeline, der dann verbleibende, verfügbare CO_2 -Massenstrom an der CO_2 -Quelle und die verbleibende CO_2 -Nachfrage der Algenproduktionsanlage. In a) und b) ist der verfügbare CO_2 -Massenstrom an einer CO_2 -Quelle größer als die Nachfrage durch die Algenanlage, in c) und d) ist er kleiner. In a) und c) werden die resultierenden CO_2 -Massenströme nur anhand des maximal verfügbaren bzw. des maximal benötigten Massenstroms und der Jahresmassenströme berechnet, in b) und d) wird der zeitliche Verlauf berücksichtigt.

Speicherkapazität der Pipeline und kleine Speicher an der Anlage ausgeglichen werden kann.

Im Algorithmus-Verlauf müssen die CO₂-Massenströme aktualisiert werden. Dabei wird wie folgt vorgegangen:

Wenn das die Auslegung bestimmende verbleibende CO₂-Angebot an der Quelle größer ist als die entsprechende Nachfrage, also wenn gilt

$$\vec{Q}_{\text{CO}_2\text{MaxVerbl},q} > \vec{S}_{\text{CO}_2\text{BedarfMaxVerbl},s} \quad ,$$

dann werden folgende Werte gesetzt

$$\begin{aligned} P_{\text{CO}_2\text{MassenstromMax},qs} &:= \vec{S}_{\text{CO}_2\text{BedarfMaxVerbl},s} \\ P_{\text{CO}_2\text{MassenstromJahr},qs} &:= \vec{S}_{\text{CO}_2\text{BedarfJahrVerbl},s} \quad . \end{aligned}$$

Der Massenstrom in der Pipeline wird also nur durch die nachfragende Algenproduktionsanlage bestimmt (s. Abbildung 3.4a).

Kann dagegen die Nachfrage nicht mehr vollständig durch die CO₂-Quelle abgedeckt werden und es gilt

$$\vec{Q}_{\text{CO}_2\text{MaxVerbl},q} < \vec{S}_{\text{CO}_2\text{BedarfMaxVerbl},s} \quad ,$$

dann werden

$$\begin{aligned} P_{\text{CO}_2\text{MassenstromMax},qs} &:= \vec{Q}_{\text{CO}_2\text{MaxVerbl},q} \quad \text{und} \\ P_{\text{CO}_2\text{MassenstromJahr},qs} &:= \frac{\vec{Q}_{\text{CO}_2\text{MaxVerbl},q}}{\vec{S}_{\text{CO}_2\text{BedarfMaxVerbl},s}} \cdot \vec{S}_{\text{CO}_2\text{BedarfJahrVerbl},s} \quad . \end{aligned}$$

Der genaue Verlauf der Nachfragekurve ist dabei nicht relevant. Entscheidend sind allein die Maximalwerte der CO₂-Massenströme. Die CO₂-Massenstromkurve hat also die gleiche Charakteristik wie die Nachfragekurve. (s. Abbildung 3.4c). Die CO₂-Quelle wird in diesem Fall nicht optimal ausgenutzt und auch die zugehörige Pipeline ist nicht optimal ausgelastet. Eine bessere Ausnutzung des CO₂-Angebots und Auslastung der Pipeline könnte durch eine höhere zeitliche Auflösung unter Berücksichtigung des zeitlichen Verlaufs der CO₂-Nachfrage erreicht werden (s. Abbildung 3.4d), wobei für den Fall CO₂-Nachfrage < CO₂-Angebot hierdurch keine bessere CO₂-Ausnutzung und Pipeline-Auslastung erzielt würden (s. Abbildung 3.4b). Diese Möglichkeit wird nicht im Modell umgesetzt.

3.6.4. Übertragung der Lösung ins GIS

Ist die Zuweisung unter Berücksichtigung der Änderungen der Capture-Kosten beendet, werden für die Pipeline-Arrays P die Sekundärattribute (s. Tabelle 3.13 ab $P_{\text{Durchmesser}}$) berechnet. Die Pipeline-Featureklasse wird neu erstellt und

alle P -Arrays zusammen mit den Geokoordinaten der Pipelines in die Pipeline-Featureklasse geschrieben. Statt der Vektorindizes für Quellen und Algenproduktionsstandorte werden die zugehörigen IDs verwendet, um die Pipelines im GIS richtig zuzuordnen zu können.

Die schon bestehende CO_2 -Featureklasse erhält die notwendigen neuen Felder und die Werte werden aus den \vec{Q} -Vektoren ausgelesen und entsprechend der ID in die Tabelle der CO_2 -Featureklasse geschrieben.

Da ein Algenproduktionsstandort von mehreren Pipelines versorgt werden kann, ergeben sich aus den zugehörigen Pipelines unterschiedliche CO_2 -Kosten und damit auch unterschiedliche Biomassekosten. Daher werden die verschiedenen Kosten als über den Massenstrom gewichtete Mittelwerte berechnet und in der Standort-Featureklasse eingetragen:

$$c_{\text{Biomasse,StandortID}} = \frac{\sum_{n=1}^N P_{\text{KostenBiomasse},n} \cdot P_{\text{CO}_2\text{MassenstromJahr},n}}{\sum_{n=1}^N P_{\text{CO}_2\text{MassenstromJahr},n}} \quad (3.71)$$

wobei nur diejenigen $P_{\text{KostenBiomasse},n}$ und $P_{\text{CO}_2\text{MassenstromJahr},n}$ verwendet werden, für die die aus $P_{s,n}$ folgende Standort-ID ($\vec{S}_{\text{StandortID},s} = \vec{S}_{\text{StandortID},P_{s,n}}$) gleich derjenigen des zu berechnenden Standorts in der Featureklasse ist. Analog wird mit dem spezifischen Energiebedarf $P_{\text{EnergiebedarfGesamt}}$ verfahren. Außerdem werden die Anteile der Capturekosten, der Kompressionskosten, der Pipelinekosten und der Biomassekosten ohne CO_2 -Versorgung an den gesamten Biomassekosten c_{Biomasse} berechnet und in der Featureklasse gespeichert.

3.7. Berechnung des Biomassepotenzials

Das Biomassepotenzial kann als geographisches Potenzial, technisches Potenzial und kostenbezogenes Potenzial berechnet werden (s. Abschnitt 2.2). Außerdem können die jeweiligen Potenziale in unterschiedlichen räumlichen Aggregationsstufen berechnet und dargestellt werden. Die höchste Aggregationsstufe ist dabei das Gesamtpotenzial in den EU-27. Niedrigere Aggregationsstufen können auf Basis der NUTS-Regionen erreicht werden. NUTS steht für *Nomenclature des unités territoriales statistiques*. Die NUTS-Regionen werden von eurostat als Polygon Featureklasse bereitgestellt (EUROSTAT, 2006). Die NUTS-0-Ebene entspricht dabei den EU-Ländern. In Deutschland entspricht die NUTS-1-Ebene den Bundesländern, die NUTS-2-Ebene den Regierungsbezirken und die NUTS-3-Ebene den Kreisen.

Das geographische Potenzial wird als Summe aller Erträge auf allen Flächen, die gemäß dem Flächenverfügbarkeitsmodell verfügbar sind, berechnet. Die Ertragsdaten liegen als Rasterdaten vor, die NUTS-Regionen als Polygone (Vektordaten). Mit Hilfe der ArcGIS-Funktion *Spatial Join* kann für alle NUTS-Regionen die Summe aller Erträge innerhalb jeder NUTS-Region ermittelt werden. Dabei kann es in sehr seltenen Fällen vorkommen (stark zerklüftete Küsten, kleine Inseln), dass

Rasterzellen außerhalb der NUTS-Polygone liegen und damit nicht berücksichtigt werden.

Für die Ermittlung des technischen Potenzials und des kostenbezogenen Potenzials werden die Standortpunktdaten herangezogen. Da auch einige größere Standorte außerhalb der NUTS-Polygone liegen, wird anders vorgegangen als beim geographischen Potenzial. Jeder Standortpunkt wird dem nächstgelegenen NUTS-Polygon einer NUTS-Ebene zugewiesen. Anschließend können dann die entsprechenden Potenziale für die NUTS-Polygone berechnet werden. Das kostenbezogene Potenzial kann in Form einer sogenannten Cost-Supply-Kurve (vgl. MÖLLERSTEN et al., 2003b; VAN DAM et al., 2007; DE VRIES et al., 2007) und für verschiedene Kostenobergrenzen oder Kostenklassen dargestellt werden. Das technische Potenzial entspricht dem kostenbezogenen Potenzial mit nach oben offener Kostengrenze, also dem Gesamtpotenzial an allen Standorten, ungeachtet der jeweiligen Kosten.

4. Ergebnisse

4.1. Bezugsszenario

Im Folgenden werden die Ergebnisse für das Bezugsszenario dargestellt. Als Abkürzung für das Bezugsszenario wird in Abbildungen oder Tabellen „rpc“ verwendet, das steht für *realistic projected case* (s. auch Abschnitt 3.4.2).

Bei den dargestellten Potenzialen handelt es sich um Potenziale von Trockenbiomasse aus Mikroalgen, falls nicht etwas anderes explizit erwähnt ist. Im Text wird das kostenbezogene Potenzial aus Gründen der besseren Lesbarkeit nicht immer als solches benannt. Sobald jedoch ein Potenzial in Verbindung mit Kosten genannt wird, ist es als kostenbezogenes Potenzial zu verstehen.

4.1.1. Flächenverfügbarkeit und geographisches Potenzial

Das in diesem Abschnitt dargestellte geographische Potenzial wurde nur mit Hilfe des Ertragsmodells und des Flächenverfügbarkeitsmodells berechnet. Es wurden also keine Standorte identifiziert und somit auch nicht berücksichtigt, dass ein Teil der Fläche eines Standortes nicht für die Mikroalgenproduktion zur Verfügung steht (s. Abschnitt 3.4.1). Hinzu kommt ein unterschiedliches Analyseverfahren (s. Abschnitt 3.7). Daher unterscheidet es sich in der Höhe vom im nachfolgenden Kapitel dargestellten technischen Potenzial.

Der mittlere, mögliche Flächenertrag von Algentrockenbiomasse, berechnet für jede NUTS-Ebene-3-Region unabhängig von der Flächenverfügbarkeit, zeigt ein deutliches Nord-Süd-Gefälle, wie in Abbildung 4.1 deutlich wird. Die mittleren, möglichen Flächenerträge reichen dabei von $12 \text{ t ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$ in den Hochgebirgsregionen der Alpen und $30 \text{ t ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$ in den borealen Gebieten bis zu $160 \text{ t ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$ im südlichen Portugal (Algarve). Auf Sizilien (Italien), auf den Dodekanes (Griechenland) und in Andalusien (Spanien) sind ebenfalls Erträge über $150 \text{ t ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$ möglich.

Das mit Abstand größte geographische Potenzial ist in Spanien zu finden (34 Mt a^{-1}) gefolgt von Schweden, Italien und Portugal (s. Abbildung 4.1). Das geographische Potenzial für die EU-27-Länder liegt bei 49 Mt a^{-1} .

4.1.1.1. Flächenstatistik

In Tabelle 4.1 sind die Flächenverfügbarkeit unter Einbeziehung verschiedener Kriterien, die berechneten Flächenerträge auf diesen verfügbaren Flächen und das daraus abgeleitete geographische Potenzial dargestellt. Grundsätzlich weisen

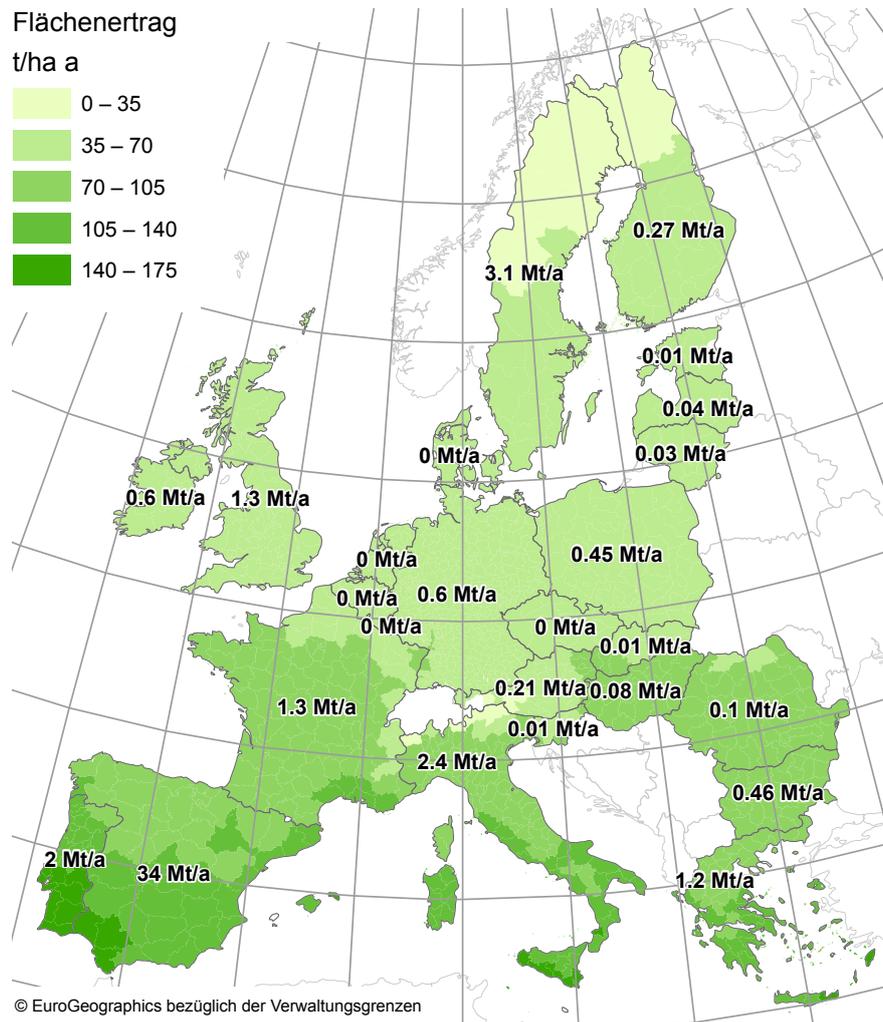


Abbildung 4.1.: Geographisches Potenzial in Mt a^{-1} für die EU-27-Länder und die möglichen Flächenerträge auf NUTS-3-Ebene in $\text{t ha}^{-1} \text{a}^{-1}$. Die dargestellten Flächenerträge beziehen sich jeweils auf die gesamte Gebietseinheit unabhängig von der Flächenverfügbarkeit.

große Länder mit hohen Flächenerträgen höhere Potenziale als kleine Länder mit geringen Flächenerträgen auf (z. B. Spanien verglichen mit Irland). Griechenland weist jedoch nur 60 % des Potenzials von Portugal auf, obwohl die Landesfläche und der mittlere, mögliche Flächenertrag beider Länder vergleichbar groß sind. Ebenso überraschend ist das im Vergleich zu Schweden oder Italien geringe Potenzial in Frankreich. Diese Unterschiede können vor allem durch die unterschiedliche Flächenverfügbarkeit erklärt werden:

- Griechenland weist hinsichtlich der Landnutzung sogar mehr geeignete Flä-

Tabelle 4.1.: Flächenverfügbarkeit, Flächenerträge und geographisches Potenzial von Mikroalgenbiomasse für die 10 EU-27-Länder mit dem höchsten geographischen Potenzial. Die Flächenverfügbarkeit ist für drei Kombinationen der Einschränkung durch Landnutzung (LU), Steigung und Schutzgebiete (PA) dargestellt. Die Länder sind absteigend nach ihrem geographischen Potenzial sortiert.

Land	LU km ²	LU + Steigung km ²	LU + PA + Steigung km ²	Ertrag t ha ⁻¹ a ⁻¹	Potenzial kt a ⁻¹
Spanien	11.284	3.182	2.679	126	33.789
Schweden	10.524	3.568	2.263	14	3.085
Italien	8.583	373	255	95	2.432
Portugal	1.240	288	185	109	2.012
UK	4.002	747	386	35	1.349
Frankreich	8.408	322	145	87	1.266
Griechenland	1.991	158	127	95	1.200
Zypern	141	84	75	148	1.106
Irland	340	116	99	59	585
Deutschland	495	201	97	60	580
EU-27	54.926	10.136	6.655	74	49.057

chen auf als Portugal, jedoch liegen über 90 % dieser Flächen in Gebirgsregionen und sind damit als ungeeignet klassifiziert. In Portugal gilt dies nur für gut 75 % der hinsichtlich der Landnutzung geeigneten Flächen. Abzüglich der geschützten Flächen ist in Portugal etwa 1,5-mal so viel Fläche verfügbar wie in Griechenland. Hinzu kommt ein etwas höherer Flächenertrag in Portugal.

- Ähnlich ist die Situation beim Vergleich von Frankreich und Schweden, wobei hinzukommt, dass Schweden deutlich geringere Flächenerträge aufweist. Die Landesflächen beider Länder sind vergleichbar hoch. Die hinsichtlich der Landnutzung verfügbare Fläche ist in Schweden bereits etwas höher. Davon ist in Schweden hinsichtlich der Steigung ein Drittel geeignet, in Frankreich sind es unter 5 %. Unter Berücksichtigung der Schutzgebiete stehen in Schweden 15-mal mehr Flächen für die Mikroalgenkultivierung zur Verfügung als in Frankreich, was die geringeren Flächenerträge in Schweden überkompensiert.
- Im Vergleich von Frankreich und Italien tritt als weiterer Faktor der Naturschutz in den Vordergrund. Die hinsichtlich der Landnutzung verfügbare Fläche ist in beiden Ländern annähernd gleich groß. In beiden Ländern wird diese Fläche in etwa gleichem Maße durch die Steigung des Geländes eingeschränkt. Die übrig bleibenden Flächen stehen in Frankreich zu über 50 % unter Schutz in Italien nur zu 30 %. Dadurch sind in Italien bei gleich-

zeitig etwas höherem Flächenertrag knapp 1,8-mal mehr Flächen für die Mikroalgenkultivierung verfügbar.

Diese Beispiele machen deutlich, dass die Flächenverfügbarkeit maßgeblich für die Höhe des geographischen Potenzials eines Landes ist. Auch das außerordentlich hohe Potenzial Spaniens ist nicht nur durch die große Landesfläche und den hohen mittleren Flächenertrag zu erklären, sondern liegt ebenfalls in der vergleichsweise hohen Flächenverfügbarkeit begründet. Bezogen auf die Landesfläche hat Spanien viele hinsichtlich der Landnutzung verfügbare Flächen, die wiederum hinsichtlich Steigung und Schutz überdurchschnittlich geeignet sind.

4.1.1.2. Flächenerträge

Der mittlere Flächenertrag für ein Land lässt sich für verschiedene Bezugsflächen berechnen womit sich unterschiedliche Aussagen treffen lassen. In Tabelle 4.2 sind die Größe verschiedener Bezugsflächen und in Tabelle 4.3 die zugehörigen mittleren Erträge aufgelistet.

Eine mögliche Bezugsfläche ist, wie in Tabelle 4.1 die gesamte verfügbare Fläche in einer Gebietseinheit. Der zugehörige Flächenertrag kann nur indirekt aus dem geographischen Potenzial und der verfügbaren Fläche einer Gebietseinheit abgeleitet werden. Das liegt darin begründet, dass der Temperaturdatensatz nicht die gesamten Flächenverfügbarkeitsdaten abdeckt.

Tabelle 4.2.: Größe der Bezugsflächen zur Ermittlung des Flächenertrages von Algenbiomasse für die 10 EU-27-Länder mit dem höchsten geographischen Potenzial, absteigend nach diesem sortiert.

Land	Landesfläche km ²	Verfügbare Fläche km ²	Ertragsdaten vorhanden km ²	Ertrag > 0 km ²
Spanien	505.637	2.679	2.678	2.678
Schweden	448.333	2.263	2.252	1.379
Italien	301.083	255	255	239
Portugal	91.709	185	185	185
UK	243.582	386	385	385
Frankreich	548.834	145	145	144
Griechenland	130.920	127	115	115
Zypern	9.156	75	74	74
Irland	69.702	99	99	99
Deutschland	357.426	97	97	97
EU-27	4.314.524	6.655	6.630	5.706

Tabelle 4.3.: Höhe des Flächenertrages von Algenbiomasse auf verschiedenen Bezugsflächen nach Tabelle 4.2 für die 10 EU-27-Länder mit dem höchsten geographischen Potenzial, absteigend nach diesem sortiert.

Land	Landesfläche $\text{t ha}^{-1} \text{a}^{-1}$	Verfügbare Fläche $\text{t ha}^{-1} \text{a}^{-1}$	Ertragsdaten vorhanden $\text{t ha}^{-1} \text{a}^{-1}$	Ertrag > 0 $\text{t ha}^{-1} \text{a}^{-1}$
Spanien	111,3	126,1	126,2	126,2
Schweden	41,1	13,6	13,7	22,4
Italien	98,4	95,4	95,4	101,7
Portugal	134,6	108,9	108,9	108,9
UK	53,7	34,9	35,0	35,0
Frankreich	80,8	87,3	87,3	88,1
Griechenland	108,0	94,7	104,0	104,0
Zypern	145,0	148,5	148,8	148,8
Irland	58,5	59,4	59,4	59,4
Deutschland	61,0	59,6	59,6	59,6
EU-27	73,3	73,7	74,0	86,0

Demzufolge kann als Bezugsfläche auch die verfügbare Fläche verwendet werden, für die Ertragsdaten vorliegen. Diese ist systematisch kleiner oder gleich der gesamten verfügbaren Fläche und die zugehörigen Erträge somit systematisch größer oder gleich der Erträge auf der gesamten verfügbaren Fläche (s. Tabellen 4.2 und 4.3). Die jeweilige Differenz zeigt an, wie groß das Ertragsdatendefizit ist. Für die überwiegende Mehrzahl der Länder liegen die Ertragsdaten flächendeckend vor oder das Defizit ist nur gering. Für Schweden und insbesondere Griechenland gibt es deutliche Unterschiede und für Malta gibt es überhaupt keine Ertragsdaten. Das liegt daran, dass die Temperaturdaten, aus denen die Ertragsdaten berechnet wurden, für kleine Inseln im Meer nicht vorliegen. Sowohl Griechenland als auch Schweden weisen viele solcher Inseln auf. Besonders die griechischen Inseln sind weit über die Ägäis verstreut, für die keine Temperaturdaten vorhanden sind. Das geographische Potenzial wird dadurch jedoch nur geringfügig um maximal 0,4 % unterschätzt.

Für die spätere Standortbestimmung, wie in Abschnitt 3.4 beschrieben, werden nur Flächen herangezogen die einen Ertrag größer als Null aufweisen. Auch dies ist eine sinnvolle Bezugsfläche, um das kostenwirksame Ertragsniveau einer Gebiets-einheit bestimmen zu können. Die so berechnete Fläche ist systematisch kleiner oder gleich den vorhergehenden Bezugsflächen und der zugehörige Flächenertrag entsprechend größer oder gleich als die vorgehenden. Wie aus den Tabellen 4.2 und 4.3 abzulesen, gibt es für die überwiegende Mehrzahl der Länder hier keinen Unterschied. Für Länder mit großen Flächen in der borealen Zone (Schweden und

Finnland) oder mit hochalpinen Flächen (Österreich, Italien und Frankreich) kann es hier erhebliche Unterschiede und eine Reduktion der Bezugsfläche um bis zu 40 % geben. Besonders betroffen sind Schweden und Österreich.

Eine weitere sinnvolle Bezugsfläche ist die gesamte Fläche einer Gebietseinheit, für die Ertragsdaten vorliegen („Landesfläche“ in den Tabellen 4.2 und 4.3). So können die möglichen, mittleren Flächenerträge dargestellt werden, da auch als im Modell nicht verfügbar angenommene Flächen in die Flächenertragsberechnung einbezogen werden. Ein Vergleich der vorhergehend definierten Flächenerträge mit dem in diesem Punkt definierten zeigt auf, ob die verfügbaren Flächen hinsichtlich des Flächenertrages eher günstig liegen oder nicht. Für die meisten Länder ist festzustellen, dass der Flächenertrag auf verfügbaren Flächen mit einem Ertrag größer Null kleiner ist als der Flächenertrag bezogen auf die gesamte Gebietseinheit. Die verfügbaren Flächen in diesen Ländern liegen damit relativ ungünstig. Die Ertragsunterschiede sind häufig nur im einstelligen Prozentbereich. Für manche Länder wie beispielsweise Schweden (-46 %) oder das Vereinigte Königreich (-35 %) erheblich. In einigen Ländern liegen die verfügbaren Flächen auch günstiger als im Landesdurchschnitt, wobei die Änderungen auch hier meist nur gering sind. Spanien weist auf den verfügbaren Flächen einen um 13 % höheren Flächenertrag als im Landesdurchschnitt auf, was eine weitere Erklärung für das besonders hohe Potenzial Spaniens ist.

4.1.2. Technisches und kostenbezogenes Potenzial

Insgesamt kann auf 5.502 Standorten ein technisches Potenzial von 41 Mt Algenbiomasse pro Jahr zu mittleren gewichteten Kosten von 1.330 EUR t^{-1} produziert werden. Im Gegensatz zum oben angegebenen geographischen Potenzial ist hier berücksichtigt, dass ein Teil der an einem Standort zur Verfügung stehenden Fläche nicht mit PBRs belegt ist (s. Abschnitt 3.4.1).

In Tabelle 4.4 ist das kostenbezogene Potenzial für verschiedene Kostenklassen für die EU-27-Länder nach technischem Potenzial sortiert aufgeführt. Spanien weist dabei nicht nur das größte technische Potenzial auf, sondern zudem auch das größte Potenzial in der günstigsten Kostenklasse ($< 750 \text{ EUR t}^{-1}$) im Ländervergleich. Das technische Potenzial Schwedens ist zwar das zweithöchste, dafür ist es mit höheren Kosten verbunden: Rund ein Drittel des technischen Potenzials lassen sich zu Kosten zwischen 1.000 und 1.250 EUR t^{-1} , das teuerste Drittel dagegen erst ab 4.000 EUR t^{-1} produzieren. Italien und Portugal weisen zwar ein geringeres technisches Potenzial als Schweden auf, dafür kann dort der Großteil des Potenzials zu Kosten von unter 1.000 EUR t^{-1} produziert werden und zwar jeweils mehr, als im günstigsten Drittel Schwedens. Der Großteil des Potenzials im Vereinigten Königreich kann ab 1.500 EUR t^{-1} produziert werden, da dort die großen verfügbaren Flächen vor allem in Schottland liegen – mit relativ geringen Flächenerträgen. Setzt man als Kostenobergrenze 1.000 EUR t^{-1} an, so kommen mit Ausnahme

von Polen ausschließlich Länder Süd- und Südosteuropas für die Standortsuche in Betracht. Im Hinblick auf die geographische Verteilung der Biomassekosten, ist festzustellen, dass es keinen einfachen Zusammenhang zwischen den Kosten und dem Breitengrad gibt. Abbildung 4.2 zeigt eine Karte mit den biomassegewichteten mittleren Kosten auf NUTS-3-Ebene. Auch in den südlichen Ländern gibt es Gebiete, die relative hohe Kosten aufweisen. Deutlich hervor treten beispielsweise die Alpen, die Pyrenäen und die Karpaten. Entscheidend sind dabei neben dem geringeren Ertrag (s. Abbildung C.1) in diesen Gebirgsregionen auch die kleineren Algenproduktionsstandorte (s. Abbildung C.3).

Abbildung 4.3 stellt das technische Potenzial in t pro Quadratkilometer Gebietsfläche je NUTS-3-Region dar. Durch diese Art der Darstellung lassen sich auch unterschiedlich große Gebietseinheiten hinsichtlich des technischen Potenzials vergleichen. Es handelt sich dabei ausdrücklich nicht um Flächenerträge. In Verbindung mit Abbildung 4.2 fällt auf, dass Gebietseinheiten mit technischen Potenzialen über $210 \text{ t a}^{-1} \text{ km}^{-2}$ stets mittlere Biomassekosten von unter 1.250 EUR t^{-1} aufweisen. Umgekehrt gilt dies nicht, jedoch weisen Gebietseinheiten mit mittleren Biomassekosten ab 6.000 EUR t^{-1} stets nur Potenziale unter $15 \text{ t a}^{-1} \text{ km}^{-2}$. Dieser Zusammenhang zwischen Biomassekosten und Potenzial wird auch im folgenden Abschnitt deutlich.

Das kostenbezogene Potenzial lässt sich als Summenkurve in Abhängigkeit von den Biomassekosten in einer Cost-Supply-Kurve darstellen. Ebenso lässt sich die kumulative Anzahl der Standorte gegen die Biomassekosten auftragen. Indem das kumulative Potenzial als Anteil am technischen Potenzial und die kumulative

Tabelle 4.4.: Kostenbezogenes Potenzial in kt a^{-1} im Bezugsszenario dargestellt für verschiedene Kostenklassen in EUR t^{-1} . Es sind die 10 EU-27-Länder mit dem höchsten technischen Potenzial dargestellt und nach diesem absteigend sortiert.

Land	min- 750	750- 1000	1000- 1500	1500- 2000	2000- 3000	3000- 4000	4000- max	Gesamt
Spanien	19.047	3.975	2.272	1.044	977	398	459	28.172
Schweden	–	–	1.055	190	137	276	1.100	2.757
Italien	461	540	386	206	205	117	118	2.034
Portugal	362	883	270	74	47	23	20	1.680
UK	–	–	14	777	175	57	126	1.149
Frankreich	64	234	296	124	143	93	115	1.069
Griechenland	–	508	189	117	134	66	2	1.016
Zypern	797	78	40	2	12	–	–	930
Irland	–	–	412	39	26	9	15	500
Deutschland	–	–	344	99	34	4	5	485
EU-27	20.731	6.602	5.559	2.871	2.108	1.151	2.159	41.181

4. Ergebnisse

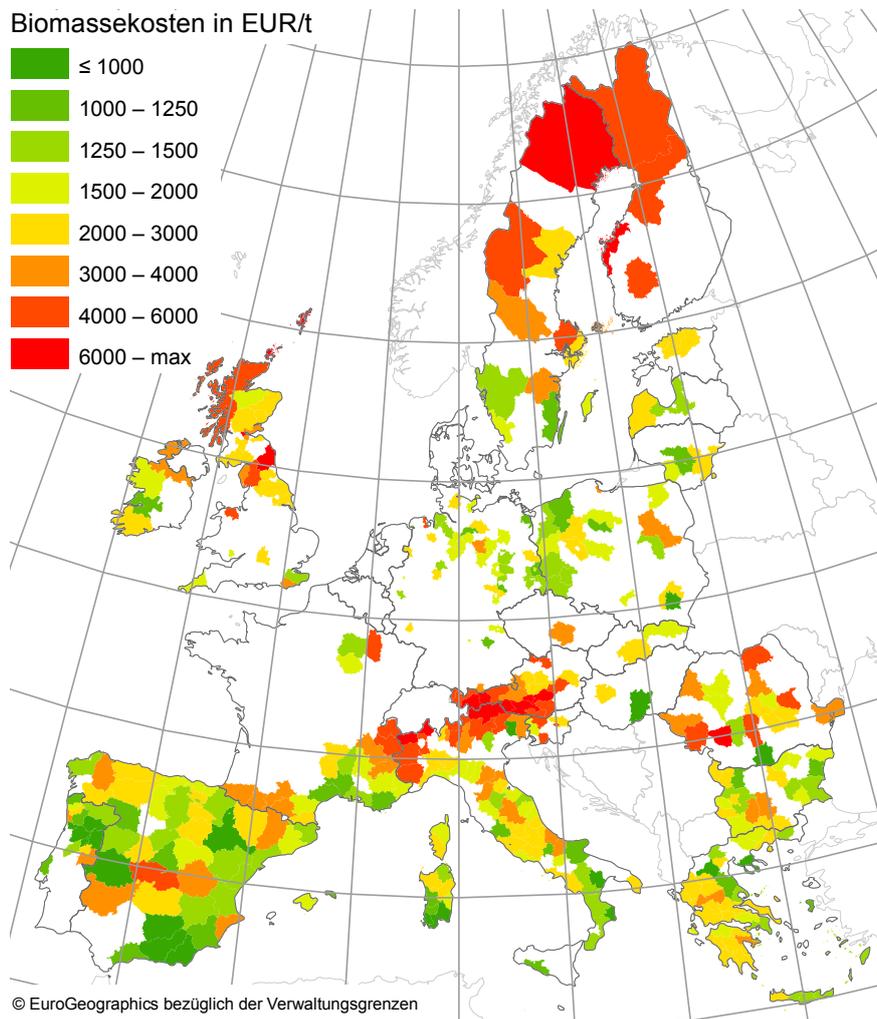


Abbildung 4.2.: Mittlere biomassegewichtete Biomassekosten in EUR t^{-1} auf NUTS-3-Ebene. Gebietseinheiten ohne Potenzial sind weiß dargestellt.

Anzahl der Standorte als Anteil an der Gesamtanzahl dargestellt werden, lassen sich beide Zusammenhänge in einem Diagramm darstellen.

Abbildung 4.4 zeigt eine solche Darstellung. Die Summenkurve des kostenbezogenen Potenzials zeigt zu Beginn einen starken Anstieg und flacht bei Biomassekosten von 2.000 EUR t^{-1} deutlich ab. Es wird deutlich, dass zu Biomassekosten von unter 2.000 EUR t^{-1} bereits 85 % des technischen Potenzials produziert werden können. Bei Biomassekosten unter 1.000 EUR t^{-1} sind es immer noch rund 65 %.

Die kumulative Standortanzahl steigt hingegen deutlich geringer an als das kumulative Potenzial. Nur ein Viertel der Standorte produzieren zu Biomassekosten von unter 2.000 EUR t^{-1} und nur 5 % der Standorte zu Kosten unter 1.000 EUR t^{-1} .

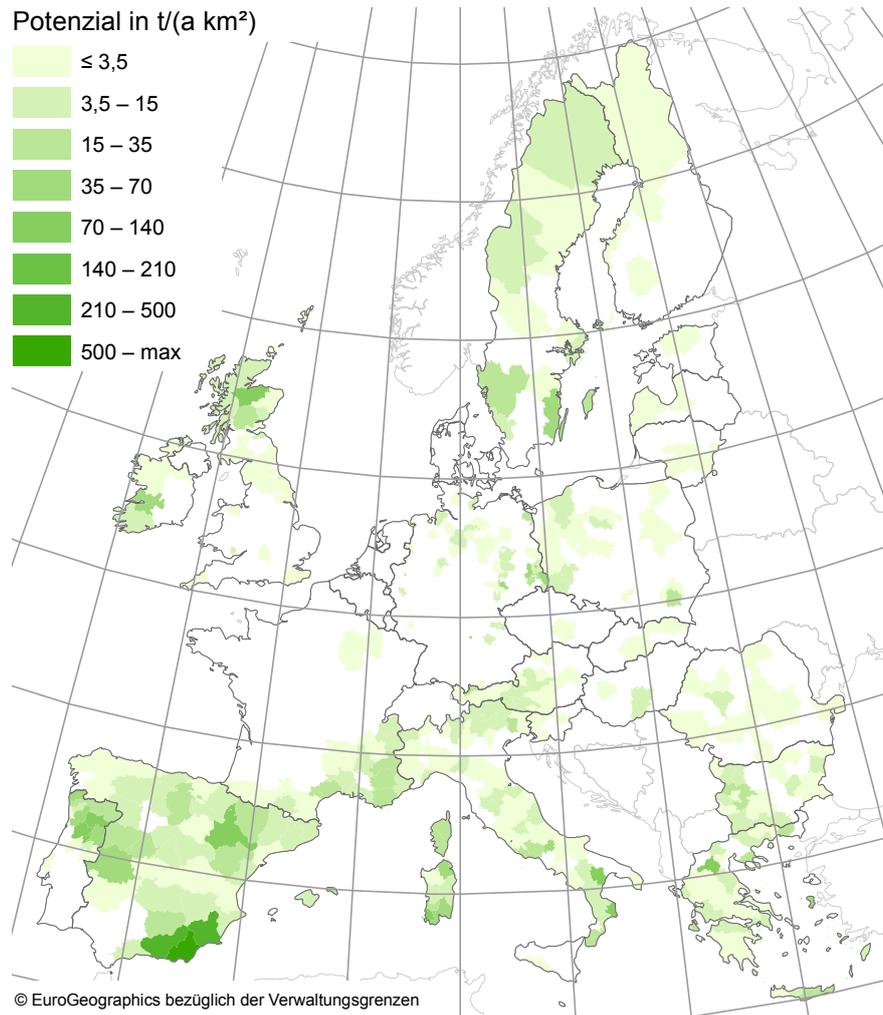


Abbildung 4.3.: Technisches Potenzial auf NUTS-3-Ebene in $\text{t a}^{-1} \text{km}^{-2}$. Das Potenzial stellt die Summe aller Erträge einer Gebietseinheit normiert auf die Fläche der Gebietseinheit dar. Gebietseinheiten ohne Potenzial sind weiß dargestellt.

Mit wenigen Standorten, die zudem geringe spezifische Biomassekosten aufweisen, lässt sich also ein Großteil des Potenzials erzeugen.

4.1.3. Detailanalyse

4.1.3.1. Zusammensetzung der Kosten

Die spezifischen Biomassekosten setzen sich zusammen aus den Kosten, die am Standort entstehen und den CO_2 -Bereitstellungskosten. Letztere setzen sich wiederum zusammen aus den CO_2 -Capture-Kosten, den CO_2 -Kompressionskosten

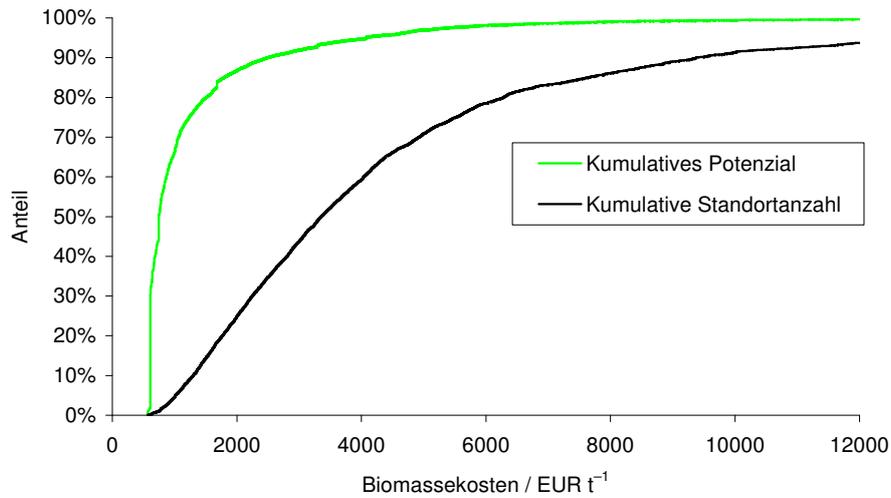


Abbildung 4.4.: Cost-Supply-Kurve für das Bezugsszenario. Außerdem ist die kumulative Standortanzahl dargestellt. Beides als Anteil an der jeweiligen Gesamtsumme.

und den Pipelinekosten. Die Kostenarten beziehen sich auf die produzierte Algenbiomasse. In Tabelle 4.5 sind für diese Kostenarten das gewichtete Mittel, die relative gewichtete Abweichung vom gewichteten Mittel, der Minimalwert und der Maximalwert dargestellt. Gewichtet wurde über die produzierte Algenbiomasse. Die CO₂-Bereitstellungskosten machen dabei im Durchschnitt gut ein Drittel, die am Standort anfallenden Kosten knapp zwei Drittel der Biomassekosten aus. Insbesondere die Pipelinekosten, aber auch die am Standort anfallenden Kosten zeigen eine sehr große Spannweite der Werte, beispielsweise beträgt der Maximalwert der Pipelinekosten fast das 260-fache des gewichteten Mittels. Die relative gewichtete Abweichung ist dagegen vergleichsweise gering und liegt für die Pipelinekosten am höchsten bei rund 130 % und für die anderen drei Kostenarten um 50 %.

Tabelle 4.5.: Kennwerte für die Zusammensetzung der Kosten der Algenbiomasse. \bar{x}_g : biomassegewichtetes Mittel, $d_{rel,g}$: relative biomassegewichtete Abweichung. Alle Kosten beziehen sich auf die produzierte Biomasse und sind in EUR t⁻¹ angegeben.

	\bar{x}_g	$d_{rel,g}$	min	max
Biomassekosten	1.330	67%	569	102.254
Am Standort entstehende Kosten	834	56%	453	19.048
CO ₂ -Capture-Kosten	135	50%	0	3.324
CO ₂ -Kompressionskosten	45	43%	20	511
Pipelinekosten	314	129%	1	81.630

Die Kostenzusammensetzung hängt dabei von den Biomassekosten selbst ab, wie Abbildung 4.5 zeigt. Dort sind die gewichteten mittleren Kostenanteile für verschiedene Biomassekostenklassen dargestellt. Es fällt auf, dass mit steigenden Biomassekosten der Anteil der Pipelinekosten steigt, während alle anderen Anteile kleiner werden. Dabei verschiebt sich auch die Rangfolge der Kostenarten. Bis zu Biomassekosten von 1.250 EUR t⁻¹ ist der Anteil der Capture-Kosten größer als der Anteil der Pipelinekosten. Danach ist es umgekehrt.

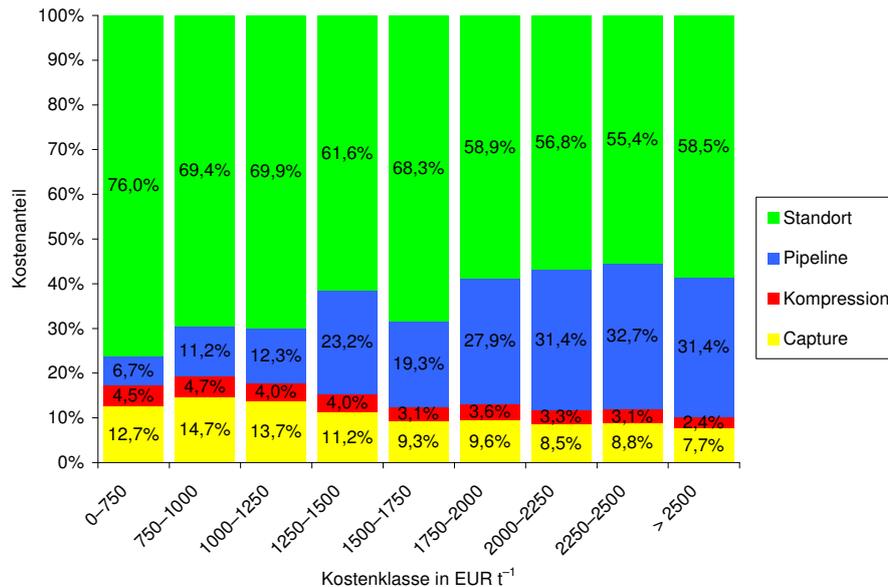


Abbildung 4.5.: Mittlere prozentuale Zusammensetzung der Biomassekosten. Die Kostenanteile sind biomassegewichtet.

Auch die Streuung der Kostenanteile ändert sich mit steigenden Biomassekosten. In Tabelle 4.6 ist als Streuungsmaß die gewichtete relative Standardabweichung für die verschiedenen Kostenanteile dargestellt. Es ist insgesamt festzustellen, dass die Streuung mit steigenden Biomassekosten steigt. Über alle Kostenklassen hinweg streut der Pipelinekostenanteil am stärksten, gefolgt vom Capture-Kostenanteil. Anfangs streut der Kompressionskostenanteil stärker als der Standortkostenanteil, was sich zwischen 1.250 und 1.750 EUR t⁻¹ umkehrt.

4.1.3.2. Pipelines

Insgesamt wurden 5.702 Pipelines mit insgesamt 882.000 km Länge identifiziert. Es gibt 200 Pipelines mehr als es Standorte gibt. Der Großteil der Standorte benötigt also nur eine Pipeline um vollständig mit CO₂ versorgt zu werden. Die Pipelines sind dabei im Durchschnitt 150 km lang. Der mit dem CO₂-Massenstrom gewichtete Mittelwert liegt mit 239 km deutlich darüber. In den längeren Pipelines

4. Ergebnisse

Tabelle 4.6.: Gewichtete relative Standardabweichung für die Anteile an den Biomassekosten von CO₂-Capture, CO₂-Kompression, Pipeline und den am Algenproduktionsstandort anfallenden Kosten (ohne CO₂) für verschiedene Kostenklassen. Kosten in EUR t⁻¹.

Klasse	min- 750	750- 1000	1000- 1250	1250- 1500	1500- 1750	1750- 2000	2000- 2250	2250- 2500	2500- max
Capture	17.7%	35.2%	42.1%	46.2%	39.8%	55.0%	50.8%	59.9%	55.0%
Kompression	12.6%	15.2%	26.4%	19.3%	39.7%	19.0%	20.3%	20.4%	27.5%
Pipeline	29.4%	61.3%	82.3%	72.3%	99.4%	68.0%	66.7%	64.4%	68.4%
Standort	3.8%	11.6%	17.5%	24.6%	27.5%	28.5%	32.6%	33.1%	32.5%

wird also etwas mehr CO₂ transportiert als in den kürzeren. Abbildung 4.6 zeigt diesen Zusammenhang graphisch. Die kürzeste Pipeline ist nur 500 m lang, die längste 857 km.

Im Mittel weisen die Pipelines einen Durchmesser von 3,8 cm auf. Der mit dem CO₂-Massenstrom gewichtete mittlere Durchmesser liegt bei 27 cm. Der größte berechnete Durchmesser liegt bei fast einem Meter, der kleinste bei 0,3 mm. Diese sehr kleinen Durchmesser sind sehr selten und nur knapp 0,5 % aller Pipelines haben einen Durchmesser kleiner als 1 cm. Bezogen auf den transportierten CO₂-Massenstrom ist der Anteil dieser sehr kleinen Pipelines verschwindend gering (0,002 %). Wie Abbildung 4.7 zeigt, haben 90 % der Pipelines einen Durchmesser von unter 7 cm und fallen damit in die kleinste Leitungsdurchmesserklasse nach

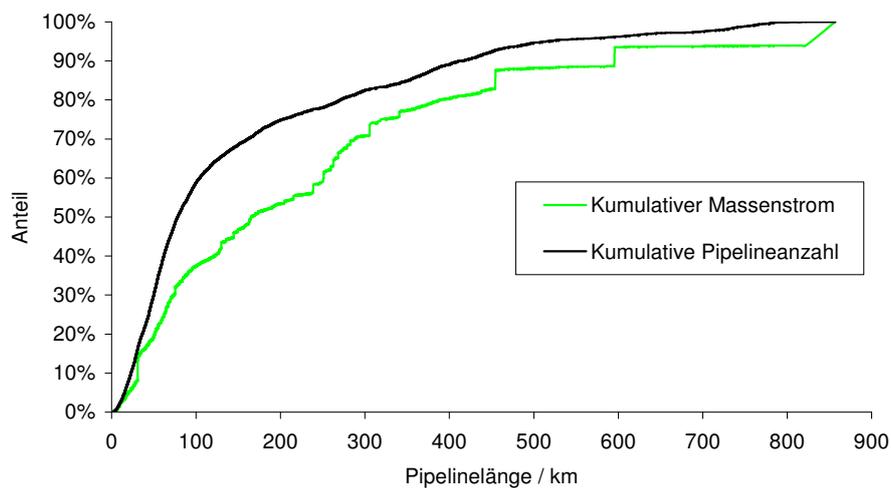


Abbildung 4.6.: Kumulative Verteilung der Pipelinelänge bezogen auf den transportierten Massenstrom und die Pipeline-Anzahl.

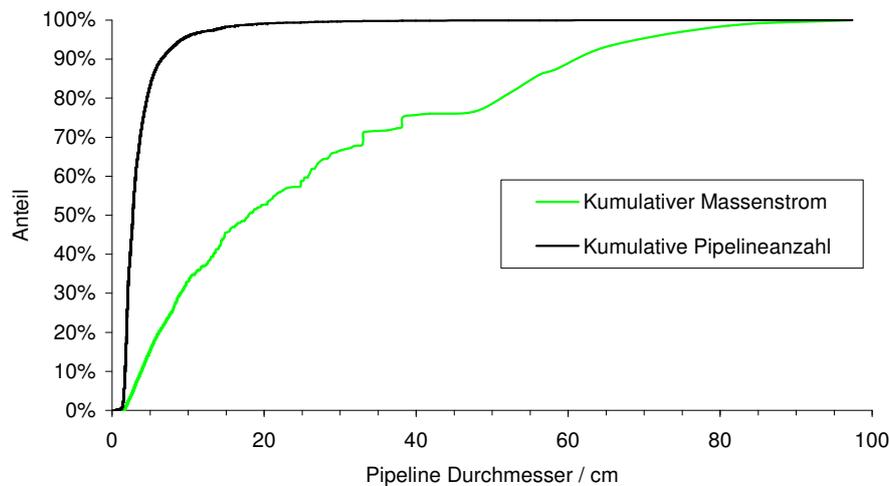


Abbildung 4.7.: Kumulative Verteilung des Pipelinedurchmessers bezogen auf den transportierten Massenstrom und die Pipeline-Anzahl.

BNA (2011). Ferner wird deutlich, dass im Verhältnis zur Gesamtanzahl wenige Pipelines mit einem Durchmesser über 7 cm einen Großteil des CO₂ transportieren. Da mit steigendem Durchmesser auch die Kapazität der Pipeline steigt, ist dieses Ergebnis nicht überraschend.

Hinsichtlich der Druckklassen fallen 5% aller Pipelines in die niedrige und 95% in die hohe Druckklasse. Gleichzeitig werden mit den Niedrigdruckpipelines 19% des insgesamt benötigten CO₂ transportiert. Die Niedrigdruckpipelines sind dabei im massenstromgewichteten Mittel mit 9 EUR t⁻¹ bedeutend günstiger als die Hochdruckpipelines mit 187 EUR t⁻¹.

4.1.3.3. CO₂-Quellen

Abbildung 4.8 zeigt die verschiedenen CO₂-Quellentypen mit ihren jeweiligen nach CO₂-Massenstrom gewichteten mittleren Abscheidungskosten und der Summe des abgeschiedenen CO₂-Massenstroms pro Jahr. Kohlekraftwerke, Gaskraftwerke und die Zementindustrie sind hinsichtlich des an Algenanlagen gelieferten CO₂-Massenstroms die wichtigsten CO₂-Quellen und weisen zudem vergleichsweise günstige Abscheidungskosten auf. Mit 0 EUR t⁻¹ am günstigsten ist CO₂ aus der Ammoniakherstellung. Die dort abgeschiedenen CO₂-Massenströme sind relativ gering, da auch die Gesamtemissionen aus der Ammoniakherstellung nur gering sind. Bezogen auf die insgesamt verfügbaren Emissionen aus der Ammoniakherstellung wird hingegen der im Vergleich zu den anderen Quellentypen höchste Wert (17%) erreicht, gefolgt von Zementwerken (11%) und der Papierindustrie (10%). Alle liegen deutlich über der durchschnittlichen CO₂-Ausnutzung von 4,5% (s. nächster

4. Ergebnisse

Absatz). Bei der Ammoniakherstellung und den Zementwerken verwundert dies nicht, da sie günstige Abscheidungskosten aufweisen. Die Kosten für die Abscheidung von Emissionen aus der Papierindustrie liegen dagegen doppelt so hoch wie die aus der Zementherstellung oder bei Kohlekraftwerken. Zusätzlich gibt es nur eine geringe Anzahl von Papierindustrieanlagen (22). Die davon genutzten Anlagen (11 Stück) liegen offenbar günstig zu den Algenproduktionsstandorten oder es gibt dort keine günstigeren Alternativen.

Die weitere Auswertung der CO₂-Quellen ergab, dass von 1.908 verfügbaren CO₂-Quellen nur 431 und vom insgesamt verfügbaren CO₂-Massenstrom nur rund 4,5 % durch die Algenproduktionsstandorte genutzt werden. Bezogen auf die tatsächlich genutzten Quellen beträgt die mittlere jährliche CO₂-Ausnutzung 25 % (s_{rel} 86 %) und kann bis zu 66 % erreichen. Es gibt dabei keinen statistisch signifikanten Zusammenhang zwischen der Größe der CO₂-Quelle und der CO₂-Ausnutzung. Die mittlere maximale CO₂-Ausnutzung pro Tag liegt bei 63 % (s_{rel} 68 %) und kann bis zu 100 % erreichen. Die maximale CO₂-Ausnutzung ergibt sich aus dem maximalen CO₂-Massenstrom (s. Abschnitte 3.4.1, 3.5.1 und 3.6.3).

Wenn für eine CO₂-Quelle die maximale CO₂-Ausnutzung pro Tag bei 100 % liegt, dann gilt die Quelle aufgrund des Jahresgangs der CO₂-Nachfrage durch die Algenproduktionsanlagen als erschöpft (s. Abschnitt 3.6.3). Im Mittel werden bei diesen ausgeschöpften Quellen 41 % des jährlich verfügbaren CO₂ ausgenutzt. Überträgt man diese maximal mögliche Ausnutzung auf alle verfügbaren CO₂-Quellen ergibt sich ein Algenbiomassepotenzial (hier greifen die Definitionen aus Abschnitt 2.2 nicht), das nur durch die CO₂-Verfügbarkeit begrenzt ist. Es würde

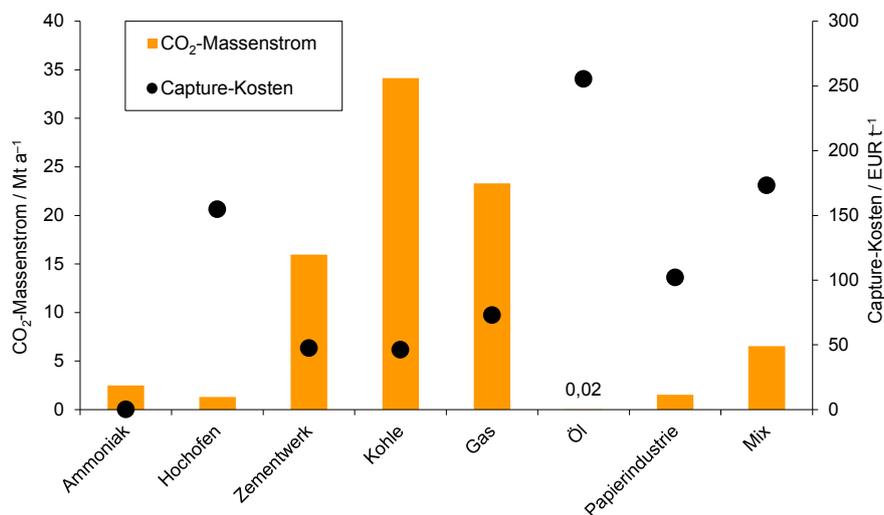


Abbildung 4.8.: Capture-Kosten und insgesamt abgeschiedener CO₂-Massenstrom für die verschiedenen Quellentypen.

bei rund 380 Mt a^{-1} liegen und damit 9-mal so hoch wie das zusätzlich durch die Flächenverfügbarkeit limitierte technische Potenzial.

4.2. Sensitivitätsanalysen und Szenarien

Zur Darstellung der Sensitivitätsanalysen wird in der Regel ein Strauss-Plot erstellt (vgl. COUPER, 2003). Auf der Abszissenachse wird die prozentuale Abweichung des variierten Parameters vom Bezugswert aufgetragen, auf der Ordinatenachse die prozentuale Abweichung vom Bezugspotenzial (Teil a) der Abbildungen). Da sich nur wenige Parameter auf die Höhe des technischen Potenzials auswirken, dafür aber auf die Kosten, werden die kostenbezogenen Potenziale für vier Kostenobergrenzen (750, 1.000, 1.500 und 2.000, in EUR t^{-1}) und das technische Potenzial dargestellt. Außerdem wird die Änderung der mittleren biomassegewichteten Kosten der Algentrockenbiomasse in einem weiteren Strauss-Plot dargestellt (Teil b) der Abbildungen); dieses gewichtete Mittel wird anhand der Ergebnisse sämtlicher Algenproduktionsstandorte ermittelt.

Für die Auswertung von Einzelszenarien werden die wichtigsten Kennwerte in einem Balkendiagramm als relative Abweichung vom Bezugsszenario dargestellt. In der Regel sind dies das technische Potenzial, die Standortanzahl, die von Reaktoren insgesamt belegte Fläche, der Flächenenertrag und die Anzahl der Betriebstage jeweils als flächengewichtetes Mittel, und die Gesamtkosten, Standortkosten, CO_2 -Bereitstellungskosten und der jeweilige Energiebedarf als biomassegewichtete Mittelwerte.

Ebenfalls für die Auswertung von Einzelszenarien wird das kostenbezogene Potenzial in Tabellenform für verschiedene Kostenklassen und für die betrachteten EU-27-Länder dargestellt. So lassen sich Aussagen über die regionalen Auswirkungen unter Berücksichtigung der Kosten treffen. Aus Darstellungsgründen enthalten die Tabellen im Ergebnisteil nur die 10 EU-27-Länder mit dem höchsten technischen Potenzial aus dem Bezugsszenario. In Anhang A sind die vollständigen Tabellen zu finden.

4.2.1. PCE

Die PCE wurde in Schritten von 2-Prozentpunkten zwischen 1 % und 9 % variiert. Der oberste Wert liegt dabei Nahe am theoretischen Maximum von ca. 12 % (WEYER et al., 2010). Abbildung 4.9a zeigt den Potenzial-Strauss-Plot für die Variation der PCE für verschiedene Kostenobergrenzen. Für das technische Potenzial ergibt sich im Strauss-Plot eine Gerade mit der Steigung 1. Eine Verdoppelung der PCE führt also auch zu einer Verdoppelung des technischen Potenzials. Dieses Ergebnis kann auch ohne Modellrechnung aufgrund von Gleichung 3.8 erwartet werden.

Für verschiedene Kostenobergrenzen ergeben sich Unterschiede. Je geringer die Kostenobergrenze angesetzt wird umso stärker wirkt sich die Veränderung der

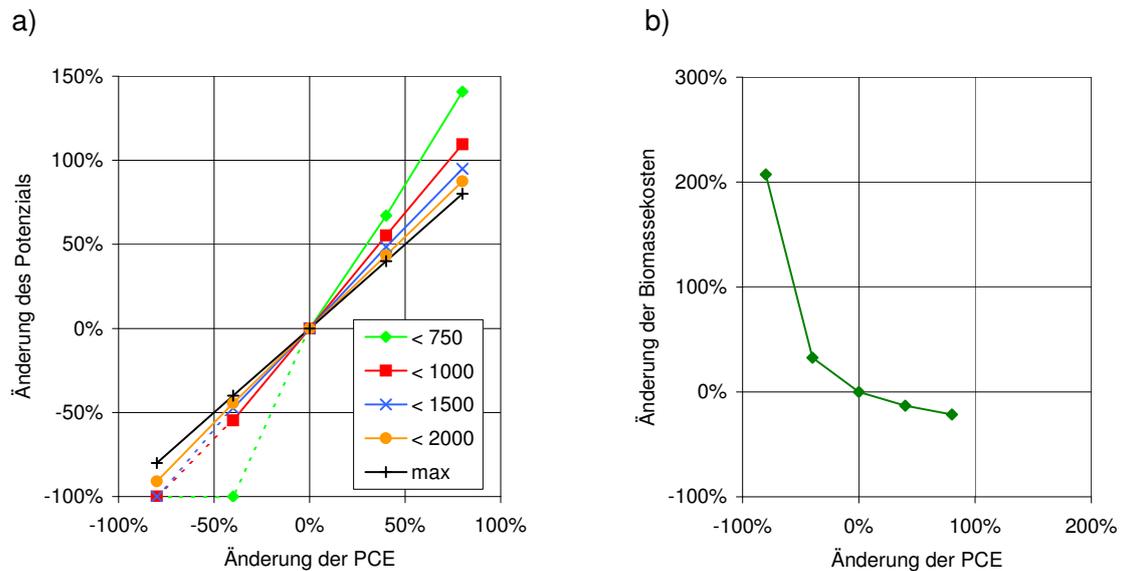


Abbildung 4.9.: Strauss-Plots bei Variation der PCE: a) Änderung des Potenzials für verschiedene Kostenobergrenzen angegeben in EUR t^{-1} und b) Änderung der mittleren biomassegewichteten Biomassekosten.

PCE aus. Dies wird aus der Steigung der resultierenden Kurven im Strauss-Plot deutlich. Bei einer PCE-Erhöpfung sind die resultierenden Kurven näherungsweise Geraden. Bei einer Verringerung der PCE kann es dazu kommen, dass geringe Kostenobergrenzen gar nicht mehr unterschritten werden. Da das Potenzial nicht kleiner als Null sein kann, beträgt die kleinste Änderung des Potenzials -100% . Dies wird auch im Kurvenverlauf deutlich. Dadurch weicht der Kurvenverlauf bei einer Verringerung des PCE von der Geraden ab. Aufgrund der geringen Anzahl der Wertepaare ist der Kurvenverlauf in diesem Bereich unsicher und ist im Diagramm gestrichelt dargestellt.

Eine Änderung der PCE wirkt sich also zusätzlich auf die Kosten aus (s. auch Abbildung 4.9b), wodurch beispielsweise für die Kostenobergrenze von 750 EUR t^{-1} mit einer Steigung im oberen Teil der Kurve von etwa 1,7 eine deutlich überproportionale Änderung des Potenzials zu erkennen ist. Mit Erhöhung der Kostenobergrenze nähert sich die Steigung der Kurven rasch 1 an.

4.2.2. CO_2 -Aufnahmeeffizienz

Die CO_2 -Aufnahmeeffizienz wird von 0,4 bis 1,0 in 0,1er Schritten variiert. Abbildung 4.10a zeigt den zugehörigen Potenzial-Strauss-Plot für verschiedene Kostenobergrenzen. Eine Änderung des technischen Potenzials ergibt sich bei Änderung der CO_2 -Aufnahmeeffizienz nicht, was auch so zu erwarten war.

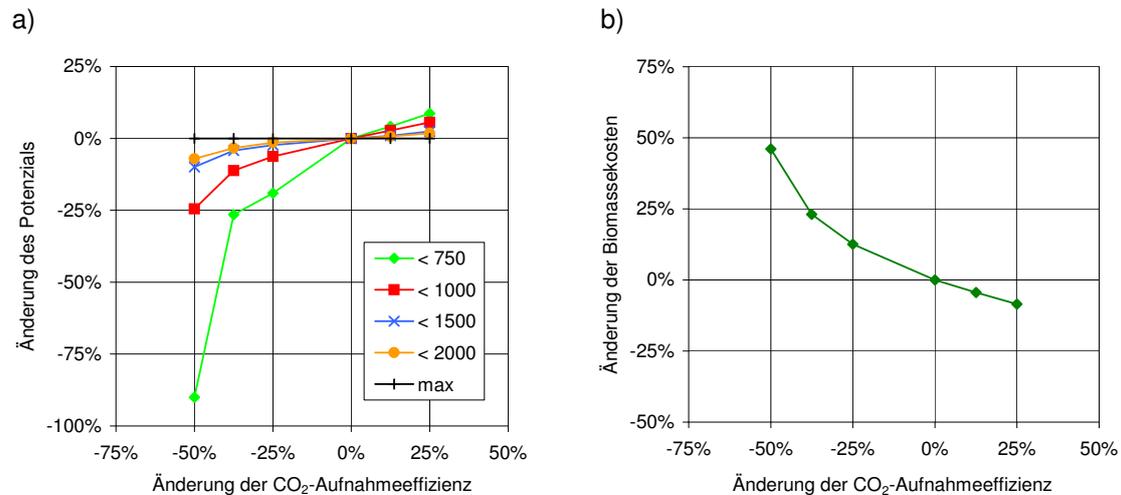


Abbildung 4.10.: Strauss-Plots bei Variation der CO₂-Aufnahmeeffizienz: a) Änderung des Potentials für verschiedene Kostenobergrenzen angegeben in EUR t⁻¹ und b) Änderung der mittleren biomassegewichteten Biomassekosten.

Die Steigung der Kurven ist stets positiv (außer für das technische Potenzial). Eine Erhöhung des Parameters bewirkt also auch eine Erhöhung des Potentials für die jeweilige Kostenobergrenze. Der Kurvenverlauf ist deutlich nicht-linear. Hinsichtlich des Bezugsszenarios wirkt sich eine Erhöhung der CO₂-Aufnahmeeffizienz schwächer auf das kostenbezogene Potenzial aus als eine Verringerung. Darüber hinaus ist die Sensitivität umso höher je geringer die Kostenobergrenze angesetzt wird.

Über einer CO₂-Aufnahmeeffizienz von 0,6 (Änderung um -12,5%) liegt die Verringerung des Potentials auch für die niedrigste Kostenobergrenze unter 5%. Darunter steigt die Sensitivität rasch an. Spätestens ab einer CO₂-Aufnahmeeffizienz von 0,5 und darunter verringert sich das Potenzial für Kostenklassen unter 1.000 EUR t⁻¹ überproportional zur Parameteränderung.

Die mittleren biomassegewichteten Biomassekosten hängen deutlich von der CO₂-Aufnahmeeffizienz ab, wie in Abbildung 4.10b deutlich wird. Eine Verringerung der CO₂-Aufnahmeeffizienz führt schnell zu einer Erhöhung der Kosten. Eine Steigerung bis zur Obergrenze von 1,0 führt dagegen nur zu einer geringen Kostensenkung, da der Bezugswert für die Aufnahmeeffizienz mit 0,8 (s. Abschnitt 3.2.2) bereits recht hoch gewählt ist.

4.2.3. Lipidgehalt

WILLIAMS u. LAURENS (2010) haben zahlreiche Publikationen zum Lipidgehalt von Mikroalgen ausgewertet und geben als niedrigen Lipidgehalt 15%, als mittleren

4. Ergebnisse

25 % und als hohen 50 % bezogen auf die Trockenmasse an. Für *Nannochloropsis* sp. F&M-M24 geben RODOLFI et al. (2009) bei Stickstoffmangelbedingungen einen Lipidgehalt von 60 % an. Dabei blieb die Produktivität mit $0,3 \text{ g L}^{-1} \text{ d}^{-1}$ im Vergleich zu Versuchen mit derselben Alge bei ausreichender Stickstoffversorgung und daher niedrigeren Lipidgehalten von 32 % (Produktivität: $0,36 \text{ g L}^{-1} \text{ d}^{-1}$) relativ hoch. Der Lipidgehalt wurde entsprechend dieser Literaturwerte variiert.

Eine Änderung des Lipidgehalts wirkt sich auf mehrere Eingangsparameter des GIS-Modells aus. Tabelle 4.7 listet diese Parameter und ihre Werte auf. Mit steigendem Lipidgehalt ist eine leichte Verringerung der PCE verbunden, der spezifische CO_2 -Bedarf steigt, ebenso der Brennwert. Dafür sinken die spezifischen Nährstoffkosten für N und P deutlich ab.

Ein erhöhter Brennwert sollte sich gemäß Gleichung 3.8 mindernd auf den Biomasseertrag auswirken, ebenso die verminderte PCE. Dementsprechend zeigt der zugehörige Strauss-Plot in Abbildung 4.11a eine Abnahme des Potenzials bei steigendem Lipidgehalt für die jeweilige Kostenobergrenze. Auch das technische Potenzial ändert sich dementsprechend. Die Änderungen sind deutlich, aber nicht sehr stark; die mittlere Steigung der Kurven je Kostenobergrenze liegt zwischen $-0,1$ und $-0,2$. Die Änderungen sind umso größer je geringer die Kostenobergrenze ist. Da die Biomassekosten ertragsabhängig sind, steigen sie mit steigendem Lipidgehalt an, wie Abbildung 4.11b zeigt.

Ein hoher Lipidgehalt wird in der Regel gezielt durch Auswahl der Algenart und Einstellung der Kultivierungsbedingungen (vor allem Stickstoffmangel) herbeigeführt, um die Lipide als Produkt zu gewinnen. Daher erscheint eine Darstellung sinnvoll, die sich auf die Lipidkosten bezieht. Dafür werden die Biomassekosten auf den jeweiligen für die Biodieselerstellung nutzbaren Lipidgehalt bezogen, ohne Berücksichtigung der Kosten für Extraktion oder weitere Verarbeitung, z. B. zu Biodiesel. Nach WILLIAMS u. LAURENS (2010) sind 80 % der Lipide für die Biodieselerstellung nutzbar. Die Restbiomasse wird nicht weiter monetär bewertet.

Tabelle 4.7.: Geänderte Eingangsparameter für das GIS-Modell, die sich aus der Änderung des Lipidgehaltes ergeben.

Szenario-Code		lip15	rpc	lip25	lip50	lip60
Lipidgehalt (aschefrei)		15,0 %	17,6 %	25,0 %	50,0 %	60,0 %
Lipidgehalt (TM)		12,8 %	15,0 %	21,3 %	42,5 %	51,0 %
PCE		5,01 %	5,00 %	4,97 %	4,90 %	4,88 %
CO_2 -Aufnahmefaktor*	t t^{-1}	1,64	1,66	1,71	1,87	1,93
Brennwert*	MJ kg^{-1}	19,7	20,0	21,0	24,2	25,5
Spezifische Nährstoffkosten*	EUR t^{-1}	94,5	92,9	88,6	73,8	67,9

* bezogen auf die trockene Algenbiomasse

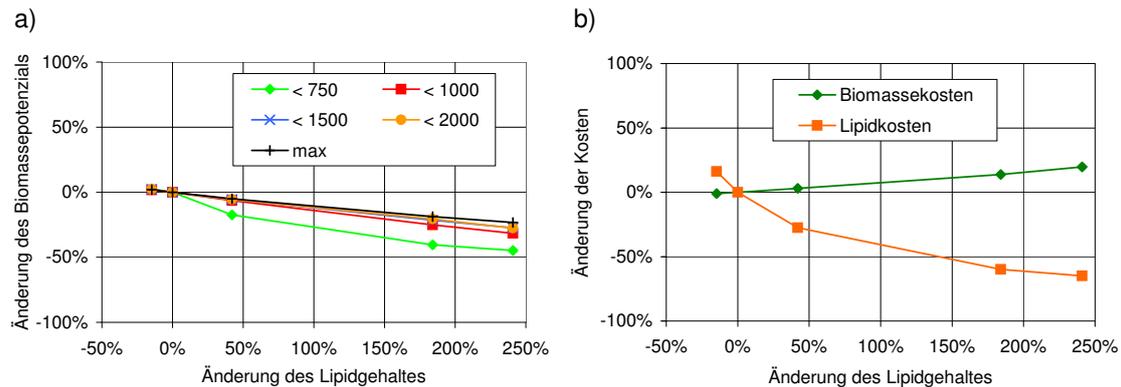


Abbildung 4.11.: Strauss-Plots bei Variation des Lipidgehaltes: a) Änderung des Biomassepotenzials für verschiedene Kostenobergrenzen angegeben in EUR t^{-1} und b) Änderung der mittleren massegewichteten Biomasse- und Lipidkosten. Die Lipidkosten sind aus dem Lipidgehalt abgeleitet und beinhalten nicht die Kosten für die Extraktion oder andere Verarbeitungsschritte; sie beziehen sich auf die für die Biodieselherstellung nutzbaren Lipide.

Wie in Abbildung 4.11b deutlich wird, sinken die Lipidkosten im Gegensatz zu den Biomassekosten mit steigendem Lipidgehalt. Die zugehörige Cost-Supply-Kurve in Abbildung 4.12 zeigt, dass das Lipidpotenzial mit steigendem Lipidgehalt deutlich steigt. Der geringere Biomassertrag aufgrund des erhöhten Brennwertes und der verringerten PCE wird also durch den höheren Lipidgehalt überkompensiert.

4.2.4. Geländeneigung

Die Geländeneigung hat einen starken Einfluss auf das Potenzial für bestimmte Kostenobergrenzen und auch auf das technische Potenzial, wie der Strauss-Plot in Abbildung 4.13a zeigt. Zwischen den verschiedenen Kostenobergrenzen gibt es kaum Unterschiede. Für Änderungen der maximal erlaubten Steigung nach unten ist der Effekt größer als für Änderungen nach oben. Im Detail untersucht werden im Folgenden eine Änderung der maximal erlaubten Steigung auf 2% und 30%.

Durch eine Änderung nach oben auf 30% erlaubte Steigung wird das technische Potenzial für die EU-27-Länder um 166% im Vergleich zum Bezugsszenario gesteigert. Die Potenzialsteigerung ist vor allem auf die größere belegte Fläche (Steigerung um 185%) zurückzuführen. Der flächengewichtete mittlere Flächenenertrag sinkt sogar leicht ab (um 6%). Da die Standortanzahl nur leicht um 18% abnimmt, werden die bestehenden Standorte also größer oder bilden neue, größere zusammenhängende Standorte. Dennoch sinken die biomassegewichteten mittleren Gesamtkosten nur geringfügig (um 4%, s. auch Abbildung 4.13b). Die Standorte

4. Ergebnisse

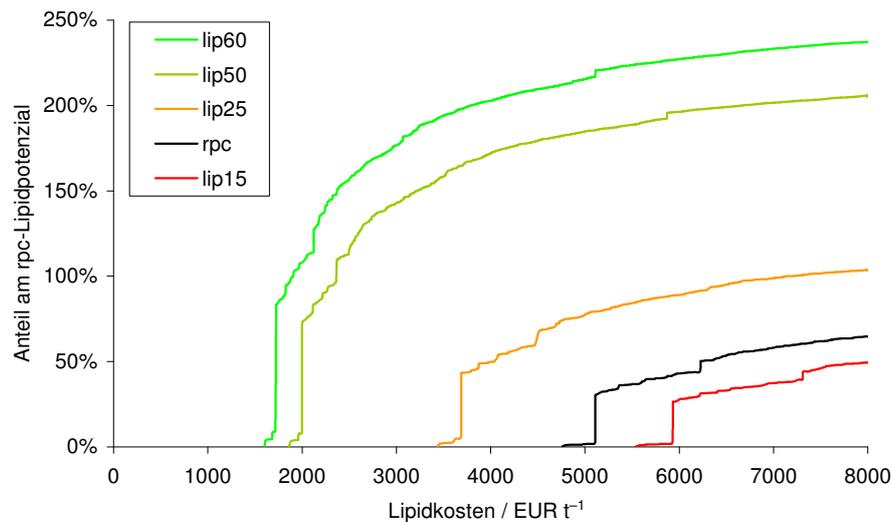


Abbildung 4.12.: Cost-Supply-Kurve für das kostenbezogene Lipidpotenzial bei Variation des Lipidgehaltes. Das Potenzial bezieht sich auf die für die Biodieselherstellung nutzbaren Lipide. Die Lipidkosten sind aus dem Lipidgehalt abgeleitet und beinhalten nicht die Kosten für die Extraktion oder andere Verarbeitungsschritte. 1.000 EUR t⁻¹ entsprechen ca. 200 USD bl⁻¹ Rohöl (bei gleichem Energieinhalt).

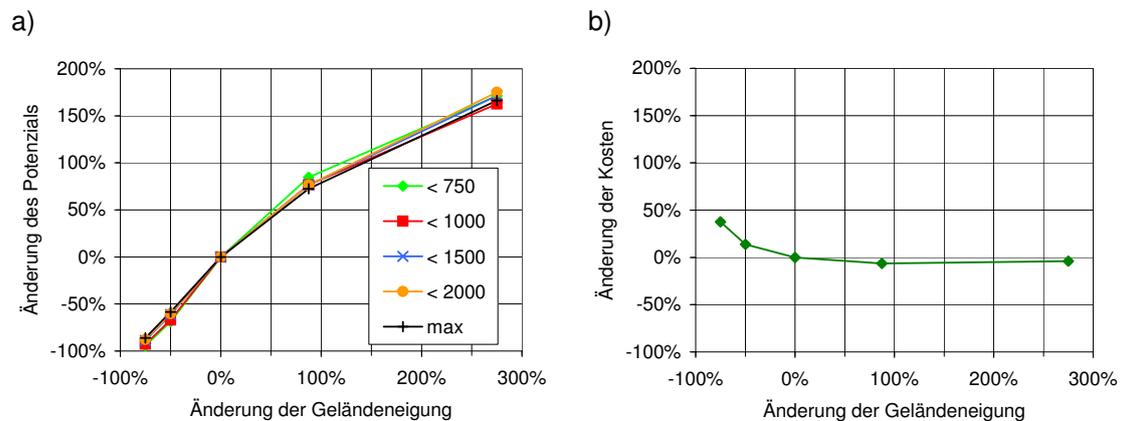


Abbildung 4.13.: Strauss-Plots bei Variation der maximal erlaubten Geländeneigung: a) Änderung des Biomassepotenzials für verschiedene Kostenobergrenzen angegeben in EUR t⁻¹ und b) Änderung der mittleren biomassegewichteten Biomassekosten.

sind also bereits im Bezugsszenario so groß, dass weitere Skaleneffekte nur gering sind. Der Energiebedarf wird praktisch nicht durch die Geländeneigung beeinflusst.

Die regionale Betrachtung in Tabelle 4.8 zeigt, dass eine Änderung auf 30 % erlaubte Steigung in gebirgsreichen Ländern (Slowenien, Österreich, Frankreich, Griechenland und Italien) besonders starke relative Potenzialzunahmen verursacht.

Für Griechenland sind die Zuwächse vor allem in der günstigsten Kostenklasse zu finden, für die anderen genannten Länder mehr in den mittleren Kostenklassen. Der absolute Zuwachs des technischen Potenzials in Spanien ist mit $34,5 \text{ Mt a}^{-1}$ mit Abstand der größte. Das technische Potenzial Spaniens beträgt damit mehr als das Doppelte als im Bezugsszenario. Der Großteil dieses Zuwachses fällt außerdem in die niedrigste Kostenklasse.

Eine Änderung nach unten auf 2 % erlaubte Steigung führt zu einem drastischen Rückgang des Potenzials für die EU-27-Länder um 86 % (s. Tabelle 4.9). Die Änderungen sind in den beiden günstigsten Kostenklassen am stärksten. Der Rückgang ist insgesamt auf die deutlich reduzierte belegte Fläche (um 85 %) zurückzuführen. Der flächengewichtete mittlere Flächenertrag geht um 9 % zurück und trägt damit ebenfalls zur Potenzialreduzierung bei. Die Standortanzahl geht nicht so stark zurück (um 56 %), das heißt, viele Standorte werden kleiner. Die Verringerung der Standortgröße und der leicht gesunkene Flächenertrag gehen einher mit einer Steigerung der biomassegewichteten mittleren Gesamtkosten um 38 % (s. auch Abbildung 4.13b) und sind hauptsächlich auf die gestiegenen Standortkosten (um 53 %) zurückzuführen. Die CO₂-Bereitstellungskosten steigen nur leicht an (um 13 %). Betriebstage und Energiebedarf ändern sich nur geringfügig. Regional betrachtet sind die Änderungen sehr unterschiedlich. Es gibt einige Länder, in denen die Standorte generell eine geringe Steigung aufweisen und die daher nur marginal betroffen sind (Ungarn, Polen und die baltischen Staaten). Beim überwiegenden Teil der anderen Länder verringert sich das technische Potenzial um 80 bis teilweise 100 %.

Tabelle 4.8.: Änderung des kostenbezogenen Potenzials für eine maximal erlaubte Steigung von 30 % in kt a^{-1} für verschiedene Kostenklassen in EUR t^{-1} . Es sind die 10 EU-27-Länder mit dem höchsten technischen Potenzial aus dem Bezugsszenario dargestellt und nach diesem absteigend sortiert.

Land	min- 750	750- 1000	1000- 1500	1500- 2000	2000- 3000	3000- 4000	4000- max	Gesamt	rel.
Spanien	27.670	1.656	3.259	433	95	168	1.293	34.575	123%
Schweden	–	–	37	90	161	127	1.611	2.025	73%
Italien	1.593	2.485	2.664	813	735	68	31	8.388	412%
Portugal	1.900	1.195	473	31	–13	–23	5	3.569	212%
UK	–	–	126	2.385	256	29	–44	2.753	240%
Frankreich	775	1.593	2.785	1.067	504	54	224	7.002	655%
Griechenland	3.158	1.392	941	260	94	–3	26	5.869	577%
Zypern	376	19	16	–2	–8	–	–	402	43%
Irland	–	–	607	37	34	6	–6	678	136%
Deutschland	–	–	22	2	3	–0	1	28	6%
EU-27	35.497	8.955	11.942	6.209	2.153	534	3.174	68.464	166%

4. Ergebnisse

Tabelle 4.9.: Änderung des kostenbezogenen Potenzials für eine maximal erlaubte Steigung von 2% in kt a^{-1} dargestellt für verschiedene Kostenklassen in EUR t^{-1} . Es sind die 10 EU-27-Länder mit dem höchsten technischen Potenzial aus dem Bezugsszenario dargestellt und nach diesem absteigend sortiert.

Land	min- 750	750- 1000	1000- 1500	1500- 2000	2000- 3000	3000- 4000	4000- max	Gesamt	rel.
Spanien	-17.989	-3.544	-1.738	-769	-579	-289	-437	-25.344	-90%
Schweden	-	-	-522	-53	-66	-237	-948	-1.826	-66%
Italien	-414	-419	-358	-169	-155	-98	-108	-1.721	-85%
Portugal	-362	-883	-238	-62	-17	4	-20	-1.579	-94%
UK	-	-	-4	-764	-143	-31	-65	-1.007	-88%
Frankreich	-64	-213	-287	-110	-128	-73	-109	-984	-92%
Griechenland	-	-508	-162	-112	-107	-45	-1	-935	-92%
Zypern	-752	-38	-19	6	-0	-	-	-804	-87%
Irland	-	-	-213	-16	-2	-2	-8	-242	-48%
Deutschland	-	-	-179	-14	-1	2	2	-191	-39%
EU-27	-19.581	-5.762	-3.840	-2.201	-1.361	-851	-1.838	-35.434	-86%

4.2.5. Pipelinetemperatur

Die Pipelinetemperatur wird zwischen $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ und $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ variiert. Das entspricht der Spannbreite der Monatsmitteltemperaturen im Untersuchungsraum (s. Abschnitt 3.5.2.2) Wie Abbildung 4.14 zeigt, verhält sich das Modell äußerst robust gegenüber Änderungen der Pipelinetemperatur. Innerhalb der betrachteten Temperaturspanne sind die relativen Änderungen des Potenzials für alle Kostenobergrenzen außer der kleinsten vernachlässigbar. Die Änderungen bewegen sich im Promille-Bereich und sind damit auch absolut gesehen nur gering.

Für die kleinste Kostenobergrenze gibt es bei einer Pipelinetemperatur von $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ einen deutlichen Ausreißer nach unten. Hier rutscht ein relativ großer Standort knapp über die Kostenobergrenze von 750 EUR t^{-1} und liegt bei den höheren Temperaturen wieder darunter. Hier kommt es zu einer ungünstigen Konstellation im Entscheidungsalgorithmus, so dass kleineren Standorten eine günstig gelegene CO_2 -Quelle zugewiesen wird, statt diesem größeren Standort. Dadurch rutscht dieser knapp über die Kostenobergrenze.

Der Strauss-Plot zur Änderung des kostenbezogenen Potenzials (Abbildung 4.14a) ist nicht ganz eindeutig was die Änderungsrichtung betrifft. In Abbildung 4.14b sind die Änderung der Biomassekosten und Pipelinekosten gegen die Änderung der Pipelinetemperatur aufgetragen. Damit der Zusammenhang besser sichtbar wird, wurde ausnahmsweise die Ordinate im Verhältnis zur Abszisse 5-fach gestreckt dargestellt. Die Änderung der Biomassekosten ist fast ausschließlich auf die Änderung der Pipelinekosten zurückzuführen. Die Sensitivität ist auch hier sehr gering. Deutlich wird dennoch, dass eine Erhöhung der Pipelinetemperatur

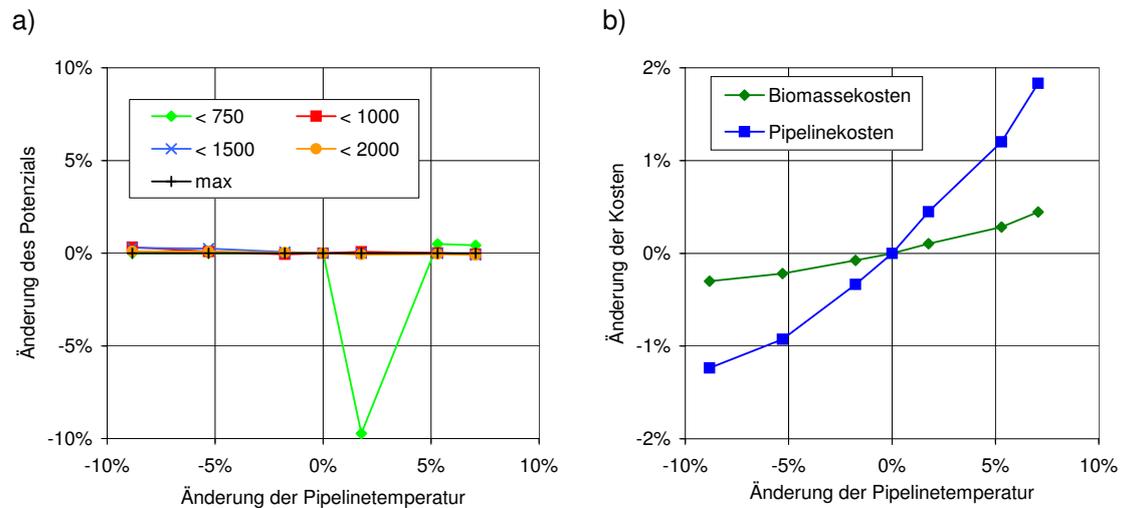


Abbildung 4.14.: Strauss-Plots bei Variation der Pipelinetemperatur: a) Änderung des kostenbezogenen Potenzials für verschiedene Kostenobergrenzen angegeben in EUR t^{-1} und b) Änderung der mittleren biomassegewichteten Biomassekosten (Ordinatenachse gestreckt).

eine Erhöhung der Kosten bewirkt. Das heißt, dass das Modell die Kosten von Standorten in Regionen mit hohen Temperaturen geringfügig unterschätzt und in Regionen mit niedrigen Temperaturen geringfügig überschätzt.

4.2.6. Investitionsausgaben für den Reaktor

Die flächenspezifischen Investitionsausgaben für den PBR werden zwischen $115.000 \text{ EUR ha}^{-1}$ und $460.000 \text{ EUR ha}^{-1}$ variiert. Der untere Wert repräsentiert ein Open-Pond-System beziehungsweise ein sehr günstiges geschlossenes System (vgl. STEPHENS et al., 2010; TREDICI, 2010). Der obere Wert stellt eine Verdoppelung der Investitionsausgaben dar, ist aber keine Obergrenze, da geschlossene Systeme auch deutlich teurer sein können (ACIÉN et al., 2012).

Der Strauss-Plot in Abbildung 4.15a zeigt eine vergleichsweise hohe Sensitivität insbesondere für geringe Kostenobergrenzen. Das Potenzial je Kostenobergrenze sinkt mit steigenden PBR-Investitionsausgaben. Der Betrag der Steigung erhöht sich mit steigenden PBR-Investitionsausgaben, d. h., der Effekt ist bei sinkenden PBR-Investitionsausgaben geringer als bei steigenden. Das technische Potenzial verändert sich bei Änderung der PBR-Investitionsausgaben erwartungsgemäß nicht.

Zwischen der Änderung der PBR-Investitionsausgaben und der Änderung der mittleren biomassegewichteten Biomassekosten besteht ein linearer Zusammenhang (Abbildung 4.15b).

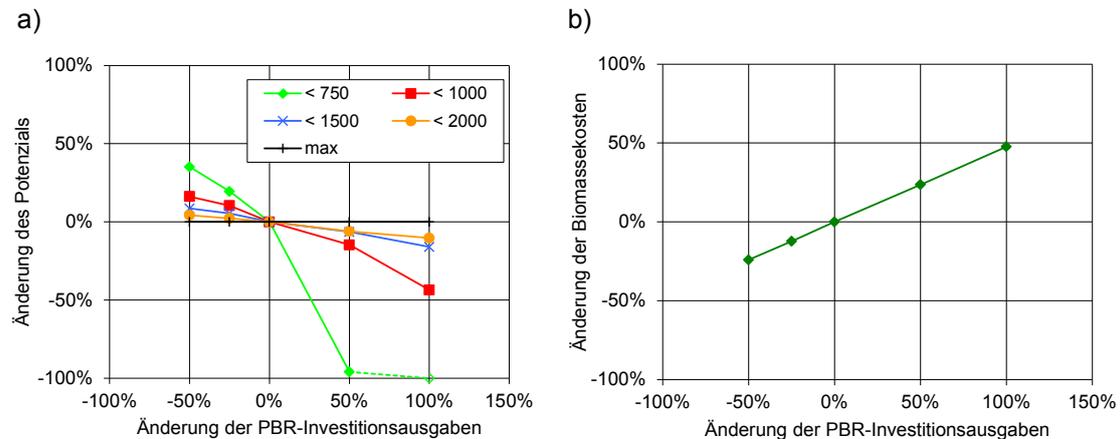


Abbildung 4.15.: Strauss-Plots bei Variation der Investitionsausgaben für den PBR: Änderung des kostenbezogenen Potenzials für verschiedene Kostenobergrenzen angegeben in EUR t^{-1} und b) Änderung der mittleren biomassegewichteten Biomassekosten.

4.2.7. Energiebedarf des Reaktors

Der Strombedarf des PBR wird zwischen 300 und $2.000 \text{ MJ ha}^{-1} \text{ d}^{-1}$ variiert. Der Strauss-Plot in Abbildung 4.16a zeigt, dass eine Änderung des Strombedarfs des PBR in der betrachteten Spanne nur eine sehr geringe Änderung des kostenbezogenen Potenzials bewirkt. Ab einer Obergrenze von 1.500 EUR t^{-1} ist die Steigung der Kurven praktisch Null. Für eine Kostenobergrenze von 750 EUR t^{-1} ist der Betrag der Steigung am größten, aber immer noch deutlich unter 1: selbst eine Vervierfachung des Strombedarfs ergibt nur eine Reduktion des Potenzials um ein Viertel. Die Steigung der Kurven ist, falls vorhanden, negativ. Eine Steigerung des Strombedarfs hat also eine Reduktion des Potenzials bei der jeweiligen Kostenobergrenze zur Folge. Wie zu erwarten, hat dieser Parameter keine Auswirkung auf das technische Potenzial.

Die Auswirkungen auf die mittleren biomassegewichteten Kosten sind ebenfalls sehr gering (Abbildung 4.16b).

Die Auswirkung der Änderung dieses Parameters auf den Primärenergiebedarf⁴ zur Herstellung der Algenbiomasse zeigt Abbildung 4.17. Der mittlere biomassegewichtete Primärenergiebedarf ändert sich linear mit der Änderung des PBR Strombedarfs. Er übersteigt erst bei einem Strombedarf für den PBR-Betrieb von knapp $2.000 \text{ MJ ha}^{-1} \text{ d}^{-1}$ den Brennwert der insgesamt erzeugten Algenbiomasse. Dabei ist zu beachten, dass es sich hier nur um den direkten Primärenergiebedarf der betrachteten Prozesse handelt. Weiterer Bedarf an Primärenergie, der

⁴ Vereinfachend werden zur Ermittlung des Primärenergiebedarfs Übertragungsverluste vernachlässigt und nur Umwandlungsverluste berücksichtigt.

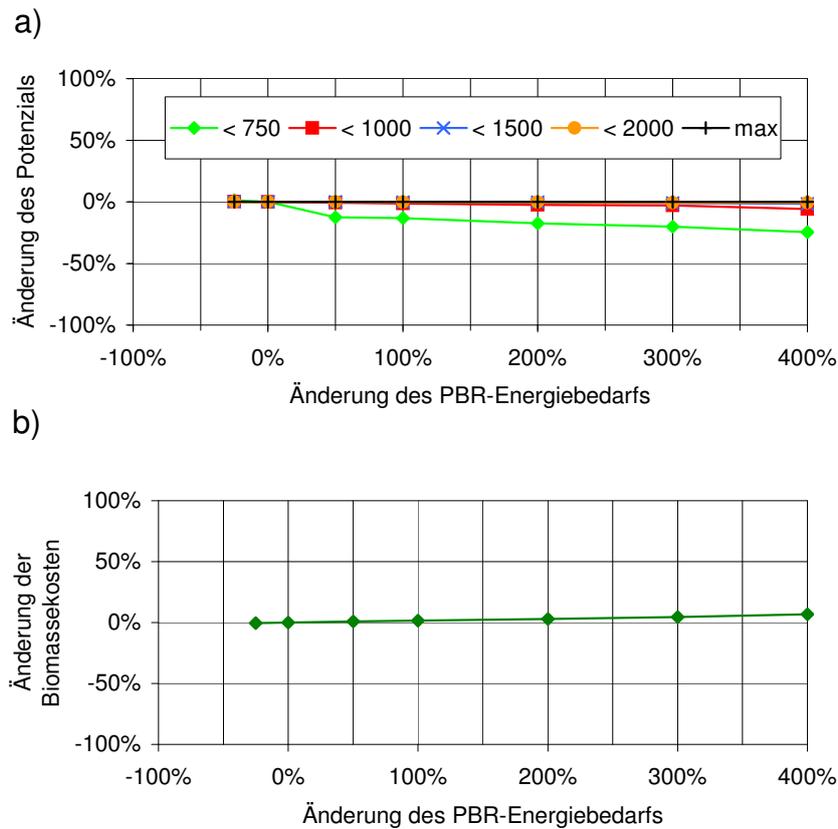


Abbildung 4.16.: Strauss-Plots bei Variation des PBR-Energiebedarfs: a) Änderung des kostenbezogenen Potenzials für verschiedene Kostenobergrenzen angegeben in EUR t^{-1} und b) Änderung der mittleren biomassegewichteten Biomassekosten.

beispielsweise für die Herstellung der PBRs und Düngemittel anfällt wurde hier nicht berücksichtigt. Dieser kann den Primärenergiebedarf für den PBR-Betrieb deutlich übersteigen (WEISS et al., 2011; TREDICI, 2012). Hinzu kommt noch die Herstellung der Pipelines. Der dargestellte Wert stellt also keinen kumulativen Energieaufwand (KEA) im Sinne einer Ökobilanz dar.

Unter der Bedingung, dass der (direkte) Primärenergiebedarf den Brennwert der erzeugten Biomasse nicht übersteigt, lässt sich das technische Potenzial bei positiver Energiebilanz berechnen. Dieses ist als Funktion des PBR-Strombedarfs ebenfalls in Abbildung 4.17 dargestellt. Aufgrund der im vorigen Absatz erläuterten Einschränkungen stellt dieses Potenzial lediglich eine Obergrenze dar. Diese Obergrenze ist bis zu einem PBR-Strombedarf von $1.200 \text{ MJ ha}^{-1} \text{ d}^{-1}$ recht stabil und fast so hoch wie das technische Potenzial ohne weitere Einschränkungen.

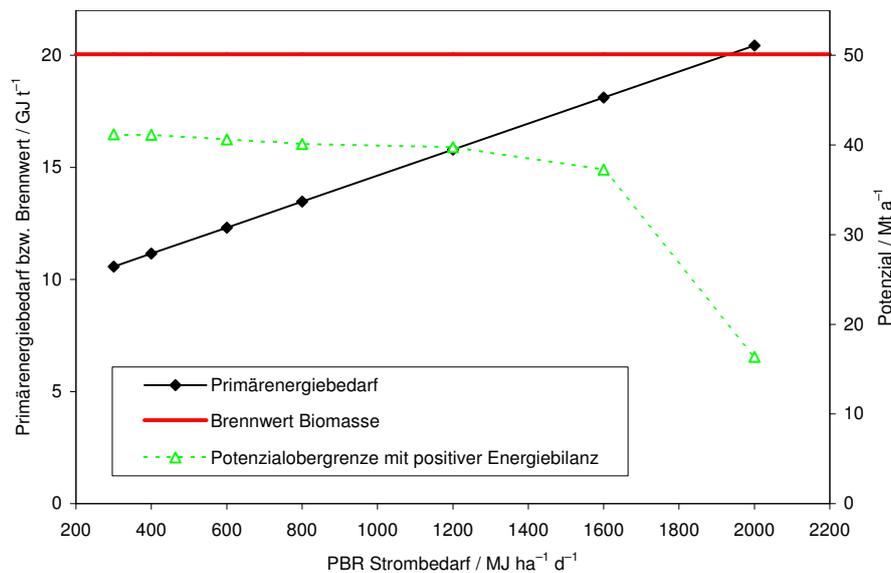


Abbildung 4.17.: Mittlerer biomassegewichteter Primärenergiebedarf bei Änderung des PBR-Energiebedarfs. In rot dargestellt ist der Brennwert der erzeugten Algenbiomasse. Spätestens wenn diese Linie überschritten wird ist die Energiebilanz negativ. In grün dargestellt ist das maximale technische Potenzial bei positiver Energiebilanz. Es wurde nur der direkte Energiebedarf zugrunde gelegt und keine Vorketten berücksichtigt.

4.2.8. Strompreis

Der Strompreis lag 2012 in den EU-27-Ländern je nach Land zwischen 6,47 cent/kWh (Estland) und 21,71 cent/kWh (Zypern). Angesichts dieser Spannweite wird der Strompreis zwischen 5 und 25 cent/kWh variiert.

Eine Änderung des Strompreises stellt sich im Strauss-Plot ähnlich dar wie eine Änderung des PBR-Strombedarfs (Abbildung 4.18a). Die Auswirkung auf das kostenbezogene Potenzial ist bei Änderung des Strompreises etwa doppelt so groß wie bei einer Änderung des PBR-Strombedarfs. Eine Verringerung des Strompreises hat geringere Auswirkungen als eine Erhöhung und die Auswirkungen sind für die niedrigste Kostenobergrenze insgesamt am größten. Im Bereich der erwartbaren Spannweite für den Strompreis liegt die Änderung für die niedrigste Kostenobergrenze bei einer Verringerung des Strompreises bei +5 % und bei einer Erhöhung bei knapp -25 %. Bereits bei der nächst höheren Kostenobergrenze sind die Änderungen mit maximal -6 % vernachlässigbar gering.

Die Auswirkungen auf die Änderung der mittleren biomassegewichteten Biomassekosten sind ebenfalls nur gering (Abbildung 4.18b).

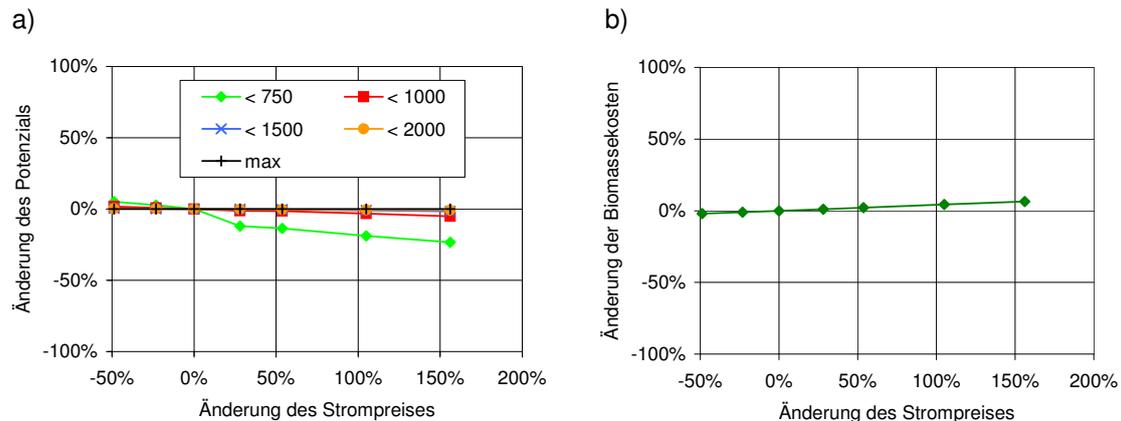


Abbildung 4.18.: Strauss-Plots bei Variation des Strompreises: a) Änderung des kostenbezogenen Potenzials für verschiedene Kostenobergrenzen angegeben in EUR t^{-1} und b) Änderung der mittleren biomassegewichteten Biomassekosten.

4.2.9. Standortidentifikation

Im Bezugsszenario werden alle geeigneten Flächen die 600 m (entspricht 2 Rasterzellen) oder weniger voneinander entfernt sind zu einem Standort zusammengefasst. Im Szenario „ZB150“ führt eine Verringerung dieses Abstandes auf 300 m (entspricht 1 Rasterzelle) zu einer um gut ein Drittel erhöhten Standortanzahl (s. Abbildung 4.19). Die Gesamtkosten erhöhen sich um 20 %, was vor allem an den erhöhten CO_2 -Bereitstellungskosten liegt. Für mehr Standorte werden mehr und kleinere Pipelines und Kompressorstationen benötigt, was aufgrund der Skaleneffekte höhere Kosten verursacht. Die Auswirkungen auf die Standortkosten sind im Vergleich dazu nur gering. Der Energiebedarf wird durch Änderung dieses Parameters praktisch nicht beeinflusst. Das technische Potenzial ändert sich nicht, da sich die Gesamtfläche nicht ändert sondern nur deren Aufteilung in verschiedene Standorte.

Die Cost-Supply-Kurve (Abbildung 4.20) für das Szenario „ZB150“ liegt fast immer unter der des Bezugsszenarios vor allem für niedrigere Kostenobergrenzen. Bemerkenswert ist, dass das Minimum der Biomassekosten für dieses Szenario kleiner ist als dasjenige des Bezugsszenarios. Außerdem liegt die Kurve im untersten Kostenbereich über der des Bezugsszenarios. Einige Standorte sind also so aufgeteilt worden, dass noch kostengünstigere Standorte entstanden. Dabei wurden offenbar die Skaleneffekte bei Verkleinerung eines Standortes überkompensiert.

Betrachtet man die Auswirkungen auf Landesebene für verschiedene Kostenklassen, wie in Tabelle 4.10 dargestellt, so stellt man zunächst fest, dass es eine generelle Verschiebung des Potenzials von den niedrigeren Kostenklassen zu den höheren gibt. Eindeutig zu erkennen ist dies beispielsweise in Spanien, wo das

4. Ergebnisse

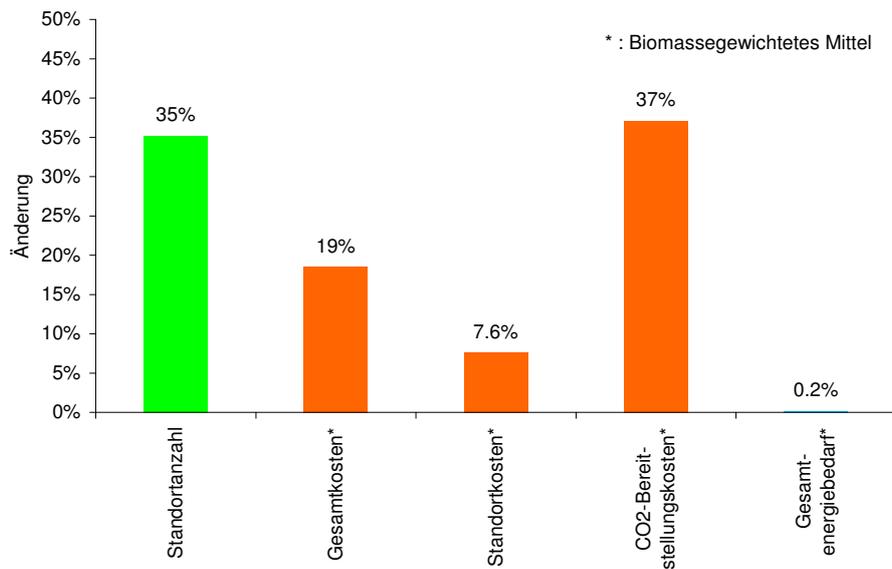


Abbildung 4.19.: Kennzahlvergleich bei veränderter Standortidentifikation. Als ein Standort zusammengefasst werden in diesem Szenario Rasterzellen mit einem Abstand von 300 m oder weniger (Szenario „ZB150“).

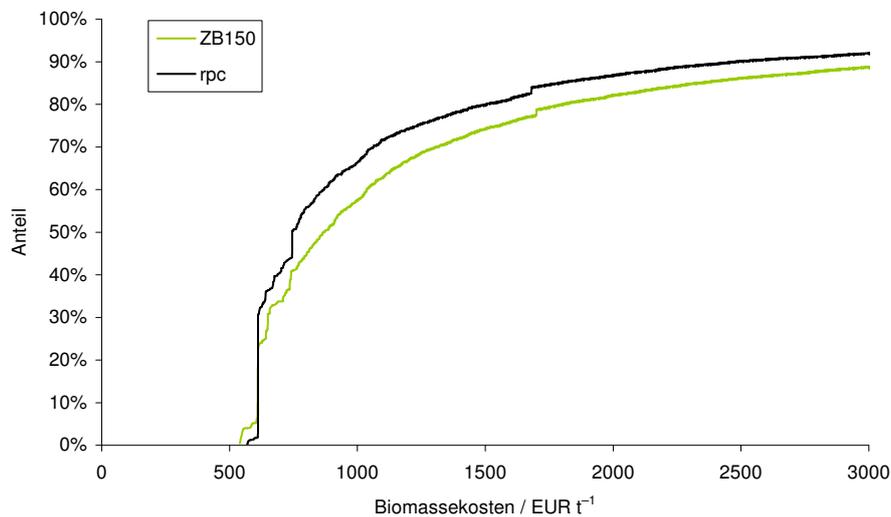


Abbildung 4.20.: Cost-Supply-Kurve bei veränderter Standortidentifikation (Szenario „ZB150“). Als Vergleich ist das Bezugsszenario („rpc“) ebenfalls dargestellt. Beides als Anteil am technischen Potenzial des Bezugsszenarios. Als ein Standort zusammengefasst werden im „ZB150“-Szenario Rasterzellen mit einem Abstand von 300 m oder weniger.

Potenzial in der niedrigsten Kostenklasse um rund 3,5 Mt abnimmt und in allen anderen Kostenklassen zunimmt. Mit einer Ausnahme nimmt in allen Ländern das Potenzial der niedrigsten Kostenklasse ab. In Portugal nimmt das Potenzial in der niedrigsten Kostenklasse entgegen dem allgemeinen Trend sogar zu, da die identifizierten Standorte teilweise günstiger in Bezug auf die CO₂-Versorgung gelegen sind. Die mittleren Biomassekosten steigen in allen Ländern an und relativ am stärksten in Spanien, Estland und Slowenien.

Tabelle 4.10.: Änderung des kostenbezogenen Potenzials bei veränderter Standortidentifikation (Szenario „ZB150“) dargestellt für verschiedene Kostenklassen in EUR t⁻¹. Als ein Standort zusammengefasst werden in diesem Szenario Rasterzellen mit einem Abstand von 300 m oder weniger. Es sind die 10 EU-27-Länder mit dem höchsten technischen Potenzial aus dem Bezugsszenario dargestellt und nach diesem absteigend sortiert.

Land	min- 750	750- 1000	1000- 1500	1500- 2000	2000- 3000	3000- 4000	4000- max
Spanien	-3.633	625	1.239	304	441	369	653
Schweden	-	-	-110	54	32	-26	51
Italien	-141	16	18	25	26	37	19
Portugal	31	-197	81	34	31	14	7
UK	-	-	-	-40	-27	15	52
Frankreich	-64	-11	9	9	24	13	20
Griechenland	-	-112	29	28	39	16	-
Zypern	-12	7	-8	8	4	-	-
Irland	-	-	-31	-4	23	6	6
Deutschland	-	-	-16	3	7	5	2
EU-27	-3.818	197	1.293	411	592	482	842

4.2.10. Ganzjährige Produktion

Im Szenario „noT“ wird eine Mikroalgenproduktion ohne Einschränkungen durch die Außentemperatur angenommen, was einer ganzjährigen Produktion unter optimalen Temperaturbedingungen entspricht. Technisch kann dies durch Nutzung von Wärmequellen zur Reaktorbeheizung im Winter und Kühlung im Sommer erreicht werden, sowie durch Reaktorkonstruktionen, die Temperaturschwankungen verringern (vgl. hierzu POSTEN, 2012). Je nach nötigem Aufwand können dadurch erhebliche Kosten resultieren, die hier jedoch nicht berücksichtigt werden, da Heizungs- und Kühlbedarf nicht näher spezifiziert wurden.

Abbildung 4.21 zeigt die zugehörige Cost-Supply-Kurve mit der Kurve des Bezugsszenarios („rpc“) als Vergleich. Über alle Kostenklassen hinweg kann im noT-Szenario in etwa das 1,5-fache an Algenbiomasse produziert werden.

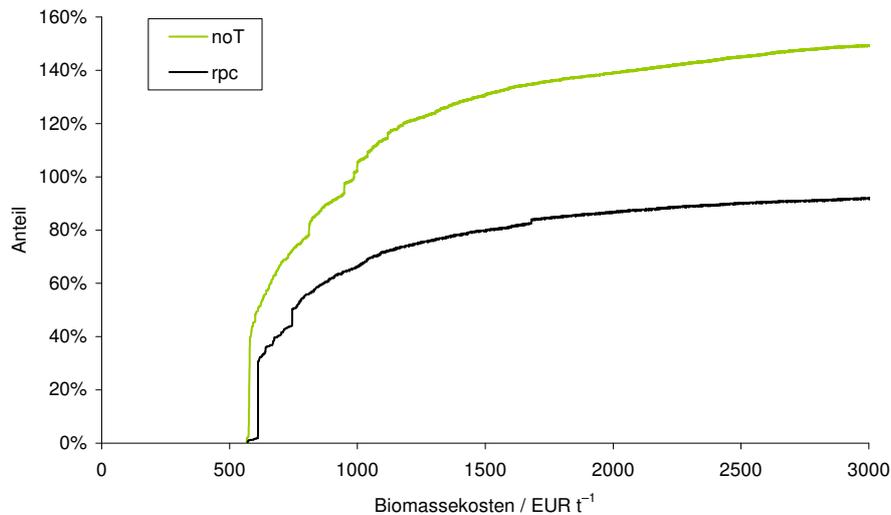


Abbildung 4.21.: Cost-Supply-Kurve bei ganzjähriger Produktion („noT“-Szenario, noT: no Temperature (restrictions)). Als Vergleich ist das Bezugsszenario („rpc“) ebenfalls dargestellt. Beides als Anteil am technischen Potenzial des Bezugsszenarios. „noT“: no Temperature (restrictions).

In Abbildung 4.22 ist die Änderung verschiedener Ergebnisgrößen im Vergleich zum Bezugsszenario als prozentuale Abweichung angegeben. Ohne Einschränkung durch die Außentemperatur verdoppelt sich die mittlere Anzahl der Betriebstage, was eine Flächenertragssteigerung um ein Drittel zur Folge hat. Außerdem werden mehr Flächen durch Algenproduktionsstandorte belegt, da Flächen, die im Bezugsszenario temperaturbedingt keinen Ertrag aufwiesen und unberücksichtigt blieben, im noT-Szenario Erträge bringen und in die Potenzialberechnung einbezogen werden. Daraus ergibt sich auch eine Steigerung der Standortanzahl. Der höhere Flächenertrag ist dabei die Hauptursache für die deutliche Steigerung des technischen Potenzials.

Die spezifischen Biomassekosten sinken aufgrund der höheren Flächenerträge um etwa 15%. Dies ist in der Hauptsache auf die dann geringeren spezifischen kapitalgebundenen Kosten am Algenproduktionsstandort zurückzuführen. Auch die CO₂-Bereitstellungskosten sinken infolge der besseren Jahresauslastung, da sich die temperaturbedingten Ertragssteigerungen und der damit verbundene höhere CO₂-Bedarf vor allem auf den Jahresbedarf aber kaum auf die Auslegungsgröße, den maximal CO₂-Bedarf pro Tag, auswirken.

Im Gegensatz zu den Kosten steigt der spezifische Energiebedarf um 7,5% an. Dies ist nahezu ausschließlich auf den höheren Energiebedarf am Standort zurückzuführen. Da der Energiebedarf nicht nur von der produzierten Biomasse

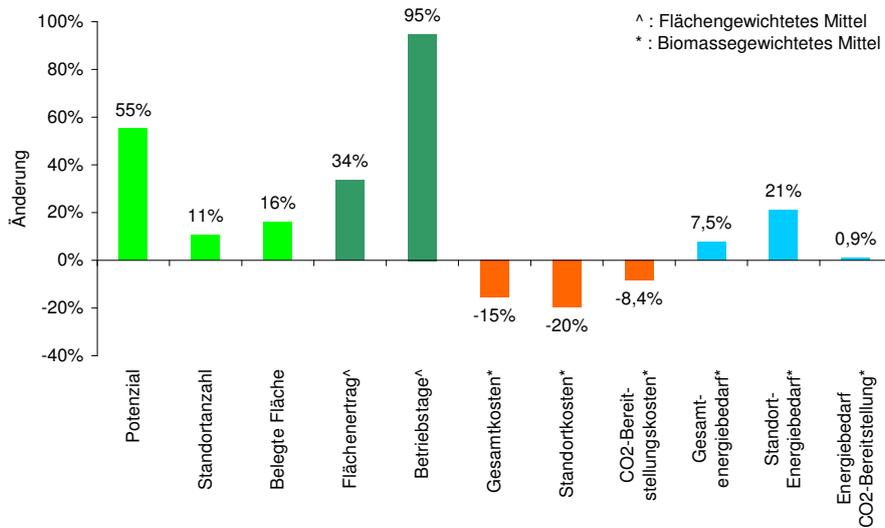


Abbildung 4.22.: Kennzahlvergleich bei ganzjähriger Produktion ohne Einschränkungen durch die Außentemperatur. Potenzial: technisches Potenzial.

sondern auch von der Anzahl der Betriebstage abhängt, und da letztere stärker gestiegen sind als der Flächenertrag, ergibt sich hier eine Steigerung.

In der regionalen Betrachtung (Tabelle 4.11 ist festzustellen, dass eine ganzjährige Produktion in allen Ländern eine Potenzialsteigerung mit sich bringt. Außerdem steigt das Potenzial in der je Land erreichten niedrigsten Kostenklasse stets an. In vielen Ländern wird die nächste oder auch die übernächste niedrigere Kostenklasse überhaupt erst in diesem Szenario erreicht. Relativ und absolut am stärksten profitiert Schweden von einer ganzjährigen Produktion. Das technische Potenzial in Schweden steigt um rund 11 Mt davon die Hälfte in der Kostenklasse 750–1000 EUR t⁻¹, welche erst in diesem Szenario erreicht wird. Absolut gesehen liegt Spanien an zweiter Stelle, was die Zunahme des technischen Potenzials betrifft. Die Potenzialänderungen fallen hier praktisch ausschließlich in die niedrigste Kostenklasse. Bezüglich der relativen Änderungen profitieren insgesamt Länder mit kalten Klimaten wie Schweden, Österreich (Hochgebirge), Finnland und Großbritannien besonders stark und im Gegensatz dazu südliche Länder (Zypern, Spanien, Ungarn, Portugal) weit weniger stark.

4.2.11. Klimaänderung

Für die Berechnung der Temperaturindikatoren wurden im Bezugsszenario Temperaturdaten über 40 Jahre (1970–2009) herangezogen. Da sich das Klima in den letzten Jahrzehnten verändert hat – der verwendete Temperaturdatensatz zeigt beispielsweise eine Erhöhung der 30-jährigen Jahresmitteltemperatur in Europa

4. Ergebnisse

Tabelle 4.11.: Änderung des kostenbezogenen Potenzials bei ganzjähriger Produktion für die EU-27-Länder dargestellt für verschiedene Kostenklassen in EUR t⁻¹. Der Flächenenertrag wird ohne Berücksichtigung von Einschränkungen durch die Außentemperatur ermittelt. Es sind die 10 EU-27-Länder mit dem höchsten technischen Potenzial aus dem Bezugszenario dargestellt und nach diesem absteigend sortiert.

Land	min- 750	750- 1000	1000- 1500	1500- 2000	2000- 3000	3000- 4000	4000- max	Gesamt	rel.
Spanien	6.291	-380	-2	-167	61	-105	-208	5.492	19%
Schweden	-	5.157	4.332	1.187	1.066	57	-194	11.604	421%
Italien	408	-23	148	116	372	-72	-118	832	41%
Portugal	1.123	-493	-85	-23	4	13	-20	519	31%
UK	-	1.811	359	-637	-4	-4	-58	1.467	128%
Frankreich	237	159	107	27	216	-65	-115	567	53%
Griechenland	596	-293	68	-51	59	-58	-2	319	31%
Zypern	60	-10	-1	1	-3	-	-	47	5%
Irland	-	485	-245	-9	-13	8	-10	214	43%
Deutschland	-	424	-104	-50	-28	1	-5	238	49%
EU-27	9.152	7.016	4.862	488	2.133	-208	-736	22.708	45%

um etwa 0,7 °C seit 1979 – lassen sich mit der Veränderung des Bezugszeitraum diese Klimaänderungen abbilden.

Wird der Bezugszeitraum auf 20 Jahre verkürzt (1990–2009) werden die jüngsten Auswirkungen des Temperaturanstieges abgebildet. In Abbildung 4.23 sind verschiedene Kennzahlen für dieses Szenario dargestellt. Das technische Potenzial steigt geringfügig (um 4 %) an, was vor allem auf eine Zunahme der belegten Fläche zurückzuführen ist. Die belegte Fläche steigt an, da durch gestiegene Temperaturen die gesetzten Anforderungen an das Temperaturregime eines Standortes häufiger erfüllt werden. Gleichzeitig sinkt der mittlere Flächenenertrag und wirkt der Flächenzunahme entgegen. Die mittleren Gesamtkosten steigen leicht an, was überwiegend auf gestiegene CO₂-Bereitstellungskosten zurückzuführen ist. Auch der mittlere Energiebedarf steigt leicht an, hier ist der gestiegene Energiebedarf am Standort ausschlaggebend.

Die regionalen Auswirkungen auf das kostenbezogene Potenzial sind in Tabelle 4.12 dargestellt. Die stärksten relativen Auswirkungen sind in Österreich und Schweden festzustellen. Allerdings fallen die Potenzial-Erhöhungen in mittlere und hohe Kostenklassen, vor allem in Schweden. Trotz der insgesamt leicht steigenden Biomassekosten nimmt in Spanien und Portugal das Potenzial praktisch ausschließlich in der niedrigsten Kostenklasse zu. Diese ohnehin schon warmen Länder profitieren also durch eine weitere Temperaturerhöhung durch höhere Potenziale zu geringeren Kosten. Dies wirkt sich auch insgesamt in einer deutlichen Potenzialerhöhung in der niedrigsten Kostenklasse um 1,5 Mt aus.

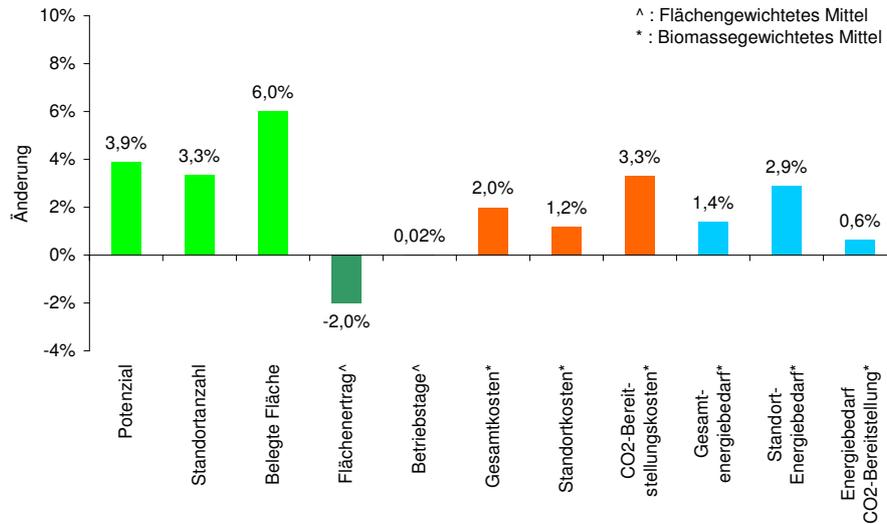


Abbildung 4.23.: Kennzahlvergleich bei Klimaänderung. Steigende Temperaturen werden durch einen kürzeren Bezugszeitraum der Temperaturdaten abgebildet.

Tabelle 4.12.: Änderung des kostenbezogenen Potenzials bei Klimaänderung dargestellt für verschiedene Kostenklassen in EUR t⁻¹. Steigende Temperaturen werden durch einen kürzeren Bezugszeitraum der Temperaturdaten abgebildet. Es sind die 10 EU-27-Länder mit dem höchsten technischen Potenzial aus dem Bezugsszenario dargestellt und nach diesem absteigend sortiert.

Land	min-750	750-1000	1000-1500	1500-2000	2000-3000	3000-4000	4000-max	Gesamt	rel.
Spanien	1.072	-154	31	-135	-32	1	-54	729	2,6%
Schweden	-	-	2	3	319	-53	260	532	19,3%
Italien	38	21	6	-16	18	-3	7	70	3,5%
Portugal	435	-285	-30	-3	-11	15	-9	111	6,6%
UK	-	-	0	47	-21	3	-2	27	2,4%
Frankreich	0	20	14	2	3	6	-6	39	3,6%
Griechenland	-	15	-5	-6	4	-3	0	4	0,4%
Zypern	-12	16	3	1	-3	-	-	5	0,5%
Irland	-	-	1	8	1	-2	0	8	1,5%
Deutschland	-	39	-35	1	2	-1	0	6	1,3%
EU-27	1.533	-323	22	-106	271	-20	216	1.593	3,9%

Ein längerer Bezugszeitraum von 60 Jahren führt zu einem etwas niedrigeren technischen Potenzial und bildet niedrigere Temperaturen ab. Auch hier sind die stärksten Auswirkungen vor allem in den nördlichen Ländern festzustellen insbesondere in Schweden. Da ein Temperaturrückgang in Zukunft nicht zu erwarten ist, wird dieses Szenario nicht weiter untersucht.

4.2.12. CO₂-Recycling

Wenn ein Teil der erzeugten Algenbiomasse am Standort energetisch genutzt werden kann und wenn dabei CO₂ entsteht, kann dieses CO₂ direkt für die Algenproduktion genutzt werden. CO₂-Capture und Pipelinetransport entfallen dabei für diesen Teil des CO₂. Diese Option wurde in einem Szenario untersucht.

Dafür wurde angenommen, dass die Lipide extrahiert und für die Biodieselproduktion verwendet werden. Die Restbiomasse wird in einer Biogasanlage am Produktionsstandort zu Biogas fermentiert. Dabei werden 80 % des Kohlenstoff zu Methan oder CO₂ umgesetzt (vgl. RÖSCH et al., 2012). MAIRET et al. (2011) und RAS et al. (2011) geben mit 51 % bzw. 65 % niedrigere Werte an, verweisen jedoch beide darauf, dass die Mineralisierung bei aufgeschlossenen Algen deutlich höher sein kann. Da nach der Lipidextraktion die Biomasse aufgeschlossen ist, wird der oben genannte höhere Wert verwendet. Das entstehende Methan wird am Algenproduktionsstandort in einem BHKW verbrannt. Damit steht der gesamte vorher mineralisierte Kohlenstoff als CO₂ im Rauchgas für die Algenproduktion zur Verfügung, rund 1 Tonne pro Tonne Algenbiomasse. Berücksichtigt man die CO₂-Aufnahme-Effizienz, werden 810 kg CO₂ pro Tonne Algenbiomasse recycled und nur noch 850 kg CO₂ statt 1,66 t CO₂ pro Tonne Algenbiomasse von anderen CO₂-Quellen benötigt.

Die mittleren Gesamtkosten reduzieren sich dadurch um fast 20 % (s. Abbildung 4.24). Es sinken nur die mit der CO₂-Bereitstellung verbundenen Kosten. Am stärksten sinken mit 52 % die Pipelinekosten. Der Gesamtenergiebedarf sinkt sogar um ein Drittel, was ebenfalls ausschließlich auf die CO₂-Bereitstellung zurückzuführen ist. Die Cost-Supply-Kurve (Abbildung 4.25) zeigt eine gleichmäßige Verschiebung hin zu niedrigeren Kosten. Das Potenzial in den niedrigen Kostenklassen ist dadurch deutlich erhöht.

Bei der Betrachtung der Kosten ist zu beachten, dass die Kosten und Erlöse der Biogasanlage nicht mit einbezogen wurden. Streng genommen lassen sich die so berechneten Kosten nur als Kosten für die Biomasse zur Lipidproduktion widerspruchsfrei interpretieren. Die lipidfreie Biomasse wäre dann Restbiomasse und würde kostenfrei an die Biogasanlage geliefert, welche ihrerseits das CO₂ kostenfrei zur Verfügung stellt. Die Prozesse wären damit hinsichtlich der Kosten voneinander entkoppelt.

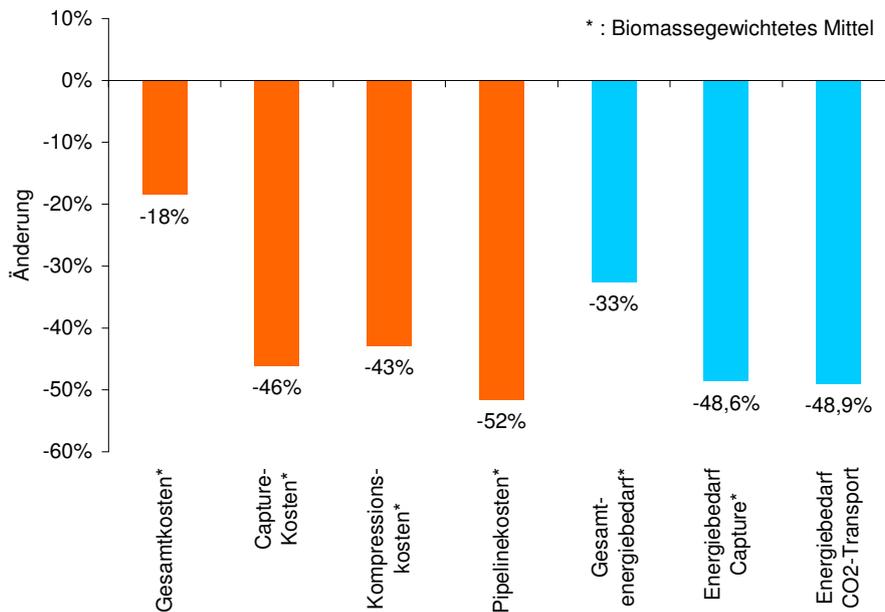


Abbildung 4.24.: Kennzahlvergleich bei CO₂-Recycling. Als Produktsystem wird die Lipidextraktion und Vergärung der Restbiomasse zu Biogas angenommen. Das Biogas wird am Algenproduktionsstandort verbrannt wodurch das entstehende CO₂ am Standort wiederverwendet werden kann.

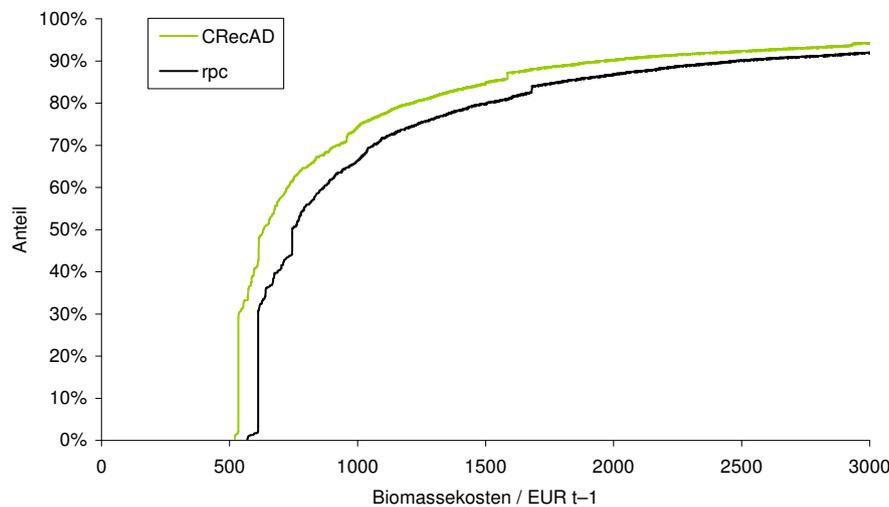


Abbildung 4.25.: Cost-Supply-Kurve bei CO₂-Recycling. Als Produktsystem wird die Lipidextraktion und Vergärung der Restbiomasse zu Biogas angenommen. Das Biogas wird am Algenproduktionsstandort verbrannt wodurch das entstehende CO₂ am Standort wiederverwendet werden kann. Als Vergleich ist das Bezugsszenario („rpc“) ebenfalls dargestellt. Beides als Anteil am technischen Potenzial des Bezugsszenarios. „CRecAD“: CO₂-Recycling Anaerobic Digestion.

5. Diskussion

Das gesamte technische Potenzial von Algenbiomasse auf geeigneten Standorten in den EU-27-Ländern liegt für das Bezugsszenario bei rund 41 Mt a^{-1} . Als Brennwert ausgedrückt sind das $0,8 \text{ EJ a}^{-1}$. Verglichen mit dem Primärenergiebedarf der EU-27, der im Jahr 2009 nach EUROSTAT (2011) 48 EJ a^{-1} betrug, ist das nur ein kleiner Teil. Da Mikroalgen sehr hohe Lipidgehalte aufweisen können, erscheint die Produktion von Biodiesel oder Kerosinen sinnvoll. Im Markt für Kerosin in den EU-27 könnten Kraftstoffe aus Mikroalgen nennenswerte Anteile erzielen. Der Kerosinbedarf in den EU-27 betrug 2009 rund 51 Mtoe (EUROSTAT, 2011), das entspricht 2.150 PJ . Unter der Annahme, dass die Umwandlungseffizienz der nutzbaren Lipide durch Umesterung in „Algen-Kerosin“ 90% betrage (RÖSCH et al., 2012), lassen sich $4,4 \text{ Mt a}^{-1}$ Algen-Kerosin produzieren, bezogen auf den Heizwert sind das knapp 8% des jährlichen Kerosinbedarfs. Höhere Lipidgehalte führen auch zu höheren Lipiderträgen, wie in der Sensitivitätsanalyse in Abschnitt 4.2.3 berechnet. Bei einem Lipidgehalt von 25% (bezogen auf die aschefreie Biomasse) könnten 10% und für den höchsten in der Sensitivitätsanalyse betrachteten Lipidgehalt von 60% könnten 20% des jährlichen Kerosinbedarfs in den EU-27 durch algenbasiertes Kerosin ersetzt werden.

Zur Einordnung der ermittelten Kosten bietet sich ein Vergleich der berechneten Lipidkosten für verschiedene Lipidgehalte mit dem Ölpreis an. Lipidkosten von 1.000 EUR t^{-1} Lipide entsprechen in etwa einem Ölpreis von 200 USD bll^{-1} , bei gleichem Energieinhalt. Auch bei höchsten Lipidgehalten sind die Kosten für den größten Teil des Potenzials mit 3.000 EUR t^{-1} (entsprechen einem Ölpreis von etwa 600 USD bll^{-1} , bei gleichem Energieinhalt) noch sehr hoch im Vergleich zum in dieser Arbeit angesetzten Ölpreis von 87 USD bll^{-1} (70 EUR bll^{-1}). Der höchste Wert für den Ölpreis lag in den letzten Jahren bei über 140 USD bll^{-1} (FINANZEN.NET, 2013b). Die günstigsten Standorte bei 60% Lipidgehalt kommen auf ein Kostenäquivalent von 340 USD bll^{-1} . Da sowohl bei Erdöl als auch bei den Algenlipiden noch Verarbeitungsschritte fehlen, ist ein Kostenvergleich nicht so ohne weiteres möglich. Außerdem sind die Kosten für die Öl-Extraktion in den oben angegebenen Kosten nicht berücksichtigt.

Aufgrund dieser hohen Kosten ist es ökonomisch sinnvoll, die Algenbiomasse möglichst vollständig in Wert zu setzen. Dabei sind neben den Lipiden auch die in den Algen enthaltene Proteine von Interesse, mit denen die hohen Futtermittelimporte der EU reduziert werden könnten. Im Jahr 2010 wurden rund 16 Mt Rohprotein in Form von Sojamehl oder Sojabohnen in den EU-27 verbraucht (FEFAC, 2012), von denen der Großteil importiert wurde. Für das Bezugssze-

nario ergibt sich ein technisches Rohproteinpotenzial von 16 Mt a^{-1} , womit die Sojaproteinimporte vollständig ersetzt werden könnten. Für höhere Lipidgehalte verringert sich das technische Proteinpotenzial. Bei einem Lipidgehalt der kultivierten Mikroalgen von 60 % (bezogen auf die aschefreie Biomasse) ergibt sich ein technisches Proteinpotenzial von nur noch $5,6 \text{ Mt a}^{-1}$, was 35 % der Sojaimporte entspricht. Die potenziellen Marktanteile der Mikroalgen am Sojaproteinmarkt sind also für diesen hohen Lipidgehalt etwas höher als die am Kerosinmarkt. Dennoch könnten, eine entsprechende Wirtschaftlichkeit vorausgesetzt, in beiden Märkten Mikroalgenprodukte abgesetzt werden, ohne dass es zu einer Marktsättigung käme und die Vorteile der Koppelproduktion verschwänden.

Die hohen Flächenerträge der südeuropäischen Länder sind einerseits durch den dort im Vergleich zu nördlicheren Ländern höheren Strahlungsinput begründet. Ein weiterer Grund sind die günstigen Temperaturen, die ein wichtiger Einflussfaktor bei der Mikroalgenkultivierung sind, da das Temperaturregime die Länge der Produktionsperiode bestimmt. Auch wenn der Effekt steigender Temperaturen in den letzten 20 Jahren nur geringe Effekte auf das technische Potenzial hat (s. Abschnitt 4.2.11), ist nicht auszuschließen, dass sich diese bei Voranschreiten des Klimawandels verstärken und sich das technische Potenzial erhöht. In Schweden sind die Zuwächse besonders groß, jedoch sind die Potenzialsteigerungen überwiegend an Standorten mit hohen Kosten zu finden und damit kaum wirtschaftlich umsetzbar.

Die Verfügbarkeit geeigneter Flächen für die Mikroalgenkultivierung ist hinsichtlich des Biomassepotenzials aus Mikroalgen im dicht besiedelten Europa ein essentielles Problem. Einerseits ist es ein großer Vorteil, dass Mikroalgen in technischen Systemen auf Flächen kultiviert werden können, die ansonsten ungenutzt blieben und für Regionen mit einem großen Anteil solcher Flächen eine zusätzliche Wertschöpfung bringen können. Andererseits schränkt die Vorgabe, dass Landnutzungskonkurrenzen durch Biokraftstoffproduktion vermieden werden soll, die verfügbare Fläche für den Bau von Mikroalgenproduktionsanlagen stark ein, da nur ein Bruchteil der Flächen in Europa dieses Kriterium auch erfüllt.

Bei zahlreichen identifizierten Algenproduktionsstandorten handelt es sich um Küstenstandorte beispielsweise in Südschweden, auf den griechischen Inseln, an den Küsten der iberischen Halbinsel und weiteren Inseln im Mittelmeer. Dort findet man häufig größere geschützte Gebiete in der näheren Umgebung der Anlagen. Zudem ist eine touristische Nutzung wahrscheinlich. Das Potenzial an diesen Standorten wird daher wahrscheinlich nur eingeschränkt umgesetzt werden können. Auf der anderen Seite sind Küstenstandorte ideal für die Wasserversorgung zur Kultivierung mariner Mikroalgenarten.

Die Sensitivitätsanalysen und Szenarien haben gezeigt, dass die wichtigsten Einflussfaktoren für Potenzial und Kosten die PCE, die maximal erlaubte Geländeneigung, die Reaktorinvestitionsausgaben und die CO_2 -Aufnahmeeffizienz sind. Bei Biodiesel als Zielprodukt ist zudem der Lipidgehalt von großer Bedeutung.

Pipelinetemperatur, Energiebedarf des Reaktors, Strompreis und Klimaänderungen spielen dagegen eine untergeordnete Rolle.

Die Analyse des „noT“-Szenarios (von der Temperatur unabhängige Produktion) legt nahe, dass Maßnahmen, die die Temperaturabhängigkeit der Kultivierung verringern, das Potenzial deutlich erhöhen können. Dabei ist anzustreben, dass die durch den höheren Ertrag geringeren spezifischen Kosten nicht durch die Kosten der notwendigen technischen Maßnahmen zur Erreichung der höheren Erträge überschritten werden. Die Senkung der Temperaturabhängigkeit kann bei den hier getroffenen Annahmen vor allem durch Heizung der Reaktoren erreicht werden. Das macht die Verwertung eventuell anfallender Restbiomasse in einer Biogasanlage am Standort mit anschließender Verstromung mit KWK interessant, da so im Winter die anfallende Wärme genutzt werden kann, bei gleichzeitiger Steigerung der Produktivität insgesamt. Ein Nachteil ist der in jedem Fall höhere Energiebedarf, da auch in Zeiten niedriger Produktivität begast und durchmischt werden muss.

Das Recycling von CO₂ am Algenproduktionsstandort durch Nutzung am Standort entstehender CO₂-Ströme, beispielsweise aus der Vergärung der Algenrestbiomasse und anschließender Verbrennung des Biogases in einem BHKW, führt zu deutlichen Kosteneinsparungen, da die Kosten für die CO₂-Bereitstellung sinken. Dabei ist zu berücksichtigen, dass ein hoher Lipidgehalt und eine zusätzliche Extraktion der Proteine das Recyclingpotenzial verringert, da so Kohlenstoff aus dem Kreislauf entfernt wird.

In diesem Zusammenhang ist auch zu diskutieren inwiefern die Nutzung von CO₂ aus der Luft wirtschaftlich möglich ist. Durch die Anwendung von Verfahren zur Gewinnung von CO₂ aus der Luft (WEIMER, 1997; LACKNER, 2009) am Standort ließe sich die teure Pipelineinfrastruktur sparen. STEPHENS et al. (2012) geben jedoch zu bedenken, dass die Wirtschaftlichkeit für diese Verfahren noch unklar sei.

Wie die Sensitivitätsanalyse zeigt, bringt eine weitere Steigerung der angenommenen CO₂-Aufnahmeeffizienz von 0,8 nur geringe Vorteile (s. Abschnitt 4.2.2). Ebenso hat eine Verringerung bis 0,7 auch bei niedrigen Kostenobergrenzen (750 EUR t⁻¹) nur geringfügige Potenzialänderungen zur Folge. Dagegen kann eine stärkere Verringerung eine erhebliche Reduzierung des Potenzials für eine gesetzte Kostenobergrenze bewirken. Eine Aufnahmeeffizienz von 0,5 sollte nicht unterschritten werden, da sich dann für Kostenobergrenzen unter 1.000 EUR t⁻¹ Änderungen der Aufnahmeeffizienz überproportional auf das kostenbezogene Potenzial auswirken.

Die Sensitivitätsanalyse zur Geländeneigung zeigt für höhere Werte der maximal erlaubten Steigung starke Zunahmen des technischen Potenzials bei nur geringen Kostenänderungen. Dabei stellt sich die Frage, ob diese hohen technischen Potenziale auch kostengünstig realisierbar sind. Die Kosten für die nötige Erschließung und Vorbereitung des Untergrundes für die PBR-Konstruktion sind im Modell nur pauschal und unabhängig von der Geländeneigung berücksichtigt. Es ist jedoch anzunehmen, dass bei Steigungen über 8 % diese Kosten höher ausfallen als pau-

schal angenommen. Insbesondere im Hochgebirge könnten die Erschließungskosten und die Kosten für eine möglicherweise notwendige Terrassierung des Geländes erheblich sein. Eine schlechte Zugänglichkeit kann zudem den laufenden Betrieb verteuern, wenn beispielsweise dadurch der Transport von Betriebsmitteln und Produkten verteuert wird. Ein Großteil des für höhere Steigungen ermittelten Potenzials ist daher möglicherweise nicht wirtschaftlich erschließbar.

Außerdem könnten auch die klimatischen Bedingungen im Hochgebirge bei der Kultivierung Schwierigkeiten bereiten. Das Hochgebirgsklima zeichnet sich durch starke Tag-Nacht-Schwankungen in der Temperatur aus, außerdem ist die UV-Strahlung deutlich höher als in tieferen Lagen. Dies stellt höhere Anforderungen an das Temperaturmanagement und die Technik, z. B. UV-Schutz für die Algen und UV-beständige Materialien. Auch bei der Auswahl der eingesetzten Algenarten müssten diese Aspekte berücksichtigt werden. Hinzu kommen mögliche zukünftige Konflikte mit dem Naturschutz oder dem Tourismus. In Deutschland ist das zusätzliche Potenzial durch höhere Steigungsobergrenzen auch deshalb so gering, weil hier von der Landnutzung geeignete Flächen unter Naturschutz stehen. Dies ist in anderen Ländern nicht in dem Maße der Fall, obwohl ein Teil dieser Flächen prinzipiell aus Naturschutzsicht schützenswert sein könnte. Das kann auch in der schlechten Erschließbarkeit solcher Flächen begründet sein. Ändert sich jedoch der Druck auf diese Flächen, beispielsweise durch Errichtung von Algenproduktionsanlagen, kann das dadurch erhöhte Problembewusstsein zum Schutz solcher Flächen führen und damit zur deutlichen Verringerung des Potenzials. Diese Argumentation ist grundsätzlich auch auf Flächen mit der Landnutzung „bare rocks“ und „sparsely vegetated areas“ anwendbar.

5.1. Vergleich der Ergebnisse mit anderen Arbeiten

5.1.1. Vergleich mit anderen Potenzialstudien

Der systematische Vergleich der in der vorliegenden Arbeit berechneten Potenziale mit den Ergebnissen anderer Potenzialstudien ist aus folgenden Gründen mit Schwierigkeiten behaftet:

- Der Untersuchungsraum ist ein anderer: Kalifornien (LUNDQUIST et al., 2010), USA (PATE et al., 2011; WIGMOSTA et al., 2011; QUINN et al., 2012) oder global (VAN HARMELEN u. OONK, 2006; STEPHENS et al., 2012).
- Die Ergebnisse geben den Ressourcenbedarf (Fläche, Wasser, CO₂) zur Erzeugung einer bestimmten Menge Biomasse oder Biodiesel und nicht das ressourcen-orientierte Biomassepotenzial an (PATE et al., 2011; STEPHENS et al., 2012).
- Es wird kein Potenzial ausgewiesen (LUNDQUIST et al., 2010).

- Hinzu kommen teils erhebliche Unterschiede bezüglich der getroffenen Annahmen.

Da bei allen anderen Potenzialstudien ein anderer Untersuchungsraum als Europa gewählt wurde, lassen sich nur die Untersuchungsräume untereinander vergleichen. Eine Vergleichsmöglichkeit besteht darin, die zu vergleichende Größe (Potenzial, verfügbare Fläche) auf die Gesamtfläche des jeweiligen Untersuchungsraumes zu beziehen und dieses Verhältnis zu vergleichen. Da alle anderen Potenzialstudien ein Lipidpotenzial ausweisen, wurde dieses zum Vergleich herangezogen und dabei ein Lipidgehalt von 50 % in der aschefreien, trockenen Algenbiomasse angenommen, was dem „lip50“-Szenario entspricht (s. Tabelle 4.7).

Für die vorliegende Arbeit und die Arbeiten von VAN HARMELEN u. OONK (2006), WIGMOSTA et al. (2011) und QUINN et al. (2012) lässt sich das technische Potenzial als technisches Lipidpotenzial (im Folgenden kurz Lipidpotenzial) in bbl a^{-1} angeben. Wie in Tabelle 5.1 zu sehen, weisen WIGMOSTA et al. (2011) und QUINN et al. (2012) um Größenordnungen höhere flächenbezogene Lipidpotenziale aus als die in der vorliegenden Arbeit und in der Arbeit von VAN HARMELEN u. OONK (2006). Beispielsweise beträgt das flächenbezogene Lipidpotenzial des Basisszenarios von QUINN et al. (2012), bei dem eine maximale Geländeneigung von 2 % angenommen wurde, fast das 400-fache des entsprechenden Potenzials (Szenario Geländeneigung $\leq 2\%$ bei einem Lipidgehalt von 50 % in der aschefreien, trockenen Algenbiomasse) aus der vorliegenden Arbeit. Die globale Analyse von VAN HARMELEN u. OONK (2006) weist dagegen ein geringeres flächenbezogenes Potenzial aus als die vorliegende Arbeit.

Betrachtet man die in den jeweiligen Arbeiten für die Mikroalgenkultivierung als zur Verfügung stehende identifizierte Fläche, werden auch hier enorme Unterschiede deutlich. Diese Unterschiede sind wesentlich in den verschiedenen Annahmen zur Flächenverfügbarkeit begründet:

- WIGMOSTA et al. (2011) betrachteten Open-Pond-Systeme und beschränkten deshalb die maximale Steigung auf 1 %. Die Einschränkungen bezüglich der vorhandenen Landnutzung sind weitaus weniger streng als in vorliegender Arbeit: Buschland, krautige Vegetation, Grünland und selbst Wälder sind in der verfügbaren Landfläche inbegriffen. Nur 7 % der als verfügbar identifizierten Fläche fallen in die Kategorie „andere“ in der unter anderem auch Brachland einbezogen ist. Schutzgebiete wurden ausgeschlossen.
- QUINN et al. (2012) bezogen ihre Analyse auf den Solix G3 PBR, einen in einem Wasserbecken schwimmenden PBR aus dünnem Kunststoff. Daher nahmen sie im Basisszenario eine Einschränkung der Steigung auf $\leq 2\%$ an. In einer Sensitivitätsanalyse wurden auch 1 % und 5 % Steigung betrachtet. Hinsichtlich der bestehenden Landnutzung nahmen die Autoren an, dass auch

Tabelle 5.1.: Vergleich der Flächenverfügbarkeit, des technischen Lipidpotenzials und des mittleren Lipid-Flächenertrages verschiedener Studien mit der vorliegenden Arbeit (Lipidgehalt von 50 % in der aschefreien, trockenen Algenbiomasse). Zur besseren Vergleichbarkeit ist die maximal erlaubte Geländeneigung angegeben, falls möglich. Die Flächenverfügbarkeit ist als Verhältnis von verfügbarer Fläche zur Gesamtfläche des jeweiligen Untersuchungsraumes angegeben. Das technische Lipidpotenzial ist ebenfalls auf diese Gesamtfläche bezogen.

Studie	Untersuchungsraum	Steigung	Flächenverhältnis	Potenzial bll km ⁻²	Ertrag bbl ha ⁻¹
QUINN et al. (2012)	USA	≤ 1 %	3,3 %	415	125
QUINN et al. (2012)	USA	≤ 2 %	7,8 %	1.039	133
WIGMOSTA et al. (2011)	USA	≤ 1 %	4,5 %	144	32
VAN HARMELEN u. OONK (2006)	Weltweit	–	0,006 %	1,2	200
STEPHENS et al. (2012)	Weltweit	–	7,4 %	–	–
Vorliegende Arbeit	EU-27	≤ 2 %	0,021 %	2,7	130
Vorliegende Arbeit	EU-27	≤ 8 %	0,13 %	19	143

Buschland und krautige Vegetation als verfügbar gelten können. Schutzgebiete wurden ausgeschlossen.

- VAN HARMELEN u. OONK (2006) beziehen ihre Analyse auf Open-Pond-Systeme. Die Verfügbarkeit von Flächen mit geringer Steigung, die für den Bau von Open-Ponds geeignet sind, wird durch die Annahme angenähert, dass Flächen mit einer Höhe größer als 500 m ü. NN ausgeschlossen werden. Weitere direkte Kriterien zur Flächenverfügbarkeit wie Landnutzung oder Schutzgebiete werden nicht herangezogen. Dafür werden die Verfügbarkeit von kostengünstigem Land und Flächen mit guter Infrastruktur anhand der Bevölkerungsdichte approximiert und so die verfügbare Fläche weiter eingeschränkt. Schutzgebiete wurden nicht explizit ausgeschlossen, was aber vor allem der geringen räumlichen Auflösung von 111 km x 111 km geschuldet sein dürfte.

Es wird deutlich, dass die Annahmen darüber, welche bestehenden Landnutzungsarten für die Mikroalgenkultivierung in Frage kommen, enorme Auswirkungen auf die Ergebnisse zur Flächenverfügbarkeit und zum Biomasse- bzw. Lipidpotenzial haben. Dem ist selbst die Annahme hinsichtlich der maximal zulässigen Steigung untergeordnet, wie Tabelle 5.1 zeigt, für die in der vorliegenden Arbeit eine hohe Sensitivität des Modells gezeigt werden konnte (s. Abschnitt 4.2.4). Auch Unter-

schiede zu den Annahmen, die die Höhe der Flächenerträge bestimmen, können die großen Unterschiede zwischen den Potenzialen nur zu einem sehr geringen Teil erklären (s. Tabelle 5.1). Der mittlere Flächenertrag bei WIGMOSTA et al. (2011) liegt sogar unter dem in dieser Arbeit berechneten Flächenertrag für das Bezugsszenario, obwohl das Potenzial 7-mal höher ist. Insgesamt liegen die in der vorliegenden Arbeit berechneten mittleren Flächenerträge im mittleren Bereich und entsprechen in etwa denen aus der Arbeit von QUINN et al. (2012).

Entscheidend für die hohe Flächenverfügbarkeit und das hohe Potenzial in den Arbeiten von WIGMOSTA et al. (2011) und QUINN et al. (2012) ist, dass Buschland, krautige Vegetation und bei WIGMOSTA et al. (2011) zusätzlich auch Grünland und Waldflächen als für die Mikroalgenkultivierung verfügbar angenommen werden. Diese Annahme ist problematisch zu sehen. Die Einbeziehung dieser Flächennutzungstypen widerspricht der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (EU, 2009), da diese Flächen einen hohen Kohlenstoffbestand und/oder eine hohe Biodiversität aufweisen. Die Annahme, diese Flächen auszuschließen und nur Flächen in die Analyse einzubeziehen, die explizit einen geringen Vegetationsbedeckungsgrad aufweisen („bare rocks“, „sparsely vegetated areas“) kann im Vergleich mit den vorliegenden Potenzialstudien als konservativ eingeordnet werden und berücksichtigt stärker Nachhaltigkeitsaspekte wie Schutz der Biodiversität und bei Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand auch den Klimaschutz. Ob andere bereits genutzte Flächen, z. B. ein geringer Prozentsatz von sogenanntem „Überschussgrünland“ (RÖSCH et al., 2009), welches nicht mehr für die Milchwirtschaft benötigt wird, teilweise genutzt werden könnte, sollte Gegenstand eines öffentlichen Diskurses sein. Denkbar wären locker aufgeständerte Systeme ähnlich wie bei Freiflächen-Photovoltaik. Auch Wasserflächen wären prinzipiell für im Wasser schwimmende Systeme wie den Solix G3 PBR nutzbar. Solche Systeme könnten auch mit Offshore Windparks kombiniert werden sind aber bislang nicht kommerziell für den Einsatz in offener See verfügbar.

Inwieweit andere Flächen, beispielsweise entlang von Autobahnen oder Hauswände, für großskalige Mikroalgenproduktion genutzt werden können und welchen Umfang dieses Potenzial hat, bedarf weiterer Forschung. Flächen entlang von Autobahnen haben aufgrund ihrer vor allem linearen Ausdehnung eine ungünstige Geometrie. Flächen auf oder an Gebäuden weisen wahrscheinlich einen hohen Segmentierungsgrad auf. Beides sind Faktoren, die die Wirtschaftlichkeit negativ beeinflussen (s. auch Abschnitt 5.2.2.2). Die ohnehin schon vorhandene Konkurrenz zu solarthermischen Kraftwerken und Photovoltaik dürfte auf diesen Flächen noch erhöht sein, da hier insbesondere die Photovoltaik bereits gut erprobt ist.

5.1.2. Vergleich der ermittelten Kosten

Zum Vergleich der ermittelten Kosten können Lipid- bzw. Biodieselskosten und Biomassekosten verglichen werden. Tabelle 5.2 zeigt, dass die in der vorliegenden

Arbeit ermittelten Biomassekosten für das Bezugsszenario im oberen Mittelfeld liegen, wenn man die Arbeiten von MOLINA GRIMA et al. (2003) und ACIÉN et al. (2012) bei dieser Einordnung nicht berücksichtigt. Beide liefern detaillierte Studien zu den Kosten der Mikroalgenproduktion, beziehen sich dabei jedoch auf kleine Anlagen mit Röhren-PBR, die für die Wertstoffproduktion ausgelegt sind. Die anderen Arbeiten, die Biomassekosten angeben haben, analysierten jedoch explizit die Produktion von Massengütern und sind damit besser mit der vorliegenden Arbeit vergleichbar. Auch die Lipidkosten liegen im Studienvergleich im oberen Mittelfeld.

Hinsichtlich der Zusammensetzung der Kosten kommen ACIÉN et al. (2012) zu dem Ergebnis, dass für die betrachtete Anlage die Lohnkosten 52 %, die kapitalgebundenen Kosten 42 %, jedoch Kosten für Strom, Wasser und Nährstoffe (inkl. CO₂) nur 6 % der Gesamtkosten ausmachen. Von letzteren sind wiederum Strom und CO₂ am wichtigsten. Diese Ergebnisse stehen in deutlichem Gegensatz zu den Ergebnissen der vorliegenden Arbeit 4.1.3.1. Die Unterschiede resultieren aus a) der geringen Anlagengröße in ACIÉN et al. (2012) von 400 m², dadurch machen die Lohnkosten einen sehr hohen Anteil aus; und b) dem Reaktortyp: es wurde ein Röhrenreaktor angenommen, der sehr hohe Investitionsausgaben aufweist und einen sehr hohen Energiebedarf. ACIÉN et al. (2012) untersuchten auch ein „large scale“ (2,24 ha) Szenario und erreichten so vor allem eine Reduzierung der Lohnkosten.

Tabelle 5.2.: Kosten für Biodiesel, Lipide und Biomasse aus Mikroalgen verschiedener Studien. OP: Opend Pond, PBR: Photobioreaktor.

Studie	Produkt	System	Kosten	Einheit
AMER et al. (2011)	Biodiesel	OP	680	USD bll ⁻¹
AMER et al. (2011)	Biodiesel	PBR	4.250	USD bll ⁻¹
DELRUE et al. (2012)	Biodiesel	Hybrid	450–780	USD bll ⁻¹
WILLIAMS u. LAURENS (2010)	Biodiesel	Hybrid	240	USD bll ⁻¹
HUNTLEY u. REDALJE (2007)	Lipide	OP	39–127	USD bll ⁻¹
Vorliegende Arbeit*	Lipide	PBR	820–2.700	USD bll ⁻¹
ACIÉN et al. (2012)	Biomasse	PBR	12.600–69.000	EUR t ⁻¹
VAN HARMELEN u. OONK (2006)	Biomasse	OP	210–485	EUR t ⁻¹
MOLINA GRIMA et al. (2003)	Biomasse	PBR	25.600	EUR t ⁻¹
WIJFFELS et al. (2010)	Biomasse	PBR	400–7.900	EUR t ⁻¹
WILLIAMS u. LAURENS (2010)	Biomasse	Hybrid	410	EUR t ⁻¹
Vorliegende Arbeit†	Biomasse	PBR	1.330	EUR t ⁻¹

* mittlere lipidgewichtete Kosten für das „lip60“-Szenario und das „lip15“-Szenario als Spannbreite

† mittlere biomassegewichtete Kosten für das Bezugsszenario

Ganz ähnlich ist die Kostenzusammensetzung bei MOLINA GRIMA et al. (2003). Die kapitalgebundenen Kosten machen 39 % der Gesamtkosten aus, Rohstoffe 13 %, alle anderen Kosten, vor allem Lohnkosten, 48 %. Die CO₂-Kosten sind in den Rohstoffkosten enthalten und machen insgesamt etwa 5 % aus. Obwohl die Gesamtkonfiguration der bei ACIÉN et al. (2012) sehr ähnlich ist (Röhrenreaktor, kleine Anlage) sind die Stromkosten deutlich geringer. Im Vergleich zur vorliegenden Arbeit liegen Unterschiede und Gründe wie bei ACIÉN et al. (2012).

WIJFFELS et al. (2010) kamen dagegen für eine 1 ha große Anlage zu dem Ergebnis, dass an den Gesamtkosten von 7.900 EUR t⁻¹ die Lohnkosten, kapitalgebundenen Kosten, Overhead und Betriebs- und Rohstoffe (eine Position) jeweils etwa 25 % ausmachen. Die Energiekosten haben einen Anteil von 18 %, die CO₂-Kosten nur einen Anteil von etwa 5 %. Der CO₂-Kosten-Anteil ist also im Vergleich zu der vorliegenden Arbeit gering, da hier der geringste Anteil bei 24 % lag (Abbildung 4.5). Bei einem Scale-Up auf 100 ha (Gesamtkosten 4.000 EUR t⁻¹) kommen diesselben Autoren auf einen CO₂-Kosten-Anteil von etwa 10 %, was dem Wert in der vorliegenden Arbeit bereits näher kommt. Ein wichtiger Unterschied ist der deutliche höhere Energiekostenanteil bei WIJFFELS et al. (2010) von 35 % bei 100 ha. Aus der Sensitivitätsanalyse zum Energiebedarf des Reaktors (Abschnitt 4.2.7) und des Strompreises (Abbildung 4.2.8) lässt sich schließen, dass dieser in der vorliegenden Arbeit deutlich geringer sein muss. In dieser Arbeit wurden also sowohl hinsichtlich des Reaktorenergiebedarfs als auch des Ernteenergiebedarfs vergleichsweise optimistische Werte gewählt. WIJFFELS et al. (2010) nehmen für ein Szenario neben weiteren zahlreichen Verbesserungen an, dass der Energiebedarf um 90 % reduziert werden könne. Die Gesamtkosten betragen dann 400 EUR t⁻¹. Berücksichtigt man ferner, dass WIJFFELS et al. (2010) angenommen haben, dass das CO₂ kostenlos zur Verfügung steht und liegen diese Kosten in ähnlicher Höhe wie die günstigsten Standorte der vorliegenden Arbeit mit Kosten von unter 750 EUR t⁻¹ (CO₂-Kosten davon ca. 180 EUR t⁻¹).

Für die anderen zitierten Arbeiten lassen sich diese Vergleiche nicht ziehen, da die CO₂-Kosten nicht berücksichtigt wurden (HUNTLEY u. REDALJE, 2007; WILLIAMS u. LAURENS, 2010; AMER et al., 2011; DELRUE et al., 2012)

5.2. Getroffene Annahmen und Modell

5.2.1. Ertragsmodell

Für die Ertragsmodellierung wurde ein im Vergleich zu anderen Modellen (BOUGARAN et al., 2010; QUINN et al., 2011; WIGMOSTA et al., 2011; FRANZ et al., 2012; QUINN et al., 2012) einfacher Ansatz gewählt um den Einfluss des Temperaturregimes auf den Biomasseertrag abzubilden. Ein Vergleich mit FRANZ et al. (2012) zeigt, dass das in der vorliegenden Arbeit verwendete Modell ähnliche Ergebnisse hinsichtlich des Biomasse-Flächenertrages bezogen auf denselben Ort

erzeugt (s. Tabelle 5.3). FRANZ et al. (2012) nahmen dieselben Werte für die PCE und den Energieinhalt⁵ der Biomasse an. Sie analysierten den Einfluss der Umgebungstemperatur auf den Flächenertrag für zwei Fälle: Im Fall 2a wird angenommen, dass für alle Standorte derselbe Algenstamm eingesetzt wird und damit die Temperatur-Wachstums-Kurve für alle Standorte gleich ist. Im Gegensatz dazu wird im Fall 2b angenommen, dass an den jeweiligen Standort optimal angepasste Algenstämme eingesetzt werden, was der Annahme hierzu der vorliegenden Arbeit entspricht. Aus Tabelle 5.3 wird deutlich, dass die errechneten Flächenerträge für den Standort Karlsruhe im Fall 2b eine hohe Übereinstimmung aufweisen. Für den Standort Madrid wurden nur die Ergebnisse für den Fall 2a veröffentlicht. Unter Berücksichtigung der Wirkungsweise des Modells in FRANZ et al. (2012) kann man etwas höhere Werte (+5 bis +10 t ha⁻¹ a⁻¹) für den Fall 2b erwarten. Damit ist auch hier eine gute Übereinstimmung der errechneten Flächenerträge beider Modelle festzustellen. Im Hinblick auf die Standorte Fehmarn und Tromsø unterschätzt das in der vorliegenden Arbeit entwickelte Modell die Flächenerträge im Vergleich zum Modell von FRANZ et al. (2012) deutlich. Der Effekt ist dabei umso größer je geringer die Temperaturen am Standort sind. Damit können die Annahmen im vorliegenden hinsichtlich der zulässigen unteren Temperaturgrenzen als vergleichsweise konservativ bezeichnet werden.

Zur Ertragsberechnung werden in der vorliegenden Arbeit flächendeckende meteorologische Daten verwendet. Diese Daten wurden auf Basis gemessener meteorologischer Daten (Bodenstationen und Satellitendaten) und mit Hilfe geeigneter Modelle erzeugt und in der Fläche interpoliert (SÚRI et al., 2007; HAYLOCK et al., 2008). Im Gegensatz dazu verwenden QUINN et al. (2012) ausschließlich stündliche

⁵ In der vorliegenden Arbeit wird der Brennwert herangezogen, in der Arbeit von FRANZ et al. (2012) der Heizwert der trockenen Biomasse. Beide Größen werden jedoch gleich verwendet und erhalten denselben Zahlenwert (20 MJ kg⁻¹). Da der Brennwert eher der Bindungsenthalpie der Biomasse entspricht als der Heizwert und es um die biochemische Umwandlung von Sonnenlicht in Biomasse geht und nicht um die Verbrennung derselben, wurde hier der Brennwert verwendet.

Tabelle 5.3.: Vergleich der Ergebnisse für den Flächenertrag in t ha⁻¹ a⁻¹ für verschiedene Standorte in Europa von FRANZ et al. (2012) und der vorliegenden Arbeit.

Standort	FRANZ et al. (2012)		Diese Arbeit
	Fall 2a	Fall 2b	
Tromsø	20	45	20
Fehmarn	45	75	62
Karlsruhe	65	75	72
Madrid	105	n.a.	115

Messdaten von 864 Stationen in den USA, was einer räumlichen Auflösung von 105 km x 105 km entspricht. Auch WIGMOSTA et al. (2011) verwenden stündliche Stationsdaten (ca. 2.600 Stationen, entsprechen 60 km x 60 km), wobei hier die verwendeten Daten mit einem statistischen meteorologischen Modell erzeugt wurden. Die berechneten Flächenerträge werden abschließend mit verschiedenen Verfahren in die Fläche interpoliert.

Die Verwendung flächendeckender meteorologischer Daten im Vergleich zur Nutzung von Stationsdaten mit abschließender Ertragsinterpolation hat folgende Vorteile bzw. Nachteile:

- Die meteorologischen Daten wurden vor der Ertragsberechnung nach aktuellen Methoden interpoliert. Die verwendeten Rohdaten haben damit eine höhere Auflösung als bei Stationsdaten.
- Die Ertragsinterpolation ist mit grundsätzlichen methodischen Problemen behaftet. In der Fläche ändern sich primär die meteorologischen Größen Temperatur und Globalstrahlung. Im berechneten Wert des Flächenertrages ist die Information zu Temperatur und Globalstrahlung aber nicht mehr vorhanden, da sich der gleiche Ertragswert für verschiedene Temperaturen und Globalstrahlungswerte berechnen lässt. Die Erträge in den Modellen von QUINN et al. (2012) und WIGMOSTA et al. (2011) hängen zudem nicht linear von Temperatur und Globalstrahlung ab. Daher müssten sich bei unterschiedlicher Interpolationsreihenfolge auch unterschiedliche Ergebnisse zum Flächenertrag ergeben.
- Dafür kann bei der Verwendung von Stationsdaten eine höhere zeitliche Auflösung erreicht werden, ohne dass extrem große Datenmengen benötigt würden und verarbeitet werden müssten.

Es wurde angenommen, dass je nach Jahreszeit unterschiedliche Mikroalgenstämme eingesetzt werden. Das kann auch dazu führen, dass sich der Produkt-Mix ändert. Das hat wiederum Auswirkungen auf die nötigen Kapazitäten der Anlagen für die Verarbeitung der Algenbiomasse und damit auf die Kosten. Dies fand in der vorliegenden Arbeit keine Berücksichtigung, da nur die Prozessschritte bis zur Algenbiomasse betrachtet wurden.

5.2.2. Standortmodell

5.2.2.1. Energiebedarf

Der Energiebedarf des Reaktors ist recht niedrig angesetzt. Im Rahmen sparsamer Produktionssysteme wirkt sich eine Erhöhung des Energiebedarfs nur geringfügig auf das kostenbezogene Potenzial aus, wie die Sensitivitätsanalyse diesbezüglich

gezeigt hat. Daher kann diese Annahme hinsichtlich der Kosten als wenig problematisch bewertet werden.

Auch hinsichtlich des technischen Potenzials mit positiver Energiebilanz verhält sich das Modell gegenüber diesem Parameter bis zu einer Grenze von etwa $1.200 \text{ MJ ha}^{-1} \text{ d}^{-1}$ relativ robust.

Bei der Betrachtung der Ergebnisse zum Energiebedarf ist grundsätzlich zu beachten, dass diese nur bedingt aussagekräftig sind, da es sich um eine unvollständige Energiebilanz handelt.

5.2.2.2. CO₂-Versorgung am Standort

Die CO₂-Versorgung der Anlage am Standort nach Anlieferung durch die Pipeline wurde nicht explizit modelliert sondern ist in den Kapital- und Betriebskosten der Algenproduktionsanlage enthalten. Gerade bei großen Anlagen kann die Verteilung des benötigten CO₂ eine Herausforderung darstellen: Je größer der Standort ist, umso größer ist auch der potenzielle Druckverlust bei der Verteilung des CO₂. Es wird also ein Verteilungssystem mit ausreichend großen Durchmessern benötigt mit entsprechend hohen Kosten.

Auch die Geometrie des Standortes spielt diesbezüglich eine Rolle. Bei gleicher Flächengröße ist ein langgestreckter Standort ungünstiger als ein kreisförmiger. Ebenso sind Standorte günstiger, deren Fläche nicht durch ungeeigneten Flächenstücke unterbrochen wird, als Standorte, deren Fläche im Rahmen der Annahmen zur Standortidentifikation (s. Abschnitt 4.2.9) über einen relativ weiten Bereich verstreut ist.

Zur Berücksichtigung dieser Aspekte in einem GIS-basierten Modell fehlt es bislang an der geeigneten Methodik.

5.2.2.3. Wasserbedarf

In vielen Veröffentlichungen wird auf den großen Wasserbedarf der Mikroalgenkultivierung hingewiesen (z. B. GOLDMAN, 1979; BENEMANN, 1997; STEPHENS et al., 2012), insbesondere bei der Kultivierung im großen Maßstab in offenen Systemen. RÖSCH u. MAGA (2012) heben die Bedeutung des Wasserbedarfs für die Nachhaltigkeitsbewertung der Mikroalgenproduktion hervor.

Der Wasserbedarf wurde weder bei der Ermittlung der Kosten noch des Standortes berücksichtigt. Um die mit dem Wasserbedarf verbundenen Kosten vernachlässigbar gering zu halten wurde angenommen, dass das Kulturmedium zu 100 % recycelt werden kann. Auch WIGMOSTA et al. (2011) nehmen ein vollständiges Recycling des Kulturmediums an und betrachten nur den Wasserbedarf, der durch die Evaporation in Open Ponds entsteht. MURPHY u. ALLEN (2011) nehmen eine Recyclingrate des Kulturmediums von 90 % an, DELRUE et al. (2012) eine Recyclingrate von 80 bis 99 %.

Die Annahme eines (nahezu) vollständigen Recyclings des Kulturmediums ist nicht unproblematisch. HADJ-ROMDHANE et al. (2012) halten in ihrer experimentellen Arbeit zum Mediumrecycling bei der Kultivierung von *Chlorella vulgaris* eine Recyclingrate von 77 % für erreichbar. RODOLFI et al. (2003) weisen für die Kultivierung von *Nannochloropsis spec.* darauf hin, dass leere Zellwände und die Exkretion von wachstumsinhibierenden Substanzen zur Verringerung der Produktivität führen können, wenn das Medium recycelt wird. Die Autoren zeigen jedoch auch, dass das Entfernen der Zellwände aus dem Medium durch Zentrifugieren zu Verbesserungen führt, jedoch mit hohem Aufwand verbunden ist. Eine effizientere Methode zur Erreichung hoher Recyclingraten stellt nach BAERDEMAEKER et al. (2013) die kombinierte Ernte und Mediaufbereitung mit Membranfiltration und Zentrifugierung dar. Durch die Membranfiltration wird das Medium kosten- und energieeffizient von den Feststoffen getrennt, die Biomassekonzentration erhöht und dadurch auch die Zentrifugierung kostengünstiger und der Ernteprozess insgesamt kostengünstiger und energieeffizienter.

Um abschätzen zu können, wie stark die Annahme des vollständigen Recyclings die Kosten beeinflusst, dienen folgende Überlegungen:

Würde das Kulturmedium nicht recycelt sondern nach der Ernte verworfen, wäre mit einem erheblichen Wasserbedarf zu rechnen. Dieser hängt direkt von der Konzentration der Algenbiomasse im Kulturmedium ab und liegt bei geschlossenen Systemen mit Biomassekonzentrationen um 5 g L^{-1} (PULZ, 2001) bei etwa 200 L Wasser pro kg produzierte Algenbiomasse. ACIÉN et al. (2012) geben für einen Röhrenreaktor im Freiland aufgrund einer Biomassekonzentration von $1,26 \text{ g L}^{-1}$ sogar knapp 800 L kg^{-1} an. Für offene Ponds ergibt sich unter Annahme einer Biomassekonzentration zwischen $0,1 \text{ g L}^{-1}$ und $0,5 \text{ g L}^{-1}$ (BOROWITZKA, 1999) ein Wasserbedarf von 2.000–10.000 L pro kg produzierte Algenbiomasse. Bei einem Wasserpreis von $0,1 \text{ EUR m}^{-3}$ (ACIÉN et al., 2012) ergeben sich hieraus bezogen auf die Biomassekosten Wasserkosten von 20 bis 80 EUR t^{-1} für geschlossene PBRs und Wasserkosten zwischen 200 und 1.000 EUR t^{-1} für offene Ponds. Angesichts der mittleren biomassegewichteten Kosten der Algenbiomasse im Bezugsszenario von 1.330 EUR t^{-1} sind die möglichen Wasserkosten bei fehlendem oder nur teilweisem Recycling für die betrachteten geschlossenen Systeme relativ klein. Die Annahme eines vollständigen Recyclings wirkt sich also für geschlossene Systeme nur geringfügig auf die Kosten aus. Bei der Übertragung der Ergebnisse auf offene Systeme müssen hingegen die möglichen Unsicherheiten hinsichtlich der Kosten berücksichtigt werden.

Vom Recycling nicht abgedeckt ist der Bedarf an Kühlwasser. Aus den Arbeiten von ACIÉN et al. (2012) und MOLINA GRIMA et al. (2003) lässt sich bezogen auf die erzeugte Algenbiomasse ein Kühlwasserbedarf von etwa $10 \text{ m}^3 \text{ t}^{-1}$ bzw. $15 \text{ m}^3 \text{ t}^{-1}$ für einen Röhren-PBR ableiten, wobei die Kühlung nach Bedarf durch einen Wärmetauscher erfolgte und die Standorte in Südeuropa lagen. Eine weitere Möglichkeit der Kühlung geschlossener Systeme ist das Aufsprühen von Kühlwasser

auf die Reaktoroberfläche (CARVALHO et al., 2006; RODOLFI et al., 2009; TREDICI, 2010). Da hier der Kühleffekt auf dem latenten Wärmestrom des verdunstenden Wassers beruht, ist anzunehmen, dass dieses Kühlungssystem noch weniger Wasser benötigt als ein Wärmetauscher. Die auf die produzierte Algenbiomasse bezogenen Kühlwasserkosten liegen damit bei einem Wasserpreis von $0,1 \text{ EUR m}^{-3}$ (ACIÉN et al., 2012) bei maximal $1,50 \text{ EUR t}^{-1}$ für geschlossene Systeme und sind damit im Vergleich zu den im Bezugsszenario berechneten biomassegewichteten, mittleren Biomassekosten von 1.330 EUR t^{-1} vernachlässigbar klein.

Für offene Ponds ist mit einem weitaus höheren Kühlwasserbedarf zu rechnen, da hier fortwährend Wasser unregelmäßig aus dem Pond verdunstet. Abhängig vom Standort ist mit einer Verdunstung von etwa $400 \text{ m}^3 \text{ t}^{-1}$ (bezogen auf die produzierte Algenbiomasse) zu rechnen (TREDICI, 2012). Das entspricht einer Steigerung der Biomassekosten um 40 EUR t^{-1} . Dieser zwar immer noch kleine Betrag muss bei der Übertragung der Ergebnisse auf offene Systeme berücksichtigt werden.

An dieser Stelle sollte noch erwähnt werden, dass der mit der Kühlung verbundene Energieaufwand und die damit verbundenen Kosten im generischen Modell in den Reaktorbetriebskosten enthalten sind, aber nicht näher spezifiziert wurden.

5.2.2.4. Landkosten

Die Landkosten wurden in den Gesamtkosten nicht berücksichtigt. Die Preise für landwirtschaftliche Fläche nach EUROSTAT (2012b) betragen im Mittel (ohne Malta, da exorbitant hoch: $130.000 \text{ EUR ha}^{-1}$) $11.000 \text{ EUR ha}^{-1}$. Die Daten waren nur für 12 EU-27-Länder verfügbar. Die Preise für Weideland liegen im Mittel bereits um $5.000 \text{ EUR ha}^{-1}$ unter dem Preis für landwirtschaftliche Fläche, wobei dieser Vergleich nur für drei Länder verfügbar ist. Da die für die Mikroalgenproduktion betrachteten Flächen keine landwirtschaftlichen Flächen und auch kein Weideland sind, dürften die Preise, sofern es sich nicht um Bauland handelt, noch deutlich darunter liegen. In Anbetracht der Investitionsausgaben von über $300.000 \text{ EUR ha}^{-1}$ alleine für das Kultivierungssystem können die Landkosten vernachlässigt werden.

Zu dieser Einschätzung kamen auch LUNDQUIST et al. (2010) und STEPHENS et al. (2010). Erstere Autoren weisen jedoch daraufhin, dass die Landkosten im Einzelfall und insbesondere bei Mikroalgenproduktionsanlagen in der Nähe von Kläranlagen einen größeren Anteil an den Gesamtkosten haben könnten und zeigen hier Forschungsbedarf an.

5.2.3. CO₂-Modell

5.2.3.1. Netzlänge

Die Gesamtlänge des CO₂-Pipelinenetzes im Bezugsszenario beträgt 880.000 km . Im Vergleich dazu hat das Europäische Erdgasnetz nur eine Länge von 200.000 km

(ENTSOGE, 2012). Hier besteht also Optimierungspotenzial. Bereits eine Berücksichtigung des CO₂-Transports mit Lkws (s. nächster Abschnitt) dürfte bereits eine deutliche Verringerung der Gesamtnetzlänge bewirken. Eine Verringerung der CO₂-Kosten könnte darüber hinaus durch die Nutzung gemeinsamer Pipeline-Infrastruktur benachbarter Standorte realisiert werden. Bei mehreren Pipelines gleicher Druckklasse, die an derselben CO₂-Quelle beginnen, könnte außerdem eine gemeinsame Kompressionsanlage Kosten sparen.

5.2.3.2. CO₂-Transport mit Lkws

Für den Transport des CO₂ wurde ausschließlich ein Transport mit Pipelines angenommen. Die kleinsten identifizierten Algenproduktionsstandorte haben eine Größe von 9 ha. Deren Auslegungstagesbedarf an CO₂ liegt je nach Standort zwischen 6 und 10,5 t d⁻¹, der mittlere Tagesbedarf im Betriebszeitraum liegt etwa 1 t darunter. Ein so geringer Bedarf könnte auch problemlos durch CO₂-Tanklaster an den Produktionsstandort geliefert werden. ACIÉN et al. (2012) geben die Kosten hierfür mit 300 EUR t⁻¹, MOLINA GRIMA et al. (2003) mit 550 EUR t⁻¹ an. Die berechneten Pipeline-Transportkosten können dagegen bis zu über 80.000 EUR t⁻¹ betragen und liegen in der Mehrzahl der Fälle über den Tanklasterkosten.

Um Abschätzen zu können, welche Auswirkung die Berücksichtigung des CO₂-Transports durch Tanklaster auf das kostenbezogene Potenzial hätte, wurde für alle Pipelines mit CO₂-Bereitstellungskosten über 500 EUR t⁻¹ und einer Kapazität kleiner oder gleich 200 t d⁻¹ (das entspricht etwa 10 Lkw am Tag (RADGEN et al., 2006)) ein Transport mit Lkw angenommen, die im Modell berechneten CO₂-Bereitstellungskosten auf 500 EUR t⁻¹ gesetzt und die Biomassekosten entsprechend der Differenz korrigiert. Bis zu Biomassekosten von etwa 1.500 EUR t⁻¹ gibt es in der Cost-Supply-Kurve keinen Unterschied zum Bezugsszenario. Bei 2.000 EUR t⁻¹ liegt die Cost-Supply-Kurve mit Lkw-Transport etwa zwei Prozentpunkte über derjenigen des Bezugsszenarios. Danach nähern sich beide Kurven wieder an. Die Berücksichtigung des CO₂-Transports mit Lkws wirkt sich also zwar sichtbar aber nur schwach aus.

5.2.3.3. Höhenunterschiede zwischen CO₂-Quelle und Algenstandort

Der Höhenunterschied zwischen CO₂-Quelle und Algenproduktionsstandort wurde bei der Berechnung des Druckverlustes nicht berücksichtigt. Die Verschneidung der berechneten Pipelinedaten mit dem DGM ergab, dass es teilweise erhebliche Höhenunterschiede zwischen Beginn und Ende der Pipeline geben kann. Liegt der Mikroalgenstandort höher als die CO₂-Quelle führt dies zu einer Erhöhung des Druckverlustes (Höhendifferenz positiv), umgekehrt wird der Druckverlust verringert, wenn die CO₂-Quelle höher liegt (Höhendifferenz negativ). Beides kommt vor und die Werte reichen von -1700 bis +3100 m und liegen im Mittel

bei +700 m (für den Niederdruckfall nur -320 bis $+1800$ m). Die entstehenden Druckverluste müssten durch Booster-Stationen ausgeglichen werden, sobald der zulässige Druckverlust überschritten wird.

Über die Gleichung zum hydrostatischen Druck lässt sich der Druckverlust bei bekannter Dichte (s. Abschnitt 3.5.2.2) und Höhendifferenz berechnen. Für den Hochdruckfall beträgt der höhenbedingte Druckverlust je $+550$ m 50 bar und entspricht damit dem zulässigen Druckverlust. Für den Niederdruckfall beträgt diese Höhe $+2100$ m, wird also nie überschritten (s.o.), weshalb in diesem Fall nur maximal eine Booster-Station nötig wäre. Im Hochdruckfall benötigt man maximal 6 Booster-Stationen, dies jedoch nur in sehr wenigen Fällen. Pipelines mit einem Höhenunterschied zwischen Beginn und Ende von weniger oder gleich 550 m (entspricht einer Booster-Station) transportieren bereits 75 % des gesamten CO_2 -Massenstroms und bei einem Höhenunterschied von 1.100 m (entspricht zwei Booster-Stationen) sind es bereits 95 %. Die Kosten je Booster-Station sind als erheblich geringer anzunehmen, als die für die Anfangskompression, da das Verhältnis von Eingangsdruck zu Ausgangsdruck deutlich kleiner ist. Für den Hochdruckfall entsprechen die Kosten für eine Booster-Station in etwa den Pumpkosten (s. Abschnitt 3.5.2.1). Diese haben an den Gesamtkompressionskosten typischerweise einen Anteil von 5 %. Die Kompressionskosten haben ihrerseits einen im Mittel geringen Anteil an den Gesamtkosten von rund 3 %.

Insgesamt ist daher mit nur geringfügigen Kostensteigerungen bei Berücksichtigung der höhenbedingten Druckverluste zu rechnen. Die Biomassekosten werden demzufolge hinsichtlich dieses Faktors durch das Modell nur geringfügig unterschätzt und die kostenbezogenen Potenziale dementsprechend geringfügig überschätzt. Mögliche Verringerungen der Biomassekosten durch negative Höhendifferenzen sind ebenfalls als gering einzustufen.

5.3. Ausblick

Eine Weiterentwicklung des in dieser Arbeit vorgestellten Modells ist in vielen Punkten möglich und wünschenswert:

- Zeitlich höher aufgelöste Ertragsberechnung.
- Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Infrastruktur (Straßen, Elektrizität) bei der Standortauswahl.
- Berücksichtigung von Wasserbedarf und Wasserverfügbarkeit und regionalen Unterschieden der Wasserpreise. In diesem Zuge könnte auch die Nutzung von nährstoffreichen Abwässern integriert werden.
- Erweiterung des CO_2 -Modells und des Transportproblemalgorithmus um die Nutzung gemeinsamer CO_2 -Transportinfrastruktur (Kompressoren, Pipelines)

durch die Algenproduktionsanlagen oder der CO₂-Quellen. Zur Bündelung der Pipelineinfrastruktur könnten bestehenden Pipelinekorridore des Erdgasnetzes als Ausgangslage dienen.

- Erweiterung des CO₂-Modells um kleine CO₂-Quellen, wie Biogasanlagen.
- Berücksichtigung der Geländeeigenschaften für die Pipelinekosten.
- Stärkere Regionalisierung einiger Modellparameter wie Strompreis, Lohnkosten, Pipelinetemperatur oder Landkosten bei entsprechender Datenverfügbarkeit.
- Verbesserte Berechnung der Energiebilanz durch Berücksichtigung des Energieaufwandes bei der Herstellung der Infrastruktur (PBR, Pipelines) und nicht energetischer Betriebsmittel (Düngemittel).
- Erweiterung um Prozesse zur Produktherstellung (Biodiesel, Futtermittel etc.), deren Kosten und Erlöse. Mit den Methoden der dynamischen Investitionsrechnung (z. B. Annuitätenmethode oder Methode des internen Zinsfußes, vgl. WÖHE (1996)) lassen sich dann verschiedene Produktsysteme miteinander vergleichen.

Die möglichst genaue Kenntnis der potenziellen Erträge an einem Standort ist von großer Bedeutung für die Standortsuche für Mikroalgenproduktionsanlagen, aber auch für deren ökonomische Analyse und LCA (*Life Cycle Assessment*). Ein systematischer Vergleich verschiedener Ansätze zur Ertragsmodellierung wäre wichtig, um für die jeweilige Anwendung die angemessene Methode zur Ertragsberechnung verwenden zu können. Miteinander verglichen werden könnten:

- Verwendung von Stationsdaten in hoher zeitlicher Auflösung und anschließende Ertragsinterpolation. Die Stationsdichte kann variiert werden.
- Verwendung modellierter, flächendeckender Klimadaten auf Basis von Messdaten und anschließende Ertragsberechnung. Hier bietet sich bei entsprechender Datenverfügbarkeit die Variation der zeitlichen Auflösung der modellierten Klimadaten an.

Inwieweit bei einer genaueren Ertragsmodellierung noch ein generischer Ansatz zu PBR und Algenstamm verfolgt werden kann, wäre zu klären.

Der Potenzialstudienvergleich hat die Bedeutung der Annahmen zur Verfügbarkeit oder Eignung von Flächen insbesondere hinsichtlich ihrer Landnutzung für die Mikroalgenkultivierung deutlich gemacht. Eine detaillierte Untersuchung und systematische Klassifizierung verschiedener Landnutzungsarten bezüglich ihrer Eignung für die Mikroalgenkultivierung wäre sicher eine lohnende Forschungsfrage.

Die Einordnung einer Fläche als geeignet oder nicht sollte dabei Nachhaltigkeitskriterien folgen und rechtliche Belange mit berücksichtigen. Möglicherweise wäre sogar eine regionale Differenzierung der Eignungskriterien sinnvoll.

5.4. Schlussfolgerungen

In der vorliegenden Arbeit wurde erstmalig systematisch und GIS-basiert untersucht, in welcher Entfernung sich potenzielle Algenproduktionsstandorte von großen CO₂-Quellen befinden und wie sich diese räumlichen Gegebenheiten auf die Biomassekosten und die damit verbundenen Potenziale auswirken. Die Arbeit gibt damit wichtige Hinweise darauf, welche Rolle Mikroalgen in einer zukünftigen Bioökonomie spielen könnten.

Bereits BENEMANN (1997) vermutete für die USA eine nur geringe gleichzeitige Verfügbarkeit von Land, Wasser und günstigen Klimabedingungen in unmittelbarer Nähe von Kraftwerken. Wie die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit zeigen, stehen nur in den seltensten Fällen größere geeignete Flächen für die Mikroalgenproduktion in unmittelbarer Nähe von großen CO₂-Emittenten zur Verfügung. In der Regel macht der dadurch notwendige CO₂-Transport einen erheblichen Anteil an den gesamten Biomassekosten aus. Die Höhe der CO₂-Transportkosten und ihr Anteil variieren dabei stark je nach den räumlichen Gegebenheiten. Der häufig angeführte Vorteil der Nutzung von (nahezu) kostenlosem CO₂ aus Abgasströmen (CHISTI, 2007; WIJFFELS et al., 2010; AMER et al., 2011; ACIÉN et al., 2012) ist damit in Europa nur in den seltensten Fällen auch realisierbar, insbesondere wenn es um die Produktion von Mikroalgenbiomasse im großen Maßstab zur Herstellung von Massengütern geht. In Zukunft könnte dies noch seltener der Fall sein, wenn es im Zuge einer Energiewende immer weniger große CO₂-Emittenten gibt. Auf der anderen Seite bietet der mögliche Neubau kleinerer bis mittlerer Anlagen, z. B. Biogasanlagen mit BHKW, Biomassekraftwerke oder auch Gaskraftwerke die Möglichkeit, den Standort so zu wählen, dass ebenfalls eine Mikroalgenproduktionanlage in unmittelbarer Nähe gebaut werden kann und das CO₂ ohne weiten Transport nutzen kann.

Wie Ergebnisse und Diskussion zeigen, kann die energetische Nutzung von Mikroalgenbiomasse, die in den EU-27-Ländern produziert wurde nur einen geringen Beitrag zum Primärenergiebedarf dieser Länder beitragen. Auch sind die Kosten für beispielsweise Biodiesel aus Algen im Vergleich zu Diesel aus Erdöl sehr hoch. Dennoch bleibt die Kultivierung von Mikroalgen als Energieträger für Anwendungen, die auch in Zukunft auf flüssige Kraftstoffe angewiesen sind interessant, z. B. im Flugverkehr (vgl. LUNDQUIST et al., 2010; WILLIAMS u. LAURENS, 2010). Hier könnten Mikroalgen trotz des insgesamt limitierten Potenzials einen signifikanten Beitrag leisten. Der mögliche hohe Lipidertrag von Mikroalgen ist dabei ein großer

Vorteil hinsichtlich des Flächenbedarfs im Vergleich zur Biokraftstoffproduktion aus anderen Pflanzen, die zur Ölproduktion kultiviert werden, wie Raps.

Der Fokus in der vorliegenden Arbeit lag auf geschlossenen Kultivierungssystemen. Aus den Ergebnissen insbesondere der Sensitivitätsanalysen lassen sich dennoch Schlussfolgerungen für Open Pond Systeme ableiten. Aus Potenzialsicht haben diese überwiegend Nachteile: höhere Anforderungen an die Steigung, geringere zu erwartende PCE und deutlich höhere CO₂-Verluste (PULZ, 2001). Je nach Art des geschlossenen Systems sind die Auswirkungen von Open Ponds auf den Boden höher, da flächendeckend versiegelt wird. Vorteilhaft könnten geringere Investitionsausgaben sein, jedoch sind diese für gut konstruierte Ponds nicht unbedingt kleiner als für sehr günstige PBR (TREDICI, 2010).

Für geschlossene Systeme bedeutet dies, dass es für die Realisierung eines großen Potenzials bei gleichzeitig möglichst geringen Kosten entscheidend sein wird, die potenziellen Stärken von PBR bezüglich der wichtigsten Einflussfaktoren auf Kosten und Potenzial so weit wie möglich zu nutzen. Das heißt, dass PCE und CO₂-Aufnahmeeffizienz so hoch wie möglich sein sollten, wobei ein leicht erhöhter Energiebedarf in Kauf genommen werden kann. Recycling-Potenziale von Nährstoffen, Wasser und insbesondere CO₂ sollten so weit als möglich genutzt werden. Die Reaktorkonstruktion sollte dabei möglichst günstig und auch für hängiges Gelände geeignet sein, eine gute Zugänglichkeit der Fläche vorausgesetzt.

Die in dieser Arbeit getroffenen Annahmen zur Ertragsberechnung und Flächenverfügbarkeit sind im Modellvergleich als konservativ einzuordnen. Insbesondere durch die Annahmen zur Flächenverfügbarkeit wurden dadurch Aspekte der nachhaltigen Produktion von Mikroalgenbiomasse wie Nahrungsmittelsicherheit, Schonung der Ressource fruchtbarer Boden und Biodiversität adressiert. Andere Aspekte wie die Auswirkungen großer Mikroalgenproduktionsanlagen und der zugehörigen Anlagen zur Weiterverarbeitung der Biomasse auf die Kulturlandschaft und auf weitere indirekte Nutzungsformen der Landschaft wie Tourismus und Erholung werden in dieser Arbeit nicht direkt berücksichtigt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Mikroalgenproduktion im großen Maßstab in Anlagen, die über 100 ha groß sind, erhebliche Auswirkungen auf das Landschaftsbild und die Habitate der dort lebenden Fauna und Flora haben wird (RÖSCH u. MAGA, 2012). Daher ist es für eine nachhaltige Mikroalgenproduktion und -nutzung wichtig, diese so umzusetzen, dass das in den betroffenen Landschaften vorhandene kulturelle Erbe und die Biodiversität so gering wie möglich beeinträchtigt werden.

Anhang A.

Ergebnistabellen EU-27-Länder

Die Tabellen im Ergebnisteil (Abschnitt 4) enthalten aus Darstellungsgründen nur die 10 Länder mit dem höchsten Biomassepotenzial im Bezugsszenario. Im Folgenden sind diese Tabelle für alle betrachteten Länder (EU-27-Länder) dargestellt. Die Länder sind dabei alphabetisch sortiert. Die Reihenfolge der Tabellen entspricht derjenigen im Ergebnisteil.

Tabelle A.1.: Flächenverfügbarkeit, Flächenerträge und geographisches Potenzial von Mikroalgenbiomasse für die EU-27-Länder im Bezugsszenario. Die Flächenverfügbarkeit ist für drei Kombinationen der Einschränkung durch Landnutzung (LU), Steigung und Schutzgebiete (PA) dargestellt.

Land	LU km ⁻²	LU + Steigung km ⁻²	LU + PA + Steigung km ⁻²	Ertrag t ha ⁻¹ a ⁻¹	Potenzial kt a ⁻¹
Belgien	–	–	–	–	–
Bulgarien	531	75	58	79	457
Dänemark	0	0	–	–	–
Deutschland	495	201	97	60	580
Estland	6	6	1	48	7
Finnland	1.109	728	102	26	266
Frankreich	8.408	322	145	87	1.266
Griechenland	1.991	158	127	95	1.200
Irland	340	116	99	59	585
Italien	8.583	373	255	95	2.432
Lettland	9	9	6	59	38
Litauen	6	6	5	62	28
Luxemburg	–	–	–	–	–
Malta	5	2	0	–	–
Niederlande	–	–	–	–	–
Österreich	5.534	126	74	28	206
Polen	117	92	74	61	449
Portugal	1.240	288	185	109	2.012
Rumänien	194	17	13	78	98
Schweden	10.524	3.568	2.263	14	3.085
Slowakei	111	5	2	63	15
Slowenien	273	9	2	61	12
Spanien	11.284	3.182	2.679	126	33.789
Tschechien	3	1	0	63	1
UK	4.002	747	386	35	1.349
Ungarn	22	22	8	90	76
Zypern	141	84	75	148	1.106
EU-27	54.926	10.136	6.655	74	49.057

Tabelle A.2.: Größe der Bezugsflächen zur Ermittlung des Flächenertrages von Algenbiomasse für die EU-27-Länder im Bezugsszenario.

Land	Landesfläche km ²	Verfügbare Fläche km ²	Ertragsdaten vorhanden km ²	Ertrag > 0 km ²
Belgien	30.652	–	–	–
Bulgarien	110.896	58	58	58
Dänemark	43.171	–	–	–
Deutschland	357.426	97	97	97
Estland	45.187	1	1	1
Finnland	336.189	102	102	93
Frankreich	548.834	145	145	144
Griechenland	130.920	127	115	115
Irland	69.702	99	99	99
Italien	301.083	255	255	239
Lettland	64.550	6	6	6
Litauen	64.823	5	5	5
Luxemburg	2.597	–	–	–
Malta	307	0	–	–
Niederlande	35.491	–	–	–
Österreich	83.915	74	74	48
Polen	311.761	74	74	74
Portugal	91.709	185	185	185
Rumänien	237.521	13	13	13
Schweden	448.333	2.263	2.252	1.379
Slowakei	49.009	2	2	2
Slowenien	20.220	2	2	2
Spanien	505.637	2.679	2.678	2.678
Tschechien	78.872	0	0	0
UK	243.582	386	385	385
Ungarn	92.979	8	8	8
Zypern	9.156	75	74	74
EU-27	4.314.524	6.655	6.630	5.706

Tabelle A.3.: Höhe des Flächenertrages von Algenbiomasse auf verschiedenen Bezugsflächen nach Tabelle A.2 für die EU-27-Länder im Bezugsszenario.

Land	Landesfläche $\text{t ha}^{-1} \text{a}^{-1}$	Verfügbare Fläche $\text{t ha}^{-1} \text{a}^{-1}$	Ertragsdaten vorhanden $\text{t ha}^{-1} \text{a}^{-1}$	Ertrag > 0 $\text{t ha}^{-1} \text{a}^{-1}$
Belgien	62,3	–	–	–
Bulgarien	86,0	79,4	79,4	79,4
Dänemark	60,9	–	–	–
Deutschland	61,0	59,6	59,6	59,6
Estland	58,6	48,3	48,3	48,3
Finnland	37,2	26,2	26,2	28,6
Frankreich	80,8	87,3	87,3	88,1
Griechenland	108,0	94,7	104,0	104,0
Irland	58,5	59,4	59,4	59,4
Italien	98,4	95,4	95,4	101,7
Lettland	63,6	59,4	59,4	59,4
Litauen	63,0	61,7	61,7	61,7
Luxemburg	61,1	–	–	–
Malta	–	–	–	–
Niederlande	62,8	–	–	–
Österreich	55,0	27,8	27,8	42,8
Polen	61,2	60,9	60,9	60,9
Portugal	134,6	108,9	108,9	108,9
Rumänien	84,4	78,0	78,0	78,0
Schweden	41,1	13,6	13,7	22,4
Slowakei	68,1	62,6	62,6	62,6
Slowenien	68,9	61,2	61,2	61,2
Spanien	111,3	126,1	126,2	126,2
Tschechien	61,2	63,3	63,3	63,3
UK	53,7	34,9	35,0	35,0
Ungarn	88,2	90,3	90,3	90,3
Zypern	145,0	148,5	148,8	148,8
EU-27	73,3	73,7	74,0	86,0

Tabelle A.4.: Kostenbezogenes Potenzial und technisches Potenzial (Gesamt) in kt a^{-1} dargestellt für verschiedene Kostenklassen in EUR t^{-1} für die EU-27-Länder im Bezugsszenario.

Land	min- 750	750- 1000	1000- 1500	1500- 2000	2000- 3000	3000- 4000	4000- max	Gesamt
Belgien	–	–	–	–	–	–	–	–
Bulgarien	–	146	85	62	48	26	15	382
Dänemark	–	–	–	–	–	–	–	–
Deutschland	–	–	344	99	34	4	5	485
Estland	–	–	–	–	5	1	–	6
Finnland	–	–	–	–	94	47	91	231
Frankreich	64	234	296	124	143	93	115	1.069
Griechenland	–	508	189	117	134	66	2	1.016
Irland	–	–	412	39	26	9	15	500
Italien	461	540	386	206	205	117	118	2.034
Lettland	–	–	21	11	–	–	1	32
Litauen	–	–	15	6	1	1	–	23
Luxemburg	–	–	–	–	–	–	–	–
Malta	–	–	–	–	–	–	–	–
Niederlande	–	–	–	–	–	–	–	–
Österreich	–	–	7	27	32	25	81	172
Polen	–	176	118	54	22	3	1	374
Portugal	362	883	270	74	47	23	20	1.680
Rumänien	–	7	27	28	8	6	6	82
Schweden	–	–	1.055	190	137	276	1.100	2.757
Slowakei	–	–	–	8	3	–	0	12
Slowenien	–	–	–	3	3	–	4	10
Spanien	19.047	3.975	2.272	1.044	977	398	459	28.172
Tschechien	–	–	–	–	–	1	–	1
UK	–	–	14	777	175	57	126	1.149
Ungarn	–	54	9	–	1	–	–	64
Zypern	797	78	40	2	12	–	–	930
EU-27	20.731	6.602	5.559	2.871	2.108	1.151	2.159	41.181

Tabelle A.5.: Änderung des kostenbezogenen Potenzials für eine maximal erlaubte Steigung von 30 % in kt a^{-1} für die EU-27-Länder dargestellt für verschiedene Kostenklassen in EUR t^{-1} .

Land	min- 750	750- 1000	1000- 1500	1500- 2000	2000- 3000	3000- 4000	4000- max	Gesamt	rel.
Belgien	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bulgarien	25	524	504	125	-3	-19	-7	1.148	301 %
Dänemark	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deutschland	-	-	22	2	3	-0	1	28	6 %
Estland	-	-	-	-	-	-	-	-	0 %
Finnland	-	-	-	8	16	21	24	69	30 %
Frankreich	775	1.593	2.785	1.067	504	54	224	7.002	655 %
Griechenland	3.158	1.392	941	260	94	-3	26	5.869	577 %
Irland	-	-	607	37	34	6	-6	678	136 %
Italien	1.593	2.485	2.664	813	735	68	31	8.388	412 %
Lettland	-	-	-	-	-	-	-	-	0 %
Litauen	-	-	-	-	-	-	-	-	0 %
Luxemburg	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Malta	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Niederlande	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Österreich	-	27	327	927	246	102	17	1.646	959 %
Polen	-	-	-	-	2	-1	-	1	0 %
Portugal	1.900	1.195	473	31	-13	-23	5	3.569	212 %
Rumänien	-	64	89	28	27	5	-1	211	258 %
Schweden	-	-	37	90	161	127	1.611	2.025	73 %
Slowakei	-	-	-	4	-2	-	-	2	15 %
Slowenien	-	-	91	1	4	2	-0	98	970 %
Spanien	27.670	1.656	3.259	433	95	168	1.293	34.575	123 %
Tschechien	-	-	-	-	2	-1	-	1	150 %
UK	-	-	126	2.385	256	29	-44	2.753	240 %
Ungarn	-	-	-	-	-	-	-	-	0 %
Zypern	376	19	16	-2	-8	-	-	402	43 %
EU-27	35.497	8.955	11.942	6.209	2.153	534	3.174	68.464	166 %

Tabelle A.6.: Änderung des kostenbezogenen Potenzials für eine maximal erlaubte Steigung von 2 % in kt a^{-1} für die EU-27-Länder dargestellt für verschiedene Kostenklassen in EUR t^{-1} .

Land	min- 750	750- 1000	1000- 1500	1500- 2000	2000- 3000	3000- 4000	4000- max	Gesamt	rel.
Belgien	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bulgarien	-	-146	-85	-58	-42	-18	-10	-359	-94 %
Dänemark	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deutschland	-	-	-179	-14	-1	2	2	-191	-39 %
Estland	-	-	-	-	-	-1	1	-0	-6 %
Finnland	-	-	-	-	-90	-35	-59	-184	-80 %
Frankreich	-64	-213	-287	-110	-128	-73	-109	-984	-92 %
Griechenland	-	-508	-162	-112	-107	-45	-1	-935	-92 %
Irland	-	-	-213	-16	-2	-2	-8	-242	-48 %
Italien	-414	-419	-358	-169	-155	-98	-108	-1.721	-85 %
Lettland	-	-	-1	-1	-	-	-0	-3	-8 %
Litauen	-	-	-1	-6	3	-	-	-4	-16 %
Luxemburg	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Malta	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Niederlande	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Österreich	-	-	-7	-27	-27	-24	-67	-151	-88 %
Polen	-	-10	-2	-10	4	-2	1	-19	-5 %
Portugal	-362	-883	-238	-62	-17	4	-20	-1.579	-94 %
Rumänien	-	-	-22	-26	-3	-1	-5	-57	-70 %
Schweden	-	-	-522	-53	-66	-237	-948	-1.826	-66 %
Slowakei	-	-	-	-8	-3	-	-0	-12	-100 %
Slowenien	-	-	-	-3	-3	-	-4	-10	-96 %
Spanien	-17.989	-3.544	-1.738	-769	-579	-289	-437	-25.344	-90 %
Tschechien	-	-	-	-	-	-1	-	-1	-100 %
UK	-	-	-4	-764	-143	-31	-65	-1.007	-88 %
Ungarn	-	-	-	-	-1	-	-	-1	-2 %
Zypern	-752	-38	-19	6	-0	-	-	-804	-87 %
EU-27	-19.581	-5.762	-3.840	-2.201	-1.361	-851	-1.838	-35.434	-86 %

Tabelle A.7.: Änderung des kostenbezogenen Potenzials bei veränderter Standortidentifikation dargestellt für verschiedene Kostenklassen in EUR t⁻¹. Als ein Standort zusammengefasst werden in diesem Szenario Rasterzellen mit einem Abstand von 300 m oder weniger. Es sind die EU-27-Länder dargestellt und alphabetisch sortiert.

Land	min- 750	750- 1000	1000- 1500	1500- 2000	2000- 3000	3000- 4000	4000- max
Belgien	-	-	-	-	-	-	-
Bulgarien	-	-103	56	13	13	21	1
Dänemark	-	-	-	-	-	-	-
Deutschland	-	-	-16	3	7	5	2
Estland	-	-	-	-	-2	1	0
Finnland	-	-	-	-	-25	14	11
Frankreich	-64	-11	9	9	24	13	20
Griechenland	-	-112	29	28	39	16	-
Irland	-	-	-31	-4	23	6	6
Italien	-141	16	18	25	26	37	19
Lettland	-	-	-	-	-	-	-
Litauen	-	-	-	-3	3	-	-
Luxemburg	-	-	-	-	-	-	-
Malta	-	-	-	-	-	-	-
Niederlande	-	-	-	-	-	-	-
Österreich	-	-	-	-14	1	-5	17
Polen	-	-5	4	-0	1	-1	1
Portugal	31	-197	81	34	31	14	7
Rumänien	-	-7	6	-2	-	2	1
Schweden	-	-	-110	54	32	-26	51
Slowakei	-	-	-	-1	-	1	-
Slowenien	-	-	-	-3	0	1	2
Spanien	-3.633	625	1.239	304	441	369	653
Tschechien	-	-	-	-	-	-	-
UK	-	-	-	-40	-27	15	52
Ungarn	-	-16	16	-	-	-	-
Zypern	-12	7	-8	8	4	-	-
EU-27	-3.818	197	1.293	411	592	482	842

Tabelle A.8.: Änderung des kostenbezogenen Potenzials bei ganzjähriger Produktion für die EU-27-Länder dargestellt für verschiedene Kostenklassen in EUR t⁻¹. Der Flächen-ertrag wurde ohne Berücksichtigung von Einschränkungen durch die Außentemperatur ermittelt.

Land	min- 750	750- 1000	1000- 1500	1500- 2000	2000- 3000	3000- 4000	4000- max	Gesamt	rel.
Belgien	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bulgarien	140	23	30	17	9	-23	-15	181	47%
Dänemark	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deutschland	-	424	-104	-50	-28	1	-5	238	49%
Estland	-	-	8	-	-3	-1	-	5	79%
Finnland	-	-	99	26	137	16	103	381	165%
Frankreich	237	159	107	27	216	-65	-115	567	53%
Griechenland	596	-293	68	-51	59	-58	-2	319	31%
Irland	-	485	-245	-9	-13	8	-10	214	43%
Italien	408	-23	148	116	372	-72	-118	832	41%
Lettland	-	29	-3	-11	1	1	-1	16	50%
Litauen	-	22	-7	-4	-0	-1	-	10	45%
Luxemburg	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Malta	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Niederlande	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Österreich	-	117	112	117	257	33	-81	555	323%
Polen	263	-22	-12	-26	-16	-1	-1	184	49%
Portugal	1.123	-493	-85	-23	4	13	-20	519	31%
Rumänien	-	21	40	-18	14	-6	-6	45	55%
Schweden	-	5.157	4.332	1.187	1.066	57	-194	11.604	421%
Slowakei	-	-	16	-6	-3	-	-0	7	59%
Slowenien	-	-	9	-1	3	1	-4	8	82%
Spanien	6.291	-380	-2	-167	61	-105	-208	5.492	19%
Tschechien	-	-	-	-	1	-1	-	0	52%
UK	-	1.811	359	-637	-4	-4	-58	1.467	128%
Ungarn	33	-10	-9	-	0	-	-	15	23%
Zypern	60	-10	-1	1	-3	-	-	47	5%
EU-27	9.152	7.016	4.862	488	2.133	-208	-736	22.708	45%

Tabelle A.9.: Änderung des kostenbezogenen Potenzials bei Klimaänderung für die EU-27-Länder dargestellt für verschiedene Kostenklassen in EUR t⁻¹. Steigende Temperaturen werden durch einen kürzeren Bezugszeitraum der Temperaturdaten abgebildet.

Land	min- 750	750- 1000	1000- 1500	1500- 2000	2000- 3000	3000- 4000	4000- max	Gesamt	rel.
Belgien	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bulgarien	-	5	5	-1	1	5	-4	10	2,6 %
Dänemark	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deutschland	-	39	-35	1	2	-1	0	6	1,3 %
Estland	-	-	-	-	0	0	-	0	0,2 %
Finnland	-	-	-	-	-8	16	-6	1	0,6 %
Frankreich	0	20	14	2	3	6	-6	39	3,6 %
Griechenland	-	15	-5	-6	4	-3	0	4	0,4 %
Irland	-	-	1	8	1	-2	0	8	1,5 %
Italien	38	21	6	-16	18	-3	7	70	3,5 %
Lettland	-	-	9	-7	-	-	0	2	7,3 %
Litauen	-	-	0	0	0	0	-	0	0,2 %
Luxemburg	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Malta	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Niederlande	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Österreich	-	-	16	-5	3	-4	29	40	23,3 %
Polen	-	0	0	0	0	0	0	1	0,2 %
Portugal	435	-285	-30	-3	-11	15	-9	111	6,6 %
Rumänien	-	0	5	2	-2	0	-0	4	5,3 %
Schweden	-	-	2	3	319	-53	260	532	19,3 %
Slowakei	-	-	-	0	0	-	0	0	0,2 %
Slowenien	-	-	-	3	-2	-	0	1	9,9 %
Spanien	1.072	-154	31	-135	-32	1	-54	729	2,6 %
Tschechien	-	-	-	-	-	0	-	0	0,2 %
UK	-	-	0	47	-21	3	-2	27	2,4 %
Ungarn	-	0	0	-	0	-	-	0	0,2 %
Zypern	-12	16	3	1	-3	-	-	5	0,5 %
EU-27	1.533	-323	22	-106	271	-20	216	1.593	3,9 %

Anhang B.

Karten

Im folgenden Abschnitt sind verschiedene thematische Karten zu finden. Insbesondere werden die geographischen Eingangsdaten für das Modell dargestellt. Die zugrunde liegenden Rohdaten wurden hierfür aus Gründen der Darstellbarkeit aufbereitet. So werden beispielsweise statt der langjährigen Zeitreihen zur Tagesmitteltemperatur und zu den Minimum- und Maximumtemperaturen die daraus abgeleitete Anzahl von Betriebsmonaten und, in Kombination mit der Globalstrahlung, der jährliche Biomassertrag dargestellt. Alle Karten beziehen sich auf das Bezugsszenario.

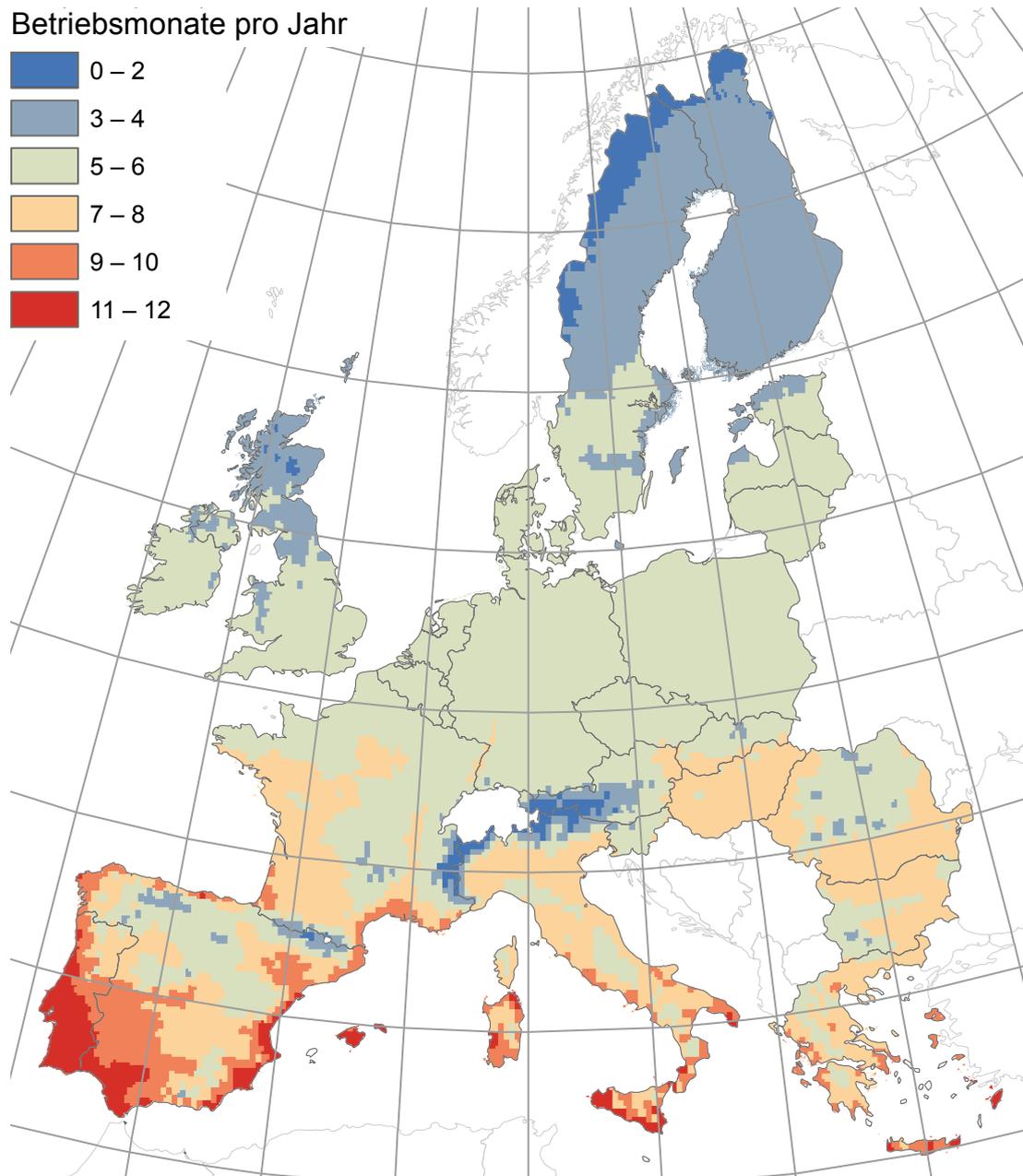


Abbildung B.1.: Betriebsmonate pro Jahr im Untersuchungsraum abgeleitet aus den verwendeten E-OBS-Temperaturdaten (HAYLOCK et al., 2008; VAN DEN BESSELAAR et al., 2011) und Temperaturindikatoren (s. Abschnitt 3.2.1 und 3.2.4). Die räumliche Auflösung stellt auch lokale Gegebenheiten noch dar. Beispielsweise lassen sich die wärmebegünstigten Lagen in Oberrheingraben und Rhonetal gut erkennen.

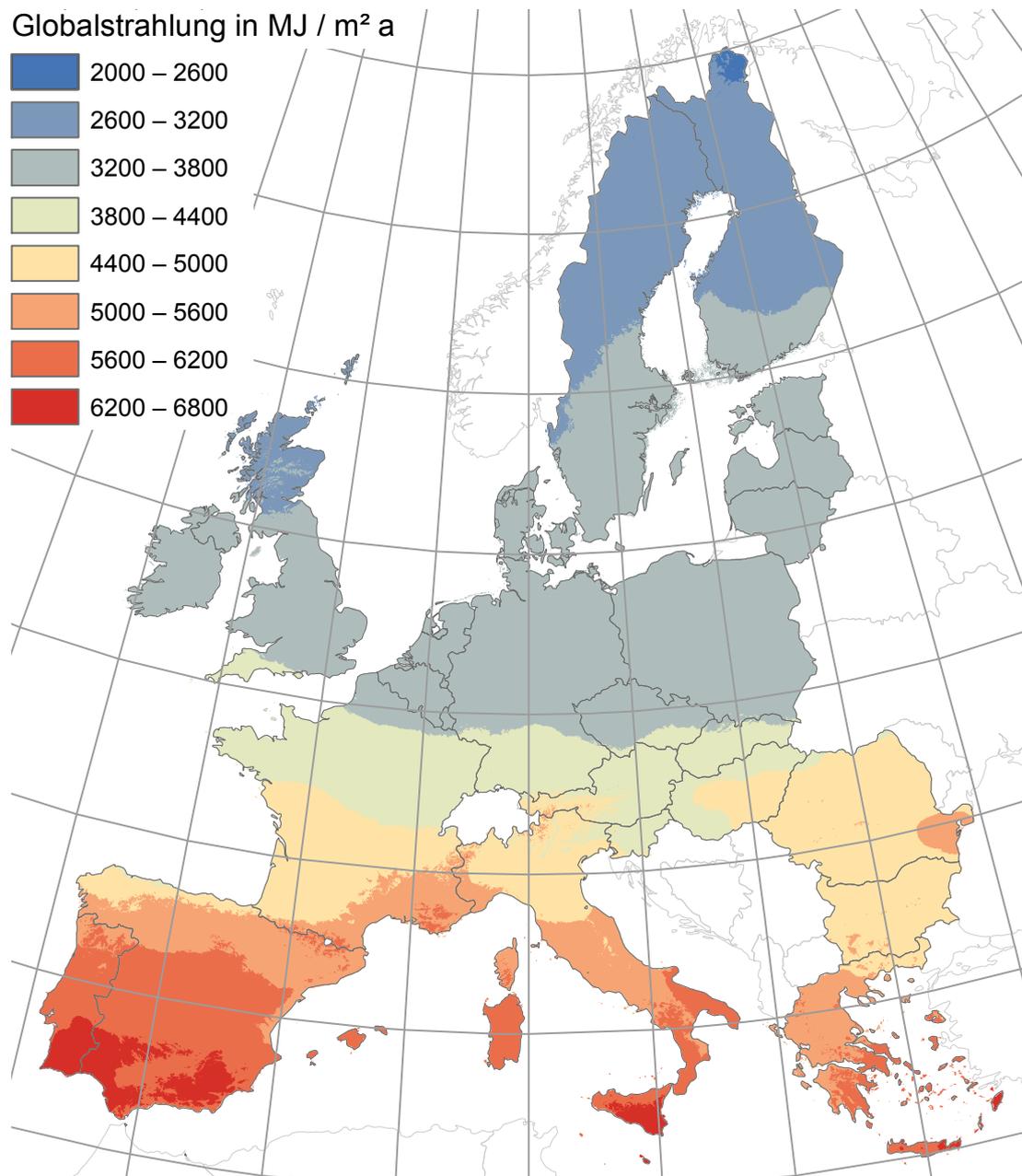


Abbildung B.2.: Verteilung der einfallenden Globalstrahlung pro Jahr im Untersuchungsraum. Rohdaten (langjährige Monatsmittel) aus dem PVGIS-Projekt (SÚRI et al., 2007).

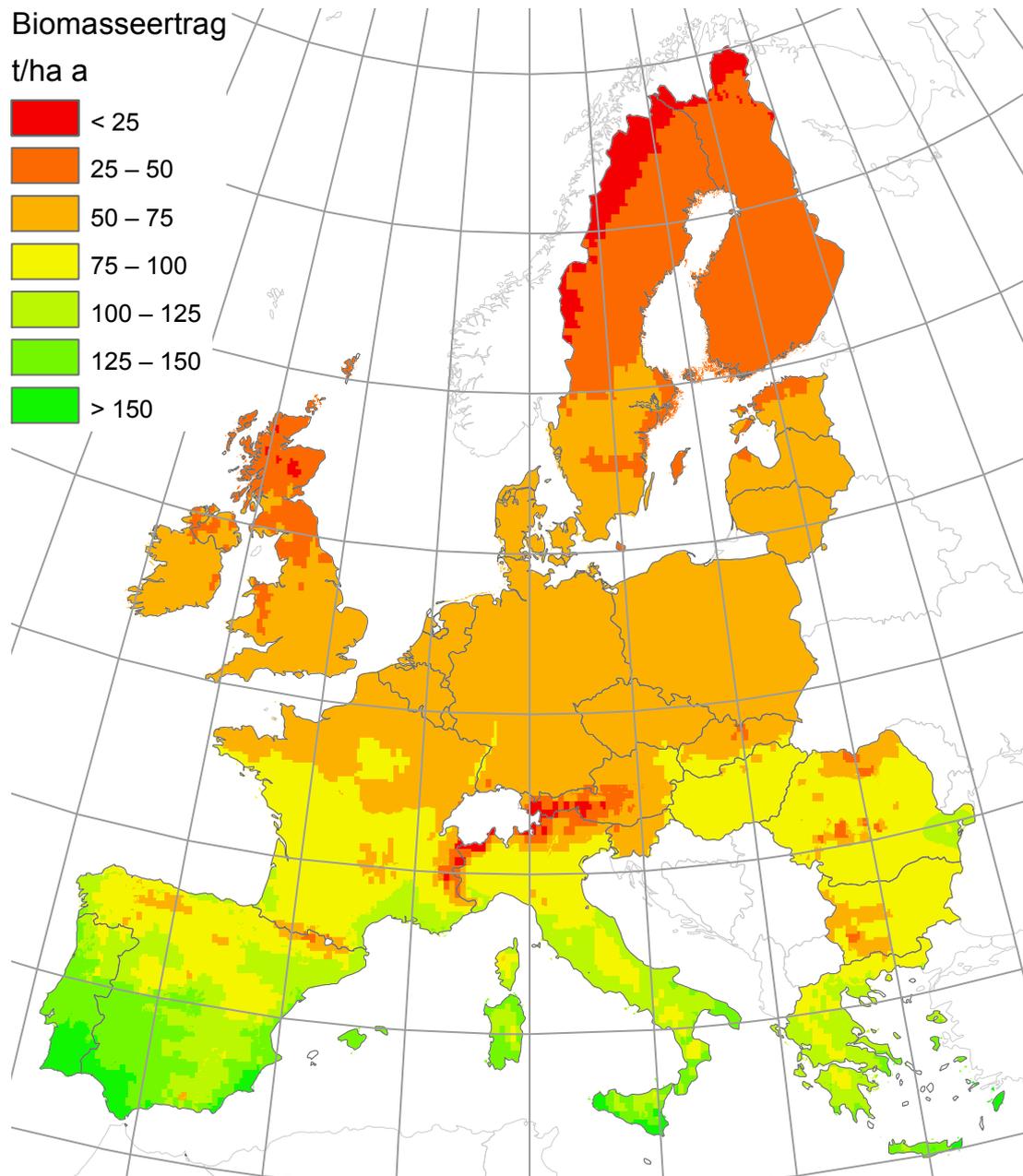


Abbildung B.3.: Jährlicher Biomasseertrag im Untersuchungsraum abgeleitet aus den Daten zu Temperatur und Globalstrahlung. Berechnung wie in Abschnitt 3.2 beschrieben.

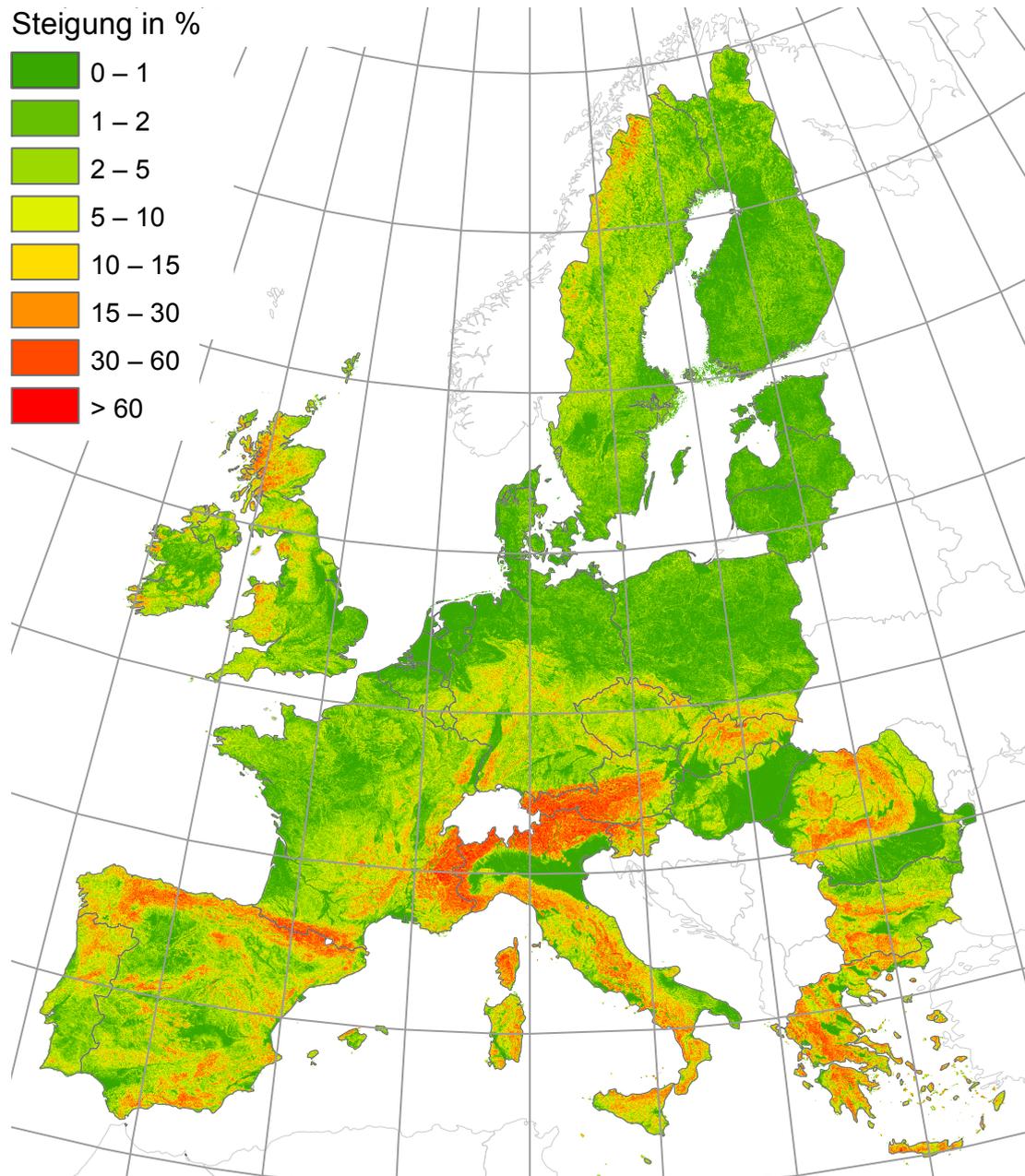


Abbildung B.4.: Geländesteigung im Untersuchungsraum berechnet nach Daten des U.S. Geological Survey (USGS, 2006).

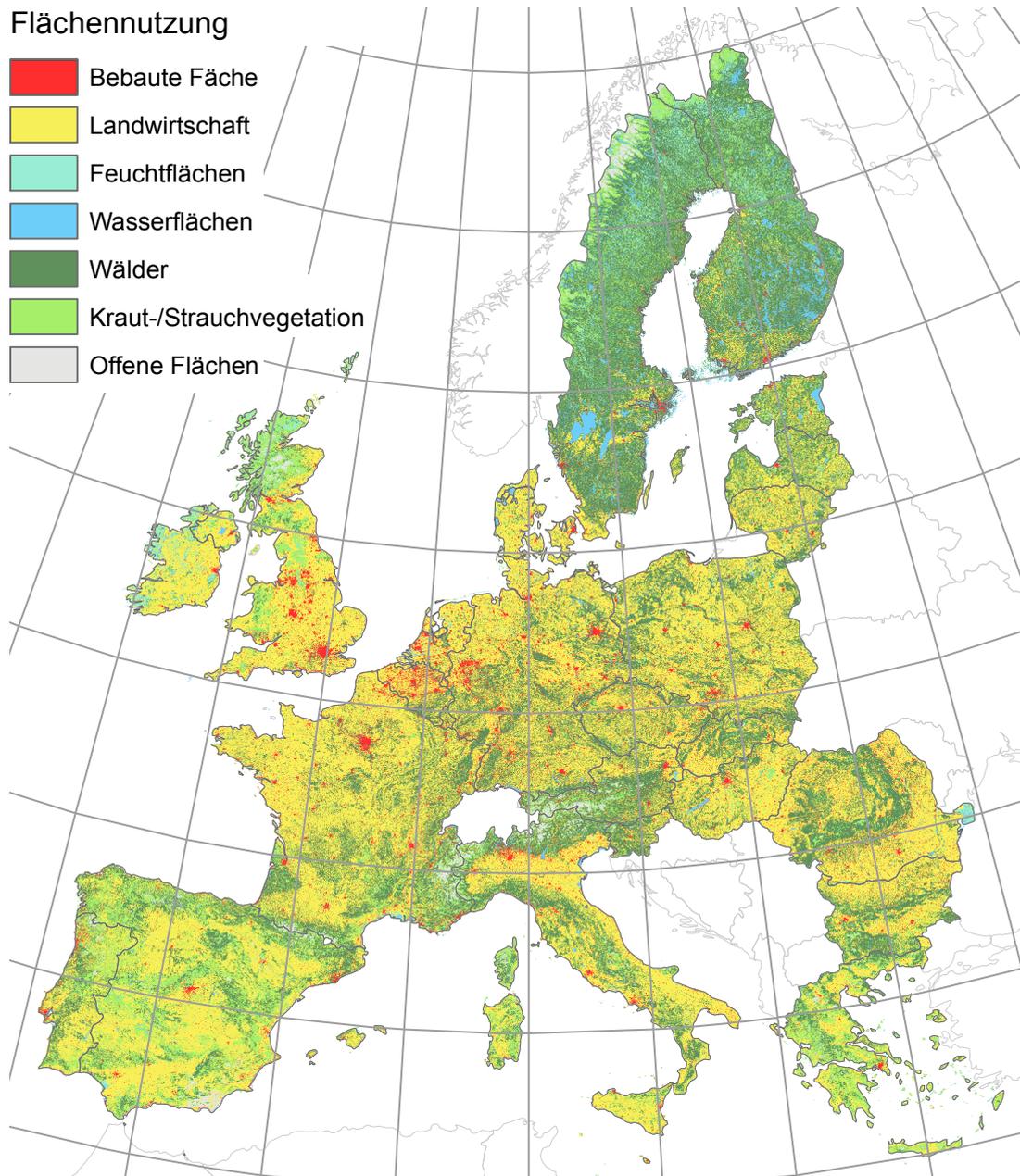


Abbildung B.5.: Landnutzung in den EU-27 Ländern aggregiert zu 7 Landnutzungs-kategorien unter Verwendung der Corine-Daten (EEA, 2011, 2010). In der Kategorie „Offene Flächen“ befinden sich die Unterkategorien „bare rocks“ und „sparsely vegetated areas“, für die angenommen wurde, dass nur sie für die Mikroalgenproduktion zur Verfügung stehen (s. Abschnitt 3.3).



Abbildung B.6.: Schutzgebiete im Untersuchungsraum nach Daten der World Database on Protected Areas (IUCN u. UNEP, 2010).



Abbildung B.7.: Lage und Größe potenzieller Mikroalgenproduktionsstandorte im Untersuchungsraum.

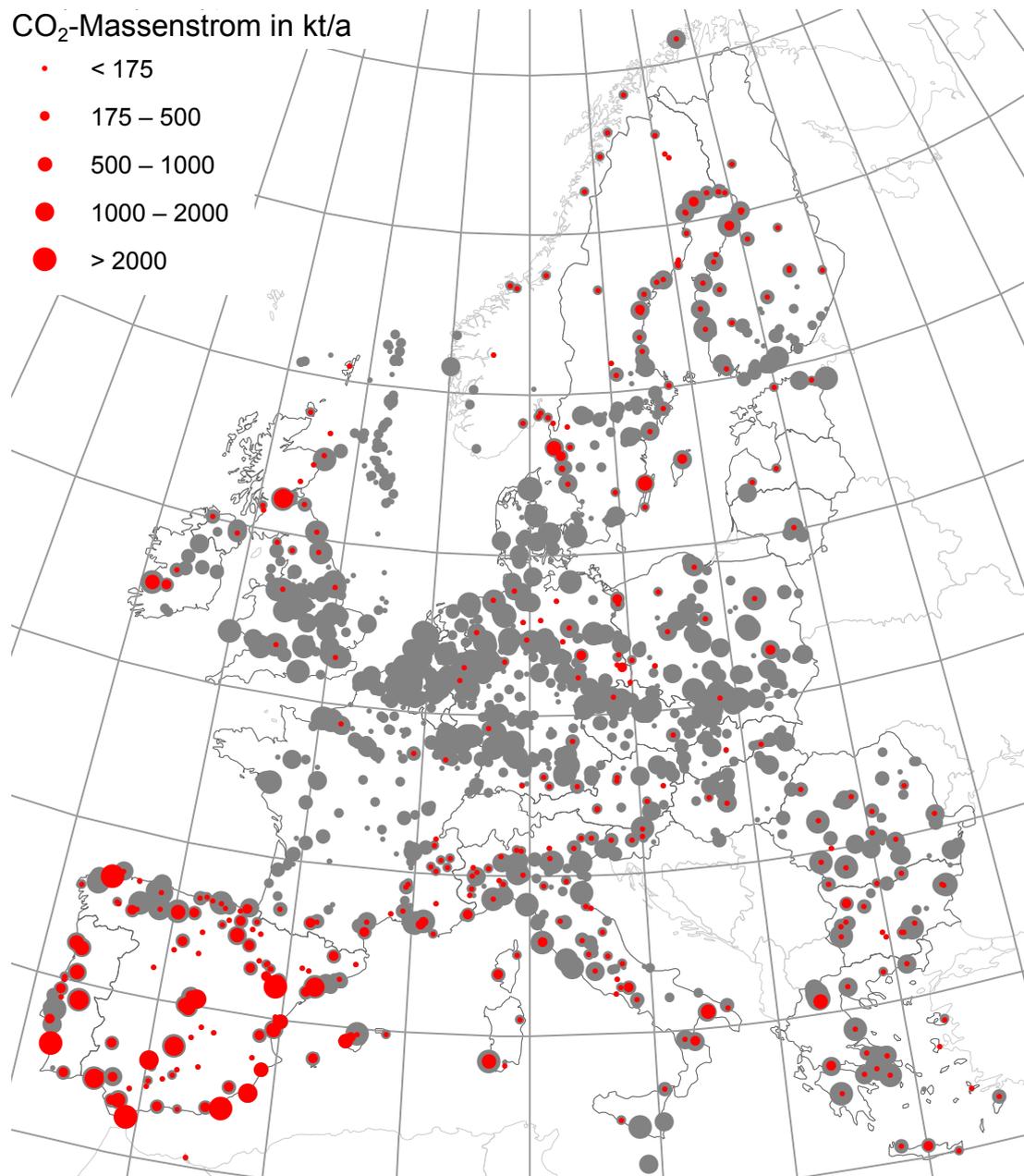


Abbildung B.8.: Lage und Größe der CO₂-Quellen. Die CO₂-Quellen sind als Kreise dargestellt. Die Größe der Kreise gibt den CO₂-Massenstrom in kt pro Jahr an. Grau dargestellt sind die jährlichen CO₂-Emissionen aller E-PRTR CO₂-Quellen. Rot dargestellt ist der an die Mikroalgenstandorte gelieferte CO₂-Massenstrom.

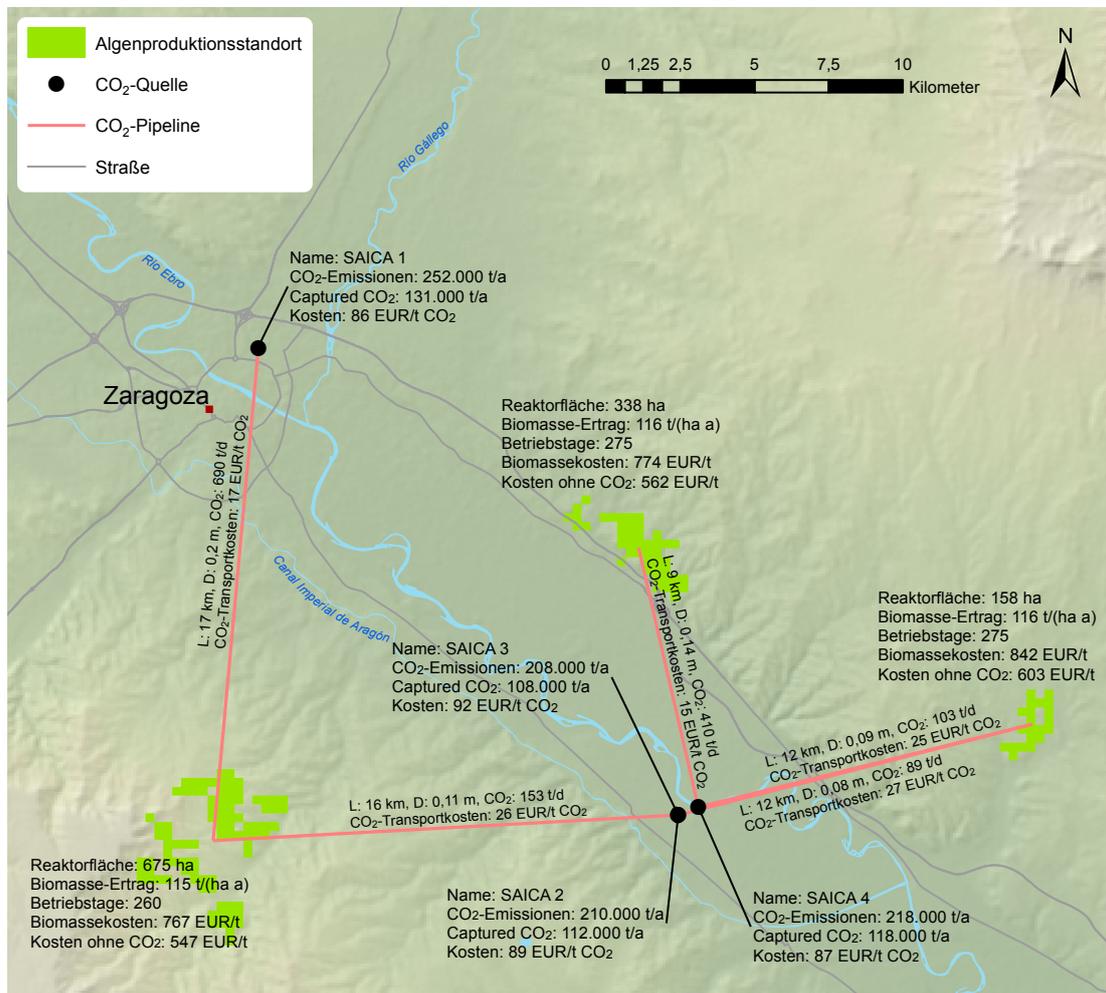


Abbildung B.9.: Ergebnisbeispiel als Detailkarte für die Umgebung von Zaragoza (Spanien). Die Karte zeigt drei Algenproduktionsstandorte, die von vier CO₂-Quellen über fünf Pipelines mit CO₂ versorgt werden. Es sind jeweils die wichtigsten Kennwerte angegeben. Die Algenstandorte liegen in dem kargen Hügelland, welches sich auf beiden Seiten des Ebrotals erhebt. Bei den CO₂-Quellen handelt es sich um Anlagen zur Herstellung von Papier, Karton und Pappe (NACE-Code 17.12) vom Quellentyp „Mix“. Außer den abgebildeten Algenstandorten werden auch noch weitere Standorte durch die abgebildeten CO₂-Quellen versorgt, die zugehörigen Pipelines aber aus Gründen der besseren Übersicht in der Karte weggelassen. Die Karte zeigt deutlich eine Erweiterungsmöglichkeit des Modells auf: die Nutzung gemeinsamer CO₂-Infrastruktur. Die Pipelines von SAICA 2 und SAICA 4 zum Algenstandort im Osten verlaufen nahezu deckungsgleich und könnten zusammengelegt werden. Für die Pipelines bedeuteten L: Länge, D: Durchmesser und CO₂: CO₂-Auslegungsmassenstrom.

Anhang C.

Ergänzende Tabellen und Abbildungen

C.1. Kostenfunktionen

Im Folgenden sind die im Modell (Abschnitte 3.4.2, 3.5.1, 3.5.2.1 und 3.5.2.2) verwendeten Kostenfunktionen als Diagramme dargestellt. Die verwendeten Spannbreiten für Massenströme, Biomasseerträge, Auslastungsfaktoren etc. geben grob die Spannbreite dieser Parameter wieder, wie sie sich aus den Modellrechnungen für das Bezugsszenario ergeben.

Für die Berechnung der Kosten für Capture, CO₂-Kompression und CO₂-Pipeline wird ein Auslastungsfaktor gemäß Gleichung 3.51 verwendet. Er wird benötigt um aus dem gegebenen CO₂-Auslegungsmassenstrom (in t d⁻¹) den prozessierten CO₂-Jahresmassenstrom zu berechnen.

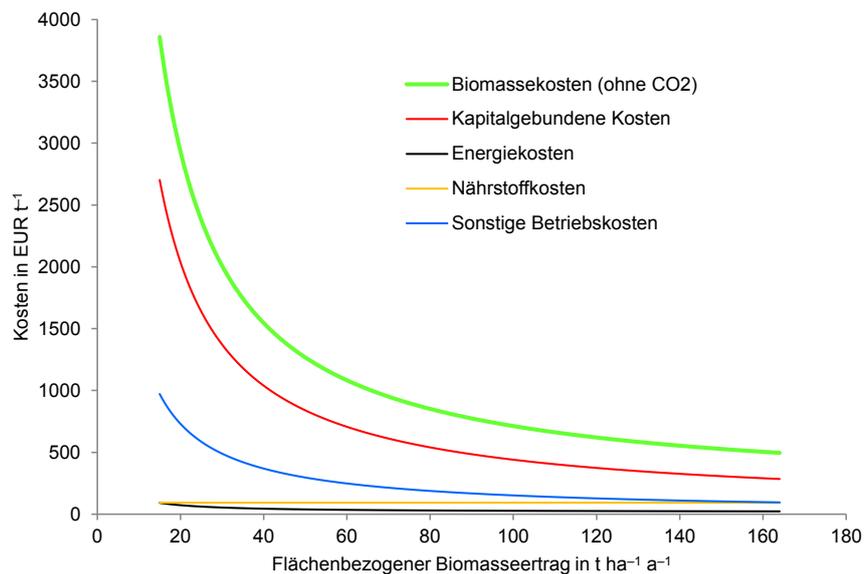


Abbildung C.1.: Biomassekosten in EUR t⁻¹ ohne Kosten für die CO₂-Bereitstellung in Abhängigkeit vom Biomasseertrag. Es sind die gesamten Biomassekosten und deren Aufteilung in verschiedene Kostenarten dargestellt. Für den Standort wurden eine von Reaktoren belegte Fläche von 100 ha und 180 Betriebstage angenommen.

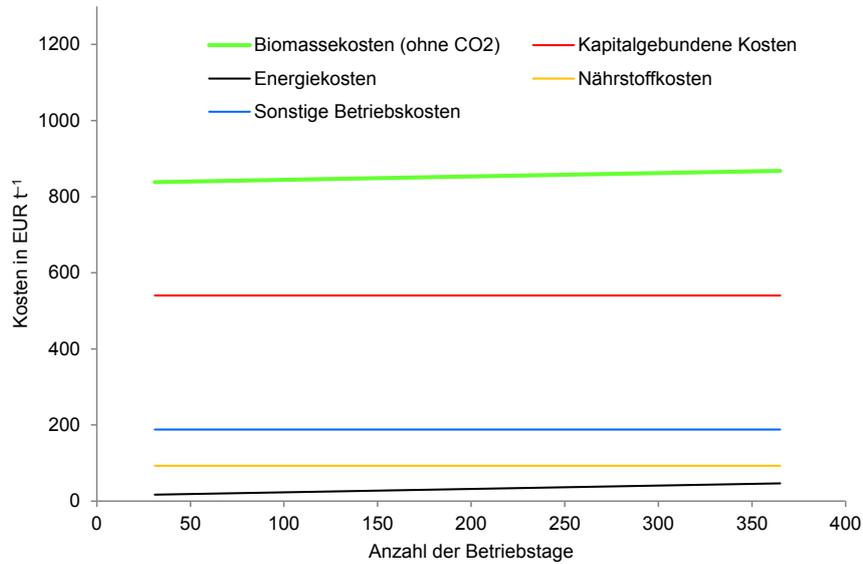


Abbildung C.2.: Biomassekosten in EUR t⁻¹ ohne Kosten für die CO₂-Bereitstellung in Abhängigkeit von der Anzahl der Betriebstage. Es sind die gesamten Biomassekosten und deren Aufteilung in verschiedene Kostenarten dargestellt. Für den Standort wurden eine von Reaktoren belegte Fläche von 100 ha und ein Biomassertrag von 80 t ha⁻¹ a⁻¹ angenommen.

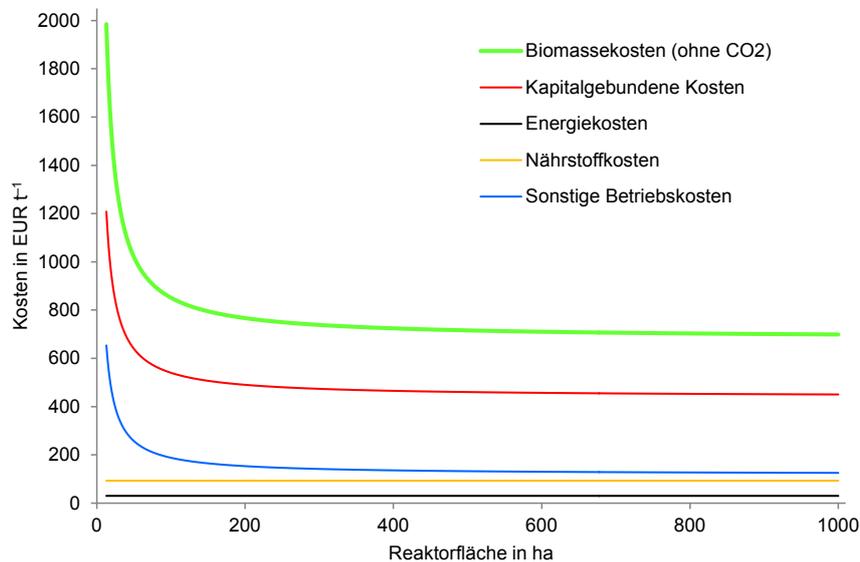


Abbildung C.3.: Biomassekosten in EUR t⁻¹ ohne Kosten für die CO₂-Bereitstellung in Abhängigkeit von der durch Reaktoren belegten Fläche. Es sind die gesamten Biomassekosten und deren Aufteilung in verschiedene Kostenarten dargestellt. Für den Standort wurden 180 Betriebstage und ein Biomassertrag von 80 t ha⁻¹ a⁻¹ angenommen.

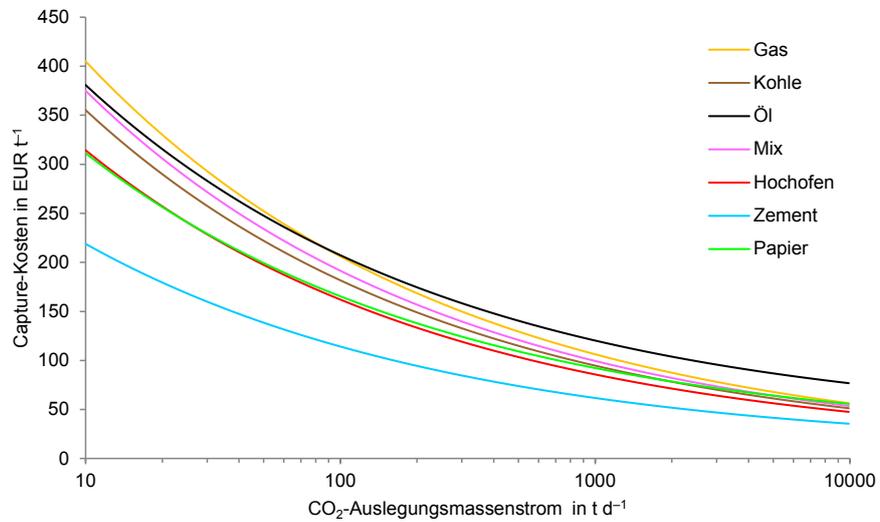


Abbildung C.4.: Capture-Kosten in EUR t⁻¹ CO₂ in Abhängigkeit vom CO₂-Auslegungsmassenstrom für verschiedene Quellentypen. Für alle Quellentypen wurde ein Auslastungsfaktor von 0,4 angenommen.

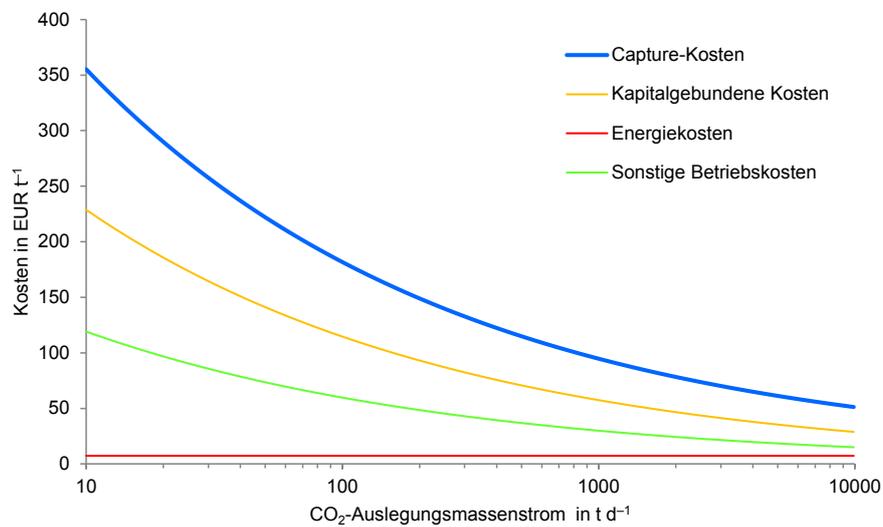


Abbildung C.5.: Capture-Kosten in EUR t⁻¹ CO₂ in Abhängigkeit vom CO₂-Auslegungsmassenstrom. Es sind die gesamten Capture-Kosten und deren Aufteilung in verschiedene Kostenarten dargestellt. Die Kosten wurden beispielhaft für den Quellentyp „Kohle“ bei einem Auslastungsfaktor von 0,4 berechnet.

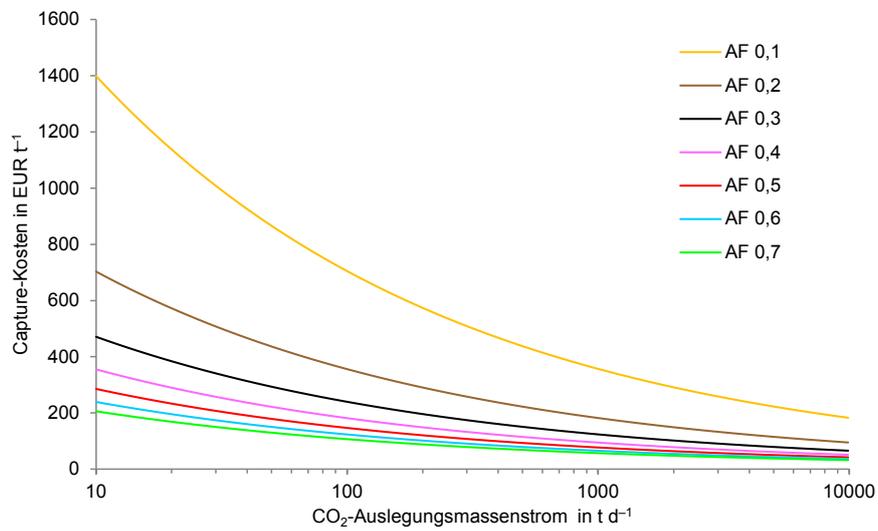


Abbildung C.6.: Capture-Kosten in $\text{EUR t}^{-1} \text{CO}_2$ in Abhängigkeit vom CO_2 -Auslegungsmassenstrom für verschiedene Auslastungsfaktoren (AF), beispielhaft berechnet für den Quellentyp „Kohle“.

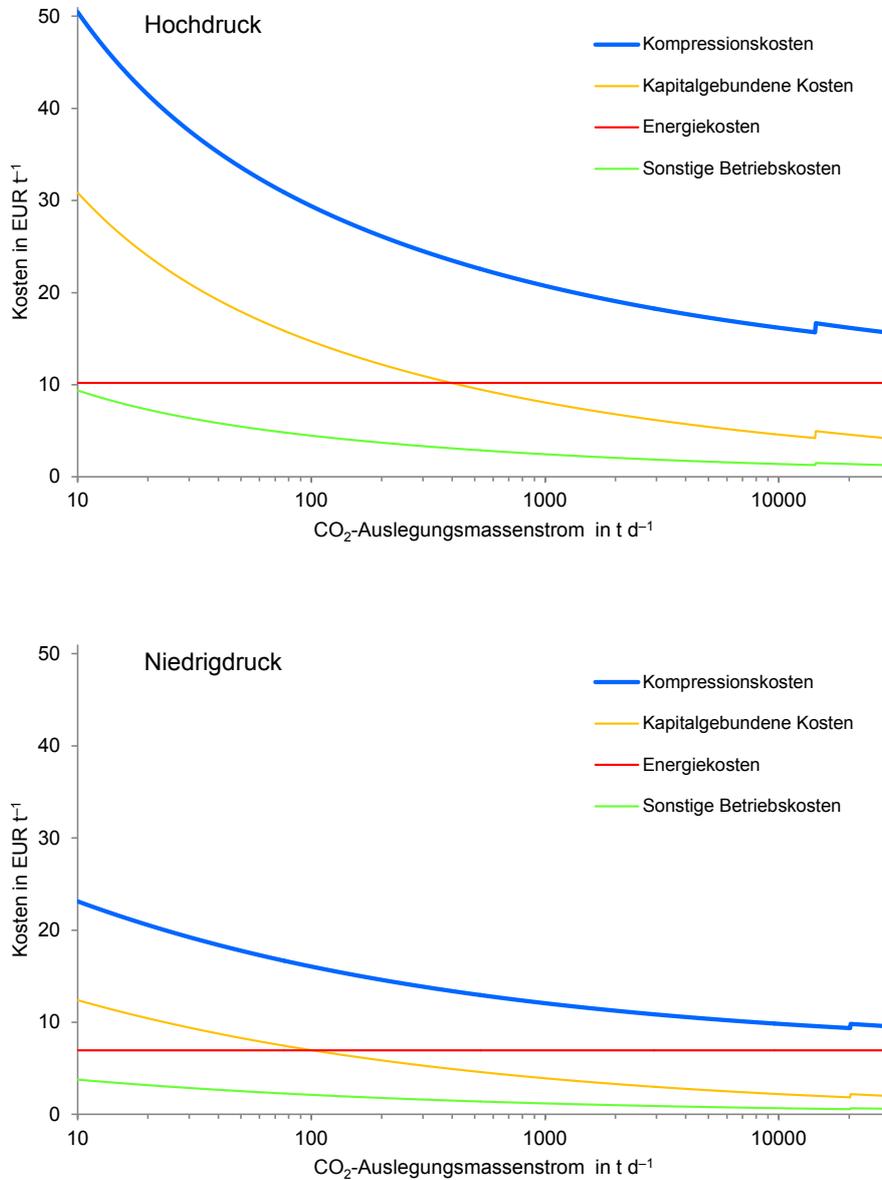


Abbildung C.7.: Kompressions-Kosten in EUR t⁻¹ CO₂ und ihre Zusammensetzung in Abhängigkeit vom CO₂-Auslegungsmassenstrom für den Hochdruckfall (oben) und den Niedrigdruckfall (unten). Es sind die gesamten Kompressions-Kosten und deren Aufteilung in verschiedene Kostenarten dargestellt. Es wurde ein Auslastungsfaktor von 0,4 angenommen.

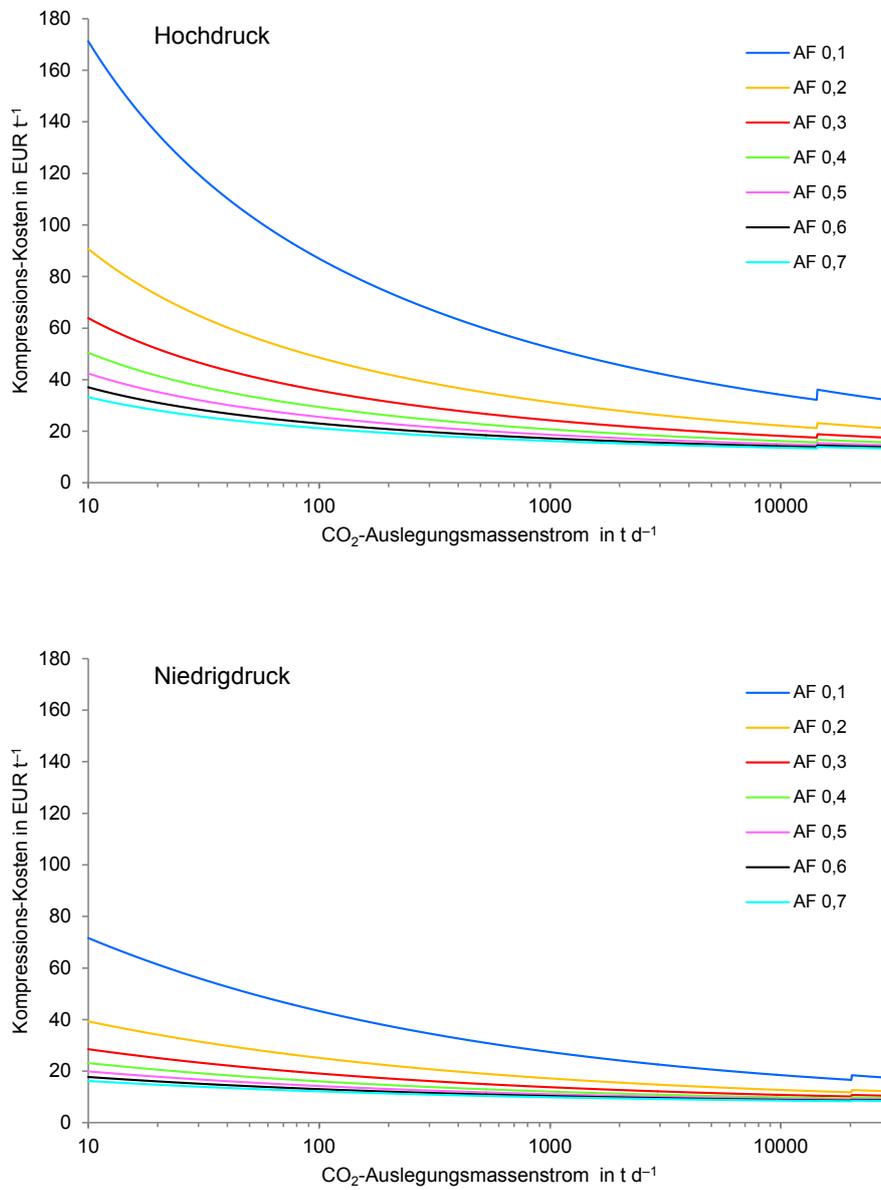


Abbildung C.8.: Kompressions-Kosten in EUR t⁻¹ CO₂ in Abhängigkeit vom CO₂-Auslegungsmassenstrom für verschiedene Auslastungsfaktoren. Der Hochdruckfall ist oben, der Niedrigdruckfall unten dargestellt.

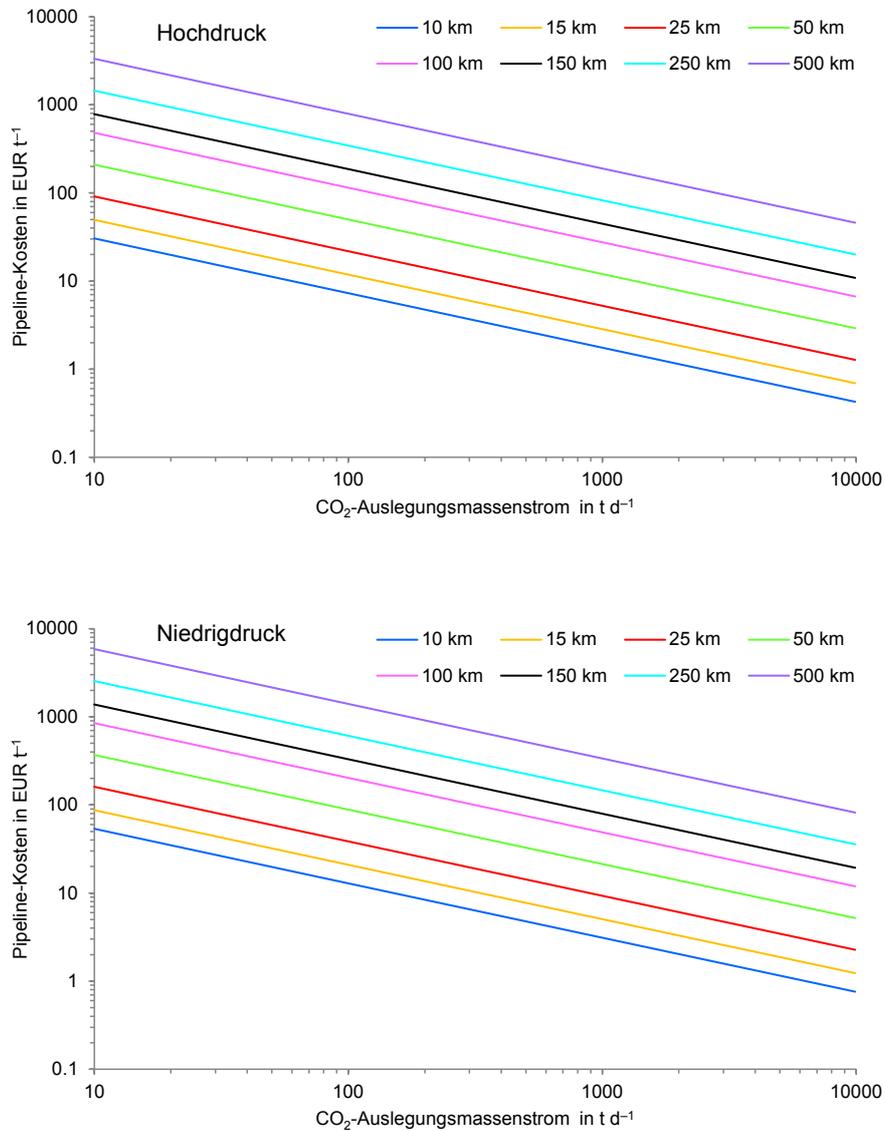


Abbildung C.9.: Pipeline-Kosten in EUR t⁻¹ CO₂ in Abhängigkeit vom CO₂-Auslegungsmassenstrom für verschiedene Pipelinelängen in km. Der Hochdruckfall ist oben, der Niedrigdruckfall unten dargestellt.

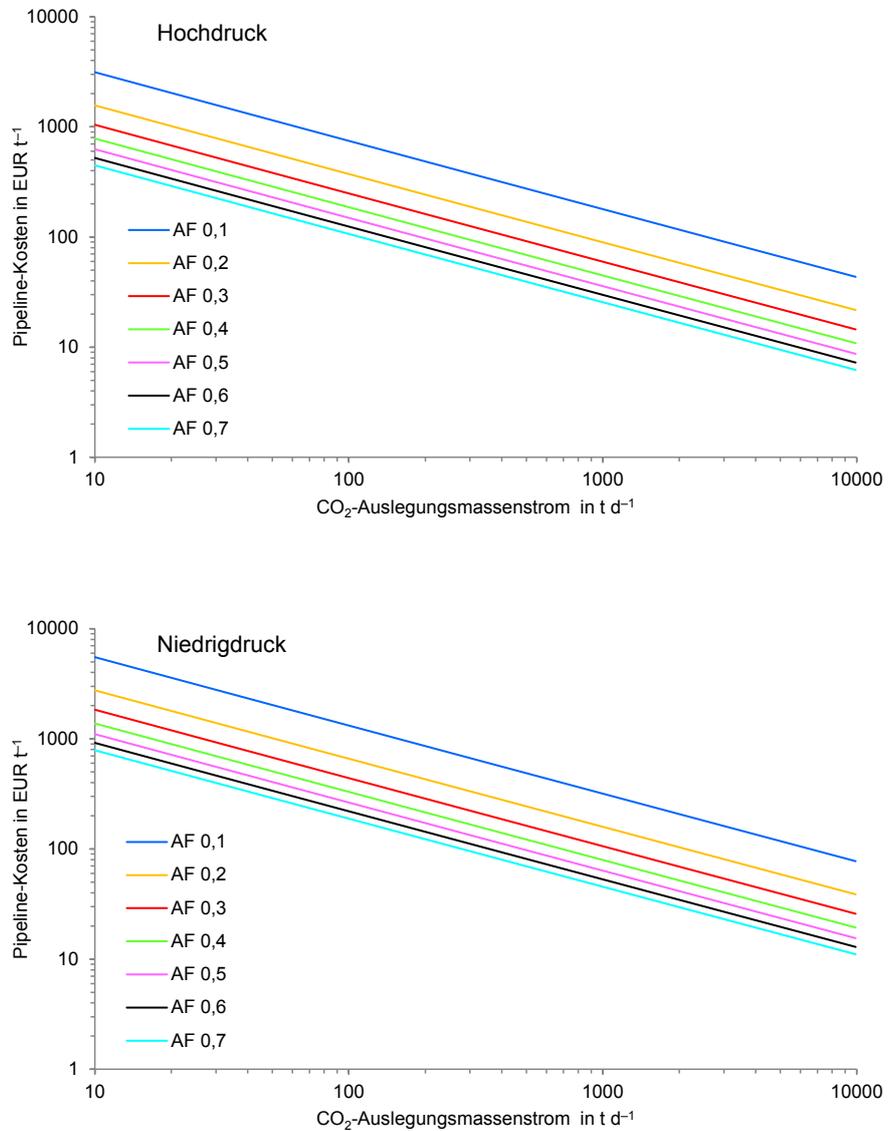


Abbildung C.10.: Pipeline-Kosten in EUR t⁻¹ CO₂ in Abhängigkeit vom CO₂-Auslegungsmassenstrom für verschiedene Auslastungsfaktoren. Der Hochdruckfall ist oben, der Niedrigdruckfall unten dargestellt.

C.2. Verschiedenes

Tabelle C.1.: Industriezweige mit CO₂-Emissionen oberhalb der Untergrenze für die Berichtspflicht ins E-PRTR nach NACE (*Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne*) und die jeweils zugewiesenen CO₂-Quellentypen zur Abschätzung der CO₂-Capture-Kosten.

CO ₂ - Quellentyp	Industriezweig nach NACE
Ammoniak	Manufacture of fertilisers and nitrogen compounds
Gas	Distribution of gaseous fuels through mains
Gas	Extraction of natural gas
Gas	Manufacture of coke oven products
Gas	Manufacture of other organic basic chemicals
Gas	Manufacture of refined petroleum products
Gas	Production of electricity
Gas	Transport via pipeline
Gas	Treatment and disposal of hazardous waste
Gas	Treatment and disposal of non-hazardous waste
Hochofen	Manufacture of basic iron and steel and of ferro-alloys
Kohle	Copper production
Kohle	Lead, zinc and tin production
Kohle	Mining of hard coal
Kohle	Mining of lignite
Kohle	Other non-ferrous metal production
Kohle/Gas	Production of electricity
Mix	Activities of head offices
Mix	Casting of iron
Mix	Casting of light metals
Mix	Casting of other non-ferrous metals
Mix	Casting of steel
Mix	Cold drawing of bars
Mix	Cold rolling of narrow strip
Mix	Distribution of electricity
Mix	Extraction of salt
Mix	Manufacture and processing of other glass, including technical glassware
Mix	Manufacture of air and spacecraft and related machinery
Mix	Manufacture of bricks, tiles and construction products, in baked clay
Mix	Manufacture of ceramic tiles and flags
Mix	Manufacture of corrugated paper and paperboard and of containers of paper and paperboard
Mix	Manufacture of dyes and pigments
Mix	Manufacture of flat glass
Mix	Manufacture of fruit and vegetable juice
Mix	Manufacture of gas

Fortsetzung nächste Seite ...

Anhang C. Ergänzende Tabellen und Abbildungen

Fortsetzung von Tabelle C.1.

CO ₂ - Quellentyp	Industriezweig nach NACE
Mix	Manufacture of hollow glass
Mix	Manufacture of household and sanitary goods and of toilet requisites
Mix	Manufacture of lime and plaster
Mix	Manufacture of man-made fibres
Mix	Manufacture of motor vehicles
Mix	Manufacture of oils and fats
Mix	Manufacture of optical instruments and photographic equipment
Mix	Manufacture of other articles of paper and paperboard
Mix	Manufacture of other chemical products n.e.c.
Mix	Manufacture of other electrical equipment
Mix	Manufacture of other inorganic basic chemicals
Mix	Manufacture of other non-metallic mineral products n.e.c.
Mix	Manufacture of paper and paperboard
Mix	Manufacture of paper stationery
Mix	Manufacture of pesticides and other agrochemical products
Mix	Manufacture of pharmaceutical preparations
Mix	Manufacture of plaster products for construction purposes
Mix	Manufacture of plastics in primary forms
Mix	Manufacture of prepared feeds for farm animals
Mix	Manufacture of refractory products
Mix	Manufacture of rubber tyres and tubes; retreading and rebuilding of rubber tyres
Mix	Manufacture of starches and starch products
Mix	Manufacture of sugar
Mix	Manufacture of synthetic rubber in primary forms
Mix	Manufacture of tubes, pipes, hollow profiles and related fittings, of steel
Mix	Manufacture of veneer sheets and wood-based panels
Mix	Mining of iron ores
Mix	Mining of other non-ferrous metal ores
Mix	Operation of dairies and cheese making
Mix	Other mining and quarrying n.e.c.
Mix	Processing of tea and coffee
Mix	Quarrying of ornamental and building stone, limestone, gypsum, chalk and slate
Mix	Recovery of sorted materials
Mix	Steam and air conditioning supply
Mix	Support activities for petroleum and natural gas extraction
Mix	Tanning and dressing of leather; dressing and dyeing of fur
Mix	Trade of electricity
Mix	Treatment and coating of metals
Öl	Extraction of crude petroleum
Papier	Manufacture of pulp
Zement	Manufacture of cement

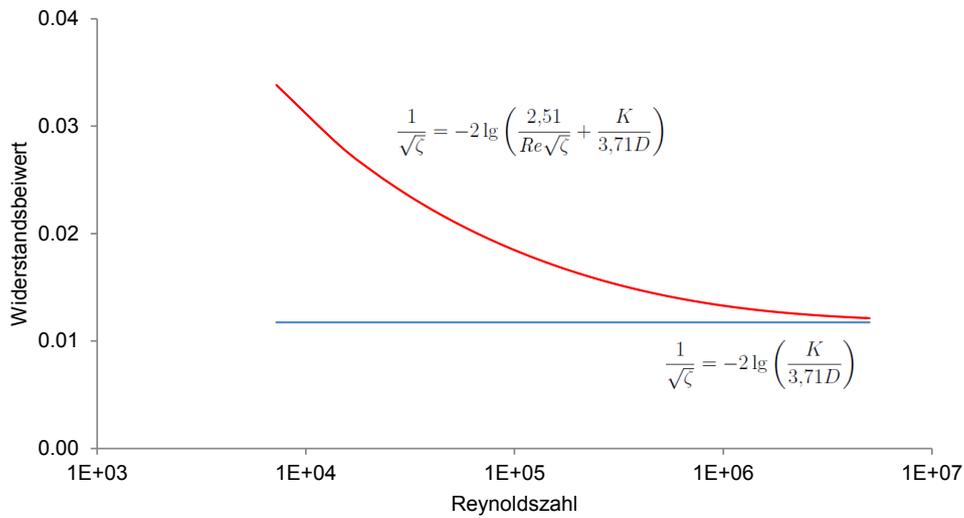


Abbildung C.11.: Widerstandsbeiwert ζ in Abhängigkeit von der Reynoldszahl Re . ζ berechnet nach Gleichung 3.64 (rot) konvergiert bei großen Re gegen Gleichung 3.65 (blau). Die dargestellten Kurven wurden für einen Pipelinedurchmesser D von 0,2 m im Hochdruckfall berechnet.

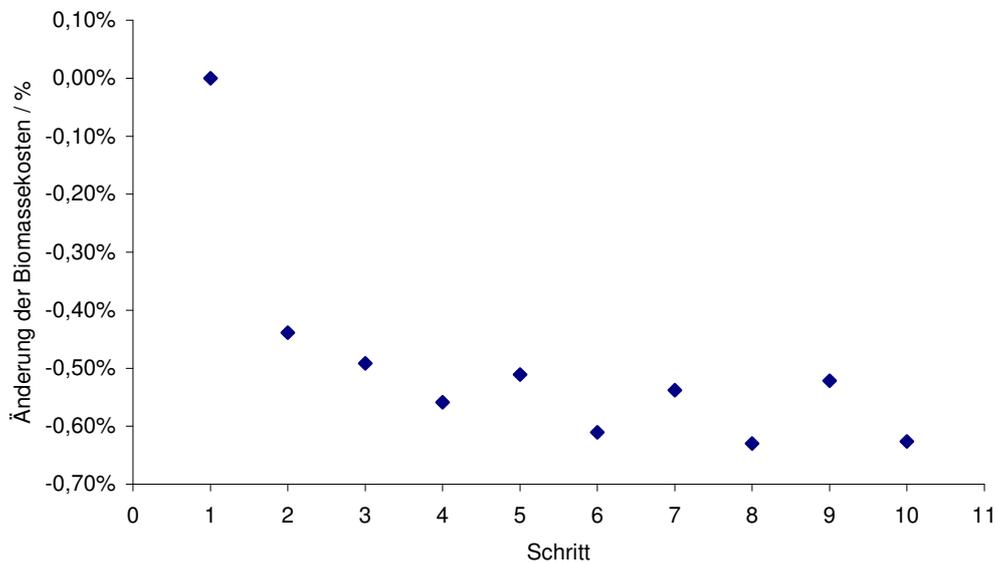


Abbildung C.12.: Änderung der Biomassekosten je Iterationsschritt bezogen auf den Wert in Schritt 1. Die Kostenänderungen resultieren aus den Skaleneffekten beim CO₂-Capture. Die Biomassekosten wurden als systemweites, gewichtetes Mittel berechnet, wobei das Gewichtungsattribut die erzeugte Algenbiomasse ist.

Literaturverzeichnis

- ACIÉN, F., FERNÁNDEZ, J., MAGÁN, J. u. MOLINA, E.: Production cost of a real microalgae production plant and strategies to reduce it. *Biotechnology Advances*, 30(6): 1344–1353, 2012. doi:10.1016/j.biotechadv.2012.02.005.
- AGRAWAL, S. u. SINGH, V.: Vegetative survival, akinete formation and germination in three blue-green algae and one green alga in relation to light intensity, temperature, heat shock and UV exposure. *Folia Microbiologica*, 45: 439–446, 2000. doi:10.1007/BF02817618.
- AMER, L., ADHIKARI, B. u. PELLEGRINO, J.: Technoeconomic analysis of five microalgae-to-biofuels processes of varying complexity. *Bioresource Technology*, 102(20): 9350–9359, 2011. doi:10.1016/j.biortech.2011.08.010.
- AQUAFUELS: Deliverable 1.4: Report on Biology and Biotechnology of algae with indication of criteria for strain selection. Aquafuels project, 2011. http://www.aquafuels.eu/attachments/079_D%201.4%20Biology%20Biotechnology.pdf, zuletzt abgerufen am: 08.05.2014.
- BAERDEMAEKER, T. D., LEMMENS, B., DOTREMONT, C., FRET, J., ROEF, L., GOIRIS, K. u. DIELS, L.: Benchmark study on algae harvesting with backwashable submerged flat panel membranes. *Bioresource Technology*, 129: 582–591, 2013. doi:10.1016/j.biortech.2012.10.153.
- BECKER, E. W.: Micro-algae as a source of protein. *Biotechnology Advances*, 25(2): 207–210, 2007. doi:10.1016/j.biotechadv.2006.11.002.
- BENEMANN, J.: CO₂ mitigation with microalgae systems. *Energy Conversion and Management*, 38, Supplement: S475–S479, 1997. doi:10.1016/S0196-8904(96)00313-5.
- VAN DEN BESSELAAR, E., HAYLOCK, M., VAN DER SCHRIER, G. u. KLEIN TANK, A.: A European Daily High-resolution Observational Gridded Data set of Sea Level Pressure. *Journal of Geophysical Research*, 116: D11110, 2011. doi:10.1029/2010JD015468.
- BLYTH, S., GROOMBRIDGE, B., LYSENKO, I., MILES, L. u. NEWTON, A.: Mountain Watch. UNEP World Conservation Monitoring Centre, 2002. <http://archive.org/details/mountainwatchenv02blyt>, zuletzt abgerufen am: 08.05.2014.

- BMLEV: Durchschnittliche Einkaufspreise der Landwirtschaft für Futtermittel, Düngemittel und Energie. Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMLEV), Berlin, Bonn, 2013a. <http://berichte.bmelv-statistik.de/SJT-5020200-0000.pdf>, zuletzt abgerufen am: 08.06.2013.
- BMLEV: Einkaufspreise für Futtergetreide und Düngemittel. Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMLEV), Berlin, Bonn, 2013b. <http://berichte.bmelv-statistik.de/SJT-8050400-0000.pdf>, zuletzt abgerufen am: 08.06.2013.
- BNA: Datendefinitionen. Bundesnetzagentur (BNA), 2011. http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK9-GZ/2011/2011_600bis699/BK9-11-604_BKV/BK9-11-604_Festlegung_Anlage_F3_Datendefinitionen.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt abgerufen am: 03.07.2013.
- BOHL, W. u. ELMENDORF, W.: Technische Strömungslehre : Stoffeigenschaften von Flüssigkeiten und Gasen, Hydrostatik, Aerostatik, inkompressible Strömungen, kompressible Strömungen, Strömungsmesstechnik. Vogel, Würzburg, 14., überarb. und erw. Aufl., 2008.
- BOROWITZKA, M. A.: Commercial production of microalgae: ponds, tanks, tubes and fermenters. *Journal of Biotechnology*, 70: 313–321, 1999. doi:10.1016/S0168-1656(99)00083-8.
- BOUGARAN, G., BERNARD, O. u. SCIANDRA, A.: Modeling continuous cultures of microalgae colimited by nitrogen and phosphorus. *Journal of Theoretical Biology*, 265: 443–454, 2010. doi:10.1016/j.jtbi.2010.04.018.
- BROCKEN, M.: Low cost and low energy harvesting – Presentation. Aquafuels Round Table 22.10.2010, Brüssel, 2010.
- BRUGGER, E. A., DIETRICH, P., GESSLER, R., GIGER, K., HOFSTETTER, P., KAISER, T. u. WOKAUN, A.: Erneuerbare Energien: Übersicht über vorliegende Studien und Einschätzung des Energie Trialog Schweiz zu den erwarteten inländischen Potenzialen für die Strom-, Wärme- und Treibstoffproduktion in den Jahren 2035 und 2050 inklusive Berücksichtigung der Potenziale aus Abfällen. Energie Trialog Schweiz, Zürich, 2009.
- BUTTERWICK, C., HEANEY, S. I. u. TALLING, J. F.: Diversity in the influence of temperature on the growth rates of freshwater algae, and its ecological relevance. *Freshwater Biology*, 50(2): 291–300, 2005. doi:10.1111/j.1365-2427.2004.01317.x.

- CARVALHO, A., MEIRELES, L. u. MALCATA, F.: Microalgal reactors: A review of enclosed system design and performances. *Biotechnology Progress*, 22(6): 1490–1506, 2006. doi:10.1021/bp060065r.
- CHISTI, Y.: Research review paper: Biodiesel from microalgae. *Biotechnology Advances*, 25(3): 294–306, 2007. doi:10.1016/j.biotechadv.2007.02.001.
- CONVERTI, A., CASAZZA, A. A., ORTIZ, E. Y., PEREGO, P. u. BORGHI, M. D.: Effect of temperature and nitrogen concentration on the growth and lipid content of *Nannochloropsis oculata* and *Chlorella vulgaris* for biodiesel production. *Chemical Engineering and Processing: Process Intensification*, 48(6): 1146–1151, 2009. doi:10.1016/j.cep.2009.03.006.
- COUPER, J. R.: *Process engineering economics*. Dekker, New York, 2003.
- VAN DAM, J., FAAIJ, A., LEWANDOWSKI, I. u. FISCHER, G.: Biomass production potentials in Central and Eastern Europe under different scenarios. *Biomass and Bioenergy*, 31(6): 345–366, 2007.
- DANTZIG, G. B. u. THAPA, M. N.: *Linear programming 1: Introduction*. Springer, New York, 1997.
- DAUTA, A., DEVAUX, J., PIQUEMAL, F. u. BOUMNICH, L.: Growth rate of four freshwater algae in relation to light and temperature. *Hydrobiologia*, 207: 221–226, 1990. doi:10.1007/BF00041459.
- DELRUE, F., SETIER, P.-A., SAHUT, C., COURNAC, L., ROUBAUD, A., PELTIER, G. u. FROMENT, A.-K.: An economic, sustainability, and energetic model of biodiesel production from microalgae. *Bioresource Technology*, 111: 191–200, 2012. doi:10.1016/j.biortech.2012.02.020.
- DILLSCHNEIDER, R., STEINWEG, C., ROSELLO-SASTRE, R. u. POSTEN, C.: Biofuels from microalgae: Photoconversion efficiency during lipid accumulation. *Bioresource Technology*, 142: 647–654, 2013. doi:10.1016/j.biortech.2013.05.088.
- DIVAKARAN, S. u. DUERR, E. O.: Characteristics of a blue-green alga (*Spirulina platensis*) preserved by acidulation with sulfuric acid. *Journal of Agricultural and Food Chemistry*, 35(4): 568–570, 1987. doi:10.1021/jf00076a032.
- DOUGLAS, J. M.: *Conceptual design of chemical processes*. McGraw-Hill, New York, 1988.
- EEA: European Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR) data base. European Environment Agency, 2009. <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/member-states-reporting-art-7-under-the-european-pollutant-release-and-transfer-register-e-prtr-regulation>, zuletzt abgerufen am: 27.04.2010.

- EEA: Corine Land Cover 2000 raster data - version 13 (05/2010) - 250 m. European Environment Agency, Kopenhagen, 2010. <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/corine-land-cover-2000-raster>, zuletzt abgerufen am: 08.05.2014.
- EEA: Corine Land Cover 2006 raster data - version 15 (08/2011) - 250 m. European Environment Agency, Kopenhagen, 2011. <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/corine-land-cover-2006-raster-1>, zuletzt abgerufen am: 08.05.2014.
- ENTSOG: Annual Report 2012 - Securing Europ's Energy Future. European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG), Brüssel, 2012. http://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/AWP%20&%20Annual%20Report/2013/ENTSOG_130430_AnnualReport2012_Webversion_FINAL_lowres.pdf, zuletzt abgerufen am: 03.07.2013.
- EPPLEY, R. W.: Temperature and phytoplankton growth in the sea. *Fishery Bulletin*, 70(4): 1068–1085, 1972. <http://fishbull.noaa.gov/70-4/eppley.pdf>, zuletzt abgerufen am: 08.05.2014.
- EU: Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. *Official Journal of the European Union*, L 140: 16–62, 2009. doi:10.3000/17252555.L_2009.140.eng.
- EU-KOMMISSION: Grünbuch – Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie, SEK(2006) 317. Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Brüssel, 2006.
- EU-KOMMISSION: Wechselkurse. Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Brüssel, 2013. http://ec.europa.eu/budget/contracts_grants/info_contracts/inforeuro/inforeuro_de.cfm, zuletzt abgerufen am: 20.02.2013.
- EUROSTAT: Statistische Einheiten entsprechend NUTS. Copyright: EuroGeographics bezüglich der Verwaltungsgrenzen. European Union, 2006. http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/GISCO/geodatafiles/NUTS_2006_03M.zip, zuletzt abgerufen am: 08.05.2014.
- EUROSTAT: Energy, transport and environment indicators. European Commission, 2011. doi:10.2785/17571.
- EUROSTAT: Electricity prices for industrial consumers [ten00114]. Europäische Union, 2012a. http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database, zuletzt abgerufen am: 10.04.2013.

- EUROSTAT: Land prices and rents - annual data [apri_ap_aland]. Europäische Union, 2012b. http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database, zuletzt abgerufen am: 28.08.13.
- FARLA, J. C., HENDRIKS, C. A. u. BLOK, K.: Carbon dioxide recovery from industrial processes. *Climatic Change*, 29(4): 439–461, 1995. doi:10.1007/BF01092428.
- FEFAC: Feed & Food, Statistical Yearbook 2012. European Feed Manufacturers' Federation, Brüssel, 2012. <http://www.fefac.eu/files/51501.pdf>, zuletzt abgerufen am: 07.05.2014.
- FINANZEN.NET: Preis für Ergas (Henry Hub). finanzen.net GmbH, Karlsruhe, 2013a. <http://www.finanzen.net/rohstoffe/Natural-Gas-Preis/euro>, zuletzt abgerufen am: 12.04.2013.
- FINANZEN.NET: Preis für Rohöl (WTI). finanzen.net GmbH, Karlsruhe, 2013b. <http://www.finanzen.net/rohstoffe/oelpreis/euro>, zuletzt abgerufen am: 12.04.2013.
- FRANZ, A., LEHR, F., POSTEN, C. u. SCHAUB, G.: Modeling microalgae cultivation productivities in different geographic locations – estimation method for idealized photobioreactors. *Biotechnology Journal*, 7(4): 546–557, 2012. doi:10.1002/biot.201000379.
- GOLDMAN, J.: Outdoor algal mass cultures – I. Applications. *Water Research*, 13(1): 1–19, 1979. doi:10.1016/0043-1354(79)90249-5.
- GOLDMAN, J. C. u. MANN, R.: Temperature-influenced variations in speciation and chemical composition of marine phytoplankton in outdoor mass cultures. *Journal of Experimental Marine Biology and Ecology*, 46(1): 29–39, 1980. doi:10.1016/0022-0981(80)90088-X.
- GROBBELAAR, J. U.: Algal Nutrition. In: RICHMOND, A., (Hrsg.): *Handbook of microalgal culture: biotechnology and applied phycology*, 97–115, Blackwell Science, Oxford, 2007.
- HADJ-ROMDHANE, F., JAOUEN, P., PRUVOST, J., GRIZEAU, D., VOOREN, G. V. u. BOURSEAU, P.: Development and validation of a minimal growth medium for recycling *Chlorella vulgaris* culture. *Bioresource Technology*, 123: 366–374, 2012. doi:10.1016/j.biortech.2012.07.085.
- VAN HARMELEN, T. u. OONK, H.: Microalgae biofixation processes: Application and potential contributions to greenhouse gas mitigation options. TNO Built Environment and Geosciences, Apeldoorn, 2006. <http://www.algalbiomass.org/resources/documents/MicroalgaeBiofixationProcessesTNOReportvAug06.pdf>, zuletzt abgerufen am: 16.09.2008.

- HAYLOCK, M., HOFSTRA, N., KLEIN TANK, A., KLOK, E., JONES, P. u. NEW, M.: A European daily high-resolution gridded data set of surface temperature and precipitation for 1950–2006. *J. Geophys. Res.*, 113: D20119, 2008. doi: 10.1029/2008JD010201.
- HEKTOR, E. u. BERNTSSON, T.: Future CO₂ removal from pulp mills – Process integration consequences. *Energy Conversion and Management*, 48(11): 3025–3033, 2007. doi:10.1016/j.enconman.2007.06.043.
- HO, M. T., ALLINSON, G. W. u. WILEY, D. E.: Comparison of MEA capture cost for low CO₂ emissions sources in Australia. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 5(1): 49–60, 2011. doi:10.1016/j.ijggc.2010.06.004.
- HOOGWIJK, M., FAAIJ, A., EICKHOUT, B., DE VRIES, B. u. TURKENBURG, W.: Potential of biomass energy out to 2100, for four IPCC SRES land-use scenarios. *Biomass and Bioenergy*, 29(4): 225–257, 2005.
- HUNTLEY, M. u. REDALJE, D.: CO₂-mitigation and renewable oil from photosynthetic microbes: A new appraisal. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 12(4): 573–608, 2007. doi:10.1007/s11027-006-7304-1.
- IEA: Key World Energy Statistics. International Energy Agency, Paris, 2011.
- IEAGHG: Transmission of CO₂ and Energy, Report PH4/6. The International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme, 2002.
- IEAGHG: Development of a global CO₂ pipeline infrastructure, Report 2010/13. The International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme, 2010.
- INSPIRE: D2.8.I.1 INSPIRE Specification on Coordinate Reference Systems - Guidelines. INSPIRE Thematic Working Group Coordinate Reference Systems and Geographical Grid Systems, 2010. http://inspire.jrc.ec.europa.eu/documents/Data_Specifications/INSPIRE_Specification_CRS_v3.1.pdf, zuletzt abgerufen am: 08.05.2014.
- IPCC: Special report on carbon dioxide capture and storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, 2005. http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_wholereport.pdf, zuletzt abgerufen am: 23.01.2008.
- IUCN u. UNEP: The World Database on Protected Areas (WDPA). UNEP-WCMC, Cambridge, UK, 2010. www.protectedplanet.net, zuletzt abgerufen am: 13.01.2011.

- KALTSCHMITT, M., MERTEN, D., FRÖHLICH, N. u. NILL, M.: Energiegewinnung aus Biomasse. Institut für Energetik und Umwelt, Leipzig, 2003. http://www.wbgu.de/wbgu_jg2003_ex04.pdf, zuletzt abgerufen am: 19.10.2007.
- KONSTANTIN, P.: Praxisbuch Energiewirtschaft. Springer, Berlin Heidelberg, 2009. doi:10.1007/978-3-540-78592-7.
- LACKNER, K.: Capture of carbon dioxide from ambient air. *The European Physical Journal Special Topics*, 176(1): 93–106, 2009. doi:10.1140/epjst/e2009-01150-3.
- LEHR, F. u. POSTEN, C.: Closed photo-bioreactors as tools for biofuel production. *Current Opinion in Biotechnology*, 20(3): 280–285, 2009. doi:10.1016/j.copbio.2009.04.004.
- LEMMENS, B.: Water recycling and harvesting of algae via membrane filtration – Presentation. *Aquafuls Round Table 22.10.2010*, 2010.
- LEMMON, E., MCLINDEN, M. u. FRIEND, D.: Thermophysical Properties of Fluid Systems. In: LINSTROM, P. u. MALLARD, W., (Hrsg.): *NIST Chemistry WebBook*, NIST Standard Reference Database Number 69, National Institute of Standards and Technology, Gaithersburg MD, 20899, 2014, <http://webbook.nist.gov>, zuletzt abgerufen am: 08.05.2014.
- LUNDQUIST, T. J., WOERTZ, I. C., QUINN, N. W. T. u. BENEMANN, J. R.: A realistic technology and engineering assessment of algae biofuel production. *Energy Biosciences Institute*, University of California, Berkley, California, 2010.
- MAIRET, F., BERNARD, O., RAS, M., LARDON, L. u. STEYER, J.-P.: Modeling anaerobic digestion of microalgae using ADM1. *Bioresource Technology*, 102(13): 6823–6829, 2011. doi:10.1016/j.biortech.2011.04.015.
- MAN: Integrally Geared Compressors – Typical performance data. MAN, 2014. <http://turbomachinery.man.eu/products/compressors/integrally-geared>, zuletzt abgerufen am: 28.04.2014.
- MCCOLLUM, D. L. u. OGDEN, J. M.: *Techno-economic models for carbon dioxide compression, transport, and storage & correlations for estimating carbon dioxide density and viscosity*. University of California, Davis, Davis, California, 2006.
- MÖLLERSTEN, K., YAN, J. u. MOREIRA, J. R.: Potential market niches for biomass energy with CO₂ capture and storage - Opportunities for energy supply with negative CO₂ emissions. *Biomass and Bioenergy*, 25(3): 273–285, 2003a. doi:10.1016/S0961-9534(03)00013-8.

- MÖLLERSTEN, K., YAN, J. u. WESTERMARK, M.: Potential and cost-effectiveness of CO₂ reductions through energy measures in Swedish pulp and paper mills. *Energy*, 28(7): 691–710, 2003b. doi:10.1016/S0360-5442(03)00002-1.
- MOHITPOUR, M., GOLSHAN, H. u. MURRAY, A.: Pipeline design & construction: a practical approach. ASME Press, New York, 2000.
- MOLINA GRIMA, E., BELARBI, E.-H., ACIÉN FERNÁNDEZ, F., ROBLES MEDINA, A. u. CHISTI, Y.: Recovery of microalgal biomass and metabolites: Process options and economics. *Biotechnology Advances*, 20(7-8): 491–515, 2003. doi:10.1016/S0734-9750(02)00050-2.
- MOORE, F. T.: Economies of Scale: Some Statistical Evidence. *Quarterly Journal of Economics*, 73(2): 232–245, 1959.
- MURPHY, C. F. u. ALLEN, D. T.: Energy-Water Nexus for Mass Cultivation of Algae. *Environmental Science & Technology*, 45(13): 5861–5868, 2011. doi:10.1021/es200109z.
- OCAP: OCAP Factsheet. OCAP CO₂ v.o.f., Schiedam, NL, 2012. www.ocap.nl/files/Ocap_Factsheet2012_UK.pdf, zuletzt abgerufen am: 08.05.2014.
- OLAIZOLA, M.: Commercial development of microalgal biotechnology: From the test tube to the marketplace. *Biomolecular Engineering*, 20(4–6): 459–466, 2003. doi:10.1016/S1389-0344(03)00076-5.
- PATE, R., KLISE, G. u. WU, B.: Resource demand implications for US algae biofuels production scale-up. *Applied Energy*, 88(10): 3377–3388, 2011. doi:10.1016/j.apenergy.2011.04.023.
- PETERS, M. S., TIMMERHAUS, K. D. u. WEST, R. E.: Plant design and economics for chemical engineers. McGraw-Hill chemical engineering series, McGraw-Hill, Boston, 5., internationale Aufl., 2003.
- POSTEN, C.: Design principles of photo-bioreactors for cultivation of microalgae. *Engineering in Life Sciences*, 9(3): 165–177, 2009. doi:10.1002/elsc.200900003.
- POSTEN, C.: Design and Performance Parameters of Photobioreactors. *Technikfolgenabschätzung – Theorie und Praxis*, 21(1): 38–45, 2012. https://www.tatup-journal.de/tatup121_post12a.php, zuletzt abgerufen am: 08.05.2014.
- PULZ, O.: Photobioreactors: production systems for phototrophic microorganisms. *Applied Microbiology and Biotechnology*, 57(3): 287–293, 2001. doi:10.1007/s002530100702.

- QUINN, J., DE WINTER, L. u. BRADLEY, T.: Microalgae bulk growth model with application to industrial scale systems. *Bioresource Technology*, 102(8): 5083–5092, 2011. doi:10.1016/j.biortech.2011.01.019.
- QUINN, J. C., CATTON, K., WAGNER, N. u. BRADLEY, T. H.: Current Large-Scale US Biofuel Potential from Microalgae Cultivated in Photobioreactors. *BioEnergy Research*, 5(1): 49–60, 2012. doi:10.1007/s12155-011-9165-z.
- RADGEN, P., CREMER, C., WARKENTIN, S., GERLING, P., MAY, F. u. KNOPF, S.: Verfahren zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung. Umweltbundesamt, Dessau, 2006. http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/e/de/publikationen/2006-09-CO2-Schlussbericht-UBA-3077_1_.pdf, zuletzt abgerufen am: 08.05.2014.
- RAS, M., LARDON, L., BRUNO, S., BERNET, N. u. STEYER, J.-P.: Experimental study on a coupled process of production and anaerobic digestion of *Chlorella vulgaris*. *Bioresource Technology*, 102(1): 200–206, 2011. doi:10.1016/j.biortech.2010.06.146.
- REBOLLOSO-FUENTES, M. M., NAVARRO-PÉREZ, A., GARCÍA-CAMACHO, F., RAMOS-MIRAS, J. J. u. GUIL-GUERRERO, J. L.: Biomass Nutrient Profiles of the Microalga *Nannochloropsis*. *Journal of Agricultural and Food Chemistry*, 49(6): 2966–2972, 2001. doi:10.1021/jf0010376.
- RODOLFI, L., ZITTELLI, G. C., BARSANTI, L., ROSATI, G. u. TREDICI, M. R.: Growth medium recycling in *Nannochloropsis* sp. mass cultivation. *Biomolecular Engineering*, 20: 243–248, 2003. doi:10.1016/S1389-0344(03)00063-7.
- RODOLFI, L., ZITTELLI, G. C., BASSI, N., PADOVANI, G., BIONDI, N., BONINI, G. u. TREDICI, M. R.: Microalgae for oil: Strain selection, induction of lipid synthesis and outdoor mass cultivation in a low-cost photobioreactor. *Biotechnology and Bioengineering*, 102(1): 100–112, 2009.
- RÖSCH, C. u. MAGA, D.: Indicators for Assessing the Sustainability of Microalgae Production. *Technikfolgenabschätzung – Theorie und Praxis*, 21(1): 63–71, 2012. http://www.tatup-journal.de/tatup121_roma12a.php, zuletzt abgerufen am: 08.05.2014.
- RÖSCH, C. u. SKARKA, J.: Europäische Biokraftstoffpolitik im globalen Kontext: Zielkonflikte und Lösungsstrategien. *GAIA*, 17(4): 329–408, 2008.
- RÖSCH, C., SKARKA, J., RAAB, K. u. STELZER, V.: Energy production from grassland – Assessing the sustainability of different process chains under German conditions. *Biomass and Bioenergy*, 33(4): 689–700, 2009. doi:10.1016/j.biombioe.2008.10.008.

- RÖSCH, C., SKARKA, J. u. WEGERER, N.: Materials flow modeling of nutrient recycling in biodiesel production from microalgae. *Bioresource Technology*, 107: 191–199, 2012. doi:10.1016/j.biortech.2011.12.016.
- SIEMENS: Integrally Geared Compressors - Technical Data. Siemens, 2014. <http://www.energy.siemens.com/br/en/compression-expansion/turbocompressors/integrally-geared-compressors/stc-gv.htm#content=Technical%20Data>, zuletzt abgerufen am: 28.04.2014.
- SMEETS, E., FAAIJ, A., LEWANDOWSKI, I. u. TURKENBURG, W.: A bottom-up assessment and review of global bio-energy potentials to 2050. *Progress in Energy and Combustion Science*, 33(1): 56–106, 2007. doi:10.1016/j.pecs.2006.08.001.
- SÚRI, M., HULD, T. A., DUNLOP, E. D. u. OSSENBRINK, H. A.: Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. *Solar Energy*, 81(10): 1295–1305, 2007. doi:10.1016/j.solener.2006.12.007.
- STEPHENS, E., ROSS, I. L., KING, Z., MUSSGNUG, J. H., KRUSE, O., POSTEN, C., BOROWITZKA, M. A. u. HANKAMER, B.: An economic and technical evaluation of microalgal biofuels. *Nature Biotechnology*, 28(2): 126–128, 2010. doi:10.1038/nbt0210-126.
- STEPHENS, E., WAGNER, L., ROSS, I. L. u. HANKAMER, B.: 15 Microalgal production systems: Global impact of industry scale-up. In: POSTEN, C. u. WALTER, C., (Hrsg.): *Microalgal Biotechnology: Integration and Economy*, 267–306, DE GRUYTER, Berlin, Boston, 2012, doi:10.1515/9783110298321.267.
- TREDICI, M. R.: Photobiology of microalgae mass cultures: understanding the tools for the next green revolution. *Biofuels*, 1(1): 143–162, 2010. doi:10.4155/bfs.09.10.
- TREDICI, M. R.: Energy balance of microalgae cultures in photobioreactors and ponds. Presentation. In: EU Workshop on Life Cycle Analysis of Algal Based Biofuels on 9 February 2012, European Commission, Brussels, 2012, http://ec.europa.eu/energy/renewables/biofuels/doc/biofuels/20120209_presentations.zip, zuletzt abgerufen am: 08.05.2014.
- U.S. DOE: National Algal Biofuels Technology Roadmap. U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, Biomass Program, 2010.
- USGS: Shuttle Radar Topography Mission, 3 Arc Second scene SRTM_ff03_nYYYeXXX (covering Europe), filled finished 2.0. Global Land Cover Facility, University of Maryland, College Park, Maryland, 2006. www.landcover.org, zuletzt abgerufen am: 19.08.2010.

- VCI: Chemiewirtschaft in Zahlen 2012 – Onlineversion, Kapitel 2, Preise – Stand 05.02.2013. Verband der Chemischen Industrie e. V., 2013. https://www.vci.de/Downloads/02_%20Kapitel%20PREISE.xlsx, zuletzt abgerufen am: 20.02.2013.
- VDI: VDI-Wärmeatlas. Springer, Berlin, 10., bearb. und erw. Aufl., 2006.
- DE VRIES, B., VAN VUUREN, D. u. HOOGWIJK, M.: Renewable energy sources: Their global potential for the first-half of the 21st century at a global level – An integrated approach. *Energy Policy*, 35(4): 2590–2610, 2007.
- WALKER, D.: Biofuels, facts, fantasy, and feasibility. *Journal of Applied Phycology*, 21: 509–517, 2009. doi:10.1007/s10811-009-9446-5.
- WEIMER, T.: Modellbildung und technische Anwendungen für die CO₂-Absorption aus Gasgemischen mit geringer CO₂-Konzentration. Fortschrittberichte VDI : Reihe 3, Verfahrenstechnik ; 493, VDI-Verl., Düsseldorf, 1997.
- WEISS, A., PATYK, A. u. SCHEBEK, L.: Biofuels from microalgae? A systems analysis. Poster presentation. In: Proceedings of the 19th European Biomass Conference and Exhibition, 6–10 June 2011, Berlin, Germany, 2011.
- WEYER, K., BUSH, D., DARZINS, A. u. WILLSON, B.: Theoretical Maximum Algal Oil Production. *BioEnergy Research*, 3: 204–213, 2010. doi:10.1007/s12155-009-9046-x.
- WÖHE, G.: Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre. Vahlen, München, 1996.
- WIGMOSTA, M. S., COLEMAN, A. M., SKAGGS, R. J., HUESEMANN, M. H. u. LANE, L. J.: National microalgae biofuel production potential and resource demand. *Water Resources Research*, 47(3): 1–13, 2011. doi:10.1029/2010WR009966.
- WIJFFELS, R. H., BARBOSA, M. J. u. EPPINK, M. H. M.: Microalgae for the production of bulk chemicals and biofuels. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, 4(3): 287–295, 2010. doi:10.1002/bbb.215.
- WILLIAMS, P. J. L. B. u. LAURENS, L. M. L.: Microalgae as biodiesel und biomass feedstocks: Review und analysis of the biochemistry, energetics und economics. *Energy und Environmental Science*, 3(5): 554–590, 2010. doi:10.1039/b924978h.
- WORLD BANK: Commodity Price Data. The World Bank, 2013. http://siteresources.worldbank.org/INTPROSPECTS/Resources/334934-1111002388669/829392-1357588777389/Pnk_0213.pdf, zuletzt abgerufen am: 08.06.2013.