

Schlussbericht
*ecoinvent 2000 –
Überarbeitung und Ergänzung der
Ökoinventare für Energiesysteme*

Ausgearbeitet durch

Roberto Dones, Paul Scherrer Institut



.....
Im Auftrag des

Bundesamtes für Energie

Dezember 2003

Auftraggeber:

Bundesamtes für Energie,
Forschungsprogramm Rationelle Energienutzung in Gebäuden

Auftragnehmer:

Paul Scherrer Institut (PSI), Villigen

Autoren:

R. Dones (Hrsg.), PSI
C. Bauer, PSI
R. Bolliger, PSI
B. Burger, PSI
M. Faist Emmenegger, ESU-services, Uster
R. Frischknecht, ESU-services, Uster
T. Heck, PSI
N. Jungbluth, ESU-services, Uster
A. Röder, PSI

Begleitgruppe: ecoinvent Trägerschaft

Xaver Edelmann (Vorsitz) EMPA, St. Gallen
Alain Cuche, ASTRA, Bern
Norbert Egli, BUWAL, Bern
Reinhard Friedli, BBL, Bern
Gérard Gaillard, FAL, Zürich-Reckenholz
Paul W. Gilgen, EMPA, St. Gallen
Stefan Hirschberg, PSI, Villigen
Stefanie Hellweg, ETHZ, Zürich
Olivier Jolliet, EPFL, Lausanne
Thomas Köllner, ETHZ, Zürich
Susanne Kytzia, EAWAG, Dübendorf
Christoph Rentsch, BUWAL, Bern
Klaus Richter, EMPA, Dübendorf
Mark Zimmermann, Programmleiter BFE, EMPA, Dübendorf

2003

Diese Studie wurde im Rahmen des Forschungsprogrammes „Rationelle Energienutzung in Gebäuden“ des Bundesamtes für Energie erarbeitet. Für den Inhalt ist alleine der/die Studiennehmer/in verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Worbentalstrasse 32, CH-3063 Ittigen • Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. 031 322 56 11, Fax 031 323 25 00 • office@bfe.admin.ch • www.admin.ch/bfe

Vertrieb: EMPA ZEN, Überlandstrasse 129, 8600 Dübendorf, www.empa-ren.ch
ENET, Egnacherstrasse 59, 9320 Arbon, enet@temas.ch, www.energieforschung.ch

Inhaltsverzeichnis

INHALTSVERZEICHNIS	III
ZUSAMMENFASSUNG	IV
SUMMARY	IV
1 PROJEKTZIELE	1
2 DURCHGEFÜHRTE ARBEITEN	2
3 MODELLIERUNG DER ENERGIESYSTEME UND ERGEBNISSE	4
3.1 Einführung	4
3.2 Erdöl	4
3.3 Erdgas	8
3.4 Kohle	12
3.5 Kernenergie	17
3.6 Wasserkraft	23
3.7 Holzenergie	25
3.8 Wärmepumpen	29
3.9 Sonnenkollektoranlagen	30
3.10 Photovoltaik	32
3.11 Windkraft	35
3.12 Wärme-Kraft-Kopplung	37
3.13 Strommix und Stromnetz	40
4 SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK	43
REFERENZEN	44

Zusammenfassung

Das vorliegende Projekt ist Teil des Projekts *ecoinvent 2000* des Schweizer Zentrums für Ökoinventare des ETH-Bereichs. Ziel war eine Überarbeitung und Erweiterung der Sachbilanzen der gesamten Energieketten der Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung in der Schweiz und in Europa für das Referenzjahr 2000. Mit der Etablierung des ecoinvent Datensystems wurde eine Harmonisierung der Sachbilanzen der Sektoren Energiesysteme, Materialien, Transportsysteme, Abfallbehandlung, Chemikalien und Agrarprodukte erreicht.

Es wurden Sachbilanzen der Energiesysteme Erdöl, Erdgas und Industriegas, Kohle, Kernenergie, Wasserkraft, Holzenergie, Wärmepumpen, Sonnenkollektoranlagen, Photovoltaik, Windkraft, Wärme-Kraft-Kopplung sowie Strommix und Stromnetz erstellt. Bei allen Energiesystemen wurden Verbesserungen der Modellierung und eine Aktualisierung der Bilanzierung erreicht. Zusätzlich wurden grobe Unsicherheitsanalysen durchgeführt. Die Bilanzdaten und Resultate sind über die ecoinvent Datenbank im Internet verfügbar (www.ecoinvent.ch). Von den insgesamt etwa 2500 Prozessen sind ungefähr die Hälfte energiebezogen.

Summary

This project is a part of the *ecoinvent 2000* project of the Swiss Centre for Life Cycle Inventories of the ETH-Domain. Its goal was the updating and extension of the environmental inventories of full energy systems for the production of electricity and heat in Switzerland and Europe for the reference year 2000. The establishment of the centralized ecoinvent database system has allowed the consistent managing of inventories for the sectors energy, materials, transport, waste treatment and disposal, chemicals, and agriculture.

The energy systems oil, natural and industrial gas, coal, nuclear, wood, heat pumps, solar collectors, photovoltaic, wind power, cogeneration, as well as electricity mixes and grids were covered. Improvements of the modelling of the system and revision of the inventories were carried out for all systems. An estimation of the uncertainty for all data entries was additionally performed. The inventories and results are available through internet at www.ecoinvent.ch. Of the total 2500 processes available, about half are energy-related.

1 Projektziele

Mit den im Jahr 1996 in 3. Auflage vorgestellten Ökoinventaren von Energiesystemen [3] wurde eine Datenbank zu den ökologischen Sachbilanzen der heutigen Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung in der Schweiz und in Westeuropa geschaffen, die inzwischen eine grosse internationale Anerkennung gefunden hat und weithin genutzt wird. Dieser Erfolg und die steigende nationale und internationale Nachfrage nach LCA (Life Cycle Assessment) Daten, welche neben Energiesystemen auch detaillierte Inventare (LCI) anderer Sektoren enthalten, waren die Grundlagen für die Etablierung des Datenbanksystems *ecoinvent*.

Das Projekt „ecoinvent 2000 - Überarbeitung und Ergänzung der Ökoinventare für Energiesysteme“ (im Folgenden kurz als *ecoinvent 2000 – Energiesysteme* bezeichnet) ist Teil des umfassenderen LCA Projekts *ecoinvent 2000*, in dem die von verschiedenen Organisationen des ETH-Bereichs (EMPA, PSI, EAWAG, ETHZ, EPFL) und von FAL erstellten Sachbilanzen zu einem Gesamtsystem (Datenbank *ecoinvent*) vereint werden. Das Projekt *ecoinvent 2000* umfasst die Sektoren Energiesysteme, Bau- und andere Materialien, Transportsysteme, Abfallbehandlung und -entsorgung, Chemikalien und Agrarprodukte. Diese Arbeit wurde von verschiedenen Bundesämtern unterstützt: BUWAL, BfE, ASTRA, BBL und BLW, wobei das BfE das Teilprojekt *ecoinvent 2000 – Energiesysteme* unterstützte.

Mit diesem Projekt wurden entsprechend den generellen Anforderungen von *ecoinvent 2000* drei wesentliche Ziele verfolgt:

1. Aktualisierung und Erweiterung des Inventardatenbestandes unter Berücksichtigung der verfügbaren Energiesysteminventare und der zu erwarteten Lebensdauer der erste Version des Datenbanksystems *ecoinvent*.
2. Harmonisierung mit dem Ziel, Konsistenz zwischen den verschiedenen Sektoren zu erreichen.
3. Reformatierung entsprechend dem EcoSpold Format, das im Rahmen der Koordination des grösseren Projekts *ecoinvent 2000* entwickelt wurde.

Die besondere Bedeutung des vorliegenden Projekts liegt in der hohen Qualität der Sachbilanzen und im Umfang der analysierten schweizerischen bzw. europäischen Energiesysteme. Dies ist notwendig, da der Energiesektor eine entscheidende Rolle innerhalb der Sachbilanzen von Produkten und Dienstleistungen leistet.

Die Endberichte der ganzen *ecoinvent*-Reihe zum Datenbestand *ecoinvent* Version v1.01 wurden im Dezember 2003 fertig gestellt und werden als CD-ROM während der ersten Monate des Jahres 2004 vom Schweizer Zentrum für Ökoinventare veröffentlicht. Als Beitrag des Energiesystemsektors zur *ecoinvent* Reihe wurden zwei Berichte geplant: eine deutsche Version „Sachbilanzen von Energiesystemen“ (*ecoinvent* Bericht No. 6 [1]) mit ungefähr der gleichen Struktur und der detaillierten Informationen wie in der alten Version und eine englische Kurzfassung „Life Cycle Inventories of Energy Systems“ (Bericht No. 5 [2]). Der englische Bericht [2] wird mit Version v1.1 der Datenbank während des Jahres 2004 veröffentlicht. Zu jedem Energiesystem wurde für die deutsche Version ein einzelner Bericht verfasst [4 bis 16]. Diese Strukturierung erfolgte, um die Urheberschaft der einzelnen Beiträge anzuerkennen, die Verantwortung der einzelnen Autoren für die Inhalte und Schlussfolgerungen zu betonen, den allgemeinen Anforderungen von *ecoinvent 2000* zu entsprechen sowie die Verbreitung der technischen Inhalte des Projekts *ecoinvent 2000 – Energiesysteme* zu erleichtern.

Mit der Verfassung der beiden Berichte zu Energiesystemen kann sowohl der Notwendigkeit einer transparenten Dokumentation der komplexen Inventarerstellung, als auch der Notwendigkeit der Erstellung einer flüssigeren und kürzeren Version, welche auch für Nicht-LCA Experten lesbar wird, entsprochen werden. Zudem können damit auch Interessenten ausserhalb des deutschen Sprachraums erreicht werden. Dies steht im Einklang mit der weiten Verbreitung der Datenbank durch das Internet.

2 Durchgeführte Arbeiten

Um die durchschnittlichen Werte für die verschiedenen Energiesysteme zur Strom- und Wärmeproduktion im Jahr 2000 zu erfassen und den aktuellen Stand der Technik darzustellen, wurden die Modellierung und die Datenbasis der ganzen Energieketten angepasst. Einige Energiesysteme haben sich in den letzten Jahren stark gewandelt und an Bedeutung gewonnen. So werden z.B. bei Gasheizungen kaum mehr Standkessel installiert und der modulierende Betrieb ist heute Standard. An Bedeutung gewonnen haben beispielsweise die Wärmepumpen und in kleinerem aber bedeutenden Masse die Wärme-Kraft-Kopplung. Die aufstrebenden Märkte haben neue innovative Konzepte zur Folge. Im Rahmen einer Übersichtsarbeit ist es aber nicht möglich, sämtliche Systeme und Anwendungen exakt zu erfassen. Es wurde jedoch versucht eine repräsentative Auswahl zu treffen. Dies bezieht sich auf die grosse Variation der Technologien sowie auf die verschiedenen Leistungsklassen und Einsatzgebiete. Die oben beschriebene Vorgehensweise wurde auch auf die verschiedenen Glieder der Energiekette, die mit der Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung in der Schweiz und in Europa verbunden sind, angewandt. In Kap.3 werden die verschiedenen Energiesysteme einzeln beschrieben.

Die Bilanzierung sämtlicher Systeme und Produkte in ecoinvent erfolgte dabei durch die Verknüpfung von rund 2500 Einheitsprozessen (Datensätze), welche für sich abgeschlossen bilanziert wurden. Etwa die Hälfte davon stammt aus Energiesystemen, der Rest gehört zu Materialien, Chemikalien, Transportsystemen, Abfallbehandlung und -lagerung sowie landwirtschaftlichen Produkten. Dabei wurden etwa 1000 einzelne „Elementarflüsse“ (Ressourcenverbrauch (energetisch sowie nicht-energetisch und Fläche) und Emissionen (Luft, Wasser, Boden)) berücksichtigt. Bei der Berechnung der kumulierten Ergebnisse für den Ressourcenverbrauch und die Emissionen wurde den gegenseitigen Abhängigkeiten der verschiedenen Energiesysteme mit den anderen Sektoren (beispielsweise benötigt die Bereitstellung von Kohle zur Verstromung Materialien sowie selbst Strom) Rechnung getragen.

Die vorliegenden Datensätze enthalten teilprozessspezifische, unbewertete und nachvollziehbare Sachbilanzen. Aussagen zu potenziellen ökologischen Gesamtauswirkungen sind auf dieser Stufe noch nicht möglich und wurden auch nicht angestrebt. Die ecoinvent Datenbank enthält auch bewertete Resultate, wobei mehrere Bewertungsmethoden berücksichtigt wurden. Es wird jedoch keine einzelne Methode empfohlen oder unterstützt. Es bleibt den Anwendern überlassen, an die jeweilige Situation angepasste Wertungen der Daten vorzunehmen, möglicherweise mit einer Evaluierung der aus der Anwendung verschiedener Bewertungsmethoden resultierenden Ergebnisse, und daraus Entscheidungen abzuleiten. Dieser und die anderen Berichte der ecoinvent-Reihe sollen als Basisdokumentation jeglicher Bewertung dienen, um das Verständnis der Ursprünge und Grössen der Umwelteinwirkungen und technologischen Flüsse zu gewährleisten.

Die Unsicherheiten der einzelnen Elementarflüsse sind in ecoinvent v1.01 verfügbar. Das Modell zur Berechnung der Unsicherheiten aggregierter Elementarflüsse (beispielsweise für die kumulierten NO_x-Emissionen) wird entwickelt. Für die Endfassungen der ecoinvent Berichte für v1.01 standen diese aggregierten Unsicherheiten nicht zur Verfügung.

Alle Kapitel der einzelnen Energiesysteme wurden intern geprüft. Um den allgemeinen Anforderungen von *ecoinvent 2000* zu entsprechen und eine Prüfung der Konsistenz zu ermöglichen, wurde jedes Kapitel an einen externen Reviewer innerhalb der Organisationen des Projektes *ecoinvent 2000* (Hans-Jörg Althaus, EMPA; Sebastiano Meier, FAL; Gerald Rebitzer, EPFL; Michael Spielmann, ETH-UNS) vergeben. Nach den ersten Berechnungen der kumulierten Resultate konnten auch noch einige Fehler entdeckt und einige Verbesserungen vorgenommen werden. Das gesamte Review-Verfahren sollte die Qualität der Inventare sichern.

Das EcoSpold-Format wurde in Zusammenarbeit mit allen Teilnehmern an ecoinvent 2000 fertiggestellt und ist in [17 und 20] beschrieben.

Die folgenden Personen und entsprechenden Organisationen haben Beiträge zur technischen Arbeit für *ecoinvent 2000 – Energiesysteme* geleistet:

- PSI – Die Mitarbeiter der LCA-Gruppe von GaBE (Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen), bestehend aus dem Projekt-Koordinator Herrn Roberto Dones (Sachbilanzen Nuklear- und Kohlekette) und Dr. Thomas Heck (Gasfeuerungen u. -kraftwerke, Wärme-Kraft-Kopplung, und Wärmepumpen). Weitere Mitarbeiter wurden aufgrund ihrer Erfahrungen im LCA-Bereich mit der Bearbeitung spezieller Themen betraut: Herr Christian Bauer (Holzfeuerungen, Wasserkraft, Wind, und Kohlekette), Frau Rita Bolliger (Wasserkraft), Herr Bastian Burger (Wind) und Dr. Alexander Röder (Kohlekette).
- ESU-services, Uster – Dr. Mireille Faist Emmenegger (Sachbilanzen Erdgas Upstream und Stromnetz), Dr. Rolf Frischknecht (Strommixe und Stromnetz) und Dr. Niels Jungbluth (Erdölkette, Photovoltaik, Sonnenkollektoranlagen und Erdgas Upstream).

3 Modellierung der Energiesysteme und Ergebnisse

3.1 Einführung

Im Folgenden werden die wesentlichen technischen Schlüsselemente sowie ausgewählte Resultate der kumulierten Sachbilanzen für die einzelnen bilanzierten Energiesysteme im Überblick dargestellt. Jeder Abschnitt beinhaltet: a) einen Überblick über die modellierten Energiesysteme inklusive der wichtigsten Annahmen; b) eine Zusammenfassung der verfügbaren Datensätze für Brenn- und Treibstoffe, Heizsysteme und Kraftwerke; c) wenn nötig eine Beschreibung der wichtigsten Unterschiede und Verbesserungen im Vergleich zu den Ökoinventaren 1996; d) die wichtigsten Punkte aus der Modellierung der Energiesysteme; und e) ausgewählte Resultate der Strom- und Wärmeerzeugung in tabellarischer und grafischer Form.

Da die kumulierten Resultate der gesamte Bilanzierung etwa 1000 Elementarflüsse umfassen, kann bei der Resultatdiskussion in den ecoinvent Berichten nur ein Teil davon gezeigt und diskutiert werden. Die Bewertungsgrösse CED und einzelne Elementarflüsse wurden vom ecoinvent Projektteam für alle Berichte der ecoinvent Reihe ausgewählt, um die kumulierten Resultate zu illustrieren. Einige Autoren haben jedoch zusätzliche Elementarflüsse sowie CO₂-Äquivalente hinzugefügt, um die Diskussion der kumulierten Ergebnisse der spezifischen Energiekette transparenter zu machen und zu vervollständigen. Die Auswahl erfolgte einerseits aufgrund der Umweltrelevanz der Elementarflüsse, andererseits sollte damit eine Basis für repräsentative Vergleiche gegeben sein. Die nicht dargestellten Ergebnisse sind über die ecoinvent Datenbank verfügbar. Aufgrund der Vielzahl an modellierten Anlagen können in diesem Schlussbericht nicht für alle Strom- und Wärmesysteme Ergebnisse gezeigt werden. Die gewählten Anlagen sollen ein beispielhaftes Bild der Modellierung vermitteln.¹

3.2 Erdöl

Das analysierte Energiesystem Erdöl [4] enthält Ausführungen über Entstehung, Förderung und Verwendung von Rohöl und Erdölprodukten. Die verschiedenen Produkte werden bezüglich Zusammensetzung und Heizwert charakterisiert. Die Erdölprozesskette wird in "Exploration", "Förderung", "Ferntransport", "Raffination", "Regionalverteilung" und "Endnutzung" (Feuerung resp. Kraftwerk) unterteilt und die dazugehörigen Sachbilanzen werden hergeleitet und beschrieben. Folgende Systeme werden jeweils für die Schweiz (CH) und Europa (RER) bilanziert:

Energetisch genutzte Erdölprodukte frei Tankstelle resp. Heizungstank:

- Propan, Butan (ab Raffinerie);
- Benzin bleifrei und schwefelarm;
- Dieseltreibstoff normal und schwefelarm;
- Kerosin;
- Heizöl EL (Extra-Leicht);
- Heizöl S (Schweröl).

Nichtenergetisch genutzte Erdölprodukte frei Raffinerielager:

- Bitumen;
- Naphtha;
- Petrolkoks (nur Europa);
- Schwefel;
- Strom ab Raffinerie.

¹ Häufig werden hier die CO₂-Emissionen kommentiert. Das bedeutet allerdings in keiner Weise, dass diesen Emissionen eine erhöhte Priorität der Schädlichkeit zugeordnet wird.

Endnutzung:

- Haus- und Industrief Feuerungen, 10 kW, 100 kW und 1 MW thermische Leistung, Heizöl EL (nur Schweiz; Hausfeuerungen, jeweils LowNO_x- und Brennwerttechnik, Fallbeispiele);
- Industrief Feuerungen, Heizöl S;
- Kraftwerke, Heizöl S, für eine Reihe einzelner Länder in Europa.

Bei der Erdölförderung werden spezifische Daten für die relevanten Förderregionen erhoben. Für Grossbritannien stehen zusammengefasste Zahlen für die Umweltbelastungen bei der Erdölförderung zur Verfügung. Diese werden durch verschiedene Umweltberichte einzelner Firmen ergänzt. Für die Erdölförderung in Russland wurde durch Greenpeace eine umfassende Studie zu den Umweltbelastungen durchgeführt. Die Erdölförderung in Norwegen und den Niederlanden wird im Rahmen des Projektteils zur Erdgasförderung bearbeitet.

Nigeria spielt eine wichtige Rolle für die Versorgung der Schweiz und Europas mit Erdöl. Für einen wichtigen Produzenten liegt ein Umweltbericht vor. Die Situation ist gekennzeichnet durch teilweise chaotische politische Rahmenbedingungen. So führen z.B. Sabotageakte immer wieder zur Verschmutzung der Umwelt. Die weitere Datenrecherche hat sich schwierig gestaltet. Für den Mittleren Osten und Nordafrika sind weiterhin kaum Informationen verfügbar. Entsprechende Anfragen verliefen erfolglos.

Ein Bericht des Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC) zur „Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries“ enthält eine Fülle von Information zu den Umweltbelastungen bei der Raffination von Erdöl. Er wird als Hintergrundinformation für die Bilanz verwendet.

Für die Schweizer Raffinerien in Cressier und Collombey wurden einige umweltrelevante Information von den Betreibern zur Verfügung gestellt. Für eine Reihe von europäischen Raffinerien lagen Umweltberichte vor. Einige Daten zum Energieverbrauch der Raffinerien in Frankreich wurden einer Publikation des CPDP (Comité Professionnel du Pétrole) entnommen. Für Italien liegt ein Umweltbericht der Ölgesellschaft Agip Petroli für ihre Raffinerien vor. Für Schweden existiert eine Zusammenfassung der Umweltbelastungen aus verschiedenen Raffinerien. Für die Raffinerien in Ländern ausserhalb Europas liegen bisher keine detaillierten Daten vor.

Die Daten für Ferntransporte wurden an die aktuellen Importverhältnisse angepasst. Für die Regionalverteilung wurden einige Daten insbesondere zu den Tankstellen aufdatiert.

Bei den Feuerungen für Ölbrennstoffe wurden die bisherigen Emissionsfaktoren überprüft und soweit möglich aufdatiert. Für Hausfeuerungen konnte dabei auf eine umfangreiche, aktuelle Messreihe zurückgegriffen werden.

Ölkraftwerke werden nun länderspezifisch für eine Reihe von europäischen Ländern bilanziert. Für viele Länder konnten dabei spezifische Emissionsfaktoren für die wichtigen, regulierten Emissionen bestimmt werden. Diese Daten können aber länderspezifisch sehr unterschiedlich sein, da Ölkraftwerke teilweise für Mittellast (Italien), teilweise für Spitzenlast (Deutschland) eingesetzt werden.

Die Explorationstätigkeit im Zusammenhang mit der Erdölförderung führt, obwohl von untergeordneter energetischer Bedeutung, zu einer die gesamte Erdöl-kette dominierenden Beeinträchtigung quasi unberührter Ökosysteme (Flächeninanspruchnahme und Ölemissionen). Für die Förderung in Russland wird ein relativ hoher Wert abgeschätzt der allerdings recht unsicher ist. Wenn der Lebenszyklus von der Förderung bis zur Verbrennung betrachtet wird entsteht der Hauptteil (80% - 90%) der CO₂-, NO_x- und Partikelemissionen auf der letzten Stufe. Bei der Betrachtung des Emissionsortes für NO_x-Emissionen über die Kette wird deutlich, dass Emissionen der Förderung vor allem in dünn besiedelten Gebieten stattfinden, während die Verbrennung in dicht besiedelten Regionen stattfindet. Methanemissionen stammen vor allem aus dem Abblasen von Erdgas bei der Förderung. NMVOC-Emissionen entstehen überwiegend bei der Förderung. Für andere Schadstoffe, insbesondere Wasseremissionen, ist dagegen die Ölförderung bedeutend. Wird das gesamte Spektrum der Umwelteinwirkungen betrachtet, so zeigen die Ergebnisse deutlich, dass es für eine ökologische Beurteilung wichtig ist, die gesamte Kette zu betrachten.

Bei den atmosphärischen Emissionen sind die Standort-CO₂-Emissionen durchwegs dominierend. Ansonsten zeigt sich jedoch ein sehr heterogenes Bild. Je nach Prozess und verwendetem Brennstoff resp. Energieträger sind die vorgelagerten Emissionen mehr oder weniger relevant. In der Tendenz gewinnen die vorgelagerten Ketten bei leichteren Erdölprodukten an Bedeutung. Generell zeigt sich, dass alle Schritte innerhalb der Prozesskette zumindest bei einigen Indikatoren (Ressourcen, Emissionen) relevant werden.

Das Bestreben insbesondere der Umweltschutzgesetzgebung, die Belastung der Luft und der Gewässer in dicht besiedelten Gebieten wie der Schweiz zu reduzieren, führte im Bereich der Feuerungen und Motoren zu teilweise massiven Reduktionen der Emissionen. Dies hat zur Folge, dass Hausfeuerungen, welche mit Heizöl EL betrieben werden, innerhalb der Prozesskette bezüglich CO₂ zwar immer noch dominant sind, bei SO_x und NO_x aber die vorgelagerten Prozesse an Bedeutung gewinnen und damit bei der künftigen Optimierung der Gesamtsysteme erhöhter Beachtung bedürfen.

Die Feuerungstechnik für Heizöl S ist in Europa insbesondere im Kraftwerksbereich im Umbruch. Verbrennungsoptimierung bezüglich der Stickoxidemissionen und der Wechsel auf schwefelärmere Brennstoffe als Primärmaßnahmen sowie Rauchgasentschwefelung und -entstickung als sekundäre Massnahmen haben in vielen Ländern zu einer deutlichen Reduktion der Standort-Luftschadstoffemissionen geführt. In einigen Ländern ist hier aber noch ein beachtliches Verbesserungspotential vorhanden.

Tab. 1 zeigt ausgewählte Resultate für die Bereitstellung von Nutzwärme durch verschiedene Heizölf Feuerungen. Die kleineren Feuerungen verursachen wegen der Verbrennungsbedingungen etwas geringere NO_x Emissionen. Bezüglich SO_x und Partikelemissionen schneiden Schwerölf Feuerungen deutlich schlechter ab. Heizöl-Industriefeuerungen emittieren kumuliert zwischen 87 und 95 g CO₂ pro MJ Nutzenergie. Die Unterschiede zwischen den Werten für die Schweiz und Europa sind meist relativ gering.

Tab. 1 Ausgewählte Resultate der kumulierten Sachbilanz und kumulierter Energieaufwand für die Bereitstellung von Nutzwärme durch verschiedene Heizölf Feuerungen.

Name	Location Unit Infrastructure	Unit	heat, light fuel oil, at boiler 10kW condensin g, non- modulating	heat, light fuel oil, at boiler 10kW, non- modulating	heat, light fuel oil, at boiler 100kW condensin g, non- modulating	heat, light fuel oil, at boiler 100kW, non- modulating	heat, light fuel oil, at industrial furnace 1MW	heat, light fuel oil, at industrial furnace 1MW	heat, heavy fuel oil, at industrial furnace 1MW	heat, heavy fuel oil, at industrial furnace 1MW
			CH MJ	CH MJ	CH MJ	CH MJ	CH MJ	RER MJ	CH MJ	RER MJ
LCIA results										
cumulative energy demand	non-renewable energy resources, fossil	MJ-Eq	1.28	1.36	1.27	1.35	1.33	1.32	1.38	1.38
cumulative energy demand	non-renewable energy resources, nuclear	MJ-Eq	4.5E-2	4.8E-2	3.1E-2	3.3E-2	2.6E-2	2.5E-2	2.3E-2	2.7E-2
cumulative energy demand	renewable energy resources, water	MJ-Eq	1.2E-2	1.2E-2	7.1E-3	7.5E-3	5.4E-3	3.8E-3	5.2E-3	4.0E-3
cumulative energy demand	renewable energy resources, wind, solar, geothermal	MJ-Eq	6.2E-4	6.6E-4	5.2E-4	5.5E-4	5.0E-4	6.3E-4	3.8E-4	6.8E-4
cumulative energy demand	renewable energy resources, biomass	MJ-Eq	5.7E-4	6.0E-4	4.2E-4	4.5E-4	3.8E-4	4.3E-4	3.1E-4	4.6E-4
LCI results										
resource	Land occupation	total	m2a	2.9E-4	3.1E-4	2.5E-4	2.6E-4	2.4E-4	2.1E-4	2.2E-4
air	Carbon dioxide, fossil	total	kg	8.7E-2	9.2E-2	8.6E-2	9.1E-2	9.0E-2	8.9E-2	9.2E-2
air	NMVO	total	kg	5.1E-5	5.4E-5	5.0E-5	5.3E-5	5.4E-5	3.7E-5	4.0E-5
air	Nitrogen oxides	total	kg	8.9E-5	9.4E-5	8.7E-5	9.2E-5	1.1E-4	1.0E-4	1.7E-4
air	Sulphur dioxide	total	kg	1.2E-4	1.3E-4	1.2E-4	1.3E-4	1.3E-4	1.5E-4	4.3E-4
air	Particulates, < 2.5 um	total	kg	6.2E-6	6.6E-6	5.7E-6	6.0E-6	5.2E-6	5.2E-6	1.3E-5
water	BOD	total	kg	2.3E-4	2.4E-4	2.3E-4	2.4E-4	2.4E-4	3.3E-4	1.7E-5
soil	Cadmium	total	kg	1.2E-11	1.3E-11	1.1E-11	1.2E-11	1.1E-11	3.1E-12	8.2E-12

In Tab. 2 werden Ergebnisse für die Strombereitstellung aus Raffinerien und Ölkraftwerken in verschiedenen europäischen Ländern gezeigt. Ergebnisse für alle anderen europäischen Länder sind in [4] enthalten. Die deutlich geringeren Emissionen der Elektrizitätserzeugung in der Raffinerie werden aufgrund der Kopplung mit der Wärmebereitstellung und damit einer Allokation der Umweltbelastungen zu den beiden Produkten Wärme und Strom verursacht. Für die Elektrizitäts-

bereitstellung aus Ölkraftwerken in verschiedenen Ländern gibt es beträchtliche Unterschiede. Für die Differenzen in den Ergebnissen sind insbesondere unterschiedliche Wirkungsgrade und unterschiedliche direkte Emissionen verantwortlich. Pro kWh werden zwischen 7.5 und 16 MJ fossile Primärenergie verbraucht. Die kumulierten CO₂ Emissionen liegen zwischen 0.5 und 1.2 kg/kWh.

Tab. 2 Ausgewählte Resultate der kumulierten Sachbilanz und kumulierter Energieaufwand für die Strombereitstellung aus Raffinerien und Ölkraftwerken in verschiedenen europäischen Ländern.

Name	Location	Unit	electricity, at refinery		electricity, oil, at power plant	electricity, oil, at power plant	electricity, oil, at power plant	electricity, oil, at power plant	electricity, oil, at power plant	electricity, oil, at power plant	electricity, oil, at power plant	electricity, oil, at power plant	electricity, oil, at power plant	
			CH kWh	RER kWh	AT kWh	BE kWh	ES kWh	YU kWh	FR kWh	GR kWh	IT kWh	NL kWh	PT kWh	
LCIA results														
cumulative energy demand	non-renewable energy resources, fossil	MJ-Eq	7.83	7.82	11.70	13.00	13.50	13.70	10.70	12.10	12.00	10.40	13.10	
cumulative energy demand	non-renewable energy resources, nuclear	MJ-Eq	8.2E-2	1.1E-1	1.9E-1	2.1E-1	2.2E-1	2.2E-1	1.7E-1	2.0E-1	1.9E-1	1.7E-1	2.1E-1	
cumulative energy demand	renewable energy resources, water	MJ-Eq	1.5E-2	1.6E-2	2.9E-2	3.2E-2	3.3E-2	3.4E-2	2.6E-2	3.0E-2	3.0E-2	2.6E-2	3.2E-2	
cumulative energy demand	renewable energy resources, wind, solar, geothermal	MJ-Eq	1.8E-3	2.8E-3	4.8E-3	5.3E-3	5.5E-3	5.6E-3	4.4E-3	5.0E-3	4.9E-3	4.3E-3	5.4E-3	
cumulative energy demand	renewable energy resources, biomass	MJ-Eq	1.2E-3	1.8E-3	3.3E-3	3.7E-3	3.9E-3	3.9E-3	3.1E-3	3.5E-3	3.4E-3	3.0E-3	3.7E-3	
LCI results														
resource	Land occupation	total	m2a	3.6E-4	9.7E-4	1.8E-3	2.0E-3	2.1E-3	2.1E-3	1.7E-3	1.9E-3	1.9E-3	1.6E-3	2.1E-3
air	Carbon dioxide, fossil	total	kg	0.49	0.49	0.79	0.89	0.94	0.95	0.73	0.84	0.85	0.69	0.88
air	NMVO	total	kg	5.3E-4	2.4E-4	3.3E-4	4.0E-4	4.1E-4	4.2E-4	3.3E-4	3.6E-4	3.7E-4	3.2E-4	4.0E-4
air	Nitrogen oxides	total	kg	9.6E-4	7.9E-4	1.2E-3	2.6E-3	4.3E-3	1.9E-3	3.5E-3	1.2E-3	2.8E-3	1.9E-3	3.0E-3
air	Sulphur dioxide	total	kg	4.5E-4	2.3E-3	1.3E-3	5.6E-3	3.7E-3	6.4E-3	4.9E-3	6.8E-3	6.7E-3	9.7E-4	1.5E-2
air	Particulates, < 2.5 um	total	kg	9.7E-5	1.2E-4	7.7E-5	1.0E-4	1.2E-4	2.2E-4	1.4E-4	1.8E-4	1.4E-4	8.2E-5	2.0E-4
water	BOD	total	kg	8.3E-5	2.0E-3	3.0E-3	3.3E-3	3.5E-3	3.5E-3	2.7E-3	3.1E-3	3.1E-3	2.6E-3	3.3E-3
soil	Cadmium	total	kg	3.8E-12	6.4E-12	2.7E-11	3.0E-11	3.1E-11	3.2E-11	2.5E-11	2.8E-11	2.8E-11	2.4E-11	3.0E-11

Fig. 1 zeigt eine grafische Auswertung ausgewählter Resultate der kumulierten Sachbilanz und kumulierter Energieaufwand für die verschiedenen Stufen der Bereitstellungskette. Für einige Stufen wurden dabei gewichtete Mittelwerte verschiedener Module zu Grunde gelegt bzw. die Bilanzen auf die Einheit kg umgerechnet.

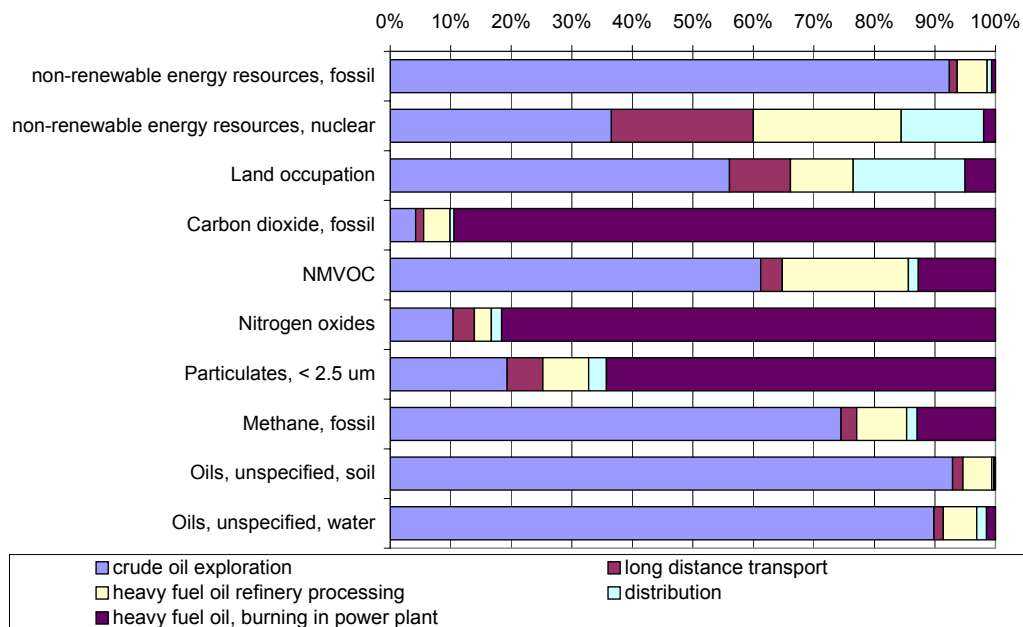


Fig. 1 Beitrag verschiedener Stufen der Bereitstellungskette von Heizöl S zu den Umweltbelastungen.

Bei der Erdölförderung wird der Energiegehalt des Erdöls verbucht. Besonders bei der Raffination ist der fossile Energieaufwand relativ hoch. Die Landnutzung wird vor allem durch Erdölförderung und Regionalverteilung (Tankstellen) bestimmt. Für die Förderung in Russland wird ein relativ hoher Wert abgeschätzt, der allerdings recht unsicher ist. Etwa 90% der CO₂ Emissionen werden bei der Heizölverbrennung verursacht. Auch NO_x, SO_x und Partikel werden vor allem während des Betriebs

des Kraftwerks emittiert. Bei der Betrachtung des Emissionsorts für NO_x Emissionen über die Kette wird deutlich, dass Emissionen der Förderung vor allem in dünn besiedelten Gebieten stattfinden während bei der Verbrennung dicht besiedelte Gebiete betroffen sind. Methanemissionen stammen vor allem aus dem Abblasen von Erdgas bei der Förderung. Für die BSB_5 (Biologischer Sauerstoffbedarf) Belastung ist die Erdölförderung (Ölemissionen) verursachend. NMVOC Emissionen entstehen überwiegend bei der Förderung. Cadmium Emissionen in den Boden stammen in allen Stufen vor allem aus Hintergrundprozessen.

3.3 Erdgas

Das Energiesystem Erdgas [5] wird aus der Sicht des schweizerischen und des europäischen Endverbrauches beschrieben. Entsprechend den wichtigsten Herkunftsländern werden Prozessketten für Erdgas aus Norwegen, aus der Russischen Föderation, aus den Niederlanden, aus Deutschland, Nigeria, Grossbritannien und aus Algerien berücksichtigt. Aus Algerien wird Erdgas auch in flüssiger Form importiert. Dies wurde vereinfacht berücksichtigt.

Ein Teil des Erdgases wird in Kombination mit Erdöl gefördert (rund 15%). Eine klare Abgrenzung wurde mit der Modellierung der Erdöl-Förderung notwendig. In der Erdgasförderung wird zwischen Onshore und Offshore unterschieden sowie zwischen süßem und schwefelhaltigem Erdgas, welches einen grösseren Aufwand bei der Aufbereitung verursacht. Für den Ferntransport des Erdgases werden Kompressorstationen mit Gasturbinen der Leistungsklasse 10 MW zugrunde gelegt, die das Erdgas direkt von der Gasleitung beziehen.

Eine relativ grosse Unsicherheit besteht in der Bilanzierung des Förder- und Transportsystems für das Erdgas in der Russischen Föderation. Für diesen Fall werden für den Transport 1.4% Erdgas-Leckagen als Emission in die Luft zugrunde gelegt, wobei dieser Wert nach wie vor unsicher ist. Für den Transport aus europäischen Ländern werden etwas tiefere Werte für die Leckagen angenommen (0.026% pro 1'000 km). Für die Gasverteilung in der Schweiz werden rund 0.6% Erdgas-Leckagen in der Schweizer Treibhausgas-Statistik angegeben. Dies führt zu gesamten Erdgas-Leckagen von rund 0.05% des im jeweiligen Netz transportierten Erdgases für Hochdruckbezieher und von rund 0.7% für Niederdruckbezieher im System Erdgas.

Im Bereich der Feuerungen werden mehrere Technologien und Grössenklassen von Erdgas-Heizkesseln betrachtet. In den letzten Jahren haben sich insbesondere die modulierenden Erdgas-Feuerungen etabliert. Bei dieser Technologie wird, im Gegensatz zur ein- oder zweistufigen Betriebsweise, die Leistung stufenlos dem Bedarf angepasst. Es werden sowohl kondensierende als auch nicht-kondensierende Heizkessel berücksichtigt.

In dieser Studie werden, im Gegensatz zur vorigen Version, Erdgas- und Industriegas-Kraftwerke separat behandelt. Dadurch ist ein konsistenter Vergleich verschiedener Technologien zur Stromerzeugung möglich. Kokereigas wurde als Nebenprodukt der Kokerei modelliert, wobei die Elementarflüsse (und die vorgelagerte Kette) auf die verschiedene Produkte mit einer energetischen Allokation unterteilt wurden. Hochofengas wurde als Beiprodukt der Roheisenproduktion behandelt, wobei die gesamten Elementarflüsse, auch die der vorgelagerten Kette der Stahlproduktion angerechnet wurden. Industriegas-Kraftwerke werden entweder mit Kokereigas oder mit Hochofengas betrieben. Die bestehenden Erdgas- und Industriegas-Kraftwerke werden, unter Berücksichtigung der Wärme-Kraft-Kopplung, für verschiedene Länder Europas und jeweils für den Durchschnitt von UCTE, CENTREL und NORDEL bilanziert. Zur Beschreibung der GuD-Technologie (Gas- und Dampfturbine) nach heutigem Stand (Modellannahmen: 400 MW_e, Standort Europa) wurde ein eigener Datensatz erstellt. Auch Gasturbinen und Gasmotoren für Förderung, Transport und Speicherung von Erdgas wurden betrachtet.

Die Bilanzen für die Erdgasförderung in verschiedenen Ländern basieren auf sehr unterschiedlichen Datengrundlagen. Deshalb gibt es gewisse Unsicherheiten auf Grund eventuell unterschiedlicher Systemabgrenzungen. Es zeigen sich einige relevante Unterschiede bei den Emissionen. Die Emissionen von CO_2 und SO_x sind in Deutschland und Russland vergleichsweise hoch, da Sauggas gefördert wird, das noch aufbereitet werden muss. Grosse Unterschiede gibt es auch bei den Methanemissionen durch das Abblasen von Erdgas bei der Förderung. Besonders hoch sind hier die

Emissionen in Nigeria und der Russischen Föderation. Für den Erdgasmix, der in der Schweiz verbraucht wird, liegt der fossile Energieaufwand bei 41.3 MJ/Nm³.

Unterschiede für die kumulierten Resultate der verschiedenen Gaspipelines entstehen hier vor allem auf Grund unterschiedlicher Durchmesser und Dicken und damit unterschiedlicher Gewichte pro Kilometer sowie auf Grund der in den Pipelines eingesetzten Materialien, die je nach Nutzung unterschiedlich sind (in Fernleitungen wird Stahl eingesetzt, in der Ortsgasversorgung hingegen immer mehr Kunststoff). Für die Art und das Ausmass der Landnutzung spielt auch die Art der Pipeline (Onshore oder Offshore) eine Rolle.

Unterschiede bei CH₄-, NMVOC- und SO_x- Emissionen für den Ferntransport von Erdgas in Pipelines in verschiedenen Ländern stammen vor allem aus den Gasturbinen und aus Leckagen und sind auf die unterschiedliche Zusammensetzung des Erdgases zurückzuführen. Für die russische Föderation wurden höhere Leckageraten als für die europäischen Länder eingesetzt, was zu höheren Emissionen führt. Ausserdem unterscheiden sich die Module hinsichtlich des bezogenen Strommixes.

Die Resultate der kumulierten Sachbilanz und den kumulierten Energieaufwand für die Erdgasbereitstellung aus verschiedenen Ländern ab Ferntransport-Pipeline zeigen, dass neben den unterschiedlichen Transportaufwendungen auch die Unterschiede bei der Förderung eine Rolle spielen. Für deutsches und russisches Erdgas sind die SO_x-Emissionen relativ hoch. Algerisches und russisches Erdgas verbraucht für die Bereitstellung vergleichsweise viel fossile Energie.

Für die kumulierten Ergebnisse der Bereitstellung von Erdgas ab Hochdrucknetz in verschiedenen europäischen Ländern sind vor allem der verwendete Erdgasmix sowie die Transportwege relevant. Der Wert für den kumulierten fossilen Energieaufwand bewegt sich in einer Bandbreite von 1.1 bis 1.3 MJ-Äq./MJ. Die CO₂-Emissionen für das bereitgestellte Erdgas schwanken deutlich stärker zwischen 3 und 10 g/MJ. Auch für andere Inventargrössen gibt es relevante Unterschiede für das in verschiedenen Ländern bereitgestellte Erdgas.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass für die Produktionskette von Erdgas in der Schweiz bis zur Bereitstellung von Erdgas ab Hoch- bzw. Niederdrucknetz ein grosser Teil der verursachten Umweltbelastungen bereits bei der Förderung anfällt. Transport und Aufbereitung führen zur Erhöhung verschiedener Emissionen. Durch die Weiterleitungen im Ortsgasnetz fallen weitere Emissionen und Energieverbräuche an. Wichtig für die CH₄-Emissionen sind der Ferntransport und die Ortsgasversorgung. Für CO₂ sind Förderung und Ferntransport relevant. Für NO_x finden die Emissionen bei der Förderung vor allem in wenig besiedelten Gebieten statt. Für die weiteren Stufen sind dann Emissionen in dicht besiedelten Gebieten relevanter. SO_x-Emissionen werden vor allem bei der Gasförderung und Aufbereitung verursacht.

Die Resultate der um das Jahr 2000 auf dem Markt erhältlichen Gasfeuerungen zeigen, dass die kumulierten CO₂-Emissionen für die modernen modulierenden und kondensierenden Heizkessel aufgrund der hohen erreichbaren Nutzungsgrade am niedrigsten sind. Tendenziell sind die kumulierten Emissionen bei den grösseren Heizkesseln (>100 kW) etwas geringer als bei den kleinen Heizkesseln (<100 kW). Es ist jedoch zu beachten, dass dies von der Annahme über die Position der Feuerungsanlage im Verteilungsnetz abhängt. Insbesondere die Methan-Emissionen unterscheiden sich deutlich für kleine und grosse Feuerungen. Der Grund liegt im Einfluss der Verluste im Niederdruckverteilungsnetz. Es wurde angenommen, dass die Grossfeuerungen an das Hochdrucknetz angeschlossen sind. Die kleinen Feuerungen befinden sich dagegen normalerweise in einzelnen Wohnhäusern am weit verzweigten Niederdrucknetz, in dem es zu zusätzlichen Verlusten kommt. Im Einzelfall hängen die Gesamtverluste vom genauen Standort der Feuerungsanlage im Verteilungsnetz auch innerhalb eines einzelnen Landes ab. Bei einem kurzen Abstand zum Hochdrucknetz dürften die zusätzlichen Verluste durch die Niederdruckverteilung niedrig sein, bei einem grossen Abstand entsprechend hoch. Einen gewissen Einfluss auf das Ergebnis hat auch die Tatsache, dass hier die Niederdruckverteilung im Anschluss an das Hochdrucknetz nur für die Schweiz modelliert und anschliessend auf die europäischen Module übertragen wurde. Unter der Annahme, dass die Niederdruckverteilung in der Schweiz repräsentativ für die Niederdruckverteilung in Europa ist, dürfte daher der Unterschied zwischen dem Schweizerischen und dem europäischen

Durchschnitt auch auf der Ebene der kumulierten Emissionen verglichen mit den generell durch den Standort bedingten Unsicherheiten nicht gross sein.

Die Resultate der kumulierten Sachbilanz und des kumulierten Energieaufwands für Erdgas-Kraftwerke pro MJ Erdgas-Input in einzelnen UCTE-Ländern und im UCTE-Gebiet zeigen, dass sich die kumulierten Kohlendioxid-Emissionen pro MJ Erdgas-Input nur geringfügig unterscheiden, da in jedem Fall die direkten Emissionen während der Erdgasverbrennung im Kraftwerk gegenüber den Emissionen aus den vorgelagerten Prozessen dominieren.

Die kumulierten Kohlendioxid-Emissionen der Erdgas-Kraftwerke liegen zwischen 460 kg/kWh_e (Frankreich) und 930 g/kWh_e (Luxemburg). Die Differenzen können durch die unterschiedlichen Nutzungsgrade in den einzelnen Ländern erklärt werden, die auf unterschiedliche Technologien (Gasturbine vs. Gasdampfkraftwerke und GuD) und Betriebsweisen (Spitzenlastanteil, WKK-Anteil) zurückzuführen sind.

Ganz anders sieht es bei den kumulierten Methan-Emissionen aus. Diese werden sehr stark von den Verlusten während des Transports bestimmt, hängen also stark von der Herkunft des Erdgases des jeweiligen Landes ab. Die kumulierten Methan-Emissionen unterscheiden sich daher je nach Land bzw. Gebiet um mehr als eine Grössenordnung. Die hohen kumulierten Methan-Emissionen eines durchschnittlichen UCTE-Erdgas-Kraftwerks (1.5 g/kWh_e) kommen im Wesentlichen durch den hohen Anteil an russischem Erdgas, vor allem durch den damit verbundenen Ferntransport, zustande. Für die niederländischen Erdgas-Kraftwerke liegen die kumulierten Methan-Emissionen aufgrund der hohen Eigenproduktion von Erdgas fast eine Grössenordnung niedriger als im UCTE-Durchschnitt.

Auch die Schwefeldioxid-Emissionen unterscheiden sich je nach Herkunft des Erdgases stark, da die direkten Schwefeldioxid-Emissionen während der Erdgasverbrennung in durchschnittlichen Kraftwerken sehr gering sind. Wie vorher erwähnt, stammt der relativ grösste Teil der kumulierten Schwefeldioxid-Emissionen der durchschnittlichen UCTE-Erdgas-Kraftwerke aus der Verbrennung und Aufbereitung von saurem Erdgas in der Erdgaskette.

Das moderne GuD-Kraftwerk zeigt aufgrund des hohen Wirkungsgrads deutlich niedrigere kumulierte Emissionen pro kWh Strom als das durchschnittliche UCTE-Erdgas-Kraftwerk. Für einzelne Länder weisen die durchschnittlichen Kraftwerke geringere kumulierte Methan-Emissionen auf als das GuD, da für das GuD ein durchschnittlicher Standort in Europa angenommen wurde.

Bei Hochofengas-Kraftwerken sind die hohen Kohlendioxid-Emissionen im Vergleich zu Erdgas- und Kokereigas-Kraftwerken zu erkennen. Dagegen ist der kumulierte Energieaufwand für Hochofengas verschwindend gering, da die Erzeugung des Hochofengases vollständig der Stahlherstellung angerechnet wurde und somit der Energieinhalt des Gases hier nicht auftaucht. Die kumulierten Resultate pro kWh Strom der länderspezifischen Industriekraftwerke hängen vom Anteil von Kokerei- und Hochofengas und von den Nutzungsgraden ab. Die kumulierten Kohlendioxid-Emissionen der Industriegas-Kraftwerke liegen zwischen ca. 700 und 2400 g/kWh_e.

Für die global (GLO) definierte Gasturbine wurde europäisches Erdgas (RER) eingesetzt. Der stark vom Transport abhängige Methan-Emissionswert ist daher nur als grober Anhaltspunkt zu betrachten. Der angenommene globale Durchschnitt des Wirkungsgrades von bestehender Gasturbinen ist relativ niedrig. Daher sind kumulierter Energieaufwand und Kohlendioxid-Emissionen pro kWh Strom deutlich höher als bei durchschnittlichen UCTE-Erdgas-Kraftwerken.

In Tab. 3 sind ausgewählte Resultate pro MJ Nutzwärme ab Heizkessel, d.h. unter Berücksichtigung der Nutzungsgrade, dargestellt.

Tab. 3 Ausgewählte Resultate der kumulierten Sachbilanz und kumulierter Energieaufwand für marktübliche Erdgas-Feuerungen pro MJ Nutzwärme ab Heizkessel. Berechnung ecoinvent v1.01.

Name			heat, natural gas, at boiler condensing modulating <100kW	heat, natural gas, at boiler condensing modulating >100kW	heat, natural gas, at boiler modulating <100kW	heat, natural gas, at boiler modulating >100kW	heat, natural gas, at boiler atmospheric non-modulating <100kW	heat, natural gas, at boiler fan burner non-modulating <100kW	heat, natural gas, at industrial furnace >100kW	
Location Unit Infrastructure			RER MJ	RER MJ	RER MJ	RER MJ	RER MJ	RER MJ	RER MJ	
LCIA results										
	cumulative energy demand	non-renewable energy resources, fossil	MJ-Eq	1.3	1.2	1.3	1.3	1.4	1.4	1.3
	cumulative energy demand	non-renewable energy resources, nuclear	MJ-Eq	0.02	0.01	0.02	0.01	0.01	0.02	0.01
	cumulative energy demand	renewable energy resources, water	MJ-Eq	4.5E-3	3.0E-3	4.7E-3	3.2E-3	4.1E-3	4.8E-3	3.2E-3
	cumulative energy demand	renewable energy resources, wind, solar, geothermal	MJ-Eq	4.6E-4	2.2E-4	4.9E-4	2.4E-4	3.7E-4	4.9E-4	2.4E-4
	cumulative energy demand	renewable energy resources, biomass	MJ-Eq	4.0E-4	1.7E-4	4.2E-4	1.8E-4	3.5E-4	4.3E-4	1.9E-4
LCI results										
resource	Land occupation	total	m2a	1.1E-4	5.3E-5	1.2E-4	5.7E-5	1.1E-4	1.2E-4	5.7E-5
air	Carbon dioxide, fossil	total	kg	6.4E-2	6.3E-2	6.8E-2	6.7E-2	6.9E-2	6.9E-2	6.7E-2
air	NMVOG	total	kg	4.0E-5	2.6E-5	4.3E-5	2.8E-5	4.5E-5	4.4E-5	2.8E-5
air	Nitrogen oxides	total	kg	4.0E-5	3.9E-5	4.7E-5	4.4E-5	4.8E-5	5.1E-5	4.7E-5
air	Sulphur dioxide	total	kg	3.4E-5	2.5E-5	3.7E-5	2.6E-5	3.5E-5	3.7E-5	2.7E-5
air	Particulates, < 2.5 um	total	kg	1.8E-6	1.2E-6	1.9E-6	1.3E-6	1.8E-6	1.9E-6	1.4E-6
water	BOD	total	kg	9.2E-6	6.3E-6	9.7E-6	6.7E-6	9.6E-6	9.9E-6	6.7E-6
soil	Cadmium	total	kg	1.4E-12	6.3E-13	1.5E-12	6.6E-13	1.4E-12	1.5E-12	6.7E-13
Additional LCI results										
air	Methane	total	kg	3.0E-4	1.6E-4	3.1E-4	1.7E-4	3.2E-4	3.2E-4	1.7E-4

Tab. 4 zeigt ausgewählte Ergebnisse der kumulierten Sachbilanz für die Stromerzeugung in europäischen Erdgas-Kraftwerken. In Fig. 2 sind die Beiträge der einzelnen Abschnitte der gesamten Erdgas-Kette zu den gesamten Methan-Emissionen der Stromerzeugung im Erdgas-Kraftwerk der UCTE dargestellt.

Tab. 4 Ausgewählte Resultate der kumulierten Sachbilanz und kumulierter Energieaufwand für Erdgas-Kraftwerke pro kWh Strom in einzelnen Ländern und im UCTE-Durchschnitt. Berechnung ecoinvent v1.01.

Name			electricity, natural gas, at power plant	electricity, natural gas, at power plant	electricity, natural gas, at power plant	electricity, natural gas, at power plant	electricity, natural gas, at power plant	electricity, natural gas, at power plant	electricity, natural gas, at power plant	electricity, natural gas, at power plant	electricity, natural gas, at power plant	
Location Unit Infrastructure			AT kWh	BE kWh	DE kWh	ES kWh	FR kWh	IT kWh	LU kWh	NL kWh	UCTE kWh	
LCIA results												
	cumulative energy demand	non-renewable energy resources, fossil	MJ-Eq	14.6	10.0	10.6	9.2	8.6	11.6	18.1	11.8	11.7
	cumulative energy demand	non-renewable energy resources, nuclear	MJ-Eq	0.02	0.01	0.02	0.03	0.02	0.03	0.04	0.01	0.02
	cumulative energy demand	renewable energy resources, water	MJ-Eq	3.7E-2	8.4E-3	1.6E-2	2.4E-2	1.8E-2	2.4E-2	3.2E-2	4.6E-3	2.1E-2
	cumulative energy demand	renewable energy resources, wind, solar, geothermal	MJ-Eq	6.6E-4	4.4E-4	6.7E-4	9.7E-4	5.2E-4	9.2E-4	1.1E-3	7.5E-4	7.2E-4
	cumulative energy demand	renewable energy resources, biomass	MJ-Eq	8.6E-4	6.1E-4	6.5E-4	7.8E-4	6.6E-4	8.3E-4	1.2E-3	9.4E-4	7.8E-4
LCI results												
resource	Land occupation	total	m2a	5.0E-4	3.5E-4	3.9E-4	4.3E-4	4.1E-4	4.6E-4	6.8E-4	4.2E-4	4.4E-4
air	Carbon dioxide, fossil	total	kg	7.1E-1	5.2E-1	5.2E-1	5.0E-1	4.6E-1	6.2E-1	9.3E-1	5.8E-1	6.0E-1
air	NMVOG	total	kg	5.5E-4	1.0E-4	3.1E-4	1.4E-4	1.9E-4	3.6E-4	4.2E-4	9.2E-5	2.7E-4
air	Nitrogen oxides	total	kg	8.1E-4	5.5E-4	5.3E-4	5.7E-4	5.6E-4	8.5E-4	1.1E-3	6.0E-4	7.2E-4
air	Sulphur dioxide	total	kg	5.4E-4	3.3E-5	3.0E-4	3.2E-5	1.3E-4	3.2E-4	3.4E-4	2.0E-5	2.2E-4
air	Particulates, < 2.5 um	total	kg	2.0E-5	1.1E-5	1.1E-5	1.3E-5	1.2E-5	1.5E-5	2.2E-5	1.2E-5	1.4E-5
water	BOD	total	kg	5.8E-5	2.8E-5	3.5E-5	3.5E-5	3.4E-5	3.8E-5	8.8E-5	3.0E-5	5.7E-5
soil	Cadmium	total	kg	7.1E-12	2.7E-12	4.3E-12	4.0E-12	4.4E-12	4.7E-12	7.0E-12	3.4E-12	4.5E-12
Additional LCI results												
air	Methane	total	kg	3.7E-3	2.3E-4	1.4E-3	5.0E-4	1.1E-3	1.4E-3	2.3E-3	2.4E-4	1.5E-3

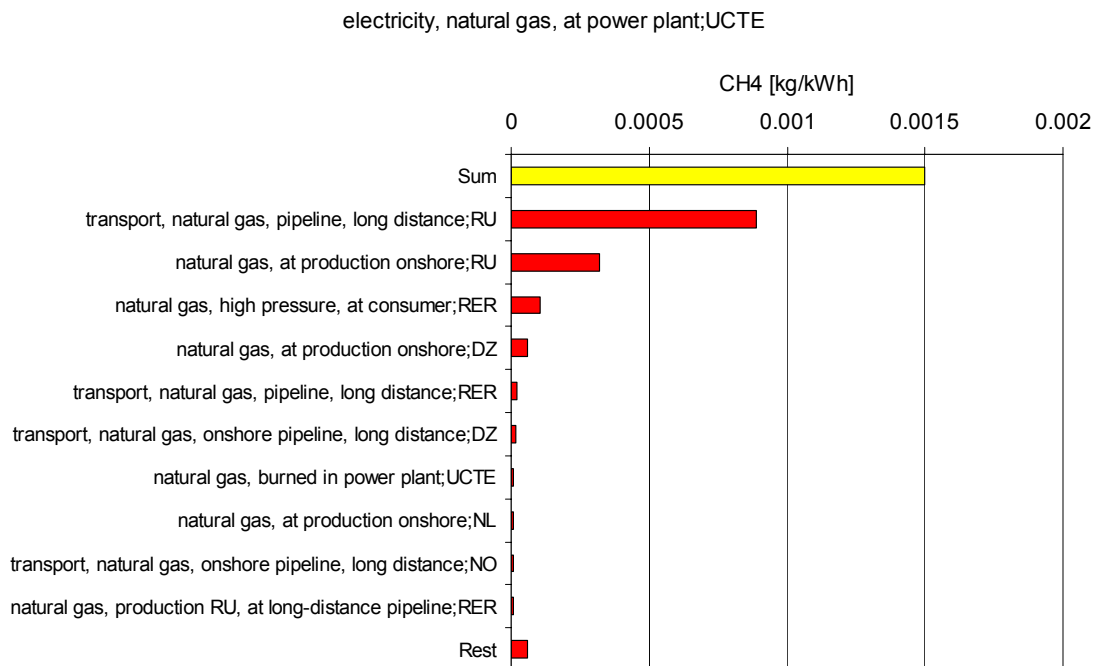


Fig. 2 Beiträge der einzelnen in ecoinvent modellierten Prozesse zu den kumulierten Methan-Emissionen der durchschnittlichen UCTE-Erdgas-Kraftwerke. Der obere Balken (gelb) zeigt den kumulierten Gesamtwert. Ein roter Balken stellt jeweils den kumulierten Beitrag eines Einzelprozesses in der gesamten Kette dar, so dass sich die Beiträge zum kumulierten Gesamtwert aufaddieren. Berechnung basierend auf ecoinvent v1.01.

3.4 Kohle

Innerhalb der Kohlekette [6] wird zwischen den beiden Hauptqualitäten Braun- und Steinkohle unterschieden.

Für die Braunkohle wird die durchschnittliche Förderung in Europa untersucht und die Endenergieträger Rohbraunkohle, Braunkohlenstaub und Braunkohlebriketts bilanziert. Für die Nutzwärmebereitstellung wird ein Brikett-Einzelofen im Leistungsbereich 5 bis 15 kW untersucht. Für die Länder Österreich, Spanien, Frankreich, Griechenland, Deutschland, Serbien, Bosnien-Herzegowina, Mazedonien und Slowenien wird die durchschnittliche länderspezifische Stromerzeugung mit Braunkohle bilanziert, womit auch die durchschnittliche Strombereitstellung mit Braunkohle im europäischen Stromverbund UCTE für das Jahr 2000 berechnet wird. Auch für die CENTREL-Staaten Ungarn, die Slowakei, Tschechien und Polen wird die durchschnittliche länderspezifische Stromerzeugung mit Braunkohle bilanziert. Braunkohlekraftwerke werden üblicherweise direkt am Ort der Kohleförderung betrieben, der Kohletransport entfällt also hier. Für die beim Betrieb der Kraftwerke anfallende Asche wird angenommen, dass diese hauptsächlich in Teilen der Kohlemine, in denen die Kohleförderung abgeschlossen ist, entsorgt wird. Die Zusammensetzung der Braunkohleasche wird länderspezifisch bilanziert. Aufgrund der zur Verfügung stehenden Literaturdaten werden nur geringe Anteile der Braunkohleasche wiederverwertet.

Innerhalb der Steinkohlekette wird die Förderung in den weltweit acht bedeutendsten Förderregionen Australien, Südafrika, Russland, Ostasien, Nord- und Südamerika sowie Ost- und Westeuropa bilanziert. Daraus wird für alle europäischen Länder, welche Steinkohlekraftwerke betreiben, ein spezifischer Steinkohle-Versorgungsmix erstellt, der in den Kraftwerken zur Stromerzeugung genutzt wird. Diese Datensätze beinhalten den Kohletransport aus den Förderregionen nach Europa und die

Zwischenlagerung der Kohle. Die Bilanzierung erfolgte mit den länderspezifischen Importanteilen aus den verschiedenen Förderregionen im Jahr 2000. Es konnte wegen ungenügender Verfügbarkeit von entsprechenden Daten nicht zwischen Dampfkohle und anderen Kohlequalitäten unterschieden werden. Neben den Kraftwerkskohlen wird die Herstellung von Steinkohlebriketts und Koks in Deutschland bilanziert sowie in erster Näherung ein Datensatz für die weltweite Koksproduktion zusammengestellt.

Die Infrastruktur der Steinkohleförderung wird für Tag- und Untertagbau getrennt untersucht und für alle acht Förderregionen jeweils mit den für die erste Auflage dieser Studie gültigen Anteilen von Tag- und Untertagbau bilanziert. Bei der Inventarisierung des Betriebs der Minen wird nicht zwischen Tag- und Untertagbau unterschieden, da in der als Datenquelle verwendeten neuen Literatur keine diesbezügliche Differenzierung vorgenommen wurde. An Emissionen aus dem Steinkohlebergbau werden lediglich die kurzzeitigen ins Grund- und Grubenwasser aus dem Betrieb der Minen sowie der Aufbereitungsanlage berücksichtigt. Langzeitemissionen aus den Waschbergen und anderen Abfällen aus den Minen konnten im Rahmen dieser Studie nicht näher untersucht und bilanziert werden.

Für die Länder Österreich, Belgien, Spanien, Italien, Frankreich, die Niederlande, Portugal, Deutschland und Kroatien wird die durchschnittliche länderspezifische Stromerzeugung mit Steinkohle bilanziert, woraus wiederum ein Datensatz für die Stromerzeugung mit Steinkohle für die UCTE des Jahres 2000 erstellt wird. Auch für die CENTREL-Staaten Slowakei, Tschechien und Polen wird die durchschnittliche länderspezifische Stromerzeugung mit Steinkohle bilanziert. Ausserdem wird die Brikett- und Koksproduktion, bei der auch die Koppelprodukte Koksofengas, Teer und Benzol entstehen, untersucht. Für die Koksproduktion werden durchschnittliche Verhältnisse in Deutschland sowie weltweit bilanziert. Die Allokation der Aufwendungen zur Koksproduktion auf Koks, Koksofengas, Teer und Benzol erfolgt nach dem Energiegehalt der Produkte. Für die Wärmebereitstellung liegen Datensätze für Einzelöfen im Leistungsbereich von 5 bis 15 kW vor, welche mit Briketts, Koks oder Anthrazit befeuert werden. Zudem wird eine Industrieheizung im Leistungsbereich 1 bis 10 MW bilanziert, für welche der europäische Steinkohlemix als Brennstoff verwendet wird. Die Bilanzierung der installierten Heizungssysteme spiegelt die durchschnittlich in Mitteleuropa herrschenden Verhältnisse Mitte der 90er Jahre wider.

Für die konsistente Bilanzierung der Stein- und Braunkohlekraftwerke werden aktuelle Betriebsdaten des Grossteils (von etwa 700) der in den untersuchten Ländern betriebenen Kraftwerke erhoben. Diese umfassen für jedes einzelne Kraftwerk Kohleverbrauch, Leistung, Wirkungsgrad, Auslastung, Installationsrate von Rauchgasreinigungs- und DeNOx-Anlagen, Brennwert, Feuchte und Aschegehalt der Kohle, NO_x-, Partikel- und SO₂-Emissionen sowie teilweise Emissionen von Spurenelementen. Die äusserst umfangreiche Grundlage von aktuellen Betriebsdaten ermöglicht es weit gehend, auf Schätzungen und vereinfachende Annahmen zu verzichten. Das gesamte Spektrum von Emissionen an Spurenelementen wird aufgrund von länderspezifischen Elementaranalysen der Kraftwerkskohle berechnet. Für die Asche, welche beim Betrieb der Steinkohlekraftwerke anfällt, wird angenommen, dass diese weiteren Verwendungszwecken zugeführt oder in einer Reststoffdeponie entsorgt wird. Die Zusammensetzung der Asche ist länderspezifisch und von der Zusammensetzung der Kohle abhängig.

Die Resultate für die Stromerzeugung sind aufgrund der Bedeutung zur Berechnung der Strommixe wohl diejenigen mit der grössten Relevanz in dieser Studie. Hier zeigt sich für Steinkohle deutlich, dass aufgrund des in einigen Ländern erheblichen Transportaufwands für die Steinkohle aus den Überseeregionen der den Kraftwerken vorgelagerte Teil der Energiekette für bestimmte Luftemissionen, beispielsweise Stickoxide oder Partikel, erheblichen Einfluss auf die kumulierten Gesamtergebnisse aufweist. Insbesondere für Länder, deren Kraftwerke eine effiziente Abgasreinigung mittels Partikelfiltern und Rauchgasreinigung aufweisen, sind die relativen Beiträge zu den Gesamtemissionen aus Kohleförderung und -transport gross. Im Gegensatz dazu ist bei der Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken der Einfluss der den Kraftwerken vorgelagerten Prozesse auf die wichtigsten Luftemissionen sehr gering, da die Kraftwerke nahe den Kohleminen betrieben werden.

Es zeigt sich, dass bei der Stromerzeugung mit Stein- und Braunkohle grosse Unterschiede zwischen den einzelnen untersuchten Ländern bestehen. Diese sind für die Beiträge zu den kumulierten

Gesamtergebnissen aus den Kraftwerken bei Braun- und Steinkohle hauptsächlich vom Wirkungsgrad sowie von der Installation von Rauchgasreinigungsanlagen und Partikelfiltern abhängig. Daneben spielt auch die Zusammensetzung der in den Kraftwerken verwendeten Kohle eine Rolle. Die Beiträge aus Teilen der Energiekette, welche den Kraftwerken vorgelagert sind, sind im Fall von Steinkohle neben dem Wirkungsgrad auch stark vom Ursprung der Kohle abhängig. Für Länder, welche einen Grossteil der Steinkohle aus Übersee importieren, sind diese Beiträge deutlich höher als für Länder, die hauptsächlich ost- und westeuropäische Steinkohle nutzen. Dazu sind beispielsweise die Methanemissionen, die hauptsächlich aus dem Bergbau stammen, für die einzelnen Förderregionen recht unterschiedlich. Die weiteren Unterschiede zwischen den Gesamtergebnissen der Kohleförderung in den untersuchten Förderregionen sind grossteils vom unterschiedlichen Energieverbrauch verursacht.

Die kumulierten CO₂-Emissionen aus Braunkohleketten liegen zwischen etwa 1040 g/kWh (Österreich) und ca. 1670 g/kWh (Slowakei). Der Bergbau macht nur einen geringen Teil der Gesamtemissionen (max. 2%) aus. Sichtbar sind teilweise auch die Beiträge aus der Rauchgasreinigung, welche max. 2% zu den kumulierten CO₂-Emissionen beitragen. Die kumulierten SO₂-Emissionen liegen zwischen etwa 0.6 g/kWh (Deutschland) und ca. 27 g/kWh (Spanien und Mazedonien). Zwischen 90% und knapp 100% davon sind direkte Kraftwerksemissionen. Die länderspezifischen Unterschiede werden durch den unterschiedlichen Schwefelgehalt der Kohle und die unterschiedliche Installationsrate und Effizienz der Rauchgaswäsche verursacht.

Die Stromerzeugung mit Steinkohle in den untersuchten Ländern verursacht zwischen etwa 850 g (CO₂)/kWh (NORDEL) und 1180 g (CO₂)/kWh (Tschechien). Der Grossteil stammt aus den direkten Kraftwerksemissionen, welche Anteile an den Gesamtemissionen zwischen 92% und 97% aufweisen. Die länderspezifischen Unterschiede der absoluten Emissionswerte spiegeln hier die Wirkungsgrade der Kraftwerke wider. Im Fall von Tschechien führt die Berücksichtigung von grossen WKK-Anlagen, deren Emissionen vollständig der Elektrizität angerechnet werden, zu einem relativ geringen Wirkungsgrad. Die CO₂-Emissionen aus dem Bergbau könnten generell etwas unterschätzt werden, da für den Strombedarf der Mine mangels genauerer Informationen der durchschnittliche UCTE-Strom bilanziert wird, während in der Praxis zur Kohleförderung oft Strom aus Kohlekraftwerken, welche direkt an den Minen mit Kohle minderer Qualität betrieben werden und einen geringen Wirkungsgrad aufweisen, genutzt wird. Angesichts des äusserst geringen Anteils des Bergbaus an den gesamten CO₂-Emissionen der Energiekette von maximal 2% fällt diese Ungenauigkeit jedoch nicht ins Gewicht. Hinsichtlich der CO₂-Emissionen sind die restlichen indirekten Beiträge der Kraftwerke ziemlich klein und innerhalb der berechneten Unsicherheitsintervalle. Die kumulierten SO₂-Emissionen sind recht unterschiedlich und umfassen eine Grössenordnung von etwa 0.5 g/kWh (Österreich) bis knapp 8 g/kWh (Spanien). Der Hauptanteil der kumulierten SO₂-Emissionen stammt meist direkt aus den Kraftwerken. Diese direkten Emissionen hängen einerseits vom Schwefelgehalt der verfeuerten Kohle und andererseits von der Installationsrate und der Effizienz der Rauchgasreinigung ab. Der Anteil des Transports an den kumulierten SO₂-Emissionen liegt zwischen 1% (PL) und 53% (NL). Natürlich steigt die relative Bedeutung der den Kraftwerken vorgelagerten Prozesse mit abnehmenden Kraftwerksemissionen, wodurch der hohe Wert für die Niederlande zustande kommt. Die SO₂-Emissionen aus dem Bergbau spielen hier eine geringe Rolle. Dazu muss jedoch angemerkt werden, dass die tatsächlichen SO₂-Emissionen aus dem Bergbau möglicherweise etwas unterschätzt werden, da für den Strombedarf bei der Kohleförderung generell der UCTE-Versorgungsmix bilanziert wurde.

Ein interessantes Ergebnis ist auch, dass durch die Entschwefelung der Kraftwerksabgase indirekt über die Gewinnung des dazu nötigen Kalksteins relativ hohe Partikelemissionen verursacht werden, welche in der selben Grössenordnung wie die direkten Kraftwerksemissionen liegen können. Dies zeigt, dass sekundäre Faktoren durchaus eine gewichtige Rolle innerhalb der gesamten Energiekette spielen können.

Der Ursprung der Emissionen ins Wasser aus der Stromerzeugung ist vielfältig. Bei der Ascheentsorgung werden länderspezifische, von der Zusammensetzung der Asche abhängige Langzeitemissionen ins Grundwasser bilanziert. Die länderspezifisch wiederverwerteten Anteile der Asche werden im Weiteren in der Bilanzierung der Kohlekette nicht berücksichtigt. Eine weitere Quelle

für Wasseremissionen stellt die Rauchgasentschwefelungsanlage dar, durch deren unterschiedlichen Installationsraten ebenfalls länderspezifische Emissionen verursacht werden.

Die Resultate der Heizungssysteme zeigen, dass Wärmeproduktion aus zu Briketts oder Koks veredelten Rohkohleprodukten höhere Gesamtemissionen nach sich zieht als die direkte Wärmeerzeugung aus Anthrazit oder Industriekohle. Dafür sind sowohl der Energieverbrauch bei der Veredelung, als auch die bei der Verarbeitung direkt entstehenden Emissionen verantwortlich. Der Einfluss der Kohleförderung und des Transports ist wie bei der Stromerzeugung für bestimmte Elementarflüsse zu beachten. Insgesamt weist der mit Anthrazit betriebene Ofen aufgrund des hohen Heizwerts von Anthrazit und dessen nicht notwendiger Veredelung die geringsten Gesamtemissionen der untersuchten Heizungssysteme auf. Eine Ausnahme stellt die Braunkohle-Brikettheizung hinsichtlich der direkten SO₂-Emissionen dar, welche im Vergleich zu den Emissionen der Steinkohleheizungen geringer sind. Gründe dafür sind einerseits die Annahmen, dass nur Briketts mit geringem Schwefelgehalt verbrannt werden und dass 70% des Schwefels in der Asche bleiben.

Die kumulierten CO₂-Emissionen aus der Wärmeproduktion mit den untersuchten Heizungen liegen zwischen etwa 120 g/MJ (Heizung mit Anthrazit, Industrieheizung) und etwa 180 g/MJ (Heizung mit Braunkohle Briquette) Nutzwärme. Die direkten Betriebsemissionen machen zwischen 73% und 96% aus. Der grosse Wert für die Braunkohle-Brikettheizung ergibt sich aus dem relativ hohen Strombedarf zur Herstellung der Briketts, wobei angenommen wird, dass diese Elektrizität vom durchschnittlichen Braunkohlekraftwerk der UCTE bereitgestellt wird.

Tab. 5 zeigt ausgewählte Ergebnisse für Wärme ab Steinkohle-Industrieheizung und Einzelofen. In Tab. 6 sind ausgewählte Ergebnisse für die Stromproduktion in einigen europäischen Steinkohlekraftwerken dargestellt. Die Resultate für die restlichen untersuchten Länder sind in [6] enthalten.

Tab. 5 Ausgewählte Ergebnisse der Sachbilanz und kumulierter Energieaufwand für Wärme ab Industrieheizung und Einzelofen.*

	Name		heat, at hard coal industrial furnace 1-10MW	heat, anthracite, at stove 5-15kW	heat, hard coal briquette, at stove 5-15kW	heat, hard coal coke, at stove 5-15kW	
	Location		RER	RER	RER	RER	
	Unit	Unit	MJ	MJ	MJ	MJ	
	Infrastructure		0	0	0	0	
LCIA results							
	cumulative energy demand	non-renewable energy resources, fossil	MJ-Eq	1.21E+00	1.21E+00	1.45E+00	1.90E+00
	cumulative energy demand	non-renewable energy resources,	MJ-Eq	4.47E-02	2.17E-02	3.04E-02	4.81E-02
	cumulative energy demand	renewable energy resources, water	MJ-Eq	6.85E-03	3.49E-03	4.88E-03	7.61E-03
	cumulative energy demand	renewable energy resources, wind, solar, geothermal	MJ-Eq	1.13E-03	5.41E-04	7.55E-04	1.20E-03
	cumulative energy demand	renewable energy resources, biomass	MJ-Eq	6.55E-03	6.34E-03	6.73E-03	1.01E-02
LCI results							
resourc	Land occupation	total	m2a	3.51E-03	3.81E-03	4.24E-03	5.80E-03
air	Carbon dioxide, fossil	total	kg	1.22E-01	1.20E-01	1.28E-01	1.50E-01
air	NM VOC	total	kg	1.97E-05	3.60E-05	1.57E-04	2.94E-05
air	Nitrogen oxides	total	kg	3.11E-04	1.33E-04	1.62E-04	2.29E-04
air	Sulphur dioxide	total	kg	4.35E-05	5.36E-04	6.96E-04	7.12E-04
air	Particulates, < 2.5 um	total	kg	2.85E-05	1.04E-05	6.10E-05	3.84E-05
water	BOD	total	kg	1.25E-05	1.44E-05	6.16E-05	2.38E-05
soil	Cadmium	total	kg	2.34E-12	3.75E-12	4.77E-12	5.83E-12
Further LCI results							
air	Dinitrogen monoxide	total	kg	1.59E-06	2.41E-06	2.59E-06	2.61E-06
air	Methane, fossil	total	kg	3.46E-04	5.95E-04	7.87E-04	5.49E-04
air	Particulates, > 2.5 um, and < 10 um	total	kg	2.91E-05	1.88E-05	8.11E-05	3.46E-05
air	Particulates, > 10 um	total	kg	1.29E-04	1.68E-04	3.35E-04	2.78E-04
air	Lead	total	kg	9.74E-08	1.57E-07	6.25E-07	1.64E-07
air	Zinc	total	kg	8.63E-09	2.34E-07	9.11E-07	2.42E-07
air	Radon-222	total	kg	2.59E+00	1.26E+00	1.76E+00	2.80E+00
air	Polonium-210	total	kg	1.08E-04	1.23E-04	4.89E-04	1.23E-04
water	Arsenic, ion	total, short-term	kg	1.70E-07	1.23E-07	2.20E-07	2.78E-07
water	Arsenic, ion	ground-, long-term	kg	2.19E-11	1.70E-11	2.11E-11	3.31E-11
water	Cadmium, ion	total, short-term	kg	1.29E-09	2.68E-09	3.52E-09	4.33E-09
water	Cadmium, ion	ground-, long-term	kg	2.90E-10	1.81E-10	2.78E-10	3.84E-10

* Der Wert für die direkten SO₂-Emission für „heat, at hard coal industrial furnace“ wurde in der Version 1.01 der Datenbank falsch bilanziert. Die kumulierten SO₂-Emissionen aus dieser Heizung sollten etwa 6.7*10⁻⁴ kg/MJ betragen.

Tab. 6 Ausgewählte Ergebnisse der Sachbilanz und kumulierter Energieaufwand für Strom ab Steinkohlekraftwerk in AT, BE, ES und FR.

	Name		electricity, hard coal, at power plant	electricity, hard coal, at power plant	electricity, hard coal, at power plant	electricity, hard coal, at power plant	
	Location		AT	BE	ES	FR	
	Unit	Unit	kWh	kWh	kWh	kWh	
	Infrastructure		0	0	0	0	
LCIA results							
	cumulative energy demand	non-renewable energy resources, fossil	MJ-Eq	1.06E+01	1.18E+01	1.19E+01	1.21E+01
	cumulative energy demand	non-renewable energy resources, nuclear	MJ-Eq	2.56E-01	2.54E-01	1.94E-01	2.49E-01
	cumulative energy demand	renewable energy resources, water	MJ-Eq	4.30E-02	4.16E-02	3.16E-02	4.12E-02
	cumulative energy demand	renewable energy resources, wind, solar, geothermal	MJ-Eq	6.23E-03	6.33E-03	4.81E-03	6.17E-03
	cumulative energy demand	renewable energy resources, biomass	MJ-Eq	7.25E-02	3.79E-02	5.54E-02	3.46E-02
LCI results							
resource	Land occupation	total	m2a	3.85E-02	2.35E-02	3.20E-02	2.23E-02
air	Carbon dioxide, fossil	total	kg	8.85E-01	1.03E+00	1.01E+00	1.03E+00
air	NMVOG	total	kg	5.51E-05	1.58E-04	1.03E-04	1.68E-04
air	Nitrogen oxides	total	kg	8.15E-04	2.85E-03	4.33E-03	3.28E-03
air	Sulphur dioxide	total	kg	5.37E-04	4.32E-03	7.75E-03	5.37E-03
air	Particulates, < 2.5 um	total	kg	5.34E-05	2.56E-04	5.18E-04	2.96E-04
water	BOD	total	kg	8.86E-05	2.54E-04	1.45E-04	2.56E-04
soil	Cadmium	total	kg	1.85E-11	1.77E-11	2.87E-11	2.69E-11
Further LCI results							
air	Dinitrogen monoxide	total	kg	3.65E-05	1.73E-05	1.19E-05	1.03E-05
air	Methane, fossil	total	kg	3.37E-03	1.61E-03	3.24E-03	1.33E-03
air	Particulates, > 2.5 um, and < 10um	total	kg	1.17E-04	9.23E-05	1.10E-04	9.88E-05
air	Particulates, > 10 um	total	kg	1.03E-03	1.49E-03	1.33E-03	1.56E-03
air	Lead	total	kg	8.39E-08	1.32E-07	2.89E-07	2.63E-07
air	Zinc	total	kg	9.64E-08	2.71E-07	4.59E-07	1.13E-06
air	Radon-222	total	kg	1.49E+01	1.47E+01	1.13E+01	1.44E+01
air	Polonium-210	total	kg	2.31E-05	4.74E-04	1.33E-03	7.44E-04
water	Arsenic, ion	total, short-term	kg	1.68E-07	1.45E-07	1.43E-06	2.29E-07
water	Arsenic, ion	ground-, long-term	kg	1.58E-09	1.55E-09	1.56E-09	1.58E-09
water	Cadmium, ion	total, short-term	kg	1.75E-08	1.76E-08	1.45E-08	1.87E-08
water	Cadmium, ion	ground-, long-term	kg	5.32E-09	2.45E-09	2.72E-09	2.51E-09

Fig. 3 zeigt die länderspezifischen SO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung in allen analysierten Steinkohlekraftwerken, aufgeteilt auf Beiträge aus den einzelnen Abschnitten der gesamten Energiekette.

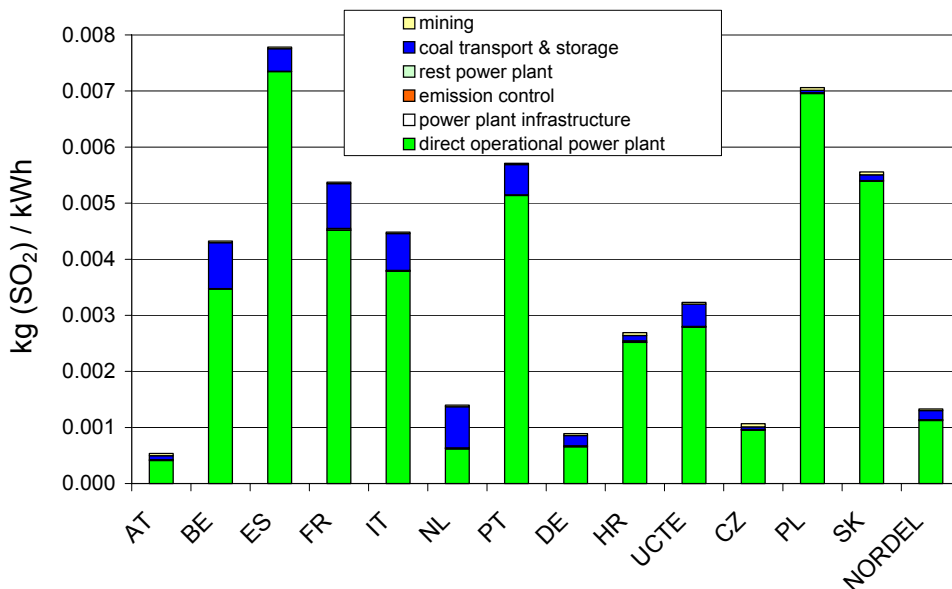


Fig. 3 Durchschnittliche SO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung in länderspezifischen Steinkohlekraftwerken.

3.5 Kernenergie

Es wurde das Kernenergiesystem [7] mit Leichtwasserreaktoren (LWR) für schweizerische und westeuropäische (UCTE) Bedingungen modelliert.

Das Hauptaugenmerk liegt wie in der vorigen Ausgabe auf der Modellierung der schweizerischen Druckwasserreaktoren (DWR) und Siedewasserreaktoren (SWR) der 1000 MW-Klasse mit deren zugehörigen Energieketten. Als Referenz-Anlagen wurden für diese Studie der DWR Gösgen (KKG) und der SWR Leibstadt (KKL) gewählt, welche als typische Vertreter der 1000 MW Leistungsklasse der jeweiligen Typen der Leichtwasserreaktoren gelten können. Die Daten wurden auf Basis der Brennstoffabbrand-, Arbeitsausnutzungs- und Anreicherungs-werte auf die Kernkraftwerke der beiden wichtigsten UCTE-Länder, in denen Kernkraftwerke betrieben werden – Frankreich (DWR) und Deutschland (DWR and SWR) – übertragen. Damit wurden die länderspezifischen Kernenergieketten sowie die durchschnittlichen Druck- und Siedewasserreaktoren der UCTE modelliert. Mit diesen Modellen stehen die Ergebnisse für die durchschnittlichen Kernkraftwerke in der Schweiz, Deutschland und der UCTE in ecoinvent zur Verfügung. Zusätzlich beschreibt ein Datensatz einen Druckwasserreaktor für den Fall, dass ausschliesslich per Zentrifuge angereicherter Brennstoff bezogen wird. Damit kann eine repräsentative Kernenergiekette mit dem minimalen Energieverbrauch im Anreicherungsschritt charakterisiert werden. Eine spezielle Bedeutung in Bezug auf eine möglichst genaue Bilanzierung des Energiebedarfs hat die Festlegung der Anreicherungsdienstleistungen, insbesondere für den energieintensiven Diffusionsprozess. Deshalb wurde für jede einzelne Kette eine differenzierte Versorgung mit Anreicherungsdienstleistungen eingeführt. Die Modellierung der den Kernkraftwerken nachgelagerten Teile der Kette wurde in dieser Studie lediglich für Bedingungen in der Schweiz untersucht und direkt für die anderen Kernenergieketten verwendet. Daher könnte diese Modellierung nicht den tatsächlichen Verhältnissen entsprechen, obwohl keine bedeutenden Unterschiede hinsichtlich der gesamten Umwelteinwirkungen zu erwarten sind.

Diese neue Auflage beschreibt die Nuklearsysteme so weit wie möglich in Übereinstimmung mit dem Betrieb der Nuklearanlagen sowie unter den momentanen Randbedingungen der Energiepolitik und der Nuklearstrategie um das Jahr 2000. Es wurde jedoch auch versucht, die gesamte Lebensdauer der in diesen Ketten enthaltenen Anlagen zu berücksichtigen. Bei der Überarbeitung wurden die Schwerpunkte in jenen Abschnitten der Kernenergiekette gesetzt, welche für die gesamten Umwelteinwirkungen von grösserer Bedeutung sind. Die wichtigsten Abschnitte wurden anhand der Ergebnisse der vorigen Ausgabe dieser Studie identifiziert. In Fällen in denen bedeutende Unterschiede zwischen der früheren Modellierung und den aktuellen Bedingungen festgestellt werden konnten, wurde eine neue Modellierung vorgenommen.

Die wichtigsten Neuerungen im Vergleich zur vorigen Ausgabe dieser Studie sind folgende:

1. Berücksichtigung von MOX-Brennelementen, einer Mischung von Plutoniumoxid von wiederaufgearbeitetem Plutonium und Uranoxid aus abgereichertem Uran aus der Anreicherung.
2. Berücksichtigung der direkten Entsorgung von abgebrannten Brennelementen nach Konditionierung in Stahlbehältern im Endlager, neben der Wiederaufarbeitung von Teilen des Brennstoffs, um bereits bestehende Verträge zu erfüllen. Diese zwei Möglichkeiten gelten für die Schweiz genauso wie für Deutschland, während für Frankreich angenommen wird, dass der gesamte Brennstoff wiederaufgearbeitet wird. (In den früheren Auflagen dieser Studie wurde auf der Entsorgungsseite angenommen, dass der gesamte abgebrannte Brennstoff für alle Ketten wiederaufgearbeitet wird, aber ohne Rückführung des anfallenden Urans und Plutoniums in den Brennstoffkreislauf.)
3. Berücksichtigung des neuen Konzepts (2002) für das schweizerische Endlager für hochaktive und langlebige mittelaktive Abfälle in Opalinuston.

Die radioaktiven Emissionen aus dem Betrieb der Nuklearanlagen wurden für die Kernkraftwerke der UCTE-Länder BE, CH, DE, ES, FR und NL (Daten aus dem Zeitraum von 1995 bis 1999), für die Wiederaufarbeitung (Daten von La Hague aus 1996 und 1997) und in geringerem Ausmass für die Zentrifugenanreicherung sowie die Brennstoffherstellung aktualisiert. Langzeit-Radonemissionen aus Rückständen der Uranerzaufbereitung nach der Schliessung der Aufbereitungsanlagen wurden neu

abgeschätzt, und zwar auf Basis einer aktuellen Studie über grosse Aufbereitungsanlagen weltweit. Emissionen von Rn-222 werden jedoch immer noch durch eine Integration über eine Zeitdauer, die mit der Halbwertszeit des Mutterisotops Th-230 (80000 Jahre) übereinstimmt, abgeschätzt. Auch die Kurzzeitemissionen (<100 a) ins Grundwasser aus Rückständen nach dem Betrieb der Aufbereitungsanlagen wurden auf der Basis eines einfachen Modells neu berechnet. Material- und Energiebedarfswerte wurden für die Wiederaufarbeitung (La Hague) und die Zentrifugenanreicherung aktualisiert.

Die ecoinvent Datenbank erlaubt nur eine statische Modellierung, d.h. eine dynamische Modellierung von Kreisläufen ist nicht möglich und ein Schnitt muss vorgenommen werden. Die Verwendung von MOX-Brennelementen musste vereinfacht bilanziert werden, indem durchschnittliche Verhältnisse über die gesamte Lebensdauer der Kernkraftwerke beschrieben werden. Der rezyklierte Teil des nuklearen Brennstoffs wurde nicht mit Umwelteinwirkungen der Wiederaufarbeitung belastet. Die wiederaufgearbeiteten, abgebrannte Brennelemente sind jedoch in ecoinvent als Abfall kategorisiert und mit den Elementarflüssen aus der Wiederaufarbeitung belastet.

Hoch angereichertes Uran (HEU) aus abgerüsteten atomaren Sprengköpfen wird heute mit recykliertem Uran gemischt, um UO₂ Brennelemente (RepU) zu fabrizieren, und in einigen KKW verwendet. Für die Bilanzierung wird angenommen, dass es aus natürlichem Uran stammen würde und auf das Niveau des herkömmlichen Brennstoffs angereichert würde.

Die Nuklearkette wurde in die wichtigsten Abschnitte unterteilt: Mine, Aufbereitung, Konversion, Anreicherung und Brennelementfertigung für den dem Kraftwerk vorgelagerten Teil; Kernkraftwerk; Wiederaufarbeitung, Konditionierung (direkte Entsorgung der abgebrannten Brennelemente), Zwischenlagerung (Zwilag), Endlager für hochaktive und langlebige mittelaktive Abfälle (BE/HAA/LMA) und Endlager für schwach- und mittelaktive kurzlebige Abfälle (SMA) für den nachgelagerten Teil. Zusätzlich wurden auch die schwach aktiven Abfälle zur oberflächennahen Entsorgung und die Aufbereitungsrückstände im Schlammteich berücksichtigt. Es folgen einige Erläuterungen zu den einzelnen Schritten.

Wie in den vorigen Ausgaben wurde lediglich der konventionelle Uranerzabbau (Tag- und Untertagebau) modelliert. Obwohl die In-situ-Laugung (chemische Uranextraktion) nicht berücksichtigt wurde, sollte das vorliegende Modell für die Förderung und Aufbereitung dennoch ein anwendbares Bild der Umwelteinwirkungen der gesamten Uranextraktionsindustrie vermitteln.

Die wichtigsten Umwelteinwirkungen der Behandlung des Uranerzes werden durch die Uranerzaufbereitung bestimmt. Das entsprechende Modell basiert auf dem am meisten verwendeten Verfahren der sauren Laugung. Obwohl diese Studie keinen Anspruch auf Vollständigkeit bezüglich der heutigen weltweiten Uranerzaufbereitung erhebt und keine Aktualisierung der Betriebsdaten vorgenommen wurde, sollte sie trotzdem zur Beschreibung der wichtigsten Umwelteinwirkungen geeignet sein und die Grössenordnungen der potentiellen Umweltschäden erfassen. Angesichts des beschränkten Rahmens dieser Überarbeitung innerhalb des Projekts ecoinvent wurde kein Modell zur Erfassung der Langzeitemissionen (>100 Jahre) ins Grundwasser aus der Aufbereitung entwickelt.

Die Daten der Konversion von Urankonzentrat (U₃O₈) zu UF₆ wurden nicht aktualisiert. Aufgrund der Tatsache, dass die europäischen Konversionsanlagen nach dem Nassprozessverfahren produzieren, stützt sich die Bilanzierung der Datensätze auf die verfügbaren, vollständigen Daten der amerikanischen Sequoyah-Produktionsanlage, obwohl diese seit 1993 nicht mehr in Betrieb steht. Mit dieser Wahl werden im Vergleich zu den Trockenprozess-Anlagen in der Regel grössere Umwelteinwirkungen berücksichtigt.

Die Bilanzierung des Betriebs der Brennelementfertigung wurde nicht auf die Produktion von MOX-Brennelemente angepasst, weil dieser Schritt relativ wenig Umwelteinwirkungen verursacht. Die Herstellung von UO₂ aus frischem Uran ist mit der gesamten vorgelagerten Kette verbunden, während die Produktion von MOX-Elementen weder für das abgereicherte Uran mit der vorgelagerten Kette verbunden ist, noch für PuO₂ direkt mit den Umwelteinwirkungen der Wiederaufarbeitung belastet wird.

Als Basis für die Modellierung der Kernkraftwerke wurde die Infrastruktur des KKG und des KKL verwendet auch für die Bilanzierung der Infrastrukturen der andere Reaktoren in UCTE

herangezogen. Die Bezugswerte der Infrastrukturdatensätze wurden in erster Annäherung unter Anwendung von passenden Korrekturfaktoren verwendet, um den aus verschiedenen LWR bestehenden Park in den einzelnen Ländern zu modellieren. Für die Berechnung dieser Bezugswerte wurden die Unterschiede für die Infrastruktur der Kraftwerke der 1300 MW-Klasse abgeschätzt und die Leistung, Netto-Wirkungsgrade und Arbeitsausnutzung der verschiedenen Nennleistungen und Länder verwendet.

Die Betriebs-Module für Deutschland, Frankreich und den Durchschnitt der UCTE-Länder wurden auf der Basis der Material- und Energieaufwendungen und dem Anfall von festen Abfällen, welche für das KKG und das KKL ermittelt wurden, extrapoliert. Insbesondere wurden die aktuellen Verhältnisse in Bezug auf die Wiederaufarbeitung des gesamten abgebrannten Brennstoffs (für Frankreich angenommen) oder Teilen davon (40% für CH und DE; 80% für UCTE) modelliert, und zwar unter Berücksichtigung des gesamten Lebenszyklus der Kernkraftwerke. Dadurch könnte es jedoch zu gewissen Widersprüchen mit der Plutoniumbilanz kommen (gesamte wiederaufgearbeitete Plutonium-Menge gegenüber gesamter in MOX eingesetzter Menge). Daher sollten die KKW-Datensätze und die kumulierten Resultate für die einzelnen Elementarflüsse aus den verschiedenen Kernenergieketten nicht für länderspezifische KKW-Vergleiche verwendet werden. Die Ergebnisse sollten, einher gehend mit der Berücksichtigung der Unterschiede in den Anteilen der verschiedenen Anreicherungsdienstleistungen, zur Angabe von Intervallen für die europäischen Kernenergieketten mit Bezug auf die derzeit betriebenen Leichtwasserreaktoren verwendet werden.

Die ziemlich vollständigen Informationen zu Betriebschemikalien des KKG und des KKL wurden ohne Aktualisierung direkt von der ersten Auflage übernommen. Trotzdem können die bilanzierten Werte als repräsentativ für die heutige Situation angesehen werden. Die radioaktive Abbruchmenge wurden nicht mit neueren Studien der schweizerischen KKW-Betreiber aktualisieren, da diese nicht vorhanden waren. Die verwendeten alten Zahlen sind etwas höher.

Zwei mögliche Alternativen zur Behandlung des abgebrannten Brennstoffs wurden modelliert: Einerseits die Wiederaufarbeitung (mit Recycling von spaltbarem Material), andererseits die Konditionierung von unbehandeltem, abgebranntem Brennstoff zur direkten Entsorgung als hoch radioaktiver Abfall. Die Abschätzung von einzelnen radioaktiven Abfallströmen, welche in die Schweiz aus der Wiederaufarbeitung zurückkommen, wurde auf Basis des Inventars der alten Studie zur Endlagerung, dem Projekt Gewähr (1985) vorgenommen, da bezüglich der aktuellen Situation ein Mangel an vollständigen Informationen besteht. Das kann als konservative Modellierung angesehen werden, da damit die Volumina der im Endlager zu entsorgenden hochaktiven Abfälle inkl. Behälter maximiert werden. Das Betriebsmodul der Wiederaufarbeitung reflektiert hauptsächlich den Betrieb der Anlage in La Hague, während die Infrastruktur auf Abschätzungen zur THORP-Anlage in Sellafield basiert. Das Modell zur Konditionierung beruht auf eigenen Schätzungen.

Das detaillierte Modul der Zwischenlagerung der radioaktiven Abfälle wurde wegen seinem relativ geringen Beitrag and den Umwelteinwirkungen der gesamten Nuklearkette seit der ersten Ausgabe dieser Studie nicht überarbeitet. Damals war das schweizerische Zwischenlager für radioaktive Abfälle (Zwilag) noch nicht gebaut, während es jetzt in Betrieb steht.

Das Konzept für die Endlagerung hochaktiver und mittelaktiver, langlebiger Abfälle in der Schweiz hat sich seit der letzten Ausgabe dieser Studie verändert. Statt dem Projekt Gewähr, in dem die geologische Endlagerung in kristallinem Wirtgestein vorgesehen war und welches auf einem Referenzszenario mit einer gesamthaften nuklearen Energieerzeugung von 240 Gwa beruhte, wurde nun das Projekt Entsorgungsnachweis (2002) entwickelt, in dem die geologische Endlagerung in Opalinuston vorgeschlagen ist und welches von einem Referenzszenario von 192 Gwa ausgeht. Deswegen sollten in dieser Überarbeitung bedeutende Änderungen in der Beschreibung und den Datensätzen vorgenommen werden. Zur Zeit der Überarbeitung dieser Studie existierte jedoch weder ein neues Konzept für das Endlager zur Entsorgung von schwach- und kurzlebigen mittelaktiven Abfällen (SMA), noch ein neuer Standortvorschlag. Die Daten, welche aus dem Projekt Gewähr für dieses Endlager zur Verfügung standen, wurden an die gesamten SMA-Abfallvolumina (inkl. aus der Industrie, Forschung, und Medizin) des neuen Inventars (halb so gross wie vorher) angepasst. Diese Studie berücksichtigt das Gesamtvolumen der Abfälle inklusive Behälter.

Die Unsicherheitsfaktoren der bilanzierten Umwelteinflüsse wurden auf Basis der existierenden Datenintervalle und eigener Beurteilungen abgeschätzt.

Eine vergleichende Beurteilung der beiden Reaktortypen DWR und SWR könnte auf der Ebene der kumulierten Resultate der gesamten Kette nicht sinnvoll sein, da mehrere wichtige Inventargrößen von den modellierten Anreicherungsverfahren abhängen. Die Anteile der Anreicherungsdienstleistungen haben sich über Jahre hinweg verändert und können sich auch in Zukunft relativ rasch verändern.

Die Anwendung der ecoinvent-Methodik führt bei der Uranerzaufbereitung im Vergleich zu den vorigen Ausgaben dieser Studie zu einer sehr starken Reduktion der Werte der Flächenutzung. Grund dafür ist, dass früher angenommen wurde, dass die Flächennutzung der Aufbereitungsrückstände auf der Dauer der Rn-222-Langzeitemissionen beruht.

Für den Verbrauch an energetische Ressourcen wurde im Durchschnitt für die KKW der UCTE ein Wert von etwa $2.25 \cdot 10^{-5}$ kg Uran ab Erz pro kWh berechnet. Für einzelne länderspezifische Nuklearketten kann dieser Wert um 16% abweichen, in Abhängigkeit von den angenommenen Werten für die Abbrände und die Anreicherung (Anreicherungsgrad und Typ der Elektrizitätsversorgung).

Der Materialbedarf kann indirekt durch die kumulierten Resultate des Verbrauchs spezifischer nichtenergetische Ressourcen abgeschätzt werden. Die Unterschiede bezüglich des Bedarfs an Eisenerz, Kupfer und Kies liegen für die verschiedenen KKW innerhalb von 20%. Der grösste Materialbedarf konzentriert sich auf die Infrastruktur der KKW.

Die Differenz zwischen dem kumulierten Ergebnis für die Abwärme und der direkten Abwärmeemission des Kernkraftwerks ist ein Mass für den gesamten Energieverbrauch innerhalb der gesamten Energiekette. Wenn dieser Verbrauch in Elektrizitätsäquivalente umgerechnet wird, kann das Ergebnis mit der Einheit produzierter Elektrizität verglichen werden. Die berechneten Differenzen liegen zwischen einem Minimum von 0.011 kWh Stromverbrauch pro kWh Stromproduktion aus DWR-CH und einem Maximum von 0.050 kWh pro kWh aus DWR-FR, wobei die SWR Werte dazwischen aufweisen. Als Durchschnittswert kann ein gesamter Energieverbrauch als Strombedarfsäquivalent von 0.035 kWh pro kWh aus derzeit betriebenen UCTE-LWR verwendet werden.

Die Luftemissionen von Treibhausgasen der europäischen Kernenergieketten für Leichtwasserreaktoren liegen zwischen 5 g CO₂-Äquiv./kWh und 12 g CO₂-Äquiv./kWh. Die Werte für die KKW-Mixe (CH, DE, UCTE) variieren in einem engeren Bereich von 8 g CO₂-Äquiv./kWh bis 11 g CO₂-Äquiv./kWh, was als repräsentativ für in Westeuropa betriebene LWR angesehen werden kann. Die Differenzen sind im Wesentlichen auf die entsprechenden, der Anreicherung zugeordneten Emissionen zurückzuführen. Dabei stammen Treibhausgase hauptsächlich aus der amerikanischen Diffusionsanlage Paducah der USEC, welche aus einem Kohlekraftwerk mit Strom versorgt wird. Zusätzlich darf in dieser Anlage immer noch CFC-114 als Kühlmittel verwendet werden, dessen Emission im Vergleich zu CO₂ jedoch ziemlich klein ist. Bei der französischen Kette wird angenommen, dass diese ausschliesslich angereichertes Uran aus der Eurodif-Anlage, welche mit nuklearem Strom versorgt wird, verwendet. Es ergeben sich insgesamt Treibhausgasemissionen von 6 g CO₂-equiv./kWh. Offensichtlich macht CO₂ mit etwa 90% den Grossteil der Treibhausgase aus. Das Kernkraftwerk hat einen Anteil von etwas mehr als 1 g CO₂-Äquiv./kWh.

Im Allgemeinen sind unter den nicht radioaktiven Emissionen die hauptsächlich von Verbrennungsprozessen verursachten NO_x-, SO_x-, und NMVOC-Emissionen aus der Aufbereitung am grössten. Dabei spielen direkte Emissionen und indirekt durch den Energieverbrauch verursachte eine Rolle. Auch die der Anreicherung zugeordneten Emissionen sind bedeutend, falls die USEC-Diffusionsanlage im Mix der Anreicherungsdienstleistung enthalten ist. Das KKW selbst ist aufgrund des Material- und Energieverbrauchs für die Infrastruktur der nächste bedeutende Verursacher dieser Emissionen. Die Abgaben in den übrigen Schritten beruhen im Wesentlichen indirekt auf dem Energiebedarf. Die nachgelagerte Kette trägt minimal zu den Gesamtergebnissen bei.

Die Analyse der Resultate für die radioaktiven Luftemissionen wurde in vier Kategorien zusammengefasst: Radon, andere Edelgase und die Nicht-Edelgase H-3 und C-14, Aerosole sowie Aktinide. Auf die einzelnen Isotope wurden keine Gewichtungsfaktoren angewandt. Daher können die aggregierten Aktivitäten nicht für einen Vergleich von Gesundheitseffekten verwendet werden. Die gesamten

Aktinid-Emissionen der Ketten für DWR-CH und SWR-CH sind etwa gleich gross und stammen hauptsächlich aus der Urangewinnung und -aufbereitung. Die Emission des Radons konzentriert sich auf die beiden vorgelagerten Schritte, den Uranabbau und die Erzaufbereitung, welche überwiegend Langzeitemissionen aus den Schlammteichen aufweist. Die Emissionswerte in den anderen Schritten sind auf den indirekten Elektrizitätsbedarf zurückzuführen. Direkte Edelgasemissionen stammen nur aus dem Kernkraftwerk und aus der Wiederaufarbeitung, wobei jene aus der Wiederaufarbeitung mindestens um zwei Grössenordnungen höher sind. Die Beiträge von H-3 und C-14 zur Gesamtaktivität sind im Vergleich zu den anderen Edelgasen klein. Die Emissionen anderer Edelgase und Gase aus den vorgelagerten Schritten stammen aus indirekten Quellen, wiederum aus dem Stromverbrauch. Die Werte für Edelgase (sowie für Aktinide und Radon) für die Anreicherung sind relativ hoch, da der Versorgungsanteil der Eurodif-Anreicherungsanlage, deren Stromversorgung per KKW in der selben Anlage in Tricastin erfolgt, hoch ist. Die Hauptbeiträge zu den Aerosolemissionen stammen aus dem KKW und der Wiederaufarbeitung, wobei SWR typischerweise höhere direkte Emissionen aufweisen als DWR.

Als Beispiel für nicht radioaktive Wasseremissionen stammen die gesamten Sulfatemissionen etwa zu 3/4 aus indirekten Quellen (hauptsächlich Stahlproduktion) und 1/4 direkt aus der Uranförderung und -aufbereitung, welche im Zusammenhang mit der auftretenden Auslaugung von Eisensulfat (Pyrit) hauptsächlich bei den Halden der Tagebauminen und Schlammteichen entstehen. Als Beispiel für Schwermetalle stammen die Cadmiumabgaben zu knapp 40% direkt aus der Uranmine, zu knapp 20% direkt aus der Erzaufbereitung und zu etwa 25% aus der Materialherstellung für das Kernkraftwerk.

Die Analyse der Resultate für die radioaktiven Wasseremissionen wurde in vier Kategorien zusammengefasst: Radium, Tritium, Nuklidgemisch und Aktinide. Wie für die radioaktiven Luftemissionen wurden keine Gewichtungsfaktoren angewandt. Die Emissionswerte der jeweiligen Kategorien der DWR-CH- und SWR-CH-Ketten weisen relativ geringe Unterschiede auf. Die Ergebnisse für Radium und Aktinide sind jeweils nur um 6% unterschiedlich, die anderen beiden Kategorien jeweils um 14%. Die Emissionen von Tritium und Nuklidgemisch stammen überwiegend aus der Wiederaufarbeitung (74% bis 93%), in geringerer Masse aus den KKW (1% bis 21%). Die Nuklidgemisch-Emissionen beider KKW-CH sind eine Grössenordnung kleiner als diejenigen der Wiederaufarbeitung (mit nur 40% Recycling der abgebrannten Brennelemente). Die Emissionen von dem als natürlichem Isotop vorkommendem Radium konzentrieren sich auf den Uranabbau (97 % der gesamten Kette) und die Erzaufbereitung. Die Aktinid-Wasseremissionen können in zwei Gruppen unterteilt werden: die Emissionen natürlicher Isotope, vorwiegend Uran und Thorium aus den Uranabbau- und Erzaufbereitungsschritten und die Abgaben aus der Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente. Die entsprechenden Emissionen im KKW und in den nachgelagerten Schritten stammen lediglich von indirekten Beiträgen.

Tab. 7 zeigt ausgewählte Resultate für die Stromproduktion in den KKW-Mixen der Schweiz, Deutschlands und der UCTE. Fig. 4 zeigt als Beispiel für typische Umwelteinwirkungen der Kernenergiekette die Volumina pro kWh in vier Kategorien an radioaktiven Abfällen aus der DWR-CH Kette.

Tab. 7 Ausgewählte Resultate der Sachbilanz für den KKW-Mix der Schweiz, Deutschlands und der UCTE.

		Name		electricity, nuclear, at power plant	electricity, nuclear, at power plant	electricity, nuclear, at power plant
		Location		CH	DE	UCTE
		Unit	Unit	kWh	kWh	kWh
LCIA results						
	cumulative energy demand	non-renewable energy resources, fossil	MJ-Eq	1.11E-01	1.36E-01	1.11E-01
	cumulative energy demand	non-renewable energy resources, nuclear	MJ-Eq	1.29E+01	1.15E+01	1.26E+01
	cumulative energy demand	renewable energy resources, water	MJ-Eq	6.99E-03	4.19E-03	5.30E-03
	cumulative energy demand	renewable energy resources, wind, solar, geothermal	MJ-Eq	3.45E-04	7.17E-04	5.27E-04
	cumulative energy demand	renewable energy resources, biomass	MJ-Eq	1.42E-02	1.30E-02	1.39E-02
LCI results						
resource	Land occupation	total	m2a	6.04E-03	5.53E-03	5.89E-03
		artificial surfaces	m2a	2.75E-04	2.67E-04	2.73E-04
air	Carbon dioxide, fossil	total	kg	7.81E-03	1.00E-02	7.72E-03
air	NM VOC	total	kg	8.10E-06	7.58E-06	8.30E-06
air	Nitrogen oxides	total	kg	3.97E-05	4.09E-05	4.01E-05
air	Sulphur dioxide	total	kg	3.97E-05	5.03E-05	3.71E-05
air	Particulates, < 2.5 um	total	kg	6.21E-06	6.36E-06	6.35E-06
air	Particulates, > 2.5 um, and < 10um	total	kg	6.67E-06	6.51E-06	7.04E-06
air	Particulates, > 10 um	total	kg	1.61E-05	1.76E-05	1.58E-05
water	BOD	total	kg	1.40E-05	1.32E-05	1.52E-05
soil	Cadmium	total	kg	2.08E-11	1.90E-11	2.07E-11
Further LCI results						
resource	Copper, 0.99% in sulfide, Cu 0.36% and Mo 8.2E-3% in crude ore, in ground	in ground	kg	5.06E-06	4.87E-06	5.51E-06
resource	Iron, 46% in ore, 25% in crude ore, in ground	in ground	kg	2.96E-04	2.82E-04	3.16E-04
resource	Gravel, in ground	in ground	kg	3.60E-03	3.44E-03	3.80E-03
resource	Uranium, in ground	in ground	kg	2.30E-05	2.06E-05	2.24E-05
resource [radwaste]	Volume occupied, final repository for radioactive waste [BE/HAA/LMA]	in ground	m3	8.39E-09	8.18E-09	1.15E-08
resource [radwaste]	Volume occupied, final repository for low-active radioactive waste [SMA]	in ground	m3	4.71E-08	4.36E-08	4.50E-08
[radwaste]	[SAA]		m3	2.27E-08	2.09E-08	2.30E-08
[radwaste]	[Tailings]		m3	5.21E-06	4.67E-06	5.08E-06
air+water	Heat, waste	total	MJ	7.99E+00	7.50E+00	7.67E+00
air, radioactive	Radon (+Radium)	total	kBq	7.46E+02	6.69E+02	7.29E+02
air, radioactive	Edelgase	total	kBq	1.81E+02	1.72E+02	3.74E+02
air, radioactive	Aerosole	total	kBq	2.86E-04	2.12E-03	2.22E-04
air, radioactive	Aktinide	total	kBq	4.73E-04	4.22E-04	4.62E-04
water	Chloride	total	kg	9.74E-05	1.11E-04	9.78E-05
water	Cadmium, ion	total	kg	4.75E-09	4.48E-09	4.95E-09
water	Sulfate	total	kg	5.13E-04	4.68E-04	5.05E-04
water, radioactive	Radium	total	kBq	6.48E-02	5.80E-02	6.32E-02
water, radioactive	Tritium	total	kBq	8.37E+00	8.09E+00	1.68E+01
water, radioactive	Nuklidgemisch	total	kBq	2.47E-02	3.11E-01	4.62E-02
water, radioactive	Aktinide	total	kBq	2.11E-02	1.89E-02	2.07E-02

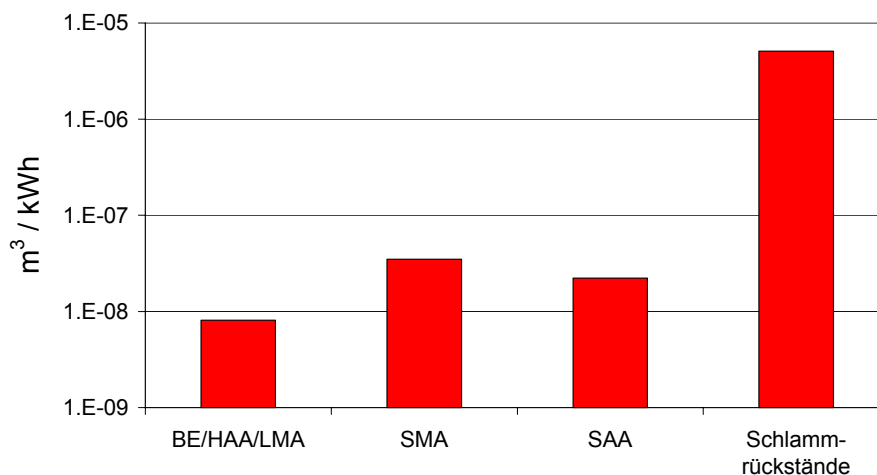


Fig. 4 Feste radioaktive Abfälle pro kWh aus der DWR-CH Energiekette.

Typischerweise produziert die SWR-Anlage mehr SMA aus Betrieb und Abbruch (44%) als das DWR. Auch die Volumina der hoch und mittelaktiven Abfälle sind um 7% höher, was auf die etwas höhere Masse an abgebrannten Brennelementen (geringeren Abbrand) pro kWh zurückzuführen ist. Die im

Vergleich zum DWR-CH höheren Volumina des SWR-CH für SAA (4%) and Tailings (6%) werden durch einen etwas höheren Bedarf an natürlichem Uran pro kWh verursacht, die Abweichung kann jedoch als innerhalb des Unsicherheitsbereichs der Eingabedaten für den Brennstoffbedarf angesehen werden. Die Unterschiede der kumulierten Werte für SAA und Tailings zwischen den verschiedenen modellierten Ketten liegen bei etwa 16%, was mit den Variationen des Bedarfs an frischem Uran übereinstimmt.

Die Werte der anfallenden radioaktiven festen Abfälle sollten nicht für Bedingungen verwendet werden, die jenen der Nuklearkette der schweizerischen KKW nicht entsprechen, d.h. zwei geologische Endlager, ein bestimmtes Inventar an Abfällen für die jeweiligen Endlager, Anteil des wiederaufgearbeiteten bzw. nicht wiederaufgearbeiteten abgebrannten Brennstoffs sowie die Verwendung von MOX. Das Inventar der Abfälle und die Grösse des Endlagers könnten sich wieder ändern, was bei einer Diskussion der Ergebnisse berücksichtigt werden sollte.

3.6 Wasserkraft

Das Hauptziel der Bilanzierung ist die Erfassung der Material- und Energieflüsse bei Bau und Betrieb der schweizerischen Wasserkraftwerke [8]. Es wird zwischen Speicherkraftwerken und Laufkraftwerken unterschieden. Es werden nur Talsperren aus Beton (also keine Stein- und Erdschüttdämme), die höher als 30 Meter sind, betrachtet. Den Speicherkraftwerken werden auch alpine, in ganze Kraftwerksgruppen integrierte Laufkraftwerke zugerechnet. Da sich die Kraftwerke in allen betrachteten Faktoren sehr stark voneinander unterscheiden, werden jeweils Durchschnittswerte für den Speicher- bzw. Laufkraftwerkpark in der Schweiz berechnet. Aus diesem Grund eignen sich die vorliegenden Gesamtergebnisse der Sachbilanz nicht zur Beschreibung einzelner Kraftwerke sowie kleiner und kleinster Kraftwerke.

Beim Kraftwerksbau werden die mengenmässig wichtigsten Materialien Zement, Stahl, Kies, Sprengstoff sowie die Faktoren Transport, Bauenergie und Partikelemissionen bei der Errichtung der Kraftwerke bilanziert. Im Betrieb werden die Faktoren Flächenumwandlung und -nutzung, Nutzinhalt der Speicherseen, Turbinierwassermenge, Treibhausgasemissionen von Speicherkraftwerken sowie der Schmierölverbrauch betrachtet. Die Wartung der Kraftwerke wird bereits durch die angenommene Lebensdauer der Turbinen, welche ein Teil der Infrastruktur sind, berücksichtigt.

Um die Wasserkraft im länderspezifischen Strommix der europäischen Staaten repräsentieren zu können, werden die für die Schweiz ermittelten Daten unter der groben Annahme, dass sich der Material- und Energieverbrauch in der gleichen Grössenordnung bewegt, auf die UCTE-, NORDEL- und CENTREL-Staaten sowie Grossbritannien und Irland extrapoliert. Bei Speicherkraftwerken werden dabei eigene Datensätze für die Schweiz, für europäische Staaten mit alpinen und ausseralpinen Verhältnissen sowie für Finnland erstellt. Alpine Verhältnisse werden für Österreich, Frankreich und Italien angenommen, ausseralpine für die restlichen modellierten Staaten. Für die Laufkraftwerke wird lediglich zwischen der Schweiz und Resteuropa unterschieden. Die vorgenommene Extrapolation der schweizerischen Daten auf andere Regionen wurde durch eine Erhöhung der Unsicherheitsfaktoren für die europäischen Datensätze berücksichtigt.

Die Ergebnisse der Sachbilanz für die Stromerzeugung in Wasserkraftwerken ausserhalb der Schweiz darf nicht als Analyse der tatsächlichen Verhältnisse verstanden werden, sondern sollte als Basis und Vergleichsmöglichkeit für zukünftige länder- und regionsspezifische Untersuchungen dienen. Aufgrund der aus den schweizerischen Daten vorgenommenen Extrapolationen muss darauf hingewiesen werden, dass die Ergebnisse für die extrapolierten Datensätze eventuell nicht mit den tatsächlichen Umweltauswirkungen der Wasserkraft in einzelnen Ländern übereinstimmen und auf keinen Fall als repräsentativ für einzelne Kraftwerke angenommen werden können, insbesondere in Gebieten, die sich in den topografischen und hydrologischen Verhältnissen stark von der Schweiz unterscheiden.

Aus den Datensätzen für Lauf- und Speicherkraftwerke wird anhand der Elektrizitätsstatistik des Jahres 2000 jeweils ein länderspezifischer Wasserkraft-Strommix erstellt.

Ausserdem wird für die genannten Staaten jeweils die Strombereitstellung aus Pumpspeicherkraftwerken modelliert. Der Unterschied zwischen den Ländern beschränkt sich allerdings auf die Bilanzierung des verwendeten Pumpenstroms, dafür wird die jeweils zur Verfügung stehende Hochspannung verwendet. Für die Infrastruktur werden die gleichen Daten wie für die Speicherkraftwerke bilanziert.

Die resultierenden Ergebnisse der Sachbilanz sind bei der Stromerzeugung mit Speicher- und Laufkraftwerken zu einem wesentlichen Teil durch die verwendeten Baustoffe Zement und Stahl sowie durch den Energieaufwand während des Baus der Kraftwerke und deren angenommenen Abbruch bestimmt. Ebenfalls relevant sind die (neu bilanzierten) Partikelemissionen während der Errichtung der Kraftwerke. Entscheidenden Einfluss auf die Materialintensität pro Kilowattstunde besitzen die Annahmen bezüglich der zur Normierung herangezogene Stromproduktion über die gesamte Lebensdauer, welche der jährlichen Produktionserwartung mal der angenommenen Lebensdauer – 150 Jahre für Speicherkraftwerke und 80 Jahre für Laufkraftwerke – entspricht. Die dazu verwendeten Daten sollten die schweizerischen Verhältnisse relativ gut repräsentieren, für andere Regionen könnten jedoch unterschiedliche Werte gelten.

In Fig. 5 sind die gesamten Treibhausgasemissionen aus der Stromerzeugung in Lauf- und Speicherkraftwerken zusammengefasst, aufgeteilt auf die Bereiche in denen die Emissionen entstehen – Betrieb, Herstellung der Materialien, Bauarbeiten, Transporte und Entsorgung. Die Treibhausgasemissionen der alpine Speicherkraftwerken wurden zwischen 4 und 12 g CO₂-Äquiv./kWh errechnet, 3 - 4 g CO₂-Äquiv./kWh für Laufkraftwerke; Treibhausgasemissionen für Speicherkraftwerke in nicht-alpinen Regionen und Finnland wurden mit ca. 10 g CO₂-Äquiv./kWh bzw. 34 g CO₂-Äquiv./kWh errechnet. Beim Umwälzbetrieb sind die Ergebnisse stark von der Pumpenergie dominiert.

Bei der Stromerzeugung in Speicherkraftwerken werden die regionspezifischen Unterschiede in den Ergebnissen durch die angenommenen direkten Treibhausgasemissionen aus den Speicherseen verursacht. Während deren Anteil für die Schweiz und alpine Verhältnisse in Europa höchstwahrscheinlich gering ist, sollten sie für ausseralpine Verhältnisse in Europa und vor allem in Finnland die Hauptquelle der Treibhausgasemissionen darstellen. Hier muss angemerkt werden, dass im Rahmen dieser Studie keine Untersuchung der Netto-Treibhausgasemissionen aus alpinen Speicherkraftwerken durchgeführt wurde, sondern lediglich einige wenige zur Verfügung stehende Literaturdaten ausgewertet wurden. Die Modellierung der Berechnung der Netto-Treibhausgasemissionen ist derzeit Gegenstand internationaler Forschungen.

Für die Stromerzeugung in Laufkraftwerken ist die Hauptemissionsquelle die Produktion der Baumaterialien, insbesondere von Zement und Stahl.

Schwer quantifizierbar sind die hydrologisch-biologischen Effekte d.h. jene Umweltbeeinflussungen, die unmittelbar mit den hydrologischen Veränderungen durch den Kraftwerksbetrieb zusammenhängen. Diese Effekte werden relativ detailliert beschrieben, jedoch nur ansatzweise über die Landnutzung und Flächenumwandlung in die Quantifizierung einbezogen.

Tab. 8 zeigt ausgewählte Ergebnisse der Stromerzeugung in den modellierten Speicherkraftwerken. Die Resultate für Laufkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke sind in [8] enthalten.

Tab. 8 Ausgewählte Ergebnisse und kumulierter Energieaufwand der Stromerzeugung in Speicherkraftwerken in CH, FI und Europa (alpine/ausseralpine Verhältnisse).

	Name	Location	Unit	electricity, hydropower, at reservoir power plant	electricity, hydropower, at reservoir power plant	electricity, hydropower, at reservoir power plant, alpine region	electricity, hydropower, at reservoir power plant, non alpine regions
				CH	FI	RER	RER
		Infrastructure		kWh	kWh	kWh	kWh
				0	0	0	0
LCIA results							
	cumulative energy demand	non-renewable energy resources, fossil	MJ-Eq	3.04E-02	3.54E-02	3.54E-02	3.54E-02
	cumulative energy demand	non-renewable energy resources, nuclear	MJ-Eq	1.13E-02	1.01E-02	1.01E-02	1.01E-02
	cumulative energy demand	renewable energy resources, water	MJ-Eq	4.62E+00	4.62E+00	4.62E+00	4.62E+00
	cumulative energy demand	renewable energy resources, wind, solar, geothermal	MJ-Eq	1.10E-04	2.12E-04	2.12E-04	2.12E-04
	cumulative energy demand	renewable energy resources, biomass	MJ-Eq	1.52E-04	2.00E-04	2.00E-04	2.00E-04
LCI results							
resource	Land occupation	total	m2a	3.68E-03	3.52E-02	3.68E-03	3.52E-02
air	Carbon dioxide, fossil	total	kg	3.68E-03	4.07E-03	4.07E-03	4.07E-03
air	NMVOG	total	kg	3.92E-06	3.99E-06	3.99E-06	3.99E-06
air	Nitrogen oxides	total	kg	2.61E-05	2.69E-05	2.69E-05	2.69E-05
air	Sulphur dioxide	total	kg	3.82E-06	5.67E-06	5.67E-06	5.67E-06
air	Particulates, < 2.5 um	total	kg	1.20E-05	1.21E-05	1.21E-05	1.21E-05
water	BOD	total	kg	6.07E-06	6.34E-06	6.34E-06	6.34E-06
soil	Cadmium	total	kg	2.35E-12	2.42E-12	2.42E-12	2.42E-12
Further LCI results							
air	Dinitrogen monoxide	total	kg	1.86E-07	1.17E-07	1.94E-07	1.17E-07
air	Methane, biogenic	total	kg	1.40E-05	4.49E-09	1.40E-05	4.49E-09
air	Carbon dioxide, biogenic	total	kg	5.00E-05	3.01E-02	5.42E-05	6.05E-03
air	Particulates, > 2.5 um, and < 10um	total	kg	5.53E-05	5.53E-05	5.53E-05	5.53E-05
air	Particulates, > 10 um	total	kg	7.29E-05	7.31E-05	7.31E-05	7.31E-05

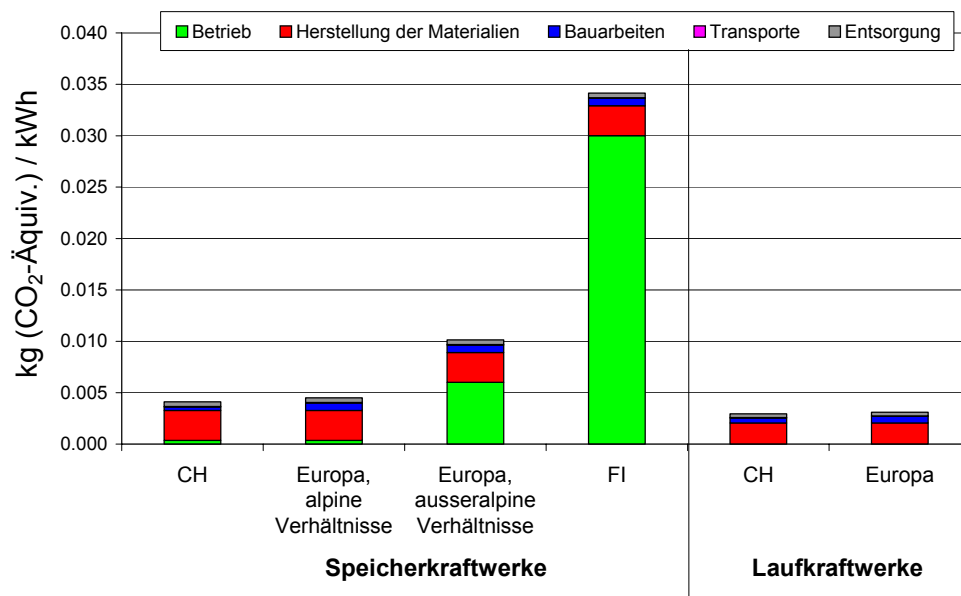


Fig. 5 Treibhausgasemissionen aus der Stromproduktion in Speicherkraftwerken (CH; Europa, alpine bzw. ausseralpine Verhältnisse; FI) und Laufkraftwerken (CH und Europa) (IPCC 100a).

3.7 Holzenergie

Es werden Sachbilanzen konventioneller Holzfeuerungen sowie der gekoppelten Wärme- und Stromerzeugung aus Holz in Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK) erstellt [9]. Die Daten repräsentieren den Stand der Technik im Jahr 2000.

Die Vorgänge der Holzgewinnung und der Aufbereitung zu den verschiedenen Brennstoffsportimenten sind in diesem Bericht nicht eingeschlossen, sie werden im ecoinvent-Bericht Nr. 9 der EMPA [10] bilanziert. Zur Ermittlung der Gesamtbilanz der Holzenergiesysteme werden die Ergebnisse daraus übernommen und zusammen mit den hier erhaltenen Resultaten kombiniert. Daraus ergibt sich dann eine komplette Inventarisierung für die Energiegewinnung aus Holz vom Holzwachstum bis zur Ascheentsorgung. Im Rahmen der Bilanzierung der Energiebereitstellung aus Holz werden Stückholz, Holzpellets und Holzschnitzel aus der Holzverarbeitenden Industrie bzw. aus dem Wald berücksichtigt. Diese sollten die in Zentraleuropa auf dem Markt zur Verfügung stehenden Holzbrennstoffe weitgehend abdecken.

Die hier untersuchten Vorgänge umfassen die Prozesse des Holztransports zum Verbraucher, die Infrastruktur und den Betrieb der Feuerungen und WKK-Anlagen.

Der Leistungsbereich der bilanzierten Feuerungen reicht vom Einzelofen 6 kW bis zur Schnitzelheizung im Bereich 1000 kW. Folgende Feuerungsanlagen sind berücksichtigt:

- Stückholzfeuerung 6 kW (Einzelofen), 30 kW und 100 kW;
- Holzschnitzelfeuerung 50 kW, 300 kW und 1000 kW;
- Pelletsfeuerung 15 kW und 50 kW.

Damit ist die am Markt eingesetzte Technologie zum Grossteil abgedeckt. Im Vergleich zur früheren Ausgabe dieser Ökoinventare von Energiesystemen sind der Einzelofen, die Schnitzelfeuerung 1000 kW und die Pelletsheizungen neu bilanziert. Für die bereits 1996 untersuchten Anlagen wird hier eine Aktualisierung aller Daten – Transportwege, Infrastruktur und Emissionsparameter – vorgenommen, um den Stand der Technik im Jahr 2000 zu repräsentieren. Weiters wird bei allen Feuerungsanlagen die Verbrennung von Hart- (Buche) und Weichholz (Fichte) und des schweizerischen Holz-Mix (72% Weich- und 28% Hartholz) getrennt bilanziert. Diese unterscheiden sich vor allem im Heizwert und im Stickstoffgehalt.

Die holzbetriebenen WKK-Anlagen stellen eine Entwicklung der letzten Jahre dar. In der Schweiz existieren derzeit drei Anlagen. Hier werden Sachbilanzen für WKK-Anlagen mit zwei verschiedenen Technologien in zwei verschiedenen Leistungskategorien und jeweils zwei unterschiedlichen Varianten zur Abgasreinigung erstellt:

- WKK-Anlage 1400 kW_{th} mit Dampfturbine, Organic Rancine Cycle (ORC), Multi-Zyklon-Filter;
- WKK-Anlage 1400 kW_{th} mit Dampfturbine, ORC, mit Gewebefilter und Selektiver nicht katalytischer Stickstoffreduktion (SNCR);
- WKK-Anlage 6400 kW_{th} mit Dampfmotor, Wasserkreislauf, Multi-Zyklon-Filter;
- WKK-Anlage 6400 kW_{th} mit Dampfmotor, Wasserkreislauf, mit Gewebefilter und SNCR.

Für alle vier modellierten Anlagen werden drei Allokationen durchgeführt, Energie, Exergie und Wärme. Als Brennstoff werden hier Industrielholzschnitzel aus dem schweizerischen Holzmix verwendet.

Die für die konventionellen Feuerungen neu ermittelten Daten unterscheiden sich in den Bereichen Transport und Infrastruktur nicht deutlich von denjenigen der Version 1996. Die grössten Differenzen ergeben sich bei den Emissionsparametern. Die Wirkungsgrade der Verbrennungssysteme sind in den vergangenen Jahren um einige Prozente gestiegen, was eine Verringerung der Emissionen bezogen auf die produzierte Nutzenergie nach sich zieht. Zudem ist jetzt eine höhere Anzahl von Spurenelemente erfasst. Aufgrund der technologischen Fortschritte bei der Holzverbrennung sind die Emissionen von Partikeln und Kohlenmonoxid, welche durch eine unvollständige Verbrennung verursacht werden, teilweise deutlich geringer. Im Gegensatz dazu sind die NO_x-Emissionen, welche hauptsächlich aus dem im Holz enthaltenen Stickstoff stammen, höher.

Bei den Elementarflüssen, welche auch aus dem Betrieb der Heizungen stammen, leisten die direkten Betriebsemissionen den grössten Beitrag zu den kumulierten Resultaten der Sachbilanz der Holzenergiesysteme. Die Beiträge der anderen Bereiche wie Infrastruktur, Holzbrennstofftransport, Ascheentsorgung und auch die Bereitstellung des Brennstoffs tragen bei diesen Elementarflüssen im

Allgemeinen einen nur geringen Teil zu den kumulierten Gesamtergebnissen bei. Anders ist die Situation beispielsweise bei der Landnutzung, CO₂-Emissionen fossilen Ursprungs und Emissionen ins Wasser oder in den Boden. Diese stammen zum Grossteil aus der Bereitstellung der verschiedenen Holzbrennstoffe und deren Transport zu den Feuerungen.

Im Bereich der Luftemissionen zeigen die Pelletsfeuerungen im Allgemeinen die besten Resultate der untersuchten Holzfeuerungen, da deren direkte Partikel- und NO_x-Emissionen am geringsten sind. Ausschlaggebend für die geringen Partikelemissionen ist die Homogenität des Brennstoffs Holzpellets, welche eine optimale Verbrennung garantiert. Die im Vergleich zu den anderen Holzfeuerungen niedrigen NO_x-Emissionen resultieren aus dem geringeren Stickstoffgehalt der Pellets, da zu deren Herstellung meist rindenfreie Ausgangsstoffe verwendet werden und sie somit weniger Stickstoff enthalten als Stückholz und Holzschnittel. Zwischen den anderen modellierten Feuerungen gibt es nur relativ geringe Unterschiede. Der Einzelofen weist für Partikel, CO und Methan die höchsten direkten Betriebsemissionen auf. Das liegt an der nicht optimalen Verbrennung durch den nicht automatisierten Betrieb und den kleinen Verbrennungsraum. Mit Ausnahme der Partikelemissionen bei Schnitzelfeuerungen nehmen die Emissionen der anderen Substanzen grundsätzlich mit steigender Leistung der Anlagen ab.

Es wird angenommen, dass das gesamte CO₂, welches bei der Holzverbrennung freigesetzt wird, während der Phase des Holzwachstums aus der Atmosphäre aufgenommen wird. Die Verrottung eventuell im Wald zurückbleibender Holzreste wird nicht berücksichtigt. Die kumulierten Treibhausgasemissionen, die grossteils von CO₂ dominiert werden, liegen für die konventionellen Holzfeuerungen zwischen 4 g CO₂-Äquiv./MJ und 17 g CO₂-Äquiv./MJ, wobei die kleineren Werte für Holzschnittel- und Stückholzfeuerungen gelten, die höheren für Pelletsfeuerungen.

Die zur Wärmebereitstellung genutzte Holzart – Hart- oder Weichholz – hat lediglich bei den NO_x-Emissionen und den Elementarflüssen aus der Holzgewinnung Einfluss auf die kumulierten Ergebnisse. Die direkten NO_x-Emissionen sind bei Hartholz aufgrund des höheren Stickstoffgehalts um etwa 25% höher als bei Weichholz. Die volumenbezogenen Energiedichte ist bei Hartholz höher. Da die Aufwendungen zur Holzgewinnung meist auf das Volumen bezogen werden, sind deshalb die Beiträge zu den kumulierten Gesamtergebnissen aus der Hartholzgewinnung niedriger als bei der Gewinnung von Weichholz.

Die Verbrennung von Holzschnitteln aus dem Wald oder der Industrie hat lediglich über die Beiträge aus der Holzgewinnung Einfluss auf die Gesamtergebnisse der Wärmeproduktion mittels Holzschnittelheizungen. Die Beiträge aus der Bereitstellung der Industrielholzschnittel sind geringer als aus jener der Waldholzschnittel, da angenommen wird, dass als Ausgangsstoff für die Herstellung der Industrielholzschnittel Reste aus der Produktion anderer Holzprodukte verwendet werden [10]. Diesen Holzresten werden aus ökonomischen Gründen grossteils keine Aufwendungen aus den vorgelagerten Prozessen angerechnet.

Die Ergebnisse der Sachbilanz für die Wärme- und Stromproduktion in den untersuchten WKK-Anlagen sind denen der konventionellen Holzfeuerungen ähnlich. Bei den Elementarflüssen, welche auch aus dem Betrieb stammen, leisten die direkten Betriebsemissionen den grössten Beitrag zu den kumulierten Resultaten der Sachbilanz. Da Industrielholzschnittel als Brennstoff bilanziert werden, sind die Beiträge aus deren Bereitstellung eher gering.

Der Reduktionseffekt bei den direkten Partikel- und NO_x-Emissionen durch Gewebefilter bzw. SNCR sind auch in den kumulierten Sachbilanzergebnissen deutlich sichtbar, da bei diesen Substanzen die Holzverbrennung einen Grossteil der Emissionen verursacht. Die Reduktion der Stickoxide hat jedoch erhöhte Emissionen des Treibhausgases N₂O zur Folge.

Zur Stromerzeugung in den modellierten WKK-Anlagen muss angemerkt werden, dass diese hauptsächlich zur Wärmebereitstellung dienen und der Strom quasi als nützliches Nebenprodukt anfällt, welcher zum Grossteil betriebsintern verbraucht wird. Aufgrund des geringen elektrischen Wirkungsgrades der untersuchten WKK-Anlagen sind die Resultate der Sachbilanz für die Stromerzeugung möglicherweise nicht als repräsentativ für die Elektrizitätsproduktion aus Holz anzusehen. Für einen Vergleich mit der Stromproduktion aus anderen Energieträgern sollten reine

Holzwerkwerke oder WKK-Anlagen mit einem höheren Verhältnis von Strom- zu Wärmeproduktion betrachtet werden.

Tab. 9 zeigt ausgewählte Resultate für die Wärmeerzeugung in Holzschnitzelfeuerungen der 50/100 kW-Klasse. Die Ergebnisse der übrigen untersuchten Feuerungen und WKK-Anlagen sind in [9] enthalten.

Tab. 9 Ausgewählte Resultate der kumulierten Sachbilanz und kumulierter Energieaufwand für die Wärmeerzeugung in Holzschnitzelfeuerungen der 50/100 kW-Klasse.

		Name		heat, mixed chips from industry, at furnace 50kW	heat, mixed chips from forest, at furnace 50kW	heat, mixed logs, at furnace 100kW	heat, wood pellets, at furnace 50kW	
		Location		CH	CH	CH	CH	
		Unit	Unit	MJ	MJ	MJ	MJ	
		Infrastructure		0	0	0	0	
LCIA results								
		cumulative energy demand	non-renewable energy resources, fossil	MJ-Eq	4.68E-02	7.18E-02	4.68E-02	1.79E-01
		cumulative energy demand	non-renewable energy resources, nuclear	MJ-Eq	4.58E-02	4.29E-02	3.25E-02	1.21E-01
		cumulative energy demand	renewable energy resources, water	MJ-Eq	1.36E-02	1.42E-02	1.12E-02	2.46E-02
		cumulative energy demand	renewable energy resources, wind, solar, geothermal	MJ-Eq	4.36E-04	3.09E-04	2.23E-04	2.36E-03
		cumulative energy demand	renewable energy resources, biomass	MJ-Eq	1.37E+00	1.44E+00	1.55E+00	1.27E+00
LCI results								
resource	Land occupation	total	m2a	2.03E-02	6.26E-02	8.24E-02	3.28E-02	
air	Carbon dioxide, fossil	total	kg	4.20E-03	5.65E-03	3.10E-03	1.35E-02	
air	NMVOOC	total	kg	1.46E-05	2.66E-05	3.47E-05	2.35E-05	
air	Nitrogen oxides	total	kg	1.61E-04	2.10E-04	2.15E-04	1.50E-04	
air	Sulphur dioxide	total	kg	1.05E-05	1.20E-05	1.03E-05	4.20E-05	
air	Particulates, < 2.5 µm	total	kg	4.61E-05	5.10E-05	5.40E-05	3.07E-05	
water	BOD	total	kg	9.41E-06	1.77E-05	1.41E-05	2.09E-05	
soil	Cadmium	total	kg	4.34E-09	4.35E-09	2.86E-09	2.03E-09	
Further LCI results								
air	Carbon dioxide, biogenic	total	kg	1.23E-01	1.30E-01	1.39E-01	1.15E-01	
air	Methane, biogenic	total	kg	9.02E-07	9.03E-07	2.01E-05	4.08E-07	
air	Dinitrogen monoxide	total	kg	3.90E-06	3.96E-06	4.45E-06	3.49E-06	
air	Particulates, > 2.5 µm, and < 10µm	total	kg	1.41E-05	1.54E-05	2.64E-06	1.02E-05	
air	Particulates, > 10 µm	total	kg	1.72E-05	1.86E-05	3.82E-06	1.82E-05	

Fig. 6 zeigt die Partikelemissionen <2.5 µm aus der Wärmebereitstellung mit verschiedenen Holzheizungen der 50/100 kW-Klasse, betrieben mit dem schweizerischen Holzmix (72% Weich-, 28% Hartholz) und aufgeteilt auf Beiträge verschiedener Bereiche der Energiekette.

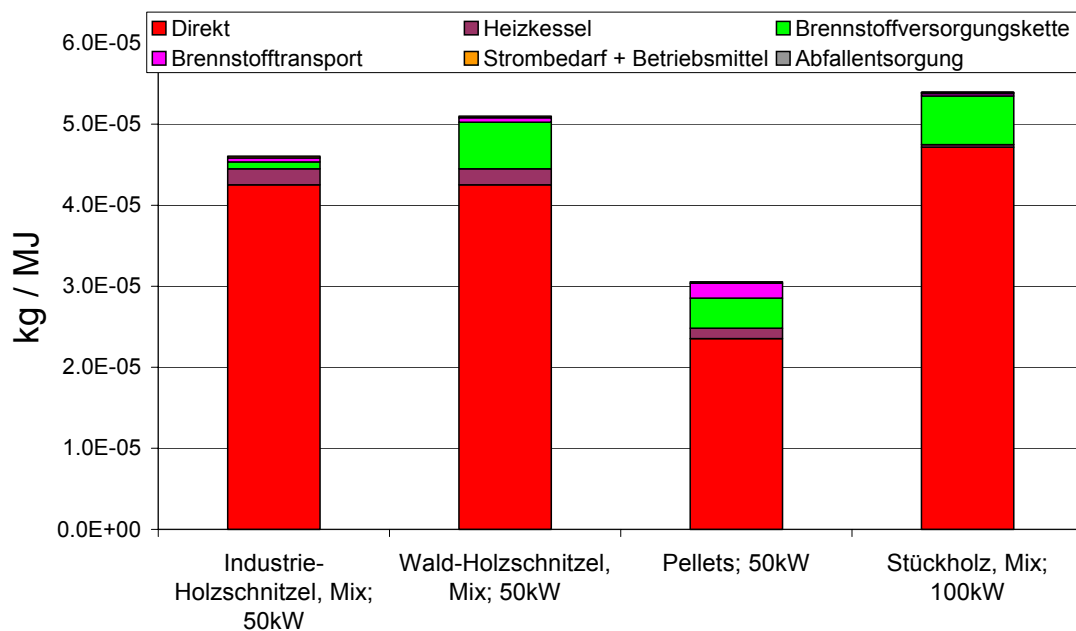


Fig. 6 Partikelemissionen $<2.5 \mu\text{m}$ aus verschiedenen Holzheizungen der 50/100 kW-Klasse [kg/MJ Nutzwärme].

Es zeigt sich, dass bei allen Heizungssystemen die direkten Emissionen den grössten Anteil am Gesamtergebnis haben, und dass diese direkten Emissionen bei Pelletsfeuerungen zwischen 40% und 50% niedriger sind als bei Holz schnitzel- und Stückholzheizungen. Aufgrund der Annahmen für Brennstoffe aus Resten an Industrieholz in [10] machen die Beiträge aus diesem Teil der Energiekette bei den Industrieholz schnitzeln nur etwa 2% aus, während die Beiträge bei den anderen Brennstoffen bei gut 10% liegen. Dass die Partikelemissionen ($<2.5 \mu\text{m}$) aus der Pelletsherstellung geringer sind als aus der Bereitstellung von Stückholz und Waldholz schnitzeln liegt daran, dass für die Pellets die selben Ausgangsmaterialien wie für die Industrieholz schnitzeln verwendet werden. Der Beitrag des Brennstofftransports ist bei den Pellets wegen der grösseren angenommenen Transportdistanzen höher. Der Beitrag des Heizkessels ist bei Stückholzfeuerungen im Vergleich zu den Schnitzel- und Pelletsheizungen am geringsten, da hier angenommen wird, dass weder Lagerraum, noch -silo erforderlich ist.

3.8 Wärmepumpen

Heutzutage werden in der Schweiz ungefähr 40% aller Neubauten mit Wärmepumpen (WP) ausgerüstet. Überwiegend werden Elektromotorwärmepumpen, nur wenige Gas- und Dieselmotorwärmepumpen installiert. Die Bilanzierte Typen für ecoinvent orientierten sich an den in der Schweiz hauptsächlich eingesetzten Elektromotorwärmepumpen-Anlagen: Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Erdwärmesonde, und Luft-Wasser-Wärmepumpe. Die Datensätze werden ohne und mit Wärmeverteilung im Haus zur Verfügung gestellt. Die Module werden für durchschnittliche schweizerischen (Stromversorgungsmix Schweiz) und zentraleuropäischen (Strommix UCTE) Betriebsorte bilanziert.

Es wurde die Kombination von Wärmepumpen mit Blockheizkraftwerken (Dual Mode) modelliert. Gemessene Jahresarbeitszahlen (JAZ) und Studien mit Feldmessungen, die zum Teil früher nicht zur Verfügung standen, wurden berücksichtigt.

Die neue Bilanzierung für Wärmepumpen wird erst mit dem ecoinvent Datenbestand v1.1 verfügbar [11].

3.9 Sonnenkollektoranlagen

Für die Überarbeitung im Rahmen von ecoinvent 2000 [12] wurden für verschiedene Materialien, die beim Bau von Sonnenkollektoranlagen Verwendung finden, neue detaillierte Bilanzen erarbeitet. Diese werden in verschiedenen Schlussberichten anderer Sektoren des Projektes dokumentiert und können hier verwendet werden. Im Hinblick auf die Anwendung von Sonnenkollektoren zur Warmwasserbereitung und Raumheizung werden verschiedene Anlagenkomponenten, Kollektorprodukte und Anlagentypen bilanziert. Neu erhoben wurden die Materialdaten von einem Flach- und einem Röhrenkollektor. Betrachtet werden Beispiele für Anlagen die aktuell verkauft werden. Eine Durchschnittsbetrachtung für bereits länger in Betrieb befindliche Anlagen erfolgte dagegen nicht.

Ferner wurde die Simulationsrechnung zum Wärmeertrag für die verschiedene Varianten des Betriebs von Sonnenkollektoranlagen neu durchgeführt. Diese bildet die Grundlage für die Sachbilanz der Anlagenerträge. Die Wärmeertragsrechnungen der einzelnen Systeme beruhen auf Berechnungen mit dem Simulationsprogramm POLYSUN 3.3, welche am Institut für Solartechnik (SPF) der Hochschule Rapperswil durchgeführt wurden.

Es werden verschiedene Systeme zur Warmwasserbereitstellung und zur Heizungsunterstützung in Ein- und Mehrfamilienhäusern betrachtet. Diese nutzen verschiedene Energieträger (Gas, Holz, Elektrizität) zur Bereitstellung von Zusatzwärme. Ausgerichtet ist die Sachbilanz auf einen Aufbau und Betrieb der Anlagen in Rapperswil (Schweiz). Für Orte mit grossen Differenzen und andere Länder müssen die Sachbilanzdaten an verschiedenen Stellen (Strommix, Ertrag) an die jeweilige Situation angepasst werden.

Andere Anwendungen wie Prozesswärmeerzeugung, Schwimmbadheizung und Heubelüftung werden hier nicht bilanziert. Mit den erarbeiteten Daten zu Kollektorprodukten und den Basismaterialdaten ist es jedoch möglich, diese Systeme zu bilanzieren, falls die entsprechenden Projektangaben vorhanden sind.

Für die solare Bereitstellung von Nutzwärme erfolgt eine Resultataufschlüsselung nach den verursachenden Teilprozessen. Dabei zeigt sich, dass der Stahlanteil der Anlage (Speicher, Verrohrung) der wichtigste Verursacher für die meisten Umwelteinwirkungen ist. Der durch den Kollektor verursachte Anteil fällt weniger ins Gewicht. Unbedeutend sind die Belastungen aus der Beschichtung des Kollektors.

Eine gleiche Aufteilung bei der vollständigen Bilanz für die Wärme- bzw. Warmwasserbereitstellung zeigt, dass die Bereitstellung der Zusatzenergie schwerer wiegt als der Materialeinsatz für Anlagenteile und Kollektoren.

Tab. 10 zeigt ausgewählte Resultate für den kombinierten Betrieb der Sonnenkollektoranlagen zusammen mit einer Zusatzheizung. Die vollständigen Ergebnisse für alle untersuchten Systeme sind in [12] enthalten. Bei Betrachtung verschiedener Optionen für die Gesamtanlage zeigen sich recht deutliche Unterschiede. Diese werden wesentlich durch Art und Anteil der Zusatzheizung bestimmt. Bei diesem Vergleich schneidet unter den kombinierten Anlagen keine eindeutig am besten ab. Für einen Vergleich müssten vielmehr die verschiedenen Umweltbelastungen detailliert ausgewertet werden.

Tab. 10 Ausgewählte Resultate der kumulierten Sachbilanz und kumulierter Energieaufwand für den kombinierten Betrieb der Sonnenkollektoranlage zusammen mit einer Zusatzheizung.

Name		heat, at solar+wood heating, flat plate, one-family house, combined system	heat, at hot water tank, solar+gas, flat plate, one-family house	heat, at solar+gas heating, flat plate, one-family house, combined system	heat, at solar+gas heating, tube collector, one-family house, combined system	heat, at hot water tank, solar+electric, flat plate, multiple dwelling	heat, at hot water tank, solar+gas, flat plate, multiple dwelling		
Location	Unit	CH MJ	CH MJ	CH MJ	CH MJ	CH MJ	CH MJ		
Unit	Infrastructure	0	0	0	0	0	0		
LCIA results									
cumulative energy demand	non-renewable energy resources, fossil	MJ-Eq	0.10	0.63	0.96	0.96	0.34	1.04	
cumulative energy demand	non-renewable energy resources, nuclear	MJ-Eq	9.9E-2	8.2E-2	3.8E-2	3.8E-2	1.4E+0	2.0E-2	
cumulative energy demand	renewable energy resources, water	MJ-Eq	3.3E-2	2.7E-2	1.2E-2	1.1E-2	4.6E-1	5.4E-3	
cumulative energy demand	renewable energy resources, wind, solar, geothermal	MJ-Eq	0.86	1.19	0.86	0.73	0.38	0.38	
cumulative energy demand	renewable energy resources, biomass	MJ-Eq	1.10	2.2E-3	1.3E-3	1.3E-3	7.6E-3	5.5E-4	
LCI results									
resource	Land occupation	total	m2a	4.2E-2	5.7E-4	3.4E-4	3.5E-4	1.7E-3	1.5E-4
air	Carbon dioxide, fossil	total	kg	7.3E-3	3.4E-2	5.0E-2	5.0E-2	2.8E-2	5.4E-2
air	NMVOG	total	kg	2.4E-5	2.3E-5	3.2E-5	3.2E-5	8.3E-6	3.4E-5
air	Nitrogen oxides	total	kg	1.6E-4	3.3E-5	3.5E-5	3.5E-5	4.6E-5	3.3E-5
air	Sulphur dioxide	total	kg	2.0E-5	3.5E-5	3.6E-5	3.4E-5	5.2E-5	3.3E-5
air	Particulates, < 2.5 um	total	kg	4.1E-5	5.8E-6	3.4E-6	3.1E-6	7.0E-6	2.2E-6
water	BOD	total	kg	3.0E-5	3.2E-5	2.3E-5	2.0E-5	1.8E-5	1.3E-5
soil	Cadmium	total	kg	3.2E-9	9.5E-12	5.1E-12	5.2E-12	1.3E-11	2.5E-12

In Fig. 7 wird im Abschnitt von 0% bis 100% der Anteil verschiedener Produktionsstufen bis zur Bereitstellung von Nutzwärme ab Flachkollektor grafisch ausgewertet. Es zeigt sich deutlich, dass die Beschichtung des Sonnenkollektors einen vernachlässigbaren Anteil für die Gesamtbelastungen hat. Bedeutender als der Kollektor selber sind die verschiedenen Zusatzkomponenten des Systems. Deutlich ist die klare Dominanz des Anlagenbaus. Hier sind vor allem der hohe Stahlverbrauch für den Warmwasserspeicher und der hohe Kupferverbrauch für die Leitungen ausschlaggebend. Auch der Betrieb des Kollektors (Stromverbrauch für Pumpen, etc.) trägt signifikant zu den Belastungen bei.

In Fig. 7 wird auch der Anteil der Gaszusatzheizung grafisch ausgewertet. Durch die Zusatzheizung werden fossiler Energieaufwand und CO₂ Emissionen pro MJ Nutzenergie deutlich erhöht. Die Belastungen bei anderen Indikatoren, z.B. Staubemissionen und BSB, gehen dagegen teilweise auch zurück. Dies zeigt, dass eine Abschätzung der Schadstoffemissionen auch anhand einer sehr detaillierten Energiebilanz alleine nicht möglich ist. Die prozessspezifischen Emissionen bei der Herstellung der Basismaterialien tragen offensichtlich unabhängig von der Energieintensität deutlich zu den Gesamtemissionen bei.

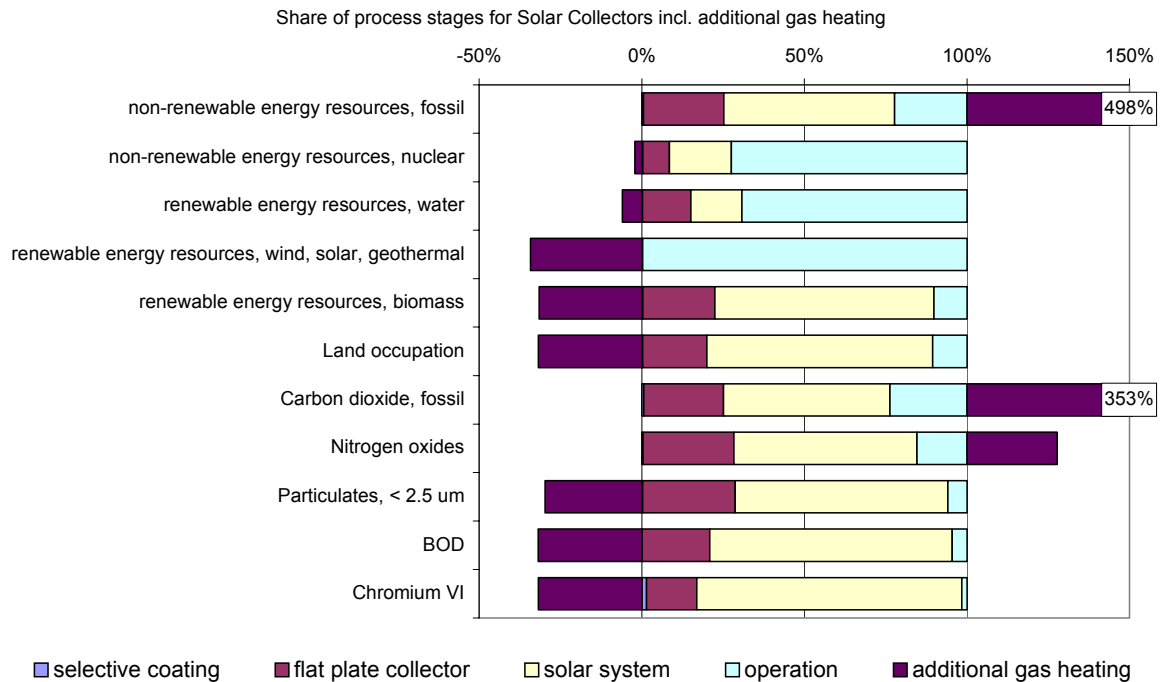


Fig. 7 Anteile verschiedener Produktionsstufen bei der Erzeugung von Nutzwärme ab Heisswasserspeicher mit und ohne Gaszusatzheizung für ausgewählte Resultate der kumulierten Sachbilanz und für den kumulierten Energieaufwand.

3.10 Photovoltaik

Ziel der Sachbilanz ist die Erfassung der Stoff- und Energieströme für die Produktion von Elektrizität mit verschiedenen netzgebundenen, gebäudeintegrierten kleinen Photovoltaikanlagen der poly- sowie monokristallinen Silizium-Technologien in der Schweiz [13]. Diese Anlagen im typischen Bereich von 3 kW_p werden vorwiegend an der Peripherie des Hauses installiert, auf Schräg- oder Flachdächern oder an der Fassade. Für die ersten beiden Varianten sind die Montagearten „aufgesetzt“ und „integriert“ (als Haut) möglich, beide werden bilanziert.

Für die Aufdatierung der Ökobilanz wurden alle Prozessschritte von der Silizium Produktion bis zum Betrieb der Anlagen mit den zur Verfügung stehenden aktuellen Informationen überarbeitet. Dabei werden zwei Szenarien betrachtet. Zum einen wird die Marktsituation im Jahr 2000 abgebildet. Da die Photovoltaik einem raschen Wandel unterworfen ist und die Zahlen aus dem Jahr 2000 bereits mit Veröffentlichung dieser Studie nicht mehr ganz aktuell sind, wird in einem zweiten Szenario ein zukünftiger Produktionsweg abgebildet, wie er vielleicht im Jahr 2005-2010 Realität sein könnte.

Für die MG-Silizium Produktion haben sich im Vergleich zur letzten Auflage nur geringe Änderungen bei der Bilanz ergeben. Berücksichtigt wird beim Stromversorgungsmix, dass die Produktion vor allem in Norwegen stattfindet. Die Herstellung von gereinigtem Silizium (Halbleiterqualität oder Solar-Silizium), CZ-mc-Silizium (monokristallines Silizium aus dem Czochralski-Tiegelziehverfahren), das Blockgiessen und die Waferfertigung werden neu in getrennten Teilschritten bilanziert. Für die Bereitstellung von gereinigtem Silizium werden die Marktverhältnisse im Jahr 2000 betrachtet. Für die Herstellung von SoG-Si (Solar-grade) wird ein zukünftiges Verfahren für die Anwendung in der Photovoltaik zu Grunde gelegt. Für die Waferfertigung wird von einer teilweisen Recyclingmöglichkeit für Sägeabfälle ausgegangen. Neu berücksichtigt werden detailliertere Angaben zum Wasserverbrauch und zur Emission von Wasserschadstoffen bei der Waferfertigung.

Für die Solarzellenfertigung (und alle anderen Produktionsschritte) wird nun auch die Infrastruktur der Produktionsstätte berücksichtigt. In der Bilanz der Paneelfertigung werden aktuelle Daten zur Effizienz

von Solarzellen verwendet. Ausserdem wird die Bilanz für ein Panel mit 72 Zellen zu je 175 cm^2 durchgeführt. Für den Anlagenbetrieb wurden aktuelle Daten (Zeitreihen) zum Stromertrag von Schweizerischen Photovoltaikanlagen ausgewertet.

Für den Photovoltaik Strommix wird ein durchschnittlicher Standort in der Schweiz mit einem Jahresertrag von 819 kWh pro Jahr und installiertem kW-Peak (kW_p) zugrundegelegt. Diese Annahme wurde mit einer aktuellen Statistik als Mittel der Jahre 1992-1999 berechnet. Da dieser Mittelwert auch Anlagen mit extrem niedriger Produktion (z.B. aufgrund ungünstiger Standorte bzw. Fassadenanlagen) berücksichtigt, wurde eine Korrektur durchgeführt bei der nur die 75% ertragsstärksten Anlagen berücksichtigt werden. Damit ergibt sich ein korrigierter mittlerer Ertrag von 885 kWh/ kW_p . Dieser Wert wird für alle Schräg- und Flachdachanlagen verwendet. Der berechnete Ertrag für Fassadenanlagen liegt bei 626 kWh/ kW_p .

Mono- und polykristalline Solarzellen werden separat bilanziert. Durch die getrennte Bilanzierung der Zellen kann für eine beliebige Kleinanlage sowohl die Ausführung mit mono- als auch die mit polykristallinen Zellen berücksichtigt werden. Modular aufgebaute Anlagen der mittleren Leistungsklasse können als Vielfaches der 3 kW_p -Kleinanlage berechnet werden.

In diesem Projekt werden die Paneel- und die Laminat-Bauweise bilanziert. Die Paneels haben eine eigene tragende Struktur und können an der Gebäudehülle aufgesetzt werden; Laminat-Konstruktionen müssen in das Gebäude integriert sein.

Unter Berücksichtigung der aktuellen Daten ist die Materialeffizienz im Vergleich zur bisherigen Bilanz deutlich günstiger. Die Resultate für Photovoltaik-Anlagen zeigen, dass der Hauptteil des Ressourcenverbrauchs und viele Emissionen aus dem Stromverbrauch für die Fertigung der Solarzellen und der Paneels stammt. Damit kommt dem Standort der Produktionsanlagen eine besondere Bedeutung zu. Die Analyse zeigt auch, dass relevante Umweltbelastungen in allen Stufen der Produktion zu unterschiedlichen Anteilen anfallen. Eine Reihe von Schadstoffen wird dabei unabhängig vom Energieverbrauch emittiert. So stammt z.B. ein relevanter Anteil der NO_x Emissionen aus der Oberflächenbehandlung der Wafer. Eine Energiebilanz alleine würde somit zur Beurteilung dieses Energiesystems und zum Vergleich mit anderen Systemen nicht ausreichen.

Wichtig ist auch, dass nach der Aufdatierung Anlagen mit polykristallinen Zellen für viele Bilanzgrössen ein wenig besser abschneiden als Anlagen mit monokristallinen Zellen. Der höhere Energieverbrauch für die Herstellung des CZ-Siliziums wird auch durch die höhere Effizienz der mc-Si Solarzellen nicht aufgewogen. In der alten Bilanz schnitten monokristallinen Zellen noch deutlich besser ab.

Für alle relevanten Produktionsschritte konnten die bisherigen Daten aufdatiert und ergänzt werden. Allerdings werden die Bilanzen teilweise aus Einzelbetrachtungen verschiedener Anlagen zusammengesetzt. Auf Grund des raschen Wandels in diesem Sektor stellt auch diese Ökobilanz keinen Endpunkt in der Betrachtung dar. Vielmehr ist eine Aufdatierung nach einiger Zeit wünschenswert. Hierfür wären insbesondere vollständige und aktuelle Angaben von Herstellern in verschiedenen Stufen des Produktionszyklus wünschenswert.

Die Stromerzeugung in den untersuchten Photovoltaikanlagen, welche die heutige Situation in der Schweiz repräsentieren, verursacht CO_2 -Emissionen zwischen 95 g/kWh und 99 g/kWh für die Fassadeninstallation von monokristallinen Zellen, von 65 g/kWh für die Schrägdachinstallation von monokristallinen Zellen, zwischen 76 g/kWh und 80 g/kWh für die Fassadeninstallation von polykristallinen Zellen und von etwa 53 g/kWh für die Schrägdachinstallation von polykristallinen Zellen. Die Resultate für die modellierten, zukünftigen Photovoltaikanlagen liegen bei 42 g/kWh für die Schrägdachinstallation von monokristallinen Zellen und bei 35 g/kWh für die Schrägdachinstallation von polykristallinen Zellen.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der Ertrag pro kW_p und somit die Menge der verwendeten Zellen ein wichtiger Faktor für den Vergleich verschiedener Anlagen darstellt. Für Flach- und Schrägdach sind deshalb sehr ähnliche Resultate errechnet worden. Für Fassadenanlagen wird für die selbe Strommenge wegen des schlechteren Einfallswinkels ca. 1.4 mal mehr Zellenfläche benötigt. Dadurch steigen die damit verbundenen Aufwendungen und Emissionen.

Tab. 11 zeigt ausgewählte Resultate für die Stromerzeugung mit Photovoltaikanlagen in der Schweiz. Die vollständigen Ergebnisse für die restliche untersuchten Photovoltaik-Anlagen sind in [13] enthalten.

Tab. 11 Ausgewählte Resultate der kumulierten Sachbilanz und kumulierter Energieaufwand für die Stromerzeugung mit Photovoltaikanlagen in der Schweiz

Name	Location	Unit	electricity, photovoltaic, at 3kWp flat roof installation, pc-Si	electricity, photovoltaic, at 3kWp slanted-roof, mc-Si, future	electricity, photovoltaic, at 3kWp slanted-roof, mc-Si, laminated, integrated	electricity, photovoltaic, at 3kWp slanted-roof, mc-Si, panel, mounted	electricity, photovoltaic, at 3kWp slanted-roof, pc-Si, future	electricity, photovoltaic, at 3kWp slanted-roof, pc-Si, laminated, integrated	electricity, photovoltaic, at 3kWp slanted-roof, pc-Si, panel, mounted	
			CH kWh	CH kWh	CH kWh	CH kWh	CH kWh	CH kWh	CH kWh	
Infrastructure			0	0	0	0	0	0	0	
LCIA results										
cumulative energy demand	non-renewable energy resources, fossil	MJ-Eq	1.12	0.65	1.06	1.06	0.55	0.89	0.89	
cumulative energy demand	non-renewable energy resources, nuclear	MJ-Eq	0.22	0.22	0.29	0.29	0.15	0.17	0.18	
cumulative energy demand	renewable energy resources, water	MJ-Eq	1.6E-1	7.9E-2	1.4E-1	1.4E-1	7.5E-2	1.3E-1	1.3E-1	
cumulative energy demand	renewable energy resources, wind, solar, geothermal	MJ-Eq	24.4	24.4	21.9	21.9	24.4	24.4	24.4	
cumulative energy demand	renewable energy resources, biomass	MJ-Eq	1.8E-2	1.3E-2	1.6E-2	2.0E-2	1.4E-2	1.6E-2	2.0E-2	
LCI results										
resource	Land occupation	total	m2a	3.8E-3	2.5E-3	3.0E-3	4.0E-3	2.7E-3	3.0E-3	4.0E-3
air	Carbon dioxide, fossil	total	kg	7.2E-2	4.2E-2	6.5E-2	6.5E-2	3.5E-2	5.2E-2	5.3E-2
air	NM VOC	total	kg	6.4E-5	3.6E-5	4.7E-5	4.8E-5	3.6E-5	4.4E-5	4.5E-5
air	Nitrogen oxides	total	kg	3.2E-4	2.1E-4	2.5E-4	2.5E-4	2.2E-4	2.4E-4	2.4E-4
air	Sulphur dioxide	total	kg	2.0E-4	1.6E-4	2.0E-4	2.0E-4	1.4E-4	1.6E-4	1.5E-4
air	Particulates, < 2.5 um	total	kg	3.4E-5	1.9E-5	2.2E-5	2.2E-5	1.8E-5	2.0E-5	2.0E-5
water	BOD	total	kg	2.3E-4	7.1E-4	7.7E-4	7.6E-4	2.0E-4	2.1E-4	2.0E-4
soil	Cadmium	total	kg	8.3E-11	2.2E-11	3.0E-11	3.3E-11	2.7E-11	2.5E-11	2.7E-11
Further LCI results										
resource	Gravel, in ground	in ground	kg	6.44E-2	1.07E-2	1.25E-2	1.26E-2	1.22E-2	1.34E-2	1.34E-2

In Fig. 8 werden die Anteile der verschiedenen Produktionsstufen der Photovoltaikkette grafisch ausgewertet. Die unterschiedlichen Beiträge zum Energieaufwand werden vor allem durch den eingesetzten Energieträger bestimmt. Stickoxide und biologischer Sauerstoffbedarf (BOD) stammen vor allem aus der Oberflächenbehandlung der Wafer. Die Auswertung zeigt, dass es nicht eine dominierende Produktionsstufe gibt.

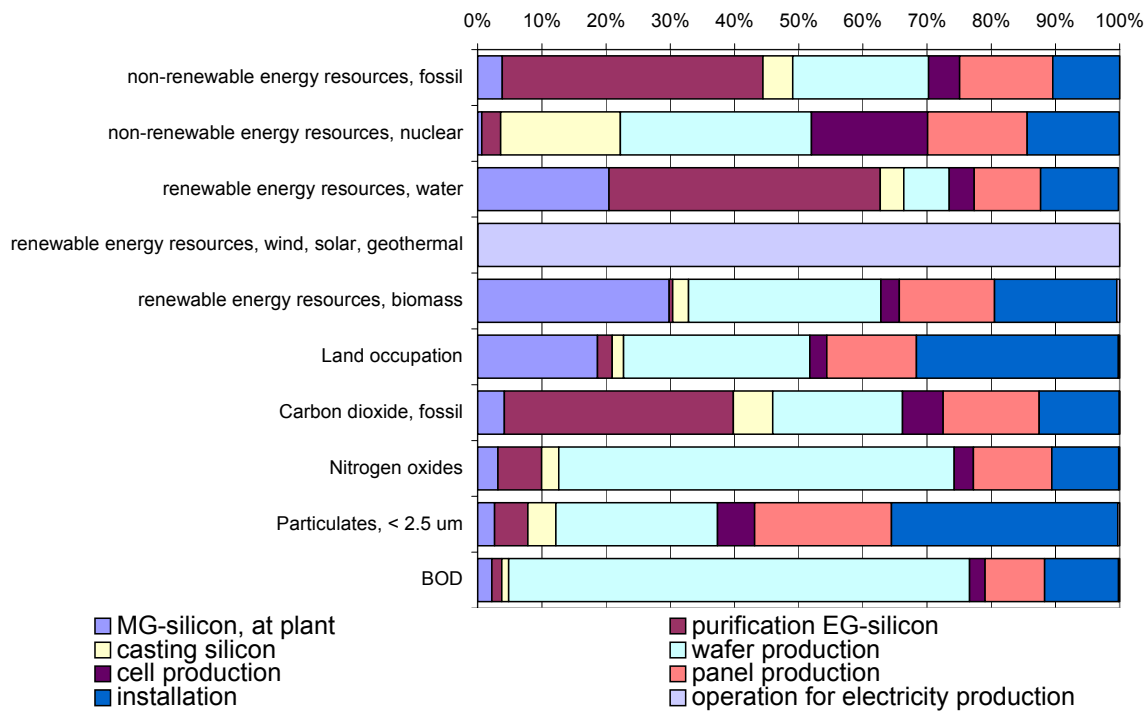


Fig. 8 Anteil verschiedener Produktionsstufen bei der Erzeugung von Photovoltaikstrom für den kumulierten Energieaufwand und ausgewählte Resultate der kumulierten Sachbilanz.

3.11 Windkraft

Weltweit waren Ende des Jahres 2002 Windkraftanlagen mit rund 32 GW Leistung installiert, etliche Anlagen sind geplant oder im Ausbau. Das am Meer üblicherweise hohe Windangebot wird mittels Offshore-Windkraftanlagen mit im Vergleich zu Anlagen am Festland höheren Kapazitätsfaktoren seit einigen Jahren in Küstennähe genutzt. Die Ausweitung dieser Nutzung wird in den nächsten Jahren erwartet.

In der Schweiz wird Windkraft seit 1986 (Anlage Sool, Langenbruck) genutzt. Seitdem sind einige neue Anlagen dazugekommen. Zum Zeitpunkt September 2003 waren in der Schweiz insgesamt 5309 kW Leistung installiert, davon über 80% im Windpark Mt.Croisin (Jura), mit drei 600 kW, einer 660 kW und zwei 850 kW-Anlagen.

In [14] werden Sachbilanzen für lokale Verhältnisse in der Schweiz für die Stromerzeugung einer 30 kW-, einer 150 kW-, einer 600 kW- und einer 800 kW-Anlage erstellt. Mit diesen Datensätzen, welche ortsspezifische Kapazitätsfaktoren zwischen 8.5% und 14% aufweisen, wird die durchschnittliche Stromerzeugung in schweizerischen Windkraftanlagen-Mix bilanziert. Für Referenzverhältnisse in Europa werden die Stromproduktion einer 800 kW Onshore-Anlage mit einem angenommenen durchschnittlichen Kapazitätsfaktor von 20% und einer 2 MW Offshore-Anlage mit einem angenommenen durchschnittlichen Kapazitätsfaktor von 30% bilanziert. Daraus wird ebenfalls ein europäischer Windstrom-Mix modelliert. Anpassungen der Resultate an ähnliche Anlagen, die jedoch unterschiedliche Erträge aufweisen, sind einfach.

Die Ergebnisse der Sachbilanz zeigen, dass die Schlüsselfaktoren bezüglich der Umweltauswirkungen der Stromerzeugung mittels Windkraftanlagen die Nennleistung und der Kapazitätsfaktor, also das Windangebot, sind. Im Allgemeinen sinken mit höherer Nennleistung und zunehmendem Kapazitätsfaktor die hier untersuchten Umweltauswirkungen der Anlagen. Dieser „scale-down Effekt“ der mit höherer Leistung abnehmenden Umweltauswirkungen ist jedoch meist relativ gering. Aufgrund der für die Errichtung der 2 MW Offshore-Anlage höheren Aufwendungen und der im Vergleich zu den Onshore-Anlagen als geringer angenommenen Lebensdauer des Fundaments sind die Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in der 2 MW Offshore-Anlage meist

nicht um ein Drittel geringer als die der 800 kW Onshore-Anlage, wie es dem Verhältnis der Kapazitätsfaktoren der modellierten europäischen Anlagen von 20 zu 30 Prozent entsprechen würde. In Einzelfällen verursacht der Strom aus der 2 MW Offshore-Anlage sogar grössere Elementarflüsse als jener der europäischen 800 kW Onshore-Anlage.

Die Materialherstellung verursacht in den meisten Fällen die höchsten Anteile an den gesamten Umweltauswirkungen des Systems. Neben Stahl für den Turm und die Gondel sowie glasfaserverstärktem Kunststoff für die Rotorblätter steuern Beton für das Fundament, insbesondere bei der 2 MW Offshore-Anlage und Kupfer für die Verkabelung, vor allem bei den Onshore-Anlagen, bedeutende Anteile bei.

Die Materialverarbeitung (z.B. Blech walzen für Stahl) spielt generell eine weniger wichtige Rolle. Im Allgemeinen zu vernachlässigen sind bei den modellierten Systemen Transport- und Entsorgungsprozesse sowie die Aufwendungen für die Endmontage und die Errichtung der Windkraftanlagen. Die Ausnahme stellt hier die untersuchte Offshore-Windkraftanlage dar, bei der auch Transporte und die Errichtung der Anlage für einzelne Elementarflüsse im Vergleich zu den restlichen Bereichen für bedeutende Beiträge verantwortlich sind. Beispielsweise verursacht der Aushub für das Fundament etwa 17% der kumulierten NO_x-Emissionen.

Die Stromerzeugung in den untersuchten Windkraftanlagen verursacht zwischen 14 g CO₂-Äquiv./kWh und 49 g CO₂-Äquiv./kWh, wobei der Anteil fossiler CO₂-Emissionen bei etwa 99% liegt. Die Emissionen der 2 MW-Offshore-Anlage und der europäischen 800 kW-Onshore-Anlage liegen jeweils bei etwa 14 g CO₂-Äquiv./kWh. In Fig. 9 sind die kumulierten CO₂-Emissionen der Stromproduktion in der europäischen 800 kW Onshore-Anlage und der 2 MW Offshore-Anlage dargestellt. Die Gesamtemissionen werden dabei auf verschiedene Bereiche der Energiekette aufgeteilt – Betrieb, Herstellung der Materialien, Materialverarbeitung, Zusammensetzung und Installation der Anlage, Transporte der Materialien und Abfallentsorgung. Die Materialherstellung dominiert die Gesamtergebnisse mit 72% für die 800 kW-Anlage bzw. 81% für die 2 MW Offshore-Anlage.

Tab. 12 zeigt ausgewählte Resultate für die Stromerzeugung in einem Teil der modellierten Windkraftanlagen. Die vollständigen Ergebnisse sind in [14] enthalten.

Tab. 12 Ausgewählte Resultate der kumulierten Sachbilanz und kumulierter Energieaufwand für die Stromerzeugung in den Windkraftanlagen 2 MW, Offshore; 800 kW, RER und 800 kW, CH.

		Name		electricity, at wind power plant 2MW, offshore	electricity, at wind power plant 800kW	electricity, at wind power plant 800kW
		Location		OCE	RER	CH
		Unit	Unit	kWh	kWh	kWh
		Infrastructure		0	0	0
LCIA results						
	cumulative energy demand	non-renewable energy resources, fossil	MJ-Eq	1.64E-01	1.84E-01	2.62E-01
	cumulative energy demand	non-renewable energy resources, nuclear	MJ-Eq	4.12E-02	5.52E-02	7.92E-02
	cumulative energy demand	renewable energy resources, water	MJ-Eq	9.93E-03	1.43E-02	2.20E-02
	cumulative energy demand	renewable energy resources, wind, solar, geothermal	MJ-Eq	1.44E+01	1.44E+01	1.44E+01
	cumulative energy demand	renewable energy resources, biomass	MJ-Eq	1.18E-03	1.59E-03	2.28E-03
LCI results						
resource	Land occupation	total	m2a	4.90E-04	1.77E-03	2.54E-03
air	Carbon dioxide, fossil	total	kg	1.26E-02	1.30E-02	1.85E-02
air	NM VOC	total	kg	1.15E-05	1.27E-05	1.82E-05
air	Nitrogen oxides	total	kg	5.80E-05	5.76E-05	8.23E-05
air	Sulphur dioxide	total	kg	3.99E-05	1.09E-04	1.56E-04
air	Particulates, < 2.5 um	total	kg	1.54E-05	1.97E-05	2.81E-05
water	BOD	total	kg	5.40E-05	4.19E-05	5.97E-05
soil	Cadmium	total	kg	1.15E-11	6.58E-12	8.62E-12
Further LCI results						
resource	Iron, 46% in ore, 25% in crude ore, in ground	in ground	kg	2.28E-03	1.98E-03	2.84E-03
resource	Copper, 0.99% in sulfide, Cu 0.36% and Mo 8.2E-3% in crude ore, in ground	in ground	kg	5.56E-05	5.13E-04	7.33E-04
resource	Nickel, 1.98% in silicates, 1.04% in crude ore, in ground	in ground	kg	3.54E-04	3.87E-04	5.53E-04
air	Particulates, > 2.5 um, and < 10um	total	kg	3.85E-05	2.86E-05	4.12E-05
air	Particulates, > 10 um	total	kg	4.46E-05	2.72E-05	3.91E-05

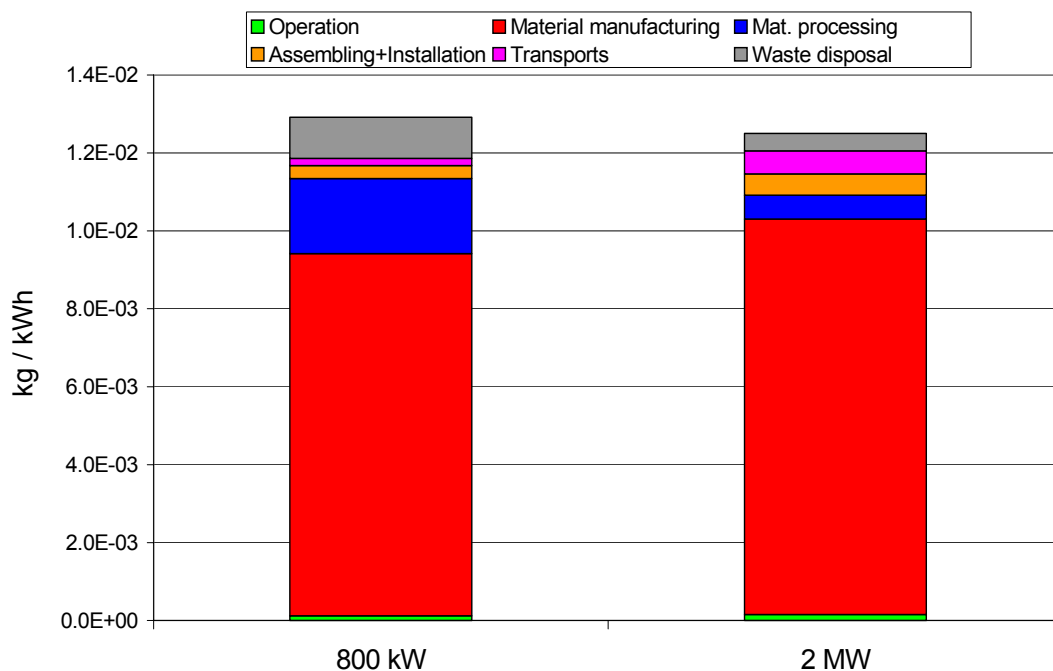


Fig. 9 CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung mit 800 kW Onshore-Anlage und 2 MW Offshore-Anlage in Europa

3.12 Wärme-Kraft-Kopplung

In dieser Studie werden mehrere Typen von Blockheizkraftwerken (BHKW) beschrieben [15]. Für eine im Betrieb befindliche Referenzanlage (Erdgas 160 kW_{el}) wurde bereits in der vorigen Auflage eine Detailbilanz erstellt. Die Daten zu dieser Anlage wurden lediglich geringfügig aktualisiert. Zusätzlich werden nun sechs weitere derzeit marktübliche Erdgas-BHKW unterschiedlicher Technik und verschiedener Grössenklassen (2 bis 1000 kW_{el}) sowie ein Diesel-BHKW (200 kW_{el}) bilanziert.

Die benötigten Daten wurden grösstenteils von Herstellern und Anlageplanern zur Verfügung gestellt. Die übrigen Werte, wie zum Beispiel die Fertigungsaufwendungen, werden mit Hilfe von Handelspreisen und Energieintensitäten der entsprechenden Branchen abgeschätzt.

Die beim Bau, Betrieb und Rückbau der Anlage verwendeten Materialien, Energien und Transporte sowie die emittierten Stoffe werden inventarisiert und mittels verschiedener Allokationsvarianten den Produkten (Bezugsgrössen) "Wärme ab BHKW" und "Strom ab BHKW" zugeteilt.

Die kumulierten Kohlendioxid-Emissionen pro kWh Strom der Erdgas-BHKW liegen bei Exergie-Allokation zwischen ca. 510 g/kWh_e (1-MW_e-Magermotor) und ca. 670 g/kWh_e (Mini-BHKW). Sie fallen bei Exergie-Allokation innerhalb der Gruppe der Erdgas-BHKW tendenziell mit grösser werdender Leistung ab. Der Grund für die abfallende Tendenz liegt hauptsächlich im zunehmenden elektrischen Wirkungsgrad bei grösseren Anlagen. In geringerem Masse spielt auch die tendenziell abnehmende Materialeinsatz pro kWh bei gleicher Technologie eine Rolle. Die höchsten kumulierten CO₂-Emissionen pro kWh Strom (ca. 700 g/kWh_e) entstehen beim Diesel-BHKW aufgrund des relativ hohen Emissionsfaktors bezogen auf den Energieinhalt des Brennstoffs und aufgrund eines relativ hohen Beitrags aus dem Rest der Kette. Die zugehörigen kumulierten CO₂-Emissionen bezogen auf MJ bzw. kWh Wärme liegen für die Exergie-Allokation bei den marktüblichen Erdgas-BHKW zwischen ca. 23 g/MJ_{th} bzw. ca. 83 g/kWh_{th} (1-MW_e-Magermotor) und ca. 27 g/MJ_{th} bzw. ca. 100 g/kWh_{th} (50-160 kW_e und Mini-BHKW). Beim Diesel-BHKW liegt der Wert bei ca. 31 g/MJ_{th} bzw. ca. 112 g/kWh_{th}. In allen Fällen werden die CO₂-Gesamtemissionen von den Emissionen aus dem Betrieb der Anlage dominiert. Die CO₂-Emissionen durch den Rest der Kette spielen nur eine untergeordnete Rolle.

Der kumulierte Energieaufwand zeigt innerhalb der Gruppe der Erdgas-BHKW eine ähnliche Tendenz wie die CO₂-Emissionen, da hier hauptsächlich der Energieinhalt des in der Anlage verbrannten Erdgases eingeht.

Die kumulierten NO_x-Emissionen pro kWh Strom (Fig. 10) oder Wärme der verschiedenen Erdgas-BHKW unterscheiden sich hauptsächlich durch die verschiedenen Technologien. Bei Lambda1-BHKW werden die NO_x-Emissionen aus der Anlage durch einen Drei-Wege-Katalysator vermindert. Bei den hier bilanzierten Lambda1-BHKW sind die Beiträge der indirekten NO_x-Emissionen durch den Rest der Kette grösser als die NO_x-Emissionen aus der Anlage selbst. Dennoch bleiben die NO_x-Emissionen in der Summe bei den Lambda1-BHKW kleiner als bei den ohne Katalysator betriebenen Magermotor-BHKW oder beim betrachteten Diesel-BHKW. Innerhalb der Gruppe der Erdgas-Magermotoren zeigt sich eine ähnliche abnehmende Tendenz der Exergie-allozierten NO_x-Emissionen pro kWh Strom mit zunehmender Leistung wie bei den CO₂-Emissionen.

Tab. 13 und Tab. 14 zeigen ausgewählte kumulierte Ergebnisse der Wärme- bzw. Stromerzeugung in WKK-Anlagen, Allokation Exergie. Die vollständigen Ergebnisse für andere Allokationen sind in [15] enthalten.

Tab. 13 Ausgewählte kumulierte Resultate zur Wärmeerzeugung in WKK-Anlagen, Allokation Exergie. v1.01 korrigiert 11/2003.

Name			heat, at Mini- BHKW, allocation exergy	heat, at cogen 50kWe lean burn, allocation exergy	heat, at cogen 160kWe Jakobsberg, allocation exergy	heat, at cogen 160kWe lambda=1, allocation exergy	heat, at cogen 200kWe lean burn, allocation exergy	heat, at cogen 500kWe lean burn, allocation exergy	heat, at cogen 1MWe lean burn, allocation exergy	heat, at cogen 200kWe diesel SCR, allocation exergy
Location	Unit	Infrastructure	CH	CH	CH	CH	CH	CH	CH	CH
Unit	MJ	MJ	MJ	MJ	MJ	MJ	MJ	MJ	MJ	MJ
Infrastructure	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LCIA results										
	cumulative energy demand	non-renewable energy resources, fossil	MJ-Eq	0.5	0.5	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5
	cumulative energy demand	non-renewable energy resources, nuclear	MJ-Eq	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01
	cumulative energy demand	renewable energy resources, water	MJ-Eq	1.7E-3	1.2E-3	1.3E-3	1.1E-3	1.0E-3	9.8E-4	1.6E-3
	cumulative energy demand	renewable energy resources, wind, solar, geothermal	MJ-Eq	1.3E-4	6.6E-5	6.8E-5	5.9E-5	5.3E-5	4.8E-5	2.1E-4
	cumulative energy demand	renewable energy resources, biomass	MJ-Eq	1.3E-4	8.0E-5	8.5E-5	7.3E-5	6.8E-5	6.3E-5	1.9E-4
LCI results										
resource	Land occupation	total	m2a	5.1E-5	3.5E-5	3.9E-5	3.4E-5	3.2E-5	3.0E-5	2.7E-5
air	Carbon dioxide, fossil	total	kg	2.7E-2	2.7E-2	3.2E-2	2.7E-2	2.6E-2	2.5E-2	3.1E-2
air	NM VOC	total	kg	1.9E-5	2.1E-5	2.0E-5	1.7E-5	2.0E-5	1.9E-5	3.7E-5
air	Nitrogen oxides	total	kg	2.4E-5	4.3E-5	2.2E-5	1.9E-5	4.0E-5	3.9E-5	4.7E-5
air	Sulphur dioxide	total	kg	1.8E-5	1.3E-5	1.9E-5	1.6E-5	1.2E-5	1.2E-5	4.5E-5
air	Particulates, < 2.5 um	total	kg	1.0E-6	6.8E-7	7.5E-7	6.5E-7	6.1E-7	5.7E-7	2.6E-6
water	BOD	total	kg	8.7E-6	5.1E-6	5.4E-6	4.7E-6	4.4E-6	4.1E-6	7.5E-5
soil	Cadmium	total	kg	3.3E-12	6.2E-13	6.3E-13	5.4E-13	5.1E-13	4.7E-13	4.5E-12
Additional LCI results										
air	Methane	total	kg	1.4E-4	1.6E-4	1.6E-4	1.3E-4	1.5E-4	1.5E-4	3.5E-5

Tab. 14 Ausgewählte kumulierte Resultate zur Stromerzeugung in WKK-Anlagen, Allokation Exergie. v1.01 korrigiert 11/2003.

Name	Location Unit Infrastructure	Unit	electricity, at Mini- BHKW, allocation exergy	electricity, at cogen 50kWe lean burn, allocation exergy	electricity, at cogen 160kWe Jakobsberg , allocation exergy	electricity, at cogen 160kWe lambda=1, allocation exergy	electricity, at cogen 200kWe lean burn, allocation exergy	electricity, at cogen 500kWe lean burn, allocation exergy	electricity, at cogen 1MWe lean burn, allocation exergy	electricity, at cogen 200kWe diesel SCR, allocation exergy	
			CH kWh 0	CH kWh 0	CH kWh 0	CH kWh 0	CH kWh 0	CH kWh 0	CH kWh 0	CH kWh 0	
LCIA results											
cumulative energy demand	non-renewable energy resources, fossil	MJ-Eq	13.3	11.7	12.8	11.0	10.9	10.4	10.0	10.5	
cumulative energy demand	non-renewable energy resources, nuclear	MJ-Eq	0.04	0.04	0.05	0.04	0.04	0.03	0.03	0.18	
cumulative energy demand	renewable energy resources, water	MJ-Eq	2.6E-2	2.2E-2	2.4E-2	2.0E-2	2.0E-2	1.8E-2	1.8E-2	3.3E-2	
cumulative energy demand	renewable energy resources, wind, solar, geothermal	MJ-Eq	1.0E-3	1.1E-3	1.2E-3	1.0E-3	9.4E-4	8.3E-4	7.7E-4	4.3E-3	
cumulative energy demand	renewable energy resources, biomass	MJ-Eq	1.5E-3	1.4E-3	1.6E-3	1.3E-3	1.3E-3	1.2E-3	1.1E-3	3.9E-3	
LCI results											
resource	Land occupation	total	m2a	7.7E-4	6.9E-4	7.6E-4	6.5E-4	6.2E-4	5.8E-4	5.5E-4	2.1E-3
air	Carbon dioxide, fossil	total	kg	6.7E-1	5.9E-1	6.5E-1	5.6E-1	5.5E-1	5.2E-1	5.1E-1	7.0E-1
air	NMVOG	total	kg	4.6E-4	4.5E-4	4.1E-4	3.5E-4	4.2E-4	4.0E-4	3.8E-4	8.2E-4
air	Nitrogen oxides	total	kg	5.3E-4	9.1E-4	4.4E-4	3.8E-4	8.5E-4	8.1E-4	7.8E-4	1.0E-3
air	Sulphur dioxide	total	kg	3.8E-4	2.8E-4	3.8E-4	3.3E-4	2.6E-4	2.4E-4	2.3E-4	1.0E-3
air	Particulates, < 2.5 um	total	kg	1.4E-5	1.3E-5	1.4E-5	1.2E-5	1.2E-5	1.1E-5	1.0E-5	5.6E-5
water	BOD	total	kg	1.0E-4	9.3E-5	9.9E-5	8.5E-5	8.2E-5	7.6E-5	7.3E-5	1.7E-3
soil	Cadmium	total	kg	1.7E-11	1.0E-11	1.1E-11	9.2E-12	8.8E-12	7.9E-12	7.4E-12	9.9E-11
Additional LCI results											
air	Methane	total	kg	3.6E-3	3.5E-3	3.2E-3	2.8E-3	3.3E-3	3.1E-3	3.0E-3	7.9E-4

Electricity, cogen, Switzerland: nitrogen oxides emission

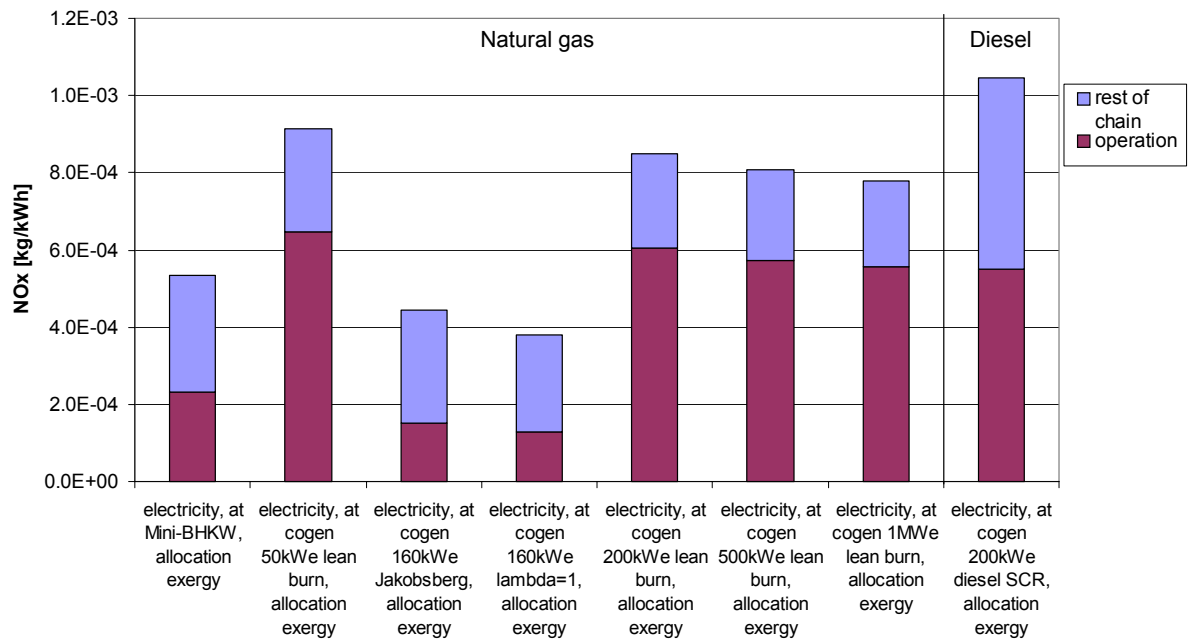


Fig. 10 Kumulierte NO_x-Emissionen pro kWh Strom aus WKK-Anlagen, Allokation Exergie. Datenbestand ecoinvent v1.01.

3.13 Strommix und Stromnetz

Der Teil Strommix und Stromnetz [16] enthält Ausführungen über die Stromproduktion in den Staaten des UCTE-, des CENTREL-, und des NORDEL-Verbundes sowie von Grossbritannien und Irland. Es werden die Produktionen der verschiedenen Kategorien sowie die Stromaustauschmengen mit den Nachbarstaaten aufgeführt. Es werden zwei Arten von Strommischen unterschieden, nämlich der Erzeugungsmix "Strommix, Produktion Land X, ab Netz/kWh/Land X/no", welcher die Inlandproduktion repräsentiert, sowie der Versorgungsmix "Strommix/kWh/Land X/no", welcher zusätzlich zur Inlandproduktion auch die Stromeinfuhren umfasst.

In der erste Auflage wurde für die Bilanzierung von Stromverbräuchen in Europa der Netzgedanke aufgegriffen und der Durchschnittserzeugung von 12 europäischen Ländern (DE, FR, BE, IT, NL, LU, GR, ES, PT, CH, Staaten auf dem Gebiet des ehem. Jugoslawiens² und AT), welche damals und bis und mit dem Jahr 2000 den westeuropäischen Netzverbund (damals UCPT, heute UCTE) bildeten, zugrunde gelegt. Im vorliegenden Bericht werden die Strommische der folgenden Länder beschrieben: UCTE: Belgien, Deutschland, Spanien, Frankreich, Griechenland, Slowenien, Kroatien, Bosnien Herzegowina, Republik Jugoslawien (Serbien und Montenegro), Mazedonien, Luxemburg, Niederlande, Portugal und die Schweiz; CENTREL: Tschechien, Ungarn, Polen und die Slowakei; NORDEL: Dänemark, Finnland, Norwegen, Schweden (Island als fünftes NORDEL-Land wird hier nicht betrachtet); sowie Grossbritannien und Irland.

In der ecoinvent Datenbank werden Strombezüge vom Netz ausserhalb der Schweiz oftmals so verbucht, als ob der Strom mit einem Kraftwerkspark erzeugt worden wäre, wie er im Durchschnitt in der UCTE besteht. Dabei handelt es sich um ein vereinfachendes Modell. Es wird damit nicht postuliert, dass in Sachbilanzen generell dieser Mix verwendet werden muss. Dort wo Informationen zum spezifischen Kraftwerksmix vorhanden sind, soll vielmehr der entsprechende Versorgungsmix nachgefragt werden.

Bei den Mischen für die verschiedenen Länder der UCTE wird eine tages- oder jahreszeitlich unterschiedliche Auslastung des betriebenen Kraftwerksparks nicht berücksichtigt. Es wird vielmehr die durchschnittliche Stromproduktion des Jahres 2000 zur Berechnung des Strommises zugrunde gelegt. Dabei werden die folgenden Kategorien unterschieden: Steinkohle, Braunkohle, Heizöl, Erdgas, Industriegase, Wasserkraft (aus Speicher- bzw. Laufwasserkraftwerken), Pumpspeicherkraftwerke, Kernenergie (aus Druck- bzw. Siedewasserreaktoren), Windkraft, Photovoltaik, Biomasse (modelliert mit Holz-WKK, Allokation Exergie), Biogas und "weitere" Produzenten. In die Kategorie "weitere Produzenten" gehören stromerzeugende Entsorgungsanlagen wie beispielsweise Kehrrichtverbrennungsanlagen. Die Stromproduktion in Entsorgungsanlagen wird gemäss ecoinvent Methodik als Nebenprodukt behandelt und trägt damit keine Umweltbelastung aus der Erzeugung.

Da Verteilverluste und Infrastrukturaufwendungen für die Stromübertragung eine relevante Grössenordnung erreichen, wird zwischen Hoch-, Mittel- und Niederspannungsbezug unterschieden. Für die Schweiz wird, ausgehend von der Klemme Kraftwerk, mit Netzverlusten von 0.49 %, 1.5 % bzw. 11.7 % gerechnet.

Entsprechend den Anteilen der verschiedenen Stromerzeugungsarten (fossile Kraftwerke, Kernkraftwerke, Wasserkraftwerke, etc.) variieren die spezifischen Schadstoffemissionen der Ländermische deutlich. Die spezifischen CO₂-Emissionen der Versorgungsmische der berücksichtigten Länder liegen zwischen 9 g und 1100 g pro kWh (Norwegen bzw. Polen). Für den Schweizer Erzeugungsmix werden 17 g CO₂ pro kWh emittiert. Für den Schweizer Versorgungsmix werden, wegen Berücksichtigung von Importe, 110 g CO₂ pro kWh emittiert. Diese steigen auf 120 g bzw. 130 g pro kWh für Schweizer Mittel- bzw. Niederspannungselektrizität. Die CO₂-Intensität des Strommises ist im Verbundgebiet CENTREL mit 890 g pro kWh am höchsten. Alle vier beteiligten Länder weisen einen hohen fossilen Anteil in ihrer Stromproduktion auf. Der UCTE-Mix emittiert mit 450 g CO₂ pro kWh deutlich weniger. Seit 2001 sind die CENTREL-Länder in den UCTE-Mix eingebunden. Unter

² Heute sind dies die Staaten Slowenien, Kroatien, Bosnien-Herzegowina und Republik Jugoslawien.

Einrechnung der Produktion und Emission dieser Staaten würde sich die CO₂-Intensität des erweiterten UCTE-Mixes um ca. 12 % auf rund 500 g CO₂ pro kWh erhöhen.

Die kumulierten Schwefeldioxid-Emissionen des UCTE-Mixes 2000 sind im Vergleich zum Mix 1990-1994 um knapp 40 % zurückgegangen und liegen nun bei 1.8 g pro kWh. Die kumulierten Stickoxid-Emissionen blieben demgegenüber praktisch konstant und betragen für den UCTE-Mix 2000 820 mg pro kWh. Auch bezüglich NO_x, SO₂ und Partikel liegen die spezifischen Emissionen des UCTE-Mixes deutlich unter derjenigen des CENTREL-Mixes. Die Sachbilanzergebnisse der CENTREL- und NORDEL-Verbundnetze sind geprägt von einem hohen Anteil fossiler Energieträger (CENTREL) bzw. einem hohen Anteil Wasser- und Kernkraft (NORDEL).

Der SBB-Strommix setzt sich zum grössten Teil aus Wasserkraft und (sehr wenig) Kernenergie zusammen. Entsprechend sind die CO₂-Emissionen mit 16 g pro kWh sehr tief. Auch die übrigen in der Resultatdiskussion betrachteten Schadstoffemissionen sind im Vergleich mit den Emissionen aus der Stromerzeugung in anderen europäischen Länder verhältnismässig tief. Der Strommix der europäischen Aluminiumindustrie (bzw. der Strommix, der zur Herstellung des Aluminiums für den europäischen Markt verwendet wird) weist vergleichsweise moderate CO₂-Emissionen auf (320 g pro kWh).

Erstmals konnten auch die SF₆-Emissionen der Schaltanlagen und die Schwermetall-Auswaschung der Holzstrommasten berücksichtigt werden. Bezüglich der SF₆-Emissionen und der weitgehend länderspezifisch erfassten Stromverluste zeigen sich relativ grosse Unterschiede zwischen den einzelnen Ländern.

Tab. 15 zeigt ausgewählte Ergebnisse für die Strombereitstellung auf den Stufen Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung des Schweizer Versorgungsmixes im Jahr 2000. Die vollständigen Ergebnisse für den Produktionsmix ab Klemme Kraftwerk sind in [16] enthalten. Die zunehmenden Verluste bei abnehmendem Spannungsniveau lassen sich in den Sachbilanzergebnissen schön erkennen. Einzige Ausnahmen bei den hier gezeigten Sachbilanzparametern bilden Schwefelhexafluorid, das v.a. in Hoch- und Mittelspannungsschaltanlagen (bzw. deren Produktion und Entsorgung) freigesetzt wird, und die BOD-Emissionen ins Wasser.

In Tab. 16 sind ausgewählte Ergebnisse für die Strombereitstellung (Versorgungsmix) ab Klemme Kraftwerk der Länder des Verbundnetzes UCTE im Jahre 2000 zusammengefasst. Vollständige Resultate für andere Länder und Stromverbunde sind in [16] enthalten.

Tab. 15 Ausgewählte Resultate der kumulierten Sachbilanz und kumulierter Energieaufwand für die Strombereitstellung auf den Stufen Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung des Schweizer Versorgungsmixes im Jahr 2000.

		Name		electricity mix	electricity, high voltage, at grid	electricity, medium voltage, at grid	electricity, low voltage, at grid
		Location	Unit	CH	CH	CH	CH
		Infrastructure		kWh	kWh	kWh	kWh
				0	0	0	0
LCIA results							
	cumulative energy demand	non-renewable energy resources, fossil	MJ-Eq	1.39	1.41	1.43	1.61
	cumulative energy demand	non-renewable energy resources,	MJ-Eq	5.88	5.94	6.00	6.61
	cumulative energy demand	renewable energy resources, water	MJ-Eq	1.92	1.94	1.96	2.16
	cumulative energy demand	renewable energy resources, wind, solar, geothermal	MJ-Eq	0.03	0.03	0.03	0.04
	cumulative energy demand	renewable energy resources, biomass	MJ-Eq	0.03	0.03	0.03	0.04
LCI results							
resource	Land occupation	total	m2a	6.5E-3	6.5E-3	6.8E-3	8.8E-3
air	Carbon dioxide, fossil	total	kg	1.1E-1	1.1E-1	1.2E-1	1.3E-1
air	NM VOC	total	kg	3.2E-5	3.2E-5	3.3E-5	4.0E-5
air	Nitrogen oxides	total	kg	1.8E-4	1.8E-4	1.9E-4	2.2E-4
air	Sulphur dioxide	total	kg	1.9E-4	2.0E-4	2.1E-4	2.9E-4
air	Particulates, < 2.5 um	total	kg	2.5E-5	2.6E-5	2.7E-5	3.8E-5
water	BOD	total	kg	4.5E-5	4.8E-5	5.4E-5	1.0E-4
soil	Cadmium	total	kg	4.8E-11	4.9E-11	5.0E-11	5.6E-11
Further LCI results							
air	Sulfur hexafluoride	total	kg	3.1E-10	3.5E-10	4.8E-8	5.7E-8

Tab. 16 Ausgewählte Resultate der kumulierten Sachbilanz und kumulierter Energieaufwand für die Strombereitstellung (Versorgungsmix) ab Klemme Kraftwerk der Länder des Verbundnetzes UCTE im Jahre 2000.

Name		electricity mix	electricity mix	electricity mix	electricity mix	electricity mix	electricity mix	electricity mix	electricity mix		
Location	Unit	BE	DE	ES	FR	GR	IT	BA	HR		
Infrastructure		kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh		
		0	0	0	0	0	0	0	0		
LCIA results											
cumulative energy demand	non-renewable energy resources, fossil	MJ-Eq	4.02	7.24	5.59	1.02	15.90	7.91	6.48	6.19	
cumulative energy demand	non-renewable energy resources, nuclear	MJ-Eq	7.51	3.72	4.20	10.30	0.21	1.10	0.07	2.16	
cumulative energy demand	renewable energy resources, water	MJ-Eq	0.09	0.30	0.70	0.60	0.37	1.03	2.13	1.75	
cumulative energy demand	renewable energy resources, wind, solar, geothermal	MJ-Eq	0.01	0.25	0.32	0.00	0.13	0.03	0.00	0.00	
cumulative energy demand	renewable energy resources, biomass	MJ-Eq	0.08	0.08	0.07	0.06	0.01	0.01	0.00	0.02	
LCI results											
resource	Land occupation	total	m2a	9.1E-3	1.3E-2	1.4E-2	7.3E-3	5.9E-3	4.3E-3	8.6E-3	1.8E-2
air	Carbon dioxide, fossil	total	kg	3.3E-1	6.2E-1	4.8E-1	9.1E-2	1.0E+0	5.6E-1	6.8E-1	4.6E-1
air	NMVOG	total	kg	1.0E-4	1.0E-4	8.5E-5	2.8E-5	1.2E-4	2.4E-4	2.4E-5	1.2E-4
air	Nitrogen oxides	total	kg	6.2E-4	6.0E-4	1.7E-3	2.7E-4	1.3E-3	1.3E-3	1.6E-3	1.1E-3
air	Sulphur dioxide	total	kg	7.3E-4	5.1E-4	5.2E-3	3.7E-4	5.2E-3	2.4E-3	1.2E-2	4.6E-3
air	Particulates, < 2.5 um	total	kg	6.2E-5	6.2E-5	2.0E-4	3.1E-5	6.2E-4	7.7E-5	8.2E-4	1.3E-4
water	BOD	total	kg	8.9E-5	8.8E-5	2.3E-4	6.6E-5	5.3E-4	8.6E-4	2.8E-5	5.3E-4
soil	Cadmium	total	kg	1.4E-10	1.2E-10	1.0E-10	1.0E-10	1.4E-11	1.9E-11	4.5E-12	2.5E-11

Name		electricity mix	electricity mix	electricity mix	electricity mix	electricity mix	electricity mix	electricity mix	electricity mix		
Location	Unit	MK	SI	YU	LU	NL	AT	PT	CH		
Infrastructure		kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh		
		0	0	0	0	0	0	0	0		
LCIA results											
cumulative energy demand	non-renewable energy resources, fossil	MJ-Eq	12.60	3.93	10.20	6.95	9.50	3.38	7.83	1.39	
cumulative energy demand	non-renewable energy resources, nuclear	MJ-Eq	0.13	3.17	0.31	4.73	1.46	1.05	0.51	5.88	
cumulative energy demand	renewable energy resources, water	MJ-Eq	0.75	1.87	1.43	0.23	0.05	2.84	1.31	1.92	
cumulative energy demand	renewable energy resources, wind, solar, geothermal	MJ-Eq	0.01	0.00	0.00	0.23	0.16	0.04	0.09	0.03	
cumulative energy demand	renewable energy resources, biomass	MJ-Eq	0.00	0.04	0.01	0.09	0.19	0.03	0.45	0.03	
LCI results											
resource	Land occupation	total	m2a	7.1E-3	8.1E-3	6.4E-3	1.6E-2	1.0E-2	7.6E-3	1.7E-2	6.5E-3
air	Carbon dioxide, fossil	total	kg	1.0E+0	3.6E-1	8.8E-1	5.7E-1	6.6E-1	2.7E-1	5.8E-1	1.1E-1
air	NMVOG	total	kg	3.8E-5	4.6E-5	3.8E-5	1.2E-4	1.1E-4	8.0E-5	1.7E-4	3.2E-5
air	Nitrogen oxides	total	kg	2.7E-3	8.6E-4	1.6E-3	6.4E-4	8.9E-4	3.7E-4	1.9E-3	1.8E-4
air	Sulphur dioxide	total	kg	2.2E-2	5.1E-3	1.0E-2	5.8E-4	4.4E-4	3.8E-4	4.8E-3	1.9E-4
air	Particulates, < 2.5 um	total	kg	7.0E-4	1.4E-4	1.4E-3	6.6E-5	5.3E-5	4.3E-5	1.6E-4	2.5E-5
water	BOD	total	kg	5.7E-5	1.3E-4	5.9E-5	9.0E-5	1.6E-4	6.9E-5	6.7E-4	4.5E-5
soil	Cadmium	total	kg	6.8E-12	6.2E-11	1.1E-11	1.4E-10	3.2E-10	3.8E-11	7.9E-10	4.8E-11

4 Schlussfolgerungen und Ausblick

Mit diesem Projekt wurde im Hinblick auf die Faktoren, die für Sachbilanzen von Energiesystemen von Bedeutung sind, die Modellierung deutlich verbessert und ausgeweitet und damit eine genauere Beschreibungen der Betriebsstoff-Versorgungsketten oder Produktionsketten für einige erneuerbare Energieträger erreicht. Dazu wurden Durchschnitte für die heutige Strom- und Wärmeproduktion (Referenzjahr 2000) in der Schweiz und Europa sowie in einigen wichtigen Fällen auch spezifische moderne Technologien für Wärme- und Stromproduktion bilanziert.

Dazu kommt, dass die Überarbeitung der Modellierung der Energiesysteme im Rahmen des Projekts ecoinvent 2000 des Schweizer Zentrums für Ökoinventare stattfand, zusammen mit Partnerorganisationen im ETH-Bereich, welche Spezialisten auf verschiedenen Gebieten sind. Diese Zusammenarbeit machte für die Bilanzierung der Energiesysteme eine weitaus grössere Palette an Produkten und Dienstleistungen aus den verschiedene Sektoren verfügbar.

Neben der Erhöhung des Detaillierungsgrads der Inventare wurde aber auch der Bedarf von weiteren Verbesserungen in der Modellierung sensibler Bereiche, wie beispielsweise der Langzeitemissionen ins Grundwasser aus Rückständen und Schlämmen, aufgezeigt. Unter Berücksichtigung der Vernetzung aller Sektoren wäre es bei einer Weiterentwicklung der Methodologie oder der Ausweitung der Produktpalette sowie bei einer detaillierteren Behandlung bestehender ecoinvent-Datensätze eventuell erforderlich, dass die Bilanzierungen der Energiesysteme ebenfalls überarbeitet werden. Angesichts der kontinuierlichen Weiterentwicklung der Energiesysteme, der Einführung neuer, verbesserter Technologien, der Ersetzung alter Technologien oder deren Verbesserung in einigen Ländern, angesichts der messbaren Ausweitung von erneuerbaren Energiesystemen und der Behandlung von zukünftigen Systemen zur Erstellung von Szenarien ist zeitweise eine Überarbeitung einzelner Teile der Datenbank mit einer entsprechenden Dokumentation wünschenswert. Unter Berücksichtigung der Menge an Informationen, welche in den Energiesystemen enthalten ist, kann eine Aktualisierung der gesamten Bilanzierung der Energiesysteme jedoch nur mit relativ grossem Aufwand vorgenommen werden.

ecoinvent 2000 ist ein Schweizer Projekt. Es sei hier erwähnt, dass *ecoinvent* das Potential hat, sich weltweit als führende Referenz für regionale LCA Daten zu etablieren. Dies schafft weitere Möglichkeiten für internationale Zusammenarbeit, Investitionssicherung und weitere Forschung.

Referenzen

- [1] Dones R., Bauer C., Bolliger R., Burger B., Faist Emmenegger M., Frischknecht R., Heck T., Jungbluth N. and Röder A. (2003) Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. Final report ecoinvent 2000 No. 6. Paul Scherrer Institut, Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.ch.
- [2] Dones R., Bauer C., Bolliger R., Burger B., Faist Emmenegger M., Frischknecht R., Heck T., Jungbluth N. and Röder A. (2003) Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and other UCTE Countries. Final report ecoinvent 2000 No. 5. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.ch.
- [3] R. Frischknecht, U. Bollens, S. Bosshart, M. Ciot, L. Ciseri, G. Doka, R. Dones, U. Gantner, R. Hischer, A. Martin (1996) Ökoinventare von Energiesystemen. Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. Auflage No. 3, Gruppe Energie - Stoffe - Umwelt (ESU), Eidgenössische Technische Hochschule Zürich (ETHZ) und Sektion Ganzheitliche Systemanalysen, Paul Scherrer Institut (PSI), Villigen, www.energieforschung.ch, Bundesamt für Energie (Hrsg.), Bern.
- [4] Jungbluth N. (2003) Erdöl. In: *Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz* (Ed. Dones R.). Final report ecoinvent 2000 No. 6-IV. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.ch.
- [5] Faist Emmenegger et al. 2003 Faist Emmenegger M., Heck T. and Jungbluth N. (2003) Erdgas. In: *Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz* (Ed. Dones R.). Final report ecoinvent 2000 No. 6-V. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.ch.
- [6] Röder A., Bauer C. and Dones R. (2003) Kohle. In: *Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz* (Ed. Dones R.). Final report ecoinvent 2000 No. 6-VI. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.ch.
- [7] Dones R. (2003) Kernenergie. In: *Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz* (Ed. Dones R.). Final report ecoinvent 2000 No. 6-VII. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.ch.
- [8] Bolliger R. and Bauer C. (2003) Wasserkraft. In: *Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz* (Ed. Dones R.). Final report ecoinvent 2000 No. 6-VIII. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.ch.
- [9] Bauer C. (2003) Holzenergie. In: *Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz* (Ed. Dones R.). Final report ecoinvent 2000 No. 6-IX. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.ch.

- [10] Werner F., Althaus H.-J., Künniger T., Richter K. and Jungbluth N. (2003) Life Cycle Inventories of Wood as Fuel and Construction Material. Final report ecoinvent 2000 No. 9. EMPA Dübendorf, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.ch.
- [11] Heck T. (2004) Wärmepumpen. In: *Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz* (Ed. Dones R.). Final report ecoinvent 2000 No. 6-X. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.ch. Wird mit ecoinvent v1.1 publiziert.
- [12] Jungbluth N. (2003) Sonnenkollektoranlagen. In: *Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz* (Ed. Dones R.). Final report ecoinvent 2000 No. 6-XI. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.ch.
- [13] Jungbluth N. (2003) Photovoltaik. In: *Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz* (Ed. Dones R.). Final report ecoinvent 2000 No. 6-XII. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.ch.
- [14] Burger B. and Bauer C. (2003) Windkraft. In: *Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz* (Ed. Dones R.). Final report ecoinvent 2000 No. 6-XIII. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.ch.
- [15] Heck T. (2003) Wärme-Kraft-Kopplung. In: *Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz* (Ed. Dones R.). Final report ecoinvent 2000 No. 6-XIV. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.ch.
- [16] Frischknecht R. and Faist Emmenegger M. (2003) Strommix und Stromnetz. In: *Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz* (Ed. Dones R.). Final report ecoinvent 2000 No. 6-XVI. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.ch.
- [17] Frischknecht R., Jungbluth N., Althaus H.-J., Doka G., Dones R., Hischer R., Hellweg S., Nemecek T., Rebitzer G. and Spielmann M. (2003) Overview and Methodology. Final report ecoinvent 2000 No. 1. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.ch.
- [18] Frischknecht R., Jungbluth N., Althaus H.-J., Doka G., Dones R., Hischer R., Hellweg S., Nemecek T., Rebitzer G. and Spielmann M. (2003) Code of Practice. Final report ecoinvent 2000 No. 2. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.ch.
- [19] Frischknecht R., Jungbluth N., Althaus H.-J., Doka G., Dones R., Hischer R., Hellweg S., Humbert S., Margni M., Nemecek T. and Spielmann M. (2003) Implementation of Life Cycle Impact Assessment Methods. Final report ecoinvent 2000 No. 3. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.ch.
- [20] Hedemann J. and König U. (2003) Technical Documentation of the ecoinvent Database. Final report ecoinvent 2000 No. 4. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Institut für Umweltinformatik, Hamburg, DE, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.ch.