

Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in der Schweiz

ausgearbeitet durch
**ESU-services GmbH und
Paul Scherrer Institut**

Autoren
**Christian Bauer, Rolf Frischknecht, Petrissa Eckle, Karin Flury,
Thierry Neal, Katalin Papp, Salome Schori, Andrew Simons,
Matthias Stucki, Karin Treyer**

Auftraggeber
Bundesamt für Energie BFE

Impressum

Titel	Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in der Schweiz
Autoren	Christian Bauer ² , Rolf Frischknecht ¹ , Petrisa Eckle ² , Karin Flury ¹ , Thierry Neal ² , Katalin Papp ² , Salome Schori ¹ , Andrew Simons ² , Matthias Stucki ¹ , Karin Treyer ² ¹ ESU-services GmbH fair consulting in sustainability Kanzleistr. 4, CH-8610 Uster www.esu-services.ch Phone: +41 44 940 61 91 ² Paul Scherrer Institute Technology Assessment CH-5232 Villigen/PSI www.gabe.web.psi.ch Phone: +41 56 310 23 91
Auftraggeber	Bundesamt für Energie BFE, Projektleitung: Beat Goldstein
Urheberrecht	Soweit nicht anders vermerkt bzw. direkt vereinbart sind sämtliche Inhalte in diesem Bericht urheberrechtlich geschützt. Das Kopieren oder Verteilen des Berichts als Ganzes oder in Auszügen, unverändert oder in veränderter Form ist nicht gestattet und Bedarf der ausdrücklichen Zustimmung von ESU-services GmbH und des Paul Scherrer Instituts. Es ist nicht gestattet, den Bericht oder Teile davon auf Websites ausserhalb www.esu-services.ch und www.psi.ch zum Download bereitzustellen. Auch in veränderter Form bedarf die Weiterverbreitung der Inhalte der ausdrücklichen Genehmigung durch ESU-services GmbH und durch das Paul Scherrer Institut.
Haftungsausschluss	Die Informationen und Schlussfolgerungen in diesem Bericht wurden auf Grundlage von als verlässlich eingeschätzten Quellen erhoben. ESU-services GmbH, das Paul Scherrer Institut und die Autoren geben keine Garantie bezüglich Eignung, oder Vollständigkeit der im Bericht dargestellten Informationen. ESU-services GmbH, das Paul Scherrer Institut und die Autoren lehnen jede rechtliche Haftung für jede Art von direkten, indirekten, zufälligen oder Folge-Schäden oder welche Schäden auch immer, ausdrücklich ab.
Inhaltliche Verantwortung	Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autorinnen und Autoren dieses Berichts verantwortlich.
Version	407_Synthesebericht_v1.12.docx, 19.07.2012 10:01:00

Zusammenfassung

Ausgangslage und Zielsetzung

Umweltauswirkungen von verschiedenen Stromerzeugungs- und Wärmetechnologien sind ein wichtiges Thema bei der aktuellen Überprüfung der schweizerischen Energiepolitik durch das Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK). Um eine umfassende und aktuelle Datengrundlage zur Beurteilung von Umweltauswirkungen der für die Schweiz relevanten Energieversorgungssysteme zu haben, werden aktuelle, umfassende und repräsentative Ökobilanzdaten zu den zur Diskussion stehenden Technologien benötigt.

Die derzeit vorliegenden energiebezogenen Sachbilanzdaten spiegeln teilweise nicht mehr die aktuellen Technologieeigenschaften wieder und weisen in einigen Bereichen Lücken auf. Um die Belastbarkeit der Ökobilanzen weiterhin zu gewährleisten, ist insbesondere bei einer Verwendung im Rahmen der Beurteilung von Energiestrategien eine Überarbeitung und Erweiterung in einigen Bereichen erforderlich.

Ziel dieses Projektes ist die Aufdatierung der Ökobilanzdaten im Bereich Elektrizitätsversorgung. Der Fokus liegt hierbei auf den Umweltauswirkungen der für die Schweiz relevanten Stromerzeugungstechnologien. Für diese Beurteilung werden umfassende und konsistente Daten bereitgestellt.

Untersuchungsrahmen

Die Ergebnisse der vorliegenden Studie dienen dem UVEK und insbesondere dem Bundesamt für Energie (BFE) als Informationsgrundlage. Die Umweltauswirkungen der Stromerzeugung mit den folgenden Kraftwerkstechnologien wurden quantifiziert:

- mit Erdgas befeuerte Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) und Blockheizkraftwerke *
- Fotovoltaik-Anlagen *
- Kernkraftwerke *
- Wasserkraftwerke *
- Holzkraftwerke
- Biogas Blockheizkraftwerke
- Windkraftwerke
- Kehrlichtverbrennungsanlagen

Die Ökobilanzen basieren auf den Sachbilanzdaten des ecoinvent Datenbestands v2.2. Bei den mit *,* gekennzeichneten Anlagen wurden die Datengrundlagen umfassend aktualisiert. Diese aktualisierten Daten beschreiben heute in Betrieb stehende bzw. moderne auf dem Markt verfügbare Technologien und den heutigen Marktmix in Bezug auf die Bereitstellung von Erdgas, Kernbrennstoff und Fotovoltaik-Panels und Silizium. Die Erdgas-GuD- und WKK-Anlagen bilden die beste heute verfügbare Technologie ab; der Modulwirkungsgrad der Fotovoltaikanlagen entspricht dem Marktdurchschnitt und deren Ertrag demjenigen von Schräg- und Flachdachanlagen der Schweiz; die Referenztechnologien für die Kernkraftwerke (Reaktoren) stammen aus den 1980'er Jahren. Bauaufwendungen und Betriebsverhalten der Wasserkraftanlagen entsprechen dem Durchschnitt der in der Schweiz betriebenen Anlagen.

Die nicht aktualisierten Sachbilanzdaten beschreiben Anlagen, die um das Jahr 2000 installiert wurden. Dies kann, abhängig vom technologischen Entwicklungspotenzial der verschie-

denen Technologien und den Auswirkungen von potenziellen Änderungen in der Brennstoffversorgung, die Verwendung der Ergebnisse in Zukunftsszenarien erheblich einschränken. Künftige technische Entwicklungen und Veränderungen der Marktsituation können die Umweltbilanz aller hier untersuchten Technologien deutlich verändern.

Die Auswahl der Technologien und der Umfang der Aktualisierung der Sachbilanzdaten wurde basierend auf den Prioritäten des Auftraggebers in Übereinstimmung mit der Begleitgruppe des Projekts festgelegt.

In Tabelle Z. 1 sind die wichtigsten Charakteristika der einzelnen Referenztechnologien zusammengefasst.

Tabelle Z. 1 Technische Spezifikation der untersuchten Technologien.
n.s.: nicht spezifiziert; n.a.: nicht anwendbar.

Technologie	Leistung kW _{el}	Lebens- dauer a	Volllast- stunden h/a	Wirkungsgrad elektrisch %	Wirkungsgrad thermisch %	Brennstoffkette
Kernenergie, SWR	1'220'000	50	7'700	32	-	Ø global
Erdgas GuD	400'000	22.5	8'000	58	4.5	Versorgungsmix CH
Erdgas WKK	50	25	4'000	33	56	Versorgungsmix CH
Erdgas WKK	160	25	4'000	37	53	Versorgungsmix CH
PV Anlage, mono-Si Paneel	3	30	922	14.0	-	n.a.
PV Anlage, multi-Si Paneel	3	30	922	13.6	-	n.a.
PV Anlage, CdTe Laminat	3	30	922	11.7	-	n.a.
Speicherkraftwerk	95'000	150	2'000	78	-	n.a.
Laufkraftwerk	8'600	80	4'500	82	-	n.a.
Kleinwasserkraftwerk	180	70	6'100	82	-	n.a.
KVA ¹⁾	n.s.	n.s.	n.s.	8.6	18.4	n.a.
Windturbine	800	20	1'230	25	-	n.a.
Holz WKK	335	20	6'250	3.2	76.8	Ø Europa
Biogas WKK	160	25	4'000	33	30 ²⁾	Ø CH

¹⁾: Die Umweltbelastungen werden der Abfallentsorgung zugerechnet.

²⁾: Ein Teil der Abwärme wird bei landwirtschaftlichen Anlagen ungenutzt an die Umgebung abgegeben.

Aufwendungen und Emissionen von Anlagen, die gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen (Erdgas und Biogas Blockheizkraftwerke, Gas- und Dampfkraftwerke, Holzheizkraftwerke) werden entsprechend dem Exergiegehalt von Strom und Wärme diesen beiden Produkten zugeordnet.

Die Umweltauswirkungen der Stromerzeugung wurden mit dem Ökobilanz-Ansatz quantifiziert und umfassen deshalb den Bau der Kraftwerke, die Gewinnung und Veredelung der benötigten Energieträger (Uran, Erdgas, Holz, Biogas), den Betrieb der Kraftwerke sowie deren Rückbau. Die Ergebnisse werden bezogen auf 1 kWh an die Niederspannungs-Steckdose gelieferte Elektrizität. Die Umweltauswirkungen der Stromübertragung und -verteilung sind also in den Resultaten auch enthalten. Die Umweltauswirkungen werden mit den in Tabelle Z. 2 aufgeführten Indikatoren beschrieben.

Tabelle Z. 2 Umweltindikatoren zur Bewertung der kumulierten Sachbilanzergebnisse.

Indikator	Erfasste (potenzielle) Umwelt- / Gesundheitsbelastung
Treibhausgasemissionen	Beitrag zum Klimawandel, EU-Verordnung 2009/72
Hochradioaktive Abfälle	Endlager-Problematik, EU-Verordnung 2009/72
Atemwegserkrankungen	Gesundheitsschädigende Wirkung von primären und sekundären Partikeln
Ökosystem Schadenspotenzial	Auswirkungen der Landnutzung auf die Artenvielfalt
Kumulierter Energieaufwand, erneuerbar und nicht-erneuerbar	Wichtige Kenngrösse im Zusammenhang mit der Zielsetzung der 2000 Watt Gesellschaft, erneuerbar und nicht erneuerbar werden getrennt ausgewiesen
Erschöpfung abiotischer Ressourcen, ohne fossile Primärenergieträger	Ressourcenorientierter Indikator zur Beurteilung von materialintensiven Technologien
Ionisierende Strahlung	Wirkung von emittierten Radionukliden auf den Menschen

Die hier für die Bewertung der Ökobilanzergebnisse verwendeten Indikatoren wurden gemeinsam vom Auftraggeber und den Autoren den Vorgaben des UVEK folgend ausgewählt. Diese Vorgaben betreffen Anzahl und Art der Indikatoren: Um ein nicht zu komplexes Bild abzugeben, wurde die Anzahl an Indikatoren auf maximal acht beschränkt. Die Indikatoren wurden so gewählt, dass sie Umwelt- und Gesundheitsschäden repräsentieren, bei denen mindestens eine der untersuchten Technologien namhafte Beiträge beisteuert. Es wurde darauf verzichtet, die Sachbilanzdaten mit einer vollaggregierenden Methode (beispielsweise Methode der ökologischen Knappheit 2006 oder ReCiPe 2009) zu bewerten. Auf der einen Seite erhält man dadurch ein differenziertes Bild der Umweltauswirkungen der Stromproduktion mit verschiedenen Technologien. Auf der anderen Seite verliert man dadurch eine Aussage über die Gesamtauswirkungen der Stromerzeugung und ist mit expliziten Zielkonflikten konfrontiert.

Daraus folgt, dass in der Diskussion der kumulierten Ökobilanzergebnisse nicht alle potenziellen Umwelt- und Gesundheitsbelastungen dargestellt und interpretiert werden können. Den Vorgaben folgend musste beispielsweise für die Indikatoren aus den Schutzgütern „menschliche Gesundheit“, „Ökosystemqualität“ und „Ressourcen“ eine Auswahl getroffen werden, wodurch im Ökobilanzbereich oft ausgewiesene Indikatoren wie etwa „Versauerung und Überdüngung“, „Sommersmog“ oder „Ökotoxizität“ nicht ausgewiesen werden. Dies führt dazu, dass die Umweltprofile der technologiespezifischen Stromerzeugung nicht vollständig und möglicherweise nicht gänzlich ausgewogen dargestellt sind. Aus den kumulierten Sachbilanzergebnissen lassen sich jedoch bei Bedarf alle gängigen – das heisst im Ökobilanzbereich und zur Technologiebewertung häufig genutzten – Indikatoren für die potenziellen Umwelt- und Gesundheitsbelastungen sowie vollaggregierende Indikatoren berechnen. Eine Bewertung mit vollaggregierenden, anderen oder zusätzlichen Indikatoren würde eine Ergänzung der Schlussfolgerungen nach sich ziehen.

Untersuchte Kraftwerkstechnologien

Die wesentlichen Kenngrössen der untersuchten Kraftwerkstechnologien und ihrer Produktions- und Versorgungskette lassen sich wie folgt zusammenfassen:¹

¹ Die Ökobilanzdaten zur Erdgas-Bereitstellung, zu Strom aus Fotovoltaik und Wasserkraft wurden von ESU-services, diejenigen zu Strom aus Kernenergie und zu Erdgas-Kraftwerken und –Wärmelektrischen Anlagen wurden vom PSI aktualisiert.

Erdgas

Die Grosskraftwerke (Gas- und Dampfkraftwerke (GuD), Leistungsklasse 400 MW_{el}) werden in einer rein elektrischen Variante (Wirkungsgrad: 59 %) und einer Variante mit Abwärmee-nutzung (Wirkungsgrad elektrisch 58 %, thermisch: 4.5 %) bilanziert. Bei den Blockheiz-kraftwerken wird unterschieden zwischen Anlagen mit geregelter Katalysator (Lambda-Motoren; 2 kW_{el} und 160 kW_{el}) und Anlagen mit Magermotor (50 kW_{el}, 200 kW_{el}, 500 kW_{el} und 1000 kW_{el}). Der elektrische Wirkungsgrad liegt bei 25 % beziehungsweise 37 % (Anla-gen mit Lambda-Motoren) und zwischen 33 % und 41 % bei den Anlagen mit Magermotor. Der Gesamtwirkungsgrad liegt bei 92 % und 90 % (Anlagen mit Lambda-Motoren) beziehungsweise zwischen 89 % und 87 % (Anlagen mit Magermotoren). Während also der elekt-rische Wirkungsgrad mit der Anlagengrösse zunimmt, ist der Gesamtwirkungsgrad kleiner Anlagen geringfügig höher.

Das in der Schweiz genutzte Erdgas stammt aus Russland (31.4 %), den Niederlanden (27.3 %), Norwegen (26.5 %), Deutschland (8.1 %), Nordafrika (2.4 %), Grossbritannien (2.2 %), Nigeria (1.3 %) und dem Mittleren Osten (0.9 %). 3 % der Erdgaslieferungen erfol-gen mit Flüssiggas-Tankern. Die Erdgasleckagen im russischen Fernleitungsnetz betragen rund 1.3 % bezogen auf die nach Europa gelieferte Erdgasmenge. In der Schweiz werden 0.7 % des Erdgases für die Kompression im Hochdrucknetz benötigt und weitere rund 0.4 % gehen im Niederdrucknetz infolge Leckagen verloren.

Fotovoltaik (PV)

China hat sich zum weltgrössten Hersteller von Solarzellen und –modulen entwickelt. Heute stammen rund ein Drittel aller in Europa verbauten Module aus China. Die übrigen zwei Drit-tel werden mit europäischen Produkten abgedeckt. Diese beziehen das Silizium aus Europa (75 %) und aus den USA (25 %). Für die energieintensive Gewinnung von Silizium werden in Europa und den USA Wasserkraft und erdgasbefeuerte Wärmekraftkopplungs-Anlagen (WKK) eingesetzt. Hinweise auf den Einsatz eines bestimmten Strommixes bezogen auf die Siliziumgewinnung in China fehlen.

Die durchschnittliche Effizienz der bilanzierten Module liegt bei 14.0 % (mono-kristallin), 13.6 % (multi-kristallin) beziehungsweise 11.7 % (Cadmiumtellurid). Der Jahresertrag von in der Schweiz montierten Schräg- und Flachdachanlagen liegt bei 922 kWh/kW_p. Die techni-sche Lebensdauer liegt bei 30 Jahren. Es werden jeweils dachintegrierte und Aufdach-Anlagen bilanziert.

Kernenergie

Heute werden rund 53'600 Tonnen Uran pro Jahr in Kasachstan (33.2 %), Kanada (18.2 %), Australien (11.0 %), Namibia (8.4 %), Niger (7.8 %), Russland (6.6 %) und weiteren Natio-nen abgebaut. Das Uran wird durch In situ Laugung (41 %), Untertagebau (28 %), Tagebau (25 %) und als Nebenprodukt beim Abbau anderer Erze (5 %) gewonnen. Der Energieauf-wand in den Minen variiert zwischen 240 MJ und knapp 2000 MJ pro kg U_{nat}, die Menge an zu entsorgendem Abraum (tailings) zwischen 0.03 und 1.7 m³ pro kg U_{nat}.

Die Konversion von U₃O₈ zu UF₆ erfolgt entsprechend den globalen Konversionskapazitäten zu 63 % in den USA (inkl. Europa), zu 33 % in Russland und zu 4 % in China. Die Uranan-reicherung wird wegen fehlender Informationen bezüglich der Brennstoffversorgung der Schweizer KKW ebenfalls entsprechend der weltweit installierten Kapazitäten modelliert, nämlich zu 42.5 % und 22.9 % in Zentrifugenanlagen in Russland respektive Europa und zu 19.7 % und 14.8 % in Diffusionsanlagen in den USA respektive Frankreich.

Der Anreicherungsgrad der in der Schweiz eingesetzten Brennelemente liegt heute bei durchschnittlich 4.43 % (Siedewasserreaktoren) beziehungsweise 4.75 % (Druckwasserreaktoren). Die Ausnutzung im Kraftwerk konnte in den letzten Jahren auf 57 MW_{th}/kg U (Siedewasserreaktoren) beziehungsweise 60 MW_{th}/kg U (Druckwasserreaktoren) gesteigert werden. Die Kraftwerke haben eine technische Lebensdauer von 50 Jahren.

Übrige Technologien

Herstellung und Betrieb von *Windkraftanlagen* basiert auf den Anfang 2000 in der Schweiz betriebenen Anlagen. Der Kapazitätsfaktor der grösseren Anlagen (600 und 800 kW) liegt bei 14 % oder gut 1'200 Volllaststunden. Strom aus *Kehrichtverbrennungsanlagen* (KVA) wird als belastungsfrei betrachtet, da alle Aufwendungen und Emissionen der Abfallentsorgung zugeordnet werden. Die Referenzanlage für Strom aus *Holzskraftwerken* ist ein Organic Rankine Cycle (ORC) Heizkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 335 kW_{el} (1440 kW_{th}), ohne weitergehende Rauchgasreinigung (Reduktion der Partikel und Stickoxidemissionen), mit einem Gesamtwirkungsgrad von knapp 78 %. Die Referenzanlage für Strom aus *Biogas* ist ein Blockheizkraftwerk mit einer Leistung von 160 kW_{el}, welches landwirtschaftliches Biogas aus Gülle, organischen Abfällen und Altöl nutzt. Der Mix entspricht dem Schweizer Durchschnitt. Der Gesamtnutzungsgrad beträgt 63 % (33 % elektrisch, 30 % thermisch). Die vollständig überarbeiteten Sachbilanzdaten der *Wasserkraftwerke* beinhalten neu den Strombedarf für Zulieferpumpen als Betriebsaufwand. Im Betrieb der Speicherkraftwerke betragen die direkten Treibhausgas-Emissionen aus Stauseen rund 1.4 g CO₂-eq/kWh. Flusskraftwerke mit einem Stausee (2 % der Produktion aller Anlagen) emittieren im Betrieb rund 0.67 g Methan pro kWh, was auf die gesamte Stromproduktion der Flusskraftwerke 0.33 g CO₂-eq/kWh ergibt.

Ergebnisse

Nachfolgend werden die in Tabelle Z. 3 gezeigten Ergebnisse der Referenztechnologien besprochen. Im Hauptbericht sind neben den hier gezeigten Ergebnissen auch weitergehende Analysen und Sensitivitätsbetrachtungen zu den einzelnen Technologien beschrieben.

Die Erdgas-WKK-Anlagen weisen die höchsten *Treibhausgasemissionen* auf; das Erdgas-GuD Kraftwerk emittiert wegen der höheren Effizienz der Stromerzeugung vergleichsweise weniger Klimagase. Wasserkraft, die KVA, Wind- und Kernenergie verursachen die geringsten Mengen an Treibhausgasemissionen. Geringfügig höhere Emissionen weist der Strom aus den PV-Anlagen und der Holz-WKK auf. Die für erneuerbare Energieträger hohen Treibhausgasemissionen der Biogas-WKK stammen zu einem grossen Teil aus der Biogasproduktion.

Die mit Abstand höchsten Emissionen an *Partikeln und partikelbildenden Substanzen* wie beispielsweise Stickoxide werden von der mit Holz betriebenen WKK-Anlage verursacht. Am wenigsten Partikel werden durch die Stromerzeugung in Wasserkraftwerken und der KVA gebildet. Windenergie, PV-Anlagen, Erdgastechnologien und Kernenergie emittieren etwas mehr, die Partikelemissionen sind aber auch hier vergleichsweise gering.

Die Holz-WKK-Anlage hat mit deutlichem Abstand zu den restlichen Technologien die höchsten Umweltbelastungen aufgrund von *Landbedarf*. Alle anderen Technologien weisen im Vergleich dazu einen recht geringen Flächenbedarf auf. Allerdings ist der hohe Wert der Holz-WKK-Anlage mit Vorbehalt zu interpretieren, da die vorhandenen Sachbilanzdaten nicht eine nachhaltige Forstwirtschaft in der Schweiz abbilden. Der Landbedarf der Biogas-WKK wäre deutlich höher, wenn vermehrt Energiepflanzen anstelle von Abfällen (Grüngut, Gülle, Klärschlamm) zu Biogas vergärt würden.

Den höchsten Bedarf an *nicht erneuerbaren Ressourcen* (hauptsächlich metallische Rohstoffe; ohne fossile Energieträger) verzeichnet der Strom aus PV-Anlagen. Die verwendete Bewertungsmethode berücksichtigt die Knappheit der verschiedenen Ressourcen. Details dazu sind in Kap. 5.3 zu finden. Bei allen anderen Technologien stammt der grösste Beitrag vom Kupferverbrauch für das Stromnetz, weshalb die Ergebnisse sehr ähnlich sind.

Tabelle Z. 3 Umweltauswirkungen der Produktion und Lieferung von 1 kWh Strom an eine Niederspannungssteckdose mit verschiedenen Kraftwerkstechnologien²

Technologie	Treibhausgas-Emissionen	Partikel	Landnutzung	kumulierter Energieaufwand		Ressourcen	hochradioaktive Abfälle	Ionisierende Strahlung
				nicht erneuerbar	erneuerbar ¹⁾			
pro kWh Strom	g CO ₂ -eq	g PM 10-eq	Punkte	MJ Öl-eq	MJ Öl-eq	mg Sb-eq	mm ³	kBq U ²³⁵ -eq
Aktualisierte Technologien								
Kernenergie, SWR	24	0.13	0.002	14.9	0.02	1.50	9.70	1.95
Erdgas GuD	452	0.15	0.001	7.85	0.02	1.41	0.02	0.00
Erdgas WKK 50 kW _e	684	0.29	0.002	11.1	0.04	1.47	0.05	0.01
Erdgas WKK 160 kW _e	611	0.17	0.002	10.2	0.03	1.53	0.05	0.00
PV Anlage, mono-Si Paneel	97	0.22	0.004	1.30	4.43	14.2	0.20	0.02
PV Anlage, multi-Si Paneel	88	0.21	0.004	1.15	4.43	14.5	0.16	0.02
PV Anlage, CdTe Laminat	46	0.12	0.002	0.65	4.32	53.5	0.08	0.01
Speicherkraftwerk	20	0.05	0.004	0.44	4.31	1.42	0.20	0.03
Laufkraftwerk	11	0.05	0.004	0.11	4.21	1.40	0.01	0.00
Kleinwasserkraftwerk	12	0.05	0.001	0.13	4.21	1.38	0.01	0.00
Basierend auf ecoinvent Datenbestand v2.2								
KVA	7	0.04	0.001	0.07	0.01	1.37	0.01	0.00
Windturbine 800 kW	24	0.09	0.002	0.34	4.31	1.85	0.04	0.00
Holz WKK 335 kW _e	71	2.97	0.245	0.95	22.7	1.64	0.14	0.01
Biogas WKK 160 kW _e	177	0.50	0.015	0.58	0.13	1.64	0.18	0.02

¹⁾: Beim „kumulierten Energieaufwand, erneuerbar“ ist die vom System geerntete Umweltenergie (Windenergie, Sonnenenergie, potenzielle Energie des Wassers etc.) enthalten; aufgrund ihrer unterschiedlichen Eigenschaften sollten die kumulierten Energieaufwände nicht erneuerbar und erneuerbar nicht zusammengefasst werden.

²⁾: Die verfügbaren Sachbilanzdaten repräsentieren eine veraltete Holzfeuerung ohne Partikelfilter und Stickoxidreduktion; die Sachbilanz der Energieholzproduktion entspricht nicht einer nachhaltigen Forstwirtschaft in der Schweiz. Dementsprechend sind die Umweltauswirkungen in den Kategorien „Partikel“ und „Landnutzung“ mit Vorbehalt zu interpretieren.

Der kumulierte *nicht erneuerbare Energiebedarf* ist bei Kernenergie am höchsten. Kernenergie hat den niedrigsten Wirkungsgrad. Durch die höheren Gesamtwirkungsgrade liegt der kumulierte nicht erneuerbare Energiebedarf von mit Erdgas befeuerten Technologien etwas darunter. Alle anderen Technologien, die erneuerbare Energieträger nutzen, verbrauchen deutlich weniger nicht erneuerbare Energieträger. Diese werden vor allem für Strom, Prozess-

² Pro kWh erzeugtem Strom entstehen 0.08 kWh Nutzwärme bei dem hier bilanzierten Erdgas GuD-Kraftwerk mit Abwärmenutzung, 1.71 kWh bei der Erdgas-WKK 50 kW_e und 1.44 kWh bei der Erdgas-WKK 160 kW_e. Diese Nutzwärme verursacht bei diesen drei Anlagen Treibhausgas-Emissionen von 14.6, 28 bzw. 26.3 g CO₂-eq. pro MJ Nutzwärme (bei Allokation nach Exergiegehalt von Strom und Wärme). Die vollständigen Indikatorergebnisse für die Nutzwärme für Allokation nach Exergie- und Energiegehalt sind im Anhang in Tabelle 24 und Tabelle 25 enthalten.

wärme und Transporte in der Produktionskette der Anlagen benötigt. Strom aus Wasserkraft und KVA benötigen am wenigsten nicht erneuerbare Primärenergie pro kWh Strom. Tendenziell umgekehrt verhält es sich beim *Verbrauch an erneuerbarer Energie*: Die in dieser Studie bewertete Holz-WKK-Anlage weist wegen der vergleichsweise geringen Effizienz in der Stromerzeugung den höchsten Bedarf an erneuerbarer Energie auf.

Die grössten Mengen an *radioaktiven Abfällen* verursacht die Stromerzeugung mit Kernkraftwerken (KKW). Alle anderen Technologien erzeugen lediglich indirekt über den Verbrauch an Strom aus KKW in der Prozesskette radioaktive Abfälle; die Mengen sind dementsprechend sehr gering. Der Technologievergleich bezüglich der *Emission radioaktiver Substanzen* sieht ähnlich aus: am meisten wird durch Strom aus Kernkraftwerken erzeugt, wobei der grösste Anteil von Rückständen der Uranerz-Aufbereitung verursacht wird. Die spezifischen *Treibhausgas-Emissionen* pro kWh haben sich durch die Aktualisierungsarbeiten geändert. Auf die Gründe dieser Veränderungen wird in der Ergebnisdiskussion der untersuchten Technologien eingegangen.

Datenqualität

Im Allgemeinen kann die Qualität des Grossteils der Sachbilanzen der Stromerzeugungstechnologien und Brennstoffketten, die im Rahmen dieser Studie für die Berechnung der Umweltbelastungen verwendet wurden, als gut beurteilt werden. Die Ergebnisse sollten also dementsprechend robust sein. Allerdings gibt es Unterschiede hinsichtlich Datenqualität zwischen den verschiedenen beurteilten Energieketten und auch innerhalb der einzelnen Energieketten zwischen verschiedenen Prozessen.

Die Datenlage bezüglich Erdgas kann als gut bezeichnet werden. Einzig die Daten zur Erdgas-Förderung in Russland und in den Regionen Afrika und Naher Osten sind von geringerer Qualität. Auch die Datenlage zur Stromerzeugung mit Fotovoltaik ist genügend bis gut. Die Bilanzierung der chinesischen Produktion konnte aber lediglich vereinfachend erfolgen, weshalb diesbezüglich grössere Unsicherheiten bestehen. Bei der Bilanzierung der Kernenergiekette liegen im Bereich Uranförderung und -aufbereitung die grössten Unsicherheiten, da die Informationslage in diesem Bereich sehr begrenzt ist. Dazu kommt, dass nur wenige Informationen zur spezifischen aktuellen Schweizer Versorgungssituation mit Kernbrennstoff vorliegen. Bei den übrigen Technologien sind die Unsicherheiten beim Holzkraftwerk am grössten, da die verwendeten Daten relativ alt sind und ein Heizkraftwerk ohne weitergehende Rauchgasreinigung zur Reduktion der Partikel- und Stickoxidemissionen beschreiben; weiter wird in den Sachbilanzdaten zur Energieholzgewinnung hinsichtlich Flächennutzung nicht eine nachhaltige Schweizer Forstwirtschaft abgebildet.

Daraus folgt, dass vertiefte Untersuchungen hinsichtlich der spezifischen Brennstoffversorgung der Schweizer KKW und der Herstellung der Fotovoltaikanlagen in China wünschenswert sind. Ausserdem sind eine Überarbeitung der Sachbilanzen zur Stromerzeugung aus Holz und der zugehörigen Energieholzversorgung erforderlich.

Diese Beurteilung beschränkt sich auf die Sachbilanzdaten der Stromerzeugungstechnologien und der zugehörigen Brennstoffketten. Die Unsicherheiten in den ecoinvent v2.2 Hintergrunddaten und deren Auswirkungen auf die Robustheit der Ergebnisse dieser Studie können aufgrund der beschränkten Ressourcen nicht systematisch beurteilt und quantifiziert werden.

Folgerungen

Diese Studie dient als Hintergrundpapier und Informationsgrundlage für das Bundesamt für Energie im Rahmen der Energieperspektiven bzw. zur Beurteilung von Energiestrategien des

Bundes und quantifiziert die mit der Stromproduktion in der Schweiz verbundenen Umweltbelastungen. Aus den vorliegenden Ergebnissen der Umweltbelastung können folgende Schlüsse gezogen werden:

- Strom aus Wasserkraftwerken weist im vorliegenden Technologievergleich bei fast allen Indikatoren die tiefsten Umweltauswirkungen auf³.
- Heutige Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erdgas verursachen deutlich mehr Treibhausgasemissionen als alle anderen in dieser Studie bewerteten Systeme zur Stromerzeugung. Im Vergleich dazu sind die Unterschiede zwischen den meisten zu Verfügung stehenden erneuerbaren Energieträgern und der Kernenergie gering.
- Bezüglich der Emission von Feinstaub und Vorläufersubstanzen von Sekundärpartikeln (NH₃, NO_x und SO₂) kann die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und Erdgas bzw. Kernenergie als unproblematisch bezeichnet werden. Eine Ausnahme kann die Nutzung von Biomasse darstellen. Bei der Verbrennung von organischen Energieträgern, insbesondere Holz, müssen die neuesten Technologien und Abgasreinigungssysteme eingesetzt werden, um den negativen Einfluss auf die Luftqualität gering zu halten.
- Strom aus Fotovoltaik-Anlagen benötigt pro kWh Strom am meisten metallische und mineralische Rohstoffe. Hierbei fällt der Verbrauch von geringen Mengen an seltenen Metallen stark ins Gewicht. Dies zeigt neben der Problematik an sich auch Forschungsbedarf in zwei Bereichen auf: der Art, wie dieser Verbrauch an Metallen als Umweltbelastung bewertet wird; und bzgl. der Entwicklung geeigneter Verfahren zur Rückgewinnung der Rohstoffe in Recyclingprozessen.
- Der Verbrauch an nicht-erneuerbaren Energieträgern ist bei Kernenergie und Erdgastechnologien wegen der direkten Nutzung von Uran und Erdgas zur Stromerzeugung am höchsten. Im Gegensatz dazu ist bei diesen Technologien der Verbrauch von erneuerbaren Energieträgern am geringsten.
- Die grössten Mengen hochradioaktive Abfälle und radioaktive Strahlung werden bei der Stromerzeugung in Kernkraftwerken verursacht. Die anderen Technologien erzeugen beziehungsweise emittieren jeweils nur vernachlässigbar kleine Mengen.
- Im Bereich Wärmekraftkopplung und Abwärmenutzung ist eine vertiefte Analyse erforderlich, bei der das Gesamtsystem „Strom- und Wärmeversorgung“ untersucht wird. Der Fokus auf der Stromerzeugung allein könnte aus energiepolitischer Perspektive zu falschen Schlussfolgerungen verleiten. Nicht nur mit Erdgas betriebene Technologien, sondern weitere Alternativen wie Wärmepumpen, Holzfeuerungen, etc. sollten bei einer solch vertieften Analyse gegenübergestellt werden.
- In der vorliegenden Studie werden ausschliesslich heutige Technologien zur Stromerzeugung in der Schweiz bzgl. Deren Umweltauswirkungen bewertet. Dies limitiert zu einem gewissen Grad die Aussagekraft zur Beurteilung von Energiestrategien, da sowohl bei den Stromerzeugungstechnologien, als auch in den Brennstoffketten in den kommenden Jahrzehnten erhebliche Änderungen gegenüber den aktuellen Verhältnissen zu erwarten sind. Diese können die Umweltbelastung aus der Stromerzeugung mit verschiedenen Technologien in Zukunft verringern (Fotovoltaik), aber auch erhöhen (Offshore Windparks in Wassertiefen von mehr als 50 m). Möglicherweise werden auch neue, hier nicht berücksichtigte Technologien wie Geothermie und Stromimporte eine bedeutende Rolle spielen.

³ Diese Aussage gilt nicht für Strom aus Pumpspeicherkraftwerken. Diese werden in der vorliegenden Studie nicht berücksichtigt.

Verdankung

Wertvolle Hilfe mit persönlichen Auskünften, Erklärungen und Hinweisen auf nützliche Informationsquellen haben Gabor Doka (Doka Ökobilanzen), Christian Capello (Axpö), Thomas Heck (PSI) und Peter Jansohn (PSI) geleistet. Ihnen sei herzlich gedankt.

Abkürzungen

BHKW	Blockheizkraftwerk
CH	Schweiz
CdTe	Cadmiumtellurid
CO ₂	Kohlendioxid
DWR	Druckwasserreaktor
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (seit 01.07.2009) *
GLO	Global
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk („Kombikraftwerk“)
ISL	In Situ Leaching
KEA	Kumulierter Energieaufwand
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KKW	Kernkraftwerk
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
kW _{el}	Kilowatt elektrisch
kW _p	Kilowatt peak
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
kW _{th}	Kilowatt thermisch
MJ	Mega Joule (1'000'000 Joule)
NO _x	Stickoxide
n.a.	nicht anwendbar
n.s.	nicht spezifiziert
ORC	Organic Rankine Cycle
PM	Particulate Matter (Feinstaub)
PV	Fotovoltaik
RER	Europa
Sb	Antimon
Si	Silizium
SWR	Siedewasserreaktor
THG	Treibhausgase
U ²³⁵	Uran-235
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity (bis 30.06.2009) *
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung

*: In den Ökobilanzen dieser Studie wird der UCTE-Strommix des Jahres 2004 verwendet.

Inhalt

1	AUSGANGSLAGE	1
2	ZIEL DER STUDIE	1
3	UNTERSUCHUNGSRAHMEN	1
3.1	Verwendung der Studienergebnisse und Zielpublikum.....	1
3.2	Untersuchte Technologien	1
3.3	Funktionelle Einheit.....	3
3.4	Zeitlicher, geographischer und technologischer Geltungsbereich	3
3.5	Modellierung und Allokation	3
3.6	Umweltindikatoren.....	4
3.7	Sensitivitätsanalysen.....	6
4	SACHBILANZINFORMATIONEN	7
4.1	Übersicht	7
4.2	Erdgas	7
4.2.1	Versorgungsmix	7
4.2.2	Flüssiggas	8
4.2.3	Versorgungskette ab Produktion Russland	8
4.2.4	Regionales Verteilnetz	8
4.2.5	GuD-Kombikraftwerk.....	9
4.2.6	WKK-Anlagen.....	11
4.3	Fotovoltaik.....	13
4.3.1	Polysiliziumherstellung.....	13
4.3.2	Sägespalt und Waferdicke	14
4.3.3	Produktion in China.....	14
4.3.4	Cadmiumtellurid-Technologie	15
4.3.5	Moduleffizienz	15
4.3.6	Entsorgung.....	16
4.4	Kernenergie.....	16
4.4.1	Uranförderung und -aufbereitung.....	17
4.4.2	Brennstoffkette	30
4.4.3	Betrieb der Kernkraftwerke	33
4.4.4	Geologische Tiefenlagerung.....	34
4.5	Stromübertragung und -verteilung	34
4.6	Übrige Technologien	34
5	ERGEBNISSE	35
5.1	Vergleich der Technologien zur Stromerzeugung.....	35
5.2	Erdgas	42
5.2.1	Beiträge aus einzelnen Abschnitten in den Erdgasketten	42
5.2.2	Systeme im Gesamtüberblick	43
5.2.3	Allokation nach Energiegehalt von Strom und Wärme	45
5.3	Fotovoltaik.....	47
5.3.1	Herstellung der Module.....	47
5.3.2	Installation und Betrieb	48
5.3.3	Stromverteilung.....	48
5.3.4	Chinesische Module auf dem europäischen Markt.....	51
5.4	Kernenergie.....	53
5.4.1	Beiträge aus den einzelnen Prozessschritten der Kernenergiekette.....	53

Inhalt

5.4.2	Uranproduktion.....	54
5.4.3	Sensitivitätsanalyse	55
5.5	Übrige Technologien	57
5.5.1	Wasserkraft.....	58
5.6	Datenqualität	62
5.6.1	Erdgas.....	62
5.6.2	Fotovoltaik.....	62
5.6.3	Kernenergie.....	62
5.6.4	Übrige Technologien	63
6	FOLGERUNGEN	64
	LITERATUR	66
	ANHANG	71
6.1	Allokationsfaktoren	71
6.2	WKK-Anlagen: komplette Zusammenstellung.....	71

1 Ausgangslage

Umweltauswirkungen von verschiedenen Stromerzeugungs- und Wärmetechnologien sind ein wichtiges Thema bei der aktuellen Überprüfung der schweizerischen Energiepolitik durch das UVEK (Bundesamt für Energie 2011; Schweizerischer Bundesrat 2011a). Um eine umfassende und aktuelle Datengrundlage zur Beurteilung von Umweltauswirkungen der für die Schweiz relevanten Energieversorgungssysteme zu haben, werden aktuelle, repräsentative und vollständige Sachbilanzdaten zu den zur Diskussion stehenden Technologien benötigt.

Der derzeitige Bestand der energiebezogenen Sachbilanzdaten (ecoinvent Datenbestand v2.2, ecoinvent Centre 2010) spiegelt teilweise nicht mehr die heute aktuellen Technologieeigenschaften wieder und weist in einigen Bereichen Lücken auf. Um die Belastbarkeit der Ökobilanzen weiterhin zu gewährleisten, ist insbesondere bei einer Verwendung im Rahmen der Beurteilung von Energiestrategien eine Überarbeitung und Erweiterung in einigen Bereichen erforderlich.

2 Ziel der Studie

Ziel des Projektes ist es, für die Überprüfung der Schweizer Energiepolitik im Bereich Strom die Umweltauswirkungen der für die Schweiz relevanten Technologien der Stromerzeugung aus heutiger Sicht zu quantifizieren. Diese sollen aufgrund einer umfassenden, konsistenten und aktuellen Datengrundlage beurteilt werden können.

3 Untersuchungsrahmen

3.1 Verwendung der Studienergebnisse und Zielpublikum

Die Ergebnisse der vorliegenden Studie dienen dem Departement Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation und insbesondere dem Bundesamt für Energie als Informationsgrundlage, um verschiedene Szenarien einer zukünftigen Energiepolitik bezüglich ihrer umweltbezogenen Auswirkungen zu beurteilen.

Die Autoren weisen darauf hin, dass in der vorliegenden Studie ausschliesslich heutige Technologien untersucht und deren Umweltauswirkungen dargestellt werden. Dies kann, abhängig vom technologischen Entwicklungspotenzial der verschiedenen Technologien, die Verwendung der Ergebnisse in Zukunftsszenarien erheblich einschränken. Ausserdem ist damit zu rechnen, dass bis 2050 neue Technologien zur Stromerzeugung, die in dieser Studie nicht enthalten sind, verfügbar sein werden (Bsp. Geothermie, Erdgaskraftwerke mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung, solarthermische Stromerzeugung in Südspanien oder Nordafrika mit Stromimport in die Schweiz, etc.).

Die den Ergebnissen zugrunde liegenden Sachbilanzdaten sollen in den auf Juni 2012 angekündigten ecoinvent Datenbestand v3.0 einfließen und damit einem breiten und internationalen Kreis von Ökobilanz-Anwendern zur Verfügung gestellt werden.

3.2 Untersuchte Technologien

Szenarien einer schweizerischen Energiepolitik bis 2050 im Bereich Stromerzeugung beinhalten eine Vielfalt von Technologien. Aufgrund ihrer heutigen beziehungsweise ihrer möglichen zukünftigen Bedeutung spielen die folgenden drei Technologien eine wichtige Rolle:

3. Untersuchungsrahmen

- Strom aus mit Erdgas befeuerten Gas- und Dampfkraftwerken und Blockheizkraftwerken
- Strom aus Fotovoltaik-Anlagen
- Strom aus Kernkraftwerken

Die Sachbilanzdaten dieser drei Stromerzeugungsarten werden im Rahmen dieses Projektes aktualisiert und vervollständigt.

Im Weiteren werden die Umweltauswirkungen der Stromerzeugung mit den folgenden Technologien quantifiziert:

- Strom aus Wasserkraftwerken
- Strom aus Holzkraftwerken
- Strom aus Biogas Blockheizkraftwerken
- Strom aus Windkraftwerken
- Strom aus Kehrlichtverbrennungsanlagen

Die Sachbilanzdaten dieser Stromerzeugungsarten werden dem ecoinvent Datenbestand v2.2 (ecoinvent Centre 2010) entnommen.

In Tabelle 1 sind die wichtigsten Charakteristika der einzelnen Referenztechnologien zusammengefasst.

Tabelle 1 Technische Spezifikation der untersuchten Technologien.
n.s.: nicht spezifiziert; n.a.: nicht anwendbar.

Technologie	Leistung	Lebensdauer	Volllaststunden	Wirkungsgrad elektrisch	Wirkungsgrad thermisch	Brennstoffkette
	kW _{el}	a	h/a	%	%	
Kernenergie, SWR	1'220'000	50	7'700	32	-	Ø global
Erdgas GuD	400'000	22.5	8'000	58	4.5	Versorgungsmix CH
Erdgas WKK	50	25	4'000	33	56	Versorgungsmix CH
Erdgas WKK	160	25	4'000	37	53	Versorgungsmix CH
PV Anlage, mono-Si Paneel	3	30	922	14.0	-	n.a.
PV Anlage, multi-Si Paneel	3	30	922	13.6	-	n.a.
PV Anlage, CdTe Laminat	3	30	922	11.7	-	n.a.
Speicherkraftwerk	95'000	150	2'000	78	-	n.a.
Laufkraftwerk	8'600	80	4'500	82	-	n.a.
Kleinwasserkraftwerk	180	70	6'100	82	-	n.a.
KVA ¹⁾	n.s.	n.s.	n.s.	8.6	18.4	n.a.
Windturbine	800	20	1'230	25	-	n.a.
Holz WKK	335	20	6'250	3.2	76.8	Ø Europa
Biogas WKK	160	25	4'000	33	30 ²⁾	Ø CH

¹⁾: Die Umweltbelastungen werden der Abfallentsorgung zugerechnet.

²⁾: Ein Teil der Abwärme wird bei landwirtschaftlichen Anlagen ungenutzt an die Umgebung abgegeben.

Strom aus geothermischen Kraftwerken wird nicht in die Betrachtungen miteinbezogen, da die Technologie heute noch nicht zur Verfügung steht und hierzu keine Sachbilanzdaten in vergleichbarer Detaillierung und Qualität vorliegen. Technologien, deren Produktion für einen Stromimport in die Schweiz genutzt werden könnten (offshore Wind, Solarthermie, etc.) sind ebenfalls nicht Teil der Studie.

Die Auswahl der Technologien und der Umfang der Aktualisierung der Sachbilanzdaten wurden basierend auf den Prioritäten des Auftraggebers in Übereinstimmung mit der Begleitgruppe des Projekts festgelegt.

3.3 Funktionelle Einheit

Die funktionelle Einheit der Ökobilanzen wird definiert als „1 kWh Strom, geliefert an die Steckdose des Kunden“ (das heisst Niederspannung). Dies ist auch gleichzeitig der Referenzfluss, auf den sich die Umweltauswirkungen beziehen, die entlang der gesamten Prozesskette verursacht werden.

3.4 Zeitlicher, geographischer und technologischer Geltungsbereich

Die Sachbilanzdaten stellen nach Möglichkeit die heutige Situation dar. Für die Marktmixe werden Informationen verwendet, welche die Situation des Jahres 2010, teilweise auch 2009 beschreiben.

Die Studie fokussiert auf die Stromerzeugung in der Schweiz. Dementsprechend sind die (aktuellen) Versorgungssituationen der Schweiz mit Erdgas, Kernbrennstoff⁴ beziehungsweise Solarmodulen ausschlaggebend. Den Bilanzen werden auch die in der Schweiz erzielbaren Stromerträge, die Emissionsfaktoren von in der Schweiz betriebenen Gaskraftwerken beziehungsweise die Abbrandraten schweizerischer Kernkraftwerke zugrunde gelegt.

Die Ökobilanzen beschreiben moderne Kraftwerkstechnologien, die heute auf dem Markt verfügbar sind. Die Brennstoffbereitstellung von Erdgas und Uran entsprechen einem Technologie- und Marktmix⁵.

3.5 Modellierung und Allokation

In Ökobilanzen können drei grundsätzlich unterschiedliche Modellierungsansätze unterschieden werden (Frischknecht & Stucki 2010):

- attributional (beschreibend): Dieser Ansatz liefert Informationen darüber, welcher Anteil der globalen Umweltauswirkungen einem Produkt (und seinem Lebensweg) zugeordnet werden kann.
- decisional (entscheidorientiert): Dieser Ansatz hat zum Ziel, Entscheide in Unternehmen zu unterstützen, die darauf abzielen, das Umweltprofil ihrer Produkte und Dienstleistungen zu verbessern.
- consequential (folgenorientiert): Dieser Ansatz hat zum Ziel, Informationen über die Umweltauswirkungen bereitzustellen, die als direkte oder indirekte Folge einer Entscheidung (normalerweise abgebildet durch eine Änderung der Nachfrage nach einem Produkt) auftreten.

Zusammen mit dem Auftraggeber wurde entschieden, die vorliegende Fragestellung mit dem „attributional“ Ansatz zu modellieren. Die Stromerzeugung mit den drei im Fokus stehenden

⁴ Im Rahmen dieser Studie war es nicht möglich, die tatsächliche Versorgung der Schweizer Kernkraftwerke mit Kernbrennstoffen und den damit verbundenen Zulieferketten in den Sachbilanzdaten abzubilden. Details dazu in Kap. 4.4.

⁵ Für Uran: Informationen bezüglich „Marktmix Schweiz“ sind nur sehr eingeschränkt verfügbar, da diese nicht öffentlich sind. Details siehe Kap. 4.4.

Energieformen (Erdgas, Fotovoltaik und Kernenergie) wird somit auf der Basis der heutigen durchschnittlichen Versorgungssituation modelliert. Die Kraftwerke selbst repräsentieren die heute verfügbare Technologie, nicht den gesamten, heute installierten Kraftwerkspark. Eine Ausnahme davon bilden die Wasserkraftwerke. Hier basieren die Bilanzen auf einem Grössteil der heute in Betrieb stehenden Grossanlagen.

Bei allen Technologien wird die Transmission und Verteilung an Niederspannungskunden modelliert. In der Realität speist nicht jedes Kraftwerk auf demselben Spannungsniveau ein. In allen Fällen wird jedoch die Niederspannungsebene benötigt, auf welcher der grösste Anteil der Netzverluste zu verzeichnen ist. Im Ökobilanzmodell wird vereinfachend angenommen, dass alle Kraftwerke auf demselben Spannungsniveau einspeisen. Der damit gemachte Fehler liegt im Bereich von 1 bis 2 %.

Allokation kommt zur Anwendung bei Prozessen, die gleichzeitig mehrere nützliche Produkte oder Dienstleistungen generieren (Multioutput-Prozesse) und bei der Entsorgung (z.B. Kehrichtverbrennung, Recycling). Die Allokation befasst sich mit der Zuordnung von Aufwendungen, Emissionen und Abfällen eines Multioutput-Prozesses auf mehrere nützliche Produkte oder Dienstleistungen.

In der vorliegenden Studie spielt die Allokation insbesondere bei der gekoppelten Produktion von Strom und Wärme eine Rolle. In diesen Prozessen wird die Wertigkeit der Energieformen (Exergiegehalt) verwendet.

Beim Recycling wird der „recycled content“-Ansatz angewendet (siehe Frischknecht 2010). Produktionsabfälle und Materialien eines zu entsorgenden Produkts, welche rezykliert werden, tragen keine Umweltbelastung. Die Aufwendungen für Einsammeln, Aufbereiten und Herstellen von Sekundärmaterialien werden den Sekundärmaterialien zugeschrieben. Es werden keine Gutschriften gewährt.

3.6 Umweltindikatoren

Die Datenrecherchen und Sachbilanzen sollen umfassend sein bezüglich Umweltauswirkungen, auch wenn in den Auswertungen lediglich eine beschränkte Auswahl von Umweltindikatoren verwendet wird. Eine umfassende Bilanzierung ermöglicht das Verwenden weiterer Umweltindikatoren zu einem späteren Zeitpunkt und Erleichtern das Integrieren der Datensätze in den ecoinvent Datenbestand.

Die in den Auswertungen zu verwendenden Indikatoren werden nachfolgend beschrieben und begründet (siehe auch Tabelle 2).

Die *Treibhausgas-Emissionen* werden quantifiziert, da auch die Schweiz von den Auswirkungen des sich abzeichnenden Klimawandels betroffen ist und der Klimaschutz einen wichtigen Pfeiler der schweizerischen Energie- und Umweltpolitik darstellt (Schweizerischer Bundesrat 2008).

Die Lagerung *radioaktiver Abfälle* ist eine in der Schweiz noch nicht gelöste Herausforderung. Die Suche nach möglichen geeigneten Standorten für ein Endlager gestaltet sich schwierig. Im Weiteren verlangt die EU Verordnung 2009/72 (European Commission 2009) über den Elektrizitätsmarkt, dass neben den spezifischen CO₂-Emissionen auch die Menge des erzeugten hochradioaktiven Abfalls (pro kWh Strom) deklariert wird.

Primäre und sekundäre Partikel führen zu Atemwegserkrankungen. PM10 wird in epidemiologischen Studien über die Gesundheitsbeeinträchtigungen durch Luftschadstoffe als Leitindikator verwendet. Feinstaubemissionen sind eine der Herausforderungen bezüglich Lufthygiene in der Schweiz.

Die *Landinanspruchnahme* durch den Bau von Kraftwerken oder den Abbau von Energieresourcen kann Ökosysteme schädigen und zu Veränderungen in der Artenvielfalt führen. Die Erhaltung der Biodiversität ist ein wichtiges Anliegen der schweizerischen Umweltpolitik (Schweizerischer Bundesrat 2008).

Energieeffizienz und die Reduktion des *Bedarfs an nicht erneuerbaren Energien* sind wesentliche Ziele im Konzept der 2000 Watt Gesellschaft, welches gemäss der bundesrätlichen Strategie Nachhaltige Entwicklung 2008-2011 (Schweizerischer Bundesrat 2008) geprüft wird. Der kumulierte Energieaufwand erneuerbar und nicht erneuerbar quantifiziert den Bedarf an Primärenergieträgern.

Die Erhöhung der Ressourceneffizienz von Produkten ist eine der Massnahmen des Masterplans Cleantech des Bundesrats (Schweizerischer Bundesrat 2011b). Die *Erschöpfung abiotischer Ressourcen* wird quantifiziert als Mass der Materialintensität der verschiedenen Arten der Stromerzeugung.

Die Freisetzung von Radionukliden innerhalb der Kernenergiekette, aber auch bei der Erdgasgewinnung und der Kohleverbrennung kann zu Krebserkrankungen und einer Schädigung des Erbgutes führen. Der Indikator „*ionisierende Strahlung*“ quantifiziert diese potenziellen Auswirkungen auf die Gesundheit.

Tabelle 2 Umweltindikatoren zur Bewertung der kumulierten Sachbilanzergebnisse.

Indikator	Erfasster (potenzieller) Umwelt- / Gesundheitsschaden	Methodik
Treibhausgasemissionen	Beitrag zum Klimawandel, EU-Verordnung 2009/72	IPCC 2007, European Commission 2009
hochradioaktive Abfälle	Endlager-Problematik, EU-Verordnung 2009/72	European Commission 2009
Atemwegserkrankungen	Wirkungen von primären und sekundären Partikeln, wesentlicher Gesundheitseffekt	Goedkoop et al. 2009
Ökosystem Schadenspotenzial	Auswirkungen der Landnutzung auf die Artenvielfalt	Köllner 2001
Kumulierter Energieaufwand, erneuerbar und nicht erneuerbar	Wichtige Kenngrösse im Zusammenhang mit der Zielsetzung der 2000 Watt Gesellschaft, erneuerbar und nicht erneuerbar werden getrennt ausgewiesen	Frischknecht et al. 2007b
Erschöpfung abiotischer Ressourcen, ohne fossile Primärenergieträger	Ressourcenorientierter Indikator zur Beurteilung von materialintensiven Technologien	CML 2001 (Guinée et al. 2001)
Ionisierende Strahlung	Wirkungen von emittierten Radionukliden auf den Menschen	Frischknecht et al. (2000)

Die hier für die Bewertung der Ökobilanzergebnisse verwendeten Indikatoren wurden gemeinsam vom Auftraggeber und den Autoren den Vorgaben des UVEK folgend ausgewählt. Diese Vorgaben betreffen Anzahl und Art der Indikatoren: Um ein nicht zu komplexes Bild abzugeben, wurde die Anzahl an Indikatoren auf maximal acht beschränkt. Die Indikatoren wurden so gewählt, dass sie Umwelt- und Gesundheitsschäden repräsentieren, bei denen mindestens eine der untersuchten Technologien namhafte Beiträge beisteuert. Es wurde darauf verzichtet, die Sachbilanzdaten mit einer vollaggregierenden Methode (beispielsweise Methode der ökologischen Knappheit 2006 oder ReCiPe 2009) zu bewerten. Auf der einen Seite erhält man dadurch ein differenziertes Bild der Umweltauswirkungen der Stromproduktion mit verschiedenen Technologien. Auf der anderen Seite verliert man dadurch eine Aussage

über die Gesamtauswirkungen der Stromerzeugung und ist mit expliziten Zielkonflikten konfrontiert.

Daraus folgt, dass in der Diskussion der kumulierten Ökobilanzergebnisse nicht alle potenziellen Umwelt- und Gesundheitsbelastungen dargestellt und interpretiert werden können. Den Vorgaben folgend musste beispielsweise für die Indikatoren aus den Schutzgütern „menschliche Gesundheit“, „Ökosystemqualität“ und „Ressourcen“ eine Auswahl getroffen werden, wodurch im Ökobilanzbereich oft ausgewiesene Indikatoren wie etwa „Versauerung und Überdüngung“, „Sommersmog“ oder „Ökotoxizität“ nicht ausgewiesen werden. Dies führt dazu, dass die Umweltprofile der technologiespezifischen Stromerzeugung nicht vollständig und möglicherweise nicht gänzlich ausgewogen dargestellt sind. Aus den kumulierten Sachbilanzergebnissen lassen sich jedoch alle gängigen – das heisst im Ökobilanzbereich und zur Technologiebewertung häufig genutzten – Indikatoren für die potenziellen Umwelt- und Gesundheitsbelastungen sowie vollaggregierende Indikatoren bei Bedarf berechnen. Eine Bewertung mit vollaggregierenden, anderen oder zusätzlichen Indikatoren würde eine Ergänzung der Schlussfolgerungen nach sich ziehen.

Weiter ist zu berücksichtigen, dass mit den vorgenannten Indikatoren und der Ökobilanzmethodik die potenziellen Umweltauswirkungen der Stromerzeugung nicht vollumfassend abgebildet werden können. Im Rahmen von Ökobilanzen ist es nicht möglich Auswirkungen infolge von Grossunfällen (Kern- und Wasserkraftwerke), Auswirkungen auf das Landschaftsbild (Hochspannungsleitungen, Windkraftanlagen, Kernkraftwerke und grosse Gaskraftwerke, Fotovoltaikanlagen beispielsweise in stillgelegten Steinbrüchen), Auswirkungen auf Gewässer-Ökosysteme bezüglich Fischdurchlässigkeit und infolge von Schwall und Sunk (Wasserkraft), Auswirkungen durch Schattenwurf infolge von Wolkenbildung (Kernkraftwerke und grosse Gaskraftwerke), das Gefährdungspotenzial durch giftige Inhaltsstoffe (CdTe-Solarzellen, Kernbrennstoffe), und so weiter zu quantifizieren.

Einerseits gibt es für die meisten der genannten Effekte bis heute keine Indikatoren, mit denen deren Auswirkungen quantifiziert werden können. Andererseits ist es methodisch schwierig, die Auswirkungen von selten eintretenden Grossunfällen auf eine erzeugte Kilowattstunde umzulegen.

3.7 Sensitivitätsanalysen

In einer Sensitivitätsanalyse werden die Auswirkungen unterschiedlicher Allokationsansätze auf die Höhe der Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in Gaskombikraftwerken (mit Abwärme-Nutzung) und Blockheizkraftwerken untersucht.

In der Kernenergiekette wird a) der Einfluss der Herkunft des Urans zur Brennstoffherstellung auf die Umweltindikatoren mittels Sensitivitätsanalyse untersucht und b) der Einfluss der Urananreicherung auf die Umweltindikatoren, d.h. welche Rolle die Anreicherungstechnologie und die Art der Energiebereitstellung bei der Anreicherung bzgl. Ökobilanzergebnissen spielen.

In der Fotovoltaikkette wird untersucht, welchen Einfluss eine rein europäische Produktion auf die Umweltauswirkungen von Solarstrom hat.

4 Sachbilanzinformationen

4.1 Übersicht

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Informationsgrundlagen der drei im Fokus stehenden Energieträger Erdgas, Fotovoltaik und Kernenergie beschrieben.⁶

4.2 Erdgas

In diesem Unterkapitel werden die wichtigsten Anpassungen der bisherigen Sachbilanzdaten der Erdgasversorgungskette vorgestellt (Faist Emmenegger et al. 2007). Der Schweizer Versorgungsmix wurde neu berechnet und es wurden neue Datensätze über die Produktion und den Transport von Flüssig-Erdgas aus Nigeria und dem Mittleren Osten erstellt. Die Versorgungskette von russischem Erdgas wurde komplett überarbeitet. Für die regionale Verteilung im Hoch- und Niederdrucknetz wurden die Daten zum Energieverbrauch und zu den Leckagemengen aktualisiert. Die Informationen sind in Schori et al. (2012) dokumentiert.

4.2.1 Versorgungsmix

Die Berechnung des Erdgasversorgungsmixes beruht auf statistischen Angaben von BP (BP 2011) unter Berücksichtigung von indirekten Importen. Der Versorgungsmix wird mit den wichtigsten Produktionsländern abgebildet. Im Jahr 2010 stammte knapp ein Drittel des Erdgases in der Schweiz aus Produktion in der russischen Föderation (31 %), je ein Viertel aus den Niederlanden (27 %) und Norwegen (26 %). Zu den fünf wichtigsten Produktionsländern für die Schweiz zählen weiter Deutschland (8 %) und Nordafrika (2 %).

Tabelle 3 Erdgasversorgungsmix in der Schweiz 2010 (BP 2011)

	Deutsch- land	Frankreich	Niederlan- de	Norwegen	Russische Föderation	Versor- gungsmix	Diese Studie
	%	%	%	%	%	%	%
Importmix CH	59.2	16.5	15.2	1.4	7.7		
Belgien	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.4	-
Deutschland	6.1	1.3	0.7	0.0	0.0	8.1	8.1
Dänemark	0.7	0.0	0.2	0.0	0.0	0.8	-
Grossbritannien	1.6	0.2	0.4	0.0	0.0	2.2	2.2
Niederlande	13.9	2.3	10.9	0.0	0.0	27.1	27.3
Norwegen	17.3	4.8	2.0	1.4	0.0	25.5	¹⁾ 26.5
Europa Rest	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.2	-
Russland	19.7	2.7	1.0	0.0	7.7	31.2	31.4
Nordafrika	0.0	2.4	0.0	0.0	0.0	2.4	2.4
Mittlerer Osten	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.8	0.9
Nigeria ²⁾	0.0	1.3	0.0	0.0	0.0	1.3	1.3
Total	59.2	16.5	15.2	1.4	7.7	100	100

¹⁾ Inklusive Anteil aus Dänemark

²⁾ Inklusive kleinem Anteil aus Trinidad und Tobago, Peru und den Vereinigten Staaten von Amerika

Tabelle 3 zeigt die Zusammensetzung des Erdgasmixes in der Schweiz bezüglich der Gaskunft. Die Zeile „Importmix CH“ zeigt, woher das Gas importiert wird, in den Spalten ist dies

⁶ Autoren

ESU-services: Abschnitte 4.2.1 bis 4.2.4, Unterkapitel 4.3 und 4.5

PSI: Abschnitte 4.2.5 und 4.2.6, Unterkapitel 4.4

weiter aufgeschlüsselt bezüglich Eigenproduktion und Importen des jeweiligen Landes. Der Schweizer Versorgungsmix wie er für diese Studie verwendet wurde liest sich aus der letzten Spalte rechts.

4.2.2 Flüssiggas

Ungefähr ein Drittel des weltweit gehandelten Erdgases wird als Flüssiggas transportiert. In Europa ist der Anteil an Flüssiggas bis 2010 auf 16 % angestiegen, in der Schweiz beträgt der Anteil am Versorgungsmix 3 % (BP 2011). Die Flüssiggasimporte nach Europa stammen vor allem aus dem Mittleren Osten (50 %, v.a. Katar), Nordafrika (29 %, v.a. Algerien) und Nigeria (21 %). Aus Katar und Nigeria wird ausschliesslich Flüssiggas importiert, aus Nordafrika gelangen 69 % des Erdgases über Pipelines nach Europa.

Für Nigeria und den Mittleren Osten wurden die LNG-Transportketten basierend auf bestehenden Datensätzen für Algerien modelliert. Die durchschnittlichen Transportdistanzen nach Europa wurden mittels nach Exportmengen gewichteten Distanzen ermittelt (basierend auf BP 2011).

4.2.3 Versorgungskette ab Produktion Russland

Für die Schweiz ist Russland das wichtigste Erdgas-Produktionsland. Deshalb wurde die russische Erdgaskette für die vorliegende Studie vollständig überarbeitet. Erstmals standen dazu spezifische Energie und Leckagedaten zur Verfügung. Als Datenquellen wurden Berichte von Gazprom und Novatek, den grössten russischen Erdgasproduzenten, verwendet, sowie die offiziellen Angaben im Treibhausgasinventar der Russischen Föderation zu Handen der UN Klimakonvention (Gazprom 2011a; b; Novatek 2010; 2011; UNFCC 2011b). Die wichtigsten Parameter werden im Folgenden vorgestellt:

In Russland werden 45 % des Erdölbegleitgases abgefackelt. Gemäss Treibhausgasinventar beträgt der Anteil abgefackeltes Erdgas 0.3 % des produzierten Erdgases.

Die flüchtigen Emissionen im russischen Pipelinesystem betragen 0.9 % des transportierten Gases (UNFCC 2011b). Auf die 6000 km Pipelinetransport nach Europa umgerechnet betragen die Leckagen 1.3 % des transportierten Erdgases.

Der Eigenbedarf an Erdgas zum Betrieb des Pipelinesystems ist seit 1990 um 34 % gesunken (UNFCC 2011b). Pro Kubikmeter Erdgas transportiert über 1000 km werden 0.7 MJ Erdgas (dies entspricht 1.9 % des transportierten Erdgases) zum Betrieb der Kompressorstationen aufgewendet. Hierbei gehen wir von einer durchschnittlichen Transportdistanz des Erdgases in russischen Pipelines von 2'500 km aus (Eigenbedarf, Exporte nach Europa und Asien).

4.2.4 Regionales Verteilnetz

Für den Erdgaseigenverbrauch und die Leckagen des Schweizer Verteilnetzes werden spezifische Angaben aus der Kommunikation der Schweiz gegenüber der UN Klimakonvention verwendet (UNFCC 2011a). Der Eigenverbrauch wird dort mit 0.7 % ausgewiesen. Es wird angenommen, dass 80 % für die Kompressorstation in Ruswil verwendet werden und 20 % in der Ortsgasverteilung anfallen.

Die Erdgasverluste der Verteilung sind zu 7 % dem Hoch- und zu 93 % dem Niederdrucknetz zuzuordnen (Reichert & Schön 2000). Mit 0.04 % Verlusten im Hoch- und Mitteldrucknetz pro transportiertem Erdgas liegt die Schweiz im europäischen Schnitt. Im Niederdrucknetz betragen die Verluste gemäss UNFCC 2011a 0.43 % des transportierten Erdgases.

4.2.5 GuD-Kombikraftwerk

Ausgangspunkt für die Sachbilanz des Erdgas-Kombikraftwerks für diese Studie ist die aktuelle Bilanzierung eines 400 MW_{el}-GuD-Kraftwerks in der ecoinvent Datenbank (Faist-Emmenegger et al. 2007), welche bei der ursprünglichen Erstellung der Sachbilanz für das GuD-Kraftwerk die im Jahr 2002 „beste verfügbare Technologie“ abbildete. Die bzgl. Ökobilanz-Ergebnissen entscheidenden Faktoren in der Sachbilanz sind die Betriebsemissionen des Kraftwerks, vor allem CO₂ und NO_x, und dessen Nettowirkungsgrad.

4.2.5.1 *Reine Stromproduktion*

Der Wirkungsgrad für reine Stromerzeugung ohne Auskopplung von Wärme wird für ein modernes GuD-Kraftwerk in der Schweiz mit 59 % angenommen, was einer Steigerung um 1.5 %-Punkte gegenüber Faist-Emmenegger et al. 2007 entspricht. Der höchste bisher gemessene Wert, bei einer Anlage von Siemens, liegt bei 60.75 %.⁷ Die Kraftwerke der restlichen namhaften Hersteller – Alstom, Mitsubishi und General Electric – erreichen heute Werte von 59-60%.⁸ In ZEP (2011) wird ein Bereich von 58-60 % angegeben. Die hier angenommenen 59 % für den Grundlastbetrieb sollten aufgrund dieser Quellenlage ein realistischer Wert sein. Als Lebensdauer wird weiterhin von 180'000 Betriebsstunden ausgegangen, was bei einem Grundlastbetrieb von 8000 h/a 22.5 Jahren entspricht. Der Wirkungsgrad der Anlage verringert sich über die Lebensdauer gesehen nur in zu vernachlässigbarem Ausmass.⁹

Für die Betriebsemissionen werden die Werte aus Faist-Emmenegger et al. 2007 übernommen. Die CO₂-Emissionen werden durch die Erdgas-Zusammensetzung bestimmt; es kann davon ausgegangen, dass sich diese in den letzten Jahren in der Schweiz nicht verändert hat. Die NO_x-Emissionen werden massgeblich von den Verbrennungsbedingungen in der Gasturbine bestimmt. Der Wert von 29.7 mg/m³ (15 % O₂) in Faist-Emmenegger et al. 2007 entspricht rund 15 ppm, was auch heute im unteren Bereich der Anlagen liegt¹⁰ und auch in Übereinstimmung mit der nur geringen zu erwartenden Abnahme der NO_x-Emissionen mit der Zeit in Heck et al. (2009) übereinstimmt.

4.2.5.2 *Betrieb im WKK-Modus*

Neue GuD-Kraftwerke in der Schweiz müssen nach der aktuellen Gesetzeslage in der Schweiz einen Gesamtwirkungsgrad von 62 % oder mehr aufweisen.¹¹ Dies kann mit heutiger Technologie nur mit einer Nutzung der Abwärme erfüllt werden. Wird ein Teil der Abwärme als Nutzwärme genutzt (die sonst in der Dampfturbine zur Stromerzeugung gebraucht wird), so verringert sich der elektrische Wirkungsgrad, d.h. die Elektrizitätserzeugung nimmt ab. Abbildung 1 zeigt schematisch den Energiefluss mit und ohne Abwärmenutzung.

⁷ <http://www.wissenschaft.de/wissenschaft/news/313555.html> (5.11.2011)

⁸ Persönliche Auskunft P.Jansohn (Leiter BFE-Forschungsprogramm Kraftwerk 2020/CCS), 17.11.2011 bzw. <http://www.wissenschaft.de/wissenschaft/news/313555.html> (5.11.2011)

⁹ Persönliche Auskunft P.Jansohn (Leiter BFE-Forschungsprogramm Kraftwerk 2020/CCS), 17.11.2011

¹⁰ Persönliche Auskunft P.Jansohn (Leiter BFE-Forschungsprogramm Kraftwerk 2020/CCS), 17.11.2011

¹¹ Persönliche Auskunft B. Goldstein, BFE, 28.10.2011.

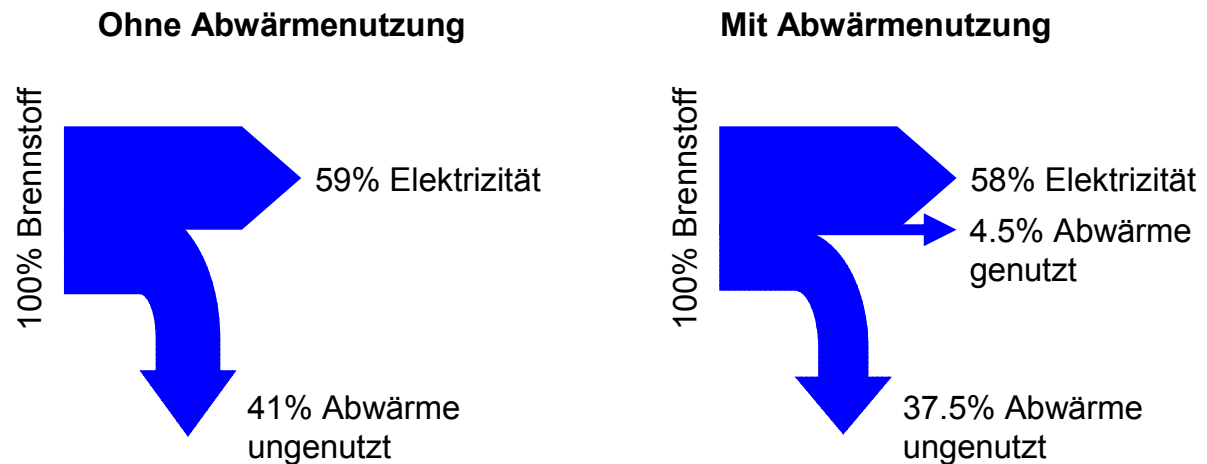


Abbildung 1 Schematische Darstellung für den Energiefluss in einem Erdgas-Kombikraftwerk ohne (links) bzw. mit (rechts) Abwärmenutzung.

Wie stark der elektrische Wirkungsgrad bei Wärmeauskopplung sinkt, hängt von der Menge der ausgekoppelten Wärme und von der Prozessauslegung ab, beispielsweise vom Temperaturniveau der abgezweigten Wärme. Die verfügbaren quantitativen Angaben dazu gehen relativ weit auseinander: pro Prozentpunkt Reduktion des elektrischen Wirkungsgrads wird von 3 %¹², 4.5 % (wikipedia 2011) oder 6 % (imuthes-Energiemanagement 2007) thermischem Wirkungsgrad ausgegangen. In dieser Studie wird mit einem Wert von 4.5 % thermischem Wirkungsgrad bei Reduktion des elektrischen Wirkungsgrads von einem Prozentpunkt gerechnet. Die Menge und die Temperatur der genutzten Abwärme wird auch von der Art der Anwendung bestimmt. In dieser Studie wird von einer Wärmenutzung zur Einspeisung in ein regionales Fernwärmenetz bei einer Einspeisetemperatur von 100°C ausgegangen; mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 58 % und einem thermischen Wirkungsgrad von 4.5 % wird der gesetzlichen Forderung eines Gesamtwirkungsgrads von „62 % oder mehr“ entsprochen. Prozesswärme für den industriellen Einsatz könnte bei einer höheren Temperatur genutzt werden, was den elektrischen Wirkungsgrad vergleichsweise stärker reduzieren würde. Sind genug Abnehmer für Wärme in der Nähe des GuD-Kraftwerks vorhanden, kann auch mehr Abwärme genutzt werden. Dementsprechend sinken der elektrische Wirkungsgrad und damit die produzierte Strommenge stärker.

4.2.5.2.1 Fernwärme

Wird die ausgekoppelte Wärme des GuD-Kraftwerks für die Raumwärmeversorgung von Haushalten genutzt, so wird für die Verteilung der Abwärme zu den Nutzern (d.h. Haushalten) ein Fernwärmenetz benötigt. Die Aufwendungen dafür werden aus Frischknecht & Itten (2011) übernommen. Die Wärmeverluste im Leitungsnetz sind abhängig von der konkreten Auslegung und liegen etwa zwischen 10 % und 20 % (Frischknecht & Itten 2011; Recknagel et al. 2006; Statkraft 2011). In dieser Studie wird mit 15 % Wärmeverlust gerechnet, bezogen auf die ins Netz gespeiste Wärmemenge.

4.2.5.2.2 Allokation

Die Elementarflüsse, d.h. Prozessinputs und -outputs müssen im WKK-Betrieb auf die beiden Produkte Wärme und Strom aufgeteilt, d.h. alloziert werden. Dies geschieht in dieser Studie standardmässig basierend auf dem Exergiegehalt von Strom und Wärme. Bei Allokation nach

¹² Persönliche Auskunft T. Heck, PSI, 18.11.2011.

Exergiegehalt werden der höheren Wertigkeit von Elektrizität gegenüber Wärme Rechnung getragen und das Temperaturniveau der Wärme berücksichtigt (je höher die Temperatur, desto höher die „Wertigkeit“ der Wärme). Eine ausführliche Diskussion dazu ist in Heck (2007) zu finden, der Berechnungsschlüssel und die Übersicht zu allen Allokationsfaktoren (inkl. WKK) im Anhang (Seite 71). Bei Wirkungsgraden von 58 % (elektrisch) und 4.5 % (thermisch) ergibt sich eine exergetische Allokation der Elementarflüsse von 99 % auf den Strom und 1 % auf Wärme; Aufteilung nach Energie ergibt Allokationsfaktoren von 93 % für Strom und 7 % für Wärme.

4.2.6 WKK-Anlagen

Der Leistungsbereich der in den ecoinvent v2.2 Sachbilanzen abgebildeten Erdgas WKK-Anlagen liegt zwischen 2 kW_{el} (Einzelhaus) und 1 MW_{el} (Gewerbe bzw. Industrie, Heck 2007). Haupteinflussfaktor auf die Ökobilanzergebnisse sind die elektrischen und thermischen Wirkungsgrade, welche in dieser Studie aktualisiert werden und damit der heute auf dem Markt in der Schweiz (bzw. Europa) verfügbaren Technologie entsprechen, sowie die Emissionsfaktoren der Anlagen. Die Emissionsfaktoren werden nicht aktualisiert, da sie unverändert der Luftreinhalteverordnung entsprechen. Ebenfalls nicht überarbeitet wird die Infrastruktur der WKK-Anlagen, da sich a) die Technologien an sich kaum verändert haben und b) die Infrastruktur der Anlagen üblicherweise nur einen recht geringen Beitrag zu den Umweltbelastungen aufweist. Im Unterschied zu (Heck 2007) wird die gesamte Infrastruktur der Anlagen in einem Sachbilanzdatensatz erfasst und nicht mehr wie bisher getrennt nach Komponenten, die nur zur Strom- und Wärmeerzeugung bzw. für beides benötigt werden.

Für die Aktualisierung der Wirkungsgrade wurde eine Übersicht zu den heute erhältlichen WKK-Anlagen in der Schweiz erstellt (siehe Anhang).¹³ Dabei wird zwischen zwei Anlagenklassen unterschieden. So genannte Magermotoren („lean burn“) und „Lambda-1-Motoren“, welche über einen 3-Wege-Katalysator zur Abgasreinigung verfügen und deshalb tendenziell geringere NO_x-Emissionen aufweisen. Details zu den technischen Unterschieden sind beispielsweise in Heck (2007) und Tehlar (2007) zu finden.

In Abbildung 2 und Abbildung 3 sind die Basisdaten und die ermittelten Näherungsformeln zur Bestimmung der Anlagenwirkungsgrade der Lambda-1-Motoren und Magermotoren abgebildet. Für Lambda-1-Motoren werden wie in Heck (2007) Sachbilanzen für Anlagen mit Leistungen von 2 kW_{el} und 160 kW_{el} erstellt; bei den Magermotoren werden Anlagen mit Leistungen von 50 kW_{el}, 200 kW_{el}, 500 kW_{el} und 1 MW_{el} bilanziert. In Tabelle 4 sind die aus der neuen Erhebung resultierenden Wirkungsgrade („neu“) im Vergleich zu den bisherigen Werten in Heck (2007) („alt“) zusammengefasst.

Mit Ausnahme der 2 kW_{el}-Anlage, die nach der neuen Erhebung einen höheren thermischen Wirkungsgrad aufweist, zeigt sich bei allen Anlagen eine erhöhte elektrische (und teilweise auch thermische) Effizienz.

¹³ Diese Übersicht erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Die Anzahl der erfassten Anlagen sollte jedoch ausreichen, um repräsentative Wirkungsgrade erheben zu können.

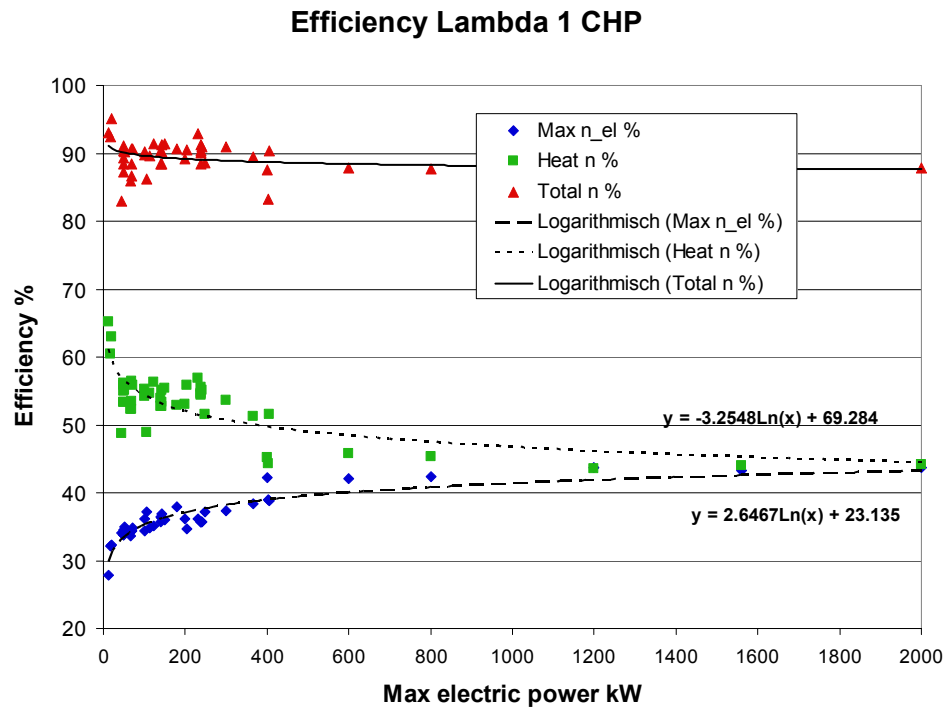


Abbildung 2 Wirkungsgrade der Lambda-1-Motoren in Abhängigkeit von der Anlagenleistung und die zugehörigen Näherungskurven, ermittelt anhand von Herstellerangaben.¹⁴ Rot: Gesamtwirkungsgrade; blau: elektrische Wirkungsgrade; grün: thermische Wirkungsgrade. „CHP“: „Combined Heat and Power“.

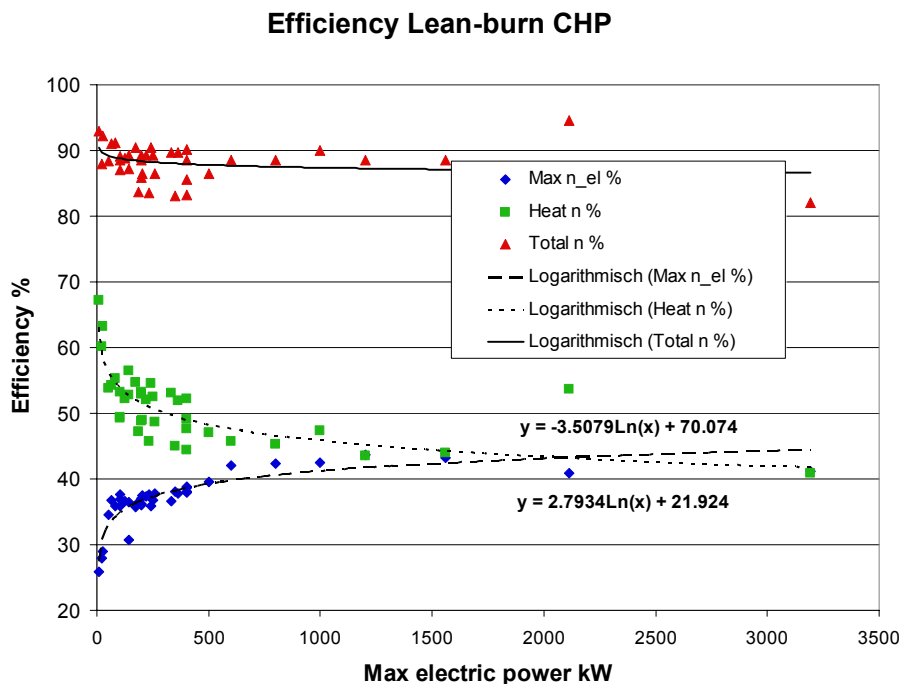


Abbildung 3 Wirkungsgrade der Magermotoren in Abhängigkeit von der Anlagenleistung und die zugehörigen Näherungskurven, ermittelt anhand von Herstellerangaben.¹⁵ Rot: Gesamtwirkungsgrade; blau: elektrische Wirkungsgrade; grün: thermische Wirkungsgrade. „CHP“: „Combined Heat and Power“.

¹⁴ Informationsquellen: siehe Anhang, Tabelle 22 und Tabelle 23.

¹⁵ Informationsquellen: siehe Anhang, Tabelle 22 und Tabelle 23.

Tabelle 4 Thermische und elektrische Wirkungsgrade der WKK-Anlagen nach Heck (2007) („alt“) und der aktuellen Erhebung („neu“).

Wirkungsgrad	Lambda1-Motor										
	2kW _{el}			160kW _{el}							
	alt	neu		alt	neu						
Elektrisch	0.25	0.25		0.32	0.37						
Thermisch	0.65	0.67		0.55	0.53						
	Magermotor										
	50kW _{el}			200kW _{el}			500kW _{el}			1MW _{el}	
	alt	neu		alt	neu		alt	neu		alt	neu
Elektrisch	0.30	0.33		0.33	0.37		0.36	0.39		0.38	0.41
Thermisch	0.54	0.56		0.52	0.52		0.46	0.48		0.44	0.46

4.2.6.1 Allokation

Wie beim GuD-Kraftwerk mit Abwärmenutzung müssen auch bei den WKK-Anlagen die Elementarflüsse und die resultierenden Umweltbelastungen auf die beiden Produkte Wärme und Strom aufgeteilt werden. Dies geschieht wiederum anhand von Allokationsfaktoren, welche hauptsächlich von den elektrischen und thermischen Wirkungsgraden und zu geringerem Mass vom Temperaturniveau der genutzten Wärme abhängen. Die Allokationsfaktoren für Strom und Wärme nach Exergie und Energie sind im Anhang (auf Seite 71) aufgeführt. Im Referenzfall werden die Ergebnisse der WKK-Anlagen mit Allokation nach Exergie aufgeführt und dargestellt, Allokation nach Energie wird im Abschnitt Sensitivitätsanalyse gezeigt.

4.3 Fotovoltaik

In dieser Studie wurden Fotovoltaik-Daten von Jungbluth et al. (2010) aus dem ecoinvent Datenbestand v2.2 (ecoinvent Centre 2010) verwendet und aktualisiert. Die wichtigsten Anpassungen sind in den folgenden Unterkapiteln beschrieben.

4.3.1 Polysiliziumherstellung

Wegen des hohen Stromverbrauchs bei der Polysiliziumherstellung wurde der von Polysiliziumherstellern verwendete Strommix in dieser Studie überprüft und aktualisiert. Tabelle 5 zeigt die wichtigsten Polysiliziumhersteller für den europäischen Fotovoltaik-Markt sowie deren eingesetzten Strommix. Für die Situation in China wird ein separater Datensatz mit chinesischem Strom erstellt. Da die Firma REC Polysilizium in den USA herstellt, wird der Transport nach Europa mit einem Frachtschiff in der Sachbilanz berücksichtigt.

Tabelle 5 Wichtigste Polysiliziumhersteller für den europäischen Fotovoltaik-Markt (Wacker 2010; 2011) und deren Strommix

Polysiliziumhersteller	Produktionskapazität	Strommix in 2010
Wacker Burghausen Deutschland	30'500 Tonnen/Jahr	57 % Erdgas WKK vor Ort
		43 % Wasserkraft vor Ort
REC	16'500 Tonnen/Jahr	Wasserkraft USA
Elkem	6'000 Tonnen/Jahr	Norwegischer Mix

4.3.2 Sägespalt und Waferdicke

Die Materialeffizienz bei der Verarbeitung der Siliziumbarren ist wichtig, da rund 70 % der Materialkosten von den Wafern verursacht werden (Wang et al. 2009). Dies ist vor allem von Bedeutung, da beim Sägen grosse Materialverluste entstehen.

Durch die Reduktion der Waferdicke können mehr Wafer pro Siliziumbarren gewonnen werden. Die Marktanalyse von den grössten Waferherstellern¹⁶ im Herbst 2011 hat gezeigt, dass die durchschnittliche Dicke von mono-kristallinen Wafern 190 µm beträgt. Multi-kristalline Wafer messen durchschnittlich 200 µm. Sowohl bei mono-kristallinem Silizium wie auch bei multi-kristallinem Silizium geht beim Sägeprozess jedoch die Hälfte des Siliziumbarrens als Sägestaub verloren. Dies bedeutet, dass der Sägespalt der Dicke der Wafer entspricht. Es laufen verschiedene Forschungsprojekte, die zum Ziel haben, diesen Staub zu recyklieren und das Silizium wieder verfügbar zu machen. Dieser Aufbereitungsprozess wurde in der vorliegenden Studie jedoch nicht berücksichtigt.

Die multi-kristallinen Siliziumbarren werden bereits in Quaderform produziert, die mono-kristallinen Blöcke sind jedoch zylinderförmig. Um quadratische Wafer daraus schneiden zu können, müssen die Siliziumzylinder zuerst zugeschnitten werden. Dabei geht rund ein Drittel des Materials verloren. Gemäss dem norwegischen Waferhersteller NorSun¹⁷ wird dieses Silizium bereits heute in die Siliziumherstellung rückgeführt. In der vorliegenden Studie werden die Aufwendungen für die Wiederaufbereitung des Siliziums nicht berücksichtigt. Das abgeschnittene Silizium wird den Materialaufwendungen nicht angerechnet, da es sich um einen internen Kreislauf handelt.

4.3.3 Produktion in China

Die Daten für siliziumbasierte Fotovoltaik-Technologien im ecoinvent Datenbestand v2.2 beschreiben die Herstellungskette von Solarmodulen in Europa. In den letzten Jahren entwickelte sich jedoch China zum weltgrössten Hersteller von Wafern, Solarzellen und Modulen, sowie nach den USA zum zweigrössten Hersteller von Polysilizium (de Wild-Scholten 2011). Heute ist China der grösste Exporteur von Solarmodulen für den europäischen Markt.

Trotz der Bedeutung der chinesischen Fotovoltaik-Produktion, fehlt es an detaillierten Sachbilanzdaten der chinesischen Fotovoltaik-Industrie. Um diejenigen Fotovoltaik-Module zu berücksichtigen, welche von China nach Europa exportiert werden, extrapolieren wir die europäischen Sachbilanzdaten zur Produktion von Silizium, Ingots, Wafers, Solarzellen und Modulen, indem für den Stromverbrauch in den einzelnen Prozessstufen der chinesische Strommix eingesetzt wird und der Transport der Module per Frachtschiff nach Europa mitberücksichtigt wird.

Strom in der Herstellungskette stellt den wichtigsten Faktor für die Umweltperformance von Solarmodulen dar. Manche Hersteller von Polysilizium in Europa, den USA und Japan verwenden Wasserkraft oder Strom aus Wärme-Kraft-Kopplung, was tiefere Umweltbelastungen verursacht als der konventionelle Strommix in den meisten Staaten (de Wild-Scholten 2011). Hingegen gibt es keine Hinweise, dass die zwei grössten chinesischen Hersteller von Polysilizium – GCL Solar Energy und LDK Solar – einen anderen Strommix verwenden als den konventionellen chinesischen Strommix mit einem hohen Anteil an Kohlekraft.

¹⁶ <http://www.greenrhinoenergy.com/solar/>, Zugriff am 11.10.2011

¹⁷ <http://www.norsuncorp.no/>, Zugriff am 11.10.2011

Für den europäischen Markt von poly-Si und mono-Si Modulen wird angenommen, dass 66 % aus europäischer Produktion stammen und 34 % aus China importiert werden. Diese Anteile wurden unter der Annahme berechnet, dass sämtliche in Europa produzierten Module auch in Europa installiert werden und der verbleibende Bedarf an Modulen durch chinesische Importe gedeckt wird (siehe Abbildung 4). Es wird angenommen, dass der Markt von Fotovoltaik-Modulen in der Schweiz identisch ist mit demjenigen in Europa.

20 % Elektroniksilizium aus DE

46 % Solarsilizium aus DE

9 % Solarsilizium aus NO

25% Solarsilizium aus US

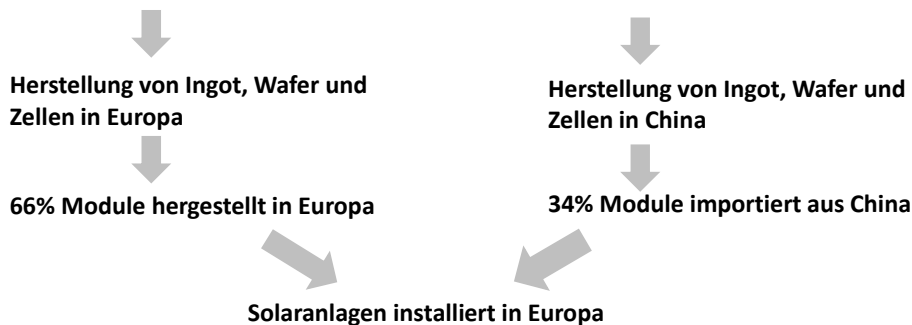


Abbildung 4 Übersicht über die siliziumbasierte Fotovoltaik-Herstellungskette für Solaranlagen, welche in der Schweiz und dem übrigen Europa installiert werden

4.3.4 Cadmiumtellurid-Technologie

Aktuelle Sachbilanzdaten zur Herstellung von CdTe-Modulen in Deutschland, Malaysia und den USA wurden von der Firma First Solar bereitgestellt.¹⁸ Diese Inventare enthalten Daten zum Verbrauch von Strom, Wärme, Chemikalien, Rohmaterialien und Wasser, sowie zu den Transportdistanzen und den anfallenden Cadmium-Emissionen und Abfällen. Bei der Herstellung von 1 m² CdTe-Modul fallen zwischen 0.2 und 0.4 µg Cadmiumemissionen ins Wasser und 5 ng Cadmiumemissionen in die Luft an, was nur geringfügige Auswirkungen auf die gesamten Umweltbelastungen von CdTe-Modulen hat. Der Stromverbrauch bei der Herstellung ist mit aktuellen Datensätzen zu den länderspezifischen Strommixen verknüpft (Itten & Frischknecht 2012). Für die Infrastruktur (Fabriken und Produktionsanlagen) wurden generische Daten verwendet. Bei den in Europa installierten Fotovoltaik-Anlagen mit CdTe-Modulen werden zu 22 % in Deutschland hergestellte Module eingesetzt, 12 % der CdTe-Module werden aus den USA importiert und 66 % aus Malaysia. Es wird angenommen, dass diese Anteile auch für Anlagen in der Schweiz gelten.

4.3.5 Moduleffizienz

Um die Effizienz der verschiedenen Fotovoltaik-Technologien zu aktualisieren, wurde die Moduleffizienz der grössten Modulhersteller in 2009 und 2010 einbezogen.^{19,20} Tabelle 6 zeigt die Moduleffizienz von mono-Si und multi-Si Modulen dieser Hersteller gemäss einer

¹⁸ Persönliche Mitteilung von Parikhit Sinha, First Solar, on 08.11.2011.

¹⁹ www.electroiq.com/articles/pvw/2010/01/who_s-on_first_for.html (Zugriff am 26.10.2011)

²⁰ www.renewableenergyworld.com/rea/blog/post/2010/06/top-10-ten-largest-solar-pv-companies (Zugriff am 26.10.2011)

aktuellen Marktübersicht (Photon Profi 2010). Die Moduleffizienz in dieser Studie wurde als ungewichteter Durchschnitt der wichtigsten Hersteller berechnet.

Tabelle 6 Moduleffizienz der wichtigsten Modulhersteller in 2009/2010

	single-Si			multi-Si		
	min	max	average	min	max	average
Suntech	14.1	15.7	14.4	13.6	13.9	13.7
Yingli Green	-	-	-	13.9	14.1	14.0
Trina	13.5	14.1	13.8	-	-	-
Sharp	13.5	14.3	14.0	13.4	13.4	13.4
Canadian Solar	12.9	13.7	13.3	12.9	13.7	13.3
Hanwha	13.7	15.3	14.5	13.1	14.7	13.9
Kyocera	-	-	-	12.7	14.1	13.6
REC	-	-	-	13.3	13.3	13.3
This study	12.9	15.7	14.0	12.7	14.7	13.6

Die ribbon-Si Module von Evergreen haben eine durchschnittliche Effizienz von 12.5 % (11.6 % - 13.1 %). Von United Solar produzierte a-Si Module haben eine durchschnittliche Effizienz von 6.5 % (6.1 % - 6.7 %). Die wichtigsten Hersteller von CIS Modulen sind Q-Cells und Würth Solar, welche eine durchschnittliche Moduleffizienz von 10.8 % (10.3 % - 11.8 %) angeben. Der wichtigste Hersteller von CdTe Modulen ist die Firma FirstSolar, deren Module in der Marktübersicht 2010 eine Effizienz von 10.4 % hatten. In 2011 jedoch erreichten ihre Module eine durchschnittliche Effizienz von 11.7 % (First Solar 2011).

Für auf Schweizer Dächern installierte Fotovoltaik-Anlagen wird mit einem Jahresertrag von 922 kWh/kW_p gerechnet (Jungbluth et al. 2010).

4.3.6 Entsorgung

Die Entsorgung der Photovoltaikanlagen wird gemäss den Standardszenarien in ecoinvent modelliert. Grössere Metallstücke und das Silizium werden recycelt, wobei dem Recycling weder Umweltbelastungen noch Kredite angerechnet werden. Die restlichen Materialien werden verbrannt oder in Abfalldeponien gebracht.

4.4 Kernenergie

Die Sachbilanzen der Kernenergiekette der aktuellen Version der ecoinvent Datenbank v2.2 sind in Dones et al. (2009) dokumentiert. Im Rahmen dieses Projekts konnten in der zur Verfügung stehenden Zeit und mit den verfügbaren Ressourcen nur einzelne Abschnitte bzw. Prozesse der gesamten Kernenergiekette überarbeitet werden. Ausserdem ist die Verfügbarkeit von aktuellen Informationen, insbesondere für die spezifische Brennstoffversorgungskette der Schweizer KKW – oft aufgrund von mangelnder Transparenz in der Brennstoffkette an sich, aber auch wegen Vertraulichkeitsaspekten – eingeschränkt und stehen für die Ökobilanzen nicht zur Verfügung.²¹ Deswegen wird im Rahmen dieses Projekts schwerpunktmässig versucht, mit neuen Sachbilanzen zur Uranförderung und -aufbereitung (Bergbau und ISL-Verfahren) einen repräsentativen Durchschnitt für die globale Urangewinnung abzubilden und diesen in der Kernenergiekette der Schweiz zu verwenden. Weiter werden einige selektive

²¹ Siehe beispielsweise NZZonline (2011).

Anpassungen in den Sachbilanzen der übrigen Teilen der Kernenergiekette vorgenommen und wichtige Parameter den aktuellen Verhältnissen angepasst.

Im Technologievergleich werden die Ökobilanzindikatoren für Strom ab Siedewasserreaktor in der Schweiz gezeigt, näherungsweise erfasst durch das KKW Leibstadt, das als letztes der aktuellen KKW in der Schweiz den Betrieb aufnahm. Die Unterschiede zwischen Siede- und Druckwasserreaktoren in ihren Ökobilanzergebnissen sollten relativ klein sein und keinen nennenswerten Einfluss auf die Schlussfolgerungen aufweisen.

Mittels Sensitivitätsanalyse werden die möglichen Schwankungsbereiche in den Ökobilanzergebnissen aufgezeigt in Abhängigkeit von den Rahmenbedingungen; beispielsweise der Einfluss der Herkunft des Natururans für die Herstellung des Brennstoffs auf verschiedene Umweltindikatoren.

4.4.1 Uranförderung und -aufbereitung

In Dones et al. (2009) ist bisher die Urangewinnung in Tag- und Untertagebauminen bilanziert, die verwendeten Basisdaten stammen grossteils aus Anlagen in den USA und Kanada, die Datensätze gelten für Nordamerika bzw. die USA. Diese Sachbilanzen sind allerdings veraltet und entsprechen in keiner Weise den aktuellen Marktverhältnissen, da etwa in den USA heute kaum mehr Uran im konventionellen Bergbau gewonnen wird (vgl. Tabelle 8). In dieser Studie werden einerseits eine Reihe neuer, heute betriebener Minen berücksichtigt und andererseits das In-Situ-Leaching (ISL)-Verfahren erfasst, um mit einem breit gestützten Datenbestand die weltweite Situation in der Urangewinnung mit länderspezifischen Datensätzen – also quasi den „Spotmarkt“ – realitätsnahe abbilden zu können.

Dies erlaubt jedoch keine vollständige Abbildung der spezifisch für die Schweiz heute relevanten Uranförderung, weil dazu Informationen zum tatsächlichen Ursprung des Urans und dessen Aufbereitung in der aktuellen Brennstoffkette zur Versorgung der Schweizer KKW nötig wären. Solche Informationen sind meist nicht öffentlich zugänglich und konnten im Rahmen dieses Projekts nicht beschafft werden.

Mit den verfügbaren Daten und den neu erstellten Sachbilanzen wird die Sensitivität der Umweltauswirkungen der gesamten Kernenergiekette hinsichtlich der Uranförderung untersucht. D.h., es kann mittels Sensitivitätsanalysen beurteilt werden, inwieweit sich unterschiedliche Verhältnisse bei der Uranförderung- und Aufbereitung auf die Ökobilanz des Stroms aus KKW insgesamt auswirken.

4.4.1.1 Konventionelle Minen - anlagenspezifische Sachbilanzen

Für die konventionelle Gewinnung von Uranerz mit Bergbauverfahren (Tage- und Untertagebau) mit anschliessender Erzaufbereitung zum Herauslösen des Urans konnten neue Informationen für einzelne Minen in Australien, Russland, Kanada und Brasilien ermittelt werden, was eine Erstellung von entsprechenden Sachbilanzen erlaubt. Tabelle 7 gibt eine Übersicht über die einzelnen Anlagen mit den entsprechenden Schlüsselparametern aus Ökobilanzsicht. Detaillierte Angaben zu den verschiedenen Anlagen sind in den folgenden Unterkapiteln enthalten.

4. Sachbilanzinformationen

Tabelle 7 Schlüsselparameter der Anlagen zur Uranproduktion für jene Anlagen, bei denen spezifische Informationen für diese Studie ermittelt wurden.²²

country	US (ecoinvent v2.2)		RU	AU	BR	CA
facility	not specified / various	not specified / various	Priargunsk	Ranger	Caetite	confidential
mining type	open pit	u'ground	u'ground	open pit	open pit	open pit
milling	conventional leaching	conventional leaching	conventional leaching	conventional leaching	conventional leaching	conventional leaching
annual production						
mining type kg U _{nat} /a	810'000	240'000	3'138'000	2'822'000	345'000	1'336'000
milling kg U _{nat} /a	490'000	490'000	3'138'000	2'822'000	345'000	1'610'000
recovery factor						
mining %	0.95	0.95	n.s.	n.s.	n.s.	0.95
milling %	0.95	0.95	n.s.	n.s.	n.s.	0.96
avg. total %	0.90	0.90	0.94	0.88	0.80	0.91
ore grade						
mining %	0.2	0.2	n.s.	n.s.	n.s.	1.4
milling %	0.15	0.15	n.s.	n.s.	n.s.	1
avg. total %	0.175	0.175	0.213	0.266	0.25	1.2
direct energy demand mining						
thermal MJ/kgU _{nat}	16	0	n.s.	n.s.	131	n.s.
electric kWh/kgU _{nat}	13	108	n.s.	n.s.	0	n.s.
total MJ/kgU _{nat}	63	389	n.s.	n.s.	131	n.s.
direct energy demand milling						
thermal MJ/kgU _{nat}	264	264	n.s.	n.s.	0	n.s.
electric kWh/kgU _{nat}	18	18	n.s.	n.s.	6.6	n.s.
total MJ/kgU _{nat}	327	327	n.s.	n.s.	24	n.s.
direct energy demand total						
thermal MJ/kgU _{nat}	280	264	1498	n.s.	131	83
electric kWh/kgU _{nat}	31	126	120	n.s.	7	27
total MJ/kgU _{nat}	391	716	1930	246	155	179

4.4.1.1.1 Australien

Für die Uranförderung und Aufbereitung in Australien konnte eine Sachbilanz für die Anlage Ranger erstellt werden. Ranger ist eines der drei derzeit betriebenen Projekte zur Uranproduktion in Australien (neben Olympic Dam und Beverly). Ranger trug im Durchschnitt der letzten 10 Jahre mit etwas mehr als 50% zur australischen Uranproduktion bei.²³ In Ranger werden eine Tagbaumine und eine zugehörige Aufbereitungsanlage betrieben. Je nach Quelle variieren die Angaben zur jährlichen Produktion und zur Erzkonzentration; für die Erstellung dieser Sachbilanz wurden grossteils persönliche Informationen von G. Mudd²⁴ verwendet. Die Anlage wird seit 1980 betrieben; für die Berechnung der Sachbilanzdaten wurden die durchschnittlichen Werte im Zeitraum von 1980 bis 2007 verwendet, um Ausreisser in einzelnen Jahren zu glätten. Die jährliche Produktionsmenge an U_{nat} beträgt demnach 2'822 t U_{nat} bei einer Urankonzentration im Erz von 0.266% und einer Ausbeute bei Förderung und Aufbereitung von 89%. Die „stripping ratio“²⁵ beträgt 3.6. Spezifische Informationen für die Anlage Ranger liegen für folgende Aspekte vor:

- Verbrauch an Diesel zur Stromproduktion, für Prozesswärme und mechanische Energie
- Verbrauch an Betriebsmitteln: Wasser, Sprengstoff, diverse Chemikalien

Es wurde angenommen, dass Diesel, Chemikalien und Sprengstoff über eine Distanz von 300 km von Darwin nach Ranger per LKW transportiert werden. Die Infrastruktur der Anlage

²² „n.s.“ = nicht spezifiziert.

Mit „recovery factor“ wird die Ausbeute bezeichnet, d.h. der Anteil des ursprünglich im Erz vorhandenen Urans, der extrahiert und in folgenden Verarbeitungsschritten verwertet werden kann.

²³ <http://www.world-nuclear.org/info/inf48.html> (25.12.2011).

²⁴ Oktober 2008, Dr. Gavin Mudd, Senior Lecturer, Department of Civil Engineering, Monash University, Australia; <http://eng.monash.edu.au/civil/about/people/profile/gmudd> (25.12.2011).

²⁵ Bei Tagbauminen muss im Allgemeinen eine Schicht Boden entfernt werden, um den Erzkörper freizulegen und für die Förderung nutzbar zu machen. Das Massenverhältnis „entfernte Bodenschicht“ zu „Erzkörper“ wird mit „stripping ratio“ bezeichnet.

wurde unter Berücksichtigung der vergleichsweise höheren Produktion mit den vorhandenen Sachbilanzdaten (Dones et al. 2009) modelliert. Ebenso wurden die Emissionsparameter und die Menge an Tailings aus Dones et al. (2009) übernommen. Der Landverbrauch wurde mit Hilfe von Luftbildaufnahmen abgeschätzt. Die Menge an Tailings wurde entsprechend den Angaben in Mudd & Diesendorf (2010) zu den Mengen an gefördertem Erz und produziertem Uran berechnet.

4.4.1.1.2 *Russland*

Für die Uranförderung und Aufbereitung in Russland konnte eine Sachbilanz für die Anlage der Firma Priargunsky²⁶ erstellt werden. Dabei handelt es sich um die Untertagmine Streltsovsk und die Aufbereitungsanlage Krasnokamensk im Osten Russlands an der Grenze zur Mongolei und China. Priargunsky ist der bedeutendste Uranproduzent Russlands. Die bilanzierte Förderungs- und Aufbereitungsanlage ist für den grössten Teil der Uranproduktion in Russland verantwortlich. Die durchschnittliche Jahresproduktion zwischen 1970 und 2010 beträgt rund 3'140 t U_{nat}. Die produzierten 3'000 t U_{nat} im Jahr 2009 entsprachen 84% der gesamten russischen Produktion.²⁷ Der Urangehalt im Erz lag zwischen 1970 und 2010 bei 0.213%.²⁸ Die Ausbeute der Anlage liegt bei 94%, d.h. 6% des eigentlich im Erz befindlichen Urans gehen verloren.

Die Grundlage an Informationen und Daten für die Sachbilanz stammen von Axpo (2011) und unterliegen einer Geheimhaltungsvereinbarung. Nicht bei allen Angaben, die in der Sachbilanz verwendet werden, ist klar, ob die Daten einen Durchschnitt während einiger Jahre der Produktion wiedergeben, oder sich auf das letzte vollständig erfasste Jahr 2009 beziehen. Offensichtlich unvollständig erfasste Aspekte (etwa die Infrastruktur sowie ein Teil der radioaktiven Emissionen und Transportprozesse) wurden mit Daten aus den ecoinvent v2.2 Inventardaten ergänzt. Spezifische Daten für die russische Produktionsanlage (Untertagbau und Aufbereitung) liegen für folgende Aspekte vor:

- Strom- und Wärmeverbrauch
- Land- und Wasserverbrauch
- Betriebsmaterialien: Schwefelsäure, Salpetersäure, Ammoniak
- Emissionen: Radon-222, Ammoniak, Partikel (Luft); Pb-210, Po-210, Ra-226, Th-230, Mo, Mn (Wasser)

Die Menge an Tailings wurde entsprechend den Angaben in Axpo (2011) zu den Mengen an gefördertem Erz und produziertem Uran berechnet. Die Energie (Strom und Prozesswärme) stammt aus einem nahen Kohlekraftwerk, für welches zwar einige spezifische Informationen vorlagen, die aber nicht ausreichten, um dieses Kraftwerk in einer eigenen Sachbilanz ausreichend zu erfassen. Stattdessen wurde die Prozesswärme mit einer Steinkohle-Industriefeuerung modelliert, der Strombezug mit einem Steinkohlekraftwerk mit einem angenommenen elektrischen Wirkungsgrad von 33 % und den Feuerungsemissionen eines Steinkohlekraftwerks in der Slowakei²⁹ (Dones et al. 2007). Der Kohleverbrauch wurde dem Heizwert

²⁶ <http://www.priargunsky.armz.ru/eng/> (24.12.2011).

²⁷ <http://www.world-nuclear.org/info/inf23.html> (24.12.2011).

²⁸ Berechnet als gewichteter Durchschnitt mit der Produktion der Jahre 1970 bis 2010.

²⁹ Steinkohlekraftwerke in Osteuropa (Kroatien, Tschechien, Polen, Slowakei) weisen vergleichsweise hohe Emissionswerte auf (Dones et al. 2007). Mangels spezifischer Daten für das russische Kraftwerk bzgl. Betriebsemissionen, Qualität der Kohle, etc. wird näherungsweise angenommen, dass a) die Zusammensetzung der Steinkohle der durchschnittlichen Qualität in Russland nach Dones et al. (2007) entspricht und b) die Be-

der Steinkohle aus russischer Förderung von 20.2 MJ/kg angepasst, die als Brennstoff in der Sachbilanz eingesetzt wird (Dones et al. 2007).

Jene Emissionsparameter, die in den anlagenspezifischen Informationen nicht ausgewiesen sind, für die in Dones et al. (2009) jedoch Daten vorhanden sind, wurden mit den Werten aus Dones et al. (2009) ergänzt, was einem konservativen Bilanzierungsansatz entspricht.³⁰

4.4.1.1.3 Kanada

Für Kanada konnte eine Sachbilanz für die Uranförderung und -aufbereitung erstellt werden, welche grossteils auf vertraulichen Informationen des Betreibers für die Zeit seit Produktionsbeginn bis 2007 beruht.³¹ Der Standort kann deswegen hier nicht spezifiziert werden. Es handelt sich um eine Tagbaumine mit zugehöriger Aufbereitungsanlage, in welcher auch Uranerze aus weiteren Minen aufbereitet wird. Die Menge an gefördertem Uran im Erz beträgt rund 1'300 t U_{nat} pro Jahr, die Menge an produziertem Uran nach der Erzaufbereitung etwa 1'600 t U_{nat} pro Jahr. Der Uranerzgehalt beträgt im Durchschnitt 1.2%. Die Ausbeute beim Betrieb der Aufbereitungsanlage beträgt laut Betreiber 96%. Für die Mine wird nach Dones et al. (2009) mit 95% gerechnet. Der Betreiber stellte spezifische Informationen und Daten zu folgenden Aspekten zur Verfügung, die im Allgemeinen den Durchschnitt während der bisherigen Produktion der Anlage wiedergeben:

- Verbrauch an Strom und Prozesswärme
- Verbrauch an Betriebsmittel: Wasser, Sprengstoff, diverse Chemikalien
- Recovery factor (Uranausbeute) der Aufbereitung

Die Menge an Tailings wurde entsprechend den Angaben in Mudd & Diesendorf (2010) zu den Mengen an gefördertem Erz und produziertem Uran berechnet. Für die Transporte wird von Distanzen von 2 km für das zu entfernende Gestein, von 10 km für das gewonnene Erz (von der Mine zur Aufbereitung) und von 700 km (zur nächstgelegenen Stadt) für Chemikalien und fossile Brennstoffe ausgegangen. Landverbrauch, die Menge an Tailings sowie Emissionsparameter wurden wie in Dones et al. (2009) bilanziert. Die Infrastruktur der Anlage wurde unter Berücksichtigung der vergleichsweise höheren Produktion mit den vorhandenen Sachbilanzdaten (Dones et al. 2009) modelliert.

4.4.1.1.4 Brasilien

Für Brasilien konnte eine Sachbilanz für die Uranförderung und -aufbereitung in Caetité erstellt werden, der einzigen derzeit betriebenen Uranproduktionsanlage in Brasilien. Die Informationen wurden über die IAEA zur Verfügung gestellt und beziehen sich auf das Jahr 2009.³²

Das Uranerz mit einer durchschnittlichen Konzentration von 0.25% wird im Tagbau gewonnen. Die Jahresproduktion beträgt rund 400 t Yellowcake U₃O₈. Das Uranvorkommen ist vergleichsweise klein, es wird derzeit von einer Betriebsdauer der Anlage von 10 Jahren ausgegangen. Die „stripping ratio“ beträgt 3.8.

triebsemissionen (pro MJ verfeuerter Kohle) jenen des durchschnittlichen slowakischen Steinkohlekraftwerks entsprechen.

³⁰ Substanzen, für die keine Emissionen ausgewiesen werden, werden entweder a) nicht gemessen oder b) tatsächlich nicht freigesetzt. Hier wird von a) ausgegangen.

³¹ Übermittelt am 21. April 2008. Die vertraulichen Informationen können hier nicht alle direkt wiedergegeben werden.

³² Persönliche Informationen von Mr. Filipe da Silva, Industrias nucleares de Brazil (Sept.-Nov. 2010).

Spezifische Angaben stehen für folgende Aspekte zur Verfügung:

- Energieverbrauch: Strom ab Netz und Diesel
- Verbrauch an Betriebsmitteln: Wasser, Sprengstoff, diverse Chemikalien
- Transportdistanzen für die Chemikalien
- Mengen an gefördertem Erz und produziertem Uran

Die Menge an Tailings wurde mit den Angaben zu Erz- und Uranmengen berechnet. Die Infrastruktur der Anlage wurde unter Berücksichtigung der vergleichsweise geringeren Produktion mit den vorhandenen Sachbilanzdaten (Dones et al. 2009) modelliert. Ebenso wurden die Emissionsparameter aus Dones et al. (2009) übernommen. Der Landverbrauch wurde mit Hilfe von Luftbildaufnahmen abgeschätzt.

4.4.1.2 Modellierung von Sachbilanzen zur länderspezifischen Uranproduktion

Der Grossteil der Uranproduktion weltweit ist heute auf eine kleine Zahl von Ländern konzentriert. In Tabelle 8 sind jene Minen aufgelistet, die zusammen rund 90% der globalen Uranproduktion im Jahr 2010 leisteten.³³ Für diese 90 % der Gesamtproduktion liegen die Anteile von Tagbau, Untertagbau und in-situ-leaching (ISL) bei 25 %, 35 % und 39 %. Insgesamt betragen die Anteile von Tagbau, Untertagbau und ISL 25 %, 28 % und 41 %. Weitere 5 % wurden als Nebenprodukt anderer Metalle produziert.³⁴

³³ <http://www.world-nuclear.org/info/inf23.html> (Nov.-Dez. 2011).

³⁴ <http://www.world-nuclear.org/info/inf23.html> (26.12.2011)

4. Sachbilanzinformationen

Tabelle 8 Wichtigste Anlagen zur Uranproduktion weltweit; zusammen mehr als 90 % der Weltproduktion im Jahr 2010. Angabe der Ressourcen teilweise nicht konsistent möglich.³⁵ „n.s.“: nicht spezifiziert. Uranerzgehalte jeweils für die „sicherste“ Kategorie an Reserven.³⁶

Mine	Country	Main owner	Type	annual production in 2010(tU)	reserves ore grade [% U]	reserves [tU]	Start production
Ranger	Australia	ERA (Rio Tinto 68%)	open pit	3'216	0.110%	23'554	1981
Olympic Dam	Australia	BHP Billiton	by-product/underground	2'330	0.050%	91'058	n.s.
McArthur River	Canada	Cameco	underground	7'654	14.700%	67'228	n.s.
Rabbit Lake (Eagle Point)	Canada	Cameco	underground	1'463	0.530%	192	1975
McClellan Lake	Canada	Areva	open pit	666	0.300%	280	1999
Tortkuduk	Kazakhstan	Katco JV/ Areva	ISL	2'439	0.060%	14'202	2007
Budenovskoye 2	Kazakhstan	Karatau JV/Kazatomprom	ISL	1'708	0.090%	11'269	2008
South Inkai	Kazakhstan	Betpak Dala JV/ Uranium One	ISL	1'701	0.009%	538	2007
Inkai	Kazakhstan	Inkai JV/Cameco	ISL	1'642	0.068%	3'423	2008
Central Mynkuduk	Kazakhstan	Ken Dala JSC	ISL	1'242	0.035%	4'900	2007
East Mynkuduk	Kazakhstan	Stepnoye RU	ISL	1'029	n.s.	n.s.	2006
Akdala	Kazakhstan	Betpak Dala JV/ Uranium One	ISL	1'027	0.057%	1'962	2006
Karamuran	Kazakhstan	Kazatomprom	ISL	1'017	n.s.	n.s.	2007
Myunkum	Kazakhstan	Katco JV	ISL	889	0.078%	19'574	2006
Zarechnoye	Kazakhstan	Zarechnoye JV/ Uranium One	ISL	778	0.055%	10'094	2007
Irkol	Kazakhstan	Semizbai JV/ Kazatomprom	ISL	750	n.s.	n.s.	2008
Kanzhugan	Kazakhstan	Taukent/ Kazatomprom	ISL	562	n.s.	n.s.	2008
Budenovskoye 1 & 3	Kazakhstan	Akbastau JV/ Kazatomprom	ISL	740	0.097%	10'737	2009/2010
Kayelekera	Malawi	Paladin	open pit	670	0.110%	1'346	2009
Rossing	Namibia	Rio Tinto (69%)	open pit	3'077	0.027%	10'385	1976
Langer Heinrich	Namibia	Paladin	open pit	1'419	0.047%	13'085	2006
Arlit	Niger	Somair/ Areva	open pit	2'650	0.210%	n.s.	1971
Akouta	Niger	Cominak/ Areva	underground	1'548	0.340%	n.s.	1974
Kraznokamensk	Russia	ARMZ	underground	2'920	0.200%	128'200	n.s.
Vaal River (Biggest:Kopanang)	South Africa	AngloGold	By-product	563	0.084%	1'003	n.s.
VostGOK - 3 mines	Ukraine	VostGOK	underground	850	0.100%	205'200	n.s.
Smith Ranch, Highland, Crow Butte	USA	Cameco	ISL	684	0.930%	1'192	n.s.
Uchkuduk - Northern Mining	Uzbekistan	Navoi a	ISL	0	n.s.	n.s.	1961
Zafarabad - Central Mining	Uzbekistan	Navoi b	ISL	0	n.s.	n.s.	1971
Nurabad - South Mining	Uzbekistan	Navoi c	ISL	2'400	n.s.	n.s.	1964

Die Urankonzentrationen im heute geförderten Erz liegen meist höher als jene, die im Durchschnitt für die nachgewiesenen Reserven der einzelnen Anlagen angegeben werden; so beträgt der Uranerzgehalt in Ranger im Durchschnitt der bisherigen Förderung rund 0.27 %, während für die gesamten nachgewiesenen Reserven ein Urangehalt von 0.11 % angegeben wird.³⁷

In Tabelle 9 ist die historische Entwicklung der Uranproduktion für einzelne Länder aufgelistet sowie die Anteile Tag- und Untertagbau sowie ISL und Nebenprodukt für die wichtigsten Länder (zusammen mehr als 98 % der Produktion 2010). Die Uranproduktion weltweit nahm in den vergangenen 10 Jahren stark zu, und zwar hauptsächlich durch eine Ausweitung der Produktion per ISL in Kasachstan.

³⁵ Länderspezifische Angaben nach: <http://www.wise-uranium.org/indexu.html#UMMSTAT> (Nov.-Dez. 2011). Zahlen sind zum Teil nicht für dieselben Reserven- und Ressourcenkategorien verfügbar (nachgewiesen, vermutet, etc.)

³⁶ <http://www.wise-uranium.org/> (Nov-Dez 2011). Informationen zu darüber hinausgehenden Mengen an Ressourcen ebendort.

³⁷ Durchschnitt aus „proved stockpiled“ und „proved in-situ“: <http://www.wise-uranium.org/uoaus.html> (27.12.2011).

Tabelle 9 Historische Entwicklung der Uranproduktion nach einzelnen Ländern.³⁸

Production from mines (tonnes U)										Type of Mining (2010)			
Country	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	ISL	u'ground	open pit	byproduct	
Kazakhstan	3300	3719	4357	5279	6637	8521	14020	17803	100%				
Canada	10457	11597	11628	9862	9476	9000	10173	9783			93%	7%	
Australia	7572	8982	9516	7593	8611	8430	7982	5900			58%	42%	
Namibia	2036	3038	3147	3067	2879	4366	4626	4496			100%		
Niger	3143	3282	3093	3434	3153	3032	3243	4198		37%	63%		
Russia	3150	3200	3431	3262	3413	3521	3564	3562		100%			
Uzbekistan	1598	2016	2300	2260	2320	2338	2429	2400	100%				
USA	779	878	1039	1672	1654	1430	1453	1660	100%				
Ukraine (est)	800	800	800	800	846	800	840	850		100%			
China (est)	750	750	750	750	712	769	750	827					
Malawi							104	670			100%		
South Africa	758	755	674	534	539	655	563	583				100%	
India (est)	230	230	230	177	270	271	290	400					
Czech Repub.	452	412	408	359	306	263	258	254					
Brazil	310	300	110	190	299	330	345	148					
Romania (est)	90	90	90	90	77	77	75	77					
Pakistan (est)	45	45	45	45	45	45	50	45					
France	0	7	7	5	4	5	8	7					
Germany	104	77	94	65	41	0	0	0					
total world	35 574	40 178	41 719	39 444	41 282	43 853	50 772	53 663					
tonnes U3O8	41 944	47 382	49 199	46 516	48 683	51 716	59 875	63 285					
percentage of world demand			65%	63%	64%	68%	78%	78%					

4.4.1.2.1 Direkter Energieverbrauch, Mengen an Tailings und Uranausbeute in Abhängigkeit von der Uranerzkonzentration (ore grade)

Bei der Urangewinnung im Bergbauverfahren stellen der direkte Energieverbrauch zur Uranproduktion und die Menge an Rückständen aus der Aufbereitung des Erzes bzgl. Umweltbelastung die wichtigsten Parameter in der Ökobilanz dar.

Mit Hilfe der vorhandenen anlagenspezifischen Daten zum direkten Energieverbrauch der Uranförderung und -aufbereitung sowie der verfügbaren Literatur zu diesem Thema (Mudd & Diesendorf 2008; 2010) wurde für diese Studie versucht, länderspezifische Sachbilanzen für die Uranproduktion heute zusammenzustellen. Dabei werden jene Länder abgebildet, die den Grossteil zur globalen Produktion heute beisteuern und bei denen die Art der Uranförderung bekannt ist (vgl. Tabelle 10).³⁹

In erster Näherung wird davon ausgegangen, dass der direkte Energieverbrauch bei der konventionellen Uranproduktion (d.h. ohne ISL) direkt proportional zum Urangehalt im Erz ist, also bei sinkender Konzentration zunimmt. Es spielen zwar sicher noch weitere Faktoren wie die Menge an Abraum, die chemisch-geologischen Verhältnisse, etc. eine Rolle (Prasser et al. 2008), diese sollten aber vergleichsweise geringen Einfluss haben und werden hier zunächst – auch mangels belastbarer Daten – nicht weiter berücksichtigt.

Ebenso kann davon ausgegangen werden, dass die Menge an Tailings mit sinkender Urankonzentration zunimmt, wobei hier auch noch die abnehmende Ausbeute mit sinkender Erzkonzentration zu berücksichtigen ist.⁴⁰ Sowohl für die Ausbeute, als auch für die anfallenden Mengen an Tailings liegen teilweise anlagen- bzw. länderspezifische Informationen vor (Axpo 2011; Mudd & Diesendorf 2008; 2010); die fehlenden Daten können in erster Näherung mit Hilfe von Extrapolationen bestimmt werden.

Tabelle 10 gibt einen Überblick über die Uranproduktion in den wichtigsten Förderländern im Jahr 2009, die jeweiligen Uranerzgehalte und die Ausbeuten der Förderung und Aufbereitung

³⁸ <http://www.world-nuclear.org/info/inf23.html> (24.12.2011).

³⁹ Die Produktion von Uran als Nebenprodukt wird hier nicht bilanziert.

⁴⁰ Persönliche Mitteilung, Gabor Doka, Doka Ökobilanzen, 20.12.2011.

4. Sachbilanzinformationen

nach Axpo (2011) für Russland und Mudd & Diesendorf (2010) für die übrigen Länder. Diese Werte werden im Weiteren für die Bilanzierung der länderspezifischen Uranproduktion sowie der weltweiten Durchschnittsproduktion verwendet.

Tabelle 10 Uranproduktion in den wichtigsten Förderländern sowie Brasilien im Jahr 2009 (Axpo 2011; Mudd & Diesendorf 2010). „n.s.“: nicht spezifiziert.

Mine/Deposit conventional mining (production in year 2009)	mining type	Mt ore	%U ₃ O ₈	t U ₃ O ₈	% U _{nat}	t U _{nat}	Ausbeute "recovery factor"
Australia							
Olympic Dam	underground	8'105	0.056	3515	0.05	2981	0.77
Ranger	open pit	2'268	0.26	5240	0.22	4443	0.89
<i>Australia total</i>		<i>10'373</i>	<i>0.18</i>	<i>8755</i>	<i>0.15</i>	<i>7424</i>	<i>0.84</i>
Canada							
McArthur River	underground	187	4.68	8655	3.97	7339	0.99
Rabbit Lake	underground	216	0.82	1706	0.70	1447	0.96
McClellan Lake	open pit	172	1.0	1637	0.85	1388	0.95
<i>Canada total</i>		<i>575</i>	<i>3.63</i>	<i>11998</i>	<i>3.08</i>	<i>10174</i>	<i>0.98</i>
Malawi							
Kayelekera (2010)	open pit	n.s.	0.13	790	0.11	670	n.s.
<i>Malawi total</i>		<i>n.s.</i>	<i>0.13</i>	<i>790</i>	<i>0.11</i>	<i>670</i>	<i>n.s.</i>
Namibia							
Rössing	open pit	12'633	0.039	4150	0.03	3519	0.84
Langer Heinrich	open pit	1'727	0.096	1304	0.08	1106	0.79
<i>Namibia total</i>		<i>14'360</i>	<i>0.053</i>	<i>5454</i>	<i>0.045</i>	<i>4625</i>	<i>0.83</i>
Niger							
Somair	open pit	n.s.	0.172	2131	0.15	1807	n.s.
Cominak	underground	n.s.	0.4	1692	0.34	1435	n.s.
<i>Niger total</i>		<i>n.s.</i>	<i>0.273</i>	<i>3823</i>	<i>0.231</i>	<i>3242</i>	<i>n.s.</i>
Russia							
Priargunsky	underground	1'749	0.21	3543	0.18	3004	0.96
<i>Russia total</i>		<i>1'749</i>	<i>0.21</i>	<i>3543</i>	<i>0.18</i>	<i>3004</i>	<i>0.96</i>
Ukraine							
VostGOK	underground	n.s.	0.12	1002	0.1	850	n.s.
<i>Ukraine total</i>		<i>n.s.</i>	<i>0.12</i>	<i>1002</i>	<i>0.1</i>	<i>850</i>	<i>n.s.</i>
Brazil							
Caetité	open pit	170	0.30	407	0.25	345	0.80
<i>Brazil total</i>		<i>170</i>	<i>0.30</i>	<i>407</i>	<i>0.25</i>	<i>345</i>	<i>0.80</i>
TOTAL		n.s.	n.s.	35'772	n.s.	30'334	n.s.

Für den Grossteil der weltweit wichtigsten Anlagen zur Uranproduktion stehen Daten zum direkten Energieverbrauch für Uranförderung und Aufbereitung zur Verfügung, teilweise wird Strom- und Prozesswärme einzeln angegeben, teilweise aggregiert als gesamter Endenergiebedarf. Die zur Verfügung stehenden Daten inkl. Quellenangabe sind in Tabelle 11 zusammengefasst.

4. Sachbilanzinformationen

Tabelle 11 Direkter Energieverbrauch zur Uranförderung und -aufbereitung für verschiedene Anlagen.⁴¹

Mine/Deposit	mining type	% U _{nat}	thermal [MJ/kg U _{nat}]	electric [kWh/kg U _{nat}]	total [MJ/kg U _{nat}]	source
conventional mining						
Australia						
Olympic Dam	underground	0.05	327	224	1133	Mudd & Diesendorf 2010
Ranger	open pit	0.27	145	26	238	Mudd & Diesendorf 2010
Canada						
McArthur River	underground	3.31	184	33	304	Mudd & Diesendorf 2010
Rabbit Lake	underground	0.66	394	67	636	Mudd & Diesendorf 2010
McClean Lake	open pit	0.88	489	25	579	Mudd & Diesendorf 2010
Namibia						
Rössing	open pit	0.03	450	75	720	Mudd & Diesendorf 2010
Niger						
Niger total		0.23	147	26	241	Mudd & Diesendorf 2008
Russia						
Priargunsky	underground	0.18	1498	120	1930	Axpo 2011
Brazil						
Caetité	open pit	0.25	131	7	155	personal communication

Basierend auf diesen Daten kann eine Korrelation zwischen Uranerzgehalt und dem direkten Energieverbrauch (Prozesswärme und Strom gesamt) für Förderung und Aufbereitung berechnet werden, welche in Abbildung 5 dargestellt ist. Gewichtet mit den Uranproduktionsmengen beträgt die Aufteilung zwischen thermischer und elektrischer Energie im Durchschnitt 61/39 %.⁴²

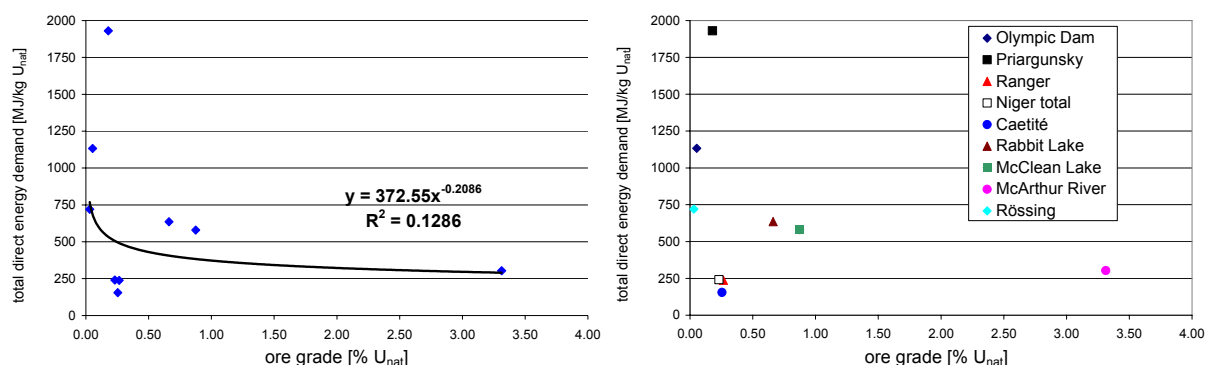


Abbildung 5 Gegenüberstellung von direktem Energieverbrauch zur Uranförderung und -aufbereitung sowie die zugehörige Extrapolationsformel.

Mit dieser Korrelation wird der direkte Energieverbrauch für jene Anlagen berechnet, für die keine spezifischen Daten vorhanden sind (vgl. Tabelle 10 und Tabelle 11). Die länderspezifischen Werte werden, sofern Daten einzelner Anlagen vorhanden sind, aus diesen berechnet; als Durchschnittswerte gewichtet mit den Produktionsmengen der einzelnen Anlagen in den

⁴¹ Angaben in *kursiv* berechnet aus Energieverbrauch insgesamt mit der durchschnittlichen Aufteilung 61 % thermisch, 39 % elektrisch. Die Urankonzentrationen hier stimmen nicht vollständig mit jenen in Tabelle 10 überein, da die Werte in Tabelle 10 für das Jahr 2009 gelten und der Energieverbrauch in Mudd & Diesendorf (2010) teilweise als Durchschnitt mehrerer Jahre mit einer dementsprechenden Uranerzkonzentration berechnet wurde.

⁴² Sofern keine spezifischen Informationen zu den Energiequellen zur Verfügung stehen, wird in den Inventardatensätzen wird der elektrische Energiebedarf umgerechnet in Dieselverbrauch als „Diesel, burned in diesel-electric generating set“ (Wirkungsgrad: 36 %) bilanziert, der Verbrauch an fossilen Energieträgern für thermische und Prozessenergie je zur Hälfte als „Heavy fuel oil, burned in industrial furnace 1MW, non-modulating“ und „diesel, burned in building machine“.

jeweiligen Ländern. Für die Uranproduktion in Malawi und der Ukraine wird der direkte Energieverbrauch mit der Extrapolationsformel in Abbildung 5 berechnet. Somit ergeben sich die in Tabelle 12 dargestellten Werte für die verschiedenen Länder. Jene Werte, die auf Extrapolation beruhen, sollten jedoch mit besonderer Vorsicht interpretiert werden, da das verfügbare Datensample für die Extrapolation klein ist, die vorhandenen anlagenspezifischen Werte an sich weit streuen und schon mit relativ grosser Unsicherheit verbunden sind und wahrscheinlich auch anlagenspezifische Faktoren eine Rolle spielen, die hier nicht berücksichtigt werden konnten; etwa Unterschiede zwischen Tag- und Untertagbau, geologisch-chemische Faktoren, klimatische Verhältnisse, das Verhältnis von Abraum zu Erz, etc. Insbesondere zur Abschätzung des Energiebedarfs bei der Uranproduktion aus Erzen mit sehr geringen Urangelhalten, die in Zukunft vermehrt eine Rolle spielen könnten, ist die ermittelte Korrelationsformel möglicherweise nicht geeignet. Hier ist weiterer Forschungsbedarf gegeben.

Tabelle 12 Direkter Energieverbrauch zur Uranförderung und -aufbereitung für verschiedene Anlagen sowie Durchschnittswerte für die einzelnen Länder.⁴³

Mine/Deposit	mining type	t U _{nat} per year (2009)	% U _{nat}	thermal [MJ/kg U _{nat}]	electric [kWh/kg U _{nat}]	total [MJ/kg U _{nat}]	source
conventional mining							
Australia							
Olympic Dam	underground	2981	0.05	327	224	1133	Mudd & Diesendorf 2010
Ranger	open pit	4443	0.27	145	26	238	Mudd & Diesendorf 2010
<i>Australia total</i>		7424		364	65	597	<i>weighted average</i>
Canada							
McArthur River	underground	7339	3.31	184	33	304	Mudd & Diesendorf 2010
Rabbit Lake	underground	1447	0.66	394	67	636	Mudd & Diesendorf 2010
McClellan Lake	open pit	1388	0.88	489	25	579	Mudd & Diesendorf 2010
<i>Canada total</i>		10174		237	42	388	<i>weighted average</i>
Malawi							
Kayelekera (2010)	open pit	670	0.11	360	64	590	based on extrapolation
<i>Malawi total</i>		670		360	64	590	
Namibia							
Rössing	open pit	3519	0.03	450	75	720	Mudd & Diesendorf 2010
Langer Heinrich	open pit	1106		385	68	631	based on extrapolation
<i>Namibia total</i>		4625		426	76	699	<i>weighted average</i>
Niger							
Somair	open pit	1807		n.s.	n.s.	n.s.	
Cominak	underground	1435		n.s.	n.s.	n.s.	
<i>Niger total</i>		3242	0.23	147	26	241	Mudd & Diesendorf 2008
Russia							
Priargunsky	underground	3004	0.18	1498	120	1930	Axpo 2011
<i>Russia total</i>		3004		1498	120	1930	
Ukraine							
VostGOK	underground	850	0.10	367	65	602	based on extrapolation
<i>Ukraine total</i>		850		367	65	602	
Brazil							
Caetité	open pit	345	0.25	131	7	155	personal communication
<i>Brazil total</i>		345		131	7	155	

Mit der Uranerzkonzentration korrelieren sollte auch die Ausbeute der Uranförderung und -aufbereitung.⁴⁴ In Abbildung 6 sind die bekannten Werte der einzelnen Anlagen und die berechnete Korrelationsformel dargestellt. Wie schon beim Zusammenhang zwischen Energieverbrauch und Uranerzkonzentration ist das Ergebnis auch hier mit Vorsicht zu Interpretieren und die Unsicherheit hoch, da das Datensample klein ist und die Ausbeute der Aufbereitung neben der Uranerzkonzentration sicher auch von anderen Faktoren abhängt. Für die An-

⁴³ Angaben in *kursiv* berechnet aus Energieverbrauch insgesamt mit der durchschnittlichen Aufteilung 61 % thermisch, 39 % elektrisch. Länderspezifische Werte berechnet als mit der Jahresproduktion gewichtete Durchschnitte aus den Angaben zu den einzelnen Anlagen in den jeweiligen Ländern.

⁴⁴ Persönliche Information, Gabor Doka, Doka Ökobilanzen (Dezember 2011).

lagen, für welche keine spezifischen Daten verfügbar sind (Malawi, Niger, Ukraine, siehe Tabelle 10), sollte die Extrapolationsformel jedoch brauchbare Werte ergeben, da sich die Uranerzkonzentrationen im mittleren Bereich bewegen.

Somit beträgt die berechnete Ausbeute in Malawi und in der Ukraine 0.85, in Niger 0.88.

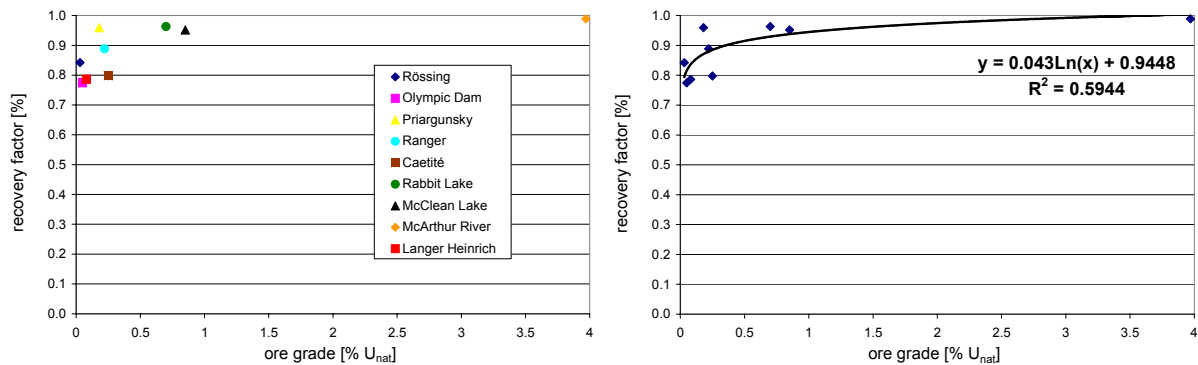


Abbildung 6 Ausbeute der Uranproduktion in Abhängigkeit von der Uranerzkonzentration: Daten einzelner Produktionsanlagen (links) und entsprechende Extrapolationsformel (rechts).

Die länderspezifischen Mengen an Tailings aus der Uranerzaufbereitung können mit den Daten in Tabelle 10 (Menge an gefördertem Erz und extrahiertem U₃O₈ für 2009; die Menge an Tailings entspricht in erster Näherung der Differenz dieser beiden Werte⁴⁵) und den berechneten Uranausbeuten für Malawi, die Ukraine und Niger bestimmt werden. Die Abhängigkeit der Menge an Rückständen von der Uranerzkonzentration ist deutlich zu erkennen.⁴⁶

⁴⁵ Die Menge an Tailings kann demgegenüber zunehmen durch a) nicht stattfindende Aufbereitung von Erz mit zu geringer Urankonzentration, falls es nicht in der Statistik erfasst wird; b) durch Verdünnung von Erz sehr hoher Urankonzentration mit Taubgestein. Persönliche Information Gabor Doka, Doka Ökobilanzen (Januar 2012).

⁴⁶ Die Dichte der Tailings beträgt nach Doka (2009) 1800 kg/m³.

4. Sachbilanzinformationen

Tabelle 13 Anlagen- und länderspezifische Werte der Menge an Tailings aus der Uranerzaufbereitung. „n.s.“: nicht spezifiziert.⁴⁷

Mine/Deposit conventional mining (production in year 2009)	mining type	Mt ore	%U _{3O8}	t U _{3O8}	% U _{nat}	t U _{nat}	tailings [t/a]	tailings [m ³ /kg U _{nat}]	recovery factor
Australia									
Olympic Dam	underground	8105	0.056	3515	0.05	2981	8'101'485	1.51	0.77
Ranger	open pit	2268	0.26	5240	0.22	4443	2'262'760	0.28	0.89
Australia total		10373	0.18	8755	0.15	7424	10'364'245	0.78	0.84
Canada									
McArthur River	underground	187	4.68	8655	3.97	7339	178'345	0.014	0.99
Rabbit Lake	underground	216	0.82	1706	0.70	1447	214'294	0.082	0.96
McClean Lake	open pit	172	1.0	1637	0.85	1388	170'363	0.068	0.95
Canada total		575	3.63	11998	3.08	10174	563'002	0.031	0.98
Malawi									
Kayelekera (2010)	open pit	n.s.	0.13	790	0.11	670	n.s.	n.s.	n.s.
Malawi total		717	0.13	790	0.11	670	715'883	0.59	0.85
Namibia									
Rössing	open pit	12633	0.039	4150	0.03	3519	12'628'850	1.99	0.84
Langer Heinrich	open pit	1727	0.096	1304	0.08	1106	1'725'696	0.87	0.79
Namibia total		14360	0.053	5454	0.045	4625	14'354'546	1.72	0.83
Niger									
Somair	open pit	n.s.	0.172	2131	0.15	1807	n.s.	n.s.	n.s.
Cominak	underground	n.s.	0.4	1692	0.34	1435	n.s.	n.s.	n.s.
Niger total		1589	0.273	3823	0.231	3242	1'585'135	0.27	0.88
Russia									
Priargunsky	underground	1749	0.21	3543	0.18	3004	1'745'457	0.32	0.96
Russia total		1749	0.21	3543	0.18	3004	1'745'457	0.32	0.96
Ukraine									
VostGOK	underground	n.s.	0.12	1002	0.1	850	n.s.	n.s.	n.s.
Ukraine total		1000	0.12	1002	0.1	850	998'998	0.65	0.85
Brazil									
Caetité	open pit	170	0.30	407	0.25	345	169'593	0.27	0.80
Brazil total		170	0.30	407	0.25	345	169'593	0.27	0.80
TOTAL (= "world")		30'533	0.14	35'772	0.12	30'334	30'496'859	0.56	0.85

Somit können der direkte Energieverbrauch zur Uranförderung und -aufbereitung, die Ausbeute und die Menge der anfallenden Rückstände (Tailings) für die verschiedenen Länder in Abhängigkeit von der jeweiligen Uranerzkonzentration bilanziert werden.

Anlagen- oder länderspezifische Angaben zu Emissionsparametern, Landverbrauch, Betriebsmitteln sowie Bedarf an Transporten und Infrastruktur sind abgesehen von den in Kap. 4.4.1.1 beschriebenen Informationen nicht vorhanden. Sofern keine neueren Daten verfügbar sind, werden in erster Näherung die Werte aus Dones et al (2009) übernommen und je nach Anteil Tag- und Untertagbau bilanziert. Die resultierenden Sachbilanzen für die Uranproduktion in Australien, Kanada, Malawi, Namibia, Niger, Russland, die Ukraine und Brasilien sollten deswegen als erste Näherungen angesehen werden, die allerdings die wichtigsten Einflussfaktoren auf die Umweltbilanz der Uranproduktion relativ belastbar abbilden.

Mit den Sachbilanzdaten der konventionellen Uranproduktion im Bergbau und der Uranproduktion per In-Situ-Leaching (ISL) (Kap. 4.4.1.3) wird ein globaler Uranmix erstellt; die Anteile der verschiedenen Länder bzw. ISL werden anhand der Produktionsmengen der einzelnen Länder bzw. per ISL aus dem Jahr 2009 bestimmt (Tabelle 9), um bestmögliche Konsistenz zu den verwendeten Werten für Uranerzgehalte, Tailingmengen und Energieverbrauch zu gewährleisten, die sich meist auch auf das Jahr 2009 beziehen. Die Anteile sind in Tabelle 14 dargestellt. Dieser Uranproduktionsmix wird als Referenz in der Kernenergiekette dieser Stu-

⁴⁷ Für Malawi, Niger, Ukraine: Mengen an Erz berechnet Uranproduktion, Uranerzkonzentration und extrapoliertem recovery factor (Ausbeute; Abbildung 6). Ausbeute „world“ ebenfalls auf Extrapolation basierend. Länderdurchschnittswerte für Australien, Kanada und Namibia aus direkt verfügbaren anlagenspezifischen Werten berechnet.

die verwendet. Sensitivitätsanalysen zeigen den Einfluss der Uranversorgung aus den einzelnen Ländern bzw. mit Uran aus ISL auf die verschiedenen Indikatoren auf.

Tabelle 14 „Uranproduktionsmix“, global, erstellt anhand der produzierten Uranmengen 2009.

8'779	t U _{nat}	Gesamtproduktion ⁴⁸
36.7%	ISL, global	
20.9%	conventional mining	Canada
16.4%		Australia
9.5%		Namibia
6.6%		Niger
7.3%		Russia
1.7%		Ukraine
0.2%		Malawi
0.7%		Brazil

4.4.1.3 In-Situ-Leaching (ISL)

In-Situ-Leaching (ISL) wird global gesehen zunehmend zur Urangewinnung eingesetzt. Im Jahr 2010 wurden 41 % der weltweiten Uranförderung mittels ISL-Verfahren gewonnen (wnn 2011). In den USA und Kasachstan dominiert dieses Verfahren bereits die Urangewinnung (WNA 2011). Dieser nennenswerte Anteil, der in den letzten Jahren kontinuierlich zunahm, erfordert eine Berücksichtigung in den Sachbilanzdaten der Kernenergiekette, da ISL in Dones et al. (2009) nicht bilanziert ist.

Die Gewinnung von Uran mittels In-Situ-Leaching (ISL) wird nach Doka (2011) bilanziert. Die Sachbilanzdaten beziehen sich auf einen „generischen“ ISL-Prozess mit Schwefelsäure als Extraktionsflüssigkeit („saures“ ISL-Verfahren), welcher einen weltweiten Durchschnitt der Uranförderung und -aufbereitung durch dieses ISL-Verfahren widerspiegeln soll.

Bei der Uranförderung mittels ISL-Verfahren wird eine Extraktionsflüssigkeit – in dieser Sachbilanz basierend auf Schwefelsäure – durch den Erzkörper gepumpt, um das Uran im Untergrund aus dem Erz zu lösen und anschliessend das in der Extraktionsflüssigkeit gelöste Uran zu extrahieren und damit nutzbar zu machen. Geeignete Erzkörper müssen also für die Extraktionsflüssigkeit durchlässig sein und gegenüber etwaigen Grundwasservorkommen abgedichtet sein, um Verunreinigungen zu verhindern. In Doka (2011) wird angenommen, dass der Erzkörper nach der Uranauswaschung durch eine Spülung mit Wasser saniert wird. Die Rückstände werden in einer Deponie gelagert, wobei die Emissionen aus dieser Deponie nach Doka (2007a) bilanziert werden. Für den Extraktionsprozess wird eine Effizienz von 75 % angenommen, d.h. $\frac{3}{4}$ des im Erzkörper vorhandenen Urans können gewonnen werden, der Rest bleibt – allerdings nicht mehr weiter nutzbar und deswegen auch „verbraucht“ – im Boden.

Im Vergleich zum konventionellen Uranbergbau entspricht das ISL-Verfahren einer gekoppelten Uranförderung und -aufbereitung; dementsprechend ist die funktionelle Einheit bzw. das Produkt des ISL-Prozesses „1 kg U_{nat} in yellowcake“.

⁴⁸ „Gesamtproduktion“ bezieht sich hier auf jene Länder, für die Sachbilanzdaten erstellt wurden, sowie Uranproduktion per ISL. Damit sind mehr als 96% der tatsächlichen Produktion im Jahr 2009 erfasst.

Die wichtigsten Kenngrößen für die Sachbilanz des ISL-Verfahrens werden hier in Tabelle 15 nach Doka (2011) wiedergegeben. Für detailliertere Informationen und Originalquellen der Daten wird auf den Bericht von Doka (2011) verwiesen.

Tabelle 15 Wichtigste Kenngrößen für die Sachbilanz des ISL-Verfahrens.

	Einheit	Pro kg U_{nat} in yellowcake
Uran, in Erzkörper	kg	1.33
Energieverbrauch (Diesel, in Generator) für U-Förderung und Sanierung	MJ	878
Verbrauch an H_2SO_4	kg	20
Wasser	Liter	9123
Radonemissionen	kBq Rn-222	21'550

4.4.2 Brennstoffkette

Die Sachbilanzen der übrigen Teile der Kernenergiekette – Konversion, Anreicherung, Brennelementfertigung, Wiederaufarbeitung und Konditionierung – konnten im Rahmen dieses Projekts nur selektiv überarbeitet werden. Aktualisiert wurden Konversion, die Anreicherung des Brennstoffs und die Brennelementherstellung sowie der Betrieb der KKW. Nicht überarbeitet wurden Abfallbehandlung, Wiederaufarbeitung und Endlagerung der radioaktiven Abfälle.

4.4.2.1 Konversion

Anhand von Angaben nach Axpo (2011) wurde eine Sachbilanz für eine Konversionsanlage in Russland erstellt. Bei der Konversion wird Yellowcake U_3O_8 in Uranhexafluorid UF_6 umgewandelt (Details siehe Kap. 6 in Dones et al. (2009)). Als Ausgangsstoff wird hier das U_3O_8 aus russischer Produktion (siehe Kap. 4.4.1.1.2) verwendet. Anlagenspezifische Informationen sind vorhanden für folgende Aspekte der Sachbilanz:

- Stromverbrauch
- Menge an schwach radioaktiven Abfällen
- Betriebsmittel (Chemikalien)
- Transporte
- Emissionsparameter: radioaktive und nicht radioaktive Substanzen

Fehlende Angaben bzw. Elementarflüsse wurden mit den Daten zur Sachbilanz der Konversionsanlage in den USA (Dones et al. 2009) ergänzt.

Für die Stromversorgung der russischen Konversionsanlage wurde ein russischer Stromproduktionsmix nach Itten & Frischknecht (2012) erstellt (Zusammensetzung siehe Tabelle 16). Der Unterschied zwischen Produktions- und Verbrauchsmix (d.h. die Menge an Importen) sind vernachlässigbar klein (Itten & Frischknecht 2012) und werden hier nicht berücksichtigt.

Tabelle 16 Stromproduktionsmix Russland nach Itten & Frischknecht (2012).

electricity production mix, Russia	in %
Electricity, hard coal, at power plant/CENTREL	10.5
Electricity, lignite, at power plant/CENTREL	6.69
Electricity, peat, at power plant/NORDEL	0.04
Electricity, industrial gas, at power plant/CENTREL	0.62
Electricity, oil, at power plant/SK	1.47
Electricity, natural gas, at power plant/CENTREL	45.0
Electricity, hydropower, at reservoir power plant, non alpine regions/RER	4.58
Electricity, hydropower, at run-of-river power plant/RER	13.7
Electricity, nuclear, at power plant boiling water reactor/UCTE	7.67
Electricity, nuclear, at power plant pressure water reactor/UCTE	9.36
Electricity, at wind power plant/RER	0.05
Electricity, at cogen 6400kW _{th} , wood, allocation exergy/CH	0.002
Electricity from waste, at municipal waste incineration plant/CH	0.23

Somit stehen Sachbilanzen für Konversionsdienstleistungen in Russland, China und den USA zur Verfügung, wobei die Bilanz für die USA in Dones et al. (2009) die Konversion global repräsentieren sollte; in der Sachbilanz der Konversion in den USA wird neu der Strommix USA bilanziert sowie als Ausgangsstoff in den USA und China neu der neue globale Mix für U₃O₈ (siehe Tabelle 14). Neu wird ein globaler „Konversionsmix“ für die Kernenergiekette Schweiz erstellt. Die Anteile der einzelnen Länder werden anhand der weltweiten Konversionskapazitäten bestimmt (Tabelle 17).

Tabelle 17 Aktuelle länderspezifische Konversionskapazität (WNA 2012) und Anteile am globalen Konversionsmix in dieser Studie.

Anlage/Land	Kapazität [t U als UF ₆ pro Jahr]
Cameco/Canada	12'500
Cameco/UK	6'000
JSC Enrichment & Conversion/Russia	25'000
Areva/France	14'500
Converdyn/USA	15'000
CNNC/China	3'000
IPEN/Brazil	90
Gesamt	76'090
Urankonversion	Anteil global diese Studie
USA (& "Rest der Welt")	0.63
Russland	0.33
China	0.04

4.4.2.2 Anreicherung und Herstellung der Brennelemente

Bei der Urananreicherung zur Herstellung des Brennstoffs für die KKW und die resultierende Umweltbilanz sind drei Aspekte entscheidend:

- Anreicherungstechnologie: a) per Diffusion oder b) mit Zentrifugen
- Herkunft des angereicherten Urans: aus welcher Anreicherungsanlage?
- Anreicherungsgrad des Brennstoffs und damit Uranverbrauch

Die Diffusionstechnologie braucht weitaus mehr Strom als die Anreicherung mit Zentrifugen, deswegen weist dort die Art der Stromquelle entscheidenden Einfluss auf die Umweltbelas-

tungen der Anreicherung auf. Während für die Anreicherung in Frankreich Strom aus einem Kernkraftwerk bezogen wird, stammt dieser in den USA zu einem grossen Teil aus einem Kohlekraftwerk (Dones et al. 2009).

Da zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie keine belastbaren Informationen zum Ursprung des angereicherten Urans bzw. der Brennelemente für die Schweizer KKW bzw. dessen Umweltbilanz verfügbar waren, wird für die Anreicherung bzgl. Technologie und Herkunft eine Sachbilanz erstellt und für die Schweizer KKW verwendet, welche den heutigen globalen Durchschnitt abbilden soll.

Nach Goldsworthy (2008) lag weltweit der Anteil der Anreicherung per Zentrifuge 2008 bei 54%, jener von Diffusionsanlagen bei 33 %; der Rest des angereicherten Urans stammte aus abgerüsteten Kernwaffen. Dies stimmt gut mit den globalen Anreicherungs-kapazitäten nach WNA (2012) überein (Tabelle 18). In Dones et al. (2009) sind Sachbilanzdaten vorhanden zur Anreicherung in Russland, den USA, Frankreich und Europa (Deutschland/Niederlande/UK). Diese werden beibehalten, die Anteile zum „globalen Anreicherungs-mix“ mit den aktuellen Daten neu berechnet. Damit ergeben sich die Beiträge zum globalen Mix des angereicherten Urans wie in Tabelle 19 dargestellt.⁴⁹ Anlagen zur Urananreicherung werden zwar auch in weiteren Ländern betrieben⁵⁰, für diese können im Rahmen dieser Studie jedoch keine Sachbilanzen erstellt werden. Der Stromverbrauch in der russischen TENEX-Anlage wird mit dem aktuellen russischen Strommix (Tabelle 16) nach Itten & Frischknecht (2012) bilanziert.

Tabelle 18 Urananreicherungs-kapazitäten und -Technologie weltweit im Jahr 2010 (WNA 2012).

Anlage/Land	Kapazität 2010	
	[1000 SWU pro Jahr]	Technologie
Frankreich	8'500	Diffusion
Deutschland/Niederlande/UK	12'800	Zentrifuge
Japan	150	Zentrifuge
USA	11'300	Diffusion
USA	200	Zentrifuge
Russland	23'000	Zentrifuge
China	1'300	Zentrifuge
Anderer	100	Zentrifuge
GESAMT	57'350	

Tabelle 19 Beiträge der bilanzierten Anreicherungsanlagen zum hier erstellten globalen Mix an angereichertem Uran.

			Anteile am globalen Mix an angereichertem Uran (diese Studie)
Diffusion	Frankreich	EURODIF	14.8%
	USA	USEC	19.7%
Zentrifuge	Europa	Urenco	22.9%
	Russland	TENEX	42.5%

Der Anreicherungsgrad in Leibstadt liegt heute bei 4.43 %⁵¹, jener in Gösgen bei etwa 4.75 %⁵² (KKG 2010). Für diese beiden Anreicherungsgrade werden neue Anreicherungs-da-

⁴⁹ Die Beiträge aus China und anderen Ländern werden Russland zugerechnet, jene aus den USA (Zentrifuge) und Japan der Anreicherung in Europa.

⁵⁰ Nach (Makhijani et al. 2005) auch in Argentinien, Brasilien, China, Indien, Iran, Japan, Nordkorea und Pakistan.

⁵¹ Persönliche Information Tony Williams, Leiter Kernbrennstoffe, Axpo AG (20.12.2011).

⁵² Nach KKG(2010) bei „4,5 bis etwa 5 Prozent“. Hier wird der Mittelwert gewählt.

tensätze für die vier Anlagen erstellt, in denen jeweils der entsprechende (als UF_6) Uranverbrauch bilanziert wird: 1.40 kg U_{nat} in UF_6 pro kg_{UTA} ⁵³ bei 4.43 % (SWR, Leibstadt) bzw. 1.36 kg U_{nat} in UF_6 pro kg_{UTA} bei 4.75% (DWR, Gösgen).⁵⁴ Abgesehen von diesen Werten für den Uranverbrauch und dem Strommix in Russland werden die Sachbilanzen für die Anreicherung in den verschiedenen Anlagen aus Dones et al. (2009) unverändert übernommen.

Bei den Sachbilanzen der Fertigung der Brennelemente wird der Uranbedarf an den jeweiligen Anreicherungsgrad des Brennstoffs angepasst.⁵⁵ Für Brennelemente mit einem Anreicherungsgrad von 4.43 % (SWR, Leibstadt) bzw. 4.75 % (DWR, Gösgen) ergibt sich ein Bedarf von 6.60 $\text{kg}_{\text{UTA}}/\text{kg U}$ bzw. 7.25 $\text{kg}_{\text{UTA}}/\text{kg U}$ im Brennelement.

4.4.3 Betrieb der Kernkraftwerke

Die beiden Reaktoren in Leibstadt und Gösgen werden wie bisher in Dones et al. (2009) als Referenzkraftwerke für Siede- und Druckwasserreaktoren (SWR bzw. DWR) in der Schweiz angesehen. Stellvertretend für Strom ab Schweizer Kernkraftwerken wird in den vergleichenden Ergebnisdarstellungen der Strom ab Siedewasserreaktor (Leibstadt) dargestellt. Die Unterschiede in den Ergebnissen für Strom ab Siede- und Druckwasserreaktor sollten gering sein.

Es wird angenommen, dass heute kein Brennstoff in Form von Mischoxid-Brennelementen (MOX, Mischung von Uranoxid aus abgereichertem Uran aus der Anreicherung und Plutoniumoxid von wiederaufgearbeitetem Plutonium) in den Schweizer KKW eingesetzt werden, sondern ausschliesslich „frisches“ Uran.⁵⁶

4.4.3.1 Betriebsdauer der Kraftwerke

In der bisherigen Bilanz wurde eine Lebensdauer der Kernkraftwerke von 40 Jahren angenommen (Dones et al. 2009). Aus heutiger Sicht kann in Übereinstimmung mit den Szenarien des BFE von einer Betriebsdauer von 50 Jahren ausgegangen werden (BFE 2011), wie etwa auch in der Abschätzung der Mengen an zu erwartenden radioaktiven Abfällen (Nagra 2011). Somit wird eine Lebensdauer von 50 Jahren angenommen. Die Analyse der Ökobilanz-Ergebnisse in Dones et al (2009) zeigt jedoch, dass dieser Parameter einen sehr kleinen Einfluss auf die Gesamtbilanz der Kernenergie aufweist.

4.4.3.2 Uranbedarf

Der Uranbedarf pro kWh Stromproduktion hängt vom Wirkungsgrad der Stromproduktions-einheit und von der Ausnutzung des Brennstoffs ab, die in $\text{MW}_{\text{thd}}/\text{kgU}$ angegeben wird. Diese Ausnutzung des Brennstoffs nimmt tendenziell zu und ist auch vom Anreicherungsgrad des Brennstoffs abhängig; die Werte lagen in Dones et al. (2009) bei 53 $\text{MW}_{\text{thd}}/\text{kgU}$ für DWR und 48.6 $\text{MW}_{\text{thd}}/\text{kgU}$ bei SWR.

⁵³ „UTA“ = Urantrennarbeit; wird in diesem Zusammenhang im Allgemeinen als Einheit gebraucht. Details dazu in Dones et al. (2009).

⁵⁴ Es wird wie in Dones et al. (2009) generell mit einem Abreicherungsgrad von 0.26% gerechnet.

⁵⁵ Berechnungsformeln dazu: Anhang 1 in Dones et al. (2009).

⁵⁶ Belastbare Informationen dazu waren im Rahmen dieser Studie nicht verfügbar; die Anteile an MOX-Brennstoff in Dones et al. (2009) lagen bei Null (BWR) bzw. 8% (DWR).

Heute liegt die Brennstoffausnutzung bei $60 \text{ MW}_{\text{th}}/\text{kgU}$ für DWR (KKG 2010)⁵⁷ und $57 \text{ MW}_{\text{th}}/\text{kgU}$ für SWR⁵⁸, dementsprechend sinkt der spezifische Brennstoffbedarf pro kWh Stromproduktion in den Sachbilanzen. Weiterhin wird wie in Dones et al. (2009) mit 32 % Wirkungsgrad der KKW gerechnet. Somit ergeben sich für den Brennstoffbedarf neu für SWR bzw. DWR Werte von $2.28 \cdot 10^{-6} \text{ kg}$ bzw. $2.17 \cdot 10^{-6} \text{ kg}$ Uran im Brennelement pro kWh.

4.4.4 Geologische Tiefenlagerung

Zusammen mit der Nagra überarbeitet das PSI derzeit die Sachbilanzdaten zur geologischen Tiefenlagerung der radioaktiven Abfälle in der Schweiz. Diese Arbeit befindet sich jedoch aktuell in der Konsolidierungsphase; dementsprechend können diese neuen Sachbilanzdaten noch nicht in dieses Projekt einfließen.

4.5 Stromübertragung und -verteilung

Referenzprodukt, dessen Umweltauswirkungen analysiert werden, ist Strom auf Niederspannungsniveau beim Endkunden. Für alle Technologien werden in dieser Studie das Schweizer Netz zur Stromübertragung und -verteilung auf allen Spannungsebenen und die entsprechenden Stromverluste in der Umweltbilanz eingerechnet. Die entsprechenden Sachbilanzdaten wurden gegenüber dem ecoinvent Datenbestand v2.2 (Frischknecht et al. 2007a) aktualisiert (Itten & Frischknecht 2012).

Durch diesen Ansatz werden die Umweltauswirkungen von Technologien, bei denen der Strom am Ort der Erzeugung verbraucht wird, was zum Teil bei Fotovoltaik und WKK-Anlagen der Fall ist, möglicherweise etwas überschätzt. Auf das Niederspannungsnetz, wo die grössten Verluste auftreten, sind jedoch auch dezentrale Technologien in jedem Fall angewiesen. Zudem wird Solarstrom oftmals über Strombörsen gehandelt, weshalb der Verbrauch nicht am Ort der Erzeugung stattfindet und das Stromnetz benötigt wird.

4.6 Übrige Technologien

Die übrigen hier bilanzierten Technologien sind auf Basis der Ökobilanzdaten aus dem ecoinvent Datenbestand v2.2 modelliert. Es handelt sich hierbei um folgende Technologien:

- Windkraftwerke (Burger & Bauer 2007): Referenzanlage ist eine 800 kW Windkraftanlage, produziert in Europa und betrieben in der Schweiz mit einem Auslastungsfaktor von 0.14, d.h. knapp 1'230 Volllaststunden pro Jahr.
- Kehrichtverbrennungsanlage (Doka 2007b): hierbei werden alle Aufwendungen und Emissionen der Abfallentsorgung zugeordnet.⁵⁹
- Holz (Bauer 2007): Referenzanlage ist ein Organic Rankine Cycle (ORC) Heizkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von $335 \text{ kW}_{\text{el}}$ ($1440 \text{ kW}_{\text{th}}$) ohne weitergehender Rauchgasreinigung (Partikelfilter und Stickoxidreduktion); der Gesamtwirkungsgrad beträgt knapp 78 %. Aufwendungen und Emissionen werden auf Basis des Exergiege-

⁵⁷ Nach KKG(2010) werden mittlere Abbrände von 55 bis 65 Megawatttagen pro Kilogramm erzielt; für diese Studie wird der Mittelwert verwendet.

⁵⁸ Persönliche Information Tony Williams, Leiter Kernbrennstoffe, Axpo AG (20.12.2011).

⁵⁹ Diese Modellierung ist in Übereinstimmung mit der geltenden Technischen Verordnung über Abfälle. Der Energieinhalt der Abfälle ist den zu Abfall gewordenen Produkten zugeordnet.

halts der erzeugten Energieträger dem Strom und dem Dampf (d.h. der Wärme) zugeordnet.⁶⁰

- Biogas (Jungbluth et al. 2007): landwirtschaftliches Blockheizkraftwerk mit einer Leistung von 160 kW_{el}, in welchem das erzeugte Biogas direkt verbrannt wird.⁶¹ Der Gesamtwirkungsgrad beträgt 63 % (33 % elektrisch, 30 %⁶² thermisch). Das Biogas wird aus Gülle, organischen Abfällen und Altöl erzeugt. Der Mix entspricht dem Schweizer Durchschnitt. Aufwendungen und Emissionen werden auf Basis des Exergiegehalts der erzeugten Energieträger dem Strom und dem Dampf (d.h. der Wärme) zugeordnet.⁶³
- Wasserkraftwerke (Flury & Frischknecht 2012): neben Laufwasser- und Speicherkraftwerken werden auch Kleinwasserkraftwerke (isoliert beziehungsweise eingebettet in eine bestehende Wasserversorgungsinfrastruktur) betrachtet. Die Ergebnisse basieren auf vollständig überarbeiteten und teilweise ergänzten und aktualisierten Sachbilanzdaten, erhoben im Rahmen eines Projektes des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, BMU. Die Emissionsfaktoren der Treibhausgase CO₂, Methan und Lachgas aus Stauseen (Speicherkraftwerke und Laufwasserkraftwerke mit Stausee) wurden auf der Basis neuer wissenschaftlicher Erkenntnisse der EAWAG aktualisiert. Der Strombedarf von Zulieferpumpen von Speicherkraftwerken wurde als Betriebsaufwendung bilanziert. Im weiteren konnte neu der Kupferbedarf in die Sachbilanz aufgenommen werden.

5 Ergebnisse

In Kap. 5.1 sind die Ergebnisse für eine Auswahl der in dieser Studie analysierten Technologien zur Stromerzeugung und deren Interpretation im Überblick zusammengefasst. Details zu den Ergebnissen der verschiedenen Energieträger und weiteren in dieser Studie analysierten Systemen zur Stromerzeugung sowie eine weitergehende Auswertung der Ergebnisse sind in den folgenden Unterkapiteln für Erdgas (Kap. 5.2), Fotovoltaik (Kap. 5.3) und Kernenergie (Kap. 0) zu finden.

5.1 Vergleich der Technologien zur Stromerzeugung

In Abbildung 7 bis Abbildung 10 sind für die ausgewählten Technologien zur Stromerzeugung die Ergebnisse für die einzelnen Umweltindikatoren im Überblick dargestellt. Bezugsgrösse ist jeweils „1 kWh Strom, Niederspannung ab Netz, Schweiz“. Das heisst, Stromübertragung und Verteilung auf allen Spannungsebenen sind für alle Technologien in gleicher Weise berücksichtigt. Für das Erdgas-GuD-Kraftwerk sind die Ergebnisse für den Betrieb mit geringfügiger Abwärmenutzung dargestellt (vgl. Sachbilanz Kap. 4.2.5.2). Für sämtliche Technologien, die gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen (also alle WKK-Anlagen und das Erdgas-Kraftwerk mit Abwärmenutzung), sind die Umweltbelastungen nach Exergiegehalt

⁶⁰ Allokationsfaktoren nach Exergie: Strom 16.1 %, Wärme 83.9 %.

⁶¹ Datensatz: „cogen with biogas engine, agricultural covered, alloc. exergy“.

⁶² Bei landwirtschaftlichen Anlagen wird nur ein Teil der erzeugten Wärme genutzt. Die 30 % Wirkungsgrad entsprechen dem real genutzten Anteil. Der Energiegehalt der zu vergärenden Substrate wird den Prozessen der Tierhaltung, der Haushalte beziehungsweise der Gastronomie zugerechnet.

⁶³ Allokationsfaktoren nach Exergie: Strom 86 %, Wärme 14 %.

der Produkte auf Strom und Wärme aufgeteilt. Die PV-Anlagen entsprechen neuen 3kW_p-Anlagen, die auf Schrägdächern in der Schweiz installiert werden.

Werden die Ergebnisse dieser Studie mit Ökobilanzresultaten verglichen, die für „Strom ab Kraftwerksklemme“ ausgewiesen wurden, sind die neuen Ergebnisse generell etwa 10 bis 15 % höher, da in dieser Studie der Strom auf Niederspannungsniveau beim Endkunden bewertet wird.

Die Erdgas-WKK-Anlagen weisen die höchsten Treibhausgasemissionen auf; das Erdgas-GuD Kraftwerk emittiert wegen der höheren Effizienz der Stromerzeugung vergleichsweise weniger Klimagase. Bei den Treibhausgasemissionen verursachen Wasserkraft, die KVA, Wind- und Kernenergie die geringsten Mengen an Treibhausgas-Emissionen, geringfügig höhere Emissionen weist der Strom aus den PV-Anlagen und der Holz-WKK auf. Die für erneuerbare Energieträger hohen THG-Emissionen der Biogas-WKK stammen zu einem grossen Teil aus der Biogasproduktion.

Die mit Abstand höchsten Emissionen an Partikeln und partikelbildenden Substanzen wie beispielsweise Stickoxide werden von der mit Holz betriebenen WKK-Anlage verursacht. Am wenigsten Partikel werden durch die Stromerzeugung in Wasserkraftwerken und der KVA gebildet. Windenergie, PV-Anlagen, Erdgastechnologien und Kernenergie emittieren etwas mehr, die Partikelemissionen sind aber auch hier vergleichsweise gering.

Die Holz-WKK-Anlage weist basierend auf den vorliegenden Sachbilanzdaten und der gewählten Bewertungsmethode die mit deutlichem Abstand zu den restlichen Technologien höchste Umweltbelastung aufgrund der Landnutzung auf. Alle anderen Technologien haben im Vergleich dazu eine recht geringe Flächennutzung. Die dafür verantwortlichen Sachbilanzdaten der Energieholzgewinnung bilden allerdings nicht die in der Schweiz üblicherweise betriebene nachhaltige Waldnutzung ab.⁶⁴ Dieses Ergebnis ist dementsprechend mit Vorbehalt zu interpretieren.

Den höchsten Bedarf an nicht erneuerbaren Ressourcen (hauptsächlich metallischen Rohstoffen; ohne fossile Energieträger) verzeichnet mit der hier verwendeten Bewertungsmethode, bei der die Knappheit der verschiedenen Ressourcen berücksichtigt wird, der Strom aus PV-Anlagen. Details dazu in Kap. 5.3. Bei allen anderen Technologien stammt der grösste Beitrag vom Kupferverbrauch für das Stromnetz; deswegen sind die Ergebnisse sehr ähnlich.

Der nicht erneuerbare kumulierte Energieaufwand ist bei Kernenergie wegen des niedrigsten thermischen Wirkungsgrads aller hier bewerteten nicht erneuerbaren Systemen am höchsten; etwas weniger nicht erneuerbare Energieträger verbrauchen die Erdgastechnologien. Alle anderen Technologien, die erneuerbare Energieträger nutzen, verbrauchen deutlich weniger nicht erneuerbare Energieträger, verursacht vor allem durch Strom- und Wärmebedarf in der Produktionskette der Anlagen. Strom aus Wasserkraft und KVA benötigen am wenigsten nicht erneuerbare Primärenergie pro kWh Strom.

⁶⁴ 99 % der ausgewiesenen Umweltbelastungen durch Landnutzung stammen aus dem Elementarfluss „Nutzung, Wald, intensiv, normal forstlich bewirtschaftet“, der in den Sachbilanzen der Energieholzproduktion verbucht ist. In der Schweiz entspricht eine extensive Waldnutzung eher der Realität. Damit würde das Ergebnis um rund 60 % tiefer ausfallen. In diesem Zusammenhang wird auf das gerade laufende, vom BAFU in Auftrag gegebene Projekt „Aktualisierung der Modelle und Datensätze zu Holz und Holzprodukten in der Datenbank ecoinvent“ verwiesen, in welchem diese Sachbilanzdaten überarbeitet werden mit dem Ziel, die nachhaltige Waldnutzung in der Schweiz besser abbilden zu können.

Tendenziell umgekehrt verhält es sich beim Verbrauch an erneuerbarer Energie: Die in dieser Studie bewertete Holz-WKK-Anlage weist wegen der vergleichsweise geringen Effizienz zur Stromerzeugung den höchsten Bedarf an erneuerbarer Energie auf.

Die grössten Mengen an radioaktiven Abfällen verursacht die Stromerzeugung mit Kernkraftwerken. Alle anderen Technologien erzeugen lediglich indirekt über den Verbrauch an Strom aus KKW in der Prozesskette zu Herstellung radioaktive Abfälle; die Mengen sind dementsprechend sehr gering.

Der Technologievergleich bezüglich der Emission radioaktiver Substanzen sieht ähnlich aus: am meisten wird vom Strom aus Kernkraftwerken erzeugt, wobei der grösste Anteil von den Rückständen der Uranerzaufbereitung verursacht wird.

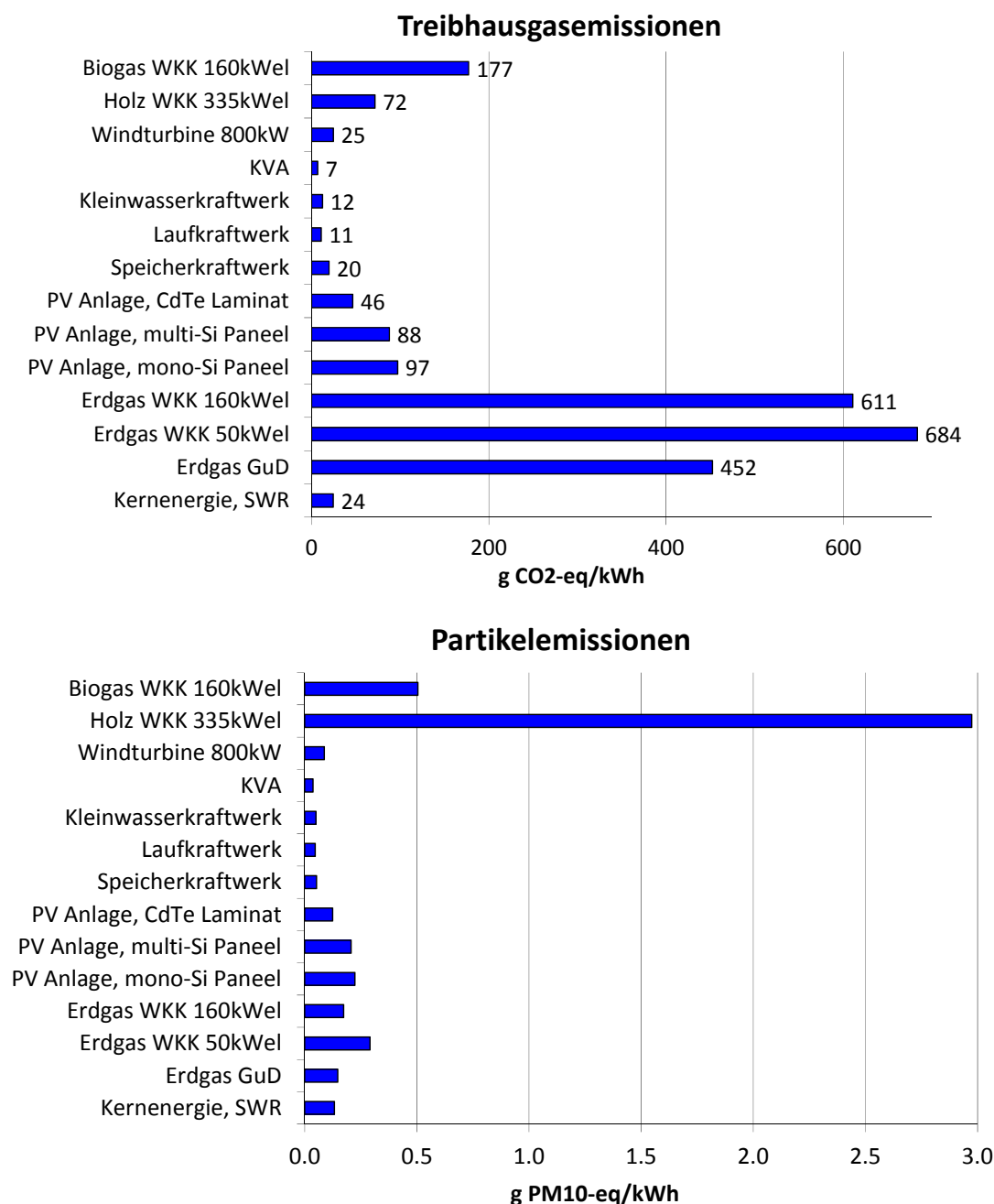


Abbildung 7 Vergleich der Umweltauswirkungen verschiedener Technologien zur Stromerzeugung. Bezugsgrösse: 1 kWh Strom, Niederspannung, CH. GuD-Kraftwerk mit Abwärmenutzung; bei allen WKK-Anlagen und dem GuD-Kraftwerk Allokation nach Exergiegehalt von Strom und Wärme⁶⁵; Emissionen der KVA sind den Abfällen zugeordnet; PV: Schrägdachanlagen. (Teil 1)
Die verfügbaren Sachbilanzdaten repräsentieren eine veraltete Holzfeuerung ohne Partikelfilter und Stickoxidreduktion. Dementsprechend ist das Ergebnis in der Kategorie „Partikel“ mit Vorbehalt zu interpretieren.

⁶⁵ Pro kWh erzeugtem Strom entstehen 0.08 kWh Nutzwärme bei dem hier bilanzierten Erdgas GuD-Kraftwerk mit Abwärmenutzung, 1.71 kWh bei der Erdgas-WKK 50 kW_{el} und 1.44 kWh bei der Erdgas-WKK 160 kW_{el}. Diese Nutzwärme verursacht bei diesen drei Anlagen Treibhausgas-Emissionen von 14.6, 28 bzw. 26.3 g CO₂-eq. pro MJ Nutzwärme (bei Allokation nach Exergiegehalt von Strom und Wärme). Die vollständigen Indikatorergebnisse für die Nutzwärme für Allokation nach Exergie- und Energiegehalt sind im Anhang in Tabelle 24 und Tabelle 25 enthalten.

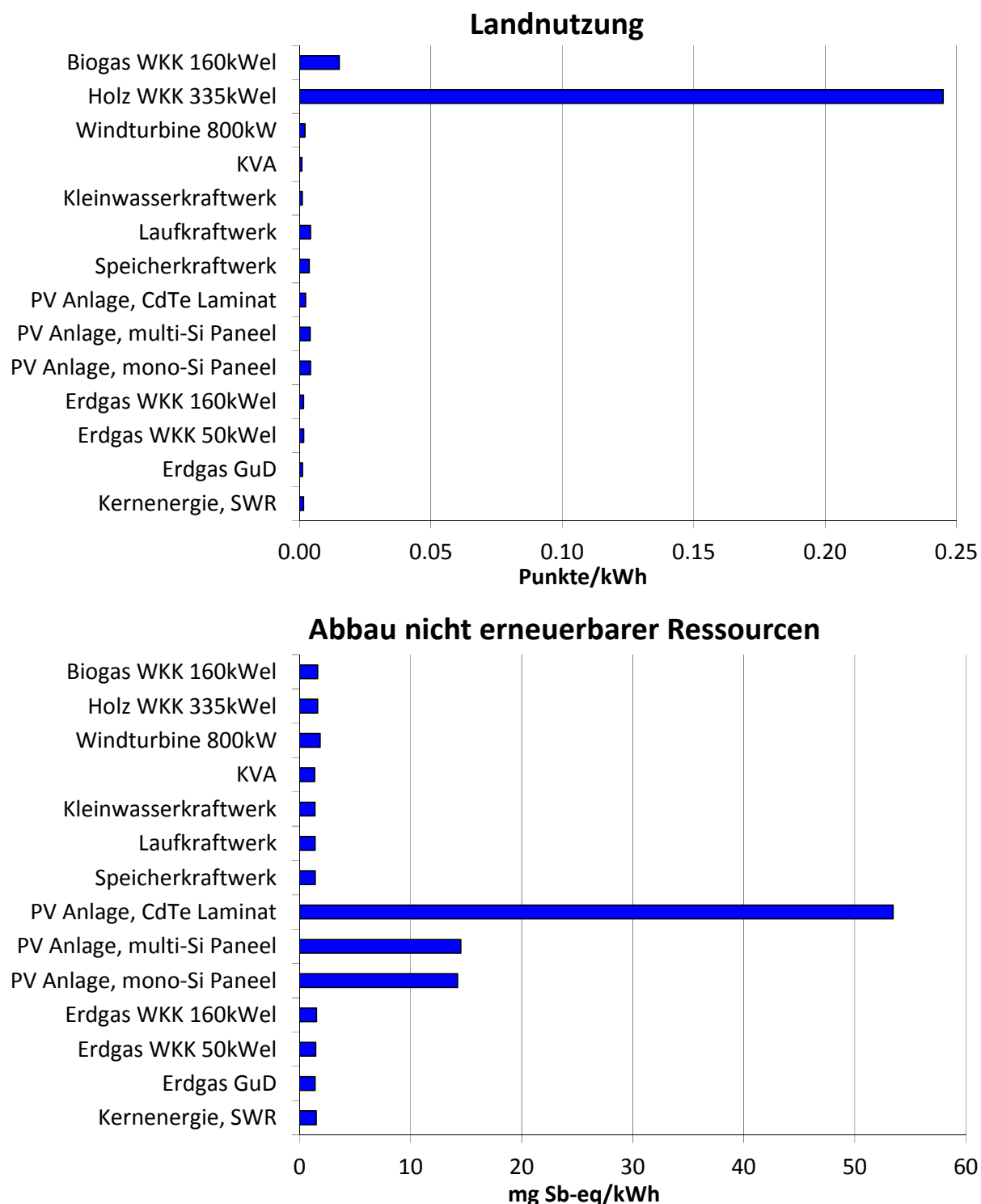


Abbildung 8 Vergleich der Umweltauswirkungen verschiedener Technologien zur Stromerzeugung. Bezugsgrösse: 1 kWh Strom, Niederspannung, CH. GuD-Kraftwerk mit Abwärmenutzung; bei allen WKK-Anlagen und dem GuD-Kraftwerk Allokation nach Exergiegehalt von Strom und Wärme⁶⁵; Emissionen der KVA sind den Abfällen zugeordnet; PV: Schrägdachanlagen. (Teil 2)

Die verfügbaren Sachbilanzdaten der Energieholzproduktion entsprechen keiner nachhaltigen Forstwirtschaft in der Schweiz. Dementsprechend ist das Ergebnis in der Kategorie „Landnutzung“ mit Vorbehalt zu interpretieren.

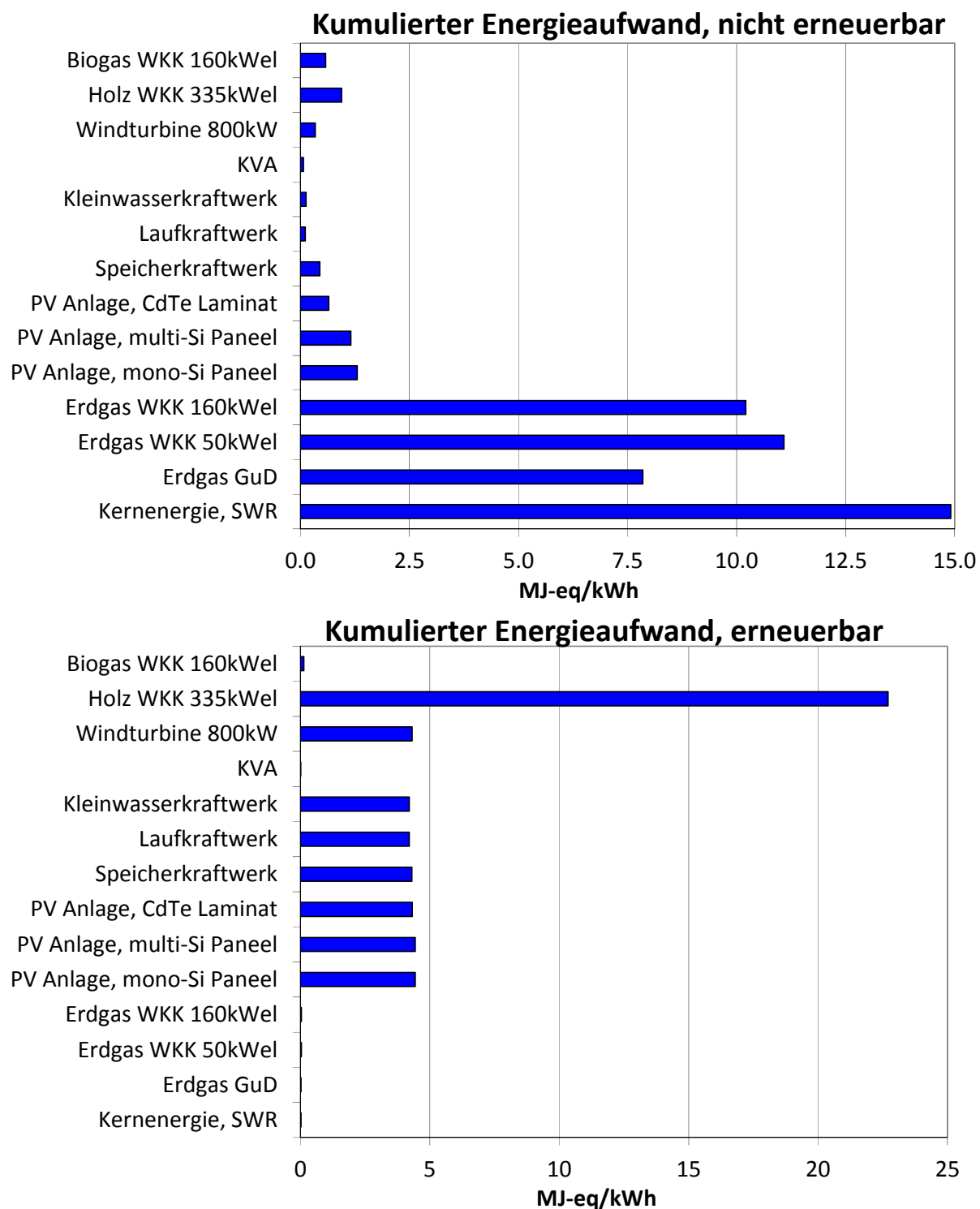


Abbildung 9 Vergleich der Umweltauswirkungen verschiedener Technologien zur Stromerzeugung. Bezugsgrösse: 1 kWh Strom, Niederspannung, CH. GuD-Kraftwerk mit Abwärmenutzung; bei allen WKK-Anlagen und dem GuD-Kraftwerk Allokation nach Exergiegehalt von Strom und Wärme⁶⁵; Energieaufwendungen der KVA sind den Abfällen zugeordnet, der Energieinhalt des Abfalls ist den zu entsorgenden Produkten zugeordnet; PV: Schrägdachanlagen. (Teil 3)

Beim „kumulierten Energieaufwand, erneuerbar“ ist die vom System geerntete Umweltenergie (Windenergie, Sonnenenergie, potenzielle Energie des Wassers etc.) enthalten; aufgrund ihrer unterschiedlichen Eigenschaften sollten die kumulierten Energieaufwände nicht erneuerbar und erneuerbar nicht zusammengefasst werden.

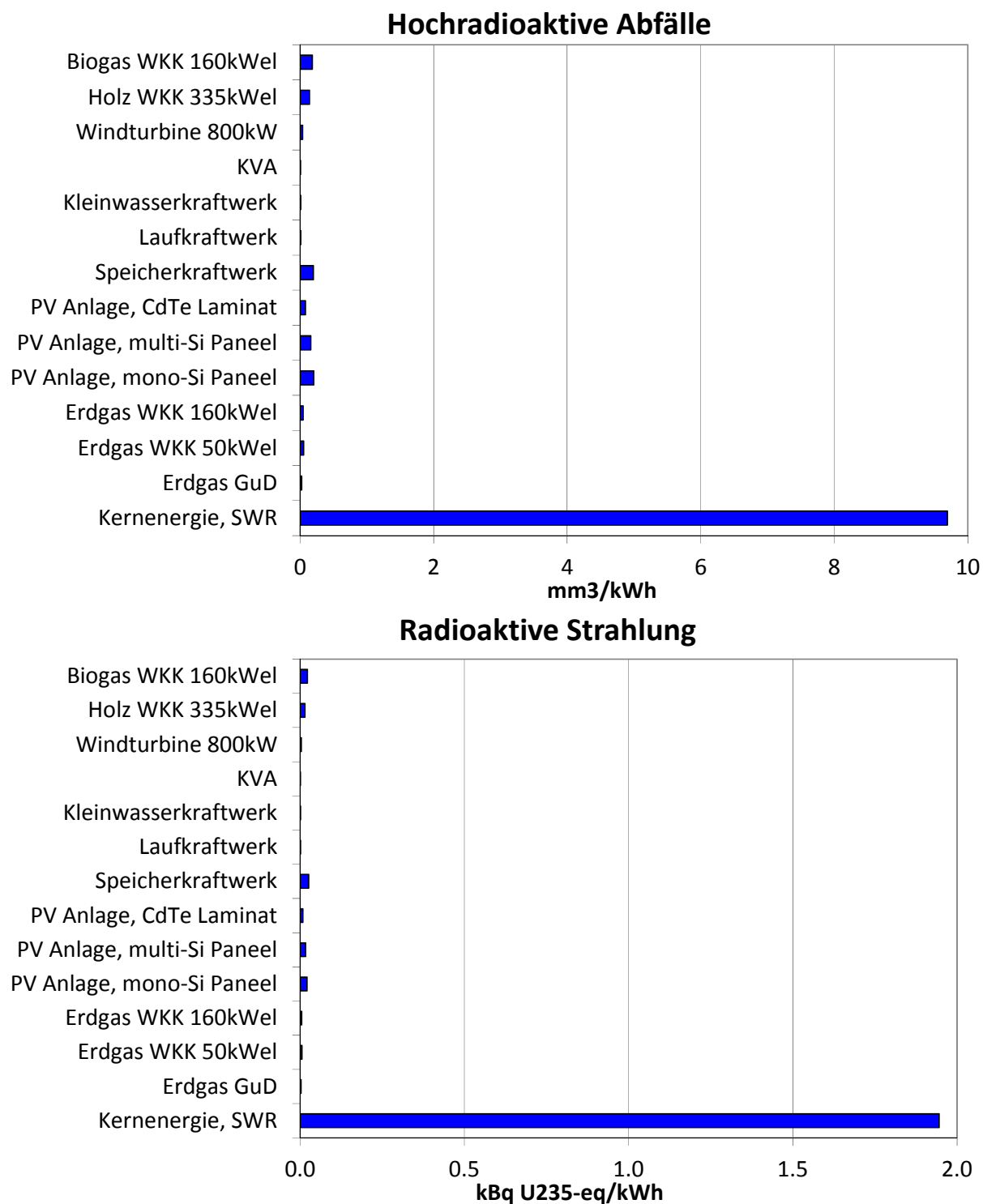


Abbildung 10 Vergleich der Umweltauswirkungen verschiedener Technologien zur Stromerzeugung. Bezugsgrösse: 1 kWh Strom, Niederspannung, CH. GuD-Kraftwerk mit Abwärmenutzung; bei allen WKK-Anlagen und dem GuD-Kraftwerk Allokation nach Exergiegehalt von Strom und Wärme⁶⁵; Emissionen und Aufwendungen der KVA sind den Abfällen zugeordnet; PV: Schrägdachanlagen. (Teil 4)

5.2 Erdgas

5.2.1 Beiträge aus einzelnen Abschnitten in den Erdgasketten

Für jene Indikatoren, bei denen Erdgassysteme im Vergleich zu den anderen untersuchten Technologien nennenswerte Umweltbelastungen aufweisen, d.h. Treibhausgas- und Partikelemissionen, Landnutzung und kumulierter Energieaufwand (nicht erneuerbar) wurde untersucht, aus welchen Abschnitten der Strombereitstellungskette die Beiträge stammen. Die jeweiligen Beiträge aus der Erdgasversorgung, dem Kraftwerk bzw. den WKK-Anlagen (inkl. Infrastruktur) und der Stromverteilung (inkl. Infrastruktur) sind in Tabelle 10 dargestellt.

Bei den Treibhausgasemissionen stammen jeweils rund 15 % aus der Erdgasbereitstellung (Förderung, Transport, Verteilung in der Schweiz), fast der gesamte Rest – also der Grossteil insgesamt – aus den direkten Betriebsemissionen des Kraftwerks bzw. der WKK-Anlagen. Bei den Partikelemissionen stammen nennenswerte Beiträge aus allen drei Bereichen. Die Menge an durch direkte Betriebsemissionen verursachten Partikeln (in Form von sekundären Aerosolen) ist bei der 50 kW_{el} WKK-Anlage ohne Katalysator am höchsten. Die Beiträge vom Stromnetz stammen hauptsächlich aus der Kupferförderung für die Netzinfrastruktur. Der grösste Teil der Landnutzung wird indirekt über den Holzbedarf für die Netzinfrastruktur verursacht. Der Energieinhalt des Brennstoffs Erdgas und damit die Erdgasbereitstellung dominiert den nicht erneuerbaren kumulierten Energieaufwand.

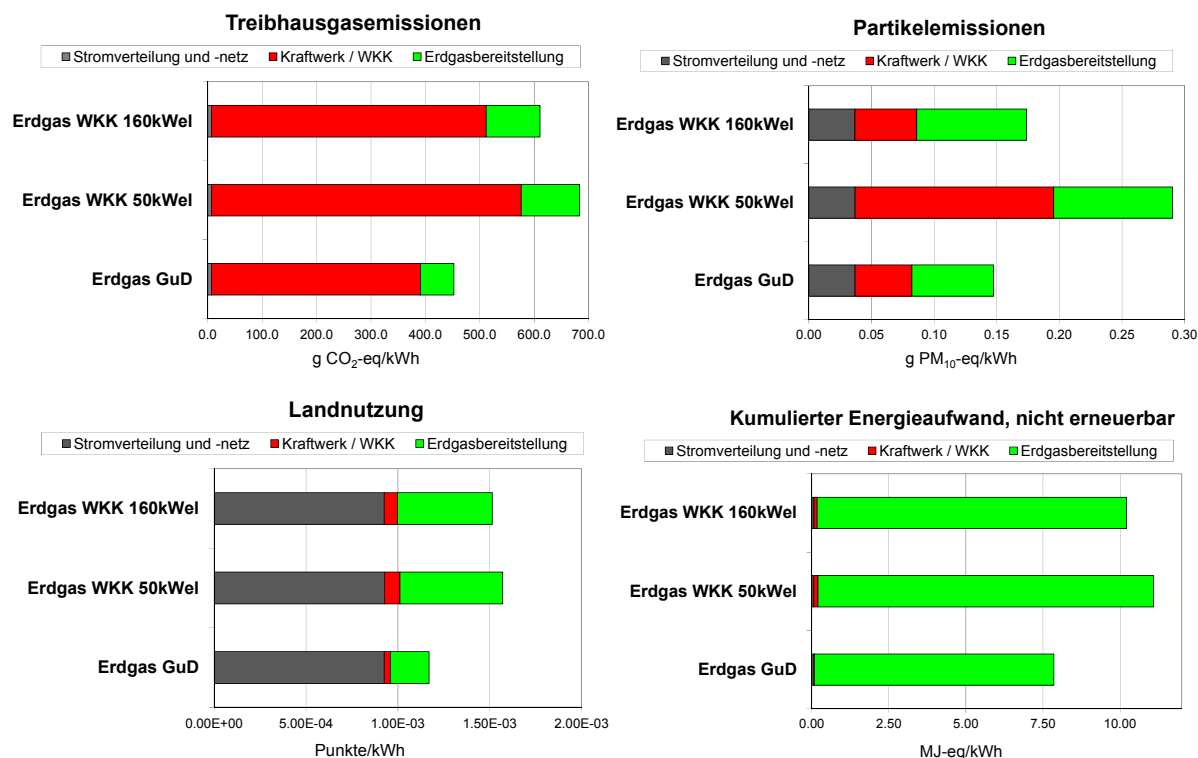


Abbildung 11 Beitragsanalyse für Strom aus Erdgas. Bezugsgrösse: 1 kWh Strom, Niederspannung, CH. GuD-Kraftwerk mit Abwärmenutzung; bei allen WKK-Anlagen und dem GuD-Kraftwerk Allokation nach Exergiegehalt von Strom und Wärme.

5.2.2 Systeme im Gesamtüberblick

Neben den in Abbildung 7 bis Abbildung 10 enthaltenen Erdgastechnologien wurden Sachbilanzen für eine Reihe weiterer WKK-Anlagen erstellt. Die Ergebnisse für alle untersuchten Systeme sind in Abbildung 12 dargestellt, jeweils wieder bezogen auf 1 kWh Strom, Niederspannung, beim Verbraucher in der Schweiz mit Allokation der Aufwendungen und Emissionen nach Exergiegehalt der Produkte Strom und Wärme.

Mit diesem Allokationsansatz wird der gleichzeitig erzeugten Wärme unterdurchschnittlich viel Umweltbelastung zugewiesen. Die Umweltauswirkungen der Erzeugung von 1 MJ Wärme in einem Blockheizkraftwerk sind deutlich tiefer als diejenigen der Erzeugung von 1 MJ Wärme in einem Gasheizkessel. Für einen Vergleich der gekoppelt produzierten Elektrizität sollte neben dem Fokus auf der Stromproduktion wie in dieser Studie auch eine Analyse des Gesamtsystems (zur Strom- und Wärmeproduktion) vorgenommen werden, d.h. die Systemgrenzen sollten so gewählt werden, dass die Umweltauswirkungen einer bestimmten Menge an mit verschiedenen Systemen bzw. Technologiekombinationen gleichzeitig zur Verfügung gestellter Elektrizität und Wärme untersucht werden. Darunter fallen nicht nur WKK-Anlagen und Kraftwerke mit Abwärmenutzung, sondern auch Kraftwerke mit reiner Stromerzeugung in Kombination mit Heizkesseln, Wärmepumpen, die mit Strom aus Kraftwerken oder WKK-Anlagen gespeist werden können, etc. (vgl. etwa Bauer et al. (2009)). Eine solche Analyse ist jedoch – sofern sie nicht nur aus theoretischen Überlegungen besteht und einen relevanten Praxisbezug aufweisen soll – aufwändig und war mit den für diese Studie zur Verfügung stehenden Ressourcen nicht durchzuführen. Eine Betrachtung des Gesamtsystems dürfte dazu führen, dass die Unterschiede zwischen den hier betrachteten Systemen insgesamt geringer werden. Im Anhang sind die Ergebnisse für die Wärme ab WKK-Anlage für alle untersuchten Systeme im Vergleich zu einer Erdgasheizung dargestellt (siehe Tabelle 24).

Im hier durchgeführten Vergleich der Stromproduktion nehmen die Treibhausgasemissionen tendenziell mit zunehmender Leistung der WKK-Anlagen ab, da die elektrischen Wirkungsgrade grösserer Anlagen höher sind. Die THG-Emissionen des GuD-Kraftwerks sind deutlich geringer als jene der WKK-Anlagen.

Bei der Stromerzeugung im GuD-Kraftwerk (und dem Bezug auf Niederspannungsniveau) sind die Emissionen um 7 % geringer als vor der Aktualisierung der Sachbilanzdaten (ecoinvent Datenbestand v2.2), was vor allem auf den nun leicht höheren Kraftwerkswirkungsgrad und die niedrigeren Emissionen aus der Erdgasversorgung zurückzuführen ist. Auch die Emissionen der WKK-Anlagen gehen in ähnlichem Ausmass zurück, ebenfalls aufgrund der höheren Anlagenwirkungsgrade und der Reduktionen im Bereich Erdgasversorgung.

Bei den Partikelemissionen ist ein deutlicher Unterschied zwischen verschiedenen WKK-Technologien sichtbar: Die Anlagen mit Katalysator (2 kW_{el} und 160 kW_{el}) verursachen eine geringere Belastung, da die NO_x-Emissionen und damit die Bildung sekundärer Aerosole um einiges tiefer sind als bei den Magermotoren.

Landnutzung fällt hauptsächlich durch die Stromverteilung und indirekt über Beiträge aus der Erdgaskette an, wodurch die Ergebnisse eng mit dem Wirkungsgrad der Anlagen korrelieren und sich damit ähnlich wie die THG-Emissionen verhalten. Der Hauptbeitrag zum Abbau nicht erneuerbarer Ressourcen stammt aus dem Kupfer im Stromnetz, die Unterschiede zwischen den hier verglichenen Systemen sind demnach gering. Bei den Anlagen mit Katalysator fällt ausserdem der Verbrauch an Rhodium im Katalysator ins Gewicht. Bei den Indikatoren Energieaufwand erneuerbar und nicht erneuerbar, hochradioaktive Abfälle und radioaktive Strahlung sind die Ergebnisse qualitativ sehr ähnlich, da diese Umweltbelastungen grossteils in der Erdgaskette verursacht werden, die Belastungen also hauptsächlich vom elektrischen Wirkungsgrad der Anlagen abhängen.

5. Ergebnisse

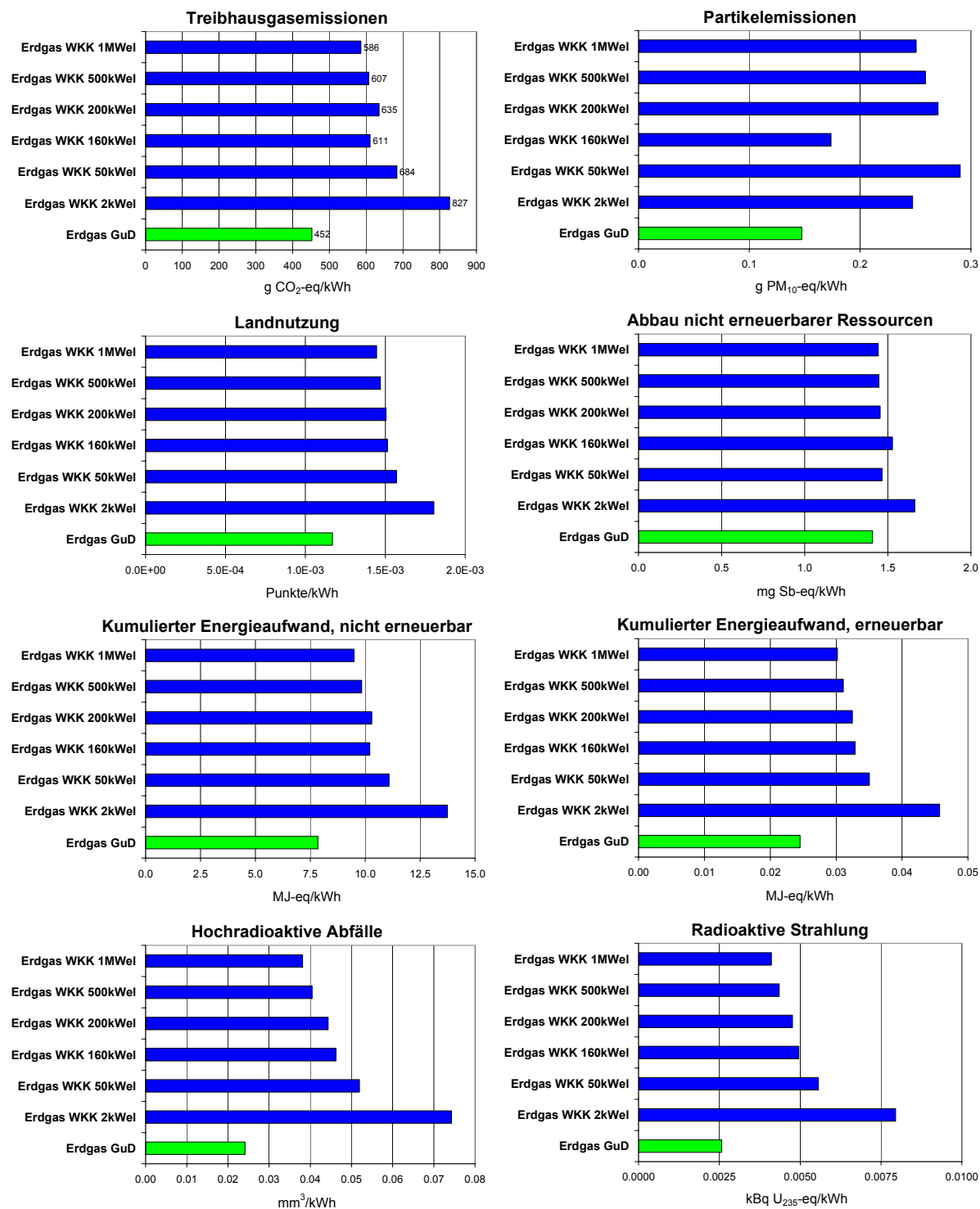


Abbildung 12 Vergleich der Umweltauswirkungen verschiedener Erdgastechnologien zur Stromerzeugung. Bezugsgrösse: 1 kWh Strom, Niederspannung, CH. GuD-Kraftwerk mit Abwärmenutzung; Allokation jeweils nach Exergiegehalt von Strom und Wärme⁶⁶.

⁶⁶ Pro kWh erzeugtem Strom entstehen 0.08 kWh Nutzwärme bei dem hier bilanzierten Erdgas GuD-Kraftwerk mit Abwärmenutzung, sowie 2.68, 1.71, 1.44, 1.4, 1.23 und 1.11 kWh Nutzwärme bei Erdgas-WKK-Anlagen mit Leistungen von 2, 50, 160, 200, 500 und 1000 kW_{el}. Die vollständigen Indikatoregebnisse für die Nutzwärme für Allokation nach Exergie- und Energiegehalt sind im Anhang in Tabelle 24 und Tabelle 25 enthalten.

5.2.3 Allokation nach Energiegehalt von Strom und Wärme

In Abbildung 13 sind die Ergebnisse für die einzelnen Indikatoren der Umweltbelastung für Strom ab WKK-Anlagen und GuD-Kraftwerk mit Allokation der Elementarflüsse nach Energiegehalt von Strom und Wärme dargestellt. Im Gegensatz zum Exergiegehalt wird hier die höhere Wertigkeit der Elektrizität nicht berücksichtigt. Die Ergebnisse für das GuD-Kraftwerk weichen kaum von jenen mit Allokation nach Exergie ab, da die genutzte Menge an Wärme recht klein ist und sich die Allokationsfaktoren für den Strom nur geringfügig unterscheiden (Tabelle 21). Anders verhält es sich für die WKK-Anlagen: Im Vergleich zur exergetischen Allokation werden bei der energetischen Allokation deutlich weniger Umweltbelastungen dem Strom zugerechnet, da die entsprechenden Allokationsfaktoren für Strom tiefer sind (Tabelle 21). Dies wirkt sich im Vergleich WKK-Anlagen vs. GuD-Kraftwerk markant aus, der Strom aus den WKK-Anlagen schneidet vergleichsweise besser ab als mit exergetischer Allokation. Der Allokationsfaktor wirkt sich aber auch beim Vergleich der WKK-Anlagen untereinander aus: Bei einem Grossteil der Indikatoren sind die Unterschiede zwischen den verschiedenen WKK-Anlagen recht gering. Ausnahme sind die Partikelemissionen: Hier zeigt sich wiederum der deutliche Vorteil der beiden WKK-Anlagen mit Katalysator und entsprechend geringeren direkten Schadstoffemissionen und indirekter Aerosolbildung.

5. Ergebnisse

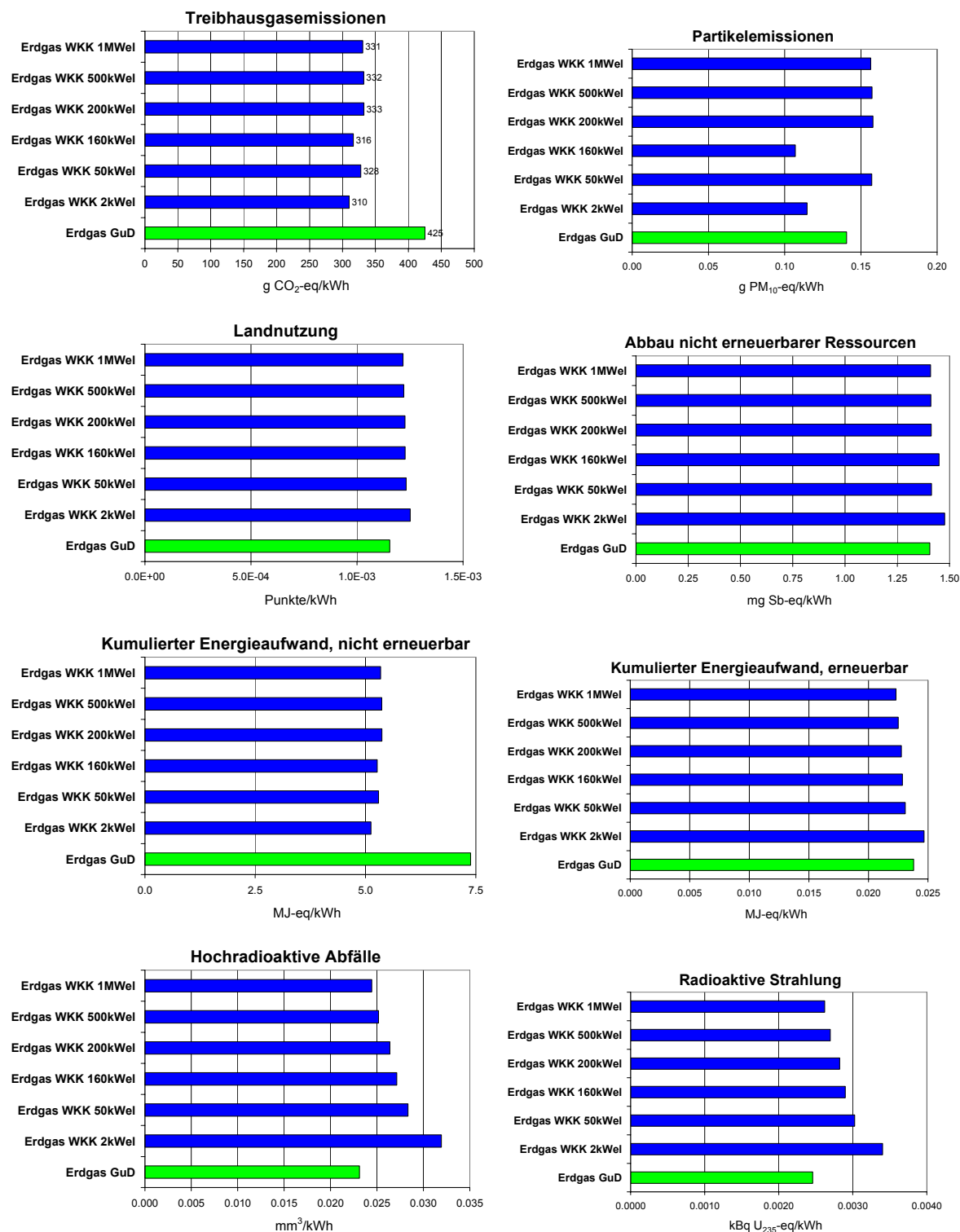


Abbildung 13 Vergleich der Umweltauswirkungen verschiedener Erdgastechnologien zur Stromerzeugung. Bezugsgrösse: 1 kWh Strom, Niederspannung, CH. GuD-Kraftwerk mit Abwärmenutzung; Allokation jeweils nach Energiegehalt von Strom und Wärme⁶⁶.

5.3 Fotovoltaik

Die Umweltauswirkungen der Stromproduktion in PV-Anlagen wird nach unterschiedlichen Indikatoren bewertet und in Abbildung 14 und Abbildung 15 auf den Seiten 49 und 50 dargestellt. Nebst einem Vergleich der verschiedenen PV-Technologien interessiert auch der Beitrag der einzelnen Prozessschritte zu den Umweltauswirkungen.

Die untersuchten Indikatoren werden im Unterkapitel 3.6 genauer beschrieben.

Sowohl die Installation der Module wie auch die Stromverteilung sind technologieunabhängig. Diese Prozessschritte werden deshalb unabhängig von der Modulherstellung diskutiert.

5.3.1 Herstellung der Module

Über alle betrachteten Indikatoren erzielen die Lamine eine geringere Umweltbelastung als die Paneele der entsprechenden PV-Technologie. In den Darstellungen ist zu sehen, dass dieser Unterschied vor allem beim Aufbau und beim Prozessschritt „Module“ zustande kommt. Lamine werden direkt in die Dächer integriert, weshalb weniger Material für die Installation benötigt wird. Paneele werden auf Aufständern montiert, die oftmals aus Metall gefertigt sind. Zusätzlich werden an Paneelen Aluminiumrahmen angebracht um sie zu schützen. Diese Rahmen werden bei Laminen üblicherweise weggelassen. Ein Vergleich der restlichen Prozessschritte zeigt, dass sich die zwei Modularten einer Technologie nicht unterscheiden, weshalb bei den kristallinen Technologien fortan hauptsächlich die Umweltauswirkungen der Paneele beschrieben werden.

Die Treibhausgasemissionen der kristallinen Technologien werden hauptsächlich durch den Stromverbrauch in der Herstellungskette vom Silizium über die Wafer zu den Modulen dominiert. In der mono-kristallinen Kette sind die Silizium- und die Ingot-Herstellung die energieintensivsten Schritte und tragen mit 23 bzw. 27 g CO₂-eq/kWh rund einen Drittel bzw. fast die Hälfte zu den Treibhausgasemissionen in der Modulherstellungskette bei. Die Herstellung von multi-kristallinen Ingots ist bedeutend weniger energieintensiv und verursacht nur 4 g CO₂-eq/kWh. Dies wird ausgeglichen durch die leicht höheren Emissionen von 27 g CO₂-eq/kWh in der multi-kristallinen Siliziumherstellung. Materialien, die in der Herstellung energieintensiv sind, wie zum Beispiel der Aluminiumrahmen und das Trägermaterial Glas tragen rund 7 % bzw. 9 % zu den totalen Treibhausgasemissionen des Stroms aus mono-kristallinen bzw. multi-kristallinen Anlagen bei. Beide Materialien werden bei der Modulherstellung verwendet. Die Treibhausgasemissionen aus den Prozessschritten der Wafer- und Zellenherstellung werden vor allem durch den Stromverbrauch verursacht. Dieser ist in der multi-kristallinen Produktionskette etwas höher als in der mono-kristallinen. Die totalen Treibhausgasemissionen betragen 97.1 g CO₂-eq/kWh für Strom aus mono-kristallinen Anlagen und 87.7 g CO₂-eq/kWh aus multi-kristallinen Anlagen.

Die Herstellung der CdTe-Lamine erzeugt Treibhausgasemissionen von 17 g CO₂-eq/kWh. Dieser Prozess ist weniger energieintensiv als bei den kristallinen Technologien, der Stromverbrauch verursacht trotzdem die Hälfte der Emissionen in der Modulherstellung. Rund ein Drittel der Emissionen wird durch das Herstellen des Glases beigetragen.

Wie bereits die Treibhausgasemissionen wird auch der fossile Energieaufwand von den energieintensiven Produktionsschritten und Materialien dominiert. Der nukleare Energieaufwand wird insbesondere durch den UCTE-Mix und dessen Atomstromanteile beherrscht. Dies gilt sowohl für die kristallinen Technologien wie auch für die CdTe-Lamine.

Erneuerbare Energieträger wie die Wasserkraft und Biomasse spielen vor allem in der europäischen Produktionskette der kristallinen Technologien eine wichtige Rolle. Im chinesischen Strommix stammen rund 16 % aus erneuerbaren Energiequellen. In der Herstellung von

CdTe-Laminaten spielen erneuerbare Energieträger nur eine untergeordnete Rolle und sind vernachlässigbar.

Die Metallisierungspaste, wie sie im Produktionsschritt der Zellherstellung bei den kristallinen Technologien verwendet wird, enthält Silber und trägt deshalb den Hauptteil zum Abbau nicht-erneuerbarer Ressourcen in der Modulherstellung bei. Bei der CdTe-Laminatherstellung dominiert das Kadmium diesen Indikator.

Der hauptsächlich chinesische Kohleabbau für die Stromherstellung ist der Faktor, der die Landnutzung der kristallinen Modulherstellung dominiert. Dadurch werden vor allem die energieintensiven Produktionsschritte (Silizium- und Ingottherstellung) wichtig. Daneben trägt das Verpackungsmaterial der Module aus Wellkarton rund 16 % zu der gesamten Landnutzung bei. Der Kohlestromanteil in der Herstellungskette von CdTe-Laminaten ist nicht so hoch, weshalb das Verpackungsmaterial zusammen mit der Landnutzung verschiedener Infrastrukturen die Landnutzung dominiert.

Die Partikelemissionen in der kristallinen Modulherstellungskette sind dominiert vom chinesischen Kohlestrom. Da für die Herstellung von CdTe-Laminaten weniger Kohlestrom verwendet wird, erhalten die Partikelemissionen aus dem Transport der in den USA und in Malaysia nach Europa produzierten Lamine mehr Gewicht (12 % der Gesamtemissionen).

Analog zum nuklearen Energieaufwand werden der radioaktive Abfall und die radioaktiven Emissionen sowohl der kristallinen Modulherstellung wie auch der CdTe-Produktionskette vom UCTE-Strommix dominiert.

5.3.2 Installation und Betrieb

Die Installation der Module ist unabhängig von der PV Technologie modelliert, weshalb die Umweltauswirkungen in diesem Prozessschritt gleich sind. Die energieintensive Herstellung des verwendeten Aluminiums und der Inverter dominieren das Resultat über alle Indikatoren. Der Abbau nicht-erneuerbarer Ressourcen wird alleine vom Inverter dominiert. Dieser enthält nicht nur Silber, sondern auch Gold und Zink und trägt damit rund einen Fünftel zum Gesamtergebnis in dieser Kategorie bei.

Flachdachanlagen und Freiflächenanlagen verursachen höhere Umweltbelastungen pro kWh als Schrägdachanlagen, da sie mehr Material für die Aufständerung benötigen. Fassadenanlagen verursachen höhere Umweltbelastungen, da sie nicht optimal auf die Sonne ausgerichtet sind und darum weniger Strom pro installierte kWp Solarmodule produzieren.

Der erneuerbare Energieaufwand wird durch die Sonneneinstrahlung dominiert, die während des Betriebs der PV-Anlagen in Strom umgewandelt wird.

5.3.3 Stromverteilung

Der produzierte Strom wird über das Stromnetz verteilt (KEV Modell), weshalb die Umweltauswirkungen dieses Prozessschrittes für alle Stromherstellungstechnologien die gleichen sind. Im Verteilnetz sind es vor allem die Kupferelemente, die das Resultat beeinflussen, unabhängig vom Indikator. Nur bei der Landnutzung fällt auch der direkte Flächenbedarf der Infrastruktur des Netzes ins Gewicht.

5. Ergebnisse

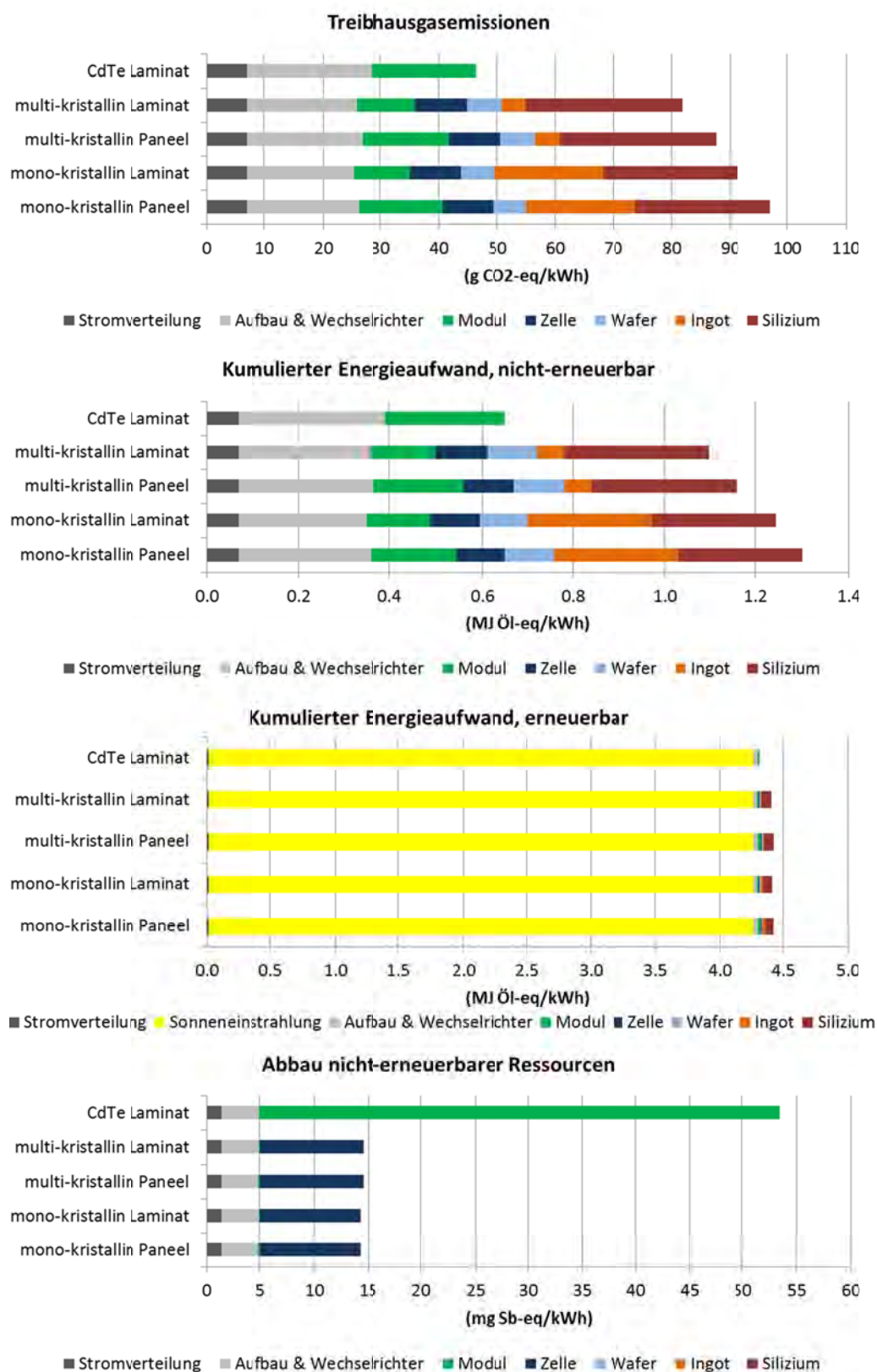


Abbildung 14 Umweltauswirkungen verschiedener PV-Technologien. Bezugsgrösse: 1 kWh Strom, Niederspannung. Die PV Anlagen entsprechen neuen 3kW_p-Anlagen, die auf Schrägdächern in der Schweiz installiert werden. Jahresertrag Schweiz: 922 kWh/kW_p. Paneeleffizienzen: mono-kristallin 14 %, multi-kristalline 13.6 %, CdTe 11.7 %. Lebensdauer: 30 Jahre. Berücksichtigt werden die Modulherstellung, Installation, Kabel, Wechselrichter, Unterhalt und Entsorgung.

5. Ergebnisse



Abbildung 15 Umweltauswirkungen verschiedener PV-Technologien. Bezugsgrösse: 1 kWh Strom, Niederspannung. Die PV Anlagen entsprechen neuen 3kW_p-Anlagen, die auf Schrägdächern in der Schweiz installiert werden. Jahresertrag Schweiz: 922 kWh/kW_p. Paneeleffizienzen: mono-kristallin 14 %, multi-kristalline 13.6 %, CdTe 11.7 %. Lebensdauer: 30 Jahre. Berücksichtigt werden die Modulherstellung, Installation, Kabel, Wechselrichter, Unterhalt und Entsorgung.

5.3.4 Chinesische Module auf dem europäischen Markt

Die Analyse der Umweltauswirkungen zeigt, dass die chinesische Produktionskette einen bedeutenden Einfluss auf die Umweltperformance des Solarstroms hat. In einer Sensitivitätsanalyse wird untersucht, wie gross dieser Einfluss des neu modellierten Produktionsmix auf die Resultate tatsächlich ist. Verglichen wird der Produktionsmix (kristallin: 34 % China und 66 % Europa; CdTe: 12 % USA, 22 % Deutschland und 65 % Malaysia) mit einer rein europäischen Produktionskette. Die Herstellungsprozesse, Materialverbräuche und die Menge des konsumierten Stroms bleiben dabei gleich. Der Unterschied besteht im verwendeten Strommix und in den Transportdistanzen.

In Tabelle 20 sind die Ergebnisse dieser Analyse dargestellt. Die Änderung bezieht sich auf die Veränderung der jeweiligen Indikatoren beim Wechsel von der bisher modellierten rein europäischen Produktionskette zum neu erstellten Produktionsmix.

Es zeigt sich, dass in der kristallinen Produktionskette der Standort, und damit der Strommix, vor allem einen Einfluss auf die Treibhausgas- und Partikelemissionen sowie auf die Landnutzung hat. Wie bereits weiter oben erwähnt, sind alle drei Indikatoren stark beeinflusst vom hohen Kohlenstromanteil (77 %) in der chinesischen Stromproduktion. Der gesamte Anteil an fossilen Energieträgern ist in China jedoch nur leicht höher als in der europäischen Wertschöpfungskette. Im Gegensatz dazu, enthält der UCTE-Strommix einen hohen Anteil an Atomstrom, was dazu führt, dass die europäische Produktion mehr radioaktive Abfälle und radioaktive Strahlung verursacht als der Produktionsmix.

Die Unterschiede in den Treibhausgas- und Partikelemissionen und der Landnutzung zwischen den beiden Produktionsketten der CdTe-Lamine sind nicht so gross wie bei den kristallinen Technologien, die Muster sind aber gleich. Die Verwendung von reinem UCTE-Strommix zeigt auch bei den CdTe-Laminen grosse Veränderung bei den radioaktiven Abfällen und der ionisierenden Strahlung.

In Abbildung 16 sind die Unterschiede zwischen den zwei Produktionsketten am Beispiel der Treibhausgasemissionen dargestellt.

5. Ergebnisse

Tabelle 20 Vergleich der Umweltauswirkungen des neu modellierten Produktionsmix (Europa und China für kristalline Technologien; Deutschland, USA und Malaysia für CdTe Laminat) mit einer rein europäischen Produktionslinie als Sensitivitätsanalyse. Die Änderung ist angegeben als Veränderung von der rein europäischen Produktion zum Produktionsmix.

Indikator	Einheit/kWh	Mono-kristallin Paneel			Multi-kristallin Paneel			CdTe Laminat		
		Mix	Europa	Änderung	Mix	Europa	Änderung	Mix	Europa	Änderung
Treibhausgas-emissionen	g CO ₂ -eq	97.4	79.7	+22%	87.8	71.9	+22%	46.3	43.90	+5%
Kumulierter Energieaufwand, nicht-erneuerbar	MJ Öl-eq	1.31	1.24	+6%	1.16	1.07	+8%	0.65	0.62	+5%
Kumulierter Energieaufwand, erneuerbar	MJ Öl-eq	4.43	4.45	0%	4.43	4.45	0%	4.32	4.32	0%
Abbau nicht-erneuerbarer Ressourcen	mg Sb-eq	0.004	0.004	0%	0.004	0.003	0%	0.002	0.002	+1%
Landnutzung	Punkte	0.22	0.16	+19%	0.21	0.15	+16%	0.12	0.11	0%
Partikel-emissionen	g PM10-eq	0.21	0.25	+41%	0.16	0.18	+38%	0.08	0.09	+11%
Hochradioaktive Abfälle	mm ³	14.2	14.2	-18%	14.5	14.5	-13%	53.5	52.8	-13%
Radioaktive Strahlung	kBq U-235-eq	0.021	0.026	-17%	0.017	0.019	-12%	0.008	0.010	-14%

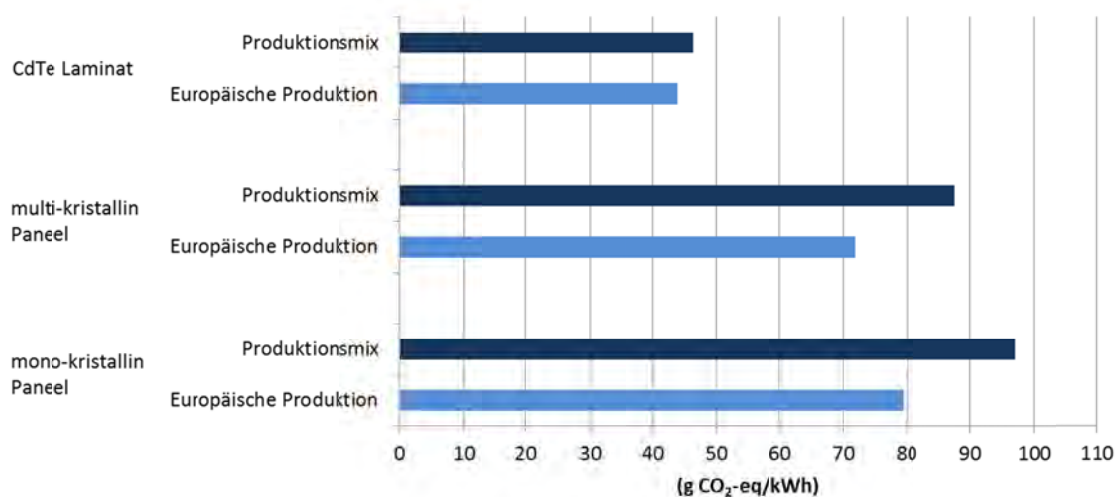


Abbildung 16 Vergleich der Treibhausgasemissionen des neu modellierten Produktionsmix (Europa und China für kristalline Technologien, Deutschland, USA und Malaysia für CdTe Laminat) mit einer rein europäischen Produktionslinie. Bezugsgrösse: 1 kWh Strom, Niederspannung. Die PV Anlagen entsprechen neuen 3kW_p-Anlagen, die auf Schrägdächern in der Schweiz installiert werden. Jahresertrag Schweiz: 922 kWh/kW_p. Paneeleffizienzen: mono-kristallin 14 %, multi-kristalline 13.6 %, CdTe 11.7 %. Lebensdauer: 30 Jahre. Berücksichtigt werden die Modulherstellung, Installation, Kabel, Wechselrichter, Unterhalt und Entsorgung.

Abbildung 17 zeigt, dass Solarstrom aus einer Anlage mit multikristallinen Silizium-Paneelen importiert aus rein chinesischer Produktion mehr als 70 % höhere Treibhausgasemissionen verursacht als eine Anlage mit rein europäischen Paneelen. Diese höheren Emissionen resultieren aus dem in der chinesischen Fotovoltaik-Industrie eingesetzten Strom mit einem hohen Anteil an Kohlekraft. Der rote Anteil der Treibhausgas-Emissionen (bei europäischen Paneelen immerhin ein Drittel der gesamten Emissionen) lässt sich durch eine geeignete Wahl der Stromherkunft beeinflussen. Durch Verwendung von Strom auf Basis erneuerbaren Energien können die Treibhausgas-Emissionen von Strom aus Paneelen mit multikristallinen Zellen um rund 20 g CO₂-eq pro kWh auf rund 50 g CO₂-eq pro kWh senken. Ähnliche Reduktionspotentiale bestehen auch bei Paneelen auf Basis monokristalliner Zellen.

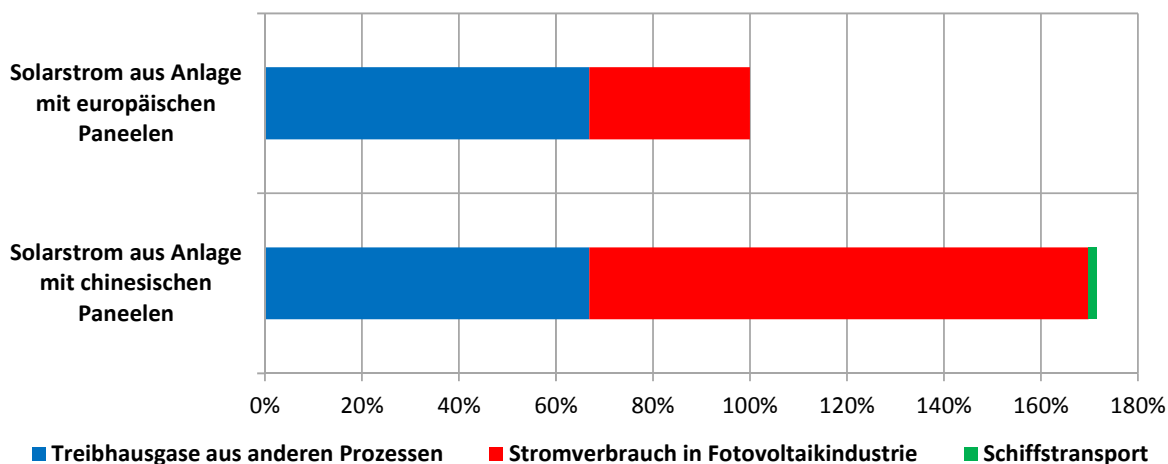


Abbildung 17 Treibhausgasemissionen von Solarstrom aus einer europäischen 3kWp-Schrägdach-Fotovoltaik-Anlage mit multikristallinen Silizium-Paneelen importiert aus China im Vergleich mit einer Anlage mit europäischen Paneelen.

Die Treibhausgas-Emissionen pro kWh Strom aus Fotovoltaikanlagen mit kristallinen Zellen sind gegenüber den bisherigen Daten (ecoinvent Datenbestand v2.2) um rund 10 % bis 15 % gestiegen. Die Effizienzsteigerungen (Waferdicke, Sägespalt, Moduleffizienz), welche zu einer Reduktion der Treibhausgas-Emissionen führen, werden durch den neu modellierten Marktanteil chinesischer Solarmodule von einem Drittel überkompensiert.

5.4 Kernenergie

5.4.1 Beiträge aus den einzelnen Prozessschritten der Kernenergiekette

In Abbildung 18 sind die Beiträge einzelner Teile der Kernenergiekette zu den Indikatoren Treibhausgasemissionen, Kumulierter Energieaufwand (nicht erneuerbar), hochradioaktive Abfälle und radioaktive Strahlung dargestellt für den Referenzfall „Strom ab SWR mit global durchschnittlicher Brennstoffkette“ (siehe Sachbilanz im Kap. 4.4). Die Stromproduktionskette wird unterteilt in „Uranproduktion“ (Förderung und Aufbereitung), „Brennstoffkette“ (Konversion, Anreicherung, Herstellung der Brennelemente), „Kraftwerk“ (Infrastruktur, Betrieb), „geologische Endlagerung der radioaktiven Abfälle“ sowie „Stromverteilung und –netz“ (inkl. Infrastruktur).

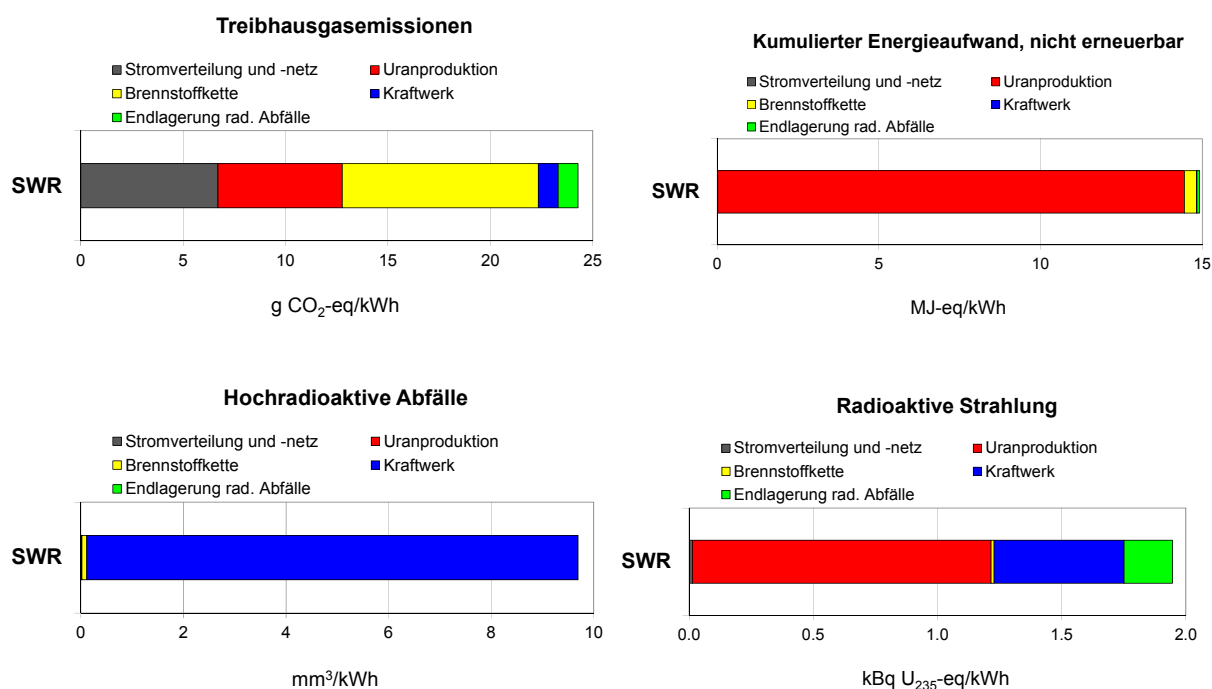


Abbildung 18 Beitragsanalyse für Strom aus Kernenergie. Bezugsgrösse: 1 kWh Strom, Niederspannung, ab Siedewasserreaktor, CH.

Bei den Treibhausgasemissionen sind die Beiträge aus der Endlagerung der radioaktiven Abfälle und dem Kraftwerk selbst recht klein. Stromverteilung und -netz, die Uranproduktion und die Brennstoffkette (hier hauptsächlich die Anreicherung) tragen in ähnlichem Ausmass zu den Gesamtemissionen bei. Beim kumulierten Energieaufwand (nicht erneuerbar) dominiert der Energiegehalt des Urans und damit die Uranproduktion das Ergebnis. Fast die gesamte Menge an hochradioaktiven Abfällen fallen beim Kraftwerksbetrieb an. Mehr als 60% der radioaktiven Strahlung stammt aus den Rückständen der Uranerzaufbereitung und damit aus der Uranproduktion. Knapp 30 % werden durch den KKW-Betrieb emittiert, die restlichen Beiträge sind klein bis vernachlässigbar.

Der Strombezug aus der Produktion im SWR verursacht etwa 25 % höhere Treibhausgasemissionen als vor der Aktualisierung der Sachbilanzdaten (ecoinvent Datenbestand v2.2). Dies ist auf die neue Bilanzierung der Brennstoffversorgung zurückzuführen: Die Emissionen aus der nun besser erfassten Urangewinnung sind höher und die Abbildung des globalen Durchschnitts in der Urankonversion und -anreicherung führt ebenfalls zu höheren Emissionen.

5.4.2 Uranproduktion

Ein Schwerpunkt bei der Erstellung der Sachbilanzen der Kernenergiekette lag auf der Untersuchung der weltweiten Uranförderung und -aufbereitung („mining and milling“). In Abbildung 19 sind die Umweltbelastungen anhand der ausgewählten Indikatoren dargestellt, die durch die Bereitstellung von 1 kg Uran (in yellowcake) ab Aufbereitungsanlage verursacht werden, und zwar relativ zum jeweiligen Maximum (=1, entspricht den höchsten Umweltbelastungen). Es muss zwar zwischen den verschiedenen Indikatoren differenziert werden, aber generell kann gesagt werden, dass die Umweltbelastungen vor allem bei sinkender Urankonzentration und zunehmendem Energieverbrauch deutlich zunehmen. Der Indikator „Abbau nicht erneuerbarer Ressourcen“ ist in diesem Fall wenig aussagekräftig, da er von Beiträgen

aus der Infrastruktur der Minen und Aufbereitungsanlagen dominiert wird und bei dieser mangels spezifischer Daten nicht zwischen den verschiedenen Ländern unterschieden werden konnte. Die Uranproduktion per ISL scheint weniger umweltbelastend zu sein als jene im Bergbauverfahren. Mit Ausnahme des nicht erneuerbaren Energieaufwands, der von der Uranausbeute bestimmt wird, sind die Umweltbelastungen hier vergleichsweise gering. Uran aus Russland weist mit Abstand die höchsten THG-Emissionen auf, was auf den hohen Energieverbrauch, der mit Kohle gedeckt wird, zurückzuführen ist. Die meisten anderen Indikatoren werden von Beiträgen aus den Rückständen der Uranerzaufbereitung dominiert; demzufolge verursacht der Abbau von Uran aus Namibia, wo heute bei der geringsten Konzentration gefördert wird und daher die meisten Tailings anfallen, die höchsten spezifischen Umweltbelastungen.

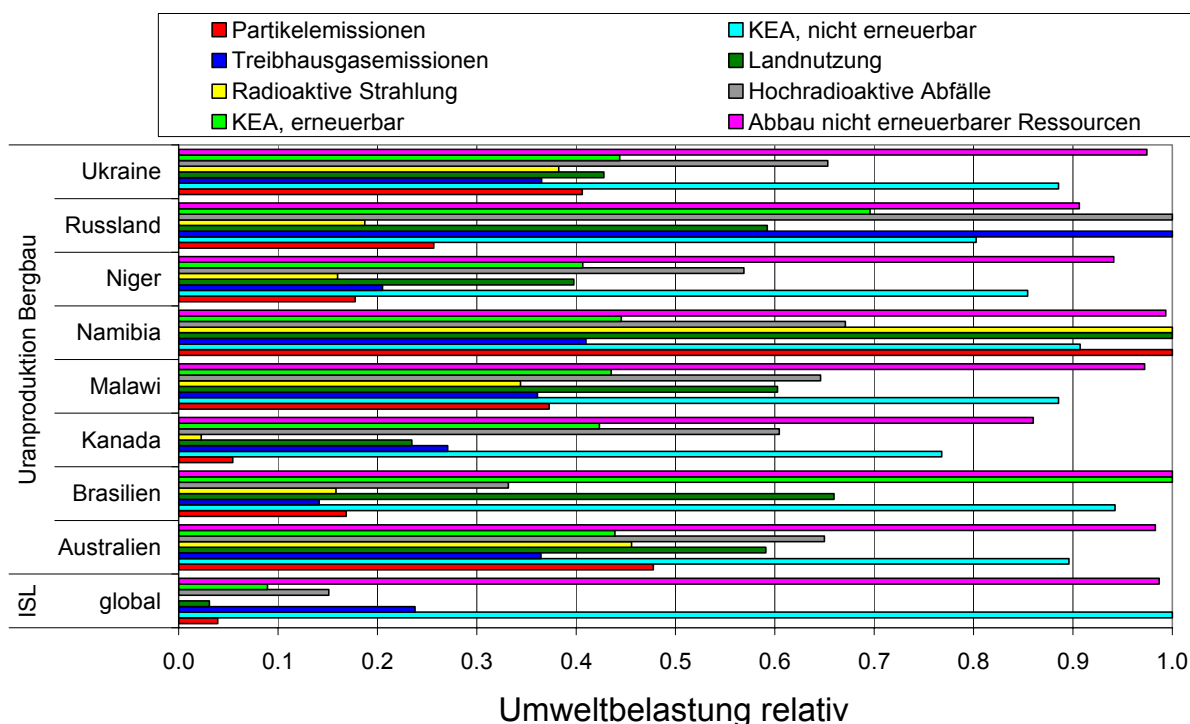


Abbildung 19 Relative Umweltbelastung für die verschiedenen Indikatoren bei der Uranproduktion in den einzelnen bilanzierten Ländern bzw. per ISL global. Bezugsgrösse: 1 kg Uran in yellowcake U_3O_8 .

5.4.3 Sensitivitätsanalyse

Vor allem um den Einfluss der Herkunft des Urans auf die Umweltbelastungen des Stroms aus KKW insgesamt beurteilen zu können, wird eine Sensitivitätsanalyse mit Uran aus unterschiedlichen Ländern durchgeführt. In Abbildung 20 sind die Umweltbelastungen anhand der einzelnen Indikatoren relativ zum „Referenzfall“ – Strom aus Siedewasserreaktoren in der Schweiz mit der in der Sachbilanz beschriebenen global durchschnittlichen Brennstoffkette („SWR“) – dargestellt. Berechnet wurden die Umweltbelastungen für folgende Fälle:

- Druckwasserreaktor Schweiz, global durchschnittliche Brennstoffkette
- Siedewasserreaktor Schweiz, mit Uran zu 100 % aus Produktion und Konversion in Russland, globaler Anreicherungsmix
- Siedewasserreaktor Schweiz, mit Uran zu 100 % aus Produktion in Namibia (geringste Urankonzentration heute), globaler Konversions- und Anreicherungsmix

- Siedewasserreaktor Schweiz, mit Uran zu 100% aus ISL, globaler Konversions- und Anreicherungs-mix
- Siedewasserreaktor Schweiz, Brennstoffkette zu 100 % Russland (Uranproduktion, -konversion und -anreicherung)
- Siedewasserreaktor Schweiz, Brennstoffkette mit den höchsten THG-Emissionen („THG max“): Uranproduktion und -konversion Russland, Anreicherung USA
- Siedewasserreaktor Schweiz, Brennstoffkette mit den niedrigsten THG-Emissionen („THG min“): Uranproduktion per ISL⁶⁷, Konversion USA, Anreicherung Frankreich.

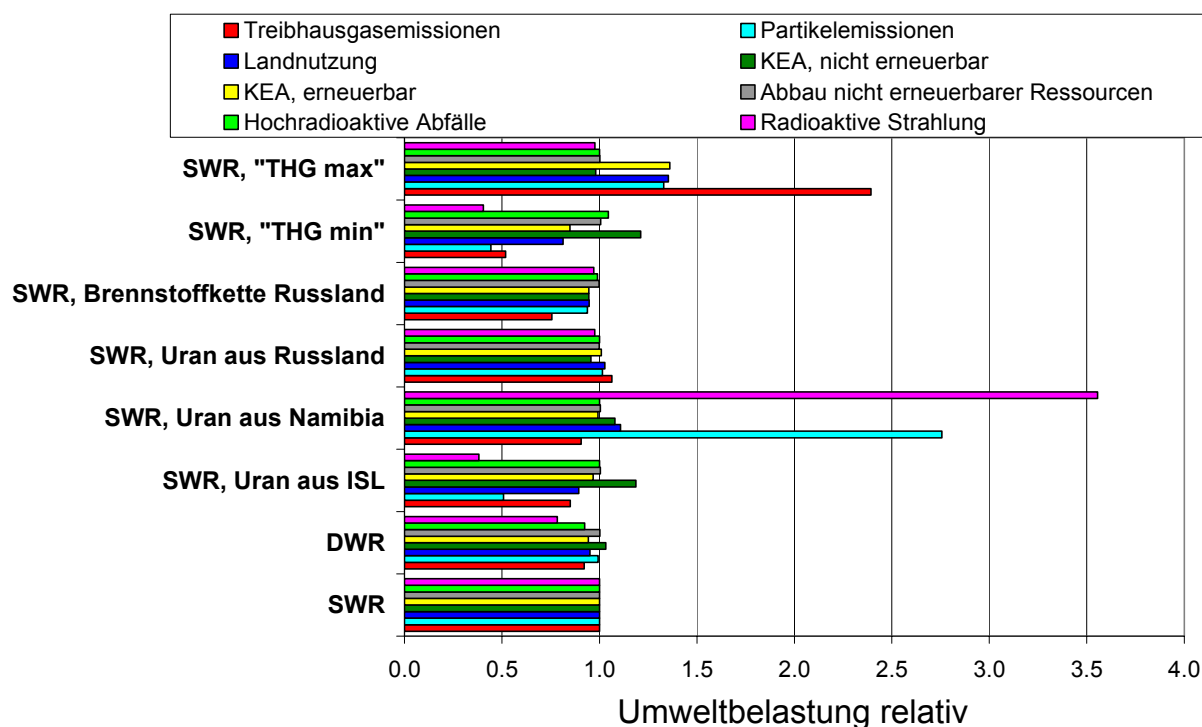


Abbildung 20 Sensitivitätsanalyse der Kernenergiekette. Bezugsgrösse: 1 kWh Strom, Niederspannung, Schweiz. Ergebnisse der einzelnen Indikatoren dargestellt jeweils relativ zum Referenzfall „Strom ab SWR, CH“ mit global durchschnittlicher Brennstoffversorgung.

Aus dieser Sensitivitätsanalyse können verschiedene Schlüsse gezogen werden:

- Mit identischer Brennstoffversorgung sind die Umweltbelastungen aus beiden KKW-Typen (SWR und PWR) sehr ähnlich, die unterschiedlichen Anreicherungs- und Abbrandraten haben keinen entscheidenden Einfluss auf die Ergebnisse der ausgewählten Indikatoren. Lediglich die radioaktiven Emissionen des DWR sind um mehr als 20% niedriger als jene des SWR.
- Grosse Sensitivität weisen die Indikatoren „Treibhausgasemissionen“, „radioaktive Strahlung“ und „Partikelemissionen“ auf.
- Bei den Indikatoren „Hocho-radioaktive Abfälle“ und „Abbau nicht erneuerbarer Ressourcen“ sind kaum Unterschiede in den analysierten Fällen festzustellen.

⁶⁷ Uran aus Brasilien und Niger verursacht zwar etwas weniger THG-Emissionen, die Datenqualität der ISL-Sachbilanz wird allerdings als erheblich höher eingeschätzt.

- Partikelemissionen und radioaktive Strahlung korrelieren stark mit der anfallenden Menge an Rückständen aus der Uranerzaufbereitung, welche wiederum von der geringen Urankonzentration abhängen; dementsprechend weist die Kernenergiekette mit Uran aus Produktion in Namibia die diesbezüglich mit Abstand höchsten Umweltbelastungen auf und jene mit Uran aus ISL-Produktion die geringsten.
- Die Menge an THG-Emissionen wird vor allem von der Anreicherung des Brennstoffs bestimmt. Im günstigsten Fall – Uranproduktion per ISL, Konversion in den USA, Anreicherung in Frankreich mit Strom aus einem KKW – liegen die Emissionen mit den vorliegenden Sachbilanzdaten bei 13 g CO₂-eq/kWh, im ungünstigsten – Uranproduktion und -konversion in Russland, Anreicherung in den USA im energieintensiven Diffusionsverfahren mit einem hohen Anteil an Kohlestrom – bei knapp 60 g CO₂-eq/kWh.
- Mit hohen THG-Emissionen sind oft auch hohe Partikelemissionen (aus der Verbrennung von Kohle) und ein hoher Landverbrauch (durch Kohleförderung) verbunden. Die Partikelemissionen werden jedoch im Fall der Kernenergiekette hauptsächlich von der Menge an Tailings aus der Uranerzaufbereitung bestimmt.

5.5 Übrige Technologien

In Abbildung 21 ist für Strom aus Windenergie, Holz- und Biogas-WKK dargestellt, aus welchen Abschnitten der Stromerzeugungsketten die Beiträge zu den Umweltindikatoren Treibhausgas- und Partikelemissionen, Landnutzung und kumulierter Energieaufwand (nicht erneuerbar) stammen. Die Umweltbelastungen des Stroms aus der Kehrichtverbrennung werden nicht näher untersucht, da die Umweltbelastungen der Entsorgungsdienstleistung angerechnet werden und nicht der Stromerzeugung. Etwaige Umweltbelastungen werden also beim Strom ab KVA durch Stromübertragung und das Stromnetz erzeugt.

Der grösste Teil der THG-Emissionen der Elektrizität aus Biogasanlagen wird direkt bei der Biomassevergärung aus den biogenen Ausgangsstoffen Gülle, organische Abfälle und Altöl emittiert. Die direkten Emissionen aus der WKK-Anlage sind vergleichsweise gering. Der Umweltbelastungen (z.B. Landbedarf) der Biogas-WKK wäre deutlich höher, wenn vermehrt Energiepflanzen anstelle von Abfällen (Grüngut, Gülle, Klärschlamm) zu Biogas vergärt würden (Stucki et al. 2011). Beim Strom aus der Holz-WKK-Anlage stammt ebenfalls der grösste Teil der THG-Emissionen aus der Holzbereitstellung, wobei die durch die WKK-Anlage direkt verursachten Emissionen höher sind als bei der Biogas-Anlage. Beim Strom aus Windenergie trägt die Herstellung der Anlage am meisten zu den THG-Emissionen bei. Die Anteile, die durch Stromübertragung und das Stromnetz verursacht werden, sind generell gering. Bei den Partikelemissionen dominieren die direkten Emissionen aus der Holzverbrennung in der WKK-Anlage das Bild. Vergleichsweise höher sind die Anteile der Brennstoffbereitstellung bei der Biogaskette, was auf die Bildung von sekundären Aerosolen zurückzuführen ist. Der allergrösste Teil der Landnutzung für den Strom aus der Holz-WKK-Anlage ist auf die genutzte Waldfläche zurückzuführen. Dieses Ergebnis ist aber, wie schon in Kap. 5.1 beschrieben, mit Vorbehalt zu interpretieren, da die Sachbilanzen der Holzenergiegewinnung nicht der in der Schweiz angestrebten nachhaltigen Waldnutzung entsprechen. Die Holzbereitstellung verbraucht im Vergleich dieser drei Systeme die grösste Menge an nicht erneuerbaren Energieträgern; auch beim Strom aus der Biogasanlage ist der Anteil der Brennstoffbereitstellung am höchsten, während beim Strom aus der Windturbine deren Herstellung am meisten nicht erneuerbare Energieträger benötigt.

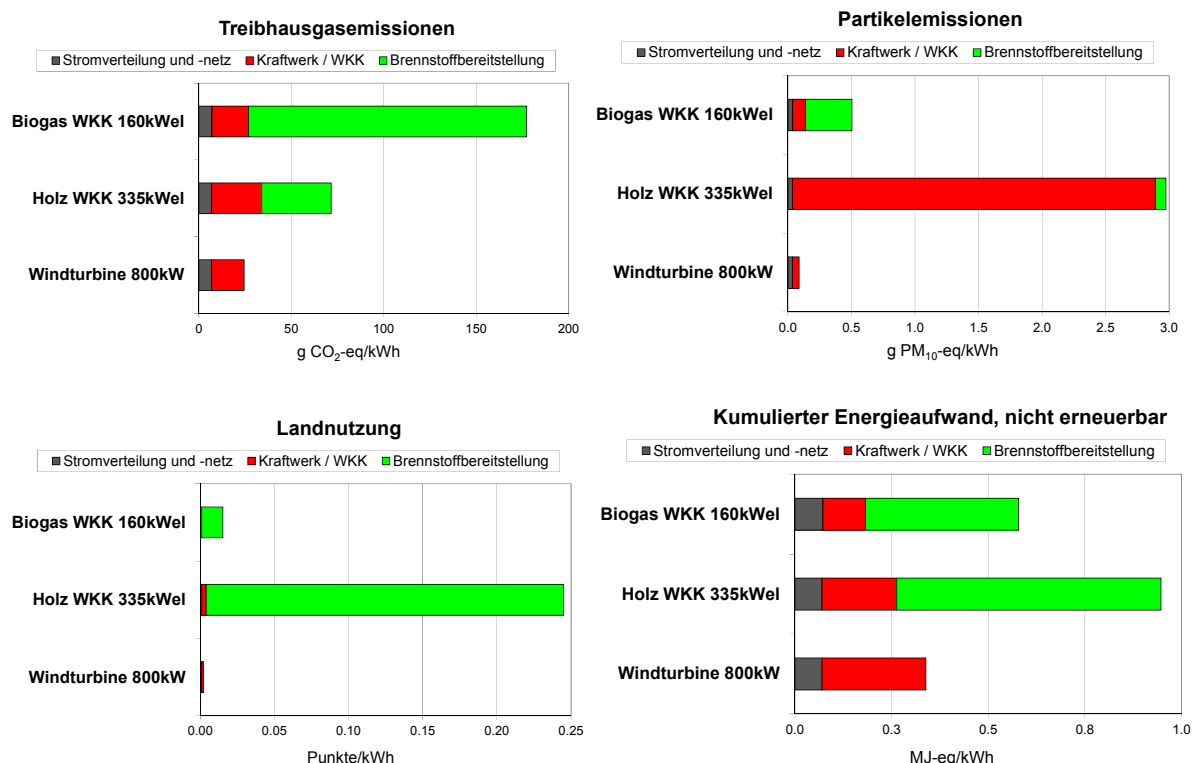


Abbildung 21 Beitragsanalyse für Strom aus Windenergie, Holz- und Biogas-WKK. Bezugsgrösse: 1 kWh Strom, Niederspannung, CH. Bei den WKK-Anlagen Allokation nach Exergiegehalt von Strom und Wärme.

5.5.1 Wasserkraft

In Abbildung 22 und Abbildung 23 sind die Umweltauswirkungen von Strom aus Wasserkraft dargestellt. Berücksichtigt werden verschiedenen Kraftwerkstypen. Die Treibhausgasemissionen liegen zwischen 9 und 19 g CO₂-eq/kWh Strom geliefert an die Niederspannungs-Steckdose. Die Stromproduktion in Speicherkraftwerken verursacht mit 12.4 g CO₂-eq/kWh ab Klemme Kraftwerk den höchsten Ausstoss. Ein grosser Teil, knapp ein Drittel, wird vom Pumpenstrom beigetragen. Die Gasemissionen aus den Speicherseen von Speicher- und Laufkraftwerken tragen mit 1.6 g CO₂-eq/kWh beziehungsweise 0.3 g CO₂-eq/kWh einen sichtbaren Teil zu den gesamten Emissionen bei. Die Infrastruktur (Dämme, Zentralen, Tunnel, etc.) ist bei allen Wasserkraftwerkstypen relevant, besonders wichtig ist dabei der Beton- bzw. Zementverbrauch. Ein grosser Teil der Treibhausgase wird aber erst in der Stromverteilung ausgestossen. Bei Strom aus Kleinwasserkraftwerken liegt dieser Beitrag der Stromverteilung bei über 75 %.

Die Treibhausgas-Emissionen von Strom aus Speicherkraftwerken sind gegenüber den Ergebnissen basierend auf dem ecoinvent Datenbestand v2.2 deutlich angestiegen, da erstmals der Strombedarf der Zulieferpumpen in die Bilanz einbezogen wurde. In einer Nettobetrachtung⁶⁸ sind die Ergebnisse auf Basis der aktualisierten Daten nur unwesentlich höher als diejenigen auf Basis der bisherigen Sachbilanzdaten. Dasselbe gilt auch für Strom aus Laufwasserkraftwerken.

⁶⁸ Der Pumpenstrombedarf wird von der Bruttoproduktion des Kraftwerks abgezogen.

Der nicht-erneuerbare Energieaufwand wird vor allem durch die Stromverteilung (v.a. Verteilungsnetz) und die Kraftwerkinfrastruktur dominiert. Dies gilt für alle Wasserkraftwerkstypen. Aufgrund des Pumpenstroms liegt der nicht-erneuerbare Energieaufwand für Strom aus Speicherkraftwerken rund fünf Mal höher als bei der Produktion in den übrigen Wasserkraftanlagen. Der erneuerbare Energieaufwand wird durch die potentielle Energie des turbinieren Wassers dominiert.

Der Abbau nicht-erneuerbarer Ressourcen wird vom Kupfer geprägt, der im Verteilungsnetz und zu einem kleinen Teil in der Infrastruktur der Kraftwerke verwendet wird.

In der Regel wird für die Nutzung der Wasserkraft Wasser aufgestaut, was oft zur Überflutung von Natur- und Kulturland und damit einer Umnutzung der Flächen führt. Der Einfluss einer solchen Umnutzung auf die Ökologie kann im Rahmen einer Ökobilanz nicht abgebildet werden. Nur die Landnutzung selber kann dargestellt werden. Diese wird deutlich von den Speicherseen beziehungsweise den Rückstauflächen von Laufwasserkraftwerken dominiert. Die Infrastruktur der Stromverteilung trägt ebenfalls einen grossen Teil zur Landnutzung bei. Dies ist vor allem bei den Kleinwasserkraftwerken relevant, die selber kaum Land nutzen.

Die Partikelemissionen werden zu einem grossen Teil in der Stromverteilung verursacht. Die Bauarbeiten während der Erstellung der Infrastruktur und die Herstellung und der Transport der benötigten Materialien erzeugen weitere Staubemissionen.

Durch den Konsum von Strom in der Stromverteilung und der Erstellung der Infrastruktur erzeugt der Strom aus Wasserkraft eine geringe Menge radioaktive Abfälle und radioaktive Strahlung. Bei den Speicherkraftwerken sind die Werte deutlich höher, da der verwendete Pumpenstrom zu fast zwei Dritteln aus Kernkraft besteht.

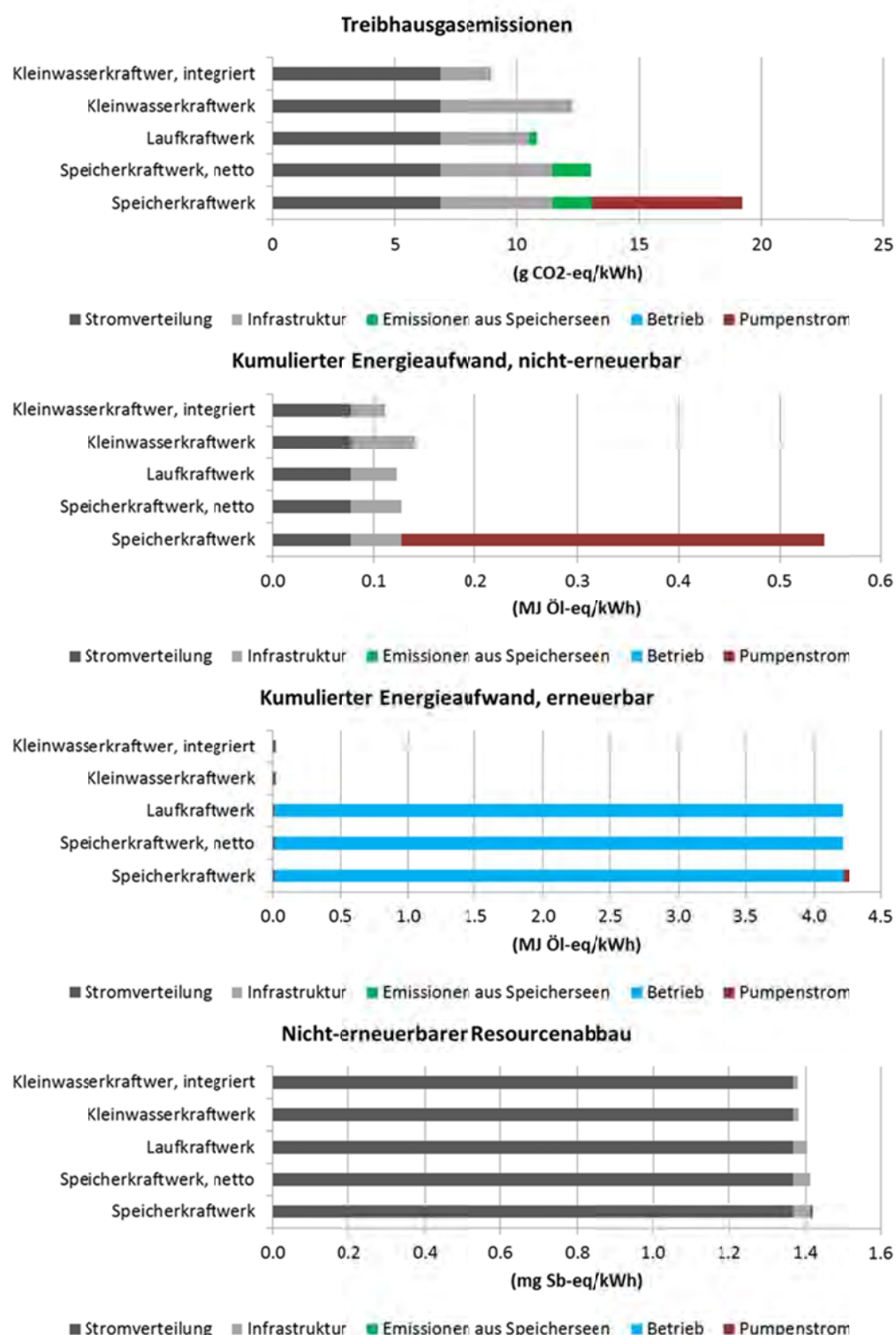


Abbildung 22 Umweltauswirkungen verschiedener Wasserkraft-Technologien. Bezugsgrösse: 1 kWh Strom, Niederspannung. Die Anlagen entsprechen einem jeweiligen Durchschnitt über alle in der Schweiz installierten Anlagen. Installierte Leistung: 95 MW Speicherkraftwerk, 8.6 MW Laufwasserkraftwerk, 0.18 MW Kleinwasserkraftwerk, 0.19 MW Kleinwasserkraftwerk (integriert). Lebensdauer: 150 a Speicherkraftwerk, 80 a Laufwasserkraftwerk, 70 a Kleinwasserkraftwerke. Jährliche Produktion: 190 GWh Speicherkraftwerk, 38.5 GWh Laufwasserkraftwerk, 1.2 GWh Kleinwasserkraftwerk, 1.1 GWh Kleinwasserkraftwerk (integriert). Berücksichtigt werden Infrastruktur, der Betrieb und die Entsorgung der Kraftwerke sowie die Emissionen aus Speicherseen.



Abbildung 23 Umweltauswirkungen verschiedener Wasserkraft-Technologien. Bezugsgrösse: 1 kWh Strom, Niederspannung. Die Anlagen entsprechen einem jeweiligen Durchschnitt über alle in der Schweiz installierten Anlagen. Installierte Leistung: 95 MW Speicherkraftwerk, 8.6 MW Laufwasserkraftwerk, 0.18 MW Kleinwasserkraftwerk, 0.19 MW Kleinwasserkraftwerk (integriert). Lebensdauer: 150 a Speicherkraftwerk, 80 a Laufwasserkraftwerk, 70 a Kleinwasserkraftwerke. Jährliche Produktion: 190 GWh Speicherkraftwerk, 38.5 GWh Laufwasserkraftwerk, 1.2 GWh Kleinwasserkraftwerk, 1.1 GWh Kleinwasserkraftwerk (integriert). Berücksichtigt werden Infrastruktur, den Betrieb und die Entsorgung der Kraftwerke sowie die Emissionen aus Speicherseen.

5.6 Datenqualität

Im Allgemeinen kann die Qualität des Grossteils der Sachbilanzen, die im Rahmen dieser Studie für die Berechnung der Umweltbelastungen verwendet wurden, als gut beurteilt werden. Die Ergebnisse sollten also dementsprechend robust sein. Allerdings gibt es hinsichtlich Datenqualität zwischen den verschiedenen beurteilten Energieketten und auch innerhalb der einzelnen Energieketten zwischen verschiedenen Prozessen Unterschiede, deren Einfluss auf die Belastbarkeit der Ergebnisse für die Umweltbelastung und die damit verbundenen Unsicherheiten in den folgenden Unterkapiteln näher erläutert wird.

Diese Beurteilung beschränkt sich auf die Sachbilanzdaten der Stromerzeugungstechnologien und der zugehörigen Brennstoffketten. Die Unsicherheiten in den ecoinvent v2.2 Hintergrunddaten und deren Auswirkungen auf die Robustheit der Ergebnisse dieser Studie können im Rahmen der für dieses Projekt zur Verfügung stehenden Ressourcen nicht quantifiziert werden.

5.6.1 Erdgas

Die Sachbilanzen der Umwandlungstechnologien, also der WKK-Anlagen und des GuD-Kraftwerks, sind mit vergleichsweise geringen Unsicherheiten verbunden, da die für die Ökobilanzergebnisse entscheidenden Parameter – Wirkungsgrade und Emissionsparameter – gemessen werden können und mittels gut abgestützter Quellenlage bestimmt werden konnten. Auch die neu ermittelten Sachbilanzdaten der Erdgasversorgung der Schweiz sind von hoher Qualität und dementsprechend mit eher kleinen Unsicherheiten verbunden, auch wenn beispielsweise die Umweltbelastung aus der Erdgasförderung in Ländern wie Russland oder Nigeria aufgrund nicht immer zufriedenstellender Quellenverfügbarkeit teilweise weniger belastbar abgebildet werden kann. Der damit verbundene Einfluss auf die Unsicherheit hinter den Umweltbelastungen der Stromerzeugung mit Erdgastechnologien in der Schweiz sollte aber klein sein.

5.6.2 Fotovoltaik

Die Qualität der Sachbilanzdaten der siliziumbasierten Fotovoltaik-Herstellungskette in Europa und der Herstellung von Cadmiumtellurid-Modulen wird als hoch eingestuft, da umfangreiche und spezifische Herstellerangaben verfügbar sind.

Hingegen bestehen die Sachbilanzen der chinesischen Fotovoltaik-Produktion aus vereinfachten Datensätzen. Da keine spezifischen Daten zu den Produktionsbedingungen in China verfügbar sind, wurde lediglich die Verwendung des chinesischen Strommixes und des Modultransports nach Europa berücksichtigt, was die Datenqualität vermindert. Zudem gilt es zu berücksichtigen, dass die chinesischen Kraftwerke im ecoinvent Datenbestand v2.2 teilweise basierend auf europäischen Daten extrapoliert wurden. Da jedoch ein aktueller chinesischer Strommix aus dem Jahr 2008 gemäss Itten & Frischknecht (2012) verwendet wird und die Umweltbelastungen aus dem Stromverbrauch der wichtigste Faktor für die Umweltperformance von Solarstrom darstellen, wird die Qualität der chinesischen Datensätze für eine allgemeine Beurteilung als akzeptabel betrachtet.

Die Abschätzung zum Anteil der aus China importierten Module ist mit einer relativ hohen Unsicherheit behaftet.

5.6.3 Kernenergie

Die mit der in dieser Studie ausgewiesenen Umweltbelastung des Stroms aus Kernkraftwerken in der Schweiz verbundenen Unsicherheiten sind im Vergleich zu den restlichen Techno-

logien hoch, da die Prozesskette von der Uranproduktion bis zur Endlagerung der Abfälle komplex ist und vor allem die Datenlage für die Bilanzierung einiger Prozesse wenig zufriedenstellend ist. Dazu kommt, dass die tatsächliche Prozesskette zur Brennstoffbereitstellung für die Schweizer KKW heute mangels Datenverfügbarkeit nicht spezifisch erfasst werden konnte und zum Teil mit globalen Durchschnittsdaten gearbeitet werden musste. Ausserdem ist ein Teil der Sachbilanzdaten veraltet; die für diese Studie zur Verfügung stehenden Ressourcen erlaubten keine komplette Überarbeitung der Sachbilanzen der gesamten Kernenergiekette.

Um die mögliche Schwankungsbreite der Umweltbelastungen der Kernenergie abzubilden, wurden Sensitivitätsanalysen mit verschiedenen hypothetischen Brennstoffketten durchgeführt. Diese erlauben zumindest eine Abschätzung der Relevanz von Uranproduktion, Anreicherungsverfahren, etc. hinsichtlich Einfluss auf die Umweltbelastungen insgesamt. Die Unsicherheiten insbesondere in den Sachbilanzen zur Uranproduktion in einzelnen Ländern bleibt jedoch hoch, da derzeit keine spezifischen Informationen für viele der Produktionsanlagen verfügbar sind und dementsprechend Extrapolationen und vereinfachende Annahmen vorgenommen werden mussten.

5.6.4 Übrige Technologien

Am schlechtesten ist die Datenqualität bei der im Technologievergleich bewerteten Holz-WKK-Anlage. Die Sachbilanzdaten sind veraltet, insbesondere die direkten Betriebsemissionen moderner Holzenergiesysteme wären höchstwahrscheinlich deutlich geringer, da heute bei Anlagen dieser Grösse Partikelfilter installiert werden müssten und auch eine Reduktion der Stickoxidemissionen erfolgen könnte; die Umweltbelastungen würden deutlich geringer ausfallen und Holzenergie im Vergleich besser abschneiden. Weiter sind die Sachbilanzdaten der Holzbereitstellung für Europa im Durchschnitt gültig und geben nicht die Verhältnisse in der Schweiz wieder; insbesondere die Umweltbelastungen infolge Landnutzung würden bei der Erfassung einer nachhaltigen Forstwirtschaft deutlich geringer (auf weniger als die Hälfte) ausfallen. Die hier dargestellten Ergebnisse sollten dementsprechend mit Vorsicht interpretiert und nicht für eine Beurteilung der Stromerzeugung mit Holz als Brennstoff an sich herangezogen werden. Eine Überarbeitung der Sachbilanzdaten ist dringend angeraten, um moderne Technologien in der Schweiz hinsichtlich Umweltbilanz beurteilen zu können.

Die Sachbilanzen der Windenergie sind ebenfalls veraltet. Heute werden im Allgemeinen Windturbinen mit höherer Leistung installiert. Allerdings hat die Anlagengrösse wenig Einfluss auf die Ökobilanzergebnisse. Wichtiger ist der Ertrag der Anlagen, der standortspezifisch recht unterschiedlich ausfallen kann. Eventuell wurden in den letzten Jahren vermehrt günstigere Standorte für die neuen, grösseren Anlagen gewählt, was die Umweltbelastungen etwas reduzieren würde. Insgesamt kann jedoch davon ausgegangen werden, dass mit den vorliegenden Ergebnissen die Umweltbelastungen der Windenergie in der Schweiz recht gut abgebildet werden, auch wenn die Bilanzierung der aktuellen Technologie wünschenswert wäre.

Die Umweltbelastungen des Stroms aus Biogasanlagen können anlagenspezifisch stark schwanken, vor allem abhängig vom genutzten Ausgangsstoff für die Biogaserzeugung und der Biogasherstellung an sich (direkte Methan- und Lachgasemissionen). Die hier genutzten Sachbilanzdaten beziehen sich auf den Durchschnitt der Biogasanlagen in der Schweiz und sollten diese durchschnittlichen Verhältnisse recht gut wiedergeben.

Daraus folgt, dass vertiefte Untersuchungen hinsichtlich der spezifischen Brennstoffversorgung der Schweizer KKW und der Herstellung der Fotovoltaikanlagen in China wünschens-

wert sind. Ausserdem sind eine Überarbeitung der Sachbilanzen zur Stromerzeugung aus Holz und der zugehörigen Energieholzversorgung erforderlich.

6 Folgerungen

Diese Studie soll als Hintergrundpapier und Informationsgrundlage für das Bundesamt für Energie im Rahmen der Energieperspektiven bzw. zur Beurteilung von Energiestrategien des Bundes dienen und die mit der Stromproduktion in der Schweiz verbundenen Umweltbelastungen quantifizieren.

Aus den vorliegenden Ergebnissen für die Umweltbelastung können folgende Schlüsse gezogen werden:

- Strom aus Wasserkraftwerken weist im vorliegenden Technologievergleich bei fast allen Indikatoren die tiefsten Werte ⁶⁹auf.
- Heutige Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erdgas verursachen deutlich mehr Treibhausgasemissionen als alle anderen in dieser Studie bewerteten Systeme zur Stromerzeugung. Im Vergleich dazu sind die Unterschiede zwischen den meisten zu Verfügung stehenden erneuerbaren Energieträgern und der Kernenergie gering.
- Bezüglich Luftschadstoffemissionen kann die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und Erdgas bzw. Kernenergie als unproblematisch bezeichnet werden. Eine Ausnahme kann die Nutzung von Biomasse darstellen. Bei der Verbrennung von organischen Energieträgern, insbesondere Holz, müssen die neuesten Technologien und Abgasreinigungssysteme eingesetzt werden, um den negativen Einfluss auf die Luftqualität gering zu halten.
- Strom aus PV-Anlagen benötigt pro kWh Strom am meisten metallische und mineralische Rohstoffe. Hierbei fällt der Verbrauch von geringen Mengen an seltenen Metallen stark ins Gewicht. Dies zeigt neben der Problematik an sich auch Forschungsbedarf in zwei Bereichen auf: der Methodik, wie dieser Verbrauch an Metallen als Umweltbelastung bewertet wird; und bzgl. der Entwicklung geeigneter Verfahren zur Rückgewinnung der Rohstoffe in Recyclingprozessen.
- Der Verbrauch an nicht erneuerbaren Energieträgern ist bei Kernenergie und Erdgastechnologien wegen der direkten Nutzung von Uran und Erdgas zur Stromerzeugung am höchsten. Im Gegensatz dazu ist bei diesen Technologien der Verbrauch von erneuerbaren Energieträgern am geringsten.
- Hochradioaktive Abfälle und radioaktive Strahlung werden jeweils am meisten von Strom aus Kernkraftwerken verursacht. Die anderen Technologien erzeugen beziehungsweise emittieren jeweils nur vernachlässigbar kleine Mengen.
- Im Bereich Wärmekraftkopplung und Abwärmenutzung ist eine vertiefte Analyse erforderlich, bei der das Gesamtsystem „Strom- und Wärmeversorgung“ untersucht wird. Der Fokus auf die Stromerzeugung allein könnte aus energiepolitischer Perspektive zu falschen Schlussfolgerungen verleiten. Nicht nur mit Erdgas betriebene Technologien, sondern weitere Alternativen wie Wärmepumpen, Holzfeuerungen, etc. sollten bei einer solch vertieften Analyse gegenübergestellt werden.

⁶⁹ Diese Aussage gilt nicht für Strom aus Pumpspeicherkraftwerken. Diese wurden in der vorliegenden Studie nicht berücksichtigt.

- In der vorliegenden Studie werden ausschliesslich heutige Technologien zur Stromerzeugung in der Schweiz bzgl. Umweltauswirkungen bewertet. Dies limitiert zu einem gewissen Grad die Aussagekraft zur Beurteilung von Energiestrategien, da sowohl bei den Stromerzeugungstechnologien, als auch in den Brennstoffketten in den kommenden Jahrzehnten erhebliche Änderungen gegenüber den aktuellen Verhältnissen zu erwarten sind. Dies kann die Umweltbelastung aus der Stromerzeugung mit verschiedenen Technologien in Zukunft verringern (Fotovoltaik), aber auch erhöhen (Offshore Windparks in Wassertiefen von mehr als 50 m). Möglicherweise werden auch neue, hier nicht berücksichtigte Technologien wie Geothermie und Stromimporte eine bedeutende Rolle spielen.

Literatur

- Axpo 2011 Axpo (2011) Environmental impact of natural uranium mining, conversion and enrichment in Russia. Interner Bericht Axpo - vertraulich. Axpo Holding AG, Baden, Switzerland.
- Bauer 2007 Bauer C. (2007) Holzenergie. In: *Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz*, Vol. ecoinvent report No. 6-IX, v2.0 (Ed. Dones R.). Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH retrieved from: www.ecoinvent.org.
- Bauer et al. 2009 Bauer C., Schenler W., Hirschberg S., Marcucci A., Burgherr P., Roth S. and Zepf N. (2009) Systemvergleich von Strom- und Wärmeversorgung mit zentralen und dezentralen Anlagen. Paul Scherrer Institut und Axpo Holding AG, Villigen & Baden, Schweiz, retrieved from: http://www.energietriolog.ch/cm_data/Axpo_PSI_zentral_dezentral_2009.pdf.
- BFE 2011 BFE (2011) Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates - Frühjahr 2011. Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 (energiewirtschaftliche Modelle) - Zusammenfassung. Bundesamt für Energie BFE, Bern, Switzerland, retrieved from: http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=en&dossier_id=05024.
- BP 2011 BP (2011) BP Statistical Review of World Energy June 2011. BP, London, retrieved from: bp.com/statisticalreview.
- Bundesamt für Energie 2011 Bundesamt für Energie (2011) Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates; Frühjahr 2035. Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 (energiewirtschaftliche Modelle). Bundesamt für Energie, Bern.
- Burger & Bauer 2007 Burger B. and Bauer C. (2007) Windkraft. In: *Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz*, Vol. ecoinvent report No. 6-XIII, v2.0 (Ed. Dones R.). Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH retrieved from: www.ecoinvent.org.
- de Wild-Scholten 2011 de Wild-Scholten M. J. (2011) Environmental Profile of PV Mass Production: Globalization. In *proceedings from: 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, SmartGreenScans, Hamburg, Germany, 05.-09.11.2011.
- Doka 2007a Doka G. (2007a) Life Cycle Inventories of Waste Treatment Services. Data v2.0. ecoinvent report No. 13. Doka Ökobilanzen, Zurich, Switzerland, retrieved from: www.ecoinvent.org.
- Doka 2007b Doka G. (2007b) Life Cycle Inventories of Waste Treatment Services. ecoinvent report No. 13, v2.0. EMPA St. Gallen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.org.
- Doka 2009 Doka G. (2009) Non-radiological emissions from uranium tailings: A generic, global model for Life Cycle Inventory data. Doka Ökobilanzen, Zurich, Switzerland, retrieved from: <http://www.doka.ch/PSIuraniumtailingsDoka.pdf>.
- Doka 2011 Doka G. (2011) Life Cycle Inventory of generic uranium in-situ leaching. Doka Life Cycle Assessments, Zurich, retrieved from: <http://www.doka.ch/DokaISL.pdf>.
- Dones et al. 2007 Dones R., Bauer C. and Röder A. (2007) Kohle. Datenbestand v2.0. ecoinvent report No. 6-VI. Paul Scherrer Institut, Villigen, Switzerland, retrieved from: www.ecoinvent.org.
- Dones et al. 2009 Dones R., Bauer C. and Doka G. (2009) Kernenergie. Datenbestand v2.1. ecoinvent report No. 6-VII. Paul Scherrer Institut, Villigen, Switzerland, retrieved from: www.ecoinvent.org.
- ecoinvent Centre 2010 ecoinvent Centre (2010) ecoinvent data v2.2, ecoinvent reports No. 1-25. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, Switzerland, retrieved from: www.ecoinvent.org.

- European Commission 2009 European Commission (2009) Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC. European Commission; Commission of the European Communities, Brussels, retrieved from: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:EN:PDF>.
- Faist-Emmenegger et al. 2007 Faist-Emmenegger M., Heck T., Jungbluth N. and Tuchschnid M. (2007) Erdgas. Datenbestand v2.0. ecoinvent report 6-V. PSI & ESU-services, Duebendorf, Switzerland, retrieved from: www.ecoinvent.org.
- Faist Emmenegger et al. 2007 Faist Emmenegger M., Heck T., Jungbluth N. and Tuchschnid M. (2007) Erdgas. In: *Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz*, Vol. ecoinvent report No. 6-V, v2.0 (Ed. Dones R.). Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH retrieved from: www.ecoinvent.org.
- First Solar 2011 First Solar (2011) First Solar Corporate Overview. In, pp., retrieved from: www.firstsolar.com.
- Flury & Frischknecht 2012 Flury K. and Frischknecht R. (2012) Life Cycle Inventories of Hydroelectric Power Production. ESU-services Ltd., Uster.
- Frischknecht et al. 2000 Frischknecht R., Braunschweig A., Hofstetter P. and Suter P. (2000) Human Health Damages due to Ionising Radiation in Life Cycle Impact Assessment. In: *Review Environmental Impact Assessment*, **20**(2), pp. 159-189.
- Frischknecht et al. 2007a Frischknecht R., Tuchschnid M., Faist Emmenegger M., Bauer C. and Dones R. (2007a) Strommix und Stromnetz. In: *Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz*, Vol. ecoinvent report No. 6-XVI, v2.0 (Ed. Dones R.). Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH retrieved from: www.ecoinvent.org.
- Frischknecht et al. 2007b Frischknecht R., Jungbluth N., Althaus H.-J., Bauer C., Doka G., Dones R., Hellweg S., Hirschier R., Humbert S., Margni M. and Nemecek T. (2007b) Implementation of Life Cycle Impact Assessment Methods. ecoinvent report No. 3, v2.0. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.org.
- Frischknecht & Stucki 2010 Frischknecht R. and Stucki M. (2010) Scope-dependent modelling of electricity supply in life cycle assessments. In: *Int J LCA*, **15**(8), pp. 806-816, retrieved from: DOI: 10.1007/s11367-010-0200-7.
- Frischknecht 2010 Frischknecht R. (2010) LCI modelling approaches applied on recycling of materials in view of environmental sustainability, risk perception and eco-efficiency. In: *Int J LCA*, **15**(7), pp. 666-671, retrieved from: DOI: 10.1007/s11367-010-0201-6.
- Frischknecht & Itten 2011 Frischknecht R. and Itten R. (2011) Primärenergiefaktoren von Energiesystemen, Version 2.2. im Auftrag des Bundesamtes für Energie BfE, ESU-services Ltd., Uster, CH, retrieved from: <http://www.esu-services.ch/publications/energy/>.
- Gazprom 2011a Gazprom (2011a) OAO Gazprom Environmental Report 2010. OAO Gazprom, Moscow, retrieved from: www.gazprom.ru.
- Gazprom 2011b Gazprom (2011b) OAO Gazprom Annual Report 2010. OAO Gazprom, Moscow, retrieved from: www.gazprom.ru.
- Goedkoop et al. 2009 Goedkoop M., Heijungs R., Huijbregts M. A. J., De Schryver A., Struijs J. and van Zelm R. (2009) ReCiPe 2008 - A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at the midpoint and the endpoint level. First edition. Report I: Characterisation, NL, retrieved from: icia-recipe.net/.
- Goldsworthy 2008 Goldsworthy M. (2008) Investor presentation. In: *Lodge Partners mid cap conference*, retrieved from: <http://www.asx.com.au/asxpdf/20080410/pdf/318j6y3ctrzwqf.pdf>.

- Guinée et al. 2001 Guinée J. B., (final editor), Gorée M., Heijungs R., Huppes G., Kleijn R., de Koning A., van Oers L., Wegener Sleeswijk A., Suh S., Udo de Haes H. A., de Bruijn H., van Duin R., Huijbregts M. A. J., Lindeijer E., Roorda A. A. H. and Weidema B. P. (2001) Life cycle assessment; An operational guide to the ISO standards; Parts 1 and 2. Ministry of Housing, Spatial Planning and Environment (VROM) and Centre of Environmental Science (CML), Den Haag and Leiden, The Netherlands, retrieved from: www.leidenuniv.nl/cml/ssp/projects/lca2/lca2.html.
- Heck 2007 Heck T. (2007) Wärme-Kraft-Kopplung. Datenbestand v2.0. ecoinvent report No. 6-XIV. Paul Scherrer Institut, Villigen, Switzerland.
- Heck et al. 2009 Heck T., Bauer C. and Dones R. (2009) Development of parameterisation methods to derive transferable life cycle inventories. Technical paper n° 4.1 - RS Ia. Paul Scherrer Institut, Villigen PSI.
- imuthes-Energiemanagement 2007 imuthes-Energiemanagement (2007) Saubere Wärme, saubere Energie. imuthes Energiemanagement GmbH, Graz, Austria, retrieved from: http://web96.users.cms.aboliton.at/data/news/2007/09-03/daten_und_fakten.pdf.
- IPCC 2007 IPCC (2007) The IPCC fourth Assessment Report. Cambridge University Press., Cambridge.
- Itten & Frischknecht 2012 Itten R. and Frischknecht R. (2012) Electricity Mixes and Electricity Grid. In: *Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz, in Vorbereitung*, Vol. ecoinvent report No. 6-XVI, v3.0 (Ed. Dones R.). ESU-services Ltd., Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Uster, CH retrieved from: www.ecoinvent.org.
- Jungbluth et al. 2007 Jungbluth N., Chudacoff M., Dauriat A., Dinkel F., Doka G., Faist Emmenegger M., Gnansounou E., Kljun N., Schleiss K., Spielmann M., Stettler C. and Sutter J. (2007) Life Cycle Inventories of Bioenergy. ecoinvent report No. 17, v2.0. ESU-services, Uster, CH, retrieved from: www.ecoinvent.org.
- Jungbluth et al. 2010 Jungbluth N., Stucki M., Frischknecht R. and Buesser S. (2010) Photovoltaics. In: *Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz*, Vol. ecoinvent report No. 6-XII, v2.2+ (Ed. Bauer C. and Dones R.). pp. 233. ESU-services Ltd., Uster, CH retrieved from: www.esu-services.ch.
- KKG 2010 KKG (2010) Kernkraftwerk Gösgen. Technik und Betrieb. Technische Broschüre. Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG (KKG), Däniken, Schweiz, retrieved from: http://www.kkg.ch/upload/cms/user/KKG_Broschre_D_2010.pdf.
- Köllner 2001 Köllner T. (2001) Land Use in Product Life Cycles and its Consequences for Ecosystem Quality. Dissertation Nr. 2519. Universität St. Gallen, Hochschule für Wirtschafts-, Rechts- und Sozialwissenschaften (HSG), St. Gallen.
- Makhijani et al. 2005 Makhijani A., Chalmers L. and Smith B. (2005) Uranium Enrichment. Just Plain Facts to Fuel an Informed Debate on Nuclear Proliferation and Nuclear Power. Institute for Energy and Environmental Research, retrieved from: <http://www.ieer.org/reports/uranium/enrichment.pdf>.
- Mudd & Diesendorf 2008 Mudd G. and Diesendorf M. (2008) Sustainability of Uranium Mining and Milling: Toward Quantifying Resources and Eco-Efficiency. In: *Environmental Science and Technology*(42), pp. 2624–2630.
- Mudd & Diesendorf 2010 Mudd G. and Diesendorf M. (2010) Uranium Mining, Nuclear Power and Sustainability: Rhetoric versus Reality. In: *Sustainable Mining Conference 2010*, Kalgorlee, Australia, retrieved from: http://www.ies.unsw.edu.au/docs/Mudd_045_Uconfpaper-v2.pdf.
- Nagra 2011 Nagra (2011) Geschäftsbericht 2010. Nagra, Wettingen, Switzerland, retrieved from: http://www.nagra.ch/documents/database/dokumente/%24default/Default%20Folder/Publikationen/Geschaeftsberichte/d_GB2010.pdf.

- Novatek 2010 Novatek (2010) Sustainability Report on the territory of the Russian Federation 2008-2009, retrieved from: www.novatek.ru.
- Novatek 2011 Novatek (2011) Annual Report 2010, retrieved from: www.novatek.ru.
- NZZonline 2011 NZZonline (2011) Axpo-Vertreter dürfen Uran-Anlage in Mayak nicht besuchen. Russland verbietet den Zutritt zu Sperrgebiet. In: NZZ, Zurich, retrieved from: http://www.nzz.ch/nachrichten/politik/schweiz/axpo-vertreter_duerfen_uran-anlage_in_mayak_nicht_besuchen_1.10975968.html.
- Photon Profi 2010 Photon Profi (2010) Marktübersicht Solarmodule 2010 - Korrektur zu PHOTON Profi 2-2010. In, pp., retrieved from: www.solar-energy-consult.de.
- Prasser et al. 2008 Prasser H.-M., Bayard A.-S. and Dones R. (2008) Sustainability of uranium sources. In: *International Conference on the Physics of Reactors "Nuclear Power: A Sustainable Resource"*, Interlaken, Switzerland.
- Recknagel et al. 2006 Recknagel H., Sprenger E. and Schramek E.-R. (2006) Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik 2005/06. Oldenbourg R. Verlag GmbH, ISBN 978-3486265606.
- Reichert & Schön 2000 Reichert J. and Schön M. (2000) Methanemissionen durch den Einsatz von Gas in Deutschland von 1990 bis 1997 mit einem Ausblick auf 2010. Untersuchung für den Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., unter Mitarbeit von Lars Behnke. Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe.
- Schori et al. 2012 Schori S., Bauer C. and Frischknecht R. (2012) Life Cycle Inventory of Natural Gas Supply. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.org.
- Schweizerischer Bundesrat 2008 Schweizerischer Bundesrat (2008) Strategie Nachhaltige Entwicklung: Leitlinien und Aktionsplan 2008-2011. Bundesamt für Raumentwicklung, Bern.
- Schweizerischer Bundesrat 2011a Schweizerischer Bundesrat (2011a) Energieperspektiven 2050: Analyse der Stromangebotsvarianten des Bundesrats. 2011, Bern.
- Schweizerischer Bundesrat 2011b Schweizerischer Bundesrat (2011b) Masterplan Cleantech – Eine Strategie des Bundes für Ressourceneffizienz und erneuerbare Energien. Bundesamt für Bildung und Technologie, Bern, retrieved from: www.cleantech.admin.ch.
- Statkraft 2011 Statkraft (2011) Fernwärme. Statkraft pure energy, retrieved from: http://www.statkraft.de/images/STK_Fernwaerme_tcm21-4580.pdf.
- Stucki et al. 2011 Stucki M., Jungbluth N. and Leuenberger M. (2011) Life Cycle Assessment of Biogas Production from Different Substrates. im Auftrag des Bundesamtes für Energie BfE, ESU-services Ltd., Uster, retrieved from: <http://www.esu-services.ch/data/public-lci-reports/> (login).
- Tehlar 2007 Tehlar D. (2007) Status of combined heat and power (CHP) technology in Europe. PSI, Villigen PSI.
- UNFCCC 2011a UNFCCC (2011a) National Inventory Submission of the Swiss Federation - common reporting format (ed. CHE-2011-2009-v1.1.doc), retrieved from: <http://unfccc.int>.
- UNFCCC 2011b UNFCCC (2011b) National Inventory Submission of the Russian Federation - v3.1 (ed. RUS-2011-2009-v3.1.doc), retrieved from: <http://unfccc.int>.
- Wacker 2010 Wacker (2010) Umweltbericht 2009 des Standorts Burghausen der Wacker Chemie AG.
- Wacker 2011 Wacker (2011) Nachhaltigkeitsbericht 2009/2010. Wacker Chemie AG, München, DE.
- Wang et al. 2009 Wang T. Y., Lin Y. C., Tai C. Y., Fei C. C., Tseng M. Y. and Lan C. W. (2009) Recovery of Silicon from Kerf Loss Slurry Waste for Photovoltaic Applications. In: *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 17, pp. 155-163.
- wikipedia 2011 wikipedia (2011) Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk. Retrieved 18 Nov 2011 retrieved from: <http://de.wikipedia.org/wiki/Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk>.

WNA 2011	WNA (2011) In Situ Leach (ISL) Mining of Uranium. Retrieved 30 Nov retrieved from: http://www.world-nuclear.org/info/inf27.html .
WNA 2012	WNA (2012) Uranium Enrichment. Retrieved 9 Jan 2012 retrieved from: http://www.world-nuclear.org/info/default.aspx?id=452&terms=enrichment .
wnn 2011	wnn (2011) Continued growth in uranium production. Retrieved 1 Dec 2011 retrieved from: http://www.world-nuclear-news.org/ENF-Continued_growth_in_uranium_production-0305114.html .
ZEP 2011	ZEP (2011) The Costs of CO2 Capture. Post-demonstration CCS in the EU. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (ZEP), Brussels, Belgium, retrieved from: http://www.zeroemissionsplatform.eu/library/publication/166-zep-cost-report-capture.html .

Anhang

Allokationsfaktoren

In Tabelle 21 sind die Allokationsfaktoren für die Aufteilung der Umweltbelastungen auf Strom und Wärme für die aktualisierten WKK-Anlagen sowie das GuD-Kraftwerk mit Abwärmenutzung aufgelistet sowie die für die Berechnung der Faktoren verwendeten Daten (etwa zum Temperaturniveau und die Wirkungsgrade der Anlagen).

Tabelle 21 Allokationsfaktoren und Wirkungsgrade der in dieser Studie bewerteten WKK-Anlagen.

Allokation WKK		Erdgas Lambda1 2kWe	Erdgas Lambda1 160kWe	Erdgas Mager 50kWe	Erdgas Mager 200kWe	Erdgas Mager 500kWe	Erdgas Mager 1MWe	Erdgas GuD 400MWe
Nutzungsgrade	EI. Nutzungsgrad	0.25	0.366	0.329	0.367	0.393	0.412	0.58
	Therm. Nutzungsgrad	0.67	0.528	0.564	0.515	0.483	0.458	0.045
Temperaturen	Vorlauftemperatur	°C 75	90	85	90	90	90	100
	Rücklauftemperatur	°C 60	70	70	70	70	70	20
	Thermodynamische Mitteltemperatur	°C 67	80	77	80	80	80	58
	Umgebungstemperatur	°C 20	20	20	20	20	20	20
Rohwerte	Exergiefaktor Strom	1	1	1	1	1	1	1
	Exergiefaktor Wärme	0.139	0.170	0.164	0.170	0.170	0.170	0.116
	Energiefaktor Strom	1	1	1	1	1	1	1
	Energiefaktor Wärme	1	1	1	1	1	1	1
Allokationsfaktoren	Strom Exergie-Allokationsfaktor	0.73	0.80	0.78	0.81	0.83	0.84	0.99
	Wärme Exergie-Allokationsfaktor	0.27	0.20	0.22	0.19	0.17	0.16	0.01
	Strom Energie-Allokationsfaktor	0.27	0.41	0.37	0.42	0.45	0.47	0.93
	Wärme Energie-Allokationsfaktor	0.73	0.59	0.63	0.58	0.55	0.53	0.07
Allokationsfaktoren in Prozent gerundet								
	Strom Exergie-Allokationsfaktor	73	80	78	81	83	84	99
	Wärme Exergie-Allokationsfaktor	27	20	22	19	17	16	1
	Strom Energie-Allokationsfaktor	27	41	37	42	45	47	93
	Wärme Energie-Allokationsfaktor	73	59	63	58	55	53	7

WKK-Anlagen: komplette Zusammenstellung

In Tabelle 22 und Tabelle 23 sind die aktuellen Modelle der WKK-Anlagen aufgeführt, die für die Bestimmung der Wirkungsgrade und Allokationsfaktoren in dieser Studie verwendet wurden.

Tabelle 22 Aktuelle Lambda-1 WKK-Anlagen als Basis in dieser Studie.

company	Model	Brennstoff	Engine power kW	Electricity kW	Max n_el %	Heat kW	Heat n %	Total n %	source
Lambda1 KW Energie EAW	KWE 12G-4 AP	Lambda1	43	12	27.9	28	65.1	93.0	http://www.gmh-umwelt.de/dokumente/KWE_Info_12G4AP_web.pdf
	EW F 17 S	Lambda1	53	17	32.1	32	60.4	92.5	http://www.eaw-energieanlagenbau.de/button_erd/LV_EWF17S.pdf
Viessmann	EM-20/39	Lambda1	62	20	32.3	39	62.9	95.2	http://www.viessmann.de/etc/medialib/internet-global/pdf_documents/koeb_mawera.Par.96106.File.File.tmp/ESS_Blockheizkraftwerke.pdf
Lindenberg	45	Lambda1	129	44	34.1	63	48.8	82.9	http://www.lindenberg-
KW Energie	KWE 48G-4 SPN	Lambda1	140	48	34.3	77	55.0	89.3	http://www.gmh-umwelt.de/dokumente/KWE_Info_48G-4SPN_10_web.pdf
Lindenberg	50	Lambda1	148	50	33.8	79	53.4	87.2	http://www.lindenberg-
SES/Man	HPC 50 N	Lambda1	148	50	33.8	79	53.4	88.5	
Viessmann	EM-50/81	Lambda1	145	50	34.5	81	55.9	90.3	http://www.viessmann.de/etc/medialib/internet-global/pdf_documents/koeb_mawera.Par.96106.File.File.tmp/ESS_Blockheizkraftwerke.pdf
Sokratherm/Man	GG 50	Lambda1	146	50	34.2	82	56.2	91.1	http://www.sokratherm.de/02_download/LI_GG_11_1_JV.pdf
Schleif	GS50E	Lambda1	145	51	35.0	80	55.2	90.2	http://www.schleif-automation.de/images/download/schleif_bhkw_gs50e_gas.pdf
Lindenberg	65	Lambda1	204	66	33.7	109	52.3	86.0	http://www.lindenberg-
Lindenberg	70	Lambda1	204	70	34.3	107	52.3	86.6	http://www.lindenberg-
SES/Man	HPC 70 N	Lambda1	204	70	34.3	109	53.4	88.5	
Viessmann	EM-70/115	Lambda1	204	70	34.3	115	56.4	90.7	http://www.viessmann.de/etc/medialib/internet-global/pdf_documents/koeb_mawera.Par.96106.File.File.tmp/ESS_Blockheizkraftwerke.pdf
Sokratherm/Man	GG 70	Lambda1	204	71	34.8	114	55.9	90.7	http://www.sokratherm.de/02_download/LI_GG_11_1_JV.pdf
Senergie/MWM	612 AGR.E	Lambda1	277	100	36.1	150	54.2	90.3	http://www.senergie.de/erd-und-fluessigas/produktprogramm.html
Schmitt Enertec/Mercedes Benz	FMB-120-GSK	Lambda1	291	100	34.4	161	55.3	89.7	http://www.schmitt-enertec.com/downloads/product_range_naturalgas_2010_50Hz.pdf
ETW/Man	ETW 110 EG	Lambda1	282	105	37.2	138	48.9	86.2	
Sokratherm/Man	GG 113	Lambda1	327	114	34.9	179	54.7	89.6	http://www.sokratherm.de/02_download/LI_GG_11_1_JV.pdf
Schmitt Enertec/Mercedes Benz	FMB-155-GSK	Lambda1	348	122	35.1	196	56.3	91.4	http://www.schmitt-enertec.com/downloads/product_range_naturalgas_2010_50Hz.pdf
Viessmann	EM-140/207	Lambda1	384	140	36.5	207	53.9	90.4	http://www.viessmann.de/etc/medialib/internet-global/pdf_documents/koeb_mawera.Par.96106.File.File.tmp/ESS_Blockheizkraftwerke.pdf
Lindenberg	140	Lambda1	392	140	35.7	212	52.8	88.5	http://www.lindenberg-
Sokratherm/Man	GG140	Lambda1	392	142	36.2	216	55.1	91.3	http://www.sokratherm.de/02_download/LI_GG_11_1_JV.pdf
SES/Man	HPC 150 N	Lambda1	392	142	36.2	207	52.8	88.5	
Schleif	GS143E	Lambda1	388	143	36.9	207	53.3	90.2	http://www.schleif-automation.de/images/download/schleif_bhkw_gs143e_gas.pdf
Schmitt Enertec/Mercedes Benz	FMB-190-GSK	Lambda1	419	151	36	232	55.4	91.4	http://www.schmitt-enertec.com/downloads/product_range_naturalgas_2010_50Hz.pdf
Senergie/LIEBHERR	926 AGR.E*	Lambda1	475	180	37.9	251	52.8	90.7	http://www.senergie.de/erd-und-fluessigas/produktprogramm.html
ETW/Man	ETW 200 EG	Lambda1	553	200	36.2	293	53.0	89.2	http://etw-energy.com/products/chp-units/product-range/
Sokratherm/Man	GG201	Lambda1	592	205	34.6	331	55.9	90.5	http://www.sokratherm.de/02_download/LI_GG_11_1_JV.pdf
Schmitt Enertec/Mercedes Benz	FMB-275-GSMK	Lambda1	637	230	36.1	362	56.8	92.9	http://www.schmitt-enertec.com/downloads/product_range_naturalgas_2010_50Hz.pdf
Viessmann	EM-238/363	Lambda1	667	238	35.7	363	54.4	90.1	http://www.viessmann.de/etc/medialib/internet-global/pdf_documents/koeb_mawera.Par.96106.File.File.tmp/ESS_Blockheizkraftwerke.pdf
Lindenberg	240	Lambda1	669	239	35.7	365	54.6	90.3	http://www.lindenberg-
SES/Man	HPC 250 N	Lambda1	669	239	35.7	365	54.6	88.5	
Sokratherm/Man	GG237	Lambda1	669	239	35.7	372	55.6	91.3	http://www.sokratherm.de/02_download/LI_GG_11_1_JV.pdf
Schleif	GS240E	Lambda1	671	240	35.8	370	55.1	90.9	http://www.schleif-automation.de/images/download/schleif_bhkw_gs240e_gas.pdf
ETW/Man	ETW 250 EG	Lambda1	668	248	37.1	344	51.5	88.6	
Senergie/LIEBHERR	9408 AGR.E*	Lambda1	803	300	37.4	431	53.7	91.0	http://www.senergie.de/erd-und-fluessigas/produktprogramm.html
ETW/Man	ETW 370 EG	Lambda1	955	366	38.3	489	51.2	89.5	http://etw-energy.com/products/chp-units/product-range/
ETW/MWM	ETW 400 EG	Lambda1	946	400	42.3	428	45.2	87.5	http://etw-energy.com/products/chp-units/product-range/
ETW/Man	ETW 400 EG	Lambda1	1037	404	39.0	460	44.4	83.3	http://www.sokratherm.de/02_download/LI_GG_11_1_JV.pdf
Sokratherm/Man	GG402	Lambda1	1045	405	38.8	538	51.5	90.3	http://etw-energy.com/products/chp-units/product-range/
ETW/MWM	ETW 600 EG	Lambda1	1428	600	42.0	654	45.8	87.8	http://etw-energy.com/products/chp-units/product-range/
ETW/MWM	ETW 800 EG	Lambda1	1888	800	42.4	856	45.3	87.7	http://etw-energy.com/products/chp-units/product-range/
ETW/MWM	ETW 1200 EG	Lambda1	2744	1200	43.7	1195	43.5	87.3	http://etw-energy.com/products/chp-units/product-range/
ETW/MWM	ETW 1560 EG	Lambda1	3606	1560	43.3	1584	43.9	87.2	http://etw-energy.com/products/chp-units/product-range/
ETW/MWM	ETW 2000 EG	Lambda1	4583	2000	43.6	2024	44.2	87.8	http://etw-energy.com/products/chp-units/product-range/

Tabelle 23 Aktuelle Magermotor WKK-Anlagen als Basis in dieser Studie.

company	Model	Brennstoff	Engine power kW	Electricity kW	Max n_el %	Heat kW	Heat n %	Total n %	source
Lean-burn Schleif	GS8E	Lambda1.55	28	7	25.8	19	67.2	93	http://www.schleif-automation.de/images/download/schleif_bhkw_gs8e_gas.pdf
	CO 20 PT-EG	Lambda1.15	71.5	20	28.0	43	60.1	88.0	http://www.powerterm.de/images/pdf/cogonum_c020_pt-eg_web.pdf
Cogonon/Miturbo	GS25E	Lambda1.41	90	26	29.0	57	63.2	92.2	http://www.schleif-automation.de/images/download/schleif_bhkw_gs25e_gas.pdf
Schleif	senergie TLE	Lean burn	145	50	34.6	78	53.8	88.4	http://www.senergie.de/erd-und-fluessigas/produktprogramm.html
Senergie/MWM	GS64E	Lambda1.62	175	64	36.7	95	54.3	91	http://www.schleif-automation.de/images/download/schleif_bhkw_gs64e_gas.pdf
Schleif	GS81E	Lambda1.6	226	81	35.9	125	55.3	91.2	http://www.schleif-automation.de/images/download/schleif_bhkw_gs81e_gas.pdf
SES/Man	HPC 100 N	Lean burn	282	104	36.9	139	49.3	88.5	
Schleif	GS105E	Lambda1.6	279	105	37.6	138	49.5	87.1	http://www.schleif-automation.de/images/download/schleif_bhkw_gs105e_gas.pdf
Senergie/LIEBHERR	926 T.E.	Lean burn	283	105	35.8	156	53.2	89.1	http://www.senergie.de/erd-und-fluessigas/produktprogramm.html
Senergie/LIEBHERR	926 TLE	Lean burn	341	125	36.7	178	52.2	88.9	http://www.senergie.de/erd-und-fluessigas/produktprogramm.html
ETW/Man	ETW 140 EG	Lean burn	392	143	36.5	207	52.8	89.3	
Schleif	GS201E	Lambda1.6	466	143	30.7	263	56.5	87.2	http://www.schleif-automation.de/images/download/schleif_bhkw_gs201e_gas.pdf
Schmitt Enertec/Mercedes Benz	FMB-215-GSMK	Lean burn	483	173	35.8	264	54.7	90.5	http://www.schmitt-enertec.com/downloads/product_range_naturalgas_2010_50Hz.pdf
Schmitt Enertec/Mercedes Benz	FMB-230-GSMK	Lean burn	507	185	36.5	239	47.1	83.6	http://www.schmitt-enertec.com/downloads/product_range_naturalgas_2010_50Hz.pdf
Viessmann	EM-199/263	Lean burn	538	199	37.0	263	48.9	85.9	http://www.viessmann.de/etc/medialib/internet-global/pdf_documents/koeb_mawera.Par.96106.File.File.tmp/ESS_Blockheizkraftwerke.pdf
Viessmann	EM-199/293	Lean burn	553	199	36.0	293	53.0	89.0	http://www.viessmann.de/etc/medialib/internet-global/pdf_documents/koeb_mawera.Par.96106.File.File.tmp/ESS_Blockheizkraftwerke.pdf
Senergie/LIEBHERR	9408 T.E	Lean burn	553	200	36.2	294	53.2	89.3	http://www.senergie.de/erd-und-fluessigas/produktprogramm.html
SES/Man	HPC 200 N	Lean burn	553	200	36.2	293	53.0	88.5	
Schmitt Enertec/Mercedes Benz	FMB-255-GSMK	Lean burn	547	205	37.5	268	49.0	86.5	http://www.schmitt-enertec.com/downloads/product_range_naturalgas_2010_50Hz.pdf
Schmitt Enertec/Mercedes Benz	FMB-270-GSMK	Lean burn	590	220	37.3	307	52.0	89.3	http://www.schmitt-enertec.com/downloads/product_range_naturalgas_2010_50Hz.pdf
Schmitt Enertec/Mercedes Benz	FMB-285-GSMK	Lean burn	618	233	37.7	283	45.8	83.5	http://www.schmitt-enertec.com/downloads/product_range_naturalgas_2010_50Hz.pdf
ETW/Man	ETW 240 EG	Lean burn	669	240	35.9	365	54.6	90.4	http://etw-energy.com/products/chp-units/product-range/
Senergie/LIEBHERR	9408 TLE	Lean burn	679	250	36.8	356	52.4	89.2	http://www.senergie.de/erd-und-fluessigas/produktprogramm.html
Schmitt Enertec/Mercedes Benz	FMB-320-GSMK	Lean burn	689	260	37.8	335	48.6	86.4	http://www.schmitt-enertec.com/downloads/product_range_naturalgas_2010_50Hz.pdf
Schmitt Enertec/Mercedes Benz	FMB-410-GSMK	Lean burn	913	334	36.6	485	53.1	89.7	http://www.schmitt-enertec.com/downloads/product_range_naturalgas_2010_50Hz.pdf
Schmitt Enertec/Mercedes Benz	FMB-430-GSMK	Lean burn	919	350	38.1	413	44.9	83.0	http://www.schmitt-enertec.com/downloads/product_range_naturalgas_2010_50Hz.pdf
Viessmann	EM-363/498	Lean burn	960	363	37.8	498	51.9	89.7	http://www.viessmann.de/etc/medialib/internet-global/pdf_documents/koeb_mawera.Par.96106.File.File.tmp/ESS_Blockheizkraftwerke.pdf
Schmitt Enertec/Mercedes Benz	FMB-500-GSMK	Lean burn	1055	400	37.9	503	47.7	85.6	http://www.schmitt-enertec.com/downloads/product_range_naturalgas_2010_50Hz.pdf
Schmitt Enertec/Mercedes Benz	FMB-430-GSMK	Lean burn			36.3	135	#DIV/0!	#DIV/0!	http://www.schmitt-enertec.com/downloads/product_range_naturalgas_2010_50Hz.pdf
Schmitt Enertec/Mercedes Benz	FMB-430-GSMK	Lean burn			35.9	168	#DIV/0!	#DIV/0!	http://www.schmitt-enertec.com/downloads/product_range_naturalgas_2010_50Hz.pdf
Schmitt Enertec/Mercedes Benz	FMB-430-GSMK	Lean burn			38.0	210	#DIV/0!	#DIV/0!	http://www.schmitt-enertec.com/downloads/product_range_naturalgas_2010_50Hz.pdf
Schmitt Enertec/Mercedes Benz	FMB-430-GSMK	Lean burn			38.6	225	#DIV/0!	#DIV/0!	http://www.schmitt-enertec.com/downloads/product_range_naturalgas_2010_50Hz.pdf
Viessmann	EM-401/549	Lean burn	1053	401	38.1	549	52.1	90.2	http://www.viessmann.de/etc/medialib/internet-global/pdf_documents/koeb_mawera.Par.96106.File.File.tmp/ESS_Blockheizkraftwerke.pdf
Schleif	GS403E	Lambda1.58	1037	403	38.9	460	44.3	83.2	http://www.schleif-automation.de/images/download/schleif_bhkw_gs403e_gas.pdf
SES/Man	HPC 400 N	Lean burn	1045	404	38.7	513	49.1	88.5	
Schmitt Enertec/Mercedes Benz	FMB-675-GSMK	Lean burn	1267	500	39.5	596	47.0	86.5	http://www.schmitt-enertec.com/downloads/product_range_naturalgas_2010_50Hz.pdf
SES/Man	HPC 600 N	Lean burn	1428	600	42.0	654	45.8	88.5	
SES/MWM	HPC 800 N	Lean burn	1888	800	42.4	856	45.3	88.5	
S&L/Waukesha	APG1000	Lean burn	2353	1000	42.5	1117	47.4	90.0	http://www.sl-waukesha.com/makelt/cms/cms_upload/bilder/a10001155_s&l_flyer_a3_waukesha_einzelseit
SES/MWM	HPC 1200 N	Lean burn	2750	1200	43.6	1197	43.5	88.5	
SES/MWM	HPC 1600 N	Lean burn	3606	1560	43.3	1586	44.0	88.5	
S&L/Waukesha	APG2000	Lean burn	5177	2115	40.9	2780	53.7	94.6	http://www.sl-waukesha.com/makelt/cms/cms_upload/bilder/apg2000.pdf
S&L/Waukesha	APG3000	Lean burn	7764	3195	41.2	3175	40.9	82.1	http://www.sl-waukesha.com/makelt/cms/cms_upload/bilder/apg3000.pdf

Tabelle 24 Umweltbelastung aus der Wärmebereitstellung in herkömmlichen Erdgasheizungen und WKK-Anlagen. Bezugsgrösse: 1 MJ Nutzwärme ab Heizung/WKK-Anlage; Allokation der Aufwendungen und Emissionen der WKK-Anlagen nach *Exergiegehalt* von Strom und Wärme.

Allokation Exergie		Erdgas GuD, mit Abwärmenutzung 400 MW _{el}	Erdgas-WKK-Anlagen						Erdgasheizungen	
			2kW _{el}	50kW _{el}	160kW _{el}	200kW _{el}	500kW _{el}	1MW _{el}	< 100kW	> 100 kW
Treibhausgasemissionen	g CO ₂ eq	14.6	28.4	28.0	26.3	26.4	25.1	24.9	68.1	64.6
Partikelemissionen	g PM10 eq	3.61E-03	7.30E-03	1.05E-02	5.95E-03	9.80E-03	9.30E-03	9.20E-03	1.52E-02	1.33E-02
Landnutzung	Punkte	7.94E-06	3.04E-05	2.66E-05	2.55E-05	2.43E-05	2.27E-05	2.23E-05	9.21E-05	4.03E-05
KEA, nicht erneuerbar	MJ-eq	0.25	0.47	0.46	0.44	0.43	0.41	0.41	1.17	1.13
KEA, erneuerbar	MJ-eq	3.99E-04	1.16E-03	9.39E-04	8.95E-04	8.46E-04	7.86E-04	7.69E-04	4.46E-03	2.54E-03
Abbau nicht erneuerbarer Ressourcen	mg Sb-eq	1.35E-03	1.03E-02	4.07E-03	7.00E-03	3.65E-03	3.34E-03	3.26E-03	2.09E-02	4.93E-03
Hochradioaktive Abfälle	mm3	5.59E-04	2.33E-03	1.85E-03	1.70E-03	1.56E-03	1.40E-03	1.34E-03	1.56E-02	7.17E-03
Radioaktive Strahlung	kBq U-235-Eq	6.00E-05	2.50E-04	1.99E-04	1.84E-04	1.69E-04	1.51E-04	1.45E-04	1.64E-03	7.50E-04

Tabelle 25 Umweltbelastung aus der Wärmebereitstellung in herkömmlichen Erdgasheizungen und WKK-Anlagen. Bezugsgrösse: 1 MJ Nutzwärme ab Heizung/WKK-/GuD-Anlage; Allokation der Aufwendungen und Emissionen der WKK-Anlagen nach *Energiegehalt* von Strom und Wärme.

Allokation Energie		Erdgas GuD, mit Abwärmenutzung 400 MW _{el}	Erdgas-WKK-Anlagen						Erdgasheizungen	
			2kW _{el}	50kW _{el}	160kW _{el}	200kW _{el}	500kW _{el}	1MW _{el}	< 100kW	> 100 kW
Treibhausgasemissionen	g CO ₂ eq	102	76.8	80.1	77.5	80.5	81.3	82.5	68.1	64.6
Partikelemissionen	g PM10 eq	2.53E-02	1.97E-02	3.00E-02	1.76E-02	2.99E-02	3.01E-02	3.05E-02	1.52E-02	1.33E-02
Landnutzung	Punkte	5.56E-05	8.22E-05	7.62E-05	7.53E-05	7.41E-05	7.35E-05	7.39E-05	9.21E-05	4.03E-05
KEA, nicht erneuerbar	MJ-eq	1.78	1.28	1.30	1.30	1.31	1.32	1.34	1.17	1.13
KEA, erneuerbar	MJ-eq	2.80E-03	3.13E-03	2.69E-03	2.64E-03	2.58E-03	2.54E-03	2.55E-03	4.46E-03	2.54E-03
Abbau nicht erneuerbarer Ressourcen	mg Sb-eq	9.43E-03	2.77E-02	1.17E-02	2.07E-02	1.11E-02	1.08E-02	1.08E-02	2.09E-02	4.93E-03
Hochradioaktive Abfälle	mm3	3.91E-03	6.30E-03	5.31E-03	5.03E-03	4.78E-03	4.52E-03	4.43E-03	1.56E-02	7.17E-03
Radioaktive Strahlung	kBq U-235-Eq	4.20E-04	6.76E-04	5.71E-04	5.42E-04	5.16E-04	4.90E-04	4.81E-04	1.64E-03	7.50E-04