



[Hauptseite](#)

[Über uns](#)

[Veröffentlichungen](#)

[Abhandlungen](#)

[Marie-Curie-Tag](#)

26.-27. Oktober 2011

[Impressum](#)

Erntefaktoren einzelner Anlagen

Erstellt: 1. Oktober 2011
Aktualisiert: 12. Januar 2012

Sucht man nach konkreten Werten für die Erntefaktoren einzelner Kraftwerkstypen, so fällt auf, dass die Angaben je nach Publikationsquelle sehr stark schwanken. Die Ursache dafür liegt meist nicht in einer Unbestimmtheit der Eingangsgrößen, sondern in abweichenden Definitionen des Erntefaktors selbst.

Der größte „Unsicherheitsfaktor“ ist dabei die Umrechnung in Primärenergie: Viele Autoren rechnen den KEA komplett in Primärenergie um. Für thermische Energie ist der Umrechnungsfaktor 1, für elektrische Energie hingegen 2,86, entsprechend einem Wirkungsgrad von 35%. Andere Autoren führen den gleichen Faktor sogar für die bereitgestellte Energie des Kraftwerks ein, z.B. indem die elektrische Leistung eines Solarparks „primärenergetisch gewichtet“ mit 2,86 multipliziert wird.

Das Problem bei diesen Umrechnungen ist, dass ein Vergleich schwierig wird, weil die Berechnung des Erntefaktors bereits eine Wertung enthält. Ein primärenergetisches Hochrechnen des KEA setzt z.B. voraus, dass die elektrische Energie, die zur Herstellung des Kraftwerks benötigt wird, nur durch Verbrennung fossiler Energieträger mit besagtem Wirkungsgrad bereitgestellt werden kann. Kommt diese aber z.B. aus einer Windenergieanlage, trifft dies sicher nicht zu.

Wir halten uns hier streng an die physikalische Definition, für den KEA nur den tatsächlichen Energieaufwand ohne primärenergetische Wertung zu berücksichtigen. Das Verhältnis von thermischer zu elektrischer Energie werden wir, wenn möglich, getrennt angeben. Auf diese Weise kann eine gewisse Konsistenz abgeschätzt werden, z.B. ob ein Kraftwerk thermische und elektrische Energie in einem ähnlichen Verhältnis produziert, wie es zu seiner Herstellung, Nutzung und Entsorgung benötigt. Die physikalisch exakte Methode wäre, bei allen Aufwendungen den [Exergieanteil](#) (jener Anteil, der zu 100% in andere Energieformen wandelbar wäre) zu berücksichtigen, dies ist aber nicht überall sauber zu ermitteln.

Für die bereitgestellte Energie eines Kraftwerks halten wir uns an die übliche Vorgehensweise, nur die elektrische Energie ([Exergie](#)) zu berücksichtigen. Dies benachteiligt Hybridanlagen wie z.B. Blockheizkraftwerke, kann aber durch die Angabe des Wirkungsgrads, d.h. des Verhältnisses von elektrischer und thermischer Energie, wieder zurückgerechnet werden.

Viele Energieaufwendungen fallen während des Betriebs, aber nicht auf dem Kraftwerksgelände an. Hier stellt sich die grundsätzliche Frage, ob diese *vom Ertrag abgezogen* oder *zum Aufwand addiert* werden sollen. Dies kann einen erheblichen Unterschied machen, wenn der Aufwand nennenswert im Vergleich zum sonstigen KEA ist. Beispiele sind die Urananreicherung oder der Aufwand für die Produktion von Biogas. Wir haben hier den konservativen Weg gewählt, den Aufwand nur dann vom Ertrag abzuziehen, wenn er *direkt vom selben Kraftwerk* bezogen werden kann. Dies ist zum Beispiel beim Betrieb von Kühlpumpen oder der Elektrizitätsversorgung des Kraftwerks selbst der Fall. Während einer Wartungsphase wird der Strom aber vom Netz bezogen und muss somit zum Aufwand addiert werden.

Die in vielen Studien benannten Gutschriften beim KEA für den Abbau durch Recycling oder Müllverbrennung werden hier nicht berücksichtigt, weil Energieeinsparungen durch Recycling erst beim Verbauen desselben Materials in der nächsten Kraftwerksgeneration wirksam werden. Dabei müssen die Aufwendungen für den Recyclingvorgang aber mitberücksichtigt werden.

Die untenstehenden Rechnungen berücksichtigen nicht die Nutzqualität der abgegebenen elektrischen Energie. Der Ertrag kann bei bestimmten Kraftwerkstypen unvorhersehbar schwanken und somit nicht mehr dem Bedarf

entsprechen. Der zusätzliche Speicheraufwand, um diese Schwankungen auszugleichen, also die abgegebene Leistung grundlastfähig zu machen, ist bei den Kraftwerkstypen sehr unterschiedlich. Bei der Windenergie und der Photovoltaik (Deutschland) ist er am höchsten, bei der Solarthermie und der Wasserkraft etwas geringer, bei den anderen Typen nahe Null. Dies kann die Erntefaktoren nochmal, teilweise erheblich senken.

Berechnungsgrundlagen

Der KEA wird oft durch wenige Materialien dominiert. Diese sind fast immer Stahl, Beton, Aluminium und Kupfer. Oft werden veraltete Werte für den KEA benutzt. Es ist deshalb wichtig, hier zuverlässige aktuelle Werte zu ermitteln und Angaben für den KEA eines Kraftwerks evtl. zu korrigieren. Die hier benutzten KEA-Werte **pro Tonne** für die wichtigsten Materialien sind folgende:

Material	KEA [GJ/t]	Elektrischer Anteil [%]
Aluminium	86	73
Stahl	20	11
Zement	3,0	0
Beton B25	0,6	0
Kupfer	40	62

Aluminium wird hauptsächlich elektrolytisch hergestellt, wobei der elektrische Energieaufwand oft primärenergetisch gewichtet wird. Diese Gewichtung ist hier aber nicht zulässig. Zahlengrundlage für Aluminium ist die Studie des U.S. DoE [20]. Für Zement lässt sich der KEA relativ einfach ermitteln, da er ausschließlich thermisch ist. Der KEA für Beton ergibt sich dann nur aus dem Mischungsverhältnis mit Wasser und Kies. Hier wurde für den Gebäudebau geeigneter Stahlbeton angenommen. Für Kupfer ist die Studie [19] zu empfehlen.

Der KEA für Stahl wird bei unrecycletem Stahl durch den Hochofenprozess (rein thermisch) zu 90% dominiert. Für die darauffolgende Reduzierung und ggf. Legierung findet seit einigen Jahrzehnten eine Optimierung des energieintensiven Linz-Donawitz-Verfahrens (BOF, Aufbereitung zu Eisen) im Zusammenspiel mit dem Lichtbogenverfahren (EAF, weitere Aufbereitung zu Stahl) statt.

Windenergie

Windenergieanlagen (WEA) gibt es auf dem Land, an der Küste und auf dem Wasser (off-shore). Sie werden üblicherweise zu Windparks zusammengelegt. Off-shore erreicht man für einzelne WEA eine Nennleistung von 5 MW, wie z.B. bei [Alpha-Ventus](#), allerdings zum Preis eines höheren Bau- und Wartungsaufwands (Betonsockel, Umspannplattform, Seekabel). Typisch für Deutschland sind eher Anlagen mit einer Nennleistung von wenigen MW. Wir wählen hier als repräsentative Anlage die [Enercon E-66](#) mit einer Nennleistung von 1,5 MW, aufgestellt an der Küste. Sie wird von [2] und ergänzend von [3] analysiert, wobei letzterer zusätzlich einen Wartungsaufwand von 1,3% des gesamten KEA ermittelt, allerdings ohne Wartung des Generators.

Die beweglichen Teile sind einer ständigen Belastung und überdies der Witterung ausgesetzt. Deshalb ist die Haltbarkeit einer WEA nur 20 Jahre. Weil der Wind sich nur in einem engen Geschwindigkeitsbereich nutzen lässt, beträgt die Auslastung nur 1000 (Bayern) bis 2200 (Schleswig-Holstein) Volllaststunden im Jahr, siehe [17]. Man wird WEAs bevorzugt an Orten mit höchster Volllaststundenzahl aufstellen, aber der Platz dafür ist nicht beliebig. Wir halten 2.000 Volllaststunden deshalb für einen fairen Kompromiss. Daraus berechnet sich der Erntefaktor folgendermaßen:

Nennleistung: 1,5 MW
 Lebenszeit: 20 Jahre
 Aufstellung: Küste
 Auslastung: 2.000 Stunden (= 23%)
 Bau nach [2]: 13,6 TJ (28% Turm, 21% Generator)
 Bau korrigiert: 12,8 TJ (19% Generator, 31% Turm)
 Wartung: 0,3 TJ
 Abbau: Vernachlässigbar
 Erntefaktor: 16 (nach korrigierten Daten)

Stillstandszeiten durch Wartung (geschätzt 10%) werden hier auch nicht berücksichtigt. Die Korrektur für den Bau

bezieht sich auf den stark gesunkenen KEA für Stahl (s. Brechnungsgrundlagen). Für Off-shore-Anlagen liegen leider keine Studien oder Zahlen für den KEA vor.

Es sei abschließend bemerkt, dass dieser Erntefaktor *nur für eine Aufstellung an den Küstenregionen Schleswig-Holsteins* gilt, wo die Windgeschwindigkeit auf dem deutschen Festland mit 7 m/s am höchsten ist, siehe Windkarte [18]. Der energetische Ertrag hängt von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ab. Südlich des Breitengrads von Lübeck ist die Windgeschwindigkeit nur noch weniger als 3/4 davon, und der Erntefaktor sinkt drastisch. Bei Windparks mit stärkeren (höheren) Turbinen ist die Auslastung höher, aber der KEA steigt nur wenig, da vermehrt Beton beim Turm (energetisch günstig) verbaut werden kann. Der Erntefaktor steigt dann auf bis zu 25.

Photovoltaik

Der KEA für die Herstellung Silizium-basierter Solarzellen wurde in der Vergangenheit stark durch den Kristallisationsprozess geprägt. Da hochreines monokristallines Silizium als Ausschuss der Mikroelektronik (Off-spec-Si) anfiel, wurde der KEA für die erste Kristallisation oft nicht berücksichtigt, was zu einer Überschätzung der Erntefaktoren führte. Bezieht man ihn mit ein, wird der Erntefaktor aber unterschätzt, denn man würde kostbares monokristallines Si kaum zum normalen Preis für Solarzellen verwenden.

Die Situation hat sich geändert, da die Nachfrage für Solarzellen nicht mehr durch Off-spec-Si gedeckt werden kann. Es gibt nun für das weniger reine polykristalline Solar-Silizium eine eigene Herstellungskette und der KEA lässt sich ehrlicher ermitteln. Wir werden hier deshalb nur den KEA für ein eigenes Solarwerk betrachten, da eine andere Herstellung großflächig auch gar nicht möglich ist. Dies schließt die Untersuchung monokristalliner Solarzellen automatisch aus.

Die gesamte Produktionskette von der Fertigung des Rohsiliziums in Lichtbogenöfen über die Reinigung, Gussverfahren und Zusammensetzung ist dabei elektrisch. Installation der Solaranlage aber auch Bau der Solarfabrik sind hingegen durch die Herstellung von Stahl und Beton, also durch thermische Energie geprägt. Sie machen etwa die Hälfte des KEA aus. Durch das speziell für Solarzellen entwickelte Monosilan-Verfahren kann der KEA für die Reinigung [um einen Faktor 4](#) gesenkt werden. Dieser stellt jedoch nur 40% des KEA dar, kann diesen somit nur um maximal diesen Anteil senken

Einsparpotential bietet auch die Herstellung amorpher Zellen, die erheblich weniger Silizium benötigen. Auch hier kann aber maximal der KEA für die Zellenherstellung, also die Hälfte des gesamten KEA eingespart werden. Dies wird aber durch den geringen Wirkungsgrad, der nur etwa halb so groß wie der polykristalliner Zellen ist, wieder zunichte gemacht. Überdies ist die Haltbarkeit amorpher Zellen geringer.

KEA für polykristallines Silizium

Die folgenden Zahlen beziehen sich auf einen Quadratmeter polykristallines Solarzellenmaterial (Modul) und stammen von der Datensammlung von [11]. Dafür werden 1,6 kg "metallurgical grade" Rohsilizium benötigt, welches in Lichtbogenöfen mit einem KEA von 11-14 kWh/kg hergestellt wird.

Verfahrensschritt	KEA [MJ]	Elektrischer Anteil [%]
Herstellung Rohsilizium	72	100
Reinigung Siemens-Verfahren	850	65
Wafer	190	70
Zelle	180	75
Modul	480	80
Summe bisher	1.772	67

Der KEA für den Bau der Solarfabrik und die Installation der Module wurden der Quelle [10] entnommen. Für die Installation als Anlage auf dem freien Feld wird ein Stahlgerüst samt Bodenverankerung benötigt, welches bei der Dachinstallation entfällt.

Bau der Solarfabrik	150	70
Installation Dach Feld	180 250	40
Endsumme Dach Feld	2.102 2.172	67 64

Bei Verwendung von Off-spec-Mono-Si wurden laut [10] früher zusätzlich 5350 MJ für die erste und 750 MJ für die zweite Kristallisation benötigt.

Energetischer Ertrag

Der Wirkungsgrad von polykristallinem Silizium ist nach [11] 14,4%. Zwar kann man inzwischen serienmäßig 16% erreichen, dies dürfte aber durch einen erhöhten KEA erkauft werden, der nicht näher bekannt ist. Für das fertige Modul sinkt der Wirkungsgrad (z.B. durch Abschattung) auf 13,2%. Durch Abnutzung, Oberflächenbelag und Wechselrichterverluste ergibt sich ein "Performance Factor" von 75%, siehe [12], so dass der Netto-Wirkungsgrad der fertigen Anlage nur 9,9% ist. Mit einer Lebensdauer von 25 Jahren und 1000 Peakstunden pro Jahr (Süddeutschland) ist die erzeugte Energie dann 2.320 kWh bzw. **8.353 MJ**.

Erntefaktoren

Für polykristalline Solartechnik ergibt sich der Erntefaktor nun direkt aus den o.a. Zahlen. Monokristalline Zellen haben einen ca. 25% höheren Wirkungsgrad, benötigen aber mehr als den doppelten KEA. Amorphe Zellen haben den halben Wirkungsgrad, die halbe Lebensdauer und somit nur 1/4 des Ertrags. In der Herstellung können sie aber maximal 1400 MJ einsparen, denn an der Installation ändert sich nichts.

Stellt man die Anlage in Spanien auf, so sind die Erntefaktoren mit 1,75 zu multiplizieren. Nicht enthalten im KEA sind Wartung und Entsorgung, wobei letztere evtl. durch Recycling teilweise wegfällt.

	Poly-Si		Mono-Si		Amorph	
	Dach	Feld	Dach	Feld	Dach	Feld
KEA [MJ]	2102	2172	8500	9600	1000	2100
Ertrag [MJ]	8.353		9000		1800	
Erntefaktor	4,0	3,8	1,1	0,94	1,8	0,86

Monokristalline Zellen machen laut [13] momentan einen Anteil von 33% aus, obwohl sie sich energetisch nicht amortisieren. Sie rentieren sich aber finanziell dank der Chipindustrie (s.o.). Amorphe Siliziumzellen bilden einen Marktanteil von 5%. Sie können nur durch eine Steigerung des Wirkungsgrads und/oder der Lebensdauer energetisch rentabel werden. Dies könnte man z.B. durch Mehrschichtzellen erreichen. Andere Technologien (CIS, CIGS, CdTe) haben noch kleinere Marktanteile und lassen sich überdies mangels Material gar nicht in großen Mengen produzieren.

Solarthermie

Für Elektrizität aus Solarthermie gibt es kaum nachvollziehbare Angaben. Die soweit beste Publikation stammt von einem Projektbericht des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt [14]. Die "SOKRATES" genannte Anlage ist nur ein Modell, basierend auf 3 unterschiedlichen Technologien für die Sonnenkollektoren: Parabolrinnen mit Phenylen (SEGS) und Wasserdampf (DSG) als Kühlmedium, und Fresnelrinnen mit Wasserdampf als Medium. Fresnelspiegel sind in Prinzip planar-gestückelte Parabolspiegel. Der Vorteil ist die günstigere Herstellung und Wartung, der Nachteil die begrenzte Sonnenlichtkonzentration. Eine hohe Konzentration zusammen mit einer hohen Sonneneinstrahlung ist wichtig für eine hohe Temperatur und damit einen hohen elektrischen Wirkungsgrad. Bei sehr hohen Temperaturen verringert sich aber wieder der thermische Wirkungsgrad, d.h. die Effizienz des Empfängers, Wärme aufzunehmen. Der Gesamtwirkungsgrad der Anlage wird dominiert durch das Produkt dieser beiden Wirkungsgrade. Siehe dazu auch den [englischsprachigen Wikipedia-Artikel](#).

Im Gegensatz zur Photovoltaik skaliert die produzierte Energie hier nicht linear mit der Sonneneinstrahlung. Bei geringerer Einstrahlung sinkt zusätzlich der Wirkungsgrad bei sonst gleichen Parametern. Zum Erreichen der optimalen Arbeitstemperatur ist überdies eine Mindestgröße erforderlich. Dies ist der Grund, warum sich elektrizitätserzeugende solarthermische Anlagen nur zentral und nur an sehr sonnenintensiven Standorten lohnen. Für den lokalen Einsatz lohnt sich bestenfalls der Brauchwassereinsatz. Die Folge ist, dass für sonnenärmere Länder wie Deutschland der Strom über große Distanzen transportiert werden muss, was den KEA vergrößert.

Da die DSG-Technik noch nicht ausführlich getestet wurde, betrachten wir hier nur die SEGS und Fresneltechnik. Für die betrachteten Anlagen wurde in der Studie als Standort Ain Beni Mathar in Marokko (34,17°N, 2,12°W) mit einer Sonneneinstrahlung von 2340 kWh/m²/Jahr angenommen. Die Größe der Anlagen wurde so gewählt, dass der Jahresertrag an elektrischer Energie 145 GWh (525 TJ) ist. Als Lebensdauer wurde 30 Jahre angenommen, so dass sich der **gesamte energetische Ertrag zu 15.660 TJ** ergibt.

Parabolrinnen + Phenyle Fresnelrinnen + Wasser

Parabolrinnen + Phenyle Fresnelrinnen + Wasser

Apertur [m ²]	470.000	700.000
Gesamtwirkungsgrad [%]	13,2	9
KEA Bau [TJ]	555	870
KEA Wartung [TJ]	192	60
KEA gesamt [TJ]	747	930
Erntefaktor	21	17

Der höhere Wartungsaufwand für die Parabolrinnentechnik kommt durch den Verlust des Kühlmittels, der bei Phenylen energetisch erheblich stärker zu Buche schlägt. Der KEA enthält **nicht den Aufwand für Anlagen zur Tag/Nachtspeicherung**, die bei Wasserdampf auch gar nicht machbar ist. Außerdem ist der Spiegelersatz bei allen Techniken für Wüstenverhältnisse sehr sparsam geschätzt. Eine Verdoppelung des Spiegelersatzes würde den Erntefaktor bei der Fresnelrinnen-Technik um 20% absenken. Aus diesen Gründen und der großzügig angesetzten Lebensdauer sind die Erntefaktoren eher als Höchstgrenze zu sehen.

Es sei noch angemerkt, dass die Autoren der Studie fälschlicherweise den Wartungsaufwand vom energetischen Ertrag abgezogen haben, statt ihn zum KEA zu addieren. Dies ist nur zulässig, wenn der Wartungsaufwand tatsächlich auch vom Kraftwerk auf dem Gelände aufgebracht und für den Wartungszweck verwendet werden kann, was hier aber unmöglich ist. Man käme damit auf falsche Erntefaktoren. Durch Korrektur der Materialenergieinventare kommt man aber auf 21 bzw. 18. Würde man die gleiche Methode auch auf den Bau anwenden, so wäre der Erntefaktor für jedes Kraftwerk unendlich.

Wasserkraft

Zum deutschen Wassermix gute Beschreibung [vom BMU](#). Außerdem auf [Wikipedia eine Übersicht](#). Die meisten sind Laufwasserkraftwerke, dann ein kleiner Teil Speicherkraftwerke. Die Studie [4] bezieht sich auf Laufwasserkraftwerke. Auch Pumpspeicherwerke werden analysiert, allerdings kann man hier nur schlecht die Definition des Erntefaktors anwenden.

In der Studie werden 200 Jahre Lebenszeit angenommen. Allerdings berechnet sich die wirtschaftliche Lebensdauer eher für 100 Jahre. Dies ist in der Studie auch die Berechnungsgrundlage.

Nennleistung: 90 MW

Lebenszeit: 100 Jahre

Aufstellungsort: Neuseeland, Waitaki-River

Auslastungs: 3000 Stunden

Bau: 1800 TJ (3/4 eigentlicher Bau, Rest Flusss- und Verkehrsumlenkung)

Wartung 75 TJ. Neue Turbinen (Schätzung: 100 TJ) sind hier nicht enthalten, aber wohl nötig.

Abbau: 60 TJ

Erntefaktor: 50

Zur Wasserkraft gibt es leider kaum ausführliche Studien. Die Studie [4] ist im Wesentlichen eine Top-Down-Analyse basierend auf den monetären Baukosten; eine genaue Materialauflistung fehlt. Deshalb kann hier auch der elektrische Anteil nicht angegeben werden. Auch hängt der KEA für die Flussbegradigung sehr von der geologischen Umgebung ab.

Kernenergie

Der KEA für Kernkraftwerke ist in den letzten Jahrzehnten vor allem durch den Übergang von Gasdiffusions- zur Zentrifugentechnik (macht heute 83% aus) für die Urananreicherung stark gesunken. Hinzu kommt, dass im Gegensatz zu praktisch allen anderen Kraftwerksformen die Grundstruktur des Gebäudes nicht belastet wird; sie ist für eine Lebensdauer von mindestens 60 Jahren ausgelegt; auch weitaus längere Laufzeiten sind ohne weiteres möglich. Die Ausgangszahlen für die folgende Berechnung stammen von [15], wurden aber von 40 auf 60 Jahre Laufzeit korrigiert. Es handelt sich um einen typischen Druckwasserreaktor z.B. Typ Konvoi, wie er in Deutschland sehr gebräuchlich ist.

Energetischer Ertrag W

Nennleistung: 1.340 MW

Volllaststunden: 7.700 / Jahr
 Lebenszeit: 60 Jahre
 Energetischer Ertrag: 2.230.000 TJ

KEA

Die Werte beziehen sich auf 83% Zentrifugenanreicherung, jene in Klammern für 100% Zentrifugenanreicherung. Die letzten Diffusionsanlagen werden in wenigen Jahren abgestellt sein.

Bau: 4.050 TJ, 35% elektrisch
 Entsorgung: 1150 TJ, davon 40% elektrisch
 Wartung: 6.900 TJ, davon 68% elektrisch
 Brennstoffbeschaffung: 15.800 TJ (6650 TJ), 73% (25%) elektrisch
 Summe: 27.900 TJ (18.750 TJ), 65% (50%) elektrisch

Erntefaktor: 80 (120)

Gas und Dampf

In der Studie [21] werden sämtliche für den Bau benötigten Materialien sehr genau aufgelistet. Auch hier besteht das Problem eines veralteten Wertes für die Stahlproduktion. In der Quelle [5] wurde der Primärenergieinhalt des gesamten entwichenen bzw. abgepackelten Gases von 230.000 TJ berücksichtigt, was nicht in den Aufwand eingerechnet werden darf. Biogas ist Biomasse-basiertes Methan (Silomais, Düngereinsatz) wie in [6] ermittelt. Der Beschaffungsaufwand von Biogas wird dominiert vom Stromverbrauch der Gäranlagen (der Methanschluß ist auch hier herausgerechnet), gefolgt vom Aufwand für die Landwirtschaft. Der Transport des Biogases zum GuD-Kraftwerk ist hier vernachlässigbar.

Aus [21]:

Nettoleistung: 820 MW
 Auslastung: 7500 Stunden
 Lebenszeit: 40 Jahre
 Bau: 470 TJ, davon 11% elektrisch
 Abbau: 30 TJ
 Wartung: 290 TJ, davon 14% elektrisch
 Erdgas [5]:

- Brennstoffbereitstellung: 29.800 TJ
- Erntefaktor: 28

Biogas [6]:

- Brennstoffbereitstellung: 250.000 TJ, davon 60% elektrisch
- Erntefaktor: 3,5

Kohle

Der KEA für Strom aus Kohle wird vom Energieaufwand für den Kohleabbau bestimmt. Leider sind auch hier nur sehr spärlich Informationen zu bekommen. In [8] werden für eine Megatonne (Mt) **im Tagebau** geförderte Kohle folgende Posten aufgelistet:

- 2340 Tonnen Stahl für Schaufelbagger, Transporter, und anderes schweres Gerät
- 14,3 GWh Elektrizität
- 269 m³ Treibstoff und Öl

Die Stahlmenge entspricht einem KEA von 35 TJ. Für Treibstoff und Öl nehmen wir einen [Heizwert von 36 GJ/m³](#) an, so dass die benötigte Energie für 1 Mt Kohle 10 TJ ist. Die Elektrizität lässt sich direkt umrechnen zu 50 TJ. Zusammen ist der aufgerundete **KEA für Kohle im Tagebau 100 TJ/Mt**, davon 60% elektrisch. Nach der Studie [7] sind die CO₂-Emissionswerte für einen 300 Meter tieferen Abbau einen Faktor 2 höher. Da oft auch aus tieferen Schichten (500 bis 1000 m) abgebaut wird, skalieren wir den KEA mit einem Faktor 2,5. Somit ist der **KEA für Kohle im Untertagebau 250 TJ/Mt**.

Wegen des niedrigeren Heizwertes von roher Braunkohle ($\approx 10,5$ GJ/t) gegenüber Steinkohle (29,5 GJ/t) sind nicht nur die relativen Förderkosten sondern auch die relativen Transportkosten höher. Für Steinkohle ist deshalb der *Kohletransport* günstiger, für Braunkohle hingegen der *Stromtransport*. Deshalb werden Kraftwerke für Braunkohle oft in der Nähe der Förderstätten errichtet und der KEA für den Transport ist dann vernachlässigbar, während Steinkohle um die ganze Welt verschifft wird. Der niedrige Heizwert von Braunkohle schlägt bis zu den Baukosten für das Kraftwerk durch, denn auch hier muss für die gleiche Ausgangsleistung ein höherer Brennstoffumsatz eingeplant werden.

Steinkohle

Der KEA für den Bau wird nach [15] dominiert von Stahl und Edelstahl mit einem Anteil von 54%, entsprechend 1420 TJ. Allerdings gehen die Autoren auch hier teilweise von einem viel zu hohen KEA von 32,5 GJ/t aus. Der KEA für Betriebsstoffe wird mit 584 TJ angegeben, ist aber ohne die primärenergetische Gewichtung des Stroms nur 450 TJ. Auch der KEA für Kupfer und Aluminium ist rein elektrisch und somit statt 240 TJ nur 76 TJ, also 161 TJ weniger. Der gesamte KEA für den Bau reduziert sich somit auf 1970 TJ, davon 9% elektrisch. Damit ergeben sich aus [15] folgende korrigierte Kennzahlen:

Nettleistung bei Vollast: 509 MW
 Auslastung: 7500 Stunden / Jahr
 Steinkohleverbrauch: 1,16 Mt/Jahr
 Bau: 1.970 TJ, 9% elektrisch
 Abbau: 91 TJ
 Nutzungsaufwand: 148 TJ / Jahr

Die in der Studie [15] angenommene Lebensspanne von 40 Jahren ist zu klein. Wir nehmen hier 50 Jahre an. W und KEA ergeben sich damit zu

Eingespeiste elektrische Energie W: 687.200 TJ
 KEA: 23.960 TJ (davon 37% elektrisch), bestehend aus

- Brennstoffbereitstellung ohne Transport bei Untertagebau: 14.500 TJ, davon 60% elektrisch
- Nutzungsaufwand: 7.400
- Bau+Abbau: 2.060 TJ, davon 9% elektrisch

Erntefaktor ohne Kohletransport: 29

Braunkohle

Ähnlich wie bei Steinkohle muss der KEA aus [15] für den Bau deutlich nach unten korrigiert werden und beträgt somit nur noch 4.600 TJ mit einem elektrischen Anteil von 25%. Die wichtigen Kennzahlen frei nach [15] sind somit folgende:

Nettleistung bei Vollast: 929 MW
 Auslastung: 7500 Stunden / Jahr
 Braunkohleverbrauch: 5,85 Mt/Jahr
 Bau: 4.600 TJ, davon 12% elektrisch
 Abbau: 170 TJ
 Nutzungsaufwand: 141 TJ / Jahr

Wie bei Steinkohle nehmen wir hier eine Lebensspanne von 50 Jahre an. W und KEA ergeben sich damit zu

Eingespeiste elektrische Energie W: 1.255.500 TJ
 KEA: 40.170 TJ (45% elektrisch), bestehend aus

- Brennstoffbereitstellung ohne Transport bei Tagebau: 29.250 TJ, davon 60% elektrisch
- Nutzungsaufwand: 7.050
- Bau+Abbau: 4.770 TJ, davon 12% elektrisch

Erntefaktor: 31

Komplette Tabelle

Die vollständige Tabelle aller Erntefaktoren, mit allen Formeln und Ausgangsgrößen, [befindet sich hier als Google-Spreadsheet](#). Sie kann dort in unterschiedlichen Formaten dargestellt und runtergeladen werden.

Quellen

- [1] G. Hagedorn, F. Ilmberger, "Kumulierter Energieverbrauch und Erntefaktoren von Windkraftanlagen", *Energiawirtschaftliche Tagesfragen*, Heft 1/2, S.42, 1992
- [2] E. Pick, H.-J. Wagner, O. Bunk, "Kumulierter Energieaufwand von Windkraftanlagen", *BWK*, Bd. 50, Nr. 11/12, S. 52, 1998
- [3] M. Geuder, "Energetische Bewertung von Windkraftanlagen", Diplomarbeit, FH Würzburg, 2004
- [4] A. T. D. Fernando, "Embodied Energy Analysis of New Zealand Power Generation Systems", Master Thesis, 2010
- [5] P. J. Meier, "Life-Cycle Assessment of Electricity Generation Systems and Applications for Climate Change Policy Analysis", Fusion Technology Institute, Wisconsin 2002
- [6] B. Hundt, "Energie- und Klimateffizienz von Biogasanlagen mit Biogasaufbereitung und -einspeisung unter Nutzung von Silomais - Untersuchungen am Beispiel der Biogasanlage der HSE AG in Darmstadt-Wixhausen", *Schriftenreihe zur Bodenkunde, Landeskultur und Landschaftsökologie der Justus-Liebig-Universität Gießen*, Band 55, 2010
- [7] Center for Liquefied Natural Gas, "Life Cycle Assessment of GHG Emissions from LNG and Coal Fired Generation Scenarios: Assumptions and Results", *PACE*, 2009
- [8] P. L. Spath, M. K. Mann, D. R. Kerr, "Life Cycle Assessment of Coal-fired Power Production", National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy, 1999
- [9] M. Ito, M. Kudo, M. Nagura, K. Kurokawa, "A comparative study on life cycle analysis of 20 different PV modules installed at the Hokuto mega-solar plant", *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, 2011
- [10] E. A. Alsema, O. Frankl, K. Kato, "Energy pay-back time of photovoltaic energy systems: present status and prospects", 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, 1998
- [11] M. J. de Wild-Scholten, E. A. Alsema, Energy Research Centre of the Netherlands, XSL-Tabelle von 2006
- [12] D. Mayer, L. Wald, Y. Poissant, S. Pelland, "Performance Prediction of Grid-Connected Photovoltaic Systems Using Remote Sensing", IEA PVPS Task 2 Report, 2008.
- [13] PHOTON, April 2011
- [14] P. Viebahn, "Solarthermische Kraftwerkstechnologie für den Schutz des Erdklimas - SOKRATES-Projekt", Projektbericht, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt Stuttgart, 2004
- [15] M. Hoffmeyer, D. Köhler, K. Schwaiger, T. Fleißner, "Ganzheitliche energetische Bilanzierung der Energiebereitstellung (GaBiE)", Forschungsstelle für Energiewirtschaft, Gesellschaft für praktische Energiekunde e.V., München, 1996
- [16] J. Stubbles, "[Energy Use in the U.S. Steel Industry: An Historical Perspective and Future Opportunities](#)", *Energetics, Inc. Columbia, MD, for the U.S. Department of Energy*, 2000
- [17] A. Otto, "[Faktensammlung zur Windenergie 2007](#)", Uni Düsseldorf
- [18] [Windkarten des Deutschen Wetterdienstes DWD, zu finden auf der DWD-Webseite unter "Klima und Umwelt" → "Klimagutachten" → "Windenergie" → "Windkarten"](#)
- [19] "[Energy Consumption And Greenhouse Gas Emissions in the Chilean Copper Mining Industry](#)", *Chilean Copper Commission, Events of 200*
- [20] "[Aluminum Industry Analysis Brief](#)", U.S. Energy Information Administration, 2011
- [21] Falco Parthey, "Lebenszyklusanalyse und Bestimmung von Einflussfaktoren zur nachhaltigen Produktgestaltung von GuD-Kraftwerken", Fakultät für Umweltwissenschaften und Verfahrenstechnik der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus 2009
- [22] Martin Greiner et al., "Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future, highly renewable Europe", *Volume 35, Issue 11, Renewable Energy (Elsevier)*, November 2010
- [23] Per Nørgård et al., "Fluctuations and predictability of wind and hydropower", Risø National Laboratory Denmark, Juni 2004
- [24] Bernhard Lehner, Gregor Czisch, Sara Vassolo, "EUROPE'S HYDROPOWER POTENTIAL TODAY AND IN THE FUTURE", Center for Environmental Systems Research, University of Kassel, Germany

© Institut für Festkörper-Kernphysik gGmbH, 2011