



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE

Schlussbericht 11.03.2015

Ökobilanzierung von Schweizer Windenergie

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm Wind
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer:

Fachgruppe Ökobilanzierung
IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen
ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften
Grüntal, Postfach CH-8820 Wädenswil
<http://www.zhaw.ch/de/science/institute-zentren/iunr-ecologicalengineering/erneuerbarenergien.html>

Autoren:

Lea Eymann, ZHAW, lea.eymann@zhaw.ch
Matthias Stucki, ZHAW, matthias.stucki@zhaw.ch
Andreas Fürholz, ZHAW
Alex König, ZHAW

BFE-Bereichsleiter:	Lionel Perret
BFE-Programmleiterin:	Dr. Katja Maus
BFE-Vertragsnummern:	SI/501008-01; SI/401175-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Zusammenfassung

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 des Bundes soll die Windkraft in der Schweiz ausgebaut werden. Windstrom gilt als umweltfreundlich, da während des Betriebs der Anlagen kaum Schadstoffemissionen anfallen. Ökobilanzen sind ein Instrument, um den Ressourcenverbrauch und die Emissionen nicht nur im Betrieb, sondern entlang des ganzen Lebenswegs von Produkten zu quantifizieren und zu bewerten. Ziel der vorliegenden Studie ist es, Ökobilanzen für den heutigen und zukünftigen (2035) Strom aus Schweizer Windkraftanlagen zu erstellen. Der Lebenszyklus der Windstromproduktion umfasst dabei sowohl die Herstellung der Anlagekomponenten als auch den Transport, die Montage, den Betrieb und die Entsorgung der Anlagen. Die Ökobilanzierung des zukünftigen Windstrommix erfolgt anhand von drei Zukunftsszenarien: „wie geplant“, „Ausbau Jura“ und „Ausbau sehr grosser Anlagen“.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Windstromproduktion zu den Stromproduktionstechnologien mit den tiefsten Umweltauswirkungen zählt. Die kumulierten Treibhausgasemissionen pro kWh Strom ab Kraftwerk liegen bei den heutigen Grosswindanlagen auf Schweizer Gebiet zwischen 8 und 32 g CO₂-eq. Je günstiger die Windverhältnisse an einem Standort sind, desto tiefer sind die Umweltwirkungen des produzierten Stroms. Einheimische Windenergie ab Steckdose inklusive Verteilnetz und Transformationsverluste verursacht mit durchschnittlich 25.9 g CO₂-eq./kWh weniger als ein Fünftel der Treibhausgasemissionen des heutigen Verbrauchermix. Die Umweltbelastung der Windstromproduktion ist hauptsächlich auf die Herstellung der Anlagekomponenten zurückzuführen. Dabei sind Betontürme im Vergleich zu Stahltürmen in der Regel umweltfreundlicher. Die Umweltwirkungen des für das Jahr 2035 bilanzierten Strommix sind für alle untersuchten Szenarien ähnlich tief. Werden die Turbinen statt in Europa in China produziert, verschlechtert dies das Treibhauspotenzial der Windstromproduktion um 31 Prozent. Die in dieser Studie vorgestellten Ökobilanzen zeigen, dass ein Ausbau der Windenergie in der Schweiz einen Beitrag zur Reduktion der Umweltintensität des Schweizer Stroms leisten kann.

Résumé

Dans le cadre de la stratégie énergétique 2050 de la Confédération, la part d'énergie d'origine éolienne doit être accrue. L'énergie éolienne est considérée comme respectueuse de l'environnement car il n'y a peu d'émission de polluants lors du fonctionnement. L'écobilan est un outil pour quantifier et évaluer la consommation de ressources et les émissions, non seulement pendant le fonctionnement, mais aussi tout au long du cycle de vie des produits. L'objet de la présente étude est d'établir l'écobilan actuel et futur (horizon 2035) de l'électricité produite par les éoliennes en Suisse.

L'ensemble du processus de production d'énergie d'origine éolienne a été considéré, depuis la construction, le transport, l'installation et la mise en œuvre, jusqu'au recyclage. L'écobilan de l'énergie éolienne future a été réalisé sur la base de trois scénarii pour l'avenir: «comme prévu», «extension en Jura» et «extension de systèmes très larges».

Les résultats montrent que la production d'énergie d'origine éolienne fait partie des technologies de production d'énergie avec le plus faible impact environnemental. Les émissions cumulées de gaz à effet de serre par kWh d'électricité produit sont entre 8 et 32 g équivalent-CO₂ pour les larges éoliennes à l'heure actuelle en Suisse. Plus le régime des vents sur un site est favorable, plus l'impact environnemental de l'électricité produite est faible. Avec en moyenne 25.9 g équivalent-CO₂ par kWh, l'électricité d'origine éolienne sortant d'une prise électrique génère moins d'un cinquième de l'émission des gaz à effet de serre du mélange des différentes énergies électriques d'un consommateur actuel (en prenant en compte les pertes lors de la distribution dans le réseau et la transformation). L'impact environnemental de la production d'énergie éolienne est principalement dû à la fabrication des composants de l'éolienne. A cet égard, les éoliennes avec un mât en ciment sont plus respectueuses de l'environnement que celles avec un mât en métal. Les écobilans des estimations des mélanges énergétiques pour l'horizon 2035 sont similairement faibles pour tous les scénarii examinés. Si les turbines sont produites en Chine au lieu de l'Europe, ceci accroît le potentiel de réchauffement climatique de la production d'énergie électrique éolienne de 31 pourcents. Les écobilans présentés dans cette étude démontrent qu'un accroissement de l'énergie éolienne en Suisse peut contribuer à réduire l'intensité environnementale de l'électricité suisse.

Summary

Wind power in Switzerland is to be expanded as part of the Federal Government's Energy Strategy 2050. Electricity from wind power is considered to be environmentally friendly, since there are little emissions during operation of the wind power stations. Life Cycle Assessment (LCA) is a tool to quantify and evaluate resource consumption and emissions, not only during operation, but along the entire life cycle of products. The aim of the present study is to carry out an LCA for present and future (2035) electricity produced by Swiss wind power stations. Attention is paid to the entire life cycle of wind power production, from manufacture of turbines through transport, installation and operation, up to the final disposal of the equipment. The life cycle assessment of the future wind power mix is based on three future scenarios: "expansion as planned", "Jura expansion" and "expansion of very large systems".

The results show that wind power production is among the electricity generation technologies with the lowest environmental impact. The cumulative greenhouse gas emissions per kWh of electricity produced by the station are between 8 and 32 g CO₂-eq for today's large wind power stations in Switzerland. The more favourable the wind conditions at a site, the lower the environmental impact of the electricity produced. At an average of 25.9 g CO₂-eq. / kWh, wind electricity from the power socket causes less than a fifth of the greenhouse gas emissions of today's consumer mix (taking into account losses in the distribution network and the transformation process). The environmental impact of wind power production is mainly due to the manufacture of power station components. In this regard, concrete towers are typically more environmentally friendly than steel towers. The environmental impacts of the estimated electricity mix for 2035 are similarly low for all the scenarios investigated. If the turbines are produced in China instead of Europe, this causes a deterioration in the global warming potential of wind power production of 31 percent. The LCAs presented in this study show that an expansion of wind energy in Switzerland can contribute to reducing the environmental intensity of Swiss electricity.

INHALT

1	EINLEITUNG	10
1.1	Ökobilanzierung von Windstrom	10
2	ZIEL UND UNTERSUCHUNGSRAHMEN	12
2.1	Ziel der Studie.....	12
2.2	Funktionelle Einheit.....	12
2.3	Systembeschreibung	12
2.3.1	Zeitliche Systemgrenze	13
2.3.2	Geographische Systemgrenze.....	13
2.4	Bewertungsmethoden.....	14
2.5	Datenquellen	14
2.6	Windenergie heute.....	15
2.7	Windenergie 2035	16
2.7.1	Szenarien.....	17
2.7.2	Varianten.....	23
3	SACHBILANZ	24
3.1	Windenergie heute.....	24
3.1.1	Anlagen	25
3.1.2	Kabel und Elektronik	40
3.1.3	Verarbeitung	44
3.1.4	Montage.....	45
3.1.5	Entsorgung	46
3.1.6	Transporte.....	47
3.1.7	Bau neuer Zufahrtsstrassen	49
3.1.8	Landnutzung	50

3.1.9	SF ₆ -Emissionen.....	50
3.1.10	Unterhaltsarbeiten.....	51
3.1.11	Windenergie-Mix heute.....	51
3.1.12	Stromnetz.....	54
3.2	Windenergie 2035.....	55
3.2.1	Anlagen.....	55
3.2.2	Netzanschluss und Elektronik.....	58
3.2.3	Verarbeitung.....	58
3.2.4	Montage.....	59
3.2.5	Entsorgung.....	59
3.2.6	Transporte.....	60
3.2.7	Bau neuer Zufahrtsstrassen.....	60
3.2.8	Landnutzung.....	60
3.2.9	SF ₆ -Emissionen.....	61
3.2.10	Unterhaltsarbeiten.....	61
3.2.11	Windenergie-Mix Schweiz 2035.....	61
3.2.12	Stromnetz.....	61
3.2.13	Zukunftsvariante Import aus China.....	62
3.2.14	Zukunftsvariante Stahlturm vs. Betonturm.....	62
4	WIRKUNGSABSCHÄTZUNG	64
4.1	Windenergie heute.....	64
4.1.1	Strom ab Windkraftanlage oder –park.....	64
4.1.2	Strom ab Niederspannungsnetz.....	72
4.2	Windenergie 2035.....	74
4.2.1	Import aus China.....	75
4.2.2	Variante Stahlturm.....	76

5 DISKUSSION	79
5.1 Unsicherheiten und Forschungsbedarf	81
5.2 Empfehlungen	82
LITERATUR	84
ANHANG	90

GLOSSAR

Grosswindanlage	Anlagen mit einer Nennleistung > 100 kW
Kleinwindanlage	Anlagen mit einer Nennleistung \leq 100 kW
Nennleistung	Zeitlich unbegrenzt zulässige Höchstleistung des Generators (Hau, 2008, S. 551), vgl. Abb. 1

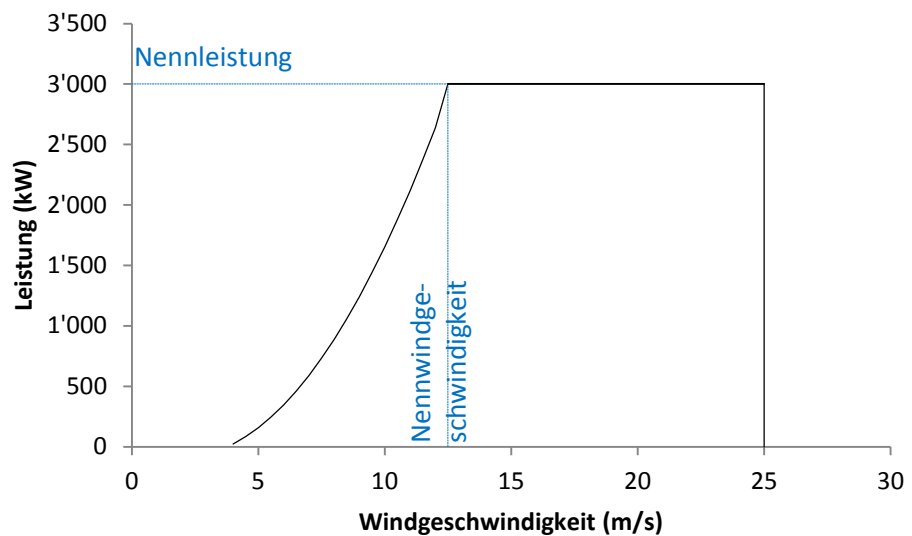


Abb. 1: Beispiel einer Leistungskennlinie, in Anlehnung an Hau (2008, S. 552)

Volllaststunden	Die Volllaststunden einer Anlage ergeben sich aus folgendem Quotient $\frac{\text{Jahresenergie (kWh)}}{\text{Nennleistung (kW)}}$ (Schaffarczyk, 2012, S. 119)
-----------------	--

ABKÜRZUNGEN

BHKW	Blockheizkraftwerk
CFK	Carbonfaserverstärkter / kohlestofffaserverstärkter Kunststoff
D	Rotordurchmesser
GVK	Glasfaserverstärkter Kunststoff
h	Nabenhöhe
IEC	Internationale Elektrotechnische Kommission
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
LCA	Ökobilanz / Life Cycle Assessment / Lebenszyklusanalyse
LKW	Lastkraftwagen
NEEDS	New Energy Externalities Developments for Sustainability
PKW	Personenkraftwagen
PM2.5	Feinstaub mit einem aerodynamischer Durchmesser < 2.5 Mikrometer (2.5 µm)
UBP	Umweltbelastungspunkte
WKA	Windkraftanlage
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung

1 EINLEITUNG

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 des Bundes soll das Schweizer Energiesystem bis ins Jahr 2050 sukzessive umgebaut werden. Der Bundesrat setzt dabei einerseits auf eine Steigerung der Energieeffizienz und andererseits auf die Ausschöpfung der erneuerbaren Energien. In diesem Sinne soll auch die Windkraft in der Schweiz ausgebaut werden. Strom aus Windkraftanlagen gilt allgemein als umweltfreundlich. Dabei sind aktuelle Ökobilanzen eine wesentliche Grundlage für den wissenschaftlichen und umfassenden Vergleich der Umweltauswirkungen verschiedener Stromerzeugungstechnologien. Sachbilanzdaten für Schweizer Windkraftanlagen, welche die Basis für eine Ökobilanzierung darstellen, stehen zwar in der internationalen ecoinvent Datenbank zur Verfügung, sind jedoch teilweise veraltet und den Verhältnissen in der Schweiz nicht genügend angepasst. Ziel der vorliegenden Studie ist es daher, sowohl den heutigen als auch den zukünftigen (2035) Strommix aus Schweizer Windkraftanlagen zu bilanzieren und auszuwerten. Die Resultate der vorliegenden Studie ermöglichen damit einerseits den Vergleich der Windkraft mit anderen Stromerzeugungstechnologien. Andererseits wird ersichtlich, welche Faktoren die Umweltbelastung der Windenergie hauptsächlich beeinflussen. Durch die Berücksichtigung dieser Faktoren bei der Planung einer Windkraftanlage können die Umweltauswirkungen des Windstroms noch tiefer gehalten werden.

1.1 ÖKOBILANZIERUNG VON WINDSTROM

Eine Ökobilanz untersucht die potenziellen Umweltauswirkungen eines Produkts im Verlauf des gesamten Lebenszyklus. Der Lebenszyklus von Windstrom umfasst sowohl die Rohstoffgewinnung für den Bau der Windkraftanlage als auch die Verarbeitungs- und Montageprozesse, den Betrieb und die Entsorgung der Anlage. In einer Ökobilanz werden für jeden Prozess innerhalb der Systemgrenze die benötigten Ressourcen und die anfallenden Emissionen quantifiziert. Qualitative Aspekte wie die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes können mit der Ökobilanz-Methode nicht berücksichtigt werden. Auch fehlen bisher Ökobilanz-Methoden, um die von Windkraftanlagen verursachten Lärmemissionen und die potenzielle Gefahr der Anlagen für Vögel und Fledermäuse zu berücksichtigen.

Im internationalen Kontext bestehen bereits viele Ökobilanz-Studien zu Windkraftanlagen. Eine Übersicht über vorhandene LCA-Studien ist beispielsweise in Haapala & Prempreeda (2014) gegeben. Bisherige Studien zeigen, dass der grösste Teil der Umweltauswirkungen von Windstrom auf die Herstellung der WKA-Komponenten zurückzuführen ist (z.B. Haapala & Prempreeda (2014), Guezuraga et al. (2012), Tremeac & Meunier (2009)). Caduff et al. (2012b) haben ausserdem festgestellt, dass die Umweltbelastung von Windstrom mit zunehmender Turbinengrösse abnimmt. Für den Schweizer Kontext haben Burger & Bauer (2007) vier Anlagen bilanziert. Die untersuchten WKA weisen Nennleistungen zwischen 30 kW und 800 kW auf

Einleitung

(Burger & Bauer, 2007). Deutlich über 90% des heute in der Schweiz produzierten Windstroms stammt allerdings von Anlagen mit einer Nennleistung über 800 kW. Eine aktuelle, auf die Schweiz bezogene Ökobilanzierung von Windstrom gibt es bisher nicht. Diese Datenlücke soll mit der vorliegenden Studie geschlossen werden.

2 ZIEL UND UNTERSUCHUNGSRAHMEN

2.1 ZIEL DER STUDIE

Das Ziel der vorliegenden Studie ist es, den aktuellen und zukünftigen (2035) Windenergie-Strommix der Schweiz zu ökobilanzieren. Dazu werden Sachbilanzdatensätze zu heutigen und zukünftigen Windanlagentypen erstellt. Die Ökobilanzierung des zukünftigen Windstroms erfolgt anhand von Szenarien. Die Szenarien haben nicht den Anspruch, eine realistische Entwicklung abzubilden. Vielmehr werden für die Bildung der Szenarien auch extreme Annahmen getroffen, um so feststellen zu können, wie sich gewissen Trends auf die Ökobilanz der Windenergie auswirken.

2.2 FUNKTIONELLE EINHEIT

Die funktionelle Einheit für die Ökobilanzierung des Windenergie-Strommix ist **1 kWh Windstrom ab Niederspannungsnetz**. Für den Vergleich der verschiedenen Standorte wird zudem die funktionelle Einheit von **1 kWh Strom ab Windkraftanlage oder Windpark** ausgewertet.

2.3 SYSTEMBESCHREIBUNG

Die vorliegende Ökobilanzstudie untersucht die potenziellen Umweltwirkungen, welche mit der Stromproduktion in heutigen und zukünftigen (2035) Windkraftanlagen in der Schweiz verbunden sind. Dazu werden die Herstellung der einzelnen Komponenten einer Windkraftanlage, der Transport und die Montage der Komponenten sowie der Betrieb und letztendlich die Entsorgung der Anlagen berücksichtigt (Abbildung 2-1).

Windkraftanlagen sind in vielen verschiedenen Grössen und Bauarten erhältlich. Grundsätzlich besteht eine WKA aus einem **Rotor** mit flügelartigen Rotorblättern, welche an der Nabe befestigt sind, einer **Gondel**, welche unter anderem das Getriebe beinhaltet, einem **Turm**, einem **Fundament** und **elektrischen Komponenten** ausserhalb der Anlage. Der Rotor wandelt die kinetische Energie des Windes in Rotationsenergie um. Alle Anlagen, die in der vorliegenden Studie ökobilanziert werden, sind dreiflügelig und horizontalachsig.

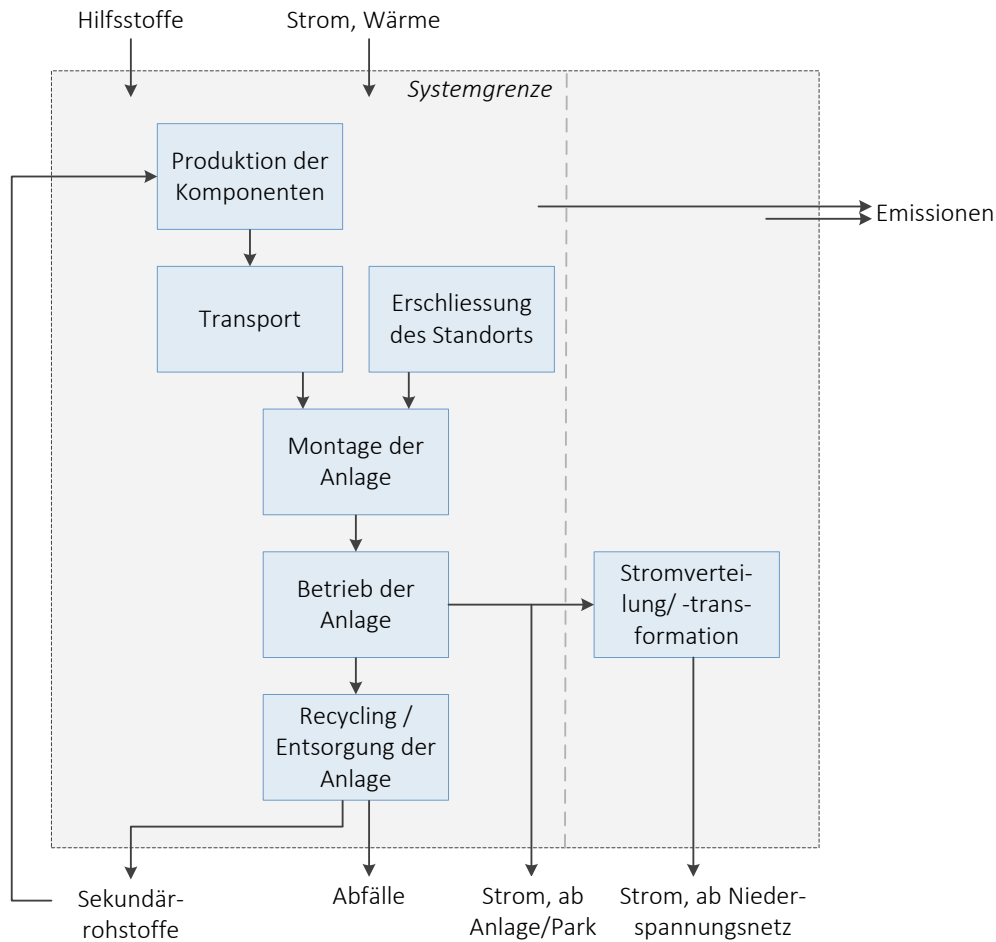


Abbildung 2-1: Systembild für die Produktion von Windstrom ab Windkraftanlage/-park bzw. ab Niederspannungsnetz

2.3.1 Zeitliche Systemgrenze

Das Referenzjahr für die Abbildung der heutigen Situation ist 2013, für die Sachbilanzierung des zukünftigen Strommix wird das Jahr 2035 als Referenzjahr definiert. Für die Windkraftanlagen wird von einer Nutzungsdauer von 20 Jahren ausgegangen. Gemäss Wisser et al. (2011) werden moderne Windkraftanlagen, welche die IEC Standards einhalten, für eine Lebensdauer von 20 Jahren ausgelegt, wobei die effektive Lebensdauer bei den heutigen Kosten für Betrieb und Unterhalt auch 20 Jahre übersteigen kann. Oft wird allerdings nach ungefähr 20 Jahren, teilweise aber auch früher, ein Repowering (Ersatz der Anlage oder einzelner Anlagenteile) durchgeführt (Gasch & Twele, 2013, S. 534).

2.3.2 Geographische Systemgrenze

Ziel dieser Studie ist es, den Windenergie-Mix der Schweiz abzubilden. Dabei wird berücksichtigt, dass die Produktion der Anlagen im Ausland stattfindet.

2.4 BEWERTUNGSMETHODEN

Zur Bewertung der Sachbilanzdaten werden die Wirkungsabschätzungsmethoden aus Tabelle 2-1 angewendet. Die Wirkungsindikatoren sind so ausgewählt, dass ein aussagekräftiger Vergleich verschiedener Stromerzeugungstechnologien möglich ist. Eine ähnliche Auswahl an Wirkungsindikatoren wird auch in anderen Studien zur Ökobilanzierung von Strom verwendet (vgl. z.B. Bauer et al., 2012).

Tabelle 2-1: In dieser Studie verwendete Indikatoren und Wirkungsabschätzungsmethoden

Indikator	Methode	Beschreibung
Gesamtumweltbelastung (UBP)	Methode der ökologischen Knappheit 2013 (Frischknecht et al., 2013)	Die Methode der ökologischen Knappheit gewichtet die Emissionen und Ressourcenverbräuche anhand der politischen Zielwerte. Das Ergebnis wird dabei in Umweltbelastungspunkten (UBP) ausgedrückt.
Treibhauspotenzial	IPCC (2013)	Die Wirkungskategorie Klimawandel nach IPCC 2013 berücksichtigt alle Emissionen, die zum Klimawandel beitragen. Die potenzielle Klimawirkung eines Treibhausgases wird dabei mit den Klimawirkungen von CO ₂ verglichen und in CO ₂ -Äquivalenten ausgedrückt.
Kumulierter Energieaufwand	Frischknecht et al. (2007)	Der kumulierte Energieaufwand gibt den Verbrauch erneuerbarer und nicht-erneuerbarer Energieressourcen über den gesamten Lebenszyklus eines Produkts an. Dabei wird sowohl der direkte als auch der indirekte (graue) Energieaufwand berücksichtigt. Als Einheit werden MJ-Äquivalente verwendet.
Abiotischer Ressourcenverbrauch	CML-IA (Guinée et al., 2001)	Der abiotische Ressourcenverbrauch ist ein Mass der Materialintensität und beziffert den Verbrauch mineralischer Ressourcen.
Feinstaub	ILCD midpoint (Hauschild et al., 2011)	Dieser Indikator quantifiziert die gesundheitlichen Schäden durch Feinstaub. Dabei werden sowohl direkte Feinstaubemissionen als auch Quellen von sekundär gebildetem Feinstaub (z.B. SO _x) berücksichtigt.
Ionisierende Strahlung HH	ILCD midpoint (Hauschild et al., 2011)	Bei diesem Indikator werden die gesundheitlichen Auswirkungen von ionisierender Strahlung in Vergleich zu Uran ²³⁵ U quantifiziert.
Hochradioaktive Abfälle	Sachbilanzergebnis	Das Volumen sämtlicher hochradioaktiver Abfälle, die über den Lebenszyklus anfallen, ist ein Indikator zur Erfassung der Endlager-Problematik.

2.5 DATENQUELLEN

Eine Übersicht über die wichtigsten Datenquellen, die für diese Studie verwendet werden, ist in Tabelle 2-2 gegeben. Für die Hintergrunddaten werden der ecoinvent Datenbestand v2.2 (ecoinvent Centre, 2010) und

Ziel und Untersuchungsrahmen

Anpassungen gemäss LC-inventories (2012) verwendet. Die Anpassungen beinhalten insbesondere Aktualisierungen in der Versorgungskette von Erdgas (Schori et al., 2012), Wasserkraft (Flury & Frischknecht, 2012) und Photovoltaik (Jungbluth et al., 2012) sowie der Strommixe und Stromnetze (Jungbluth & Itten, 2012). Auf eine Verwendung des ecoinvent Datenbestandes v3.0 (ecoinvent Centre, 2014) wird aufgrund der Kritik des SimaPro Software Zentrums¹ und anderer Ökobilanzexperten an der Konzeption dieser Version verzichtet.

Tabelle 2-2: Übersicht über die wichtigsten Datenquellen für die Ökobilanzierung des heutigen und zukünftigen Windstroms

Thema	Wichtigste Quellen
Sachbilanzierung der heutigen Anlagen	Garrett & Rønde (2011); D'Souza et al. (2011); Vestas (2006); Enercon (2011); Pick & Wagner (1998)
Sachbilanzierung der zukünftigen Anlagen	NEEDS (2008); Caduff et al. (2012b)
Erträge der heutigen Anlagen	Suisse Eole (2014b)
Standorte und Nennleistung der zukünftigen Anlagen	Eigene Analyse basierend auf Daten zu geplanten Anlagen, die von Suisse Eole zur Verfügung gestellt wurden

Die Modellierung der Sachbilanzen und die Berechnung der Wirkungsabschätzung erfolgt in der SimaPro Software v8.0 von Pré Consultants (2013).

2.6 WINDENERGIE HEUTE

Für die Ökobilanzierung des heutigen Windenergie-Strommix werden Sachbilanzen zu den wichtigsten Anlagen in der Schweiz erstellt. Dazu wird die Windstromproduktion an zehn Standorten, welche zusammen 98.8% der Schweizer Windstromproduktion ausmachen, analysiert. An diesen Standorten sind Grosswindanlagen mit einer Nennleistung von 600 kW bis 3000 kW installiert (vgl. Tabelle 3-1 auf Seite 25). Zusätzlich zu den bilanzierten Grosswindanlagen wird eine Kleinwindanlage mit einer Nennleistung von 6.5 kW untersucht. Die verbleibenden 1.2% der Schweizer Windstromproduktion werden mit dieser Kleinwindanlage bilanziert.

¹ <http://www.esu-services.ch/de/daten/ecoinvent/eiv3/>, Zugriff am 25. November 2014

2.7 WINDENERGIE 2035

Die Ökobilanzierung des zukünftigen Windenergie-Strommix erfolgt anhand von drei **Szenarien** (siehe Abschnitt 2.7.1). Das primäre Ziel dieser Studie ist es dabei nicht, realistische Szenarien für die Zukunft zu bilden, sondern aufzuzeigen, wie sich verschiedene Entwicklungen auf die Ökobilanz von Windstrom auswirken. Die Beantwortung der Frage, ob und wie die aufgezeigten Szenarien umgesetzt werden können, ist deshalb nicht Teil dieser Studie.

Für die Ökobilanzierung des zukünftigen Windenergie-Strommix wird angenommen, dass die Stromproduktion aus Windkraftanlagen im Jahr 2035 bei 1'723 GWh/a liegt. Dies entspricht dem „realisierten Ausbaupotenzial“ für die „Variante C&E²“ und die „Variante E³“ der Zukunftsszenarien des Bundes (vgl. BFE, 2013, S. 18). Die untersuchten Zukunftsszenarien unterscheiden sich in zwei Faktoren: Einerseits definieren die Szenarien, in welchen Regionen der Schweiz die Stromproduktion erfolgt. Andererseits legen sie fest, welche Anlagentypen bis 2035 gebaut werden. Die Bedeutung anderer Einflussgrössen (z.B. Produktionsort) wird mit der Betrachtung verschiedener **Varianten** abgeschätzt (siehe Abschnitt 2.7.2).

Geeignete Standorte für Windenergieanlagen finden sich in der Schweiz sowohl im Jura als auch in den Alpen, den Voralpen und im westlichen Mittelland⁴. Der Standort einer WKA beeinflusst den prognostizierten Ertrag einer Anlage. Ausserdem ist die Infrastruktur, welche für die Erschliessung der Anlage notwendig ist, vom Standort abhängig. In der vorliegenden Studie werden die in Tabelle 2-3 aufgeführten Regionen betrachtet. Anhand einer statistischen Auswertung der Windverhältnisse an Standorten von bestehenden und geplanten Anlagen⁵ wird pro Region eine mittlere Windgeschwindigkeit abgeschätzt (Tabelle 2-3). Diese wird für die Ermittlung der Stromerträge in den verschiedenen Regionen verwendet.

² Elektrizitätsangebot: Kombination aus Gaskraftwerken und erneuerbaren Energien

³ Elektrizitätsangebot: Erneuerbare Energien und Importe

⁴ <http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00500/index.html?lang=de>, 11.08.2014

⁵ Daten zu bestehenden Anlagen gemäss Suisse Eole (2014b), Daten zu geplanten Anlagen wurden durch Suisse Eole zur Verfügung gestellt, vgl. Tabelle 2-2

Tabelle 2-3: Angenommene mittlere Windgeschwindigkeit in den Regionen

Region	Geschätzte mittlere Windgeschwindigkeit (m/s)
Jura	5.5
Mittelland	5
Alpen – bis 800 m ü.M. (Voralpen)	5.5
Alpen – 800 bis 1500 m ü.M. (Alpentäler)	5
Alpen – über 1500 m ü.M.	6

2.7.1 Szenarien

Die Zukunftsszenarien werden in zwei Schritten gebildet:

1. **Definition der im Jahr 2035 bestehenden Anlagentypen:** In einem ersten Schritt werden vier Anlagentypen definiert, welche sich in ihrer Grösse (Nabenhöhe, Rotordurchmesser) und ihrer Nennleistung unterscheiden (vgl. Abschnitt 2.7.1.1). Dabei wird davon ausgegangen, dass Kleinwindanlagen im Jahr 2035 eine untergeordnete Rolle spielen werden. Für das Jahr 2035 wird daher keine Kleinwindanlage bilanziert.
2. **Definition der Szenarien:** In einem zweiten Schritt werden mögliche Verteilungen definiert, wie sich die Windenergieproduktion im Jahr 2035 auf Standorte in den verschiedenen Regionen verteilt und es wird definiert, mit welchen Anlagentypen die Stromproduktion erfolgt.

2.7.1.1 Definition der im Jahr 2035 bestehenden Anlagentypen

In Tabelle 2-4 werden für die vier Anlagentypen, welche für das Jahr 2035 bilanziert werden, die Nabenhöhe, der Rotordurchmesser und die Nennleistung aufgeführt. Für jeden Anlagentyp ist gegeben, an welchen Standorten ein Ausbau dieses Anlagentyps wahrscheinlich ist. Zudem ist pro Anlagentyp eine (heute verfügbare) Anlage aufgeführt, welche den jeweiligen Anlagentyp beispielhaft repräsentiert. Die Anlagentypen 3 und 4 sind Schwachwindanlagen.

Tabelle 2-4: In dieser Studie berücksichtigte Eigenschaften der Anlagentypen, die im Jahr 2035 bestehen

Anlagentyp		Naben- höhe	Rotor- durchmesser	Nenn- leistung	Typischer Standort	Beispiel
Nr.	Bezeichnung	m	m	kW		
1	Kleinere Grosswindanlage	85	70	2'300	Alpin (Bergstandorte)	Enercon E-70
2	Typische Grosswindanlage	100	100	3'000	Jura, Mittelland, Voralpen	Enercon E-101
3	Moderne Grosswindanlage	120	110	3'000	Alpin (Talstandorte), Jura	Vestas V-112
4	Zukünftige Grosswindanlage	120	140	4'500	Alpin (Talstandorte), Jura	Gamesa G136

Ziel und Untersuchungsrahmen

Anhand der mittleren Windgeschwindigkeiten aus Tabelle 2-3 und den Leistungskurven der Beispielanlagen aus Tabelle 2-4 (rechte Spalte) können die in Tabelle gegebenen Volllaststunden pro Anlage und Region bestimmt werden.

Tabelle 2-5: Angenommene Volllaststunden der Anlagentypen je nach Region. Werte in grau werden nicht weiter verwendet, da es sich um Kombinationen von Anlagentyp und Standort handelt, die in den Szenarien nicht betrachtet werden.

Region	Anlagentyp (Nr.) Beispielanlage	1 Enercon E-70	2 Enercon E-101	3 Vestas V-112	4 Gamesa G136
Jura		1330	1860	2042	2073
Mittelland		1018	1456	1612	1644
Alpen - bis 800 m ü.M.		1330	1860	2042	2073
Alpen - über 1500 m ü.M.		1669	2279	2480	2509
Alpen - 800 - 1500 m ü.M.		1018	1456	1612	1644

2.7.1.2 Definition Szenarien (2035)

SZENARIO 1: AUSBAU WIE GEPLANT

Basierend auf den heute geplanten Anlagen⁶ wird im Szenario 1 davon ausgegangen, dass im Jahr 2035 65% der installierten Leistung im Jura und 20% im Mittelland stehen werden. In der alpinen Region sind insbesondere Standorte über 1500 m ü.M. von Bedeutung (Tabelle 2-6).

Tabelle 2-6: Zukünftige Verteilung der installierten Leistung in den Regionen (gilt für die Szenarien 1 und 3)

Region	Installierte Leistung 2035
Jura	65%
Mittelland	20%
Alpen - bis 800 m ü.M.	4.5%
Alpen - 800 - 1500 m ü.M.	0.5%
Alpen - über 1500 m ü.M.	10%

In Anlehnung an die Angaben zu typischen Anlagestandorten aus Tabelle 2-4 wird angenommen, dass im Jura, im Mittelland und an Talstandorten in den Bergen Grosswindanlagen des Typs Nr. 2 installiert werden, während an Bergstandorten über 1500 m ü.M. kleinere Grosswindanlagen (Typ Nr. 1) und in den Voralpen „moderne“ Grosswindanlagen (Typ Nr. 3) gebaut werden (Tabelle 2-7). Es wird angenommen, dass 1% der installierten Leistung durch Kleinwindanlagen abgedeckt wird. Dieser Anteil wird vernachlässigt.

⁶ Daten wurden durch Suisse Eole zur Verfügung gestellt

Ziel und Untersuchungsrahmen

Tabelle 2-7: Zukünftige Anlagentypen in Abhängigkeit der Region (gilt für die Szenarien 1 und 2).

Region	Anlagentyp (Nr.) Beispielanlage	1 Enercon E-70	2 Enercon E-101	3 Vestas V-112	4 Gamesa G136
Jura			x		
Mittelland			x		
Alpen - bis 800 m ü.M.				x	
Alpen - 800 - 1500 m ü.M.			x		
Alpen - über 1500 m ü.M.		x			

SZENARIO 2: AUSBAU IM JURA

Der Jura gehört zu den windreichsten Regionen der Schweiz, weshalb sich im Jura viele geeignete Standorte für Windkraftanlagen befinden. Das Szenario 2 geht von dieser Tatsache aus und bildet einen Ausbau der Windenergie im Jura ab (Tabelle 2-8). Wie im Szenario 1 wird der Anteil der installierten Leistung von Kleinwindanlagen auf 1% geschätzt und in der Ökobilanzierung vernachlässigt.

Tabelle 2-8: Zukünftige Verteilung der installierten Leistung in den Regionen im Szenario 2

Region	Installierte Leistung 2035
Jura	90%
Mittelland	2.5%
Alpen - bis 800 m ü.M.	2.5%
Alpen - über 1500 m ü.M.	2.5%
Alpen - 800 - 1500 m ü.M.	2.5%

Es wird dabei davon ausgegangen, dass in den Regionen die gleichen Anlagentypen gebaut werden wie in Szenario 1 (vgl. Tabelle 2-7).

SZENARIO 3: AUSBAU SEHR GROSSER ANLAGEN

Im internationalen Kontext hat die Turbinengrösse in den vergangenen Jahren deutlich zugenommen (vgl. z.B. Wisser et al., 2011, S. 553). Diese Tendenz wird in Szenario 3, welches einen Ausbau der Grosswindanlage des Typs Nr. 4 darstellt, widerspiegelt. Der Ausbau in den Regionen erfolgt in Szenario 3 gleich wie in Szenario 1 (Tabelle 2-6). Im Gegensatz zu Szenario 1 werden jedoch mehrheitlich Grosswindanlagen des Typs Nr. 4 gebaut.

Ziel und Untersuchungsrahmen

Tabelle 2-9: Zukünftige Anlagentypen in Abhängigkeit der Region (Szenario 3)

Region	Anlagentyp (Nr.) Beispielanlage	1 Enercon E-70	2 Enercon E-101	3 Vestas V-112	4 Gamesa G136
Jura					x
Mittelland					x
Alpen - bis 800 m ü.M.					x
Alpen - 800 - 1500 m ü.M.					x
Alpen - über 1500 m ü.M.		x			

SZENARIEN IM ÜBERBLICK

Tabelle 2-10 zeigt, mit welcher Stromproduktion für die verschiedenen Anlagentypen je nach Standort gerechnet wird. Basierend auf den Angaben aus Tabelle 2-5 bis Tabelle 2-9 und der prognostizierten Windenergieproduktion für das Jahr 2035 (1'723 GWh/a, vgl. BFE (2013, S. 18)) kann bestimmt werden, wie viel Strom die verschiedenen Anlagentypen pro Region in den drei Szenarien produzieren (Tabelle 2-11 bis Tabelle 2-13). Die Grosswindanlagen decken 99.5% der prognostizierten Windenergieproduktion für das Jahr 2035 ab. Der Rest entfällt gemäss den getroffenen Annahmen auf Kleinwindanlagen und wird vernachlässigt.

Tabelle 2-10: Stromproduktion pro Anlage in Abhängigkeit des Anlagentyps und des Standorts (gleich für alle Szenarien)

Stromproduktion pro Anlage (GWh/a)	Anlagentyp			
	Nr. 1 h=85m D=70m	Nr. 2 h=100m D=100m	Nr. 3 h=120m D=110m	Nr. 4 h=120m D=140m
Jura		5.67		9.33
Mittelland		4.44		7.40
Alpen - bis 800 m ü.M.			6.13	9.33
Alpen - 800 bis 1500 m ü.M.		4.44		7.40
Alpen - über 1500 m ü.M.	3.86			

Ziel und Untersuchungsrahmen

Tabelle 2-11: Überblick über zukünftige Stromproduktion im Szenario 1 (Ausbau wie geplant)

Szenario 1		Anlagentyp				Total (alle Anlagentypen)
		Nr. 1 h=85m D=70m	Nr. 2 h=100m D=100m	Nr. 3 h=120m D=110m	Nr. 4 h=120m D=140m	
Jura	Anzahl Anlagen	0	206.81	0	0	207
	Stromproduktion 2035 (GWh)	0	1'173.23	0	0	1173
Mittelland	Anzahl Anlagen	0	63.63	0	0	64
	Stromproduktion 2035 (GWh)	0	282.59	0	0	283
Alpen - bis 800 m ü.M.	Anzahl Anlagen	0	0	14.56	0	15
	Stromproduktion 2035 (GWh)	0	0	89.17	0	89
Alpen - 800 bis 1500 m ü.M.	Anzahl Anlagen	0	1.59	0	0	2
	Stromproduktion 2035 (GWh)	0	7.06	0	0	7
Alpen - über 1500 m ü.M.	Anzahl Anlagen	42.01	0	0	0	42
	Stromproduktion 2035 (GWh)	161.96	0	0	0	162
Total (gesamte Schweiz)	Anzahl Anlagen	42	272	15	0	329
	Stromproduktion 2035 (GWh)	162	1'463	89	0	1'714

Tabelle 2-12: Überblick über zukünftige Stromproduktion im Szenario 2 (Ausbau im Jura)

Szenario 2		Anlagentyp				Total (alle Anlagentypen)
		Nr. 1 h=85m D=70m	Nr. 2 h=100m D=100m	Nr. 3 h=120m D=110m	Nr. 4 h=120m D=140m	
Jura	Anzahl Anlagen	0	274.99	0	0	275
	Stromproduktion 2035 (GWh)	0	1559.99	0	0	1560
Mittelland	Anzahl Anlagen	0	7.64	0	0	8
	Stromproduktion 2035 (GWh)	0	33.92	0	0	34
Alpen - bis 800 m ü.M.	Anzahl Anlagen	0	0	7.77	0	8
	Stromproduktion 2035 (GWh)	0	0	47.57	0	48
Alpen - 800 bis 1500 m ü.M.	Anzahl Anlagen	0	7.64	0	0	8
	Stromproduktion 2035 (GWh)	0	33.92	0	0	34
Alpen - über 1500 m ü.M.	Anzahl Anlagen	10.09	0	0	0	10
	Stromproduktion 2035 (GWh)	38.88	0	0	0	39
Total (gesamte Schweiz)	Anzahl Anlagen	10	290	8	0	308
	Stromproduktion 2035 (GWh)	39	1'628	48	0	1'714

Ziel und Untersuchungsrahmen

Tabelle 2-13: Überblick über zukünftige Stromproduktion im Szenario 3 (Ausbau sehr grosser Anlagen)

Szenario 3		Anlagentyp				Total (alle Anlagentypen)
		Nr. 2 h=85m D=70m	Nr. 3 h=100m D=100m	Nr. 4 h=120m D=110m	Nr. 5 h=120m D=140m	
Jura	Anzahl Anlagen	0	0	0	127.37	127
	Stromproduktion 2035 (GWh)	0	0	0	1188.21	1'188
Mittelland	Anzahl Anlagen	0	0	0	39.19	39
	Stromproduktion 2035 (GWh)	0	0	0	289.94	290
Alpen - bis 800 m ü.M.	Anzahl Anlagen	0	0	0	8.82	9
	Stromproduktion 2035 (GWh)	0	0	0	82.26	82
Alpen - 800 bis 1500 m ü.M.	Anzahl Anlagen	0	0	0	0.98	1
	Stromproduktion 2035 (GWh)	0	0	0	7.25	7
Alpen - über 1500 m ü.M.	Anzahl Anlagen	38.17	0	0	0	38
	Stromproduktion 2035 (GWh)	147.18	0	0	0	147
Total (gesamte Schweiz)	Anzahl Anlagen	38	0	0	176	215
	Stromproduktion 2035 (GWh)	147	0	0	1'568	1'715

2.7.2 Varianten

Die im vorangehenden Abschnitt beschriebenen Zukunftsszenarien unterscheiden sich in den zwei Aspekten „Standort“ und „Anlagentyp“. Daneben gibt es jedoch weitere Einflussgrössen, welche die Umweltauswirkungen von Windstrom beeinflussen. In der vorliegenden Arbeit werden zwei Einflussgrössen als Varianten gerechnet:

- Produktionsort: Import aus China
- Material für den Turmbau: Stahlturm vs. Betonturm

2.7.2.1 *Import aus China*

China gehört zu den wichtigsten Produzenten von Windturbinen. Einerseits besteht in China selbst eine grosse Nachfrage nach Windkraftanlagen, andererseits wird aber auch der Export von in China produzierten Anlagen immer wichtiger (Recknager, 2010). Bereits heute erhalten chinesische Hersteller Aufträge aus Europa und es ist anzunehmen, dass der Import von Windturbinen zukünftig an Bedeutung gewinnen wird (vgl. Wetzel, 2012). Werden Turbinen oder einzelne Komponenten importiert, erhöht sich einerseits die Distanz für den Transport der Anlagen zum Standort. Andererseits wird für die Produktion der Turbinen, aber auch für die Herstellung der verwendeten Materialien (z.B. Stahl) ein anderer Energie-Mix verwendet. Diese Faktoren werden in einer Zukunftsvariante zum Import der Turbinen aus China berücksichtigt (vgl. Sachbilanz in Abschnitt 3.2.13).

2.7.2.2 *Stahlturm vs. Betonturm*

Für Türme von Windkraftanlagen hat die Betonbauweise in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Insbesondere für Turmhöhen über 100 m weist die Betonbauweise hinsichtlich des Transports und der Errichtung grosse Vorzüge auf (Hau, 2008, S. 492). Gemäss Hau (2008, S. 493) wird sich der Trend hin zu Betontürmen aufgrund der steigenden Stahlpreise zukünftig auch bei niedrigeren Turmhöhen zeigen. In den Zukunftsszenarien werden Anlagen mit Betontürmen analysiert (vgl. Tabelle 3-36). Als Variante wird für einen 100 m hohen Turm zusätzlich eine Stahlbauweise bilanziert (vgl. Sachbilanz in Abschnitt 3.2.13).

3 SACHBILANZ

Die Sachbilanzierung des Windenergie-Strommix erfolgt getrennt für die heutige Situation und für die Zukunft (2035). In einem ersten Schritt werden dabei jeweils die Windkraftanlagen unabhängig vom Standort sachbilanziert. Dazu werden die in Abbildung 3-1 dargestellten Komponenten einer WKA unterschieden. In einem zweiten Schritt wird die Nutzungsphase der Anlagen betrachtet. Dabei werden einerseits Wartungsarbeiten und SF₆-Emissionen aus Schaltanlagen bilanziert und andererseits die Stromproduktion der Anlagen bestimmt, anhand derer die Sachbilanzergebnisse auf die funktionelle Einheit (1 kWh Strom ab Anlage/Park bzw. ab Niederspannungsnetz) bezogen werden.

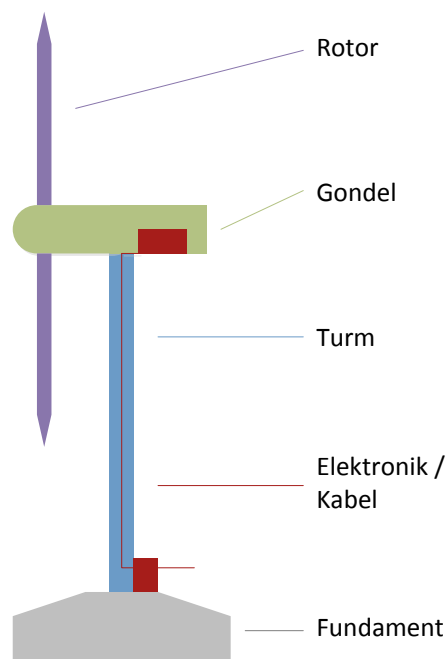


Abbildung 3-1: Komponenten einer WKA

3.1 WINDENERGIE HEUTE

In der Schweiz beträgt die installierte Leistung sämtlicher Anlagen gut 60 MW⁷. Davon werden 96.2% durch die in Tabelle 3-1 aufgeführten Grosswindanlagen abgedeckt, für welche in der vorliegenden Arbeit je eine Sachbilanz erstellt wird. Die restlichen knapp 4% der installierten Leistung werden mit der ebenfalls in Tabelle 3-1 aufgeführten Kleinwindanlage Aventa AV-7 sachbilanziert.

Während Rotor, Gondel, Turm und Fundament spezifisch für jede Anlage definiert werden (Abschnitt 3.1.1), erfolgt die Sachbilanzierung des Netzanschlusses und der Elektronik, der Verarbeitung, des Transports, der Montage, des Baus von Zufahrtsstrassen, der Entsorgung und des Betriebs nach einem einheitlich Vorgehen für alle Anlagen (vgl. Abschnitte 3.1.2 bis 3.1.10).

⁷ Vgl. www.wind-data.ch, 17.10.2014

Tabelle 3-1: Übersicht über die bilanzierten Windkraftanlagen mit Angaben zur installierten Leistung, der Nabelhöhe und dem Rotordurchmesser gemäss Suisse Eole (2014b)

Standort	WKA-Typ	Anzahl Anlagen	Baujahr	Installierte Leistung pro Anlage (kW)	Nabelhöhe (m)	Rotordurchmesser (m)
Diverse	Aventa AV-7 (Kleinwindanlage)	1	2002	6.5	18	12
Mt. Crosin	Vestas V52	2	2001	850	50	52
	Vestas V66	2	2004	1'750	67	66
	Vestas V90	12	2010 / 2013	2'000	95	90
Haldenstein	Vestas V112	1	2012	3'000	119	112
Gütsch	Enercon E-40	1	2004	600	46	40
	Enercon E-44	3	2010 / 2012	900	55	44
Collonges	Enercon E-70 / E4	1	2005	2'000	100	71
Gries	Enercon E-70	1	2011	2'300	85	71
Martigny	Enercon E-82	1	2008	2'000	99	82
St. Brais	Enercon E-82	2	2009	2'000	78	82
Lutersarni	Enercon E-82	1	2013	2'300	78	82
Peuchapatte	Enercon E-82	3	2010	2'300	108	80
Charrat	Enercon E-101	1	2012	3'000	99	101

3.1.1 Anlagen

In diesem Abschnitt werden die Sachbilanzen für die wichtigsten Windkraftanlagen, die zurzeit in der Schweiz bestehen, aufgeführt. Dazu gehören die Anlagentypen V112 von Vestas und E-82 von Enercon (Abbildung 3-2 und Abbildung 3-3).



Abbildung 3-2: Vestas-Anlage des Typs V112 am Standort Haldenstein. Bild: © Suisse Eole



Abbildung 3-3: Enercon-Anlage des Typs E-82 am Standort Peuchapatte. Bild: © Suisse Eole

3.1.1.1 Vestas V52-850 kW und Vestas V66-1750 kW

Für die Anlage V52-850 kW sind die Massen des Rotors und der Gondel gegeben (Vestas, 2010). Das Gewicht des Turms ist abhängig von der Nabenhöhe und liegt bei einer Turmhöhe von 50 m bei ca. 52 Tonnen⁸. Beim Fundament wird von einer Masse von 352 Tonnen ausgegangen (vgl. Tabelle 3-2).

Wie bei der Anlage V52-850 kW sind auch bei der Vestas V66-1750 kW die Massen des Rotors und der Gondel bekannt. Das Gewicht des Turms liegt bei einer Nabenhöhe von 67 m bei 122 Tonnen (Vestas, 2003). Beim Fundament wird von einer Masse von rund 513 Tonnen ausgegangen (vgl. Tabelle 3-2).

Tabelle 3-2: Masse der Komponenten einer V52-850 kW-Anlage

Komponente	Anlage V52	Anlage V66	Quelle/Bemerkung
Nabenhöhe	50 m	67 m	Suisse Eole (2014b) , Anlagen am Standort Mt. Crosin
Masse Rotor	10 t	23 t	Vestas (2010) und Vestas (2003)
Masse Gondel	22 t	57 t	Vestas (2010) und Vestas (2003)
Masse Turm	52.17 t	122 t	V52: Berechnet ⁸ basierend auf Vestas (2010) V66: Vestas (2003)
Masse Fundament	352.1 t	513.1 t	Berechnung im Anhang auf Seite 90

Für die Bestimmung der Materialien, welche für den Bau der einzelnen Komponenten verwendet werden, wird angenommen, dass die prozentuale Materialzusammensetzung bei den beiden Vestas-Anlagen V52 und V66 gleich ist wie bei der Anlage V82, für welche eine Sachbilanz besteht (Vestas, 2006). Weiter wird davon ausgegangen, dass die Materialangaben zum Turm aus der Sachbilanz von Vestas (2006) die Kabel innerhalb des Turms beinhalten. Für das Fundament sind die Mengenangaben für Beton und Armierungsstahl im Anhang gegeben (Seite 90). Damit ergeben sich die in Tabelle 3-3 gegebenen Materialmengen.

⁸ Gemäss Vestas (2010) wiegt ein 49-m-hoher Turm 51 Tonnen, ein 55-m-hoher Turm 58 Tonnen. Bei einer linearen Interpolation ergibt sich für einen 50-m-hohen Turm ein Gewicht von 52.17 Tonnen. Die Turmhöhe von 50 m bezieht sich auf die Anlage V52 auf dem Mt. Crosin.

Sachbilanz

Tabelle 3-3: Materialaufwendungen für die WKA Vestas V52-850 kW und Vestas V66-1750 kW

Material (Vestas, 2006)	Verwendeter ecoinvent v2.2-Prozess	Anteil der Materialien (Vestas, 2006, S. 16)	Menge pro Anlage	
			V52-850 kW	V66-1750 kW
			Berechnet aus den Anteilen und den Gesamtmengen gemäss Tabelle 3-2	
Rotor		Anteil	kg	kg
Gusseisen	Gusseisen, ab Werk	26.8%	2'678	6'159
Stahl	Stahl, niedriglegiert, ab Werk	10.0%	955	2'289
Edelbaustahl („steel,	Chromstahl 18/8, ab Werk	3.6%	335	818
Rest: Epoxidharz, Glasfaser, Birkenholz, Balsaholz,...	Glasfaserverstärkter Kunststoff, Polyamid, Spritzguss, ab Werk	59.7%	5'972	13'735
Rotor Total		100%	10'000	23'000
Gondel		Anteil	kg	kg
Gusseisen	Gusseisen, ab Werk	35.6%	7'826	20'277
Edelbaustahl („steel,	Chromstahl 18/8, ab Werk	25.7%	5'652	14'644
Edelstahl („stainless steel“)	Chromstahl 18/8, ab Werk	15.4%	3'391	8'787
Stahl	Stahl, niedriglegiert, ab Werk	12.5%	2'739	7'097
Glasfaserverstärkter	Glasfaserverstärkter Kunststoff,	3.6%	783	2'028
Kupfer	Kupfer, ab Regionallager	3.2%	696	1'802
Kunststoff	Polyethylen-Granulat, HDPE, ab Werk	2.0%	435	1'126
Aluminium	Aluminium, Produktionsmix, ab Werk	1.0%	217	563
Elektronik*	*	0.6%	130	338
Öl	Schmieröl, ab Werk	0.6%	130	338
Gondel Total		100%	22'000	57'000
Gondel Total exkl. Elektronik*			21'870	56'662
Turm		Anteil	kg	kg
Stahl	Blasstahl, unlegiert, ab Werk	93.3%	48'655	113'788
Aluminium	Aluminium, Produktionsmix, ab Werk	1.9%	1'003	2'346
Elektronik*	*	1.6%	849	1'985
Kunststoff	Polyethylen-Granulat, HDPE, ab Werk	1.5%	772	1'805
Kupfer	Kupfer, ab Regionallager	1.0%	502	1'173
Öl	Schmieröl, ab Werk	0.7%	386	902
Turm Total		100%	52'167	122'000
Turm Total exkl. Elektronik*			51'318	120'015
Fundament			kg	kg
Beton	Beton, Bodenplatten und Fundamente, ab Werk	Mengen gemäss Anhang S. 90	337'889	492'456
Stahl	Armierungsstahl, ab Werk		14'167	20'648
Fundament Total			352'056	513'104

* Die Elektronik wird separat gemäss Abschnitt 3.1.1 berücksichtigt.

3.1.1.2 Vestas V90-2.0 MW

Grundlage für die Sachbilanz der Vestas-Anlage V90-2.0 MW ist eine Ökobilanz-Studie von Garrett & Rønde (2011). Im Inventar der verwendeten Materialien ist dabei unter anderem die Kategorie „nicht spezifizierte Materialien“ aufgeführt (1'200 kg pro Anlage) (Garrett & Rønde, 2011, S. 42). Diese Materialmenge wird anteilmässig auf die übrigen Materialien verteilt. Die von Garrett & Rønde (2011) bilanzierte Anlage weist

Sachbilanz

eine Nabenhöhe von 80 m auf. Weil die Nabenhöhe der Anlagen des Typs V90 am Standort Mt. Crosin um 15 m höher ist, wird zusätzlich zu den Sachbilanzdaten von Garrett & Rønde (2011) ein Materialaufwand für den höheren Turm bilanziert. Dabei wird ausgehend vom Stahlturm der Anlage V66 der Materialaufwand für einen 15 m-Turmabschnitt berechnet. Wie bei der Anlage V66 wird auch für die Anlage V90 davon ausgegangen, dass die Materialangaben aus der Sachbilanz von Garrett & Rønde (2011) die Kabel im Turm beinhalten. Damit ergeben sich die in Tabelle 3-4 aufgeführte Materialmengen pro Anlage.

Sachbilanz

Tabelle 3-4: Materialaufwendungen für die WKA Vestas V90-2.0 MW

Material (Garrett & Rønne, 2011, S. 40ff)	Verwendeter ecoinvent v2.2-Prozess	Menge pro Anlage
		(Garrett & Rønne, 2011, S. 40ff) ¹⁾
Turbine (Rotor, Gondel, Turm)		kg
Unlegierter/niedriglegierter Stahl	Stahl, niedriglegiert, ab Werk	141'655
Hochlegierter Stahl	Chromstahl 18/8, ab Werk	23'475
Gusseisen	Gusseisen, ab Werk	40'197
Stahl- u. Eisenwerkstoffe	Stahl, niedriglegiert, ab Werk	965
Aluminium und Aluminiumlegierungen	Aluminium, Produktionsmix, ab Werk	4'221
Kupfer	Kupfer, ab Regionallager	1'688
Thermoplaste	Polyethylen-Granulat, HDPE, ab Werk	2'251
Thermoplastische Elastomere	Polyvinylchlorid, ab Werk	121
Elastomere / Elastomere Werkstoffe	Polyvinylchlorid, ab Werk	241
Duromere	Polypropylen-Granulat, ab Werk	2'934
Polymerverbindungen	Polyethylen-Granulat, HDPE, ab Werk	4'944
Lacke	Acryl-Lack, 87.5% in H2O, ab Werk	281
Chemisch modifizierte Naturstoffe	Chemikalien organisch, ab Werk	2'090
Keramik / Glas	Glasfaser, ab Werk	19'174
Elektronik ²⁾	²⁾	440
Elektrik ²⁾	²⁾	1'600
Magnete	Permanentmagnet, für elektrischen Motor ³⁾	362
Total Turbine		246'640
Total Turbine exkl. Elektronik²⁾		244'600
Fundament		kg
Unlegierter/niedriglegierter Stahl	Stahl, niedriglegiert, ab Werk	5'960
Hochlegierter Stahl	Chromstahl 18/8, ab Werk	120
Stahl- u. Eisenwerkstoffe	Armierungsstahl, ab Werk	32'200
Kupfer	Kupfer, ab Regionallager	40
Thermoplaste	Polyethylen-Granulat, HDPE, ab Werk	120
Beton	Beton, Bodenplatten und Fundamente, ab Werk	750'880
Total		789'320
Zusätzliche 15 m Turmhöhe⁴⁾		kg
		Basierend auf Tabelle 3-3
Stahl	Stahl, niedriglegiert, ab Werk	25'475
Aluminium	Aluminium, Produktionsmix, ab Werk	525
Kunststoff	Polyethylen-Granulat, HDPE, ab Werk	404
Kupfer	Kupfer, ab Regionallager	263
Öl	Schmieröl, ab Werk	202
Total zusätzliche Turmhöhe		26'869

¹⁾ „nicht spezifizierte Materialien“ auf restliche Materialien aufgeteilt, siehe Text

²⁾ Die Elektronik wird separat gemäss Abschnitt 3.1.1 berücksichtigt.

³⁾ In ecoinvent v2.2 nachmodelliert nach ecoinvent v3, siehe Anhang Seite 95. Der bilanzierte Magnet enthält Neodym, ein Metall der seltenen Erden, welches gemäss Suisse Eole in der Schweiz nur in der WKA des Typs V112 vorkommt (Suisse Eole, 2014a). Trotzdem wird der bilanzierte Magnet in der vorliegenden Arbeit auch für den Typ V90 verwendet.

⁴⁾ Basiert auf Anlage V66. Die Masse des Turms der Anlage V66 beträgt 120'015 kg, was 26'869 kg pro 15 m Turmabschnitt beträgt.

3.1.1.3 Vestas V112-3.0MW

Grundlage für die Sachbilanz der Vestas Anlage V112-3.0 MW ist eine Ökobilanz-Studie von D'Souza et al. (2011). Im Inventar der verwendeten Materialien ist dabei unter anderem die Kategorie „andere Materialien und Materialverbunde“ aufgeführt (3'030 kg pro Anlage) (D'Souza et al., 2011, S. 19). Diese Materialmenge wird anteilmässig auf die übrigen Materialien verteilt. Die von D'Souza et al. (2011) bilanzierte Anlage weist eine Nabenhöhe von 84 m auf. Weil die Nabenhöhe der Anlage des Typs V112 am Standort Haldenstein um 35 m höher ist, wird zusätzlich zu den Sachbilanzdaten von D'Souza et al. (2011) ein Materialaufwand für den höheren Turm bilanziert. Dabei wird ausgehend vom Stahlturm der Anlage V66 der Materialaufwand für einen 35 m-Turmabschnitt berechnet. Wie bei der Anlage V66 wird auch für die Anlage V112 davon ausgegangen, dass die Materialangaben aus der Sachbilanz von D'Souza et al. (2011) die Kabel im Turm beinhalten. Damit ergeben sich die in Tabelle 3-5 aufgeführte Materialmengen pro Anlage.

Sachbilanz

Tabelle 3-5: Materialaufwendungen für die WKA Vestas V112-3.0 MW

Material (D'Souza et al., 2011, S. 18ff)	Verwendeter ecoinvent v2.2-Prozess	Menge pro Anlage (D'Souza et al., 2011) ¹⁾
Turbine (Rotor, Gondel, Turm)		kg
Stahl- u. Eisenwerkstoffe	Stahl, niedriglegiert, ab Werk	244
Unlegierter/niedriglegierter Stahl	Stahl, niedriglegiert, ab Werk	202'697
Hochlegierter Stahl	Chromstahl 18/8, ab Werk	44'059
Gusseisen	Gusseisen, ab Werk	66'303
Aluminium und Aluminiumlegierungen	Aluminium, Produktionsmix, ab Werk	3'453
Kupfer	Kupfer, ab Regionallager	4'889
Kupferlegierungen	Kupfer, ab Regionallager	9.2
Zinklegierungen	Zink, primär, ab Regionallager	0.3
Spezialmetalle	vernachlässigt	0.1
Thermoplaste	Polyethylen-Granulat, HDPE, ab Werk	6'936
Thermoplastische Elastomere	Polyvinylchlorid, ab Werk	367
Elastomere / Elastomere Werkstoffe	Polyvinylchlorid, ab Werk	1'283
Duromere	Polypropylen-Granulat, ab Werk	2'689
Polymerverbindungen	Polyethylen-Granulat, HDPE, ab Werk	9'900
Lacke	Acryl-Lack, 87.5% in H ₂ O, ab Werk	764
Klebstoffe, Dichtungsmittel	Polysulfid, Dichtungsmasse, ab Werk	7.3
Chemisch modifizierte Naturstoffe	Chemikalien organisch, ab Werk	153
Keramik / Glas	Glasfaser, ab Werk	24'199
Elektronik ²⁾	²⁾	1'030
Elektrik ²⁾	²⁾	879
Magnete	Permanentmagnet, für elektrischen Motor ³⁾	489
Total Turbine		370'350
Total Turbine exkl. Elektronik²⁾		368'441
Fundament		kg
Stahl- u. Eisenwerkstoffe	Armierungsstahl, ab Werk	45'182
Thermoplaste	Polyethylen-Granulat, HDPE, ab Werk	91
Beton	Beton, normal, ab Werk	902'121
Total		947'394
Zusätzliche 35 m Turmhöhe⁴⁾		kg
		Basierend auf Tabelle 3-3
Stahl	Stahl, niedriglegiert, ab Werk	59'442
Aluminium	Aluminium, Produktionsmix, ab Werk	1'226
Kunststoff	Polyethylen-Granulat, HDPE, ab Werk	943
Kupfer	Kupfer, ab Regionallager	613
Öl	Schmieröl, ab Werk	471
Total zusätzliche Turmhöhe		62'694

¹⁾ „nicht spezifizierte Materialien“ auf restliche Materialien aufgeteilt, siehe Text

²⁾ Die Elektronik wird separat gemäss Abschnitt 3.1.1 berücksichtigt.

³⁾ In ecoinvent v2.2 nachmodelliert nach ecoinvent v3, siehe Anhang Seite 95. Der bilanzierte Magnet enthält 0.908 kg Neodym pro kg. Damit werden für die Turbine des Typs V112 insgesamt 444 kg Neodym bilanziert. Gemäss Suisse Eole beträgt die Neodym-Menge der V112 lediglich 25 kg (Suisse Eole, 2014a). Mangels Daten zu den Permanentmagneten des Typs V112 wird in der vorliegenden Arbeit trotzdem mit dem Permanentmagnet gemäss Seite 95 gerechnet.

⁴⁾ Basiert auf Anlage V66. Die Masse des Turms der Anlage V66 beträgt 120'015 kg, was 62'694 kg pro 35 m beträgt.

3.1.1.4 Enercon E-82

Grundlage für die Sachbilanzierung des Anlagentyps Enercon E-82 bildet eine bestehende Ökobilanzstudie von Enercon (2011). Die in dieser Studie bilanzierte Anlage weist eine Nennleistung von 2.3 MW und hat einen 107 m hohen Betonturm. Für die in der Schweiz bestehenden Anlagen des Typs E-82 werden die bestehenden Sachbilanzdaten zum Rotor, zur Gondel und zum Fundament übernommen. Die Sachbilanzierung des Turms erfolgt folgendermassen:

- **Anlagen mit einem Betonturm** (Peuchapatte und Martigny): Die Turmmassen der Anlagen in Peuchapatte und Martigny werden anhand der Nabenhöhe aus der von Enercon (2011) bilanzierten Anlage abgeleitet. Letztere weist eine Nabenhöhe von 107 m auf. Die Masse der Türme in Peuchapatte und Martigny wird basierend auf der Annahme berechnet, dass die Turmmasse linear von der Höhe abhängt (vgl. Tabelle 3-6). Die prozentualen Materialanteile werden von der bestehenden Sachbilanz übernommen (vgl. Tabelle 3-3 und Tabelle 3-7). Die Materialaufwendungen für die Kabel im Turm werden gemäss Abschnitt 3.1.2.1 (Seite 40) berechnet und sind in Tabelle 3-7 nicht ausgewiesen.
- **Anlagen mit einem Stahlurm** (St. Brais und Lutersarni): Für die Türme der Enercon-Anlagen an den Standorten St. Brais und Lutersarni, welche beide 78 m hoch sind, wird die Gesamtmasse basierend auf den Massen von Enercon-Stahltürmen anderer Höhe hergeleitet (siehe Anhang S. 91). Die prozentualen Materialanteile werden von der Sachbilanzdaten eines Vestas-Turms übernommen (vgl. Vestas (2006, S. 16)) und beinhalten Aufwendungen für Kabel im Turm.

Tabelle 3-6: Bestimmung der Turm-Masse für die Anlage E-82 an den Standorten Peuchapatte und Martigny

	Nabenhöhe (m)	Masse des Turms (kg)
E-82 gemäss Enercon (2011)	107	893'829
E-82, Standort Peuchapatte	108*	902'183**
E-82, Standort Martigny	99*	827'001**

* www.wind-data.ch

** berechnet: $M = 893'829 \text{ kg} \frac{h}{107m}$

In der Ökobilanz-Studie von Enercon (2011) fehlen Detailangaben zu den verwendeten Stahlsorten. Basierend auf den Angaben zur Vestas-Anlage V82 (Vestas, 2006, S. 16) wird davon ausgegangen, dass sich die Stahlmengen folgendermassen auf Chromstahl und niedriglegierten Stahl verteilen:

- **Rotor:** 74% niedriglegierter Stahl, 26% Chromstahl
- **Gondel:** 23% niedriglegierter Stahl, 77% Chromstahl

Tabelle 3-7 führt die bilanzierten Materialmengen für die Anlagen des Typs E-82 auf.

Sachbilanz

Tabelle 3-7: Materialaufwendungen für die WKA Enercon E-82

Material (Enercon, 2011)	Verwendeter ecoinvent v2.2-Prozess	Mengen pro Anlage E-82			
		Bestehende LCA-Studie	Peuchapatte	Martigny	St. Brais und Lutersarni
		(Enercon, 2011)	Masse des Turms basierend auf h angepasst (vgl. Tabelle 3-6), restliche Komponenten wie bei Enercon (2011). Aufteilung Stahl (Chromstahl vs. niedriglegiert): siehe Text		Stahlurm gemäss Vestas (2006), s. Tabelle 3-3, restliche Komponenten wie bei Enercon (2011)
		Nabenhöhe	107	108	99
Nennleistung	2.3 MW	2.3 MW	2.0 MW	2.0 / 2.3 MW	
Rotor		kg			
Stahl ¹⁾	Stahl, niedriglegiert, ab Werk	1'140	840		
	Chromstahl 18/8, ab Werk		300		
Aluminium	Aluminium, Produktionsmix, ab Werk	75	75		
Glasfaserverstärkter Kunststoff	Glasfaserverstärkter Kunststoff, Polyamid, Spritzguss, ab Werk	28'938	28'938		
Rotor Total		30'153			
Gondel		kg			
Stahl ¹⁾	Stahl, niedriglegiert, ab Werk	53'468	12'430		
	Chromstahl 18/8, ab Werk		41'038		
Gusseisen	Gusseisen, ab Werk	72'643	72'643		
Kupfer	Kupfer, ab Regionallager	10'610	10'610		
Aluminium	Aluminium, Produktionsmix, ab Werk	1'224	1'224		
Gondel Total		137'945			
Turm		kg	kg	kg	kg
Stahl	Armierungsstahl, ab Werk	102'829	103'790	95'141	
Beton	Beton, normal, ab Werk	791'000	798'393	731'860	
Stahl	Blasstahl, unlegiert, ab Werk				199'390
Aluminium	Aluminium, Produktionsmix, ab Werk				4'111
Elektronik	²⁾				3'479 ²⁾
Kunststoff	Polyethylen-Granulat, HDPE, ab Werk				3'162
Kupfer	Kupfer, ab Regionallager				2'056
Öl	Schmieröl, ab Werk				1'581
Turm Total		893'829	902'183	827'001	213'779²⁾
Turm exkl. Elektronik					210'300
Fundament		kg			
Stahl	Armierungsstahl, ab Werk	52'300			
Beton	Beton, Bodenplatten und Fundamente, ab Werk	1'091'000			
Fundament Total		1'143'300			

¹⁾ Aufteilung Chromstahl / niedriglegierter Stahl basierend auf Vestas (2006), siehe Text

²⁾ Die Elektronik wird separat gemäss Abschnitt 3.1.1 berücksichtigt.

3.1.1.5 Enercon E-70 und E-101

Die Sachbilanzen der Enercon-Anlagen E-70 und E-101 werden aus der Sachbilanz der Anlage E-82 abgeleitet:

- **Rotor und Gondel:** Die Masse von Rotor und Gondel (zusammen) sind für die Anlagen E-70 und E-101 in den entsprechenden technischen Datenblättern gegeben (Enercon, o.J.a; Enercon, o.J.d). Es wird angenommen, dass sich die Gesamtmasse anteilmässig gleich auf Rotor und Gondel verteilt, wie bei der Anlage E-82. Auch die prozentualen Anteile der verschiedenen Materialien werden aus der von Enercon (2011) erstellten Sachbilanz der Anlage E-82 übernommen.
- **Betontürme in Gries und Charrat:** Für die Anlagen E-70 in Gries und E-101 in Charrat wird die Turmmasse aus den jeweiligen technischen Datenblättern von Enercon, welche die Turmmasse für gleich hohe Betontürme aufführen (85 m bzw. 99 m), entnommen (Enercon, o.J.a; Enercon, o.J.d) (Tabelle 3-8). Die prozentualen Anteile der verschiedenen Materialien werden von der Enercon-Anlage E-82 (Enercon, 2011) übernommen. Die Materialaufwendungen für die Kabel im Turm werden gemäss Abschnitt 3.1.2.1 (Seite 40) berechnet und sind in Tabelle 3-8 nicht ausgewiesen.
- **Stahlurm in Collonges:** Da der Turm der Anlage in Collonges aus Stahl ist (Suisse Eole, 2008), und nicht wie bei der von Enercon bilanzierten Anlage aus Beton, wird die Turmmasse gleich bestimmt wie bei den Stahltürmen der Anlage E-82 (siehe Tabelle 3-8 und Anhang S. 91). Die prozentualen Massenanteile der einzelnen Materialien werden von der Vestas-Anlage V82 übernommen (Vestas, 2006). Es wird davon ausgegangen, dass die Materialmengen die Aufwendungen für Kabel im Turm beinhalten.
- **Fundament:** Die prozentualen Massenanteile der einzelnen Materialien werden von der Enercon-Studie übernommen (Enercon, 2011), die Gesamtmasse anhand der Skalierungsfaktoren, welche Caduff et al. (2012b) publiziert haben, berechnet (s. Tabelle 3-8 und Seite 90 im Anhang). Die Skalierungsfaktoren von Caduff et al. (2012b) stellen einen Zusammenhang zwischen der Masse der WKA-Komponenten und dem Rotordurchmesser bzw. der Nabenhöhe der Anlage her.

Tabelle 3-8: Masse der Komponenten der beiden Enercon-Anlagen des Typs E-70 (grau hinterlegte Felder sind berechnet)

	Anlagentyp			
	E-82	E-70		E-101
	Enercon (2011)	Collonges	Gries	Charrat
Nabenhöhe h (m)	107	100	85	99
Rotordurchmesser D (m)	82	71	71	101
Masse Rotor (kg)	30'153	19'193 ¹⁾		20'628 ¹⁾
Masse Gondel (kg)	137'945	87'807 ¹⁾		94'372 ¹⁾
Masse Fundament (kg)	1'143'300	575'857 ²⁾		1'004'972 ²⁾
Masse Turm (kg)	893'829	319'333 ³⁾	544'940 ⁴⁾	728'780 ⁴⁾

¹⁾ Gesamtmasse von Rotor und Gondel: Gemäss Enercon (o.J.a; o.J.d); Aufteilung Rotor (18%) und Gondel (82%) wie bei Enercon E-82 (Enercon, 2011)

²⁾ mit Skalierungsfaktoren von Caduff et al. (2012b) berechnet, siehe Text

³⁾ vgl. Anhang S. 91

⁴⁾ gemäss Datenblätter von Enercon (o.J.a; o.J.d)

Anhand der Massen der einzelnen Komponenten (Tabelle 3-8) und der prozentualen Materialzusammensetzung der Enercon-Anlagen E-82 ergeben sich für die Anlagen des Typs E-70 und E-101 die in Tabelle 3-9 dargestellten Materialaufwendungen. Wie bei der Enercon-Anlage E-82 wird davon ausgegangen, dass sich die Stahlmengen folgendermassen auf Chromstahl und niedriglegierten Stahl verteilen:

- **Rotor:** 74% niedriglegierter Stahl, 26% Chromstahl
- **Gondel:** 23% niedriglegierter Stahl, 77% Chromstahl

Sachbilanz

Tabelle 3-9: Materialaufwendungen für die WKA Enercon E-70

Material (Enercon, 2011)	Verwendeter ecoinvent v2.2- Prozess	Anteil der Materialien	Menge pro Anlage		
			E-70, Collonges	E-70, Gries	E-101, Charrat
		E-82 (Enercon, 2011)	Berechnet aus den Anteilen (dritte Spalte) und den Gesamt mengen gemäss Tabelle 3-8. Ausnahme: Turm der Anlage in Collonges (prozentuale Anteile der einzelnen Materialien gemäss Vestas (2006) , s. Tabelle 3-3)		
Rotor		Anteil	kg	kg	kg
Stahl ¹⁾	Stahl, niedriglegiert, ab Werk	3.78%	535		575
	Chromstahl 18/8, ab Werk		191		205
Aluminium	Aluminium, Produktionsmix, ab Werk	0.25%	48		51
Glasfaserverstärkter Kunststoff	Glasfaserverstärkter Kunststoff, Polyamid, Spritzguss, ab Werk	95.97%	18'420		19'797
Rotor Total		100%	19'193		20'628
Gondel		Anteil	kg	kg	kg
Stahl ¹⁾	Stahl, niedriglegiert, ab Werk	38.76%	7'912		8'504
	Chromstahl 18/8, ab Werk		26'122		28'075
Gusseisen	Gusseisen, ab Werk	52.66%	46'240		49'697
Kupfer	Kupfer, ab Regionallager	7.69%	6'754		7'259
Aluminium	Aluminium, Produktionsmix, ab Werk	0.89%	779		837
Gondel Total		100%	87'807		94'372
Turm		Anteil	kg	kg	kg
Stahl	Armierungsstahl, ab Werk	11.50%		62'692	83'841
Beton	Beton, normal, ab Werk	88.50%		482'248	644'939
Stahl	Blasstahl, unlegiert, ab Werk	Anteile siehe Tabelle 3-3	297'839		
Aluminium	Aluminium, Produktionsmix, ab Werk		6'141		
Elektronik	²⁾		5'196 ²⁾		
Kunststoff	Polyethylen-Granulat, HDPE, ab		4'724		
Kupfer	Kupfer, ab Regionallager		3'071		
Öl	Schmieröl, ab Werk		2'362		
Turm Total			319'333*		
Turm Total (exkl. Elektronik*)			314'137	544'940	728'780
Fundament		Anteil	kg	kg	kg
Stahl	Armierungsstahl, ab Werk	4.57%	26'342		45'972
Beton	Beton, Bodenplatten und Fundamente, ab Werk	95.43%	549'514		959'000
Fundament Total		100%	578'857		1'004'972

¹⁾ Aufteilung Chromstahl / niedriglegierter Stahl basierend auf Vestas (2006), siehe Text

²⁾ Die Elektronik wird separat gemäss Abschnitt 3.1.1 berücksichtigt.

3.1.1.6 Enercon E-40 / E-44

Grundlage für die Sachbilanzierung der Enercon-Anlagen E-40 und E-44 bilden eine Studie von Pick & Wagner (1998), in welcher Materialbilanzen für die Komponenten einer 500 kW-Anlage des Typs E-40

Sachbilanz

aufgeführt sind, sowie ein technisches Datenblatt von Enercon zur Anlage E-44 (Enercon, o.J.b). Die in der vorliegenden Studie berücksichtigte Anlage des Typs E-40 weist eine Nennleistung von 600 kW auf. Da aber der Rotordurchmesser der in der Studie von Pick & Wagner (1998) bilanzierten Anlage (40.3 m) nahezu identisch ist mit demjenigen der Anlage E-40, welche auf dem Gütsch steht (40 m), werden die Massenangaben für Rotor und Gondel der 600 kW-Anlage des Typs E-40 aus der Studie von Pick & Wagner (1998) übernommen. Die Masse des Rotors und der Gondel der 900 kW-Anlage des Typs E-44 stammen aus dem technischen Datenblatt (vgl. Tabelle 3-10).

Tabelle 3-10: Bestimmung der Masse von Rotor und Gondel bei den Enercon-Anlagen des Typs E-40 und E-44

Anlage	Rotordurchmesser (m)	Masse Rotor + Gondel (kg)	Bemerkung (kg)
E-40, Pick & Wagner (1998)	40.3	33'818	Rohmaterialbedarf gemäss Pick & Wagner (1998)
E-40, Standort Gütsch	40	33'818	Gleich wie bei E-40 gemäss Pick & Wagner (1998)
E-44, Standort Gütsch	44	35'400	Gemäss technischem Datenblatt (Enercon, o.J.b)

Für den Turm und das Fundament sind die Massen in der Studie von Pick & Wagner (1998) je für eine Nabenhöhe von 44 m und 55 m gegeben. Für die in der vorliegenden Studie betrachteten Anlagen des Typs E-40 und E-44 werden die Massen daher basierend auf der jeweiligen Nabenhöhe bestimmt: Für die Anlage des Typs E-44 (Nabenhöhe: 55 m) können die Werte direkt aus der Studie von Pick & Wagner (1998) übernommen werden, für die Anlage des Typs E-40 (Nabenhöhe: 46 m) werden die Massen anhand einer linearen Interpolation bestimmt (vgl. Tabelle 3-11).

Tabelle 3-11: Bestimmung der Masse von Turm und Fundament für die Enercon-Anlagen E-40 und E-44 basierend auf Pick & Wagner (1998)

Anlage	Nabenhöhe (m)	Masse Turm (kg)	Masse Fundament (kg)	Bemerkung / Quelle
E-40, Pick & Wagner (1998)	44	39'347	132'713	Pick & Wagner (1998, S. 42)
E-40, Pick & Wagner (1998) / E-44, Standort Gütsch	55	54'979	163'815	Pick & Wagner (1998, S. 38)
E-40, Standort Gütsch	46	42'189	138'368	Lineare Interpolation

Die Materialzusammensetzung der Anlagekomponenten wird für beide Anlagentypen (E-40 und E-44) aus der Studie von Pick & Wagner (1998) übernommen (vgl. Seite 93 im Anhang). Für Rotor und Gondel ist dabei unter anderem die Materialkategorie „Sonstiges“ aufgeführt, welche 2.1% der Masse von Rotor und Gondel ausmacht. Diese Menge wird anteilmässig auf die übrigen Materialien aufgeteilt. Die Materialauf-

Sachbilanz

wendungen für die Kabel im Turm werden gemäss Abschnitt 3.1.2.1 (Seite 40) berechnet und sind in Tabelle 3-12 nicht ausgewiesen.

Tabelle 3-12: Materialaufwendungen für die WKA Enercon E-40 und E-44

Material (Vestas, 2006)	Verwendeter ecoinvent v2.2- Prozess	Anteil der Materialien		Menge pro Anlage	
		Naben- höhe 44 m	Naben- höhe 55 m	E-40 600 kW	E-44 900 kW
		Basierend auf Pick & Wagner (1998), Details dazu im Anhang auf Seite 93		Berechnet aus den Anteilen und den Gesamtmenen gemäss Tabelle 3-10 und Tabelle 3-11	
Rotor und Gondel		Anteil		kg	kg
GGG	Gusseisen, ab Werk	27.5%		9'278	9'712
Stahl, niedrig legiert	Stahl, niedriglegiert, ab Werk	20.5%		6'900	7'223
Elektroblech	Stahl, niedriglegiert, ab Werk	15.4%		5'154	5'395
Stahl, unlegiert	Blasstahl, unlegiert, ab Werk	9.6%		3'233	3'385
Kupfer aus Leitungen	Kupfer, ab Regionallager	8.1%		2'715	2'842
Glasfasern	Glasfaser, ab Werk	5.9%		2'034	2'129
EP Harz	Epoxidharz, flüssig, ab Werk	3.3%		1'137	1'190
Lack	Acryl-Lack, 87.5% in H ₂ O, ab Werk	2.3%		794	832
UP Harz	Polyesterharz, ungesättigt, ab Werk	2.0%		680	712
Stahl, niedrig legiert, verzinkt	Stahl, niedriglegiert, ab Werk	1.1%		367	385
Stahl, hoch legiert	Chromstahl 18/8, ab Werk	1.1%		367	385
Härter	Chemikalien organisch, ab Werk	1.0%		362	379
Aluminium	Aluminium, Produktionsmix, ab Werk	0.6%		205	214
PE	Polyethylen-Granulat, LDPE, ab Werk	0.6%		208	218
PVC-Hartschaum	Polyvinylchlorid, ab Regionallager	0.6%		208	218
Elektronik*	*	0.3%		92	96
PVC	Polyvinylchlorid, ab Regionallager	0.2%		62	65
PA	Chemikalien organisch, ab Werk	0.1%		21	22
Total Rotor und Gondel		100%		33'818	35'400
Total Rotor und Gondel exkl. Elektronik*				33'726	35'304
Turm		Anteil	Anteil	kg	kg
Unlegierter Stahl	Blasstahl, unlegiert, ab Werk	92.9%	95.4%	39'194	52'450
unlegiert verzinkter Stahl	Blasstahl, unlegiert, ab Werk	3.0%	2.0%	1'266	1'100
Lack	Acryl-Lack, 87.5% in H ₂ O, ab Werk	4.1%	2.600%	1'730	1'429
Total		100%	100.0%	42'189	54'979
Fundament		Anteil	Anteil	kg	kg
Normalbeton B25	Beton, Bodenplatten und Fundamente, ab Werk	91.9%	93.2%	127'160	152'676
Baustahl	Armierungsstahl, ab Werk	6.5%	5.2%	8'994	8'518
Stahl, unlegiert	Blasstahl, unlegiert, ab Werk	1.6%	1.6%	2'214	2'621
Total		100%	100%	138'368	163'815

* Die Elektronik wird separat gemäss Abschnitt 3.1.1 berücksichtigt.

3.1.1.7 Kleinwindanlagen

Die Sachbilanzierung der Kleinwindanlagen stützt sich auf Herstellerangaben zur Anlage Aventa V-7. Die Daten wurden anhand eines Fragebogens erhoben⁹. Die Materialaufwendungen für eine Kleinwindanlage sind in Tabelle 3-13 zusammengetragen. Die Kabel im Turm sind in Tabelle 3-13 nicht aufgeführt und werden gemäss Abschnitt 3.1.2.1 (Seite 40) berechnet.

Tabelle 3-13: Materialaufwendungen für eine Kleinwindanlage (Herstellerangaben zur Aventa AV-7)

Material <i>Quelle : Fragebogen⁹</i>	Verwendeter ecoinvent v2.2-Prozess	Menge pro Anlage
		<i>Quelle : Fragebogen⁹</i>
Rotor		kg
St. 52	Stahl, niedriglegiert, ab Werk	270
Styrofoam IB-X	Polystyrol, extrudiert (XPS), ab Werk	45
GfK	Glasfaserverstärkter Kunststoff, Polyamid, Spritzguss, ab Werk	60
XC45	Chromstahl 18/8, ab Werk	51
Rotor Total		426
Gondel		kg
St52, St37, Stahl	Stahl, niedriglegiert, ab Werk	600
Aluminium	Aluminium, Produktionsmix, ab Werk	40
Gummi	Gummi EPDM, ab Werk	3
Kupfer	Kupfer, ab Regionallager	80
Gfk	Glasfaserverstärkter Kunststoff, Polyamid, Spritzguss, ab Werk	60
Gleitlager	Vernachlässigt	1
Gondel Total		783
Turm		kg
Armierstahl	Armierungsstahl, ab Werk	2'000
Beton	Beton, normal, ab Werk	9'000
Turm Total		11'000
Fundament		m³/kg
Beton	Beton, Bodenplatten und Fundamente, ab Werk	ca. 8 m ³
*	Armierungsstahl, ab Werk*	777 kg*

* im Fragebogen ist kein Armierungsstahl ausgewiesen. Es wird die Annahme getroffen, dass das Fundament 100 kg Armierungsstahl pro m³ Fundament aufweist. Dies entspricht ungefähr dem mittleren Verhältnis bei den von Caduff et al. (2012a) untersuchten Anlagen.

⁹ Ueli Spalinger, Aventa AG, persönliche Mitteilung (Fragebogen), 2014

3.1.2 Kabel und Elektronik

3.1.2.1 Kabel im Turm

Bei den Vestas-Anlagen sowie den Enercon-Anlagen des Typs E-70 und E-82 mit Stahlurm sind die Kabel im Turm bereits in den Sachbilanzen zu den Anlagen enthalten. Für die anderen Anlagen werden die Aufwendungen für die Kabel berechnet. Dabei wird basierend auf Burger & Bauer (2007) die in Tabelle 3-14 gegebene prozentuale Zusammensetzung für die Kabel verwendet.

Tabelle 3-14: Zusammensetzung der Kabel basierend auf Burger & Bauer (2007, S. 40)

Material	Massenanteil
Kupfer	54.4%
HDPE-Granulat	26.5%
PVC schlagfest	19.1%

Es wird angenommen, dass der Leiterquerschnitt linear von der Nennleistung einer Anlage abhängt (vgl. Burger & Bauer, 2007, S. 39). Burger & Bauer (2007) rechnen bei einer 2 MW-Anlage mit einem Leiterquerschnitt von 3'1'500 mm². Die Kupfermenge für die Kabel im Turm einer Anlage ergibt sich aus dem Leiterquerschnitt und der Turmhöhe. Die Mengen der übrigen Materialien wird anhand der Massenanteile aus Tabelle 3-14 bestimmt (vgl. Tabelle 3-15). Dabei wird für Kupfer mit einer Dichte von 8'920 kg/m³ gerechnet (Classen et al., 2009).

Tabelle 3-15: Aufwendungen für die Kabel in den Türmen

Standort	WKA-Typ	Nabenhöhe (m)	Instl. Leistung pro Anlage (kW)	Leiterquer- schnitt (mm ²)	Kupfer (kg)	HDPE (kg)	PVC (kg)
Diverse	Kleinwindanlage	18	6.5	15	2.3	1.1	0.8
Gütsch	Enercon E-40	46	600	1'350	554	270	195
	Enercon E-44	55	900	2'025	993	485	349
Gries	Enercon E-70	85	2300	5'175	3'924	1'915	1'380
Martigny	Enercon E-82	99	2050	4'613	4'073	1'988	1'432
Peuchapatte	Enercon E-82	108	2'300	5'175	4'985	2'433	1'753
Charrat	Enercon E-101	99	3'000	6'750	5'961	2'909	2'096

3.1.2.2 *Elektronik*

Grosse Windkraftanlagen verfügen über eine elektrotechnische Grundausstattung, zu der beispielsweise der Generator und der Frequenzumrichter gehören (Hau, 2008). Diese wird basierend auf Chataignère & Boulch (2003) für alle Grosswindanlagen nach folgendem Vorgehen bilanziert:

- Für eine 1.5 MW-Anlage mit einer 92.281 Tonnen schweren Gondel beträgt die Menge der eingebauten Elektronik 120 kg (Chataignère & Boulch, 2003, S. 27).
- Für andere Anlagen kann die Elektronikmenge basierend auf der Gondel-Masse angepasst werden (Chataignère & Boulch, 2003, S. 47).
- Für die Vestas-Anlagen V 90 und V112 sowie für die Enercon-Anlagen E-40 und E-44 wird mangels Angaben zur Gondel-Masse die Elektronik-Menge einer anderen Anlage mit einer ähnlichen Nennleistung übernommen (Tabelle 3-16).

Tabelle 3-16: Angenommene Massen der Elektronik in der Gondel

Anlage	Masse der Gondel kg	Masse der Elektronik kg	Begründung
Enercon E-66	92'281	120	Chataignère & Boulch (2003, S. 27)
Vestas V52	21'870	28	Skaliert aufgrund der Masse der Gondel (S. 27)
Vestas V66	56'662	74	Skaliert aufgrund der Masse der Gondel (S. 27)
Enercon E-70	87'807	114	Skaliert aufgrund der Masse der Gondel (S. 36)
Enercon E-82	137'945	179	Skaliert aufgrund der Masse der Gondel (S. 33)
Enercon E-101	94'372	123	Skaliert aufgrund der Masse der Gondel (S. 36)
Vestas V90	k.A.	114	Übernommen von Enercon E-70
Vestas V112	k.A.	123	Übernommen von Enercon E-101
Enercon E-40	k.A.	28	Übernommen von Vestas V52
Enercon E-44	k.A.	28	Übernommen von Vestas V52

Für die elektronischen Komponenten gemäss Tabelle 3-16 wird mit dem ecoinvent-Datensatz „Elektronik für technische Anlagen“ gerechnet (Althaus et al., 2007).

Für Kleinwindanlagen wird in der vorliegenden Studie eine Elektronikbox gemäss Caduff et al. (2012a) modelliert Tabelle 3-17.

Sachbilanz

Tabelle 3-17: Elektronikbox gemäss Caduff et al. (2012a), welche für die Sachbilanzierung der Kleinwindanlagen verwendet wird

Material	Verwendeter ecoinvent v2.2-Prozess (Caduff et al., 2012b)	Menge pro Box (kg) (Caduff et al., 2012b)
Stahl	Stahl, niedriglegiert, ab Werk	63
Polyethylen	Polyethylen-Granulat, HDPE, ab Werk	27
PVC	Polyvinylchlorid, ab Regionallager	6
Kupfer	Kupfer, ab Regionallager	3
Zinn	Zinn, ab Regionallager	0.5
Blei	Blei, ab Regionallager	0.5
Aluminium	Aluminium, primär, ab Werk	0.04

3.1.2.3 Transformator

Der maschineneigene Transformator, der in der Regel in der Gondel oder im Turmfuss eingebaut ist, wird nicht separat ausgewiesen, sondern als Bestandteil der Anlage berücksichtigt. Für den Windpark am Mt. Crosin wird zusätzlich ein zentraler Transformator berücksichtigt. Die zwei 25 MVA Transformatoren, welche am Standort Mt. Crosin bestehen (Geiger, 2010), werden dabei anhand des 60 MVA-Zentraltransformators gemäss Vestas (Garrett & Rønde, 2011) bilanziert (Tabelle 3-18). Der Transformator wird je zu einem Sechzehntel den 16 Windturbinen am Standort Mt. Crosin angerechnet.

Tabelle 3-18: Sachbilanz für einen 60 MVA Transformator gemäss Garrett & Rønde (2011)

Material	Verwendeter ecoinvent v2.2-Prozess	Menge pro	
		Transformator (t)	Anlage (kg)
(Garrett & Rønde, 2011, S. 40ff)		(Garrett & Rønde, 2011, S. 40ff)	
Unlegierter/niedriglegierter Stahl	Stahl, niedriglegiert, ab Werk	2.9	179
Hochlegierter Stahl	Chromstahl 18/8, ab Werk	3.4	214
Kupfer	Kupfer, ab Regionallager	1.6	98
Chemisch modifizierte Naturstoffe	Chemikalien organisch, ab Werk	2.7	170
Keramik / Glas	Glasfaser, ab Werk	0.1	4
Schmieröl	Schmieröl, ab Werk	0.1	4
Total		10.7	670

3.1.2.4 Kabel für den Netzanschluss

MATERIALIEN

Basierend auf verschiedenen Ökobilanzstudien von Vestas wird davon ausgegangen, dass die Kabel für den Netzanschluss aus Aluminium, Kupfer und Kunststoff bestehen. Die Kunststoff-Menge wird anteilmässig gemäss Tabelle 3-14 auf PVC und HDPE aufgeteilt (vgl. Tabelle 3-19).

Tabelle 3-19: Bestimmung der Massenanteile verschiedener Materialien des Netzanschlusses. Die Unterteilung in HDPE und PVC erfolgt anhand der Anteile aus Tabelle 3-14.

Massenanteile	Kupfer	Kunststoff		Aluminium
Vestas (2006)	20.7%	36.9%		42.4%
Vestas (D'Souza et al., 2011)	24.0%	36.0%		40.0%
Vestas (Garrett & Rønne, 2013)	21.5%	34.1%		44.4%
Mittelwert	22.05%	35.68%		42.28%
		HDPE	PVC	
		20.74%	14.94%	

LEITERQUERSCHNITT UND -LÄNGE

Für den Netzanschluss wird bei Anlagen mit einer Nennleistung bis 1000 kW mit einem Leiterquerschnitt von 3·50 mm² gerechnet. Dies entspricht der Situation für die beiden 850 kW-Anlagen am Standort Mt. Crosin (Burger & Bauer, 2007, S. 39). Bei Anlagen mit einer Nennleistung über 1000 kW wird von einem Leiterquerschnitt von 240 mm² ausgegangen (z.B. Typ 240 Al/25 gemäss Brugg Cables (2012)).

Für die Länge der Netzverbindung wird für die Anlagen am Mt. Crosin von 550 m ausgegangen (Burger & Bauer, 2007, S. 39). Bei den anderen Grosswindanlagen stützen sich die Leitungslängen auf Angaben der Anlagebetreiber¹⁰ (König, 2014). Bei Kleinwindanlagen wird mit einer Leitungslänge von 30 m gerechnet. Die Aufwendungen für den Netzanschluss sind in Tabelle 3-20 zusammengestellt.

¹⁰ Persönliche Mitteilungen an A. König, April 2014

Sachbilanz

Tabelle 3-20: Aufwendungen für den Netzanschluss

Standort	WKA-Typ	Instl. Leistung pro Anlage (kW)	Leiterquerschnitt (mm ²)	Leitungslänge (m)	Kupfer (kg)	Aluminium (kg)	HDPE (kg)	PVC (kg)
Diverse	Kleinwindanlage	6.5	150	30	5	10	5	4
Mt. Crosin	Vestas V52	850	150	550	100	192	94	68
	Vestas V66	1'750	240	550	161	308	151	109
	Vestas V90	2'000	240	550	161	308	151	109
Haldenstein	Vestas V112	3'000	240	50	15	28	14	10
Gütsch	Enercon E-40	600	150	150	27	52	26	19
	Enercon E-44	900	150	150	27	52	26	19
Collonges	Enercon E-70	2000	240	750	219	420	206	148
Gries	Enercon E-70	2300	240	1300	379	728	357	257
Martigny	Enercon E-82	2050	240	750	219	420	206	148
St. Brais	Enercon E-82	2'000	240	500	146	280	137	99
Lutersarni	Enercon E-82	2300	240	300	88	168	82	59
Peuchapatte	Enercon E-82	2'300	240	1000	292	560	274	198
Charrat	Enercon E-101	3'000	240	480	140	269	132	95

3.1.3 Verarbeitung

Für die Verarbeitung der eingesetzten Materialien werden die ecoinvent-Datensätze aus Tabelle 3-21 verwendet.

Tabelle 3-21: Verwendete ecoinvent-Datensätze zur Sachbilanzierung der Verarbeitung der Materialien

Material	Verwendeter ecoinvent v2.2 Datensatz	Bezugseinheit
Stahl (exkl. Armierungsstahl)	Profil walzen, Stahl	kg
Unlegierter Stahl in Stahltürmen	Blech walzen, Stahl	kg
Chromstahl	Blech walzen, Chromstahl	kg
Aluminium in der Anlage	Blech walzen, Aluminium	kg
Kupfer in der Anlage	Blech walzen, Kupfer	kg
Kupfer in Kabeln	Draht ziehen, Kupfer	kg
Aluminium in Kabeln	Draht ziehen, Kupfer	kg
Polyethylen	Extrudieren, Kunststoffrohre	kg
Aussenfläche Stahlturm (siehe Tabelle 3-22)	Stückverzinkung	m ²
3.8-Turmhöhe (siehe Tabelle 3-22)	Schweissen, Lichtbogen, Stahl	m

Es wird angenommen, dass Stahltürme aussenseitig verzinkt werden. Dafür wird von einem Turmdurchmesser von 4 m ausgegangen und die zu verzinkende Fläche über die Turmhöhe berechnet. Für die Verzinkung wird der ecoinvent-Datensatz „Stückverzinkung“ verwendet. Bei Stahltürmen werden ausserdem

basierend auf Burger & Bauer (2007, S. 13) Schweissarbeiten für eine Länge von der 3.8-fachen Turmhöhe bilanziert (Tabelle 3-22).

Tabelle 3-22: Verzinkung und Schweisslänge bei Stahltürmen

Anlagen mit Stahlturm		Nabenhöhe (m)	zu verzinkende Fläche (m ²)	Schweisslänge (m)
Mt. Crosin	V52	50	628	190
	V66	67	842	255
	V90	95	1'194	361
Haldenstein	V112	119	1'495	452
Gütsch	E-40	46	578	175
	E-44	55	691	209
Collonges	E-70	100	1'257	380
St. Brais	E-82	78	980	296
Lutersarni	E-82	78	980	296

Für das Zusammensetzen von Rotor und Gondel wird basierend auf Burger und Bauer (2007, S. 18) ein Stromverbrauch von 0.5 kWh/kg angenommen. Bei den Vestas-Anlagen V90 wird der Stromverbrauch mangels Daten zu den Massen der einzelnen WKA-Komponenten von einer Anlage mit einer vergleichbaren Anlagemasse übernommen¹¹. Der Strombedarf wird mit einemecoinvent-Datensatz zur europäischen Stromproduktion bilanziert.

3.1.4 Montage

Der Energieaufwand für das Aufstellen einer Windkraftanlage wird basierend auf der potentiellen Energie¹² und einem Wirkungsgrad von 20% abgeschätzt (vgl. Burger & Bauer, 2007, S.51) und mit demecoinvent v2.2-Datensatz „Diesel, in Baumaschine“¹³ bilanziert. Für die Anlagen V90 (Mt. Crosin) und V112 (Haldenstein), für welche nur die Anlagemasse, nicht aber die Masse der einzelnen Komponenten (Rotor, Turm, Gondel) bekannt ist, wird der Energieaufwand für das Aufrichten von einer Anlage mit einer vergleichbaren Gesamtmasse übernommen (Tabelle 3-23).

¹¹ Bei V90: Gleich wie bei E-70; bei V112: Gleich wie bei E-82 (aufgrund ähnlicher Gesamtmassen)

¹² $E_{\text{pot}} = m \cdot g \cdot h$, wobei für die Aufrichtung des Turms mit der halben Turmhöhe gerechnet wird

¹³ Kellenberger et al. (2007)

Sachbilanz

Tabelle 3-23: Energieaufwand für das Aufstellen der Anlage. Die Massen der Komponenten werden auf den Seiten 26 bis 40 hergeleitet. Der Energieaufwand wird aus der potentiellen Energie abgeschätzt (Wirkungsgrad 20%).

Standort	Anlage	Nabenhöhe (m)	Massen (kg)							E _{pot} Turm, Kabel (kJ)	E _{pot} Gondel, Rotor, Elektronik (kJ)	Energieaufwand total, inkl. Verluste (MJ)
			Turm	Kabel im Turm	Turm + Kabel	Gondel + Rotor	Elektronik	Gondel, Rotor, Elektronik	Total			
Diverse	AV-7	18	11'000	4	11'004	1'209	0 ¹⁾	1'209	12'213	971	213	6
Mt. Crosin	V52	50	51'318	1'569	52'887	31'870	29	31'898	84'785	12'966	15'641	143
	V66	67	120'015	4'329	124'344	79'662	74	79'736	204'080	40'850	52'390	466
	V90	95		7'016			64		251'665			785 ²⁾
Haldenstein	V112	119		13'182			139		381'736			974 ³⁾
Gütsch	E-40	46	42'189	1'019	43'208	33'726	29	33'755	43'237	9'746	15'227	125
	E-44	55	54'979	1'828	56'807	33'726	29	33'755	56'835	15'320	18'206	168
Collonges	E-70	100	162'400	7'385	169'785	75'152	64	75'216	245'001	83'251	73'762	785
Gries	E-70	85	710'051	7'219	717'270	75'152	64	75'216	792'486	298'946	62'698	1'808
Martigny	E-82	99	827'001	7'494	834'494	168'098	179	168'277	1'002'772	405'088	163'373	2'842
St. Brais	E-82	78	166'835	5'760	172'595	168'098	179	168'277	340'872	66'010	128'719	974
Lutersarni	E-82	78	166'835	6'624	173'459	168'098	179	168'277	341'736	66'341	128'719	975
Peuchapatte	E-82	108	902'183	9'172	911'355	168'098	179	168'277	1'079'632	482'616	178'226	3'304
Charrat	E-101	99	827'001	10'966	837'967	163'201	139	163'340	1'001'308	406'774	158'580	2'827

1) Annahme: Elektronikbox gemäss Tabelle 3-17 ist am Turmfuss

2) gleich wie bei E-70 am Standort Collonges (da ähnliche Gesamtmasse)

3) gleich wie bei E-82 am Standort St. Brais (da ähnliche Gesamtmasse)

3.1.5 Entsorgung

Tabelle 3-24 zeigt, mit welchen ecoinvent-Datensätzen die Entsorgung der verwendeten Materialien sachbilanziert wird.

Sachbilanz

Tabelle 3-24: Verwendete ecoinvent-Datensätze für die Sachbilanzierung der Entsorgung

Material	Anteil	Verwendeter ecoinvent v2.2 Datensatz
Beton	100%	Entsorgung, Beton, 5% Wasser, in Inertstoffdeponie
Glasfaser	100%	Entsorgung, Glas, 0% Wasser, in Kehrlichtverbrennung
Epoxidharz	100%	Entsorgung, Kunststoffe, Mischung, 15.3% Wasser, in Kehrlichtverbrennung
Polyesterharz	100%	Entsorgung, Kunststoffe, Mischung, 15.3% Wasser, in Kehrlichtverbrennung
Glasfaserverstärkter Kunststoff	65%*	Entsorgung, Glas, 0% Wasser, In Kehrlichtverbrennung
	35%*	Entsorgung, Kunststoffe, Mischung, 15.3% Wasser, in Kehrlichtverbrennung
Polyethylen HDPE	100%	Entsorgung, Polyethylen, 0.4% Wasser, in Kehrlichtverbrennung
Polyethylen LDPE	100%	Entsorgung, Polyethylen, 0.4% Wasser, in Kehrlichtverbrennung
Polypropylen	100%	Entsorgung, Polypropylen, 15.9% Wasser, in Kehrlichtverbrennung
Polystyrol	100%	Entsorgung, Polystyrol, 0.2% Wasser, in Kehrlichtverbrennung
Polyvinylchlorid	100%	Entsorgung, Polyvinylchlorid, 0.2% Wasser, in Kehrlichtverbrennung
Polysulfid, Dichtungsmasse	100%	Entsorgung, Kunststoffe, Mischung, 15.3% Wasser, in Kehrlichtverbrennung
Gummi	100%	Entsorgung, Gummi, unspezifisch, 0% Wasser, in Kehrlichtverbrennung
Elektronik für Steuerung	100%	Entsorgung, Elektronik für Steuerung
Getriebeöl	100%	Entsorgung, Altöl, 10% Wasser, in Sonderabfallverbrennung
Metalle	100%	Keine Entsorgung (Recycling)
Rest (Lack, Chemikalien, Permanentmagnet)	100%	Vernachlässigt (bzw. Recycling)

* Anteile gemäss Burger & Bauer (2007)

Für Metalle wird angenommen, dass diese recycelt werden können. Dabei wird ein cut-off-Ansatz angewendet. Dies bedeutet, dass die Aufwendungen der Primärproduktion dem ersten Nutzer angerechnet werden, während die Aufwendungen für das Recycling dem Recyclingmaterial angerechnet werden (vgl. z.B. Frischknecht, 2010). Der Recyclingprozess wird daher hier nicht bilanziert.

3.1.6 Transporte

3.1.6.1 *Transport der Materialien zur Produktionsstätte*

Für den Transport der Materialien (z. B. Stahl) zur Produktionsstätte werden die Standard-Transportdistanzen gemäss Frischknecht et al. (2007) verwendet (Tabelle 3-25). Es wird davon ausgegangen, dass die Produktion in Europa stattfindet.

Sachbilanz

Tabelle 3-25: Transportdistanzen für in Europa genutzte Materialien, basierend auf Frischknecht et al. (2007)

Material	Transport im Zug	Transport im LKW
Metalle	200	100
Beton	0	50
Schmieröl	600	100
Lack, organische Chemikalien	600	100
Kunststoffe und Rest	200	100
Verwendeter Datensatz	Transport, Fracht, Schiene/RER	Transport, Lkw 16-32 t, EURO4

3.1.6.2 Transport der WKA-Komponenten von der Produktionsstätte zum Standort

Für den Transport der Anlagekomponenten (Rotor, Gondel und Turm) von der Produktionsstätte zum Standort werden die Transportdistanzen gemäss Tabelle 3-26 angenommen. Dabei wird basierend auf Ilg (2013) und Alpiq (2010) davon ausgegangen, dass Vestas-Anlagen gesamthaft mit dem Schiff von der Produktionsstätte nach Basel transportiert werden, während bei Enercon-Anlagen für den Rotor ein LKW-Transport und für die anderen Anlagekomponenten ebenfalls ein Schiff-Transport angenommen wird. Für Anlagekomponenten, die mit dem Schiff in die Schweiz transportiert werden, wird zudem ein LKW-Transport von Basel zum Standort berücksichtigt. Für die Bestimmung der Transportmengen wird mit den Anlagenmassen gemäss Abschnitt 3.1.1.1 bis 3.1.1.7 gerechnet. Für die Vestas-Anlagen V90 und V112 sowie für die Enercon-Anlagen E-40 und E-44, für welche die Anlagenmassen nur kumuliert bekannt sind, wird mit den prozentualen Massenanteilen von Rotor, Gondel und Turm der Anlage V66 bzw. E70 gerechnet.

Tabelle 3-26: Transport der Anlagekomponenten

Hersteller	Standort	Anlage	Rotor		Gondel		Turm	
			Schiff	LKW	Schiff	LKW	Schiff	LKW
Aventa	Kleinwindanlagen		-	200 ¹⁾	-	200 ¹⁾	-	200 ¹⁾
Vestas	Mt. Crosin	V52	1600 ⁶⁾	90 ²⁾	2400 ⁴⁾	90 ²⁾	1500 ⁷⁾	90 ²⁾
		V66						
		V90						
	Haldenstein	V112	1600 ⁶⁾	210 ²⁾	2400 ⁴⁾	210 ²⁾	1500 ⁷⁾	210 ²⁾
Enercon	Gütsch	E-40	-	930 ³⁾	1400 ⁵⁾	180 ²⁾	1400 ⁵⁾	180 ²⁾
		E-44	-					
	Collonges	E-70	-	1040 ³⁾	1400 ⁵⁾	220 ²⁾	1400 ⁵⁾	220 ²⁾
	Gries	E-70	-	1000 ³⁾	1400 ⁵⁾	210 ²⁾	1400 ⁵⁾	210 ²⁾
	Martigny	E-82	-	1050 ³⁾	1400 ⁵⁾	230 ²⁾	1400 ⁵⁾	230 ²⁾
	St. Brais	E-82	-	870 ³⁾	1400 ⁵⁾	70 ²⁾	1400 ⁵⁾	70 ²⁾
	Lutersarni	E-82	-	925 ³⁾	1400 ⁵⁾	100 ²⁾	1400 ⁵⁾	100 ²⁾
	Peuchapatte	E-82	-	900 ³⁾	1400 ⁵⁾	90 ²⁾	1400 ⁵⁾	90 ²⁾
	Charrat	E-101	-	1050 ³⁾	1400 ⁵⁾	230 ²⁾	1400 ⁵⁾	230 ²⁾

Angenommene Transportwege:

¹⁾ eigene Annahme

²⁾ Basel – Standort

³⁾ Emden (DE) – Standort

⁴⁾ Bilbao (ES) – Basel

⁵⁾ Emden (DE) – Basel

⁶⁾ Lem (DK) – Basel

⁷⁾ Varde (DK) – Basel

Sachbilanz

Als Transportmittel werden folgende ecoinvent v2.2-Datensätze berücksichtigt:

- **LKW:** Transport, LKW 16-32 t, EURO4
- **Schiff:** Transport, Frachter, Binnengewässer

Für den Transport der Fundament-Bestandteile zum Standort werden die Standard-Transportdistanzen gemäss Frischknecht et al. (2007) für Beton und Stahl berücksichtigt (Tabelle 3-27).

Tabelle 3-27: Standard-Transportdistanzen für in der Schweiz genutzter Beton und Stahl gemäss Frischknecht et al. (2007) und verwendete ecoinvent v2.2-Datensätze

Material	Transport im Zug	Transport im LKW
Beton, ohne Stahl	0 km	20 km
Stahl	600 km	50 km
Verwendeter Datensatz	Transport, Fracht, Schiene/RER	Transport, Lkw >28t, Flottendurchschnitt CH

Für die Elektronikbox (siehe Tabelle 3-17), den zentralen Transformator (siehe Tabelle 3-18) und die Kabel wird mit einem Transport (zum Standort) über 200 km im LKW (16-32t, EURO4) und 1000 km im Zug gerechnet.

3.1.6.3 Transport von Abfällen

Für die Entsorgung der WKA-Komponenten (z.B. Beton aus dem Fundament) werden die Distanzen aus Tabelle 3-28 zu den jeweiligen Entsorgungsstellen (s. Tabelle 3-24) berücksichtigt.

Tabelle 3-28: Verwendete Transportdistanzen für die Entsorgung

Entsorgung	Material	Transport im LKW (km)	Quelle
Inertstoffdeponie	Beton	15	Frischknecht et al. (2007)
Sonderabfallverbrennung	Schmieröl	50	Burger & Bauer (2007)
Kehrichtverbrennung KVA	Rest	10	Frischknecht et al. (2007)
Verwendeter Datensatz		Transport, Lkw >28t, Flottendurchschnitt CH	

3.1.7 Bau neuer Zufahrtsstrassen

Basierend auf König (2014) werden für die in Tabelle 3-29 angegebenen Anlagen der Bau neuer Zufahrtsstrasse berücksichtigt. Für die anderen Anlagen wird die Annahme getroffen, dass für den Anlagebau kein Ausbau der vorhandenen Strassen nötig war. Die Zufahrtsstrassen werden ausgehend von einer Anlagelebensdauer von 20 Jahren mit dem ecoinvent-Datensatz „Strassenverkehrsinfrastruktur, Firmengelände, intern“ bilanziert. An den Standorten Gütsch und St. Brais werden die Aufwendungen für die Zufahrtsstrassen gleichmässig auf die Anlagen verteilt.

Sachbilanz

Tabelle 3-29: Standorte, für deren Erschliessung der Bau von Zufahrtsstrassen nötig war (König, 2014)

Standort	Anzahl Anlagen Am Standort	Neubau Zufahrtsstrasse			
		Länge (m)	Breite (m)	Fläche (m ²)	Strassennutzung pro Anlage (m ² a)
Gries	1	10	10	100	2'000
Lutersarni	1	400	5	2'000	40'000
Gütsch	4	1340	4.2	5'628	28'140
St. Brais	2	1550	1.5	2'325	23'250

3.1.8 Landnutzung

In den Sachbilanzen werden die Flächenumwandlung und die Flächennutzung durch das Fundament und die Zufahrtsstrassen berücksichtigt (Tabelle 3-30). Für die Kleinwindanlagen wird angenommen, dass die Fundamentfläche gleich ist wie diejenige der 30 kW-Anlage, die von Burger & Bauer (2007) bilanziert wurde. Bei den anderen Anlagen wird ein Flächenbedarf von 0.15 m²/kW angenommen. Dies entspricht dem Verhältnis bei den von Burger & Bauer (2007) bilanzierten 600 kW- und 800 kW-Anlagen. Die Zufahrtsstrassen werden gemäss Tabelle 3-29 berücksichtigt (vgl. S. 50).

Tabelle 3-30: Landumwandlung und –nutzung pro Standort

Standort	Anlage	Nennleistung (kW)	Anzahl Anlagen	Fundamentfläche ¹⁾ m ²	Strasse pro Standort ²⁾ m ²	Umwandlung von Wiesen und Weiden m ²	Umwandlung, zu Verkehrsweg, Strasse m ²	Umwandlung, zu Industrieareal, bebaut m ²	Nutzung, Verkehrsweg, Strasse ³⁾ m ² a	Nutzung, Industrieareal, bebaut ³⁾ m ² a
Diverse	Kleinwind	6.5	1	4	0	4	0	4	0	80
Mt. Crosin	V52	850	2	128	0	4'380	0	4'380	0	87'600
	V66	1750	2	263						
	V90	2000	12	300						
Haldenstein	V112	3000	1	450	0	450	0	450	0	9'000
Gütsch	E-40	600	1	90	5'628	6'123	5'628	495	112'560	9'900
	E-44	900	3	135						
Collonges	E-70	2000	1	300	0	300	0	300	0	6'000
Gries	E-70	2300	1	345	100	445	100	345	2'000	6'900
Martigny	E-82	2000	1	300	0	300	0	300	0	6'000
St. Brais	E-82	2000	2	300	2'325	2'925	2'325	600	46'500	12'000
Lutersarni	E-82	2300	1	345	2'000	2'345	2'000	345	40'000	6'900
Peuchapatte	E-82	2300	3	345	0	1'035	0	1'035	0	20'700
Charrat	E-101	3000	1	450	0	450	0	450	0	9'000

1) Für AV-7: Gleiche Fläche wie bei der 30 kW-Anlage gemäss Burger & Bauer (2007). Für die restlichen Anlagen wird ein Verhältnis von 0.15 m²/kW angenommen.

2) gemäss Tabelle 3-29, pro Standort

3) Annahme: 20 Jahre Lebensdauer

3.1.9 SF₆-Emissionen

Schwefelhexafluorid (SF₆) ist ein Treibhausgas, welches für gasisolierte Schaltanlagen eingesetzt wird. Garrett & Rønde (2011) schätzen für eine 2 MW-Anlage, dass während der 20-jährigen Betriebsdauer und

des Recyclings der Schaltanlagen insgesamt SF₆-Emissionen von 7.32 kg entstehen. Basierend auf der Schätzung von Garrett & Rønde (2011) werden folgende Annahmen getroffen:

- Anlagen, welche ins Mittel- oder Hochspannungsnetz einspeisen, verfügen über SF₆-isolierte Schaltanlagen. Kleinwindanlagen (<100 kW) werden keine SF₆-Emissionen angerechnet.
- Für Anlagen mit einer Nennleistung über 1'500 kW werden gestützt auf Garrett & Rønde (2011) SF₆-Emissionen von 7.32 kg angenommen (pro Anlage, über die gesamte Lebensdauer).
- Für Grosswindanlagen mit einer Nennleistung unter 1'500 kW werden SF₆-Emissionen von 2.5 kg angenommen.

3.1.10 Unterhaltsarbeiten

Basierend auf Burger & Bauer (2007) wird davon ausgegangen, dass alle zwei Jahre eine Person 100 km im PKW zurücklegt (Hin- und Rückweg), um das Getriebeöl zu wechseln. Es wird davon angenommen, dass pro Wechsel die in Tabelle 3-31 gegebenen Getriebeölmengen benötigt werden. Die Öl-Mengen werden pro Anlage berücksichtigt, die Fahrt im PKW pro Standort.

Tabelle 3-31: Angenommene Aufwendungen für den Unterhalt der Anlagen

Anlagengrösse	Öl-Menge pro Wechsel	Bemerkung
<100 kW	8.40 kg / 2 Jahre	Entspricht Menge für 30 kW-Anlage (Burger & Bauer, 2007, S. 22)
100-900 kW	71 kg / 2 Jahre	Entspricht Menge für 600 kW-Anlage (Burger & Bauer, 2007, S. 35)
900 - 1500 kW	126 kg / 2 Jahre	Entspricht Menge für 800 kW-Anlage (Burger & Bauer, 2007, S. 41)
>1500 kW	200 kg / 2 Jahre	Annahme

Zusätzlich werden für die Vestas-Anlagen des Typs V90 basierend auf der Sachbilanz von Garrett & Rønde (2011) pro Anlage 160 kg Glykol bilanziert.

3.1.11 Windenergie-Mix heute

Tabelle 3-32 gibt eine Übersicht über den jährlichen Energieertrag der Schweizer Windkraftanlagen. Die Anlagen, die in der vorliegenden Studie bilanziert werden, sind mit einem Stern markiert (*) und decken zusammen 98.6% der in der Schweiz produzierten Windenergie ab. Die verbleibenden 1.4% werden mit der Kleinwindanlage Aventa AV-7 am Standort Winterthur Wiesendangerstrasse bilanziert. Der grösste Anteil des Windstroms (52%) wird am Standort Mt. Crosin produziert (Tabelle 3-32).

Die Daten zu den Stromerträgen in Tabelle 3-32 werden verwendet, um die Ressourcenaufwendungen und Emissionen der Windstromproduktion auf die funktionelle Einheit von 1 kWh Strom zu beziehen. Wie in Abschnitt 2.3.1 erwähnt, wird dabei von einer Anlagennutzungsdauer von 20 Jahren ausgegangen. Bei den Ertragsdaten handelt es sich um die Erträge aus dem Referenzjahr 2013. Auf die Verwendung von Ertrags-

Sachbilanz

daten aus anderen Quellen (z. B. KEV-Daten des BFE (2014a; 2014b; 2014c)) oder aus anderen Jahren wurde verzichtet, weil dazu die Datengrundlage sehr heterogen ist. Auch wurden verschiedene Anlagen in den letzten Jahren ausgebaut oder einem Repowering unterzogen, so dass es nicht möglich ist, für alle Anlagen einen mittleren Ertrag über mehrere Jahre anzugeben. Um die Datengrundlage möglichst einheitlich zu halten, werden daher in dieser Studie die Erträge aus einem Jahr genutzt. Ein beispielhafter Vergleich der Erträge der acht grössten Anlagen aus verschiedenen Jahren und Quellen hat allerdings gezeigt, dass die verwendeten Erträge plausibel sind, die Daten für das Jahr 2013 in etwa im mehrjährigen Mittel liegen und die Ertragsunterschiede zwischen den verschiedenen Jahren relativ gering sind (vgl. Anhang S. 98).

Sachbilanz

Tabelle 3-32: Erträge der Windkraftanlagen in der Schweiz. Anlagen, die in dieser Studie bilanziert werden, sind mit einem Stern (*) markiert. Bei Anlagen, bei denen keine Daten zum Jahr 2013 verfügbar sind, wird mit den Erträgen aus einem vorherigen Jahr gerechnet.

Standort	Ertrag (MWh) div. Quellen ¹⁾	Jahr	Anteil
Mt. Crosin*	55'000	2013	51.816%
Haldenstein*	4'500	2013	4.239%
Gütsch*	5'027	2013	4.736%
Collonges*	4'768	2013	4.492%
Gries*	2'000	2013	1.884%
Martigny*	5'250	2013	4.946%
St. Brais*	5'858	2013	5.519%
Lutersarni*	2'500	2013	2.355%
Peuchapatte*	13'100	2013	12.342%
Charrat*	6'877	2013	6.479%
Winterthur Wiesendangerstrasse*	8.01	2013	0.008%
Berg	4.16	2013	0.004%
Brütten 1	8.04	2013	0.008%
Brütten 2	10.47	2013	0.010%
Chürstein (Gäbris)	38.62	2012	0.036%
Diegenstal	6.76	2012	0.006%
Feldmoos/Rengg	986	2013	0.929%
Hochstuckli	keine Angabe		
La Ferrière	7.60	2013	0.007%
Lajoux	12.39	2012	0.012%
Le Cerneux-Veusil	7.00	2013	0.007%
Marthalen	11.28	2013	0.011%
Oberer Grenchenberg	81.14	2013	0.076%
Rüttenen	10.08	2004	0.009%
Schaber Emmental	5.55	2012	0.005%
Schmiedrued	8.83	2013	0.008%
Schwengimatt	11.44	2013	0.011%
Simplon Passhöhe	keine Angabe		
Sool, Langenbruck	10.49	2013	0.010%
Tramelan	14.95	2013	0.014%
Vilters	2.60	2013	0.002%
Winterthur Taggenberg 1 und 2	19.48	2013	0.018%
Summe	90'365		100.0%

* in dieser Studie bilanzierte Anlagen

¹⁾ Alle Ertragsdaten ausser diejenigen für die Standorte Haldenstein, Mt. Crosin und Lutersarni stammen von Suisse Eole (2014b). Für den Standort Haldenstein stammt die Ertragsangabe von www.calandawind.ch (Zugriff: 23.10.2014), für den Standort Mt. Crosin von BKW (2014) und für den Standort Lutersarni von CKW (2014). Für den Standort Haldenstein sind von Suisse Eole (2014b) keine Produktionsdaten veröffentlicht, für die Standorte Mt. Crosin und Lutersarni ist die veröffentlichten Jahresproduktion zu gering, da im Jahr 2013 Neuinstallationen stattfanden.

Wie bei Burger & Bauer (2007, S. 77) werden die Verluste durch Generator und Getriebe berücksichtigt, indem pro kWh Strom 3.87 MJ „Energie, kinetisch (Wind), umgewandelt“ bilanziert werden. Dies entspricht einem Wirkungsgrad des Antriebsstrangs einer WKA von 0.93 (Burger & Bauer, 2007, S. 77).

3.1.12 Stromnetz

Gemäss Hau (2008, S. 742) werden grosse Windparks mit einer Leistung von über 10-15 MW in der Regel ans Hochspannungsnetz angeschlossen. Dies betrifft in der Schweiz nur den Windpark am Mt. Crosin. Ein Anschluss ans Niederspannungsnetz kommt gemäss (Hau, 2008, S. 742) nur für Anlagen mit einer Leistung bis ca. 100 kW in Frage. Deshalb wird in der vorliegenden Arbeit davon ausgegangen, dass:

- die Anlage am Mt. Crosin ins Hochspannungsnetz einspeist,
- alle anderen Grosswindanlagen ins Mittelspannungsnetz einspeisen und
- alle Kleinwindanlagen ins Niederspannungsnetz einspeisen.

Basierend auf den bestehendenecoinvent-Datensätzen für Schweizer Strom (Itten et al., 2012) werden Verluste und Emissionen sowie das benötigte Übertragungsnetz auf den verschiedenen Spannungsniveaus berücksichtigt (vgl. Tabelle 3-33 bis Tabelle 3-35).

Tabelle 3-33: Sachbilanz für Windstrom des Windparks am Mt. Crosin ab Hochspannungsnetz basierend auf Itten et al. (2012)

Inputs	Menge	Einheit
Strom, ab Windkraftpark Mt. Crosin, 29.2MW	1.033	kWh
Übertragungsnetz, Strom, Hochspannung	6.82E-09	km
Emissionen in die Luft	Menge	Einheit
Abwärme	0.113	MJ
Ozon	4.50E-06	kg
Lachgas	5.00E-06	kg
Emissionen in den Boden	Menge	Einheit
Abwärme	0.006	MJ

Tabelle 3-34: Sachbilanz für Windstrom ab Mittelspannung am Beispiel der WKA in Haldenstein basierend auf Itten et al. (2012)

Inputs	Menge	Einheit
Strom, ab Windkraftanlage Haldenstein, 3MW	1.010	kWh
Schwefelhexafluorid, flüssig, ab Werk	5.06E-08	kg
Übertragungsnetz, Strom, Mittelspannung	1.86E-08	km
Emissionen in die Luft	Menge	Einheit
Abwärme	0.019	MJ
Schwefelhexafluorid	5.06E-08	kg
Emissionen in den Boden	Menge	Einheit
Abwärme	0.016	MJ

Tabelle 3-35: Sachbilanz für Windstrom ab Niederspannung am Beispiel der Kleinwindanlage in Winterthur basierend auf Itten et al. (2012)

Inputs	Menge	Einheit
Strom, ab Windkraftanlage Winterthur Wiesendangerstrasse, 6.5kW	1.060	kWh
Schwefelhexafluorid, flüssig, ab Werk	2.80E-09	kg
Übertragungsnetz, Strom, Niederspannung	8.74E-08	km
Emissionen in die Luft	Menge	Einheit
Abwärme	0.054	MJ
Schwefelhexafluorid	2.80E-09	kg
Emissionen in den Boden	Menge	Einheit
Abwärme	0.163	MJ

3.2 WINDENERGIE 2035

3.2.1 Anlagen

3.2.1.1 Rotor, Gondel und Turm

Die Materialanteile für Rotor, Gondel und Turm basieren auf einem Szenario¹⁴ für das Jahr 2025 aus einer Studie von NEEDS (2008). Zwar bezieht sich diese Studie auf Offshore-Anlagen, allerdings sind Rotor und Gondel von On- und Offshore-Anlagen gemäss Burger & Bauer (2007, S. 12) nahezu identisch. Hier wird die Annahme getroffen, dass sich die Türme bezüglich der prozentualen Materialzusammensetzung ebenfalls nicht wesentlich unterscheiden. Beim **Turm** wird davon ausgegangen, dass die Materialmengen aus der Sachbilanz von NEEDS (2008) die Kabel im Turm beinhalten. Bei der **Gondel** werden die Materialanteile aus der Studie von NEEDS (2008) folgendermassen abgeändert:

- Für den Stahl in der Gondel wird wie bei den heutigen Anlagen mit 77% Chromstahl und 23% niedriglegiertem Stahl gerechnet (vgl. Seite 35).
- Zusätzlich zu den Materialien gemäss NEEDS (2008) wird für die Gondel mit einem Kupferanteil von 5.6% gerechnet. Dies ist der mittlere Anteil von Kupfer in der Gondel der Anlagen E-82 und V82 (Enercon, 2011; Vestas, 2006).

Die verwendeten prozentualen Massenanteile der verschiedenen Materialien sind in Tabelle 3-36 gegeben.

¹⁴ Szenario „2025 very optimistic“

Sachbilanz

Tabelle 3-36: Materialzusammensetzung für Rotor, Gondel und Turm im Jahr 2035 basierend auf NEEDS (2008)

Material (NEEDS, 2008)	Verwendeter ecoinvent v2.2-Prozess	Anteile (NEEDS, 2008)
Rotor		Gew.-%
Glasfaser	Glasfaser, ab Werk	38.22%
Carbonfasern	Siehe Anhang S. 96	19.09%
Epoxidharz	Epoxidharz, flüssig, ab Werk	22.36%
Gusseisen	Gusseisen, ab Werk	17.35%
Polyvinyl	Polyvinylchlorid, ab Regionallager	2.39%
Aluminium	Aluminium, Produktionsmix, ab Werk	0.47%
Gummi	Gummi EPDM, ab Werk	0.01%
Nylon	Nylon 66, ab Werk	0.01%
Stahl	Stahl, niedriglegiert, ab Werk	0.08%
Kupfer	Kupfer, ab Regionallager	0.02%
Gondel		Gew.-%
Chromstahl ¹⁾	Chromstahl 18/8, ab Werk	40.95%
Aluminium	Aluminium, Produktionsmix, ab Werk	1.31%
Stahl, niedriglegiert ¹⁾	Stahl, niedriglegiert, ab Werk	19.80%
Gusseisen	Gusseisen, ab Werk	25.37%
ABS	Acrylonitril-Butadien-Styrol Copolymer, ABS, ab Werk	0.01%
Polyvinyl	Polyvinylchlorid, ab Regionallager	0.18%
Epoxidharz	Epoxidharz, flüssig, ab Werk	0.95%
Glasfaser	Glasfaser, ab Werk	2.81%
Zink	Zink, primär, ab Regionallager	0.00%
Gummi	Gummi EPDM, ab Werk	0.62%
HDPE	Polyethylen-Granulat, HDPE, ab Werk	1.43%
Nylon 66	Nylon 66, ab Werk	0.0033%
Polycarbonat	Polycarbonat, ab Werk	0.0015%
Polyethylenterephthalat Granulat	Polyethylenterephthalat-Granulat, amorph, ab Werk	0.02%
Schmieröl	Schmieröl, ab Werk	0.93%
Kupfer ²⁾	Kupfer, ab Regionallager	5.6%
Turm		Gew.-%
Stahl, nicht und niedriglegiert	Armierungsstahl, ab Werk	9.92%
Beton	Beton, normal, ab Werk	89.20%
Aluminium	Aluminium, Produktionsmix, ab Werk	0.001%
Kupfer	Kupfer, ab Regionallager	0.07%
Polyvinyl	Polyvinylchlorid, ab Regionallager	0.03%
Alkyl-Harz	Alkydharz langölig, 70% in Reinbenzin, ab Werk	0.78%
Stahl, niedriglegiert	Stahl, niedriglegiert, ab Werk	0.003%

¹⁾ Anteile von Chromstahl und niedriglegiertem Stahl am gesamten Stahlgehalt basierend auf Anteilen auf S. 35

²⁾ Kupferanteil basierend auf Anteilen gemäss Enercon (2011) und Vestas (2006)

Sachbilanz

Die Bestimmung der Materialmengen basiert für Rotor und Gondel auf den Skalierungsfaktoren von Caduff et al. (2012b). Bei den Rotoren sind die verwendeten Massen tiefer als gemäss Caduff et al. (2012b) berechnet, weil gemäss NEEDS (2008) zukünftig Carbonfasern eingesetzt werden und davon ausgegangen wird, dass durch die Verwendung von Carbonfasern (vgl. Tabelle 3-36) eine Gewichtsreduktion erreicht werden kann (vgl. Seite 91). Die Masse der Türme wird aus der Masse des 107 m-hohen Betonturms der Anlage E-82 abgeleitet, wobei davon ausgegangen wird, dass die Turmmasse linear von der Nabenhöhe abhängt. Eine Zusammenstellung der verwendeten Massen ist in Tabelle 3-37 gegeben.

Tabelle 3-37: Massen der zukünftigen WKA-Komponenten

Anlagentyp		Rotor	Gondel	Turm
Nr.	Bezeichnung	kg	kg	kg
1	Kleinere Grosswindanlage	22'506	47'947	710'051
2	Typische Grosswindanlage	49'680	104'713	835'354
3	Moderne Grosswindanlage	61'387	129'018	1'002'425
4	Zukünftige Grosswindanlage	104'855	218'786	1'002'425

3.2.1.2 Fundament

Die Sachbilanzierung der Fundamente erfolgt folgendermassen:

- Die Materialzusammensetzung wird basierend auf einem Stahl/Beton-Verhältnis von 100 kg/m^3 bestimmt
- Die Fundamentmasse wird aus der Masse des Fundaments der Anlage E-82 abgeleitet, wobei davon ausgegangen wird, dass die Fundamentmasse linear von der Gesamtmasse von Rotor, Gondel und Turm abhängt

Damit ergeben sich die in Tabelle 3-38 gegebenen Fundamentmassen.

Tabelle 3-38: Fundamentmassen der zukünftigen Anlagen

Anlagentyp		Fundament
Nr.	Bezeichnung	kg
1	Kleinere Grosswindanlage	842'885
2	Typische Grosswindanlage	1'071'267
3	Moderne Grosswindanlage	1'291'250
4	Zukünftige Grosswindanlage	1'439'663

3.2.2 Netzanschluss und Elektronik

Die Modellierung der Kabel für den Netzanschluss und der Elektronik erfolgt grundsätzlich gleich wie bei den heutigen Anlagen (Abschnitt 3.1.2). Für den Netzanschluss wird für alle Standorte und Anlagentypen mit einer Leitungslänge von 500 m gerechnet. Den Grosswindanlagen des Typs Nr. 4, für welche von einem Anschluss ans Hochspannungsnetz ausgegangen wird (vgl. Abschnitt 3.1.12), werden 670 kg eines 60 MVA-Windpark-Transformators angerechnet (vgl. Tabelle 3-18). Dies entspricht dem Vorgehen zur Sachbilanzierung der heutigen Anlagen am Mt. Crosin (vgl. Seite 42). Damit ergeben sich die in Tabelle 3-39 gegebenen Materialmengen.

Tabelle 3-39: Übersicht über die bilanzierten Materialaufwendungen für Kabel und Elektronik

Anlage-Typ		Elekt- ronik ¹⁾	Elektro- box	Netzanschluss				Transformator
				Kupfer	Aluminium	HDPE	PVC	Siehe Tabelle 3-18
Nr.	Bezeichnung	kg	Stück	kg	kg	kg	kg	kg
1	Kleinere Grosswindanlage	62.3	0	145.9	279.8	137.2	98.9	0
2	Typische Grosswindanlage	136.2	0	145.9	279.8	137.2	98.9	0
3	Moderne Grosswindanlage	167.8	0	145.9	279.8	137.2	98.9	0
4	Zukünftige Grosswindanlage	284.5	0	145.9	279.8	137.2	98.9	670

3.2.3 Verarbeitung

Die Sachbilanzierung der Verarbeitung erfolgt gleich wie bei den heutigen Anlagen (vgl. Tabelle 3-21). Aufwendungen für Schweissarbeiten und für die Verzinkung von Türmen fallen nicht an, da es sich bei den Türmen gemäss Tabelle 3-36 um Betontürme handelt. Für das Zusammensetzen von Rotor und Gondel wird wie bei den heutigen Anlagen ein Stromverbrauch von 0.5 kWh/kg angenommen (europäischer Strommix).

3.2.4 Montage

Die Berechnung des Energiebedarfs für das Aufstellen der Anlage erfolgt wie in Abschnitt 3.1.4 beschrieben und ergibt die in Tabelle 3-40 aufgeführten Werte. Der Energieaufwand wird mit dem ecoinvent v2.2-Datensatz „Diesel, in Baumaschine“¹⁵ bilanziert.

Tabelle 3-40: Bilanzierter Energieaufwand für das Aufstellen der zukünftigen WKA

Anlagentyp		Energiebedarf für das Aufstellen der Anlage
Nr.	Bezeichnung	MJ
1	Kleinere Grosswindanlage	1'799
2	Typische Grosswindanlage	2'859
3	Moderne Grosswindanlage	4'148
4	Zukünftige Grosswindanlage	4'979

3.2.5 Entsorgung

Die Sachbilanzierung der Entsorgung erfolgt mit den in Tabelle 3-41 aufgeführten Datensätzen. Für Metalle wird ein Recycling angenommen (vgl. Abschnitt 3.1.5).

Tabelle 3-41: Verwendete ecoinvent-Datensätze für die Sachbilanzierung der Entsorgung

Material	Verwendeter ecoinvent v2.2-Datensatz
Glasfaser	Entsorgung, Glas, 0% Wasser, in Kehrichtverbrennung
Beton	Entsorgung, Beton, 5% Wasser, in Inertstoffdeponie
Epoxydharz, flüssig	Entsorgung, Kunststoffe, Mischung, 15.3% Wasser, in Kehrichtverbrennung
Alkydharz langölig, 70% in Reinbenzin	
Polycarbonat	
Nylon 66	
Acrylonitril-Butadien-Styrol Copolymer, ABS	
Polyethylen-Granulat, HDPE	Entsorgung, Polyethylen, 0.4% Wasser, in Kehrichtverbrennung
Polyethylenterephthalat-Granulat, amorph	Entsorgung, Polyethylenterephthalat, 0.2% Wasser, in Kehrichtverbrennung
Polyvinylchlorid	Entsorgung, Polyvinylchlorid, 0.2% Wasser, in Kehrichtverbrennung
Gummi EPDM	Entsorgung, Gummi, unspezifisch, 0% Wasser, in Kehrichtverbrennung
Schmieröl	Entsorgung, Altöl, 10% Wasser, in Sonderabfallverbrennung
Elektronik für Steuerung	Entsorgung, Elektronik für Steuerung
Carbonfasern	Entsorgung, Inertstoff, 5% Wasser, in Inertstoffdeponie
Metalle	Keine Entsorgung (Recycling)

¹⁵ Kelleberger et al. (2007)

3.2.6 Transporte

Für den Transport der Materialien zur Produktionsstätte und der Fundament-Bestandteile, der Kabel und der Elektronik zum Standort werden wie bei den heutigen Anlagen die Standard-Transportdistanzen gemäss Frischknecht et al. (2007) verwendet (vgl. Abschnitt 3.1.6). Für Rotor, Gondel und Turm wird ein Schiff-Transport¹⁶ über 2'000 km von der Produktionsstätte nach Basel und ein LKW-Transport¹⁷ über 150 km von Basel zum Standort angenommen. Für die Entsorgung werden analog zur heutigen Situation die Transportdistanzen aus Tabelle 3-28 (Seite 49) verwendet.

3.2.7 Bau neuer Zufahrtsstrassen

Der Bau neuer Zufahrtsstrassen wird standortabhängig modelliert. Die Zufahrtsstrassen werden dabei ausgehend von einer Anlageliebensdauer von 20 Jahren mit dem ecoinvent-Datensatz „Strassenverkehrsinfrastruktur, Firmengelände, intern“ bilanziert.

Tabelle 3-42: Annahmen zum Bau neuer Zufahrtsstrassen für zukünftige Anlagen. Basierend auf dem benötigten Strassenbau für die heutigen Anlagen (Tabelle 3-29) wird für Anlagen in den Alpen mit einem höheren Bedarf an neuen Zufahrtsstrassen gerechnet.

Region	Mittlere Anzahl Anlagen pro Standort	Fläche neuer Zufahrtsstrassen (m ²)		Strassennutzung pro Anlage (m ² a)
		Pro Standort	Pro Anlage	
Jura	4	100	25	500
Mittelland		100	25	500
Alpen - bis 800 m ü.M.		1'000	250	5'000
Alpen - über 1500 m ü.M.		2'000	500	10'000
Alpen - 800 - 1500 m ü.M.		3'000	750	15'000

3.2.8 Landnutzung

In den Sachbilanzen werden die Landumwandlung und –nutzung durch die Anlagenfundamente und durch neugebaute Zufahrtsstrassen berücksichtigt. Analog zur heutigen Situation wird mit einem Flächenbedarf für das Fundament von 0.15 m²/kW gerechnet (vgl. Abschnitt 3.2.8). Zusätzlich wird der Bau von Zufahrtsstrassen standortsabhängig gemäss Tabelle 3-42 berücksichtigt. Damit ergibt sich der in Tabelle 3-43 gegebene Flächenbedarf.

¹⁶ Transport, Frachter, Binnengewässer

¹⁷ Transport, Lkw 16-32 t, EURO4

Tabelle 3-43: Flächenbedarf für das Fundament und den Bau von Zufahrtsstrassen für zukünftige Anlagen in Abhängigkeit des Anlagentyps und des Standorts in m² pro Anlage

Region:	Anlagentyp			
	1	2	3	4
Jura	358	463	463	688
Mittelland	358	463	463	688
Alpen - bis 800 m ü.M.	595	700	700	925
Alpen - über 1500 m ü.M.	845	950	950	1'175
Alpen - 800 - 1500 m ü.M.	1'095	1'200	1'200	1'425

3.2.9 SF₆-Emissionen

Für die zukünftigen WKA wird mit den gleichen SF₆-Emissionen gerechnet wie bei den heutigen WKA (vgl. Abschnitt 3.1.9).

3.2.10 Unterhaltsarbeiten

Wie bei der Sachbilanzierung der heutigen WKA wird davon ausgegangen, dass alle zwei Jahre eine Person 100 km im PKW zurücklegt (Hin- und Rückweg), um das Getriebeöl zu wechseln. Die Ölmengen werden gemäss Tabelle 3-31 (Seite 51) bilanziert, die Fahrt im PKW pro Standort. Dabei wird angenommen, dass in allen Regionen im Mittel vier Anlagen pro Standort stehen.

3.2.11 Windenergie-Mix Schweiz 2035

Der angenommene Windenergie-Mix für das Jahr 2035 ist für die verschiedenen Szenarien in den Tabellen auf Seite 21 bis 22 zusammengefasst.

3.2.12 Stromnetz

Die Modellierung des Stromnetzes erfolgt wie in Abschnitt 3.1.12 beschrieben. Ein zusätzlicher Ausbau des Stromnetzes wird nicht berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass jeweils vier Anlagen an einem Standort stehen, wobei Windparks der Anlagentypen 1 bis 3 ins Mittelspannungsnetz einspeisen, während für Parks mit Anlagen des Typs 4 ein Anschluss ans Hochspannungsnetz bilanziert wird. Gemäss Hau (2008, S. 742) werden grosse Windparks mit einer Leistung von über 10-15 MW in der Regel ans Hochspannungsnetz angeschlossen. Ein Park mit vier Anlagen des Typs 4 weist eine Leistung von 18 MW auf.

3.2.13 Zukunftsvariante Import aus China

Die heutigen Anlagen sowie diejenigen Anlagen, die in den Zukunftsszenarien bilanziert sind, werden in Europa hergestellt. Zusätzlich wird eine Variante für den Import der zukünftigen Anlagen aus China gerechnet. Dazu werden folgende Annahmen getroffen:

- Rotor, Turm, Gondel, Kabel und Elektronik werden aus China importiert
- Die importierten Komponenten werden über 19'000 km mit dem Schiff¹⁸ nach Basel und anschliessend über 150 km per LKW zum Standort transportiert
- Für die Herstellung der Materialien (z.B. Stahl) und der Turbinen wird der chinesische Strommix (Itten et al., 2012) verwendet.

3.2.14 Zukunftsvariante Stahlturm vs. Betonturm

Die in den Zukunftsszenarien bilanzierte Türme sind aus Beton (vgl. Tabelle 3-36). Als Variante wird für einen 100 m hohen Turm ein Vergleich zwischen Beton- und Stahlturm gerechnet. Für den Vergleich wird die Umweltbelastung der Türme exkl. Elektronik berechnet, wobei der Transport zum Standort für verschiedene Transportdistanzen und Transportmittel (LKW/Schiff) berücksichtigt wird. Der **Betonturm** wird wie in Abschnitt 3.2 beschrieben bilanziert, wobei die Aufwendungen für die Herstellung, den Transport und die Entsorgung des Betons und des Armierungsstahls berücksichtigt werden. Die verbleibenden Materialien aus Tabelle 3-36 (z.B. Kupfer) werden den Kabeln im Turm angerechnet. Für den **Stahlturm** wird der Materialverbrauch basierend auf den Anlagen, die Caduff et al. (2012b) untersucht haben, abgeleitet (siehe auch Seite 96 im Anhang). Die Schweissarbeiten und die Verzinkung des Turms werden wie in Abschnitt 3.1.3 beschrieben bilanziert, der Transport der Materialien zur Produktionsstätte und die Entsorgung der Materialien sind gemäss Abschnitt 3.2.5 respektive 3.2.6 berücksichtigt. Damit ergeben sich für die beiden Turmvarianten die Sachbilanzen aus Tabelle 3-44.

¹⁸ Abschätzung der Distanz mit www.searates.com, Verwendung des ecoinvent v2.2-Datensatzes „Transport, Frachter Übersee“

Sachbilanz

Tabelle 3-44: Sachbilanzen der beiden Turmvarianten (Beton- und Stahlurm, je 100 m hoch). Die Herleitung des Materialbedarfs für den Stahlurm ist im Anhang auf Seite 96 gegeben.

Materialien / Prozesse	Verwendeter ecoinvent v2.2-Prozess	Menge	Einheit
Stahlurm			
Materialien	Blasstahl, unlegiert, ab Werk	166'522	kg
	Epoxydharz, flüssig, ab Werk	1'298	kg
Materialverarbeitung	Schweissen, Lichtbogen, Stahl	380	m
	Stückverzinkung	1'257	m ²
Transport der Materialien zur Produktionsstätte	Transport, Fracht, Schiene	33'564	tkm
	Transport, Lkw >28t, Flottendurchschnitt	13	tkm
	Transport, Lkw 16-32t, EURO4	16'782	tkm
Entsorgung	Entsorgung, Kunststoffe, Mischung, 15.3% Wasser, in Kehrichtverbrennung	1'298	kg
Transport zum Standort	Transport, Lkw 16-32t, EURO4	verschiedene Varianten berechnet	
	Transport, Frachter, Binnengewässer		
Betonturm			
Materialien	Armierungsstahl, ab Werk	82'829	kg
	Beton, normal, ab Werk	745'148	kg
Transport der Materialien zur Produktionsstätte	Transport, Fracht, Schiene	16'566	tkm
	Transport, Lkw >28t, Flottendurchschnitt	11'177	tkm
	Transport, Lkw 16-32t, EURO4	45'540	tkm
Entsorgung	Entsorgung, Beton, 5% Wasser, in Inertstoffdeponie	745'148	kg
Transport zum Standort	Transport, Lkw 16-32t, EURO4	verschiedene Varianten berechnet	
	Transport, Frachter, Binnengewässer		

4 WIRKUNGSABSCHÄTZUNG

In diesem Kapitel werden die Resultate der Wirkungsabschätzung von Schweizer Windenergie präsentiert. Kapitel 4.1 zeigt die Ergebnisse für die heutige Situation, einerseits für Strom ab Windkraftanlage und andererseits für Windstrom ab Niederspannungsnetz. Windenergie wird dabei auch mit anderen Technologien zur Erzeugung von Elektrizität verglichen. Kapitel 4.2 ab Seite 74 zeigt die Ergebnisse für verschiedene Zukunftsszenarien. Zudem werden Türme aus verschiedenen Materialien verglichen und es wird aufgezeigt, wie sich eine Produktion der Windkraftanlagen in China auf die Ökobilanz des Windstroms auswirkt.

4.1 WINDENERGIE HEUTE

4.1.1 Strom ab Windkraftanlage oder –park

Eine Übersicht über die Umweltauswirkungen der heutigen Windstromproduktion an verschiedenen Standorten in der Schweiz ist in Tabelle 4-1 gegeben. Bei allen Indikatoren ausser dem kumulierten erneuerbaren Energieaufwand zeigen die Grosswindanlagen deutlich tiefere Umweltauswirkungen als die untersuchte Kleinwindanlage. Die Umweltwirkungen der Windstromproduktion sind mehrheitlich auf die Materialien zum Bau der Turbinen zurückzuführen. Während des Betriebs der Anlagen fallen nur geringe Umweltbelastungen an (Abbildung 4-1).

Nach der Methode der ökologischen Knappheit (2013) beträgt die Gesamtumweltbelastung von Windstrom aus Grosswindanlagen zwischen 21 und 70 UBP/kWh. Von Bedeutung sind dabei insbesondere Schwermetallemissionen aus der Kupfergewinnung, aber auch Treibhausgasemissionen (u.a. aus der Roheisenproduktion) und Feinstaubemissionen (vorwiegend aus der Eisengewinnung).

Das Treibhauspotenzial von Windstrom aus Grosswindanlagen liegt zwischen 8.2 und 32.1 g CO₂-eq./kWh. Die grössten Beiträge zum Treibhauspotential der Windkraftanlagen kommen aus der Roheisenproduktion und aus der Herstellung von glasfasergefülltem Nylon, welches für die Produktion von glasfaserverstärktem Kunststoff eingesetzt wird. Bei Grosswindanlagen mit Betonturm stammen rund 10% der Treibhausgasemissionen aus der Zementproduktion. Ausserdem tragen SF₆-Emissionen während des Betriebs der Anlagen im Mittel 13.5 % zum Treibhauspotenzial des Windstroms von Grosswindanlagen bei.

Der kumulierte Energieaufwand liegt bei allen Grosswindanlagen zwischen 3.9 und 4.4 MJ/kWh und wird durch die Nutzung der kinetischen Energie des Windes (erneuerbare Energie) dominiert. Der Anteil des nicht erneuerbaren Energieverbrauchs am kumulierten Energieaufwand beträgt bei allen Grosswindanlagen weniger als 11%.

Wirkungsabschätzung

Die Feinstaub-Emissionen über den Lebenszyklus der Windstromproduktion liegen bei den Grosswindanlagen zwischen 4 und 20 mg PM_{2.5}eq/kWh. Von Bedeutung sind insbesondere die Feinstaubemissionen bei der Ferrochromproduktion und die Emissionen von Schwefeldioxid, einem Vorläufergas für die Bildung von sekundären Partikeln, aus der Kupferherstellung.

Der abiotischer Ressourcenverbrauch ist ein Mass der Materialintensität und beträgt bei den Grosswindanlagen 162-508 µg Sb-eq. Das Resultat wird dabei durch den Verbrauch an Kupfer, Zink und Chromit zur Herstellung der Turbinen dominiert.

Ionisierende Strahlung und hochradioaktive Abfälle fallen nur durch die Nutzung von Atomstrom im Hintergrundsystem an. Ins Gewicht fällt dabei insbesondere die Stromnutzung für das Zusammensetzen der Turbinen.

Wirkungsabschätzung

Tabelle 4-1: Umweltauswirkungen der Produktion von 1 kWh Strom ab Windkraftanlage oder Windpark an verschiedenen Standorten. Die letzte Spalte gibt die durchschnittlichen Umweltauswirkungen der Grosswindanlagen an (nach der Stromproduktion gemittelt).

Umweltauswirkungen pro kWh Strom ab Anlage/Park		Kleinwindanlagen	Grosswindanlagen										Ø Grosswindanlagen	
			Gütsch	Mt. Crosin	Peuchapatte	St. Brais	Charrat	Colonges	Gries	Haldenstein	Luterarni	Martigny		
Methode der ökologischen Knappheit	UBP 2013	162	33.2	30.2	39.0	58.9	21.2	33.3	54.9	39.6	69.2	32.4	34.5	
Treibhausgas-Emissionen	g CO ₂ -eq	80.4	13.7	13.8	16.4	27.1	8.24	15.5	24.8	16.8	32.1	13.6	15.4	
Kumulierter Energieaufwand	Nicht-erneuerbar	MJ	1.12	0.201	0.173	0.208	0.369	0.100	0.203	0.298	0.225	0.448	0.172	0.198
	erneuerbar	MJ	3.92	3.88	3.88	3.88	3.89	3.88	3.88	3.89	3.89	3.90	3.88	3.88
Feinstaub	mg PM2.5 eq	40.5	7.82	7.29	9.96	16.3	4.75	8.50	14.2	9.96	19.5	8.13	8.62	
Abiotischer Ressourcenverbrauch	µg Sb eq	977	231	164	324	434	163	201	479	246	507	258	226	
Ionisierende Strahlung	Bq U ²³⁵ eq	13.5	2.02	2.27	2.51	4.13	1.18	2.15	3.54	2.98	4.94	2.06	2.42	
Hochradioaktive Abfälle	mm ³	0.123	0.0184	0.0212	0.0232	0.0384	0.0109	0.0200	0.0327	0.0279	0.0458	0.0190	0.0225	

Wirkungsabschätzung

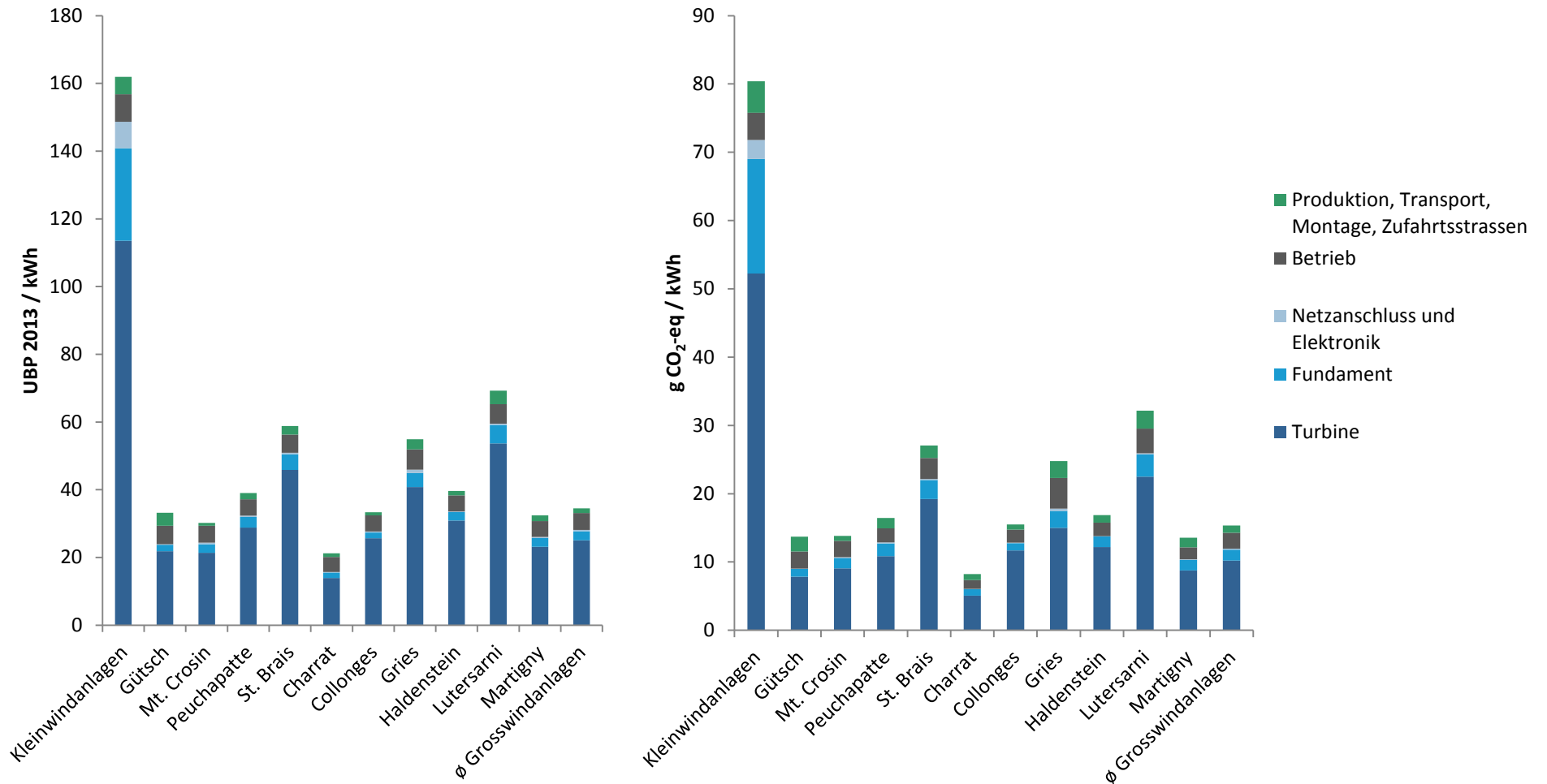


Abbildung 4-1: Gesamtumweltbelastung in Umweltbelastungspunkten (links) und Treibhauspotenzial in g CO₂-eq (rechts) pro kWh Strom ab Windkraftanlage oder Windpark an verschiedenen Standorten. Angegeben sind auch die durchschnittlichen Umweltwirkungen der Grosswindanlagen (nach der Stromproduktion gemittelt).

Von den Grosswindanlagen weist der Standort Charrat (Anlage E-101) bei allen Indikatoren die tiefsten Umweltauswirkungen auf, während die Anlagen der Standorte Lutersarni, St. Brais und Gries mit den höchsten Umweltauswirkungen verbunden sind. Dies hängt unter anderem damit zusammen, dass die Anlagen an diesen drei Standorten im Verhältnis zu ihrer Nennleistung verhältnismässig wenig Strom produzieren. Bei den Enercon-Anlagen E-82 an den Standorten Lutersarni und St. Brais kommt dazu, dass die Türme aus Stahl sind. Wie der Vergleich zwischen den verschiedenen Anlagen des Typs E-70 und E-82 zeigt, führen Anlagen mit Betontürmen zu geringeren Umweltbelastungen als Anlagen mit Stahltürmen (Abbildung 4-2). So ist beispielsweise die Gesamtumweltbelastung (UBP) der 108 m hohen Anlage in Peuchapatte (Betonturm) nicht grösser als diejenige der 30 m niedrigeren Anlagen in St. Brais und Lutersarni (Stahlurm). Zwar belastet der Transport der schwereren Betontürme die Umwelt stärker, doch überwiegen insgesamt die ökologischen Vorteile der Türme aus Beton (Abbildung 4-2, siehe auch Seite 77). Der Anteil der Gesamtumweltbelastung der Stromproduktion von Grosswindanlagen, welcher auf die Herstellung der Türme zurückzuführen ist, liegt bei Anlagen mit einem Betonturm zwischen 18% und 24% und bei Anlagen mit einem Stahlurm zwischen 25% und 41%. Auf die Gondel sind 31%-46% der Gesamtumweltbelastung zurückzuführen, wobei insbesondere die Schwermetallemissionen bei der Kupfergewinnung ins Gewicht fallen (Abbildung 4-3).

Abbildung 4-4 zeigt für drei Turbinen (Rotor, Gondel und Turm) mit Stahlurm, wie sich die Gesamtumweltbelastung auf die verschiedenen Materialien verteilt. Bei allen Anlagen sind über drei Viertel der Gesamtumweltbelastung der Turbinen auf die vier Materialien Stahl, Chromstahl, Gusseisen und Kupfer zurückzuführen. Bei der Verarbeitung der Materialien sind es vor allem die Verzinkung der Stahltürme und das Walzen von Stahl/Chromstahl, welche zur Gesamtumweltbelastung beitragen.

Wirkungsabschätzung

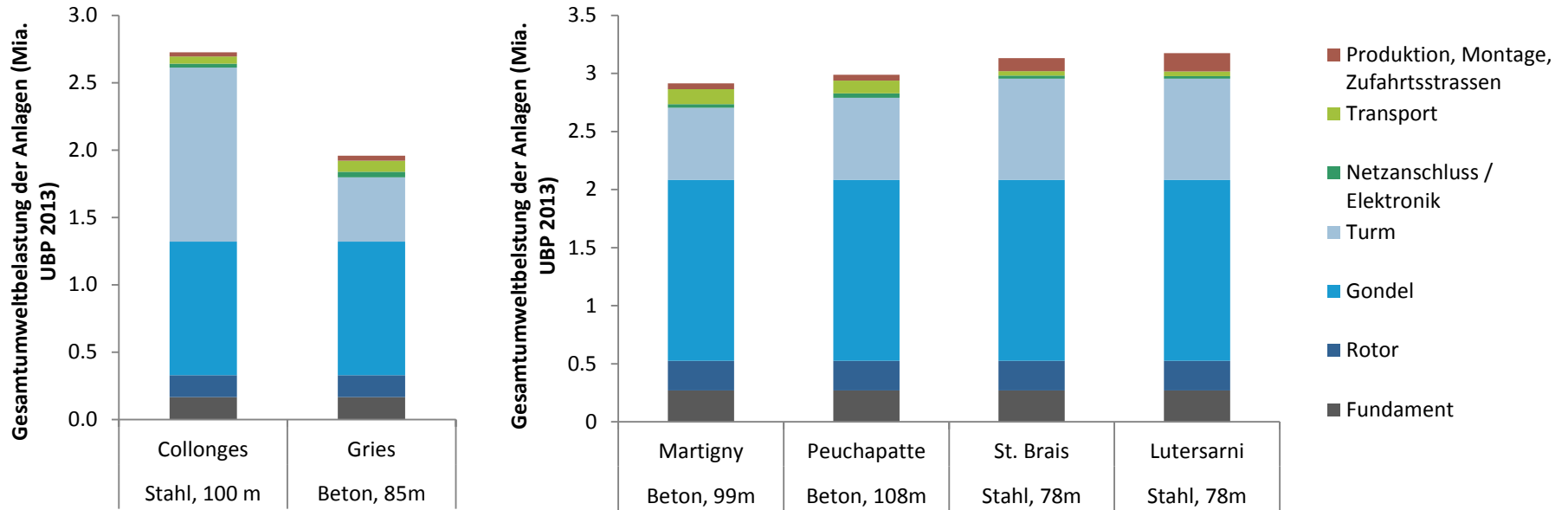


Abbildung 4-2: Gesamtumweltbelastung (in Milliarden UBP) der Enercon-Anlagen E-70 (links) und E-82 (rechts) pro Anlage

Wirkungsabschätzung

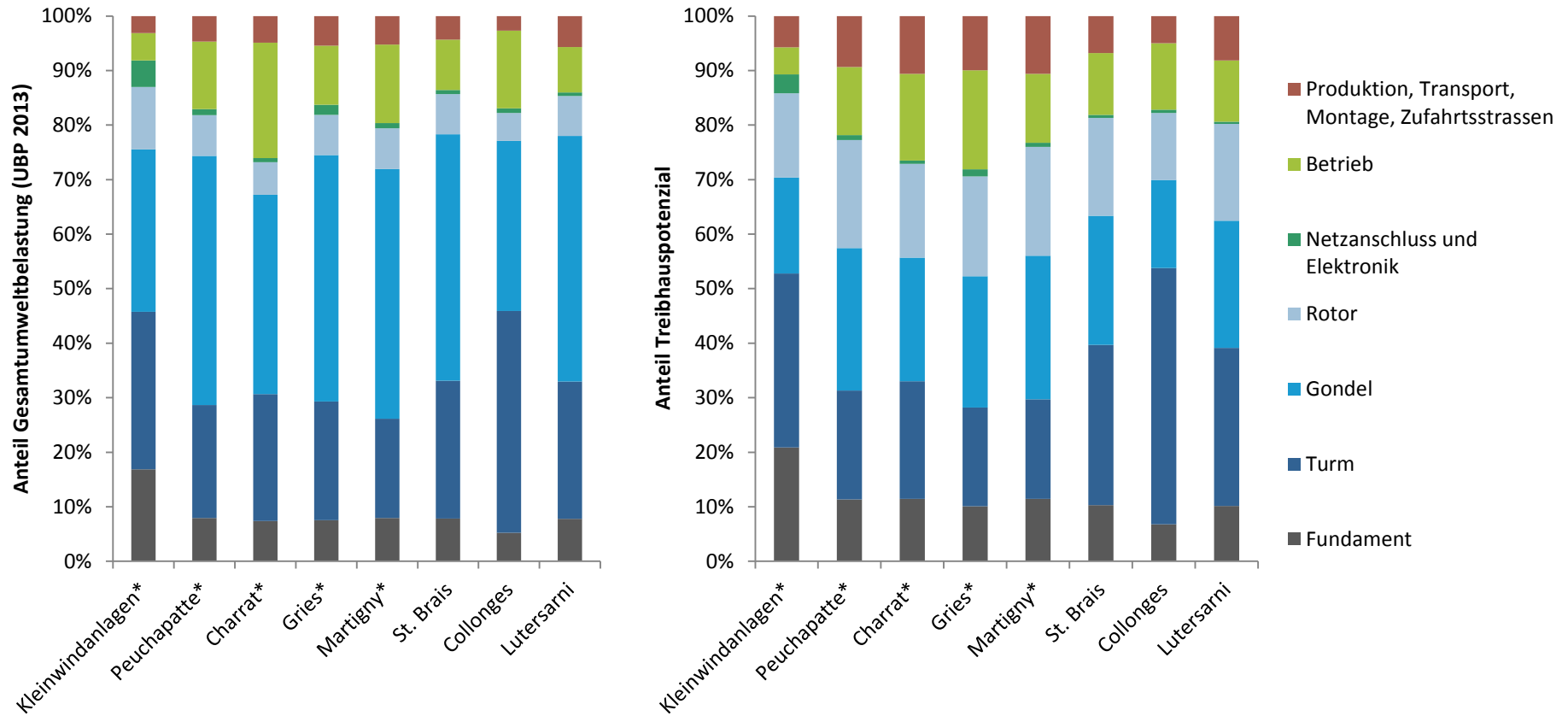


Abbildung 4-3: Anteile der einzelnen WKA-Komponenten sowie der Produktion, des Transports der Anlage an den Standort, der Montage und des Betriebs an der Gesamtumweltbelastung in UBP (links) und am Treibhauspotenzial (rechts) des Windstroms ab Windkraftanlage oder –park. Anlagen, die mit einem Stern (*) markiert sind, haben einen Betonturm, die anderen einen Stahlturm. Für die Anlagen an den hier nicht aufgeführten Standorten ist eine Aufteilung der Turbine in Rotor, Gondel und Turm nicht möglich, da die Sachbilanzdaten nur aggregiert für die Turbine vorliegen.

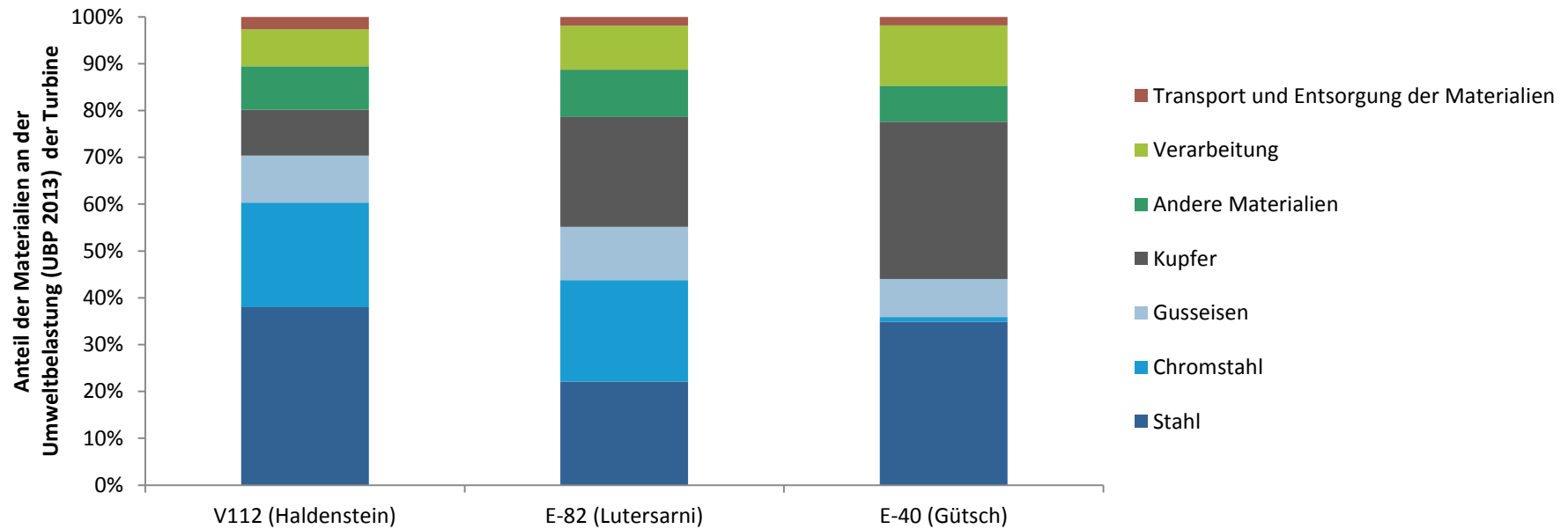


Abbildung 4-4: Anteile der einzelnen Materialien an der Gesamtumweltbelastung (UBP) drei verschiedener Turbinen (Rotor, Gondel und Turm, exkl. Elektronik und Fundament) ab Produktionswerk (exkl. Transport zum Standort)

4.1.2 Strom ab Niederspannungsnetz

Knapp die Hälfte der Gesamtumweltbelastung (UBP) und rund ein Drittel des Treibhauspotenzials des Windstroms ab Niederspannungsnetz werden durch das Übertragungs- und Verteilnetz verursacht (vgl. Abbildung 4-5 und entsprechende Sachbilanzierung in Abschnitt 3.1.12). Die Gesamtumweltbelastung (UBP) ist dabei hauptsächlich auf den Kupferverbrauch für das Niederspannungsverteilsnetz zurückzuführen, für das Treibhauspotenzial spielen vor allem der Betonverbrauch (Betonmasten und Mast-Fundamente) und SF₆-Emissionen eine wichtige Rolle. Abgesehen vom Netz wird der Produktionsmix vom Strom aus dem Windpark beim Mt. Crosin dominiert, da der grösste Teil des Schweizer Windstroms (52%) an diesem Standort produziert wird.

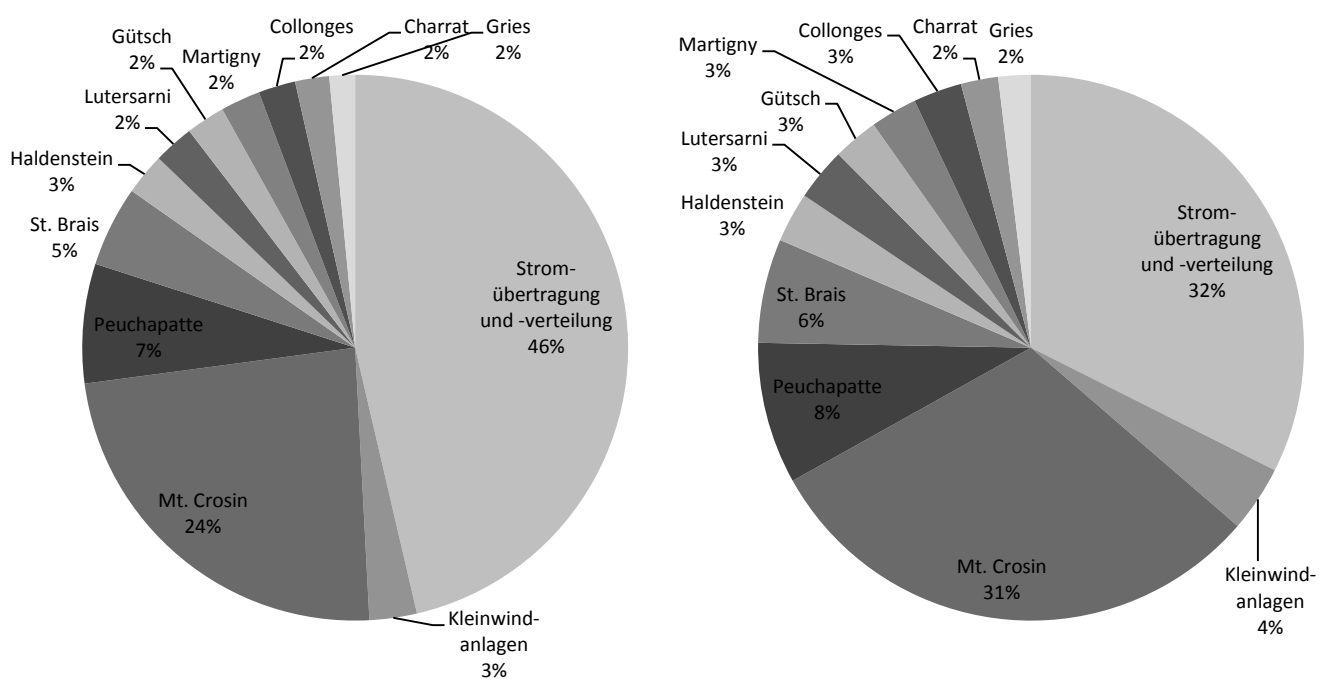


Abbildung 4-5: Aufteilung der Gesamtumweltbelastung (links) und des Treibhauspotenzials (rechts) des Schweizer Windstrom-Produktionsmix ab Niederspannungsnetz

Die Gesamtumweltbelastung des Windstrom-Produktionsmix ab Niederspannungsnetz beträgt 72.9 UBp/kWh und liegt daher um einen Faktor von 5.2 tiefer als die Gesamtumweltbelastung des durchschnittlichen Verbrauchermix in der Schweiz. Verglichen mit Solarstrom aus Schweizer Photovoltaikanlagen weist Windenergie eine 3.6-fach geringere Gesamtumweltbelastung auf. Das Treibhauspotenzial beläuft sich auf 25.9 g CO₂-eq/kWh. Dies entspricht ungefähr dem Treibhauspotenzial des durchschnittlichen Schweizer Produktionsmix, welcher sich hauptsächlich aus Strom aus Wasserkraftwerken und Atomkraftwerken zusammensetzt. Im Vergleich zum Schweizer Verbrauchermix, bei dem auch Importe berücksichtigt sind, ist das Treibhauspotenzial der Schweizer Windenergie um mehr als das Fünffache geringer. Damit

gehört Windenergie zusammen mit Wasserkraft und KVA-Strom zu den Stromprodukten mit den tiefsten Umweltauswirkungen (Abbildung 4-6 und Tabelle 4-2).

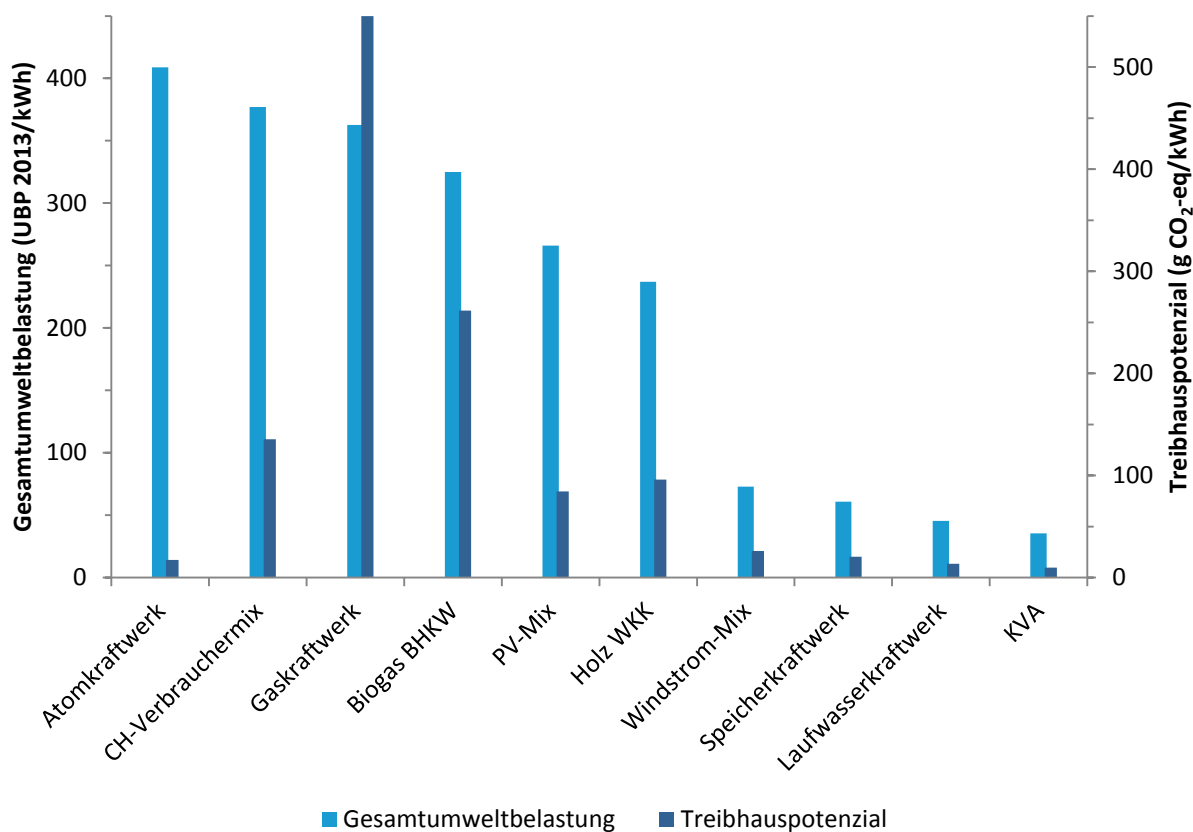


Abbildung 4-6: Gesamtumweltbelastung (UBP/kWh) und Treibhauspotenzial (g CO₂-eq/kWh) von Strom ab Niederspannungsnetz für verschiedene Kraftwerktechnologien¹⁹. Die Daten stammen ausser für den Windstrom-Mix aus dem ecoinvent Datenbestand v2.2 (ecoinvent Centre, 2010) mit Anpassungen gemäss LC-inventories (2012). Für Solarstrom wird von einem Anschluss ans Niederspannungsnetz ausgegangen, für die anderen Technologien (ausser Windstrom) von einem Anschluss ans Hochspannungsnetz. Beim Strom aus Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA) wird die Umweltbelastung der KVA der Abfallentsorgung zugerechnet, so dass nur die Umweltbelastung des Übertragungs- und Verteilnetzes aufgeführt ist.

¹⁹ Angaben zu den ausgewerteten Technologien: s. Anhang Seite 90

Wirkungsabschätzung

Tabelle 4-2: Umweltauswirkungen pro kWh Strom ab Niederspannungsnetz für verschiedene Kraftwerktechnologien

Technologie	Gesamtumweltbelastung	Treibhauspotenzial	Energieaufwand		Feinstaub	Ionisierende Strahlung	Abiotischer Ressourcenverbrauch	Hochradioaktive Abfälle
			Nicht-erneuerbar	Erneuerbar				
pro kWh Strom	UBP 2013	g CO ₂ -eq	MJ	MJ	mg PM2.5 eq	Bq U235 eq	mg Sb eq	mm ³
CH-Verbrauchermix	377	136	9.30	1.58	61.8	0.77	5.51	5.93
Kernenergie	409	17.3	13.0	0.018	28.0	1'294	0.953	8.56
Erdgas-Kraftwerk	363	550	9.34	0.022	35.4	2.35	0.902	0.021
Strommix Photovoltaik	266	84.3	1.14	4.01	84.5	18.4	10.6	0.171
Laufwasserkraftwerk	45.5	13.4	0.12	3.80	10.5	1.92	0.912	0.017
Speicherkraftwerk	60.9	20.5	0.51	3.87	13.4	34.1	0.916	0.263
KVA	35.5	9.73	0.08	0.010	7.60	1.16	0.887	0.010
Holz-WKK	237	96.0	0.50	11.7	215	8.28	0.949	0.077
Biogas BHKW	325	262	0.98	0.103	148	22.0	1.01	0.175
Windstrom	72.9	25.9	0.30	4.24	17.0	3.81	1.12	0.035

4.2 WINDENERGIE 2035

Die Gesamtumweltbelastung des Windenergie-Strommix im Jahr 2035 (ab Niederspannungsnetz) liegt für die betrachteten Szenarien zwischen 62 UBP/kWh und 70 UBP/kWh und ist damit etwas geringer als beim heutigen Windstrommix (Abbildung 4-7). Auch das Treibhauspotenzial ist mit 20-24 g CO₂-eq/kWh (ab Niederspannungsnetz) leicht tiefer als für den heutigen Windenergie-Strommix. Dies hängt damit zusammen, dass aufgrund des Trends hin zu Betontürmen weniger Stahl in den Anlagen eingesetzt wird. Der grösste Teil der Gesamtumweltbelastung des Stroms ab Niederspannungsnetz entfällt auf das Übertragungs- und Verteilnetz (vgl. Sachbilanzierung in Abschnitt 3.2.12). Die Ergebnisse für die Szenarien 1 und 2 („Ausbau wie geplant“ und „Ausbau im Jura“) unterscheiden sich nur geringfügig. Auch ein Ausbau der Schwachwindanlage des Typs Nr. 4 (Szenario 3) führt zu keiner deutlichen Veränderung der Gesamtumweltbelastung des Windenergie-Strommix.

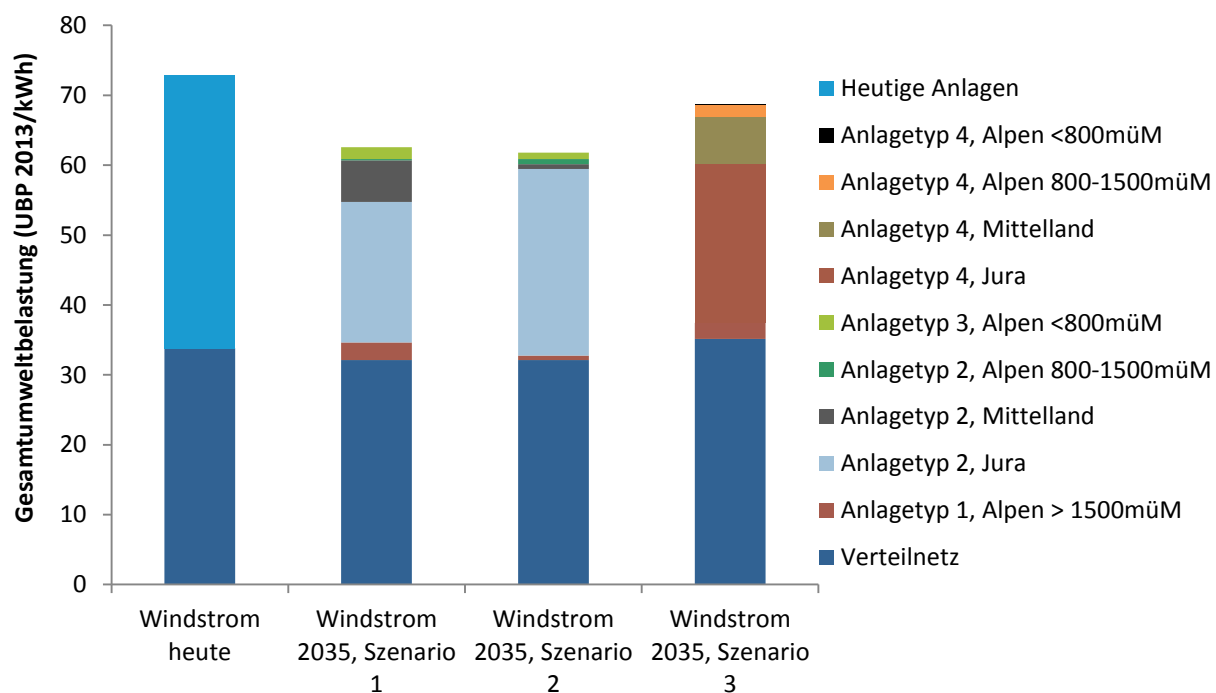


Abbildung 4-7: Gesamtumweltbelastung (UBP 2013) des Windstroms ab Niederspannungsnetz für die drei Zukunftsszenarien und den heutigen Windstrommix. Eine Beschreibung der Szenarien und der Anlagentypen ist auf den Seiten 17 bis 22 gegeben.

4.2.1 Import aus China

Für das Beispiel des Anlagentyps Nr.2 (vgl. Tabelle 2-4 auf S. 17) ist Abbildung 4-8 der Einfluss des Produktionsorts der Turbine ersichtlich. Werden die Anlagekomponenten in China hergestellt und anschliessend per Schiff und LKW in die Schweiz transportiert, steigt das Treibhauspotenzial einer Windkraftanlage um ca. 36% (Abbildung 4-8).

Wirkungsabschätzung

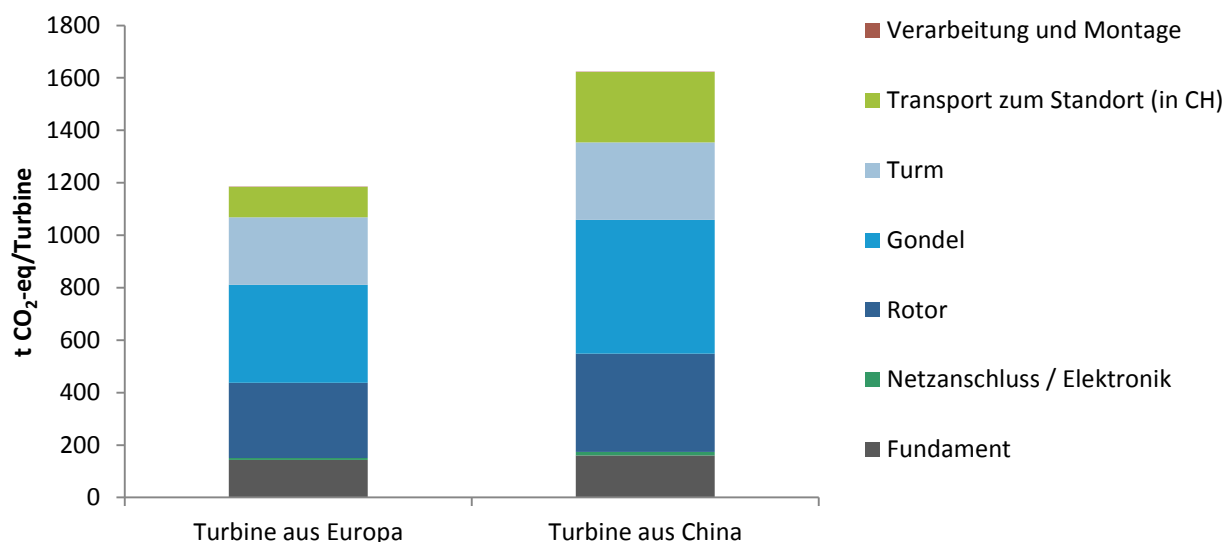


Abbildung 4-8: Treibhauspotenzial einer Windkraftanlage des Typs Nr. 2 (Nabenhöhe 100m, Nennleistung 3 MW) in Abhängigkeit des Produktionsorts der Turbine

Wird an einem Standort im Jura eine in China hergestellte Anlage des Typs Nr. 2 installiert, steigt das Treibhauspotenzial der Stromproduktion von 12.4 g CO₂-eq/kWh auf 16.3 g CO₂-eq/kWh (ab Anlage). Bei einer Herstellung in China sind sowohl der Transport der Anlage zum Standort als auch die Produktion der WKA-Komponenten mit einem grösseren Treibhauspotenzial verbunden. Dabei spielt eine wichtige Rolle, dass der chinesische Strommix grösstenteils aus Kohlestrom besteht. So sind rund 20% des Treibhauspotenzials der Windstromproduktion (ab Anlage Typ Nr. 2 im Jura) auf die Verbrennung von Kohle in einem chinesischen Kohlekraftwerk zurückzuführen. Weitere 9% der Treibhausgasemissionen entfallen auf den Betrieb der Frachtschiffe für den Transport der Anlagen von China nach Europa.

4.2.2 Variante Stahlurm

Am Beispiel eines 100 m hohen Turms, welcher per LKW von der Produktionsstätte zum Standort transportiert wird, zeigt Abbildung 4-9 den Einfluss der Materialwahl und der Transportdistanz. Bei den Stahltürmen überwiegt die Umweltbelastung der Stahlproduktion. Ausserdem ist die Verarbeitung (Walzen des Stahls und Verzinkung der Turmoberfläche) von Bedeutung. Auch bei Betontürmen ist ein grosser Teil der Gesamtumweltbelastung auf die Stahlproduktion zurückzuführen (Armierungsstahl für die Bewehrung). Bei Betontürmen wird die Umweltbelastung ausserdem stark vom Transport per Lastwagen von der Produktionsstätte zum Standort beeinflusst. Die Abhängigkeit von der Transportdistanz ist für Betontürme ausgeprägter, da diese deutlich schwerer sind als gleich hohe Stahltürme.

Wirkungsabschätzung

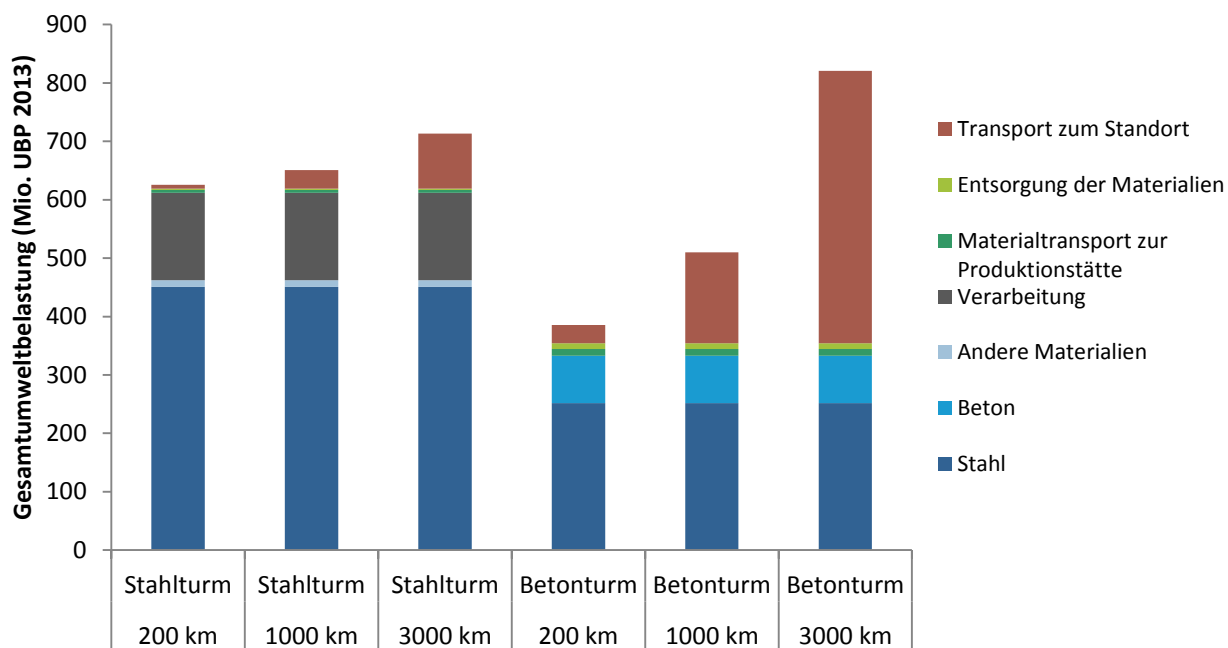


Abbildung 4-9: Gesamtumweltbelastung (Millionen UBP) von 100 m hohen Stahl- und Betontürmen für drei Transportdistanzen bei einem LKW-Transport von der Produktionsstätte zum Standort

Bei einem Transport per LKW ist die Betonbauweise bis zu einer Transportdistanz von ungefähr 2'100 km mit weniger Umweltbelastungen verbunden. Bei einem längeren Transport weisen Stahltürme aufgrund der geringeren Turmmasse die geringere Gesamtumweltbelastung auf. Bei einem Transport per Schiff weisen Betontürme im Vergleich zu Stahltürmen bis zu einer Transportdistanz von 6'300 km die geringere Gesamtumweltbelastung auf (Abbildung 4-10). Bei einer Produktion innerhalb von Europa sind Betontürme daher in der Regel unabhängig vom Transportmittel mit geringeren Umweltauswirkungen verbunden.

Wirkungsabschätzung

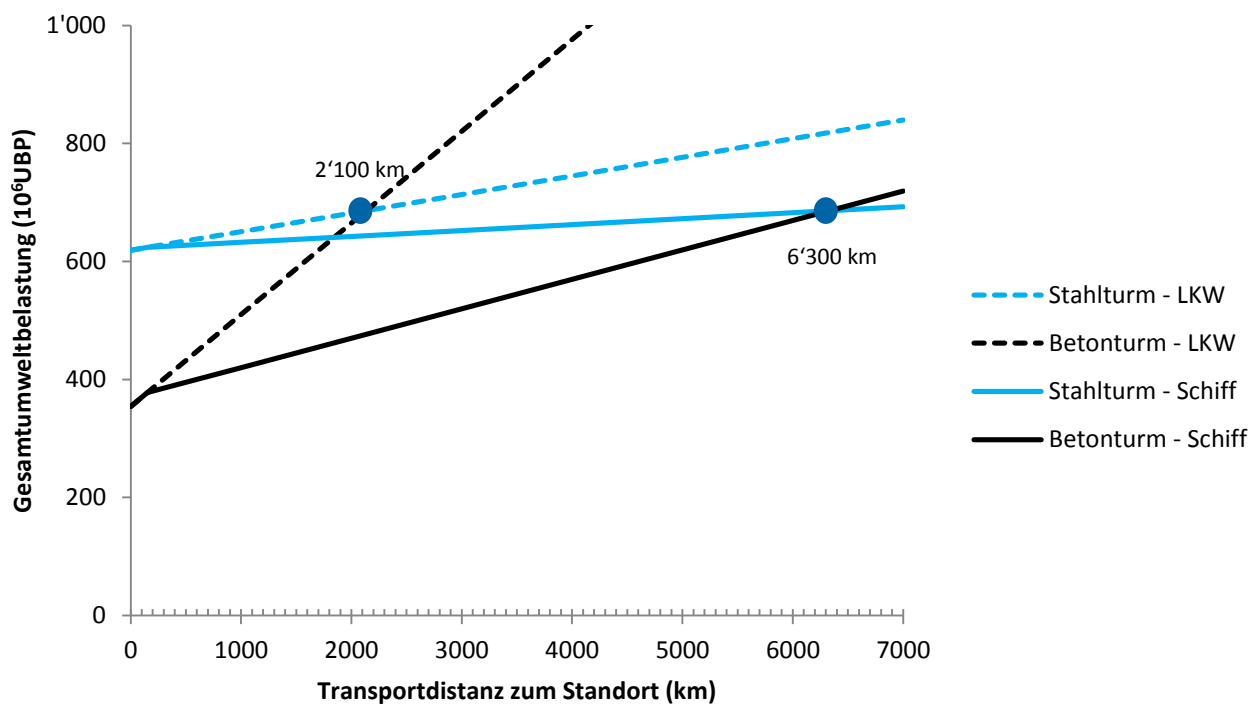


Abbildung 4-10: Gesamtumweltbelastung (Millionen UBP) von 100 m hohen Stahl- und Betontürmen in Abhängigkeit der Transportdistanz von der Produktionsstätte zum Standort und dem Transportmittel. Beim Transport per Schiff wird davon ausgegangen, dass der Turm per Schiff nach Basel und von dort per LKW über 150 km zum Standort transportiert wird. Bis zu einer Transportdistanz von 150 km entspricht daher die Gesamtumweltbelastung derjenigen des LKW-Transports.

5 DISKUSSION

Das Treibhauspotenzial des Windstroms, der durch die untersuchten heutigen Grosswindanlagen in der Schweiz produziert wird, liegt zwischen 8.2 g CO₂-eq/kWh und 32.1 g CO₂-eq/kWh (Strom ab Anlage oder Park). Damit liegt das Ergebnis im Rahmen der Resultate aus anderen Studien (Abbildung 5-1). Das Treibhauspotenzial der bilanzierten Kleinwindanlage ist höher, als es basierend auf den Ergebnissen anderer Studien zu erwarten wäre.

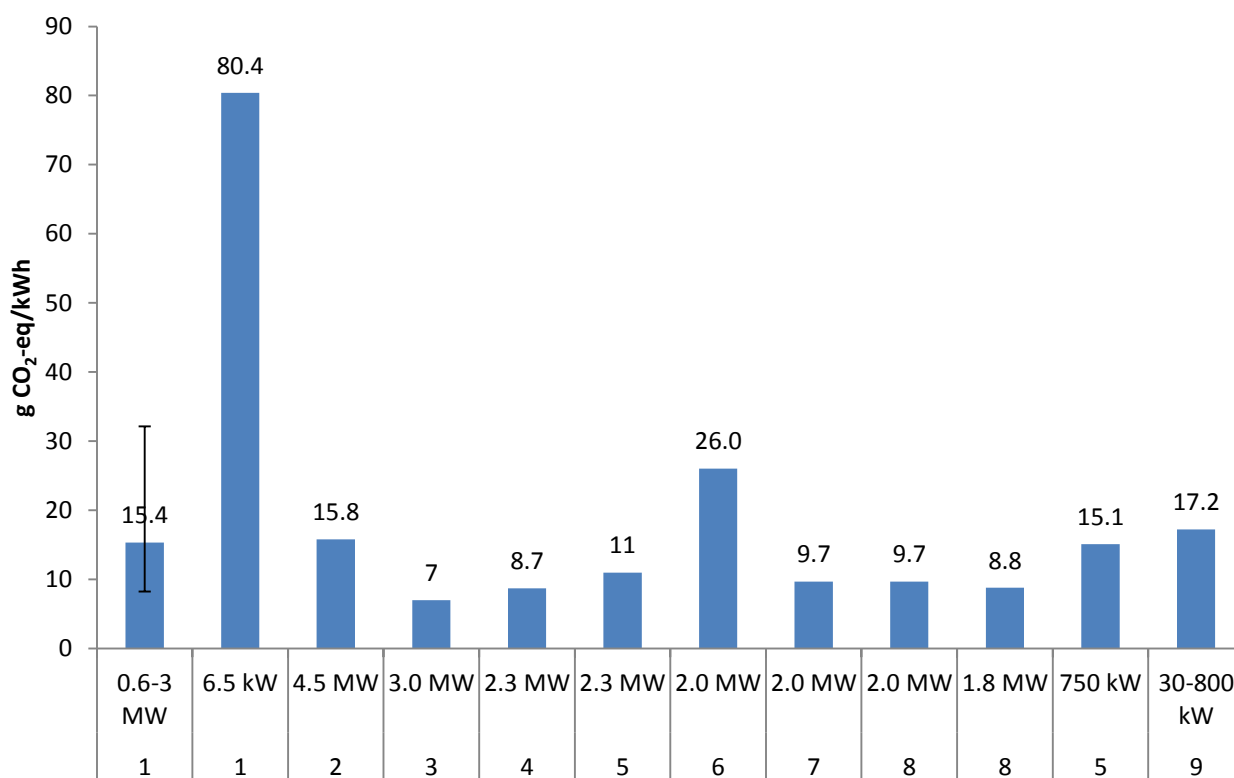


Abbildung 5-1: Treibhauspotenzial der Windstromproduktion in Abhängigkeit der Nennleistung der bilanzierten Anlagen gemäss den folgenden Quellen: 1: vorliegende Studie (dargestellt ist das nach der Stromproduktion gemittelte Ergebnis für die untersuchten Grosswindanlagen. Der schwarze Balken gibt den Bereich zwischen dem minimalen und dem maximalen Treibhauspotenzial an); 2: Tremeac & Meunier (2009); 3: D'Souza et al. (2011); 4: Enercon (2011); 5: Raadal & Vold (2012); 6: ecoinvent v3 (ecoinvent Centre, 2014); 7: Garrett & Rønne (2011); 8: Guezuraga et al. (2012); 9: ecoinvent v2.2 (ecoinvent Centre, 2010)

Eine direkte Gegenüberstellung der Resultate mit den Ergebnissen anderer Studien ist allerdings nur bedingt aussagekräftig, da die unterschiedlichen Resultate teilweise auf Unterschiede bei der Modellierung zurückzuführen sind (z.B. unterschiedliche Annahmen bezüglich der Anlagelebensdauer oder der Wind-erträge). Im Vergleich zum Windstrom-Produktionsmix, der von Burger & Bauer (2007) in ecoinvent v2.2 bilanziert wurde, sind insbesondere folgende Unterschiede in der Sachbilanzierung relevant:

Diskussion

- Der Produktionsmix aus ecoinvent v2.2 berücksichtigt Anlagen mit einer Nennleistung zwischen 30 kW und 800 kW. Die heute in der Schweiz installierten Anlagen weisen allerdings Nennleistungen bis zu 3 MW auf. Im Produktionsmix aus der vorliegenden Studie sind die Nennleistungen der Anlagen basierend auf den im Jahr 2013 installierten Anlagen berücksichtigt.
- Burger & Bauer (2007) rechnen für den Turm und das Fundament von einer Lebensdauer von 40 Jahren, während in der vorliegenden Studie für alle Komponenten von einer Lebensdauer von 20 Jahren ausgegangen wird.
- In der vorliegenden Studie wird im Vergleich zur Studie von Burger & Bauer (2007) tendenziell mit höheren Erträgen gerechnet. So kommen die 600 kW- und die 800 kW-Anlage von Burger & Bauer (2007) auf rund 1'230 Volllaststunden, während in der vorliegenden Studie die mittlere²⁰ Anzahl Volllaststunden für die heutigen Anlagen bei knapp 1'880 liegt.
- Burger & Bauer (2007) gehen beim bilanzierten Stahl tendenziell von einer höheren Legierung aus. So rechnen sie beispielsweise für den Turm mit niedriglegiertem Stahl, während in der vorliegenden Studie aussenseitig verzinkte Türme aus unlegiertem Stahl bilanziert werden. Der Rotor beinhaltet bei Burger & Bauer (2007) Chromstahl. In der vorliegenden Studie wird basierend auf Herstellerangaben von Vestas (2006) mit einem Mix aus niedriglegiertem Stahl und Chromstahl gerechnet.

Der grösste Teil der Umweltbelastung des Windstroms (ab WKA oder Windpark) ist auf die Herstellung der Turbine (inkl. Fundament und Netzanschluss) zurückzuführen, während der Betrieb, aber auch der Bau von Zufahrtsstrassen sowie der Transport und die Montage im Total bei allen Anlagen weniger als 29% des Treibhauspotenzials und weniger als 27% der Gesamtumweltbelastung ausmachen. Dies deckt sich mit den Erkenntnissen aus früheren Ökobilanz-Studien zu Windenergie. So bezifferten Haapala und Prempreeda (2014) beispielsweise den Anteil von Transport, Installation und Betrieb auf 22% der Umweltbelastung (nach ReCiPe 2008).

Die Ergebnisse der vorliegenden Studie zeigen, dass die Stromproduktion mit Grosswindanlagen aus Ökobilanz-Sicht besser abschneidet als die Stromproduktion mit Kleinwindanlagen. Dies deckt sich mit den Erkenntnissen von Caduff et al. (2012b), welche zeigten, dass die Umweltbelastung von Windstrom mit zunehmender Anlagegrösse abnimmt.

Die Ökobilanz des Windstrom-Produktionsmix ab Niederspannungsnetz zeigt, dass wegen den tiefen Umweltauswirkungen der Windanlagen ein relevanter Anteil der Umweltbelastung von Windstrom ab Steckdose (32% des Treibhauspotenzials und 46% der Gesamtumweltbelastung) auf das Verteil- und Übertra-

²⁰ Basierend auf der Stromproduktion gewichtetes Mittel der Anzahl Volllaststunden

gungsnetz zurückzuführen ist. Im Vergleich zu anderen Stromerzeugungstechnologien sind aus Ökobilanzsicht die Umweltauswirkungen von Windenergie sehr gering, für die meisten Indikatoren sogar tiefer als die Umweltauswirkungen von Solarstrom. Dies bestätigt die Ergebnisse zu den Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in der Schweiz in der Studie von Bauer et al. (2012). Ein Ausbau von Windenergie im Rahmen der Energiestrategie kann deshalb dazu beitragen die Umweltintensität des Schweizer Stroms zu vermindern. Dies trifft insbesondere dann zu, wenn durch die Installation von neuen Windkraftanlagen Stromimporte aus Kohle- und Gaskraftwerken reduziert werden können.

5.1 UNSICHERHEITEN UND FORSCHUNGSBEDARF

Die Ergebnisse dieser Studie sind mit gewissen Unsicherheiten verbunden. Insbesondere die Ökobilanzierung des zukünftigen Windstroms basiert auf vielen Annahmen. Es ist beispielsweise möglich, dass sich die Windkrafttechnologie bis ins Jahr 2035 anders entwickelt, als in dieser Studie abgebildet. Auch ist es denkbar, dass zukünftige WKA teilweise an Standorten installiert werden, an denen weniger günstige Windverhältnisse herrschen, als dies in der vorliegenden Studie angenommen wurde. Wie die Ökobilanzresultate dieser Studie zeigen, hängt die Umweltbelastung des Windstroms in hohem Masse von der Stromproduktion und damit von den Windverhältnissen am Standort ab. Die Standortwahl ist daher von grosser Bedeutung.

Die Ergebnisse für die heutige Windenergie basieren auf den Windstromerträgen im Jahr 2013. Aufgrund unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten unterscheiden sich die Windstromerträge und somit die Ökobilanzresultate für andere Jahre geringfügig. Ein Vergleich der Windstromerträge für verschiedene Jahre hat jedoch gezeigt, dass die Geschwindigkeiten im Jahr 2013 ungefähr im langjährigen Mittel liegen.

Für die zukünftige Entwicklung der Windenergie in der Schweiz werden in der vorliegenden Studie die Umweltauswirkungen von drei Szenarien beurteilt. Es ist nicht im Fokus dieser Studie zu prognostizieren, wann und wo die Windenergie in der Schweiz aus wirtschaftlicher, gesellschaftlicher oder natur- und landschaftschützerischer Sicht am sinnvollsten ausgebaut werden soll. Diese Aufgabe obliegt anderen Forschungsdisziplinen und der Politik. Die zukünftige Entwicklung der Windenergie ist auch von der Akzeptanz für Windkraftanlagen insbesondere in der lokalen Bevölkerung abhängig. Auch dieser Aspekt wird in dieser Studie nicht behandelt.

Windkraftanlagen können eine Gefahr für Vögel und Fledermäuse darstellen. Diese Umwelteinwirkung während des Betriebs von Anlagen ist in der vorliegenden Studie nicht berücksichtigt, da es keine entsprechende Methode gibt, um diesen Aspekt in Ökobilanzen zu berücksichtigen.

Neben den Naturschutzaspekten und dem Einfluss auf das Landschaftsbild ist Lärm ein wichtiger Umweltaspekt von Windenergie, welcher in der vorliegenden Studie nicht untersucht wird. Bei einer Windturbine stammen die Geräusche hauptsächlich aus aerodynamischen Schallquellen, das heisst von Luftturbulenzen an der leeseitigen Kante der Rotorblätter, was ein leicht schwirrendes Geräusch erzeugt (Vollenweider, 2006). Frischknecht et al. (2013) haben eine Methodik zur Berücksichtigung von Verkehrslärm in Ökobilanzen entwickelt. Es besteht ein Bedarf, die entsprechende Methodik für weitere Lärmquellen wie Windkraftanlagen auszubauen.

Beim Variantenvergleich mit der Komponentenproduktion in China sind in der vorliegenden Studie lediglich der Strommix in der Produktion und in den Hintergrunddaten sowie die Transporte angepasst. Andere umweltrelevante Aspekte wie beispielsweise Fabrikabwässer sind nicht berücksichtigt, da keine entsprechenden Daten aus China vorliegen. Daher werden bei diesem Vergleich nur die Treibhausgasemissionen als Indikator ausgewertet. Bei Verfügbarkeit von chinesischen Daten wäre ein umfassender Vergleich der Produktionsbedingungen auf den verschiedenen Kontinenten interessant.

Die vorliegende Studie zeigt, dass bereits heute das Übertragungs- und Verteilnetz einen relativ grossen Anteil an den Umweltauswirkungen von Windstrom ab Streckdose hat. Falls Windenergie in der Schweiz im grossen Stil ausgebaut wird, muss das Stromnetz entsprechend ausgebaut werden. Es besteht daher ein Forschungsbedarf zu den Umweltauswirkungen dieses Netzausbaus.

Windgeschwindigkeiten sind wetterabhängig und variieren nicht nur zwischen verschiedenen Standorten sondern auch im Tages- und Jahresverlauf. Die Stromproduktion deckt sich daher nicht immer mit der Stromnachfrage. Soll Windenergie zukünftig einen substantiellen Anteil am Schweizer Strommix ausmachen, sind deshalb Stromspeichertechnologien nötig. Es besteht ein Forschungsbedarf dazu, wie erneuerbare Energien aus Ökobilanz-Sicht abschneiden, wenn zusätzlich zur Stromproduktionstechnologie auch verschiedene Stromspeichertechnologien wie Pumpspeicherkraftwerke und Batterien berücksichtigt werden. „Überschüssiger“ Windstrom, für den aus Kapazitätsgründen eine Netzeinspeisung nicht möglich ist, kann zudem über die „Power-to-Gas“-Technologie für die Umwandlung von Kohlendioxid und Wasserstoff in Methan genutzt werden. Das produzierte Methan kann anschliessend ins Erdgasnetz eingeleitet werden. Auch hierzu fehlen umfassende Ökobilanzstudien für den Schweizer Kontext.

5.2 EMPFEHLUNGEN

Aus Ökobilanz-Sicht verursacht Windenergie tiefere Umweltauswirkungen als der heutige Strommix. Windenergie ist daher insbesondere dann ökologisch, wenn mit dem Ausbau von Windkraft gleichzeitig Stromimporte vermindert oder inländische, weniger ökologische Kraftwerke ersetzt werden.

Diskussion

Um die Umweltauswirkungen von Windenergie möglichst tief zu halten, ist der Standort entscheidend: Je mehr Ertrag eine Windkraftanlage liefert, desto geringer sind die Umweltwirkung pro kWh Strom. Bezogen auf den gelieferten Strom verursachen zudem Grosswindanlagen tiefere Umweltauswirkungen als Kleinwindanlagen. Die Fokussierung des Bundes auf den Ausbau von Grosswindanlagen wird somit durch die vorliegende Studie unterstützt.

Betontürme sind tendenziell ökologischer als Stahltürme. Ausserdem verursachen in Europa produzierte Anlagen geringere Treibhausgasemissionen über ihren Lebenszyklus als Windkraftanlagen, welche aus Asien importiert werden.

Hersteller von Windkraftanlagekomponenten können ihre Produkte ökologisch optimieren, in dem Sie beispielsweise bei Stahl und Aluminium Recyclingmaterial verwenden und in ihren Produktionswerken selber erneuerbare Energien einsetzen.

Die in dieser Studie vorgestellten Ökobilanzen zeigen, dass ein Ausbau der Windenergie in der Schweiz einen Beitrag zur Reduktion der Umweltintensität des Schweizer Stroms leisten kann.

LITERATUR

- Alpiq. (2010, 7. Oktober). Alpiq stellt ersten Windpark in der Schweiz fertig. Le Peuchapatte soll Ende 2010 Strom erzeugen. *Alpiq Medienmitteilung*
- Althaus, H. -, Chudacoff, M., Hischier, R., Jungbluth, N., Osses, M., & Primas, A. (2007). *Life Cycle Inventories of Chemicals*. CD-ROM No. ecoinvent report No. 8, v2.0 Dübendorf, CH: EMPA Dübendorf, Swiss Centre for Life Cycle Inventories.
- Bauer, C., Frischknecht, R., Eckle, P., Flury, K., Neal, T., Papp, K., Schori, S., Simons, A., Stucki, M., & Treyer, K. (2012). *Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in der Schweiz*. Uster & Villigen: ESU-services Ltd & Paul Scherrer Institute im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE.
- BFE (2013). *Energieperspektiven 2050. Zusammenfassung*.
- BFE (2014a). *Liste aller KEV-Bezüger im Jahr 2011*.
- BFE (2014b). *Liste aller KEV-Bezüger im Jahr 2012*.
- BFE (2014c). *Liste aller KEV-Bezüger im Jahr 2013*.
- BKW (2014). Ersatz vier alter Windturbinen, 40% Mehrproduktion. Retrieved 29/10, 2014, from <http://www.juvent.ch/repowering.html>
- Brugg Cables. (2012). *Flexible Kabel für den Einsatz in Windkraftanlagen*. Brugg Cables Industry AG.
- Burger, B., & Bauer, C. (2007). Windkraft. In R. Dones (Ed.), *Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz*. Dübendorf, CH: Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories.
- Caduff, M., Huijbregts, M. A. J., Althaus, H., Koehler, A., & Hellweg, S. (2012a). Wind Power Electricity: the bigger the turbine, the greener the electricity? Supporting Information. *Environmental Science and Technology*, 46

Literatur

- Caduff, M., Huijbregts, M. A. J., Althaus, H., Koehler, A., & Hellweg, S. (2012b). Wind Power Electricity: The Bigger the Turbine, The Greener the Electricity? *Environmental Science & Technology*, 46(9), 4725-4733. doi: 10.1021/es204108n
- Chataignère, A., & Boulch, D. L. (2003). *Wind Turbine (WT) Systems*. Paris: ECLIPSE: Environmental and Ecological Life Cycle Inventories for present and future Power Systems in Europe.
- CKW (2014). Windkraftwerk Lutersarni - Entlebuch. Retrieved 10/29, 2014, from http://www.ckw.ch/content/dam/ckw/Kommunikation_pdf/2_Was_wir_tun/Stromproduktion/Eigene_Anlagen/20140516_Merkblatt_Windkraftwerk_Lutersarni.pdf
- Classen, M., Althaus, H. -, Blaser, S., Scharnhorst, W., Tuchschnid, M., Jungbluth, N., & Faist Emmenegger, M. (2009). *Life Cycle Inventories of Metals*. No. ecoinvent v2.1 report No. 10
- D'Souza, N., Gbegbaje-Das, E., & Shonfield, P. (2011). *Life Cycle Assessment of Electricity Production from a V112 Turbine Wind Plant*. Vestas Wind Systems A/S.
- ecoinvent Centre. (2010). *ecoinvent data v2.2, ecoinvent reports No. 1-25*. CD-ROM Duebendorf, Switzerland: Swiss Centre for Life Cycle Inventories.
- ecoinvent Centre. (2014). *ecoinvent data v3.1, Swiss Centre for Life Cycle Inventories*. Zürich:
- Enercon (2011). *LCA of ENERCON Wind Energy Converter E-82 E2*. Enercon GmbH.
- Enercon (o.J.a). *Maße und Gewichte E-101*. ENERCON GmbH.
- Enercon (o.J.b). *Maße und Gewichte E-44*. ENERCON GmbH.
- Enercon (o.J.c). *Maße und Gewichte E-48*. ENERCON GmbH.
- Enercon (o.J.d). *Maße und Gewichte E-70*. ENERCON GmbH.
- Enercon (o.J.e). *Maße und Gewichte E-92*. ENERCON GmbH.
- Flury, K., & Frischknecht, R. (2012). *Life Cycle Inventories of Hydroelectric Power Production*. Uster: ESU-services Ltd.

Literatur

- Frischknecht, R., Büsser Knöpfel, S., Flury, K., Stucki, M., & Ahmadi, M. (2013). *Ökofaktoren Schweiz 2013 gemäss der Methode der ökologischen Knappheit. Methodische Grundlagen und Anwendung auf die Schweiz*. No. Umwelt-Wissen Nr. 1330 Bern: Bundesamt für Umwelt BAFU.
- Frischknecht, R. (2010). LCI modelling approaches applied on recycling of materials in view of environmental sustainability, risk perception and eco-efficiency. *Int J LCA*, 15(7), 666-671.
- Frischknecht, R., Jungbluth, N., Althaus, H. -, Bauer, C., Doka, G., Dones, R., Hellweg, S., Hischer, R., Humbert, S., Margni, M., & Nemecek, T. (2007). *Implementation of Life Cycle Impact Assessment Methods*. CD-ROM No. ecoinvent report No. 3, v2.0 Dübendorf, CH: Swiss Centre for Life Cycle Inventories.
- Frischknecht, R., Jungbluth, N., Althaus, H. -, Doka, G., Dones, R., Heck, T., Hellweg, S., Hischer, R., Nemecek, T., Rebitzer, G., & Spielmann, M. (2007). *Overview and Methodology*. CD-ROM No. ecoinvent report No. 1, v2.0 Dübendorf, CH: Swiss Centre for Life Cycle Inventories.
- Garrett, P., & Rønde, K. (2013). *Life Cycle Assessment of Electricity Production from an Onshore V90-3.0 MW Wind Plant*. Vestas Wind Systems A/S.
- Garrett, P., & Rønde, K. (2011). *Life Cycle Assessment of Electricity Production from a V90-2.0 MW Gridstreamer Wind Plant*. 8900 Randers, Denmark: Vestas Wind Systems A/S.
- Gasch, R., & Twele, J. (Eds.). (2013). *Windkraftanlagen. Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb* (8., überarbeitete Auflage ed.)
- Geiger, M. (2010). Günstige Winde in der Schweiz. *Monitor*, 4, 18-19.
- Guezuraga, B., Zauner, R., & Pözl, W. (2012). Life cycle assessment of two different 2 MW class wind turbines. *Renewable Energy*, 37, 37-44.
- Guinée, J. B., (final editor), Gorrae, 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., & Weidema, B. P. (2001). *Life cycle assessment; An operational guide to the ISO standards; Parts 1 and 2*. Den Haag and Leiden, The Netherlands: Ministry of Housing, Spatial Planning and Environment (VROM) and Centre of Environmental Science (CML).

Literatur

- Haapala, K. R., & Prempreeda, P. (2014). Comparative life cycle assessment of 2.0 MW wind turbines. *International Journal of Sustainable Manufacturing*, 3(2), 170-185.
- Hau, E. (2008). *Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit* (4., vollständig neu bearbeitete Auflage ed.) Springer-Verlag. doi: 10.1007/978-3-540-72151-2
- Hauschild, M., Goedkoop, M., Guinée, J., Heijungs, R., Huijbregts, M. A. J., Joliet, O., Margni, M., & De Schryver, A. (2011). *Recommendations for Life Cycle Impact Assessment in the European context - based on existing environmental impact assessment models and factors*. European Commission - DG Joint Research Centre, JRC, Institute for Environment and Sustainability (IES).
- Ilg, K. (2013, 19. November). Transportversicherung: Die Reise eines Windkraftwerks. *Helvetia Blog*
- IPCC. (2013). *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press.
- Itten, R., Frischknecht, R., & Stucki, M. (2012). *Life Cycle Inventories of Electricity Mixes and Grid*. Uster, Switzerland: ESU-services Ltd.
- Jungbluth, N., & Itten, R. (2012). *Umweltbelastungen des Konsums in der Schweiz und in der Stadt Zürich: Grundlagendaten und Reduktionspotenziale*. Zürich: ESU-services GmbH im Auftrag der Stadt Zürich (unpublished).
- Jungbluth, N., Stucki, M., Flury, K., Frischknecht, R., & Buesser, S. (2012). *Life Cycle Inventories of Photovoltaics*. Uster, CH: ESU-services Ltd.
- Kellenberger, D., Althaus, H. -, Jungbluth, N., Künniger, T., Lehmann, M., & Thalmann, P. (2007). *Life Cycle Inventories of Building Products*. CD-ROM No. ecoinvent report No. 7, v2.0 Dübendorf, CH: EMPA Dübendorf, Swiss Centre for Life Cycle Inventories.
- König, A. (2014). *LCA-Studie zur Schweizer Windenergie Stand 2013*. (Unpublished Tutorial 2). ZHAW Wädenswil, Forschungsgruppe Erneuerbare Energien,
- LC-inventories. (2012). *Corrections, updates and extensions of ecoinvent data v2.2*. ESU-services Ltd.

Literatur

- NEEDS. (2008). *RS 1a: Life cycle approaches to assess emerging energy technologies. Final report on offshore wind technology*. No. 502687 New Energy Externalities Developments for Sustainability (NEEDS).
- Pick, E., & Wagner, H. -. (1998). *Beitrag zum kumulierten Energieaufwand ausgewählter Windenergiekonverter*. Universität GH Essen.
- PRé Consultants. (2013). *SimaPro 8.0*. Amersfoort, NL:
- Raadal, H. L., & Vold, B. I. (2012). *GHG emissions and energy performance of wind power. LCA of two existing onshore wind power farms and six offshore wind power conceptual designs*. Commissioned report No. OR.24.12
- Recknager, P. (2010). *Wind Power in China 2008. An analysis of the status quo and perspectives for development*. Updated Edition China Wind Power Project (CWPP); Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ).
- Schaffarczyk, A. (Ed.). (2012). *Einführung in die Windenergie-technik* Carl Hanser Verlag München.
- Schmidt, J. H., & Watson, J. (2013). *Eco Island Ferry - Comparative LCA of island ferry with carbon fibre composite based and steel based structures*. 2.-0 LCA consultants.
- Schori, S., Bauer, C., & Frischknecht, R. (2012). *Life Cycle Inventory of Natural Gas Supply*. Dübendorf, CH: Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories.
- Suisse Eole. (2008). Startschuss für zweiten Walliser Windpark. *Éole-Info*, 13
- Suisse Eole. (2014a). *Kaum "Seltene Erden" in Schweizer Windturbinen -Recycling-Lösungen werden intensiv gesucht*. Suisse Eole – Vereinigung zur Förderung der Windenergie.
- Suisse Eole. (2014b). Die Website für Windenergie-Daten der Schweiz. Standorte von Windkraftanlagen in Betrieb. Retrieved 11/01, 2014, from <http://wind-data.ch/wka/list.php>
- Suter Kunststoffe AG. (o.J.). Faserverbund-Werkstoffdaten. *Swiss-Composite Info*,

Literatur

- Tremeac, B., & Meunier, F. (2009). Life cycle analysis of 4.5 MW and 250 W wind turbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13, 2104-2110.
- Vestas. (2003). *V66-1,75 MW. Pitch regulated wind turbine with OptiTip and OptiSpeed*. Vestas Wind Systems A/S.
- Vestas. (2006). *Life cycle assessment of electricity produced from onshore sited wind power plants based on Vestas V82-1.65 MW turbines*.
- Vestas. (2010). *V52-850 kW. Die Anlage für jeden Standort*.
- Vollenweider, J. (2006). *Ökobilanzierung von Windenergie in der Schweiz*.
- Wetzel, D. (2012, 24.04.). Chinesischer Angriff auf die deutschen Windkonzerne. *Die Welt*
- Wiser, R., Yang, Z., Hand, M., Hohmeyer, O., Infield, D., Jensen, P. H., . . . Zervos, A. (2011). Wind Energy. In O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, . . . C. von Stechow (Eds.), *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*pp. 535-607 Cambridge University Press.

ANHANG

A1 SKALIERUNG

A3.1 Anlagen heute

Die Fundament-Massen werden für einige der Anlagen anhand einer Skalierung berechnet. Für die Anlagen V52, V66 und E-70 an den Standorten Mt. Crosin und Collonges, welche einen Stahlturm haben, erfolgt die Skalierung anhand der Skalierungsfaktoren von Caduff et al. (2012b) (Tabelle A 1). Dabei wird von einem Beton/Stahl-Verhältnis von 100 kg Stahl pro m³ Beton ausgegangen. Dies entspricht ungefähr dem mittleren Verhältnis bei den von Caduff et al. (2012a) untersuchten Anlagen. Für die Berechnung der Fundament-Masse wird für Beton von einer Dichte von 2'385 kg/m³ ausgegangen.

Tabelle A 1: Skalierungsfaktoren von Caduff et al. (2012)

Masse von	Proportional zu	log a	b
Total	$D^2h^{3/7}$	1.9	0.76
Rotor	D	0.3	2.22
Gondel	D	0.64	2.19
Turm	D	1.7	1.82
Turm	D^2h	1.34	0.68
Fundament	D	1.44	1.58
Elektronik und Kabel	h	2.88	0.32

Für die Anlagen E-70 und E-101 an den Standorten Gries und Charrat, welche einen Betonturm haben, werden nicht die Skalierungsfaktoren von Caduff et al. (2012b) verwendet, da die Türme der in dieser Studie untersuchten Anlagen aus Stahl sind. Stattdessen erfolgt die Skalierung basierend auf der Fundamentmasse einer Enercon-Anlage des Typs E82, wobei davon ausgegangen wird, dass die Fundamentmasse linear von der Gesamtmasse von Turm, Rotor und Gondel abhängt. Damit ergeben sich die Tabelle A 2 und Tabelle A 3 gegebenen Fundament-Massen.

Tabelle A 2: Berechnung der Fundament-Masse für Anlagen mit Stahlturm anhand der Skalierungsfaktoren aus Tabelle A 1 von Caduff et al. (2012b)

Standort	Anlage	Rotordurchmesser (m)	Armierungsstahl (kg)	Beton (m ³)	Fundament (kg)
Mt. Crosin	V52	52	14'167	141.7	352'056
Mt. Crosin	V66	66	20'648	206.5	513'104
Collonges	E-70	71	23'173	231.7	575'857

Anhang

Tabelle A 3: Berechnung der Fundament-Masse für Anlagen mit Betonturm basierend auf der Annahme, dass die Fundamentmasse linear von der Gesamtmasse von Rotor, Turm und Gondel abhängt. Die Fundament-Massen der Anlagen in Gries und Charrat sind aus der Fundament-Masse der E-82 hergeleitet.

Standort	Anlage	Masse von Rotor, Turm und Gondel (kg)	Fundament (kg)
Anlage E-82 gemäss Enercon (2011)		1'061'927	1'143'300
Gries	E-70	651'940	701'897
Charrat	E-101	843'780	908'437

A3.2 Anlagen 2035

Für die zukünftigen Anlagen basieren die Masse von Rotor und Gondel auf den Skalierungsfaktoren von Caduff et al. (2012b). Bei der Gondel erfolgt die Skalierung direkt anhand der Faktoren aus Tabelle A 1. Beim Rotor wird die nach Caduff et al. (2012b) berechnete Masse reduziert, da bei der zukünftigen Materialzusammensetzung davon ausgegangen wird, dass ein Teil des glasfaserverstärkten Kunststoffes (GFK) durch kohlestofffaserverstärkten Kunststoff (CFK) ersetzt wird. Diese Anpassung erfolgt anhand der Dichten der Materialien, welche 2.1 g/cm^3 für GFK und 1.5 g/cm^3 für CFK beträgt (Suter Kunststoffe AG, o.J.).

Tabelle A 4: Berechnung der Gondel- und Rotormasse der zukünftigen Anlagen

Anlage-Nr.	Rotordurchmesser (m)	Masse Gondel (kg)	Masse Rotor, mit Skalierungsfaktoren von Caduff et al. (2012b) (kg)	Korrigierte Masse des Rotors (kg)
<i>Bemerkung</i>	-	(1)		(2)
1	70	47'947	24'895	22'506
2	100	104'713	54'954	49'680
3	110	129'018	67'903	61'387
4	140	218'786	115'986	104'855

(1) berechnet anhand der Skalierungsfaktoren von Caduff et al. (2012b)

(2) basierend auf Tabelle 3-36 wird angenommen, dass zwei Drittel des Epoxidharzes für GFK und ein Drittel für CFK eingesetzt werden. Damit entfallen 26.5% des Rotorgewichts auf CFK. Die korrigierte Rotormasse (letzte Spalte) ist so bestimmt, dass bei Verwendung eines äquivalenten Volumens an GFK die Rotormasse aus der vierten Spalte resultiert.

A2 ENERCON STAHLTÜRME MIT EINER HÖHE VON 78M BZW. 100M

Die Bestimmung der Massen der 78m- bzw. 100m-hohen Enercon-Stahltürme basiert auf den Angaben zur Turmmasse von Enercon-Stahltürmen mit einer unterschiedlichen Höhe (Enercon, o.J.b; Enercon, o.J.c; Enercon, o.J.d; Enercon, o.J.e) und erfolgt anhand einer linearen Intra- bzw. Extrapolation (Abbildung A 1).

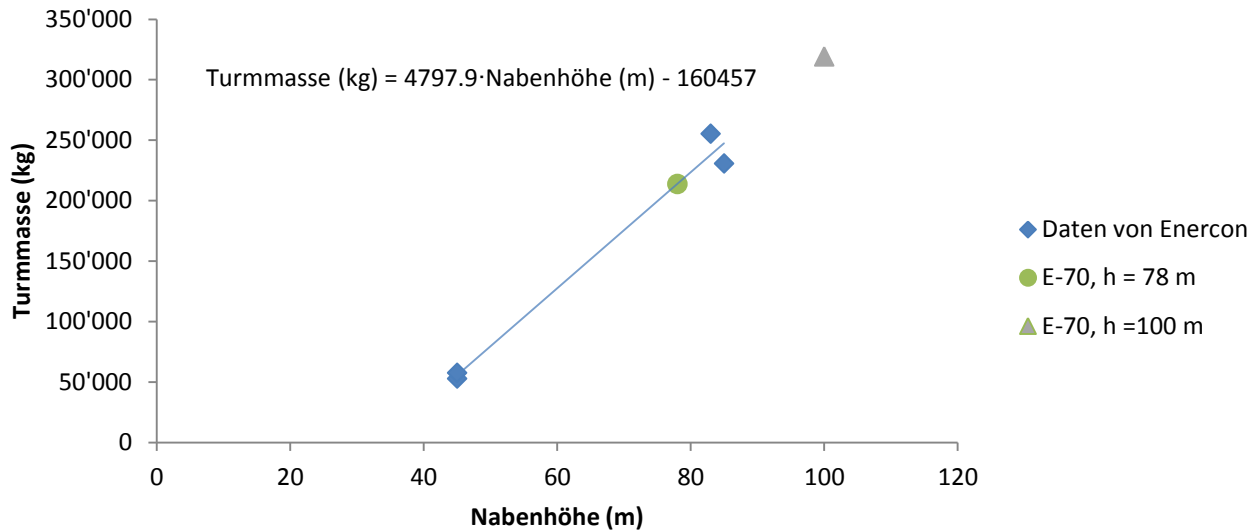


Abbildung A 1: Bestimmung der Turmmasse für die Enercon-Türme mit einer Höhe von 78m (●) bzw. 100m (▲) basierend auf den in den technischen Datenblättern von Enercon gegebenen Turmmassen von Stahltürmen mit einer unterschiedlichen Turmhöhe (◆)(Enercon, o.J.b; Enercon, o.J.c; Enercon, o.J.d; Enercon, o.J.e). Die Berechnung erfolgt anhand der in der Abbildung gegebenen Gleichung.

A3 MATERIALZUSAMMENSETZUNG DER ENERCON-ANLAGE E-40

Die Bestimmung der Materialzusammensetzung der Enercon-Anlagen E-40 und E-44 basiert auf einer Studie von Pick & Wagner (1998). Die Anteile der verschiedenen Materialien sind in dieser Studie teilweise aufgeführt, andernfalls werden sie basierend auf den vorhandenen Balkendiagrammen abgeschätzt (vgl. Tabelle A 5). Die Komponenten „Rotorblätter“, „Generator“ und „restliche Gondel“ gemäss Tabelle A 5 werden in der vorliegenden Studie zusammengefasst zu „Rotor und Gondel“ (vgl. Tabelle 3-12 auf Seite 38). Die Materialmengen der Kategorie „Sonstiges“ werden auf die restlichen Materialien aufgeteilt.

Anhang

Tabelle A 5: Materialzusammensetzung der Enercon-Anlage E-40. Werte in schwarz sind in Pick & Wagner (1998) gegeben, Werte in blau wurden basierend auf den Balkendiagrammen in Pick & Wagner (1998) abgeschätzt, Werte in grün wurden berechnet und für die Sachbilanzierung der Anlagen E-40 und E-44 in der vorliegenden Studie verwendet. Für die Bestimmung der Mengenangaben (grün) wurden die Materialien der Kategorie „Sonstiges“ anteilmässig auf die übrigen Materialien verteilt.

Anlage E-40	Nabenhöhe	Anteile		Mengen (kg)	
		44 m	55 m	46 m	55 m
Rotorblätter		Gesamtgewicht: 3'1319 kg = 3957 kg			
Glasfasern		40.0%		21	
EP Harz		27.3%		1'666	
Härter		8.7%		1'137	
Lack		6.5%		362	
PA		0.5%		21	
PE		5.0%		208	
PVC-Hartschaum		5.0%		208	
PVC		1.5%		62	
Aluminium		0.5%		271	
Sonstige		5.0%		-	
Total		100%		3'957 kg	
Generator		Gesamtgewicht: 11'857 kg			
Stahl, niedrig legiert		31.9%		3'832	
Elektroblech		42.9%		5'154	
Kupfer aus Leitungen		22.6%		2'715	
Lack		1.3%		156	
Sonstiges		1.3%		-	
Total		100%		11'857 kg	
Restliche Gondel (inkl. Rotornabe, inkl. Elektrotechnik und Elektronik für die Blattverstellung)		Gesamtgewicht: 18'004 kg			
GGG		50.5%		3'233	
Stahl, unlegiert		17.6%		3'068	
Stahl, niedriglegiert		16.7%		367	
Stahl, niedrig legiert, verzinkt		2.0%		367	
Stahl, hoch legiert		2.0%		9'278	
Aluminium		1.0%		184	
Glasfasern		2.0%		367	
UP Harz		3.7%		680	
Elektronik		0.5%		92	
Lack		2.0%		367	
Sonstige		2.0%		-	
Total		100%		18'004 kg	
Stahlurm		Gesamtgewicht: 39'347 kg	Gesamtgewicht: 54'979 kg		
Unlegierter Stahl		92.9%	95.4%	39'194	52'450
unlegiert verzinkter Stahl		3.0%	2.0%	1'266	1'100
Lack		4.1%	2.6%	1'730	1'429

Anhang

Total	100%	100%	42'189*	54'979
Fundament	Gesamtgewicht: 132'713 kg	Gesamtgewicht: 163'815 kg		
Normalbeton B25	91.9%	93.2%	127'160	152'676
Baustahl	6.5%	5.2%	8'994	8'518
Stahl, unlegiert	1.6%	1.6%	2'214	2'621
PVC	0.0%	0.0%	0	0
Total	100%	100%	138'368*	163'815

*Die Gesamtmasse von Turm und Fundament sind von der Nabenhöhe abhängig und damit bei der Anlage E-40 am Standort Gütsch anders als bei der Anlage E-40 gemäss Pick & Wagner (1998)

A4 PERMANENTMAGNET

Für die Magnete in Windkraftanlagen wird der ecoinvent v3-Prozess „Permanent magnet, for electric motor“ in ecoinvent v2.2 nachmodelliert (Tabelle A 6).

Anhang

Tabelle A 6: Sachbilanz für ein kg Permanentmagnet basierend auf ecoinvent v3 (ecoinvent Centre, 2014)

Materialien	Menge	Einheit
boric oxide, at plant	9.34E-2	kg
cryolite, at plant	1.60E-3	kg
anode, aluminium electrolysis	4.48E-1	kg
cathode, aluminium electrolysis	1.81E-2	kg
pig iron, at plant	2.11E+0	kg
neodymium oxide, at plant	9.08E-1	kg
Verarbeitung	Menge	Einheit
electricity, medium voltage, aluminium industry, at grid	1.56E+1	kWh
heat, natural gas, at industrial furnace >100kW*	8.40E-2*	MJ
heat, heavy fuel oil, at industrial furnace 1MW**	8.90E-2**	MJ
aluminium electrolysis, plant	1.54E-10	unit
Abfälle	Menge	Einheit
disposal, inert waste, 5% water, to inert material landfill	5.00E-3	kg
disposal, refractory SPL, Al elec.lysis, 0% water, to residual material landfill	1.90E-3	kg
disposal, building, bitumen sheet, to final disposal	1.20E-3	kg
disposal, filter dust Al electrolysis, 0% water, to residual material landfill	2.00E-3	kg
Emissionen in die Luft	Menge	Einheit
Particulates, < 2.5 um	2.61E-3	kg
Hydrogen fluoride	5.39E-4	kg
Sulfur dioxide	8.83E-3	kg
PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons	4.57E-5	kg
Benzo(a)pyrene	1.30E-6	kg
Methane, tetrafluoro-, R-14	2.52E-4	kg
Ethane, hexafluoro-, HFC-116	2.80E-5	kg
Particulates, > 2.5 um, and < 10um	6.09E-4	kg
Carbon dioxide, fossil	1.50E+0	kg
Nitrogen oxides	6.39E-5	kg
Carbon monoxide, fossil	9.17E-2	kg

* Summe von „heat, district or industrial, natural gas {Europe without Switzerland}“, „heat, district or industrial, natural gas {CH}“ und „heat, district or industrial, natural gas {RER}“

** Summe von „heat, district or industrial, other than natural gas {Europe without Switzerland}“, „heat, district or industrial, other than natural gas {CH}“ und „heat, district or industrial, other than natural gas {RER}“

A5 CARBONFASERN

Eine Sachbilanz für Carbonfasern wurde von Schmidt und Watson (2013, S. 27) erstellt und für die Modellierung der zukünftigen Rotorblätter übernommen (Tabelle A 7).

Anhang

Tabelle A 7: Sachbilanz von Carbonfasern gemäss Schmidt & Watson (2013, S. 27)

Material (Schmidt & Watson, 2013)	Verwendeter ecoinvent v2.2- Prozess	Menge pro kg (Schmidt & Watson, 2013)	
Materialien			
Polyacrylnitril	Acrylonitril, Sohioprozess, ab Werk	1.82	kg
Stickstoff	Stickstoff, flüssig, ab Werk	10	kg
Wasser	Trinkwasser, ab Hausanschluss	2.88	kg
Epoxidharz	Epoxydharz, flüssig, ab Werk	0.01	kg
Schwefelsäure	Schwefelsäure, flüssig, ab Werk	0.02	kg
Energiebedarf			
Elektrizität, Mittelspannung, Europa	Strom, Mittelspannung, Produktion RER, ab Netz	6.99	MJ
Heizdampf (Erdgas in Industriefeuerung)	Erdgas, in Industriefeuerung >100kW	3.1	MJ
Infrastruktur			
Flachglaswerk	Flachglaswerk	4.0E-10	p
Emissionen ins Wasser			
Schwefelsäure	Sulfat	0.1949*	kg
Emissionen in die Luft			
Ethan	Ethan	0.0000101	kg
Ammoniak	Ammoniak	0.00116	kg
Cyanwasserstoff	Cyanwasserstoff	0.0157	kg
Kohlenmonoxid	Kohlenmonoxid	0.00324	kg
Kohlendioxid	Kohlendioxid	1.013	kg

* Menge über Molmasse angepasst

A6 ZUKUNFTSVARIANTE STAHLTURM

Caduff et al. (2012a) führen die Sachbilanzen von zehn Stahltürmen auf. Das Gesamtgewicht der Türme gemäss Caduff et al. (2012a) ist in Abbildung A 2 gegeben. Anhand der in Abbildung A 2 dargestellten linearen Trendlinie wird die Turmmasse eines 100 m hohen Stahlturms bestimmt. Im Mittel bestehen die Türme aus 99.2% Stahl und 0.8% Epoxidharz (Caduff et al., 2012a). Dieses Verhältnis wird für die Sachbilanzierung der Stahlturm-Variante übernommen.

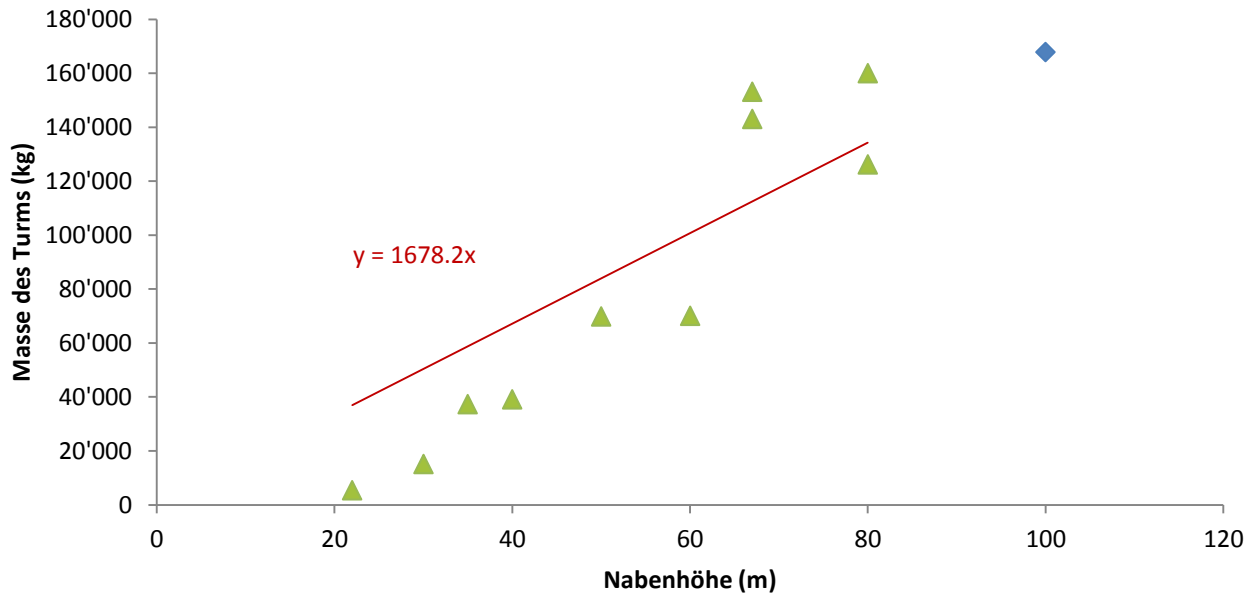


Abbildung A 2: Masse der von Caduff et al. (2012a) bilanzierten Stahltürme in Abhängigkeit der Nabenhöhe (\blacktriangle), lineare Trendlinie durch den Ursprung ($-$) und berechnete Masse eines 100 m hohen Turms (\blacklozenge)

A7 WINDSTROMPRODUKTIONSDATEN

In dieser Studie werden (sofern vorhanden) die Windstrom-Produktionsdaten aus dem Referenzjahr 2013 gemäss Suisse Eole (2014b) verwendet. Wie Tabelle A 8 für die acht grössten Anlagen beispielhaft zeigt, liegen die Erträge aus andern Jahren und gemäss anderen Quellen in einem ähnlichen Bereich.

Anhang

Tabelle A 8: Windstromproduktion der wichtigsten Anlagen aus verschiedenen Jahren und Quellen ausgedrückt als Anteil der in dieser Studie angenommenen Produktionsmenge, welche 100% entspricht. Die Daten stammen von wind-data.ch (1), den KEV-Listen²¹ (2) sowie für die Standorte Haldenstein, Mt. Crosin und Lutersarni und das Jahr 2013 aus weiteren Quellen (3) gemäss Tabelle 3-32.

Jahr	Quelle	Standort							
		Martigny	Collonges	St. Brais	Peuchapatte	Mt. Crosin	Haldenstein	Charrat	Gütsch
2009	1	97%	104%	-	-	-	-	-	-
2010	1	104%	101%	-	-	-	-	-	-
2011	1	92%	94%	101%	89%	-	-	-	-
	2	92%			87%				
2012	1	98%	105%	122%	117%	-	-	-	-
	2	98%	-	-	119%	-	-	-	-
2013	1 / 3	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	2	100%	-	-	101%	-	79%	100%	-
2014	1	94%	104%	103%	98%	92%	96%	96%	107%

A8 TECHNOLOGIEVERGLEICH

Für den Vergleich verschiedener Stromproduktionstechnologien (vgl. Seite 73) werden die Datensätze aus Tabelle A 9 verwendet.

Tabelle A 9: Für den Technologievergleich verwendete Datensätze

Technologie/Stromprodukt	Verwendeter ecoinvent-Datensatz	
	Bezeichnung	Ort
Atomkraftwerk	Strom, ab Kernkraftwerk	CH
CH-Verbrauchermix	Strom, Niederspannung, ab Netz	CH
Gaskraftwerk	Strom, ab Erdgas-Kraftwerk	DE
Biogas BHKW	Strommix, Photovoltaik, ab Anlage	CH
PV-Mix	Strom, Wasserkraft, ab Laufwasserkraftwerk	CH
Holz WKK	Strom, Wasserkraft, ab Speicherkraftwerk	CH
Windstrom-Mix	Strom aus Kehrlicht, ab Kehrlichtverbrennungsanlage	CH
Speicherkraftwerk	Strom, ab Holz-WKK 6400kWh, Abgasreinigung, Allokation Energie	CH
KVA	Strom, ab BHKW, Biogas Landwirtschaft Mix, Allokation Exergie	CH

²¹ s. http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/02073/index.html?dossier_id=02166&lang=de (BFE, 2014a; BFE, 2014b; BFE, 2014c)