

Vorteile von Ökostromanlagen für Industriestandorte

Masterarbeit
von
BSc. Andrea Reiterer



eingereicht am
Lehrstuhl Wirtschafts- und Betriebswissenschaften
der
Montanuniversität Leoben

Leoben, am 13. Februar 2014

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Masterarbeit selbstständig und ohne fremde Hilfe verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche erkenntlich gemacht habe.

Affidavit

I declare in lieu of oath, that I wrote this thesis and performed the associated research myself, using only literature cited in this volume.

Leoben, am 13. Februar 2014

Reiterer Andrea

Danksagung

Die vorliegende Arbeit wurde am Department für Wirtschafts- und Betriebswissenschaften der Montanuniversität Leoben in Zusammenarbeit mit der Firma voestalpine Stahl Donawitz GmbH durchgeführt.

Für die Möglichkeit der Durchführung dieser Arbeit möchte ich mich bei Herrn o.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.mont. Hubert Biedermann bedanken.

Von Seiten des Lehrstuhls Wirtschafts- und Betriebswissenschaften danke ich Frau DI (FH) Carina Gallien für die wissenschaftliche Betreuung dieser Arbeit. Sie hatte ihre Türen für meine Anliegen und Fragen während der Erstellung dieser Arbeit immer offen.

Besonders möchte ich mich für die gute Zusammenarbeit bei Herrn Sebastian Kröger und DI (FH) Andreas Kiedl bedanken. Durch ihre fachliche Kompetenz waren sie hervorragende Ideengeber und unterstützten mich mit vielfältigen Hilfestellungen. Weiters möchte ich mich für die interessanten Diskussionen und Anregungen bedanken.

Ein herzlicher Dank gebührt meinen Eltern, die es mir ermöglicht haben ein Studium zu absolvieren und mich über die gesamte Studienzeit mental unterstützt und motiviert haben.

Einen ganz besonderen Dank möchte ich für meinen Freund aussprechen, der mir über viele Jahre hinweg in schwierigen Zeiten immer tröstend zur Seite stand und stets liebevolle Worte für mich fand.

Kurzfassung

Der Fokus dieser Arbeit liegt in der Ermittlung der Vorteile von Ökostromanlagen für Industriestandorte. Ausbaukonzepte für Ökostromanlagen für die voestalpine Stahl Donawitz GmbH, inklusive einer technischen und wirtschaftlichen Bewertung, sollen mögliche Vorteile aufzeigen. Die vorliegende Arbeit ist in zwei Teile gegliedert. Der erste Teil befasst sich mit der Ausarbeitung der technischen Grundlagen von Ökostromanlagen bezogen auf Photovoltaik, Wasserkraft, Windkraft, Biomasse, Biogas, Geothermie und Solarthermie. Darauf aufbauend wurden technische Ausbaukonzepte für Photovoltaik-, Windkraft-, Wasserkraft- und Biomasseanlagen erstellt. Dabei wurden die jeweiligen Standorteigenschaften untersucht, ein mögliches Konzept für die Montage und Aufstellung der Anlagen erstellt und unterschiedliche Technologien und Anbieter von Ökostromanlagen verglichen. Der zweite Teil dieser Arbeit evaluiert die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der vier untersuchten Ökostromanlagen. Es wurden Investitionskosten, Stromgestehungskosten und Förderungen von Photovoltaik-, Wind-, Wasser- und Biomasseanlagen erhoben. Von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausgehend, wurde für jede Anlage eine Wirtschaftlichkeitsrechnung in Form einer statischen Investitionsrechnung durchgeführt, um die betriebswirtschaftliche Relevanz der Ausbaukonzepte untersuchen zu können. Neben den technischen und wirtschaftlichen Bewertungen wurde auch der Aspekt des Imagegewinns durch Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern betrachtet. Die Vorteile von Photovoltaik-, Windkraft-, Wasserkraft- und Biomasseanlagen werden durch den Vergleich der technischen und wirtschaftlichen Analyse, sowie unter Berücksichtigung des Images von erneuerbaren Energieträgern, dargestellt.

Abstract

This work is focused on the determination of the benefits of green power plants for industrial sites. Technical concepts for different green power plants for voestalpine Stahl Donawitz GmbH, including technical and economic valuation, shall show their possible advantages. The present work is separated in two parts. The first part is concerning with the evaluation of the technical basics of green power plants based on photovoltaic, hydropower, wind power, biomass, biogas, geothermal and solar thermal power. Based on these technical basics, technical concepts for photovoltaic, wind power, hydropower and biomass plants were created. Therefore the local conditions of the company were determined, possible concepts for the installation were created and different technologies and suppliers of green power plants were compared. The second part of this work evaluates the economic conditions of the four investigated green power plants. The investment costs, electricity production costs and subsidies of photovoltaic, wind, hydro and biomass plants were determined. Based on the economic conditions, an economic calculation in form of static investment was conducted in order to investigate the economic relevance of the developed concept for each plant. In addition to the technical and economic evaluations, the aspect of a better image because of the use of electricity production from renewable energy was analyzed. The benefits of photovoltaic, wind power, hydropower and biomass plants are shown by comparing the technical and economic assessments and in consideration of the image of renewable energies.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	vii
Abbildungsverzeichnis	ix
Tabellenverzeichnis	xi
Abkürzungsverzeichnis.....	xiii
1 Einleitung	1
1.1 Zielsetzung und Vorgehensweise der Arbeit.....	1
1.2 Einführung in den erneuerbaren Energiesektor Ökostrom.....	3
2 Technische Ausbaukonzepte von Ökostromanlagen	8
2.1 Photovoltaik	8
2.1.1 Technische Kenngrößen	9
2.1.2 Standortanforderungen.....	11
2.1.3 Standortspezifische Eigenschaften	12
2.1.4 Technologievergleich unterschiedlicher Module und Wechselrichter	16
2.2 Wasserkraft.....	18
2.2.1 Klassifikation unterschiedlicher Wasserkraftwerke	19
2.2.2 Technische Kenngrößen	21
2.2.3 Standortanforderungen.....	23
2.2.4 Standortspezifische Eigenschaften	23
2.2.5 Technologievergleich unterschiedlicher Turbinentypen.....	27
2.3 Windkraft.....	28
2.3.1 Technische Kenngrößen	33
2.3.2 Standortanforderungen.....	33
2.3.3 Standortspezifische Eigenschaften	34
2.3.4 Technologievergleich unterschiedlicher Windenergieanlagen	40
2.4 Biomasse	42
2.4.1 Brennstofftechnische Kenngrößen.....	44
2.4.2 KWK-Anlage auf Basis des Dampfturbinenprozesses	45
2.4.3 Biomassevergasung	46
2.4.4 Technologievergleich unterschiedlicher Anbieter	53
2.5 Biogas	53
2.6 Geothermie.....	55
2.6.1 Standortanforderungen.....	56

2.7	Solarthermie	56
3	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	58
3.1	Photovoltaikanlagen.....	59
3.2	Windkraftanlagen.....	63
3.3	Wasserkraftanlagen.....	67
3.4	Biomasseanlagen.....	69
3.5	Entwicklung der Fördersituation in Österreich	72
3.6	Wirtschaftlichkeitsrechnung	74
3.6.1	Statische Investitionsrechnung.....	74
3.6.2	Dynamische Investitionsrechnung.....	76
3.7	Durchführung der Wirtschaftlichkeitsrechnung von Ökostromanlagen	77
3.7.1	Photovoltaikanlagen.....	77
3.7.2	Windkraftanlagen.....	78
3.7.3	Wasserkraftanlagen.....	80
3.7.4	Biomasseanlagen.....	81
4	Akzeptanz und Image von Ökostrom	84
5	Handlungsempfehlung für den Standort Donawitz	89
5.1	Vergleich der technischen Ausbaukonzepte.....	89
5.2	Vergleich der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.....	92
6	Zusammenfassung und Ausblick.....	96
	Literaturverzeichnis	100

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Struktur der vorliegenden Arbeit	2
Abbildung 2: Entwicklung des Stromverbrauchs und Erzeugungsstruktur in Österreich	3
Abbildung 3: Eignungsgebiete für Windanlagen in der Steiermark	5
Abbildung 4: Standorte der Windanlagen in der Steiermark.....	6
Abbildung 5: Entstehung der Raumladungszone am p-n-Übergang.....	8
Abbildung 6: Aufbau einer Silizium-Solarzelle.....	9
Abbildung 7: Strom-Spannungs-Kennlinie mit MPP und Füllfaktor	10
Abbildung 8: Arten der Aufständigung von Photovoltaikanlagen.....	11
Abbildung 9: Darstellung des geeigneten Abstandes zwischen Modulreihen	11
Abbildung 10: Luftbild des Fabrikgeländes der voestalpine Stahl Donawitz	13
Abbildung 11: Montagegeeignete Fläche des Drahtwalzwerkes für PV-Module.....	13
Abbildung 12: Flach- und Schrägdach des Schienenwalzwerkes	14
Abbildung 13: Klassifikation der österreichischen Wasserkraftwerke.....	19
Abbildung 14: Charakteristischer Leistungsplan einer Wasserkraftanlage	21
Abbildung 15: Abflussdauerlinie	22
Abbildung 16: Standorte der Laufkraftwerke am Vordernbergerbach.....	24
Abbildung 17: Höhenprofil Vordernbergerbach	24
Abbildung 18: Laufkraftwerk der Verbund Hydro Power AG am Vordernbergerbach	25
Abbildung 19: Laufkraftwerk in St. Peter ob Freienstein am Vordernbergerbach.....	25
Abbildung 20: Ergebnis der Risikoanalyse des NGP 2009	26
Abbildung 21: Kandidatenausweisung künstliche – erheblich veränderte Gewässer.....	26
Abbildung 22: Aufbau einer Horizontalachsen-Windkraftanlage mit Getriebe.....	29
Abbildung 23: Windkraftanlage mit Asynchrongenerator und Getriebe	30
Abbildung 24: Windkraftanlagen mit Synchrongenerator ohne Getriebe	30
Abbildung 25: Die Entwicklung des Windrades.....	31
Abbildung 26: Windkraftentwicklung in Europa bis 2030	32
Abbildung 27: Windkraftentwicklung weltweit bis 2030	32
Abbildung 28: Lage der Messstationen: St. Michael (rote Signatur), Leoben (blaue Signatur)34	
Abbildung 29: Relative Windrichtungsverteilung nach Geschwindigkeitsklassen für St. Michael.....	35
Abbildung 30: Relative Windrichtungsverteilung nach Geschwindigkeitsklassen für Leoben36	
Abbildung 31: Überblick der Standorte für Windkraftanlagen (ÖK 500 1:500 000) Maßstab 1:175 000.....	37
Abbildung 32: Marktanteile der Hauptproduzenten von Windkraftanlagen 2012	40
Abbildung 33: Systemaufbau der Vergasung biogener Festbrennstoffe	43
Abbildung 34: Schematische Darstellung eines einstufigen Dampfturbinenprozesses.....	44
Abbildung 35: Heiz- und Brennwert bei unterschiedlichen Wassergehalten	44
Abbildung 36: Grundschemata einer CLEANSTIGAS-KWK-Anlage	46
Abbildung 37: Schematische Darstellung unterschiedlicher Vergasungstypen	47
Abbildung 38: Funktionsschema des Wirbelschicht-Dampf-Vergasers Güssing	52

Abbildung 39: Überblick der Kosten bei Bezug oder Einspeisung von Ökostrom	58
Abbildung 40: Durchschnittliche Kostenanteile einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage .	59
Abbildung 41: Investitionskosten für Kleinwasserkraftwerke.....	67
Abbildung 42: „Nutzung und Ausbau Erneuerbarer Energien sind ...“	85
Abbildung 43: „Welche Kraftwerke sollten in Österreich gebaut werden?“	85
Abbildung 44: „Zur Stromerzeugung in der Nachbarschaft finde ich sehr gut bzw. gut...“ .	86
Abbildung 45: „Haben Windkraftanlagen Auswirkungen auf Ihre Lebensqualität?“	87
Abbildung 46: Nutzwertanalyse der vier Ökostromanlagen	94

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Einspeisemengen und Vergütungen von Ökostrom in Österreich im Jahr 2012.....	4
Tabelle 2: Auflistung der steirischen Windkraftanlagen	6
Tabelle 3: Liste der Kleinwasserkraftwerke im Raum Leoben	7
Tabelle 4: Erreichte Wirkungsgrade einfacher Solarzellen unter STC.....	10
Tabelle 5: Abhängigkeit der Modulfläche vom eingesetzten Zellmaterial	12
Tabelle 6: Maximal mögliche Anzahl von 500 kW _p PV—Anlagen am Satteldach	15
Tabelle 7: Vergleich von Mono- und Polykristallinen, Dünnschicht und CIGS Modulen	16
Tabelle 8: Größenklassen des Tagesabflusses als Basis der Abflussdauerlinie	22
Tabelle 9: Zusammenhang zwischen Ertrag und Nabenhöhe eines Windrades	31
Tabelle 10: IEC Windklassen in Bezug auf Windgeschwindigkeiten.....	34
Tabelle 11: Relative Windrichtungsverteilung nach Geschwindigkeitsklassen für St. Michael35	
Tabelle 12: Relative Windrichtungsverteilung nach Geschwindigkeitsklassen für Leoben.....	36
Tabelle 13: Standortspezifische Daten von Windkraftanlagen des Types E-70 im Raum Leoben	38
Tabelle 14: Technologievergleich unterschiedlicher Windenergieanlagen	41
Tabelle 15: Zusammensetzung des trockenen Produktgases mittels Vergasung von Holz	48
Tabelle 16: Zusammensetzung und Heizwerte von Produktgasen mittels Vergasung von Holz.....	49
Tabelle 17: Zusammensetzung und Heizwerte von Produktgasen für typische Vergasungsverfahren.....	49
Tabelle 18: Gesamtzusammensetzung Produktgas CSG.....	49
Tabelle 19: Umrechnungsfaktoren für Holzhackgut (Anlagen über 500 kW Nennleistung) ..	51
Tabelle 20: Detailinformation des Biomassekraftwerkes Güssing	52
Tabelle 21: Flächeneffizienz von Biogas	54
Tabelle 22: Flächenbedarf der wichtigsten Substrate für Biogasanlagen.....	54
Tabelle 23: Überblick der technischen Daten von Ökostromanlagen.....	57
Tabelle 24: Typische Fundamentkosten von Windkraftanlagen	63
Tabelle 25: Netzanbindungskosten für eine einzelne Windkraftanlage.....	64
Tabelle 26: Anhaltswerte für Planungskosten	64
Tabelle 27: Anhaltswerte für jährlich anfallende Betriebskosten bezogen auf den Ab-Werk- Preis	65
Tabelle 28: Kosten des Windparks Hochpürschtling.....	65
Tabelle 29: Folgekosten der Steigerung der Nabenhöhe auf über 100 m	66
Tabelle 30: Investitions- und Betriebskosten der untersuchten Wasserkraftanlagen	68
Tabelle 31: Technische Kenngrößen der untersuchten Wasserkraftanlagen	68
Tabelle 32: Gliederung der Investitionszuschüsse für Kleinwasserkraftanlagen	69
Tabelle 33: Gliederung der Einspeisetarife für Ökostrom aus fester Biomasse.....	71
Tabelle 34: Vor- und Nachteile des Fördermodells „Einspeisetarife“	72
Tabelle 35: Vor- und Nachteile des Fördermodells „Quote“	73
Tabelle 36: Vor- und Nachteile des Fördermodells „Premium“	73

Tabelle 37: Überblick der technischen Daten von Ökostromanlagen.....	77
Tabelle 38: Daten der Wirtschaftlichkeitsrechnung einer PV-Anlage	77
Tabelle 39: Kostenvergleichsrechnung einer 500 kWp PV-Anlage	77
Tabelle 40: Gewinnvergleichsrechnung einer 500 kWp PV-Anlage	78
Tabelle 41: Rentabilitätsrechnung einer 500 kWp PV-Anlage.....	78
Tabelle 42: Berechnung der statischen Amortisationszeit einer 500 kWp PV-Anlage	78
Tabelle 43: Daten der Wirtschaftlichkeitsrechnung einer Windkraftanlage.....	79
Tabelle 44: Kostenvergleichsrechnung einer 2 MW Windkraftanlage.....	79
Tabelle 45: Gewinnvergleichsrechnung einer 2 MW Windkraftanlage	79
Tabelle 46: Rentabilitätsrechnung einer 2 MW Windkraftanlage	79
Tabelle 47: Berechnung der statischen Amortisationszeit einer 2 MW Windkraftanlage.....	79
Tabelle 48: Daten der Wirtschaftlichkeitsrechnung einer Wasserkraftanlage.....	80
Tabelle 49: Kostenvergleichsrechnung einer 1 MW Wasserkraftanlage.....	80
Tabelle 50: Gewinnvergleichsrechnung einer 1 MW Wasserkraftanlage.....	80
Tabelle 51: Rentabilitätsrechnung einer 1 MW Wasserkraftanlage	81
Tabelle 52: Berechnung der statischen Amortisationszeit einer 1 MW Wasserkraftanlage.....	81
Tabelle 53: Daten der Wirtschaftlichkeitsrechnung einer Biomasseanlage.....	81
Tabelle 54: Kostenvergleichsrechnung einer 2 MW Biomasseanlage	82
Tabelle 55: Gewinnvergleichsrechnung einer 2 MW Biomasseanlage.....	82
Tabelle 56: Rentabilitätsrechnung einer 2 MW Biomasseanlage	82
Tabelle 57: Berechnung der statischen Amortisationszeit einer 2 MW Biomasseanlage	82
Tabelle 58: Gegenüberstellung der einzelnen Wirtschaftlichkeitsrechnungen	83
Tabelle 59: Vergleich der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen von Ökostromanlagen.....	92

Abkürzungsverzeichnis

%	Prozent
€	Euro
€/kWp	Euro pro Kilowattpeak
°	Grad
°C	Grad Celsius
a	Jahr
A	Ampere
AG	Aktiengesellschaft
AM	air mass
aSi	amorphes Silizium
BHKW	Blockheizkraftwerk
bzw.	beziehungsweise
C ₂ H ₆	Ethan
C ₃ H ₈	Propan
ca.	zirka
CdTe	Cadmiumtellurit
CH ₄	Methan
CIGS	Kupfer-Indium-Gallium-Selen/Schwefel-Verbindung
CIS	Kupfer-Indium-Selen/Schwefel-Verbindungen
cm	Zentimeter
CO	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlendioxid
d.h.	das heißt
E	Osten
EE	Erneuerbare Energien
EIWO	Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz
engl.	englisch
et al.	et alteri oder et alii = und andere
EU	Europäische Union
eV	Elektronenvolt
f.	folgende Seite
ff.	folgende Seiten
FICFB	Fast Internally Circulating Fluidised Bed
GaAs	Galliumarsenid
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
h/a	Stunden pro Jahr
H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser
H ₂ S	Schwefelwasserstoff
ha	Hektar

h_f	Fallhöhe
Hrsg.	Herausgeber
I	Strom
I_D	Diffusionsstrom
IEC	International Electrotechnical Commission
I_K	Kurzschlussstrom
inkl.	inklusive
InP	Indiumphosphid
I_{ph}	Photostrom
kg	Kilogramm
km	Kilometer
kVA	Kilovoltampere
KW	Kraftwerk
kW_{el}	Kilowatt elektrisch
kWh	Kilowattstunden
kWh/m^2	Kilowattstunden pro Quadratmeter
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKW	Kleinwasserkraftwerk
kW_p	Kilowattpeak
kW_{th}	Kilowatt thermisch
LGBL	Landesgesetzblatt
m	Meter
m/s	Meter pro Sekunde
m^2	Quadratmeter
m^3/s	Kubikmeter pro Sekunde
max.	Maximal
Mio.	Million
mono-Si	Monokristallines Silizium
MPP	Maximum Power Point
MW	Megawatt
MW_{el}	Megawatt elektrisch
MWh	Megawattstunden
MWh/a	Megawattstunden pro Jahr
N	Norden
N_2	Stickstoff
NE	Nordosten
NGP	Nationaler Gewässerbewirtschaftungsplan
NH_3	Ammoniak
NIMBY	Not In My Backyard
NW	Nordwesten
OeMAG	Abwicklungsstelle für Ökostrom AG
ORC	Organic Rankine Cycle
ÖSET-VO	Ökostrom-Einspeisetarifverordnung
ÖSG	Ökostromgesetz

ÖSVO	Ökostromverordnung
OWC	Oscillating Water Column
P	Leistung
PKW	Personenkraftwagen
poly-Si	Polykristallines Silizium
PV	Photovoltaik
Q	Durchfluss
RLZ	Raumladungszone
S	Süden
S.	Seite
SE	Südosten
St.	Sankt
STC	standard test condition
SW	Südwesten
t	Tonnen
t/h	Tonnen pro Stunde
TWh	Terrawattstunden
U	Spannung
U/min	Umdrehungen pro Minute
U_D	Diffusionsspannung
U_L	Leerlaufspannung
usw.	und so weiter
V	Volt
vgl.	Vergleiche
W	Westen
W/m^2	Watt pro Quadratmeter
WEA	Windenergieanlagen
WG	Wassergehalt
WGS84	World Geodetic System 1984
WiGeKl	Windgeschwindigkeitsklasse
W_p	Wattpeak
z.B.	zum Beispiel
ZAMG	Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik
η_{tot}	Gesamtwirkungsgrad
μ_{Si}	mikrokristallines Silizium

1 Einleitung

Die voestalpine Stahl Donawitz GmbH deckt ihren Strombedarf durch Eigenerzeugung aus Hüttengasen und Stromzukauf vom externen Strommarkt. Die Rahmenbedingungen für Ökostromanlagen haben sich in den letzten Jahren massiv geändert. Ein immer größeres Bewusstsein für erneuerbare Energieträger in der Öffentlichkeit, sowie zum Teil lukrativ geförderte Einspeisetarife, machen Ökostromanlagen zunehmend interessant für Industriebetriebe. Wie sich der Ausbau von Ökostromanlagen und die Nutzung des Ökostroms am eigenen Industriestandort auf das Unternehmen auswirken, soll in dieser Arbeit untersucht werden.

1.1 Zielsetzung und Vorgehensweise der Arbeit

Ziel dieser Arbeit ist die Ermittlung möglicher Vorteile von Ökostromanlagen für die voestalpine Stahl Donawitz GmbH. Die Erstellung eines technischen Ausbaukonzeptes für die Ökostromanlagen Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft und Biomasse soll einen Grundbaustein für mögliche Nutzungsvarianten und den damit verbundenen Vor- und Nachteilen für Industriestandorte schaffen.

Nachdem die technischen Aspekte von Ökostromanlagen behandelt wurden, sollen die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen aufgezeigt werden. Ein wesentlicher Punkt sollte eine umfangreiche Analyse der Fördermöglichkeiten von Ökostromanlagen für Industriestandorte in Österreich sein. Um einen Überblick über die Finanzierung der Anlagen zu erhalten, sollen weiters die Investitionskosten und Stromgestehungskosten für jede einzelne Anlage ermittelt werden. Basierend auf diesen Daten soll eine umfangreiche Wirtschaftlichkeitsanalyse der erarbeiteten Anlagenkonzepte durchgeführt werden, um als Ziel einen Kosten-Nutzen-Wert der unterschiedlichen Ökostromanlagen abschätzen zu können.

Da die Thematik der Nachhaltigkeit und erneuerbaren Energieträgern bewusster von der Gesellschaft wahrgenommen wird, ist ein weiteres Ziel dieser Arbeit, die Akzeptanz von Ökostromanlagen innerhalb der Bevölkerung zu ermitteln. Vor allem soll untersucht werden, ob Ökostromanlagen für einen Industriestandort einen Imagegewinn oder –verlust hervorrufen können.

Zu Beginn der Arbeit wurden in Zusammenarbeit mit der voestalpine Stahl Donawitz GmbH die konkreten Zielvorstellungen besprochen. Darauf basierend erfolgten im ersten Schritt die Gliederung der Arbeit und die Erstellung eines Konzeptes. Die Arbeit gliedert sich in einen technischen und einen wirtschaftlichen Teil, wobei die endgültige Struktur der Arbeit Abbildung 1 zu entnehmen ist.

Um technische Ausbaukonzepte erstellen zu können, ist ein Basiswissen über die technischen Grundlagen unumgänglich. Daher erfolgte zunächst ein umfangreiches Literaturstudium der allgemeinen Grundlagen von Ökostromanlagen, welches in Kapitel 2 nachgeschlagen werden kann.

Aufbauend auf den technischen Grundlagen, werden weiters in Kapitel 2 technische Ausbaukonzepte für Ökostromanlagen, basierend auf Photovoltaik, Wasserkraft, Windkraft und Biomasse, erarbeitet. Diese Ausbaukonzepte gehen im Detail auf die Standorteigenschaften, Aufstellung und Montage der Anlagen, einen Technologievergleich und die unterschiedlichen Anbieter, näher ein.

Der wirtschaftliche Teil der Arbeit wird, durch die Ermittlung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und der Durchführung einer Wirtschaftlichkeitsrechnung, in Kapitel 3 erarbeitet. Wie die Bevölkerung gegenüber erneuerbaren Energieträgern eingestellt ist, wird durch die Erhebung der Akzeptanz und des Images von Ökostrom in Kapitel 4 analysiert.

Durch den Vergleich der technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Kapitel 5 werden geeignete Ökostromanlagen auf Grund ihrer Vor- und Nachteile für Industriestandorte ausgewiesen.



Abbildung 1: Struktur der vorliegenden Arbeit

1.2 Einführung in den erneuerbaren Energiesektor Ökostrom

Als Ökostrom wird laut dem Ökostromgesetz 2012 jede elektrische Energie bezeichnet, die aus erneuerbaren Energieträgern gewonnen wird. Zu den erneuerbaren, nichtfossilen Energieträgern zählen die Sonne, Wasserkraft, Windkraft und Geothermie sowie Biomasse, Klär- und Deponiegas.

Wie sich der Stromverbrauch in Österreich entwickelt hat und welche Energieträger den Hauptanteil an Strom erzeugt haben, ist in Abbildung 2 dargestellt. Aus dieser Grafik geht deutlich der Anstieg des Stromverbrauches von ca. 42.000 GWh im Jahr 1990 auf über 60.000 GWh im Jahr 2010 hervor, was einem prozentuellen Anstieg von 43 % entspricht. Auffallend ist weiters der erhebliche Anteil von Wasserkraft als Energieerzeuger für das öffentliche Netz, gefolgt von fossilen und sonstigen Energieträgern.

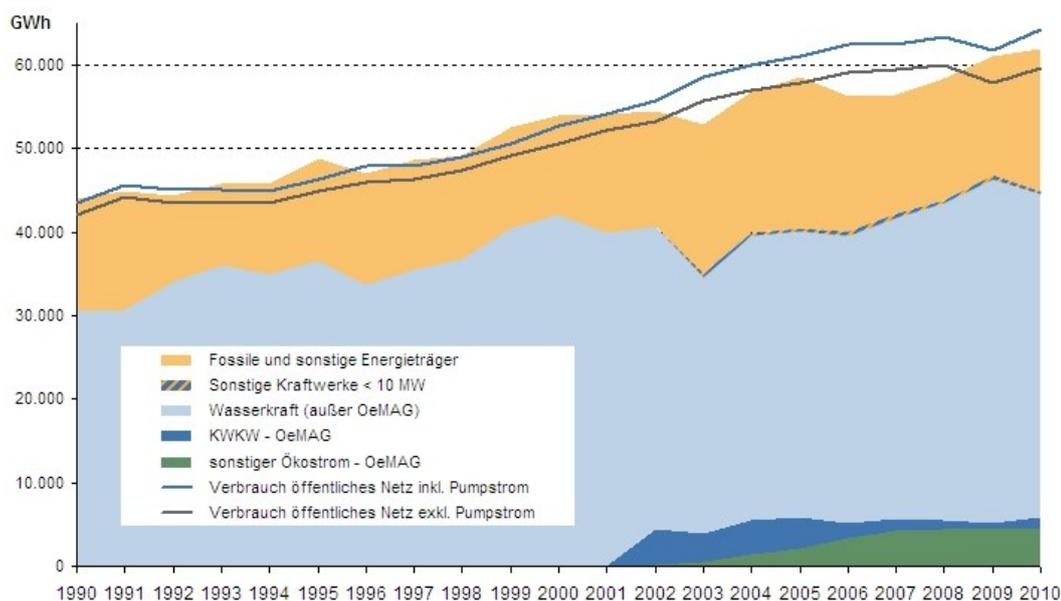


Abbildung 2: Entwicklung des Stromverbrauchs und Erzeugungsstruktur in Österreich ¹

Die Erzeugung von Strom aus Wasserkraft beruht auf der Umwandlung von Bewegungs- und Höhenenergie des Wassers in elektrische Energie. Da in Österreich die gegebene Topografie sehr geeignet für die Nutzung von Wasserkraft ist, kann der Großteil des Strombedarfs auch durch Wasserkraft gedeckt werden. Insgesamt werden in Österreich jährlich etwa 37.000 GWh elektrische Energie mittels Wasserkraft erzeugt. Ein wesentlicher Vorteil der Wasserkraft ist die einfache Speicherbarkeit. In Pumpspeicherkraftwerken kann die Wasserkraft durch Aufstauung oder Hochpumpen auf ein höheres Niveau gespeichert werden und steht in Zeiten von Spitzenlastbedarf rasch zur Verfügung. In Abbildung 2 wird zwischen dem Einsatz und Verzicht von Pumpstrom unterschieden.²

Der erzeugte Ökostrom wird von der OeMAG abgenommen und vergütet. Wie viel Ökostrom im Jahr 2012 von der OeMAG abgenommen wurde, ist in Tabelle 1 ersichtlich. Es besteht auch die Möglichkeit, den Strom auf dem freien Markt zu verkaufen. Viele Kleinwasserkraftbetreiber haben diese Möglichkeit auf Grund des steigenden Marktpreises genutzt. Die Einspeisemengen der Kleinwasserkraftwerke in Tabelle 1 beziehen sich nur auf jene, die von der OeMAG abgenommen wurden.

¹ Quelle: Energie-Control Austria (2011)

² Vgl. Energie-Control Austria (2009a)

Tabelle 1: Einspeisemengen und Vergütungen von Ökostrom in Österreich im Jahr 2012³

	Einspeisemenge [MWh]	Anteil an der gesamten Ein- speisemenge [%]	Vergütung netto [€]	Durchschnitts- vergütung [Cent/kWh]
Kleinwasserkraft	1.095.400	18	57.326.984	5,23
Windkraft	2.386.003	39	189.767.921	7,95
Biomasse fest	1.992.961	32	275.643.414	13,90
Biomasse gasförmig	554.330	9	95.444.666	17,22
Biomasse flüssig	343	0	42.545	12,40
Photovoltaik	101.304	2	36.812.475	36,34
Deponie- und Klärgas	30.734	0	1.902.876	6,19
Geothermie	677	0	32.846	4,85
Summe	6.161.752	100	656.973.727	10,68

Die Sonneneinstrahlung wird für Windkraftanlagen indirekt und für Photovoltaikanlagen direkt genutzt, um elektrische Energie zu gewinnen. Da Luft bestrebt ist, die Druckunterschiede auf Grund unterschiedlicher Erdoberflächentemperaturen auszugleichen, strömt sie von Gebieten höheren Druckes in niedrigere Luftdruckgebiete. Windkraftanlagen wandeln die kinetische Energie dieser Luftströmung in elektrische Energie um. Im Jahr 2012 steht Windkraft, bezüglich der Einspeisemenge von Ökostrom, an erster Stelle, wie in Tabelle 1 ersichtlich ist.⁴

Um aus der Sonneneinstrahlung direkt elektrische Energie zu gewinnen, macht sich eine Photovoltaikanlage den photovoltaischen Effekt zu Nutze. Mit einer Einspeisemenge von 101 GWh liegt die Erzeugung von elektrischer Energie mittels Photovoltaikanlage in Österreich nur an fünfter Stelle. In der PV-Technologie liegt jedoch das höchste Entwicklungspotenzial, da die unterschiedlichen Solarzellentypen und –materialien laufend neu entwickelt werden.⁵

Die Energiequellen der Geothermie stammen aus der, durch radioaktiven Zerfall erzeugten, Hitze im Erdinneren und der Gravitationswärme. Die geothermale Stromproduktion fällt ausschließlich in das Gebiet der tiefen Geothermie, welche bei Bohrungen ab 400 m beginnt. Ein geothermales Kraftwerk wandelt geothermische Energie in Form von Dampf über eine Turbine in elektrischen Strom um.

Zu den rohstoffabhängigen Erzeugungsarten von erneuerbarer Energie zählen Biomasse sowie Klär- und Deponiegase. Laut dem Ökostromgesetz 2012 ist unter dem Begriff Biomasse der biologisch abbaubare Anteil von Erzeugnissen und Rückständen der Landwirtschaft mit biologischen Ursprung, der Forstwirtschaft einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie den biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen zu verstehen. Vorrangig wird Biomasse für die Wärmeerzeugung verwendet. Für die Erzeugung von elektrischer

³ In Anlehnung an: OeMAG (2012)

⁴ Vgl. Energie-Control Austria (2009a)

⁵ Vgl. Energie-Control Austria (2009a)

Energie wird zwischen den Technologien bezüglich fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse unterschieden. Auch bei Klär- und Deponiegas wird die Vergärung von organischen Stoffen und die dadurch entstehenden Gase für die Wärme- und Stromerzeugung genutzt.⁶

Vorteile von Ökostrom:⁷

- Ökostrom wird aus rohstoffunabhängigen Energiequellen und nachwachsenden, erneuerbaren Rohstoffen erzeugt und steht somit dauerhaft zur Verfügung
- Bei der Erzeugung von Ökostrom wird sehr wenig oder kein CO₂ freigesetzt
- Je mehr Ökostrom produziert wird, desto weniger fossile Energieträger werden zur Stromerzeugung benötigt, welche einen hohen Gehalt an CO₂ freisetzen und nur begrenzt zur Verfügung stehen
- Der Ausbau von Ökostromanlagen fördert die Entwicklung von neuen Technologien und die regionale Wirtschaftsstruktur.

Nachteile von Ökostrom:⁸

- Rohstoffunabhängige Energiequellen wie Windkraft und Photovoltaik sind stark von Wetter- und Witterungsbedingungen abhängig
- Rohstoffabhängige Energiequellen wie Biomasse sind zum Teil auch nur begrenzt verfügbar
- Die energetische Nutzung von Pflanzen wird auf Grund der Nutzung als Nahrungs- oder Futtermittel ethisch und moralisch diskutiert
- Die Errichtung von Wasser- oder Windkraftanlagen bringt einen nachhaltigen Einschnitt in die Umwelt mit sich
- Ohne finanzielle Förderung ist Strom aus Ökostromanlagen noch erheblich teurer als jener aus herkömmlichen Stromerzeugungsanlagen.

Windkraftanlagen in der Steiermark

In der Steiermark wurden anhand einer Studie, die im Jahr 2005 durchgeführt wurde, 28 Eignungsflächen für Windkraftanlagen festgelegt (siehe Abbildung 3).

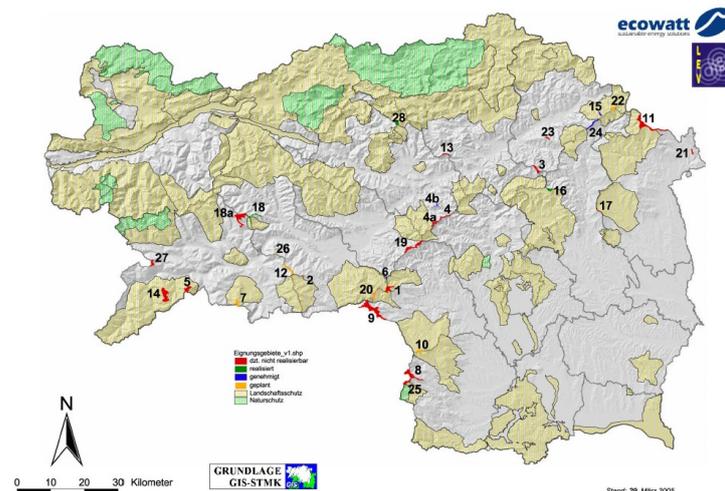


Abbildung 3: Eignungsgebiete für Windanlagen in der Steiermark⁹

⁶ Vgl. Energie-Control Austria (2009a)

⁷ Vgl. Energie-Control Austria (2009a)

⁸ Vgl. Energie-Control Austria (2009a)

⁹ Quelle: LandesEnergieVerein (2005)

Die bereits erbauten Windanlagen in der Steiermark sind in Tabelle 2 aufgelistet. Die genauen Standorte der Anlagen sind in Abbildung 4 dargestellt.

Tabelle 2: Auflistung der steirischen Windkraftanlagen¹⁰

Standort	Leistung je Anlage	Anzahl der Anlagen	Inbetriebnahme	Typ
Plankogel	750 kW	1	1999	NEG Micon 750
Präbichl	600 kW	1	2001	Enercon E40
Oberzeiring I	1.75 MW	11	2002	Vestas V66
Oberzeiring II	1.75 MW	2	2004	Vestas V66
Steinriegel	1.3 MW	10	2005	Siemens Bonus
Moschkogel	2.3 MW	5	2006	Enercon E70/E4
Gaberl	600 kW	2	2006	Enercon E48
Salzstiegl I	1.35 MW	1	2007	Leitwind LTW77
Salzstiegl II	1.5 MW	1	2011	Leitwind LTW80

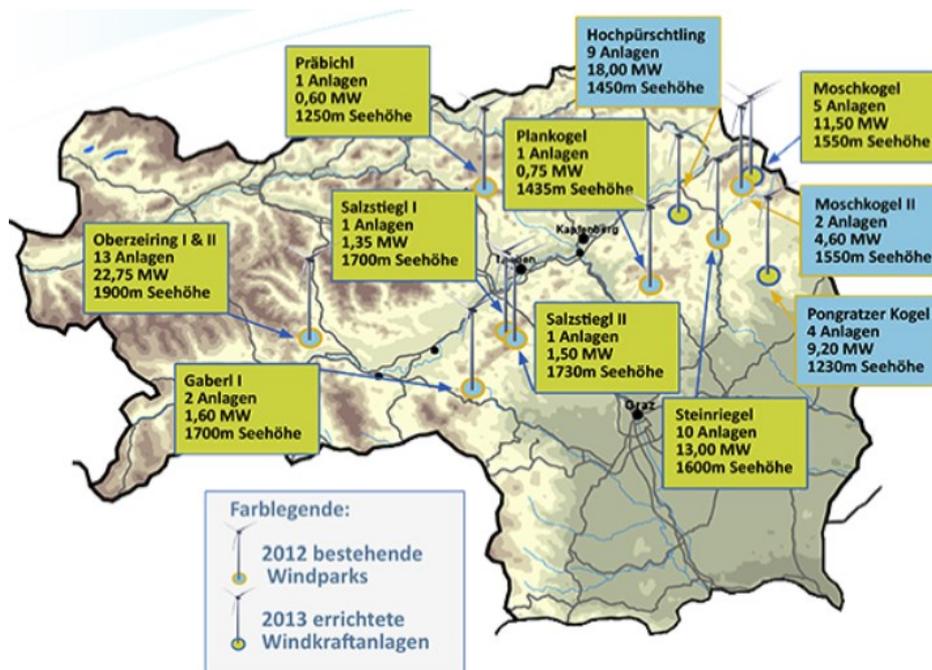


Abbildung 4: Standorte der Windanlagen in der Steiermark¹¹

In der Steiermark beträgt der Bestand an Windanlagen im Jahr 2012 34 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 52,65 MW. Diese Anlagen liefern Strom für über 30.000 Haushalte, somit können 6 % der steirischen Haushalte mit Windenergie versorgt werden. Für das

¹⁰ In Anlehnung an: IG Windkraft (2013a)

¹¹ Quelle: IG Windkraft (2013a)

Jahr 2013 ist ein Zubau von 15 Anlagen mit der Gesamtleistung von 31,80 MW geplant. Die Investitionskosten betragen 52,5 Mio. €, wobei durch die Errichtung 15 Mio. € an Wertschöpfung und rund 1,8 Mio. € jährlich erzielt werden.¹²

Wasserkraftanlagen in der Steiermark

In Österreich ist laut Pöyry-Studie der E-Wirtschaft, welche im Jahr 2008 durchgeführt wurde, die Erzeugung von 7 TWh Strom durch die Neuerrichtung von Wasserkraftanlagen bis 2020 möglich. Laut dem Umweltdachverband, mit dem Stand vom 31. März 2013, sind österreichweit 244 neue Wasserkraftwerke in Planung, davon entfallen 26 auf die Steiermark. Von diesen 244 Kraftwerken sind 205 Kleinwasserkraftprojekte, jedoch wurde die Grenze bei einer Nennleistung von 15 MW gezogen. In gewässerrelevanten Natura 2000 Gebieten, Nationalparks oder Sonderschutzgebieten sind österreichweit 32 Wasserkraftwerke geplant, davon entfallen 8 auf die Steiermark. In der Tabelle 3 sind die Kleinwasserkraftwerke im Raum Leoben, welche bereits in Betrieb genommen wurden oder derzeit noch in Bau sind, aufgelistet.¹³

Tabelle 3: Liste der Kleinwasserkraftwerke im Raum Leoben¹⁴

Anlage	Leistung	Betreiber	Projektstand
Liesing Kammern im Liesingtal	keine Angabe	DI Georg Wippel, Dr. Georg Cichocki	In Bau
Kraubathbach Kraubath an der Mur	keine Angabe	keine Angabe	In Bau
Vordernbergerbach	0,31 MW	Josef Köhl	Betrieb seit 2012
Kraftwerk Sumann St. Michael	0,90 MW	Sumann GmbH	Betrieb seit 2011 Revitalisierung
Niklasdorf II	5,60 MW	Brigl & Bergmeister GmbH	Betrieb seit 2009
Konzept 20k Donawitz	2,34 MW	Voestalpine Stahl Donawitz	Betrieb seit 2009
Murkraftwerk St. Michael	9,40 MW	ENVESTA	keine Angabe
Hinterberg	9,50 MW	Verbund AHP + STEWEAG- STEG	keine Angabe

Nachdem in den vorherigen Seiten ein kurzer Überblick über den erneuerbaren Energiesektor Ökostrom gegeben wurde, wird im nächsten Kapitel die Erstellung der technischen Ausbaukonzepte von Ökostromanlagen behandelt. Zunächst werden die technischen Grundlagen für die Stromerzeugung durch Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft, Biomasse, Biogas, Geothermie und Solarthermie erläutert. Danach wird auf die standortspezifischen Eigenschaften für Ökostromanlagen durch Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik näher eingegangen. Bei der Stromerzeugung mittels Biomasse wird die Biomassevergasung im Detail betrachtet.

¹² Vgl. IG Windkraft (2013a)

¹³ Vgl. Umweltdachverband (2013)

¹⁴ In Anlehnung an: Umweltdachverband (2013)

2 Technische Ausbaukonzepte von Ökostromanlagen

Damit ein geeignetes Ausbaukonzept für die unterschiedlichsten Ökostromanlagen erstellt werden kann, werden zunächst die technischen Grundlagen behandelt. Für die jeweilige Ökostromanlage wird auf den Aufbau und die Funktion der Anlage sowie auf technische Kenngrößen und Standortanforderungen eingegangen. Anschließend werden die geeigneten Ausbaukonzepte für ausgewählte Ökostromanlagen auf Grund der Standorteigenschaften erläutert. Weiters werden Technologievergleiche von unterschiedlichen Anlagentypen und Anbietern vorgenommen.

2.1 Photovoltaik

Um aus Sonnenlicht direkt elektrische Leistung zu erzeugen, müssen einzelnen Komponenten der Energieerzeugungskette berücksichtigt werden. Ausgangspunkt ist der photovoltaische Effekt, auf dem die Funktion der Solarzelle beruht. Eine Photovoltaikanlage besteht jedoch nicht nur aus einer Solarzelle. Es werden viele Zellen in einem Solarmodul in Reihe geschaltet, um eine höhere Spannung zu erzielen. Mehrere Module werden wiederum zu einem Strang (String) in Reihe geschaltet. Die Zusammenschaltung von Solarmodulen in Reihen- und Parallelschaltung zu einer Gleichstromquelle wird als Generator bezeichnet. Der nun erzeugte Gleichstrom muss über einen Wechselrichter in Wechselstrom umgewandelt werden, um den Strom ins öffentliche Netz einspeisen und ihn als Verbraucher nutzen zu können.¹⁵



Photovoltaischer Effekt

Wenn ein Photon auf einen Halbleiter trifft und in ihn eindringt, kann es seine Energie an ein Elektron im Valenzband abgeben. Werden Photonen direkt in der RLZ absorbiert, wird das entstandene Ladungsträgerpaar durch das dort bestehende elektrische Feld getrennt. Das elektrische Feld wird durch einen p-n-Übergang hervorgerufen, welcher gezielt durch den Einbau von bestimmten Donatoren und Akzeptoren in der Zelle erzeugt wird. Das Elektron wandert zum n-Gebiet und das Loch zum p-Gebiet. Die gebildeten Elektron-Loch-Paare im p- oder n-Gebiet können durch Diffusion die Grenze der Raumladungszone erreichen. Somit werden Elektronen im p-Gebiet und Löcher im n-Gebiet vom Feld der RLZ erfasst und auf die gegenüberliegende Seite beschleunigt. Das p-Gebiet ist dadurch insgesamt positiv und das n-Gebiet negativ geladen. Der Vorgang dieser Aufladung, durch die innerhalb und auch außerhalb der RLZ absorbierten Photonen, wird als photovoltaischer Effekt bezeichnet.¹⁶

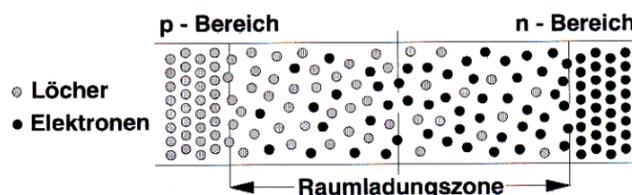


Abbildung 5: Entstehung der Raumladungszone am p-n-Übergang¹⁷

¹⁵ Vgl. Mertens (2011), S. 84ff

¹⁶ Vgl. Kaltschmitt et al. (2006), S. 197ff

¹⁷ Quelle: Kaltschmitt et al. (2006), S. 204

Aufbau und Funktion der Solarzelle

Die Solarzelle besteht aus einem p-leitendem Basismaterial und einer n-leitenden Schicht auf der Oberfläche (n-Emitter). Auf der beschienenen Seite wird ein fingerartiges Kontaktsystem (Stromsammelschiene) und auf der Zellenrückseite ganzflächig ein metallischer Kontakt angebracht. Antireflexionsschichten können zusätzlich auf der Zellenoberfläche aufgebracht werden. Dies ist in Abbildung 6 ersichtlich.¹⁸

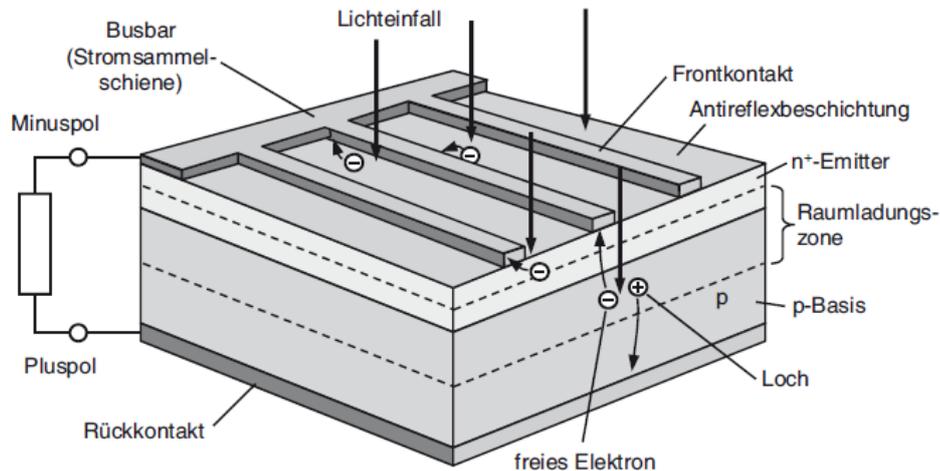


Abbildung 6: Aufbau einer Silizium-Solarzelle¹⁹

Durch das Eindringen von Licht in die Zelle erzeugen absorbierte Photonen Elektron-Loch-Paare, welche getrennt voneinander zu den Kontakten befördert werden. Die Löcher wandern zu den unten liegenden Rückkontakten und die Elektronen zu den Frontkontakten. Wird ein Verbraucher an die beiden Pole der Solarzelle angeschlossen, nimmt dieser die erzeugte elektrische Energie auf.²⁰

2.1.1 Technische Kenngrößen

Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad gibt das Verhältnis der auf die Zelle eingestrahlt optischen Leistung zur abgegebenen elektrischen Leistung an. Er ist somit eine wichtige Kenngröße, die die Menge an abgegebener elektrischer Leistung angibt.

Da die Leistungsabgabe einer Solarzelle von der spektralen Lichtzusammensetzung, der Temperatur und der Einstrahlungsintensität abhängt, wird der Wirkungsgrad unter Standardbedingungen (STC) gemessen: Einstrahlung 1000 W/m^2 ; Solarzellentemperatur 25 °C ; Spektralverteilung des Messlichtes gemäß $AM = 1,5$ (d.h. eine effektive Atmosphärendicke vom 1,5-fachen des senkrechten Lichtdurchtritts). Der Wirkungsgrad einer Solarzelle wird aus der Strom-Spannungs-Kennlinie unter Beleuchtung bestimmt. Erreichte Wirkungsgrade einfacher Solarzellen unter STC sind in Tabelle 4 ersichtlich.²¹

¹⁸ Vgl. Kaltschmitt et al. (2006), S. 207

¹⁹ Quelle: Mertens (2011), S. 85

²⁰ Vgl. Mertens (2011), S. 84ff

²¹ Vgl. Kaltschmitt et al. (2006), 210ff

Tabelle 4: Erreichte Wirkungsgrade einfacher Solarzellen unter STC²²

Solarzelle	Wirkungsgrad	Bandabstand
Mono-Si	25,0 %	1,12 eV
Poly-Si	20,4 %	1,12 eV
GaAs	28,1 %	1,42 eV
InP	22,1 %	1,25 eV
CdTe	16,7 %	1,40 eV
CIGS	19,4 %	1,02 eV
Amorphes Si	10,1 %	1,70 eV

Strom-Spannungs-Kennlinie und Maximum-Power-Point

Die elektrische Leistung als Produkt von Strom I und Spannung U , hängt von der Einstrahlung und der Zelltemperatur ab. Das Maximum der erzeugten elektrischen Leistung tritt an der maximalen Fläche $U \cdot I$ auf, dieser Punkt wird als Maximum Power Point MPP bezeichnet (siehe Abbildung 7).

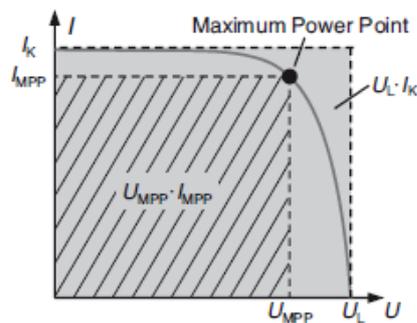


Abbildung 7: Strom-Spannungs-Kennlinie mit MPP und Füllfaktor²³

I_k = Kurzschlussstrom

I_{ph} = Photostrom

I_D = Diffusionsstrom

U_L = Leerlaufspannung

U_D = Diffusionsspannung

Füllfaktor

Durch den Füllfaktor lässt sich die Qualität der Solarzelle bestimmen, da er das Verhältnis der MPP-Leistung zum Produkt aus Leerlaufspannung U_L und Kurzschlussstrom I_k angibt. Der Füllfaktor wird in Abbildung 7 als Verhältnis der schraffierten zur grau hinterlegten Fläche dargestellt. Füllfaktorwerte von Siliziumzellen liegen im Bereich von 0,75 bis 0,85 bei Dünnschichtmaterialien.²⁴

²² Quelle: Wesselac et al. (2012), S. 40

²³ Quelle: Mertens (2011), S. 94

²⁴ Vgl. Mertens (2011), S.94

2.1.2 Standortanforderungen

Für die Errichtung einer Photovoltaikanlage ist eine ausreichend hohe Globalstrahlung das wichtigste Kriterium für die Standortbestimmung. In Deutschland beträgt die horizontale solare Einstrahlung im Jahr um die 1.100 bis 1.300 kWh/m².²⁵ Ist diese gegeben, ist zu entscheiden, in welcher Form die Aufständerung der Anlage erfolgt. Die unterschiedlichen Möglichkeiten für die Aufständerung von Photovoltaikanlagen sind in Abbildung 8 dargestellt.

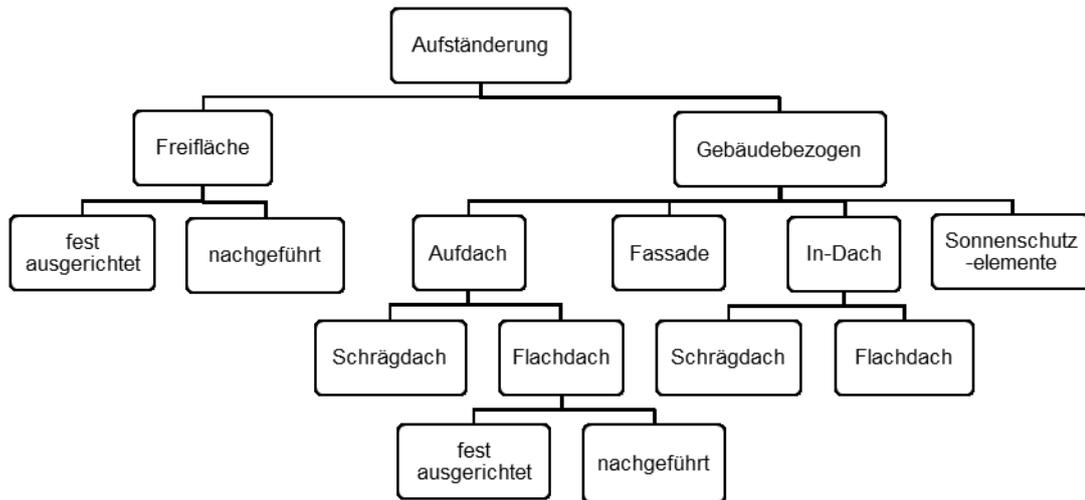


Abbildung 8: Arten der Aufständerung von Photovoltaikanlagen²⁶

Bei einer Aufständerung auf einer Freifläche und am Flachdach ist ein ausreichender Abstand zwischen den einzelnen Modulreihen zu berücksichtigen, um eine gegenseitige Verschattung zu vermeiden. Der geeignete Abstand hängt von folgenden Faktoren ab (siehe Abbildung 9): Größe des Moduls (S), Einstrahlwinkel der Sonne (ϵ) und Neigung des Moduls (α) ab. Für die dargestellten Einflussfaktoren in Abbildung 9 ergibt sich ein Abstand von $a = 1,8$ m. Ein ungefährender Richtwert beträgt 1 bis 4 m.²⁷ Eine Verschattung kann auch durch Bäume, Gebäude, Gaupen oder Schornsteine hervorgerufen werden. Zusätzlich ist für die Aufständerung am Aufdach die Tragfähigkeit des Daches miteinzubeziehen. Generell sollte eine Anlage südlich ausgerichtet sein und eine gleichmäßige Neigung von rund 30° aufweisen. Eine gleichmäßige Neigung ermöglicht eine dachparallele Montage der Module. Der Vorteil von dachparallelen Modulen ist ihr geringes Gewicht, wodurch die Dachstatik nicht zu sehr von der Montage beeinträchtigt wird.²⁸

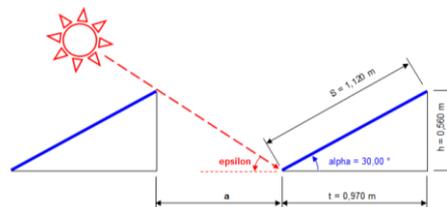


Abbildung 9: Darstellung des geeigneten Abstandes zwischen Modulreihen²⁹

²⁵ Vgl. Kost et al. (2012), S. 2

²⁶ In Anlehnung an: Wesselac et al. (2012), S. 69ff

²⁷ Vgl. Maßong (2005)

²⁸ Vgl. Wesselac et al. (2012), S. 69ff

²⁹ Quelle: Maßong (2005)

Flächenbedarf

Generell wird als Faustregel angenommen, dass für 1 kW_p Nennleistung eine Modulfläche von etwa 10 m² benötigt wird. Die benötigte Modulfläche ist jedoch vom eingesetzten Zellmaterial abhängig (siehe Tabelle 5).

Tabelle 5: Abhängigkeit der Modulfläche vom eingesetzten Zellmaterial³⁰

monokristallines Silizium	1 kW _p \triangleq 6 – 9 m ²
polykristallines Silizium	1 kW _p \triangleq 7,5 – 10 m ²
amorphes/mikrokristallines Silizium	1 kW _p \triangleq 14 – 20 m ²
Kupfer-Indium-Diselenid	1 kW _p \triangleq 9 – 11 m ²
Cadmiumtellurid	1 kW _p \triangleq 12 – 17 m ²

Der Flächenbedarf ist auch von der Aufständigung abhängig. Bei zweiachsig nachgeführten Systemen wird eine doppelt so große Fläche benötigt als bei Anlagen auf Freiflächen, da größere Abstände zur Vermeidung von Verschattung eingehalten werden müssen.³¹

Netzeinspeisung

Bei netzgekoppelten Anlagen wird die elektrische Energie vollständig oder teilweise in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Da die Leistung der Photovoltaikanlagen von einigen Watt bis in den Megawatt reichen kann, muss das angeschlossene Netz in der Lage sein, die erzeugte Energie aufzunehmen. Eine geringe Distanz zum Netzanschlusspunkt für die Einspeisung ins öffentliche Netz oder zum Anschlusspunkt im eigenen Netz für den Eigenverbrauch sollte berücksichtigt werden.³²

2.1.3 Standortspezifische Eigenschaften

Innerhalb des Fabrikgeländes der voestalpine Stahl Donawitz befinden sich zwei Produktionshallen. Der Standort des Schienenwalzwerkes befindet sich in der Obersteiermark nordwestlich von Leoben in Donawitz. Der Standort der Halle des Drahtwalzwerkes befindet sich in der Gemeinde St. Peter Freienstein. Die beiden Hallendächer sind nach Süd-Westen ausgerichtet (siehe Abbildung 10). Laut einer, im Auftrag der voestalpine durchgeführten Studie, liegt die jährliche Globalstrahlung in diesem Gebiet bei rund 1.000 kWh/m², was einer durchschnittlichen Globalstrahlung in Österreich entspricht.³³ Welches Hallendach für die Errichtung einer Photovoltaikanlage geeignet ist, wird nachfolgend anhand der Standorteigenschaften untersucht.

³⁰ Quelle: Wesselac et al. (2012), S. 68

³¹ Vgl. Wesselac et al. (2012), S. 68ff

³² Vgl. Wesselac et al. (2012), S. 62ff

³³ Vgl. ecowatt (2013), S. 8

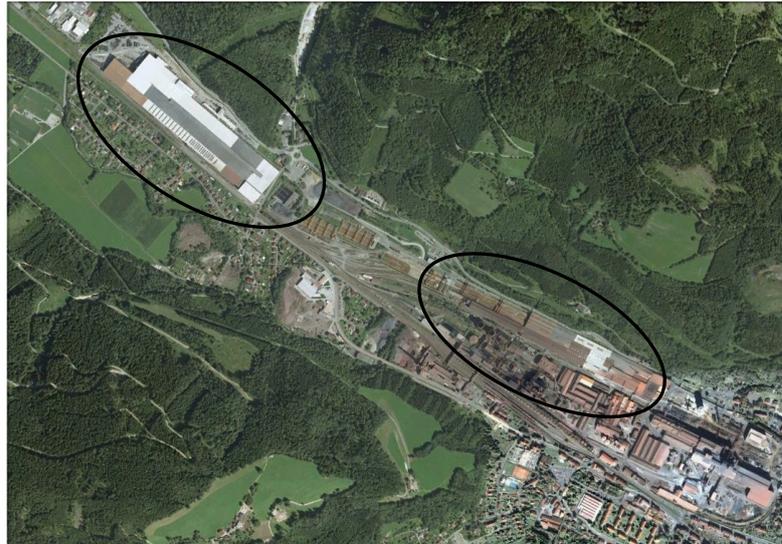


Abbildung 10: Luftbild des Fabrikgeländes der voestalpine Stahl Donawitz³⁴

Das Satteldach des Drahtwalzwerkes hat eine Neigung von rund 10° und eine Ausrichtung von 45° südwestlich. Es hat eine Gesamtfläche von 95.000 m^2 . Auf Grund der Ausrichtung nach Süden können max. 50 % und somit eine Fläche von rund 47.000 m^2 genutzt werden. Das Luftbild lässt deutlich eine gleichmäßige Fläche von ca. 17.000 m^2 erkennen (rot umrahmt), die für die Montage von dachparallelen Modulen mit 10° Neigung geeignet ist (siehe Abbildung 11).



Abbildung 11: Montagegeeignete Fläche des Drahtwalzwerkes für PV-Module³⁵

Die Entfernung zu einem möglichen Einspeisepunkt in das öffentliche Netz liegt bei 500 m. Ziel der Montage ist es, die maximal mögliche Anzahl von Anlagen mit einer Leistung von je 500 kWp auszunutzen, da laut Ökostromgesetz die maximale Nennleistung einer Photovoltaikanlage, für die Einspeisevergütung, 500 kWp nicht übersteigen darf.

³⁴ Quelle: Google Earth (2013)

³⁵ Quelle: Google Earth (2013)

Die Gesamtfläche des Daches des Schienenwalzwerkes beträgt 56.000 m². Da die Dachfläche teilweise als Schrägdach und als Flachdach ausgeführt ist, ist keine gleichmäßige Neigung vorhanden (siehe Abbildung 12). Das Schrägdach ist 30° südwestlich ausgerichtet und hat eine Neigung von ca. 15°. Die Entfernung zu einem möglichen Einspeisepunkt in das öffentliche Netz liegt bei 680 m. Eine Verschattung durch einen Schlot und den Rauchausstoß ist vorhanden und beeinträchtigt die Sonneneinstrahlung. Die Module müssten auf Grund der Ausrichtung des Flachdachs des Schienenwalzwerkes aufgeständert montiert werden, um die Sonneneinstrahlung optimal nutzen zu können. Dies bringt jedoch eine eigene Verschattung mit sich. Zusätzlich müssen die Strings verschalten werden. Auf Grund der unterschiedlichen Ausführung und der Verschattung ist der Aufwand der Montage einer PV-Anlage für das Schienenwalzwerk erheblich höher.³⁶



Abbildung 12: Flach- und Schrägdach des Schienenwalzwerkes

Für die Aufstellung einer Photovoltaikanlage auf einer Freifläche wird eine ausreichend große, ebene Fläche benötigt. Wie viel Fläche für eine Photovoltaikanlage benötigt wird, hängt von der geplanten Gesamtnennleistung der Anlage, der verwendeten Zelltechnik und dem Abstand zwischen den Modulreihen ab. Um eine Anlage mit 500 kW_p zu errichten, wird eine Fläche von rund 1,5 ha angenommen, da der spezifische Flächenbedarf für Freilandanlagen zwischen 26 und 30 m² pro kW_p liegt. Der Standort der voestalpine Stahl Donawitz verfügt über Fläche mit rund 1,5 ha für eine Freilandanlage. Die Entfernung zum möglichen Einspeisepunkt wird mit 500 m angenommen.³⁷

Montage der Module

Da das Satteldach des Drahtwalzwerkes mit einer Fläche von 17.000 m² für die Montage einer PV-Anlage geeignet ist, wird in der Tabelle 6 die Anzahl der PV-Anlagen je 500 kW_p berechnet. Es werden drei Module unterschiedlicher Hersteller miteinander verglichen, wobei sich die Modulgröße und Nennleistung voneinander unterscheiden. Auf Grund der Berechnung können 4 PV-Anlagen jedes Herstellers auf dem Flachdach montiert werden.

³⁶ Vgl. ecowatt (2013), S.8ff

³⁷ Vgl. ecowatt (2013), S. 13

Tabelle 6: Maximal mögliche Anzahl von 500 kWp PV—Anlagen am Satteldach³⁸

	Scott Poly 300	Sovello SV-X-210	Suntech STP 225
Daten			
Modulgröße [m]	1,685 x 1,313	1,650 x 0,951	1,665 x 0,991
Modulfläche [m ²]	2,21	1,56	1,65
Nennleistung [Wp]	300	210	225
Modulfeld (Annahme)	14 x 14	14 x 14	14 x 14
Modulfeldfläche [m ²]	196	196	196
Max. Leistung [kWp]	500	500	500
Nutzbare Fläche [m ²]	17.000	17.000	17.000
Berechnung			
Modulanzahl/Feld	88	125	118
Nennleistung/Feld [kWp]	26,40	26,25	26,55
Anzahl der Modulfelder	18	19	18
Gesamte Nennleistung [kWp]	475,20	498,75	477,90
Gesamtmodulfläche [m]	3.528	3.724	3.528
Durchgangsfläche [m ²]	200	200	200
Anzahl der PV-Anlagen je 500 kWp	4	4	4
Restliche nutzbare Fläche [m ²]	2088	1304	2088

Da der Standort der voestalpine Stahl Donawitz über eine ausreichend große Fläche für eine PV-Freilandanlage verfügt, wird dessen Montage nachfolgend beschrieben.

Bei einer Montage auf einer Freifläche werden die Module nach Süden mit einer Neigung von 32° ausgerichtet, um die Globalstrahlung maximal auszunutzen,. Die einzelnen Module werden auf Modultischen montiert, die durch Stützpfosten direkt in den Boden gerammt oder auf Betonfundamenten befestigt werden können. Die Aufständigung erfolgt durch gerammte Betonanker, um eine unnötige Bodenversiegelung zu vermeiden. Damit im Winter abrutschender Schnee die unteren Module nicht bedeckt und im Sommer der Bodenbewuchs nicht zu einer Verschattung führt, werden die Module ca. 1,5 m über dem Boden montiert. Über installierte Erdkabelleitungen wird der erzeugte Gleichstrom zum Wechselrichter geleitet und danach der Wechselstrom über die Erdkabelleitung einem Transformator zugeführt, um die erzeugte Energie auf Mittelspannungsebene zu heben.³⁹

³⁸ Vgl. Solaranlagen-Portal (2013a)

³⁹ Vgl. Wesselac (2012), S. 91

2.1.4 Technologievergleich unterschiedlicher Module und Wechselrichter

Kristalline Solarzellenmodule

Kristalline Solarzellenmodule können nach dem verwendeten Halbleitermaterial in mono- und polykristalline Solarzellen eingeteilt werden. Nach der Herstellung von metallurgischem und solarreinem Silizium unterscheidet sich das Herstellungsverfahren von mono- und polykristallinen Solarzellen nur im Kristallisationsprozess. Danach werden Siliziumscheiben gesägt und der p-n-Übergang dotiert. Zum Abschluss werden die Kontaktierung und Antireflexionsbeschichtungen aufgebracht. Monokristalline Solarzellen weisen eine homogene Struktur auf, bei polykristallinen Solarzellen sind die Korngrenzen mit freiem Auge deutlich erkennbar.⁴⁰

Dünnschicht-Solarzellenmodule

Auf Grund des Herstellungsverfahrens und der Schichtdicke des eingesetzten Halbleitermaterials sind Dünnschichtmodule und kristalline Solarzellen zu unterscheiden. Auf ein Trägermaterial, aus dem die Dünnschicht-Solarzelle zum größten Teil besteht, wird eine wenige Mikrometer dicke Halbleiterschicht aufgetragen. Das Trägermaterial sind Folien aus Glas, Metall oder Kunststoff. Das Material für die Halbleiterschicht kann entweder aus amorphem (aSi) oder mikrokristallinem Silizium (μ Si), aus Kupfer-(Indium/Gallium)-(Selen/Schwefel)-Verbindungen (CIS/CIGS) oder aus Cadmiumtellurit (CdTe) bestehen.⁴¹ Aus dem Vergleich der unterschiedlichen Modultypen in Tabelle 7 geht hervor, dass Dünnschicht-Solarzellenmodule am günstigsten sind. Da sie aber den geringsten Wirkungsgrad aufweisen, ist eine großflächige Anbringung notwendig. Das geringe Gewicht und die geringen Einbußen bei Schwachlicht und hohen Temperaturen sprechen für eine Montage von Dünnschichtmodulen.⁴²

Tabelle 7: Vergleich von Mono- und Polykristallinen, Dünnschicht und CIGS Modulen⁴³

	Monokristallin	Polykristallin	Dünnschicht	CIGS
Wirkungsgrad	14 – 20 %	12 – 16 %	6 – 10 %	13 – 15 %
Schwachlichtverhalten	Einbußen bei diffusem Licht	Einbußen bei diffusem Licht	Nur geringe Einbußen	Nur geringe Einbußen
Wärmeverhalten	Einbußen bei hohen Temperaturen	Einbußen bei hohen Temperaturen	Nur geringe Einbußen	Nur geringe Einbußen
Kosten	Teurer als Polykristallin und Dünnschicht	Günstiger als Monokristallin und CIGS	Günstiger Monokristallin, Polykristallin und CIGS	Bislang am teuersten
Langzeittest	Sehr hohe Leistung, stabil, hohe Lebensdauer	Hohe Leistung, stabil, hohe Lebensdauer	Mittlere Leistung, etwas geringere Lebensdauer	Geringere Leistung, im Winter aber höher, noch keine Langzeittests
Gewicht pro m ²	Höher	Höher	Niedriger	Niedriger
Störanfälligkeit	Sehr gering	Sehr gering	Gering	Gering

⁴⁰ Vgl. Wesselac (2012), S. 45

⁴¹ Vgl. Wesselac (2012), S. 50

⁴² Vgl. Solaranlagen-Portal (2013c)

⁴³ Quelle: Solaranlagen-Portal (2013c)

Wechselrichter

Der durch den Photovoltaikgenerator erzeugte Gleichstrom wird, durch einen Wechselrichter, in einen für das öffentliche Stromnetz geeigneten Wechselstrom umgewandelt. Elektronische Schalter in Wechselrichter können Spannungen bis 1000 V und Ströme größer 100 A schalten. Um die maximal mögliche Energie in das öffentliche Stromnetz einspeisen zu können, kommen Netzwechselrichter zum Einsatz, wobei dieser die Frequenz zur Erzeugung des Wechselstroms vom öffentlichen Stromnetz vorgegeben bekommt. Um die erzeugte Energiemenge ständig überwachen und Fehler der Anlage schnell beheben zu können, ist in einem Wechselrichter ein Monitoringsystem integriert.

Bei den Wechselrichterkonzepten ist zwischen dem zentralen und dezentralen Konzept zu unterscheiden. Bei einem zentralen Wechselrichterkonzept werden alle Module zentral an einem Wechselrichter angeschlossen, welcher den gesamten erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom umwandelt. Vorteil eines zentralen Konzeptes sind die niedrigeren spezifischen Wechselrichterkosten, da nur ein Wechselrichter für eine Vielzahl von Modulen verwendet wird. Nachteil ist die aufwändige Verkabelung und der Einsatz von nur einem MPP-Tracker, der die maximale Leistung des Generators nicht optimal steuern kann.

Bei einem dezentralen Wechselrichterkonzept werden einzelne Modulstränge oder Gruppen von zwei bis vier Modulsträngen an einen Wechselrichter angeschlossen. Vorteil ist der Einsatz von mehreren MPP-Trackern, daher können Teilanlagen in ihrem optimalen Betriebspunkt eingesetzt werden und ihre Anfälligkeit gegenüber Mismatching und Leistungsverluste wird minimiert. Unter Mismatching wird die Abweichung einzelner Module innerhalb eines Modulstrangs von Strom-Spannungs-Kennlinien bezeichnet.⁴⁴

Anbieter unterschiedlicher Montagesysteme

Das Montagesystem „Scirocco“ des Anbieters „hb Solar“ kann mit Solarmodulen von über 100 Herstellern kombiniert werden, wird ohne Beschädigung der Dachhaut montiert und eignet sich vor allem für Flach- und Hallendächer. Es besteht aus Edelstahl und Aluminium und nutzt den aerodynamischen Effekt für die Befestigung der Module auf dem Flachdach ohne Verankerung.

Montagesysteme des Unternehmens Knubix bestehen ebenfalls aus Edelstahl und Aluminium, sind für Gewerbe- und Industriebauten und für eine große Anzahl von Modulherstellern geeignet. Jedoch gibt es eine Mindestanordnung von Modulen im Montagesystem von 4 x 8 sowie eine vorgeschriebene Trennung des Modulfeldes nach 15 Modulen.

Speziell für die Montage großer Photovoltaikanlagen ist das Montagesystem der Firma Schüco für nahezu jeden Flachdachtyp geeignet. Mit dem Montagesystem von Schüco können insgesamt 90 % der Flachdachfläche bei voller Begehbarkeit des Daches genutzt werden. Weiters werden die Schrauben nicht in der Dachhaut verankert, das Montagesystem hält trotzdem Windgeschwindigkeiten bis zu 240 km/h stand.⁴⁵

Anbieter unterschiedlicher Wechselrichter

Für Photovoltaikgroßanlagen sind Sunny Central Wechselrichter der Solar Technology AG konzipiert. Sie sind für die Einspeisung in das Mittelspannungsnetz geeignet und können durch einen funktionalen String-Monitor und Transformatoren ergänzt werden. Der Zentralwechselrichter der Firma Fronius kann mit bis zu 15 Leistungsteilen mehrere hundert Kilowatt Leistung umsetzen und ist somit ebenfalls für größere Anlagen konzipiert. Um eine einfache Wartung und einen maximalen Ertrag bei jeder Witterung zu garantieren,

⁴⁴ Vgl. Wesselac (2012), S. 72ff

⁴⁵ Vgl. Solaranlagen-Portal (2013b)

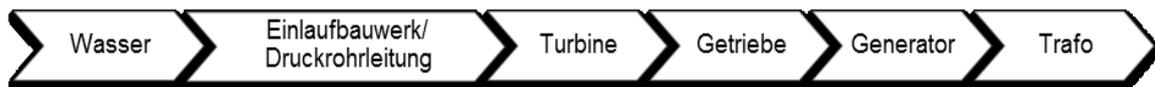
wird ein modularer Systemaufbau verwendet. Die Firma Danfoss bietet mit dem Triplelynx Pro Wechselrichter ein modernes Management mit integriertem Web-Server.⁴⁶

Um eine Photovoltaikanlage errichten zu können, ist eine ausreichend hohe Globalstrahlung die wichtigste Voraussetzung. Ist diese gegeben, kann zwischen einer Aufständering am Dach oder auf einer Freifläche gewählt werden, wobei ein ausreichender Abstand zwischen den einzelnen Modulreihen zu berücksichtigen ist. Damit Verschattung vermieden wird, ist ein Abstand von ca. 1 bis 4 m üblich. Die Anlage sollte südlich ausgerichtet sein und eine gleichmäßige Neigung von etwa 30° aufweisen. Am Standort Donawitz sind 17.000 m² des Satteldaches des Drahtwalzwerkes für eine Montage von dachparallelen Modulen mit 10° Neigung geeignet. Es könnten 4 PV-Anlagen mit je 500 kWp Nennleistung auf dem Flachdach montiert werden. Für eine Freilandanlage mit einer Nennleistung von 500 kWp verfügt der Standort Donawitz über eine geeignete Freifläche von rund 1,5 ha. Bei der Wahl von Modulen sind Dünnschicht-Solarzellenmodule zu empfehlen, da sie ein geringes Gewicht haben, geringen Einbußen bei Schwachlicht und hohen Temperaturen aufzeigen und im Preisvergleich am günstigsten sind. Da sie aber den geringsten Wirkungsgrad aufweisen, ist eine großflächige Anbringung notwendig. Bei einer großflächigen Anlage sind dezentrale Wechselrichter geeigneter als zentrale, da durch den Einsatz von mehreren MPP-Trackern Teilanlagen in ihrem optimalen Betriebspunkt betrieben werden können. Somit wird die Anfälligkeit gegenüber Mismatching und Leistungsverluste minimiert. Letztendlich ist bei der Montage auf Flachdächern auf die Verankerung, die optimale Ausnutzung der Fläche und dass das gewählte Montagesysteme mit den Modulen kombinierbar ist, zu achten.

2.2 Wasserkraft

Um die, im strömenden Wasser enthaltene potentielle Energie in elektrische Energie umzuwandeln, werden folgende Komponenten benötigt: Wehr mit den Systemkomponenten Wassereinlauf am Oberwasser, Staubauwerk, Zuleitung des Wassers zur Turbine, Ableitung des Wassers von der Turbine und dem Auslauf am Unterwasser sowie das Krafthaus mit Turbine, Getriebe und Generator.

Vor dem Wehr muss zunächst die potentielle Energie des Wassers in eine kinetische Energie und eine Druckenergie umgewandelt werden. Danach wird diese Energie durch die Turbine in mechanische Energie umgewandelt. Die mechanische Energie muss entweder durch ein Getriebe in die passende mechanische Energie übersetzt werden, oder kann direkt durch den Generator in elektrische Energie umgewandelt werden. Um die gewonnene elektrische Energie in das Netz einspeisen zu können, wird sie durch einen Transformator in das richtige Spannungsniveau gebracht.⁴⁷



⁴⁶ Vgl. Solaranlagen-Portal (2013d)

⁴⁷ Vgl. Kaltschmitt et al. (2006), S. 351ff

2.2.1 Klassifikation unterschiedlicher Wasserkraftwerke

Die Grenze zwischen den Begriffen Klein- und Großwasserkraftwerk wird in einzelnen Ländern unterschiedlich gezogen. Der Grenzwert wird jedoch immer auf die Engpassleistung bezogen, wobei die Engpassleistung die höchstmögliche elektrische Dauerleistung der gesamten Anlage, begrenzt durch den leistungsschwächsten Teil der Anlage, ist. In Deutschland wird eine Wasserkraftanlage mit einer Leistung von weniger als 1 MW als Kleinwasserkraftanlage bezeichnet, in anderen Ländern wird die Grenze auch bei 500 kW, 5 MW oder 10 MW gezogen. In Österreich liegt der Grenzwert zwischen Klein- und Großwasserkraftwerk bei einer Engpassleistung von 10 MW (siehe Abbildung 13).⁴⁸

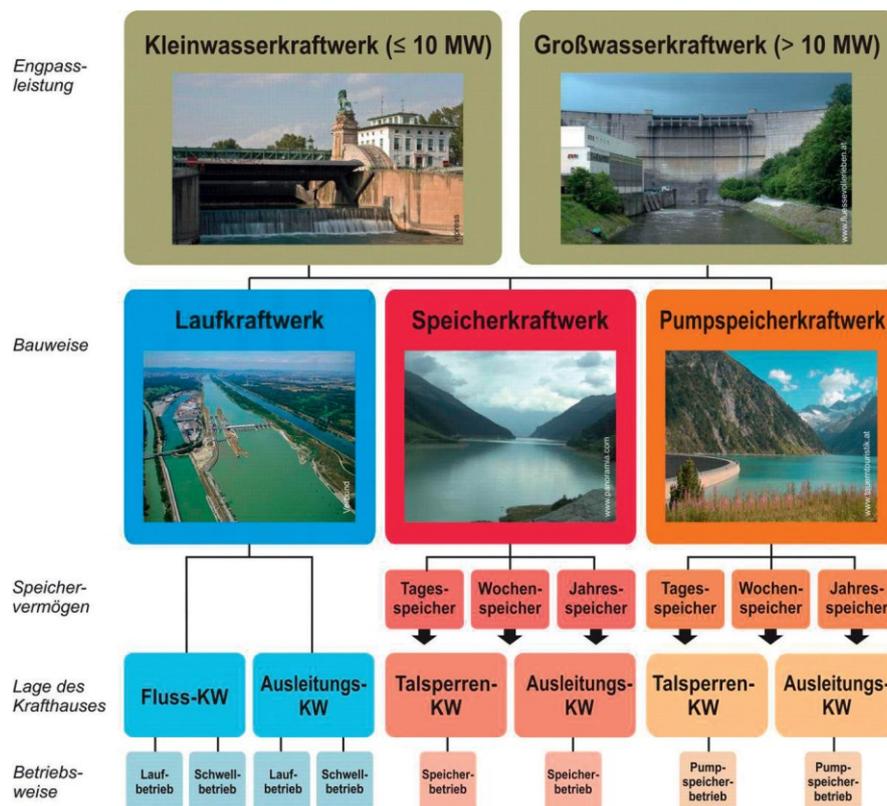


Abbildung 13: Klassifikation der österreichischen Wasserkraftwerke⁴⁹

Laufkraftwerke

Das zuströmende Wasser eines Flusses wird ohne Speicherung in elektrische Energie umgewandelt. Laufkraftwerke sind überwiegend zu den Niederdruckanlagen zu zählen, da ein großer Ausbaudurchfluss bei relativ geringen Fallhöhen bis ca. 20 m typisch ist.

Auf Grund der unterschiedlichen Lage des Krafthauses kann zwischen einem Flusskraftwerk und Ausleitungskraftwerk unterschieden werden. Das Krafthaus wird bei Flusskraftwerken direkt in das natürliche Flussbett eingebaut und kann neben der Stromgewinnung noch zum Hochwasserschutz, Schifffahrtsbetrieb und zur Grundwasserstabilisierung eingesetzt werden. Bei Ausleitungskraftwerken befindet sich das Krafthaus in einem, außerhalb des Flussbetts künstlich angelegten, Kanal oder am Ende einer Triebwasserleitung. An dem

⁴⁸ Vgl. Giesecke et al. (2009), S. 118

⁴⁹ Quelle: Habersack et al. (2012), S. 338

Wehr wird dem Fluss das Triebwasser entnommen, dem Krafthaus zugeführt und danach wieder dem natürlichen Flussbett zugeführt. Zwischen der Triebwasserentnahme und anschließender Zuführung befindet sich der Mindestwasserabfluss, dessen Höhe durch ökologische und ökonomische Kriterien bestimmt wird, im Flussbett.⁵⁰

Speicherkraftwerk

Das zulaufende Wasser wird in Speicherbecken gespeichert, die elektrische Energie wird aus den großen Fallhöhen zwischen 100 und max. 2000 m gewonnen. Daher ist das Speicherkraftwerk zu den Hochdruckanlagen zu zählen. Es ist zwischen Tages-, Wochen- und Jahresspeicher zu unterscheiden. Bei Jahresspeichern wird die Schneeschmelze im Frühjahr und Sommer gespeichert um damit, im folgenden Winter, die Spitzenlast erzeugen zu können. Im Allgemeinen ist zu beachten, dass bei größeren Fallhöhen ein geringerer Speicher notwendig ist.⁵¹

Auf Grund der unterschiedlichen Lage des Krafthauses kann zwischen einem Talsperrenkraftwerk und Ausleitungskraftwerk unterschieden werden. Beim Talsperrenkraftwerk befindet sich das Krafthaus am Fuß der Staumauer, beim Ausleitungskraftwerk kann die gesamte Anlage (Druckstollen, Rohrleitung) in den anstehenden Fels gebaut werden (Kaverenkraftwerk), wobei das Krafthaus selbst weit vom Speichersee entfernt im Tal liegt.⁵²

Pumpspeicherkraftwerk

Macht der Pumpwasserstrom mehr als die Hälfte des Turbinenzuflusses aus, ist das Kraftwerk als Pumpspeicherkraftwerk einzustufen. Durch das Pumpen von Wasser in ein Oberbecken können eine Reihe von energiewirtschaftlichen Anforderungen erfüllt werden. Besonders hervorzuheben ist die Überführung von Schwachlastenergie in Spitzenenergie (Energieveredelung), Zwischenspeicherung von Überschussstrom aus dem Grundlastenbereich und der Ausgleich zwischen Energieüberschuss und Energiebedarf.⁵³

Wellenkraftwerk

Die Wellen der Ozeane speichern rund zehn Millionen Terrawattstunden Wellenenergie pro Jahr. Diese Tatsache macht sie als regenerative Energiequelle sehr interessant, wobei die zerstörerische Kraft der Wellen die Installation und den langjährigen Betrieb des Kraftwerkes erheblich erschwert. Die heutige Standardtechnik von Wellenkraftwerken ist das OWC, wobei die Wellenbewegung in oszillierenden Wassersäulen genutzt wird. Das OWC besteht aus einer Kammer mit zwei Öffnungen. In eine Öffnung fließt das Wasser, das durch die Wellenenergie angetrieben wird, sie liegt daher unter dem Wasserspiegel. In die andere Öffnung kann Luft ein- und ausströmen. Das Prinzip der OWC ist eine Übersetzung. Es wandelt die große Kraft und kleine Geschwindigkeit der Wellenbewegung in geringe Kraft und große Geschwindigkeit um, dadurch können Generatoren angetrieben werden.

Weitere Technologien zur Nutzung der Wellenenergie sind Tauchzylinder, die auf dem Meeresgrund verankert sind (Archimedes-Waveswing) und ein System, das aus beweglich gekoppelten Segmenten, wie eine Schlange, auf dem Wasser gleitet (Pelamis-Anlage).⁵⁵

⁵⁰ Vgl. Kaltschmitt et al. (2006), S. 352ff

⁵¹ Vgl. Kaltschmitt et al. (2006), S. 355ff

⁵² Vgl. Kaltschmitt et al. (2006), S. 356f

⁵³ Vgl. Giesecke et al. (2009), S. 675ff

⁵⁵ Vgl. Graw (2007), S. 72ff

Da ein Wellenkraftwerk zur Erzeugung von elektrischer Energie in Österreich auf Grund der geographischen Lage nicht zum Einsatz kommen kann, wird in dieser Arbeit in den nachfolgenden Kapiteln nicht näher darauf eingegangen.

Gezeitenkraftwerk

Das Gezeitenkraftwerk nutzt die potentielle Energie des Tidenhubs. Eine Bucht, die durch einen Damm vom Meer abgetrennt ist, ist durch eine Schleuse und eine Turbine mit dem Meer verbunden. Diese beiden Systeme sind so geregelt, dass das Wasser nur durch die Turbine hineinfließen und nur durch die Schleuse wieder herausfließen kann. Somit wird die Energie des Wassers durch die Turbine in mechanische Energie umgewandelt. Diese wiederum wird durch einen Generator in elektrische Energie umgewandelt. Auch hier verhindert die geographische Lage Österreichs die Nutzung von Gezeitenkraftwerken. Das Gezeitenkraftwerk wird somit in den nachfolgenden Kapiteln vernachlässigt.⁵⁶

2.2.2 Technische Kenngrößen

Leistungsplan

Im Leistungsplan werden die Zusammenhänge zwischen Durchfluss Q , Fallhöhe h_f und Leistung P graphisch dargestellt (siehe Abbildung 14). Weiters kann der Gesamtwirkungsgrad η_{tot} in Abhängigkeit des zugehörigen Durchflusses aufgetragen werden. Der Leistungsplan dient zur Ermittlung des Regelarbeitsvermögens. Das Regelarbeitsvermögen ist die theoretisch mögliche Erzeugung an elektrischer Energie über die Gesamtarbeitszeit eines Jahres.⁵⁷

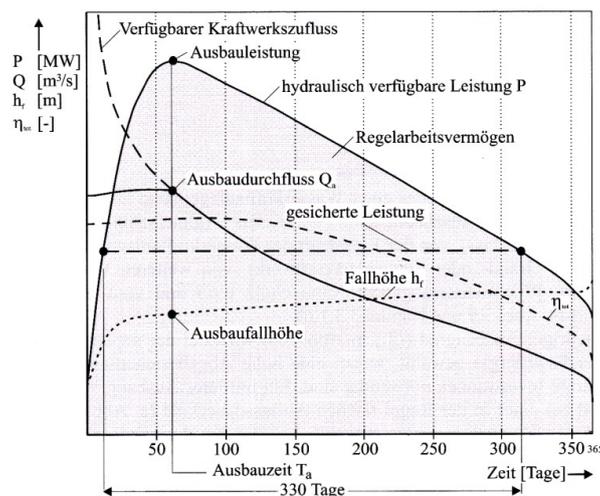


Abbildung 14: Charakteristischer Leistungsplan einer Wasserkraftanlage⁵⁸

Abflussdauerlinie

Um genaue Kenntnisse über Abflussverhältnisse zu erhalten, sollten detaillierte Daten über die Größe des Wasserdargebotes und dessen jahreszeitliche Verteilung sowie Trends infolge von Klimaänderungen erhoben werden.⁵⁹ Die Abflussdauerlinie gibt für einen bestimmten Punkt im Flusslauf den Zeitraum an, in dem der Abfluss einen festgelegten Wert er-

⁵⁶ Vgl. Kaltschmitt et al. (2006), S. 598

⁵⁷ Vgl. Giesecke et al. (2009), S. 57

⁵⁸ Quelle: Giesecke et al. (2009), S. 57

⁵⁹ Vgl. Giesecke et al. (2009), S. 52

reicht oder diesen überschreitet. Der individuelle Tagesabfluss eines Jahres wird somit in Größenklassen tabellarisch aufgelistet (Tabelle 8).⁶⁰

Tabelle 8: Größenklassen des Tagesabflusses als Basis der Abflussdauerlinie⁶¹

Abfluss von	Anzahl der Tage	In % des Jahres
8,0 m ³ /s und größer	41	11,23
7,0 m ³ /s und größer	54	14,90
6,5 m ³ /s und größer	61	16,80
5,5 m ³ /s und größer	80	21,80
5,0 m ³ /s und größer	90	24,66
4,5 m ³ /s und größer	100	27,50
3,0 m ³ /s und größer	142	39,00
2,0 m ³ /s und größer	183	50,00
1,5 m ³ /s und größer	215	58,90
1,0 m ³ /s und größer	256	70,00
0,35 m ³ /s und größer	365	100,00

Das grafische Ergebnis der in Tabelle 8 aufgelisteten Daten ist die Kurve einer Abflussdauerlinie (siehe Abbildung 15).

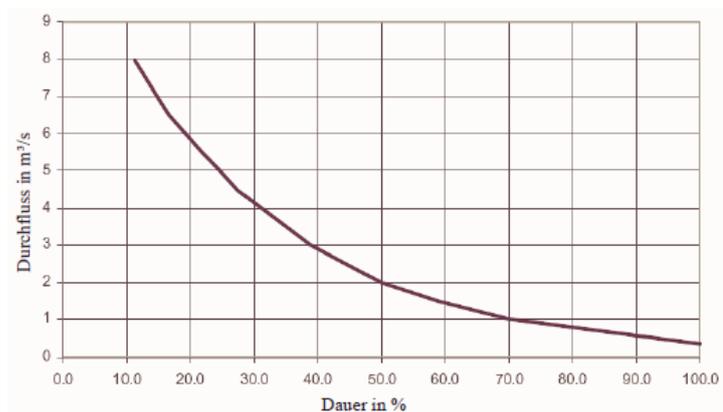


Abbildung 15: Abflussdauerlinie⁶²

⁶⁰ Vgl. ESHA (2004), S. 59f

⁶¹ In Anlehnung an: ESHA (2004), S 60

⁶² Quelle: ESHA (2004), S. 59

2.2.3 Standortanforderungen

Zu Beginn sollte anhand der Abflussdauerlinie das insgesamt vorhandene, nutzbare Wasserkraftpotenzial des betrachteten Gewässers ermittelt werden. Dabei spielt die Topografie eine wesentliche Rolle. Bezugnehmend auf die Lage, sollte sich die Wasserkraftanlage in der unmittelbaren Nähe des Stromversorgungsnetzes und des hauptsächlichsten Abnahmortes befinden. Die Geologie ist für die Baugrundbeschaffenheit verantwortlich und somit für die baulichen Rahmenbedingungen von großer Bedeutung. Weiters sollte ein geeignetes Gelände zur vorübergehenden Nutzung für Baustelleneinrichtungen vorhanden sein. Das Gelände sollte eine geringe Neigung aufweisen und die Grundbeschaffenheit sollte den Belastungen der Baustelleneinrichtungen standhalten können. Der Landschaftsschutz und die Siedlungs- und Verkehrsverhältnisse sollten ebenfalls in die Standortanforderungen für Wasserkraftanlagen miteinbezogen werden.⁶³

2.2.4 Standortspezifische Eigenschaften

Die wichtigsten Voraussetzungen, um einen Standort für Wasserkraftwerke als geeignet bezeichnen zu können, sind eine ausreichende Fallhöhe und die Abflussmenge. Um eine bestmögliche technische Lösung zu finden, ist es wichtig, den Standort bezüglich Topographie, Geologie und der ökologischen Sensibilität der Landschaft zu untersuchen. Methoden um den Standort bewerten zu können, sind zum Beispiel die Kartographie und geotechnische Untersuchungen. Aus entsprechenden Karten können Informationen über Stabilitäten von Hängen, geologische Strukturen und Gesteinstypen eingeholt werden. Davon ausgehend kann die Position der Entnahmestelle und des Krafthaus bestimmt werden und offene Kanäle und Druckleistungen trassiert werden. Mittels geotechnischer Untersuchungen wie zum Beispiel Bohrungen und Probenahmen, kann die Wasserdurchlässigkeit des Bodens sowie die Sicherheit der Dammgründung und die Hangstabilität zusätzlich überprüft werden.⁶⁴

Die Auswirkungen von Wasserkraftwerken auf die Umwelt sind überwiegend standortspezifisch. Zu unterscheiden ist zwischen Auswirkungen während der Errichtung des Kraftwerkes und während des Kraftwerkbetriebes. Geringe Auswirkungen auf die Böschungstabilität entstehen während der Errichtung durch Erdbau, Materialdeponie an Hängen und befristete Erdanhäufungen. Die Tierwelt kann durch den Baustellenlärm vorübergehend gestört werden und das aquatische Ökosystem könnte durch die befristete Flussverlegung eine Habitatveränderung erfahren. Rohrleitungen, Stromleitungen und Dämme sind während des Kraftwerksbetriebes ein optischer Eingriff. Ansonsten ist die bedeutendste Auswirkung des Kraftwerkbetriebes die Schadstoffreduktion durch die Erzeugung von Ökostrom.⁶⁵

In der Nähe des Standorts Donawitz befindet sich das Gewässer des Vordernbergerbachs. Der Vordernbergerbach hat eine Länge von ca. 21 km und mündet bei Leoben in die Mur. Er durchfließt die Gemeinden Vordernberg, Trofaiach, St. Peter-Freienstein und Leoben. Das zweitlängste Gewässer im Raum Leoben ist der Rötzbach mit einer Länge von 14 km. Er mündet bei Trofaiach in den Vordernbergerbach (siehe Abbildung 16). Das Höhenprofil des Vordernbergerbachs ist in Abbildung 17 dargestellt.

⁶³ Vgl. Giesecke et al. (2009), S. 51

⁶⁴ Vgl. ESHA (2004), S. 84ff

⁶⁵ Vgl. ESHA (2004), S. 223

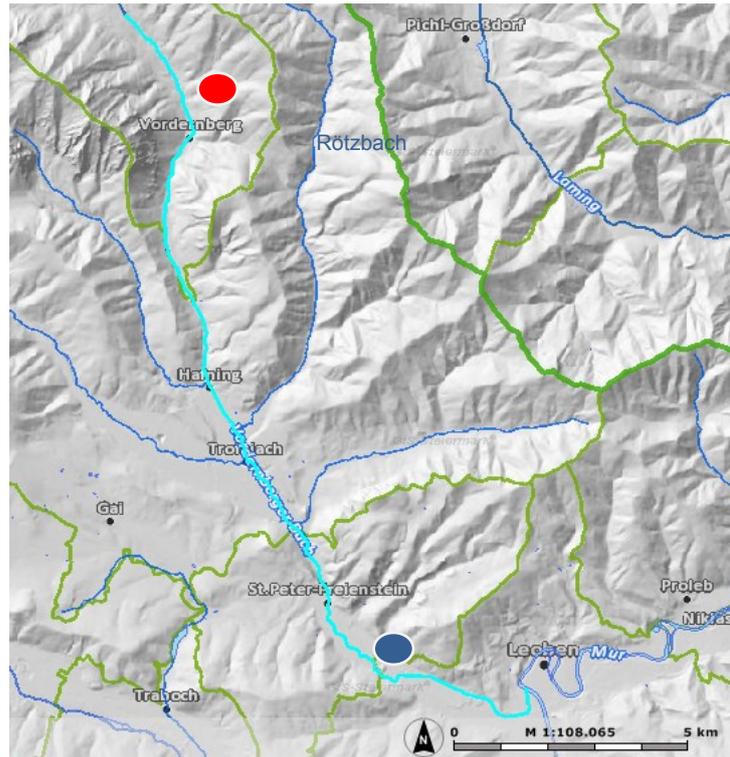


Abbildung 16: Standorte der Laufkraftwerke am Vordernbergerbach⁶⁶

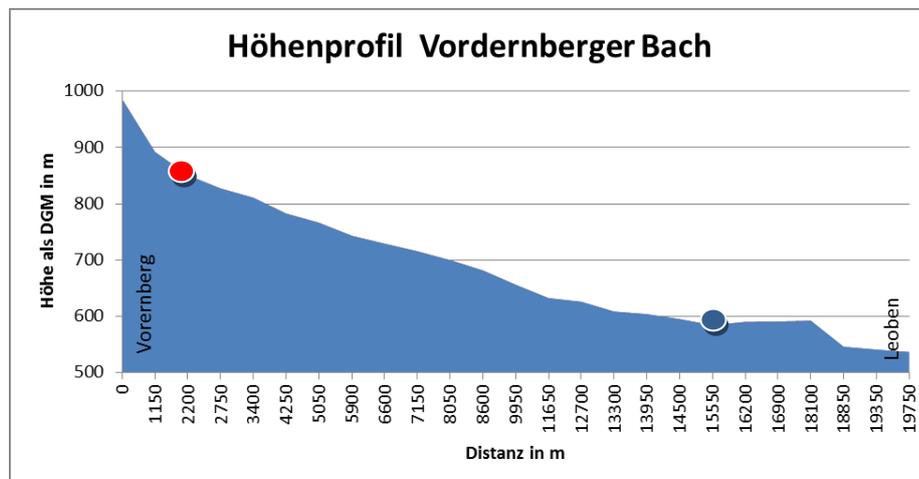


Abbildung 17: Höhenprofil Vordernbergerbach

Entlang des Vordernbergerbachs wurden bereits zwei Kleinwasserkraftwerke errichtet. 1987 wurde von der Verbund Hydro Power AG ein Wasserkraftwerk mit einer Engpassleistung von 1 MW errichtet, welches mit einer Pelton-Turbine jährlich 2.100 MWh erzeugt (siehe Abbildung 18). Das zweite Laufkraftwerk wurde von Josef Köhl der Firma Zotter-Bau im Jahr 2011 in Auftrag gegeben und weist mit einer Durchströmturbine eine Engpassleistung von 310 kW auf (siehe Abbildung 19). Die genauen Standorte der beiden Laufkraftwerke sind Abbildung 16 zu entnehmen, wobei die rote Markierung das Laufkraftwerk der Verbund Hydro Power AG und die blaue Markierung das Laufkraftwerk in St. Peter ob Freienstein kennzeichnet.

⁶⁶ Quelle: Digitaler Atlas Steiermark (2013)



Abbildung 18: Laufkraftwerk der Verbund Hydro Power AG am Vordernbergerbach⁶⁷



Abbildung 19: Laufkraftwerk in St. Peter ob Freienstein am Vordernbergerbach⁶⁸

Im Nationalen Gewässerbewirtschaftungsplan 2009 werden Merkmale der Flussgebietseinheiten beschrieben. Es wird vor allem auf die signifikanten Belastungen und anthropogenen Einwirkungen auf den Zustand der Gewässer detailliert eingegangen. Die Entwicklung der Flussgebietseinheiten wird kritisch analysiert und dafür ein Risikograd definiert.⁶⁹ Um zu entscheiden, ob die Errichtung eines dritten Wasserkraftwerkes entlang des Vordernbergerbachs ökologisch vertretbar ist, sollten die nachfolgenden Daten des NGP 2009 berücksichtigt werden.

Im Rahmen des NGP 2009 wurde eine Risikobewertung der Wasserkörper hinsichtlich stofflicher und hydromorphologischer Belastungen durchgeführt. Der Vordernbergerbach mit der Wasserkörpernummer 801670016 zeigt vom Flusskilometer 0,00 – 10,4 in den Kategorien Schadstoffe und Morphologie „Risiko der Zielverfehlung gegeben“, Durchgängigkeit und Restwasser „Risiko derzeit nicht einstuftbar“ und im allgemeinen physikalischen und chemischen Potential sowie Stau und Schwall „kein Risiko der Zielverfehlung“. Die Hydromorphologie gesamt und das Gesamtrisiko erhält die Beurteilung „Risiko der Zielverfehlung gegeben“. Der zweite Teil des Vordernberger Baches mit der Wasserkörpernummer 801670018 zeigt vom Flusskilometer 10,14 – 18,50 „kein Risiko der Zielverfehlung“ in den Kategorien Schadstoffe, allgemeine physikalische und chemische Potential,

⁶⁷ Quelle: Verbund (2013)

⁶⁸ Quelle: Energie Zotter (2013)

⁶⁹ Vgl. NGP (2009), S. 13

Stau und Schwall. Ein „Risiko derzeit nicht einstuftbar“ erhielten die Kategorien Morphologie, Durchgängigkeit, Restwasser, Hydromorphologie gesamt und das Gesamtrisiko. In Abbildung 20 ist das Gesamtergebnis der Risikoanalyse der Oberflächenwasserkörper in Hinblick auf eine mögliche Zielverfehlung dargestellt. Die orange Linie entlang des Vordernbergerbaches stellt das Vorhandensein eines Risikos für den Vordernbergerbach dar. In Abbildung 21 werden die Kandidaten für künstlich und erheblich veränderte Oberflächenwasserkörper durch eine graue Linie ausgewiesen. Somit ist der Vordernbergerbach ein Kandidat für erheblich veränderte Oberflächenwasserkörper.⁷⁰



Abbildung 20: Ergebnis der Risikoanalyse des NGP 2009⁷¹

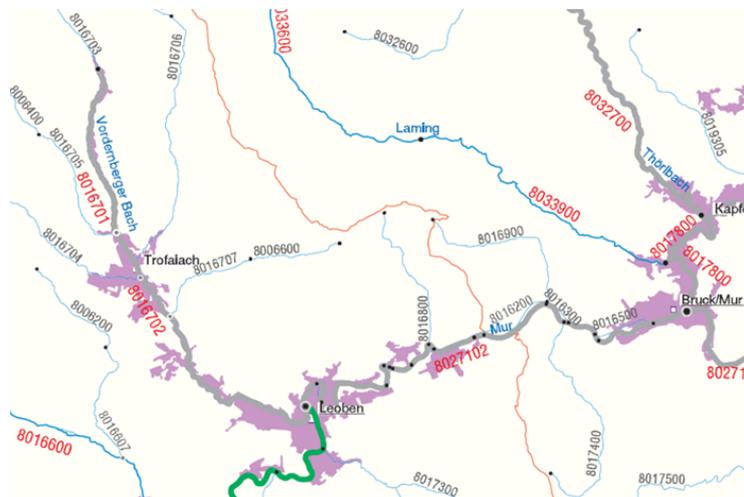


Abbildung 21: Kandidatenausweisung künstliche – erheblich veränderte Gewässer⁷²

Da eine ausreichende Fallhöhe in der Mitte der bereits erbauten Wasserkraftanlagen gegeben ist, könnte die Errichtung eines dritten Kraftwerkes in Betracht gezogen werden. „Eine Rechtsvorschrift, welche eine maximale Anzahl von Wasserkraftanlagen in einem Gewässerabschnitt regelt, besteht nicht.“⁷³ Eine Umweltverträglichkeitsprüfung sollte auf Grund der Risikobewertung besonders sorgfältig durchgeführt werden.

⁷⁰ Vgl. NGP (2009),03 Anhang Wasserkörpertabellen

⁷¹ Quelle: wisa – lebensministerium (2006) O12.1

⁷² Quelle: wisa – lebensministerium (2006) O13.1

⁷³ mündliches Zitat von Magdalena Honsig-Erlenburg (BMLFUW) am 19.11.2013

Aufstellung eines Kleinwasserkraftwerkes

Bevor ein Wasserkraftwerk errichtet wird, sind folgende Erhebungsarbeiten durchzuführen:⁷⁴

- Topographie und Geomorphologie des Standortes
- Auswertung der Wasserressourcen und des Regenerationspotentials
- Standortwahl und genereller Entwurf der Anlage
- Auswahl der Turbinen, Generatoren und deren Kontrolleinrichtungen
- Umweltverträglichkeitsprüfung und Ausgleichsmaßnahmen
- Administrative Verfahren

Zu den administrativen Verfahren sind Umweltschutzverfahren, öffentliche Überprüfung, Bauauflagen, Anbindung an das Stromnetz und Berücksichtigung der Energiegesetzgebung und Wasserrechte zu zählen.⁷⁵

Bei der Errichtung von neuen Kleinwasserkraftanlagen müssen strenge Auflagen des österreichischen Wasserrechtgesetzes und der EU-Wasserrahmenrichtlinie erfüllt werden. Dazu zählen z.B. ökologische Begleitmaßnahmen wie Fischwanderhilfen und Restwasserabgaben. Um den heimischen Fischbestand zu schützen, werden wasserbauliche Vorrichtungen, so genannte Fischwanderhilfen, die den Fischen das Umgehen der Kraftwerksanlage ermöglichen, angelegt. Damit der gute ökologische Zustand der Gewässer erhalten bleibt, wird ein Teil des Wassers ungenützt am Kraftwerk vorbeigeleitet. Durch die Restwasserabgabe wird der Lebensraum im ursprünglichen Wasser gesichert.

Die Errichtung eines Wasserkraftwerkes schafft neben einer ökonomischen und umweltschonenden Energiequelle außerdem neuen Lebensraum für Mensch und Tier. Denn durch die Turbinen wird Sauerstoff in die Gewässer gewirbelt, was den Erhalt des Fischbestandes begünstigt. Kraftwerke können Vorteile für den Lebensraum Mensch schaffen, indem sie zum Hochwasserschutz beitragen und die Rechen, die den Turbinen vorgelagert sind, den Zivilisationsabfall aus dem Wasser filtern.⁷⁶

2.2.5 Technologievergleich unterschiedlicher Turbinentypen

Welche Turbine für den jeweiligen Standort am geeignetsten ist, hängt von der Nettofallhöhe, dem Bereich der Durchflussschwankungen, der Drehzahl und von den Kosten ab. Diese Kriterien bestimmen den Typ, Geometrie und die Dimensionen einer Turbine.⁷⁷ Die unterschiedlichen Turbinentypen sind nachfolgend erklärt:⁷⁸

Pelton-Turbine

Das aus Hochdruckdüsen strömende Wasser trifft auf eine Vielzahl von becherförmigen Schaufeln, die sich an einem Laufrad befinden. Der Wasserdurchfluss lässt sich über regulierbare Nadeldüsen an der Turbine beeinflussen. Die Pelton-Turbine kommt in Speicherkraftwerken und Hochdruckkraftwerken bei großen Fallhöhen und kleinen Wassermengen zum Einsatz.

⁷⁴ Vgl. ESHA (2004), S.9

⁷⁵ Vgl. ESHA (2004), S. 281

⁷⁶ Vgl. Kleinwasserkraft Österreich (2008a)

⁷⁷ Vgl. ESHA (2004), S. 191

⁷⁸ Vgl. Kleinwasserkraft Österreich (2008b)

Kaplan-Turbine

Die Schaufeln des Laufrades als auch jene des Leitapparates lassen sich verstellen. Durch die verstellbaren Flügel ähnelt sie einer Schiffsschraube. Die Kaplan-Turbine kommt in Laufkraftwerken bei geringen Fallhöhen und großen Wassermengen zum Einsatz.

Francis-Turbine

Das Wasser gelangt über einen spiralförmigen Einlauf auf ein Leitrad mit verstellbaren Schaufeln und wird auf die gegenläufig gekrümmten Schaufeln des Laufrades gelenkt. Die Francis-Turbine wird auch als Überdruckturbine bezeichnet und kommt in Speicherkraftwerken bei mittleren Fallhöhen und konstanten Wassermengen zum Einsatz.

Ossberger-Durchströmturbine

Die radial- und teilbeaufschlagte Gleichdruckturbine gibt es auch in der Ausführung mit Saugrohr. Durch die zweizellige Bauweise kommt sie in Gebieten mit geringen Fallhöhen und schwankenden Wassermengen zum Einsatz.

Lamellenturbine

Anstatt Schaufeln werden Lamellenbündel eingesetzt. Dadurch kommt sie in Gebieten mit Fallhöhen von 50 cm bis über 5 m und schwankenden Wasserverhältnissen zum Einsatz.

Für die Errichtung einer Wasserkraftanlage sind eine ausreichende Fallhöhe und Abflussmenge notwendige Voraussetzungen. Weiteres sind die Topographie, Geologie und die ökologische Sensibilität Faktoren, die die Standortauswahl beeinflussen. In der Nähe des Standortes Donawitz befindet sich der Vordernbergerbach mit einer Länge von 21 km. Es wurden bereits zwei Wasserkraftanlagen am Vordernbergerbach erbaut. Da eine ausreichende Fallhöhe in der Mitte der bereits erbauten Anlagen gegeben ist und es keine Rechtsvorschrift gibt, die die Anzahl von Wasserkraftanlagen pro Gewässer regelt, könnte die Errichtung eines dritten Kraftwerkes in Betracht gezogen werden. Eine Umweltverträglichkeitsprüfung sowie die Auswertung der Wasserressourcen und des Regenerationspotentials sollte in diesem Fall besonders sorgfältig durchgeführt werden. Ist ein Standort für die Errichtung einer Anlage geeignet, sind dafür passende Turbinen und Generatoren auszuwählen. Bei der Auswahl spielen die Nettofallhöhe, die Durchflussschwankungen, die Drehzahl sowie Kosten eine entscheidende Rolle.

2.3 Windkraft

Windkraftanlagen wandeln kinetische Energie der Luftströmung in mechanische Arbeit um, welche wiederum in elektrische Energie umgewandelt wird. Somit gliedert sich die Energieumwandlungskette einer Windkraftanlage in vier Teile: den Rotor (kinetisch-mechanischer Wandler), Getriebe (mechanisch-mechanischer Wandler), Generator (mechanisch-elektrischer Wandler) und Trafo (elektrisch-elektrischer Wandler).⁷⁹



⁷⁹ Vgl. Kaltschmitt et al. (2006), S. 310

Es gibt unterschiedlichste Bauformen von Windkraftanlagen. Die zwei Hauptunterscheidungsmerkmale sind die aerodynamische Wirkungsweise und die konstruktive Bauweise. Bei Ersterem ist zwischen Widerstandsläufer und auftriebsnutzende Windenergiekonverter zu unterscheiden, bei Letzterem zwischen Rotoren mit horizontaler oder vertikaler Drehachse.⁸⁰

Aufbau und Funktion der Windkraftanlage

In Abbildung 22 ist der schematische Aufbau einer Horizontalachsen-Windkraftanlage dargestellt. Diese Anlage wird mittels Propellerbauart umgesetzt und beruht auf dem aerodynamischen Auftriebsprinzip.⁸¹ Die spezielle Form der Rotorblätter bewirkt die Erzeugung eines Unterdrucks auf Grund der vorbeiströmenden Luft. Dadurch wird der Flügel nach oben gezogen und das Windrad beginnt sich zu drehen.⁸²



Abbildung 22: Aufbau einer Horizontalachsen-Windkraftanlage mit Getriebe⁸³

Rotor

Der Rotor ist jenes Systemelement, welches die im Wind enthaltene Energie in eine mechanische Drehbewegung umwandelt. Er besteht aus Rotorblatt und Rotornabe. Vom wirtschaftlichen und technischen Standpunkt ist ein Rotor mit drei Blättern die optimale Lösung. Je nach Anlagenleistung kann die Länge eines Rotorblatts zwischen 5 m und 60 m variieren.⁸⁴

Getriebe

Das Getriebe hat die Aufgabe, die große Drehzahl vom Rotor auf den Generator zu übersetzen. Besteht die Windkraftanlage aus einem vielpoligen Ringgenerator, der in Kombina-

⁸⁰ Vgl. Hau (2008), S. 65f

⁸¹ Vgl. Hau (2008), S. 69ff

⁸² Vgl. IG Windkraft (2013b), S. 35

⁸³ Quelle: Verein für nachhaltige Energiewirtschaft (2013)

⁸⁴ Vgl. Kaltschmitt et al. (2006), S. 294ff

tion mit einem Gleichstromzwischenkreis drehzahlvariabel betrieben werden kann, kann auf ein zwischengeschaltetes Getriebe verzichtet werden.⁸⁵

Generator

Bei den Generatortypen, die die mechanische Energie in elektrische umwandeln, ist zwischen Synchron- und Asynchrongeneratoren zu unterscheiden. Beide Generatortypen haben innen einen drehbaren Rotor und außen einen feststehenden Stator. Der Unterschied liegt im Aufbau des Läufermagnetfeldes. Die Erregung erfolgt bei Synchrongeneratoren indem über Schleifringe ein Gleichstrom dem Rotor zugeführt wird. Dieser baut in der Läuferwicklung ein Magnetfeld auf. Das Magnetfeld erzeugt im Stator eine Spannung, die der Umlaufgeschwindigkeit des Lauferdrehfeldes entspricht. Bei Asynchrongeneratoren wird die Läuferwicklung direkt oder über einen Widerstand kurzgeschlossen. Sie können für den motorischen Anlauf einer Windkraftanlage verwendet werden und sind im Regelfall wartungsärmer als Synchrongeneratoren.⁸⁶

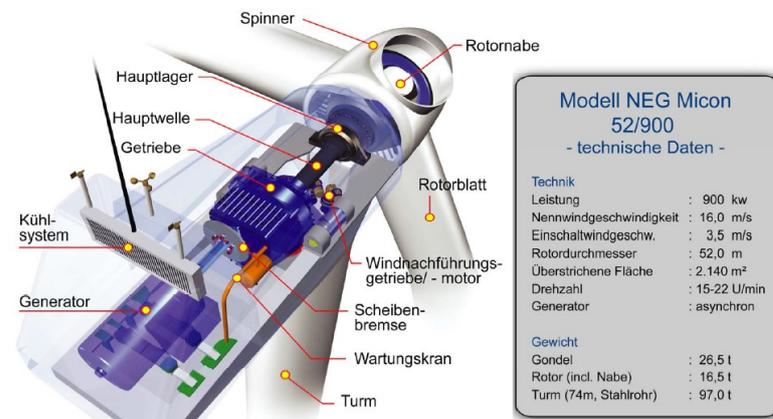


Abbildung 23: Windkraftanlage mit Asynchrongenerator und Getriebe⁸⁷

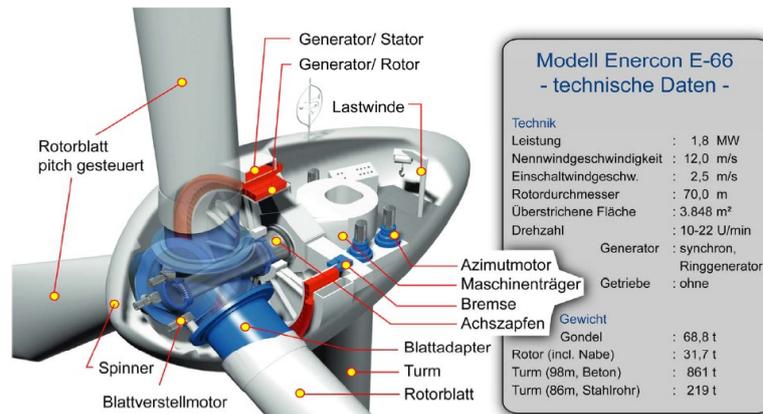


Abbildung 24: Windkraftanlagen mit Synchrongenerator ohne Getriebe⁸⁸

⁸⁵ Vgl. Kaltschmitt et al. (2006), S. 298f

⁸⁶ Vgl. Kaltschmitt et al. (2006), S. 299ff

⁸⁷ Quelle: AIT (2012), S. 8

⁸⁸ Quelle: AIT (2012), S. 9

Netzkopplung

Ein elektrisch-elektrischer Wandler ist dann notwendig, wenn die elektrische Energie am Generatorausgang nicht jenem Netz entspricht, in das die Windkraftanlage einspeist. Die direkte Netzkopplung kann durch einen Transformator durchgeführt werden, die indirekte Netzkopplung ist über einen Gleichstromzwischenkreis oder Direktumrichter möglich.⁸⁹

Die Entwicklung des Windrades

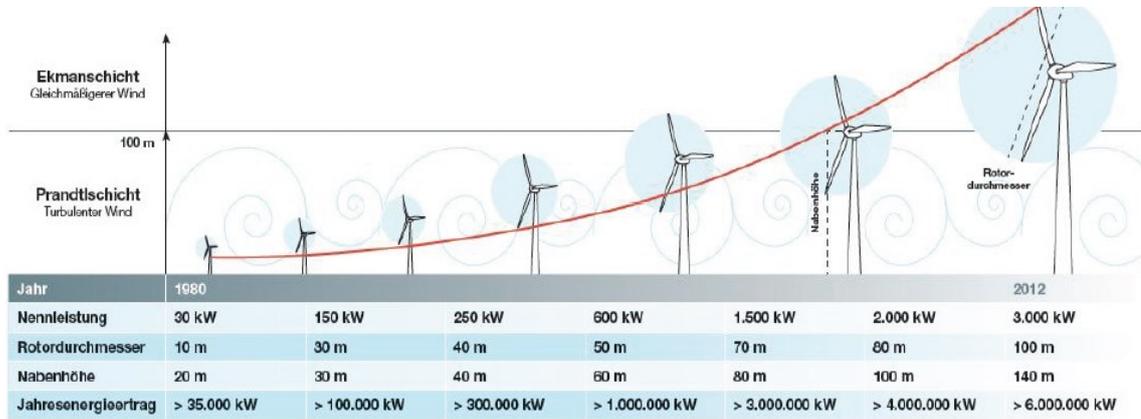


Abbildung 25: Die Entwicklung des Windrades⁹⁰

Im Jahr 1980 erzeugte ein 20 m hohes Windrad, mit einer Nennleistung von 30 kW, Strom für ca. 10 Haushalte. Im Jahr 2012 erzeugte ein 140 m hohes Windrad mit einer Nennleistung von 3.000 kW fast 200 mal so viel Strom, es ist aber nur 5 mal so groß wie vor dreißig Jahren (siehe Abbildung 25). Größere Anlagen sorgen für einen effizienteren Windertrag. Auch die Nabhöhe hat erhebliche Auswirkungen auf den Stromertrag, denn dieser steigt bei konstanter Nennleistung mit Steigerung der Nabhöhe. Der Zusammenhang zwischen Ertrag und Nabhöhe des Windrades ist in Tabelle 9 ersichtlich.

Tabelle 9: Zusammenhang zwischen Ertrag und Nabhöhe eines Windrades⁹¹

Gesamthöhe	100 m	140 m	170 m
Nennleistung	2000 kW	2000 kW	2000 kW
Rotordurchmesser	80 m	80 m	90 m
Nabhöhe	60 m	100 m	125 m
Ertrag	4.400 MWh/a	5.200 MWh/a	6.500 MWh/a
Volllaststunden	2.200 h/a	2.600 h/a	3.250 h/a

⁸⁹ Vgl. Kaltschmitt et al. (2006), S. 305ff

⁹⁰ Quelle: IG Windkraft (2013b), S. 33

⁹¹ Quelle: AIT (2012); S. 19

Im Jahr 2010 wurden 2,2 TWh Strom durch Windkraftanlagen in Österreich produziert. Durch den, laut dem Ökostromgesetz 2012 vorgeschriebenen, Windkraftausbau bis 2020 werden im Jahr 2020 6,6 TWh Strom aus Windkraftanlagen produziert. Die Anzahl der Windräder wird von 656 auf ca. 1300 und somit um 100 % zunehmen.⁹² Diese Weiterentwicklung ist auch in Europa und sogar weltweit zu beobachten. Im Jahr 2030 werden 26,2 % des europäischen Stromverbrauchs und bis zu 30,3 % des weltweiten Stromverbrauchs von Windkraftanlagen gedeckt (siehe Abbildung 26 und Abbildung 27)⁹³.

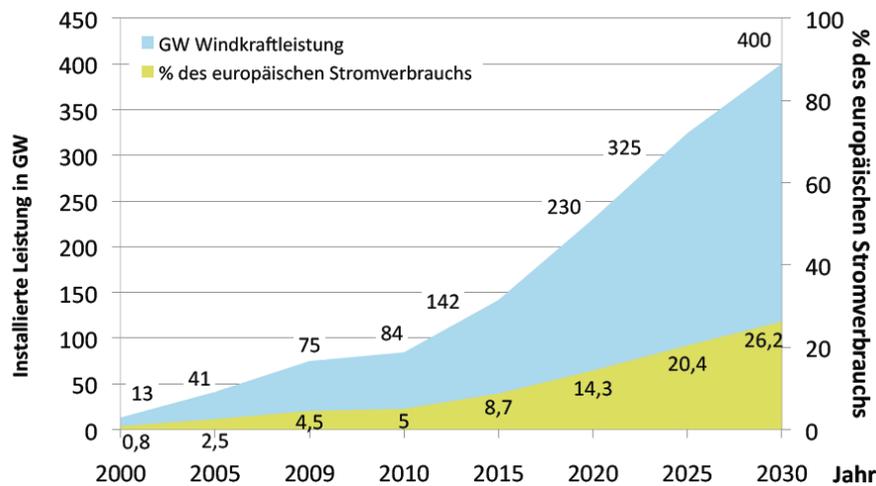


Abbildung 26: Windkraftentwicklung in Europa bis 2030⁹⁴

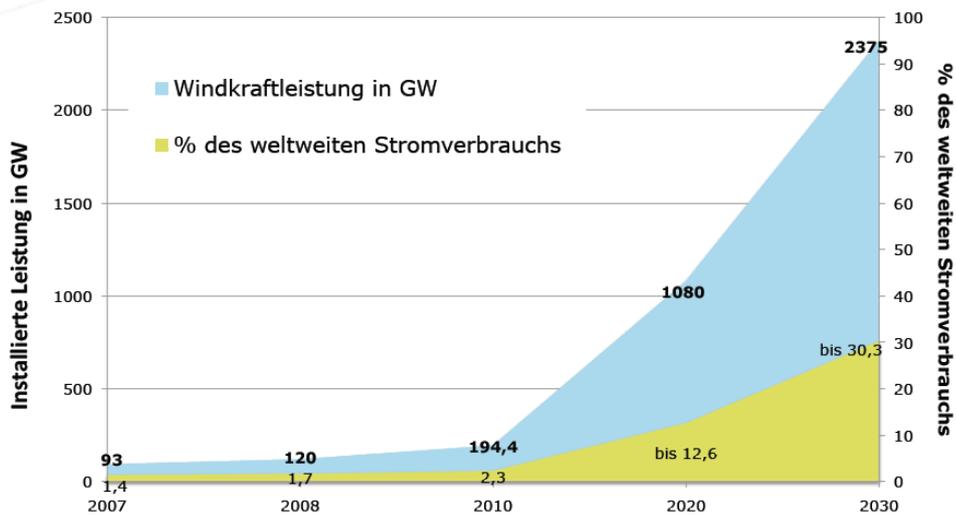


Abbildung 27: Windkraftentwicklung weltweit bis 2030⁹⁵

⁹² Vgl. IG Windkraft (2013b), S. 11

⁹³ Vgl. IG Windkraft (2013b), S. 43ff

⁹⁴ Quelle: IG Windkraft (2013b), S. 43

⁹⁵ Quelle: IG Windkraft (2013b), S. 46

2.3.1 Technische Kenngrößen

Leistungskennlinie

„Die elektrische Abgabeleistung einer Windkraftanlage in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit wird als Leistungskennlinie bezeichnet“.⁹⁶ Sie ist somit eine wichtige Kenngröße, welche von unabhängigen Instituten vermessen und zertifiziert wird und vom Hersteller garantiert werden muss. Die Leistungskennlinie wird in graphischer Form (Windgeschwindigkeit [m/s] zu elektrische Leistung [P]) und als Tabelle angegeben.⁹⁷

Energieertrag

Um die, innerhalb einer bestimmten Zeitspanne zur Verfügung gestellten elektrische Energie bestimmen zu können, ist die Kenntnis über die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit notwendig. Die Häufigkeitsverteilung gibt an, mit welcher Wahrscheinlichkeit eine bestimmte Windgeschwindigkeit in einem festgelegten Zeitintervall auftritt.⁹⁸

Leistungsregelung

Um eine mechanische Zerstörung des Rotors zu vermeiden und die leistungsmäßige Beschränkung des Generators zu gewährleisten, müssen in Windkraftanlagen Regel- und Steuereinrichtungen zur Begrenzung der aufgenommen Leistung eingebaut werden.⁹⁹

Es ist zwischen zwei Typen zu unterscheiden:¹⁰⁰

Stall-Regelung: Die Leistungsbegrenzung wird bei Windzunahme durch Strömungsabriss (engl. stall) gesteuert. Dazu werden Rotorblätter benötigt, die um ihre Längsachse in der Nabe drehbar gelagert sind. Wenn die Rotorblätter um wenige Grade verstellt werden um einen größeren Anstellwinkel zu erreichen, lässt sich der Strömungsabriss aktiv beeinflussen und die geforderte Nennleistung kann eingestellt werden.

Pitch-Regelung: Die Leistungsbegrenzung wird bei Windzunahme durch Abregeln mittels Blattwinkelverstellung (engl. pitch) gesteuert. Das Blatt wird mit der Vorderkante in den Wind gestellt und somit der Anstellwinkel verringert.

2.3.2 Standortanforderungen

Zu Beginn sollte eine Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit und der Windrichtung ermittelt werden, um zu überprüfen, ob der gewählte Standort über ausreichende Windgeschwindigkeiten für die Windenergienutzung verfügt.¹⁰¹ Die standortspezifisch ermittelten Windgeschwindigkeiten können in Windklassen eingeteilt werden. Basierend auf diesen Windklassen werden geeignete Windkraftanlagen ausgewählt, da Windkraftanlagen für verschiedene Windklassen zugelassen werden. International sind die Windklassen der IEC (International Electrotechnical Commission) am weitesten verbreitet. Durch die Zuteilung der Windgeschwindigkeiten in die einzelnen IEC-Windklassen, können die passenden Anlagen für windstarke oder windschwache Gebiete bestimmt werden. In Tabelle 10 werden die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe als Bezugswerte herangezogen. Der 50-Jahres-Extremwert ist ein 10-Minuten-Mittel, der statistisch nur ein Mal innerhalb von 50 Jahren auftritt.¹⁰²

⁹⁶ Hau (2008), S. 551

⁹⁷ Vgl. Hau (2008), S. 551ff

⁹⁸ Vgl. Kaltschmitt et al. (2006), S. 315

⁹⁹ Vgl. Kaltschmitt et al. (2006), S.316

¹⁰⁰ Vgl. Kühn (2007), S. 13ff

¹⁰¹ Vgl. Hau (2008), S. 722ff

¹⁰² Vgl. Wikipedia (2005)

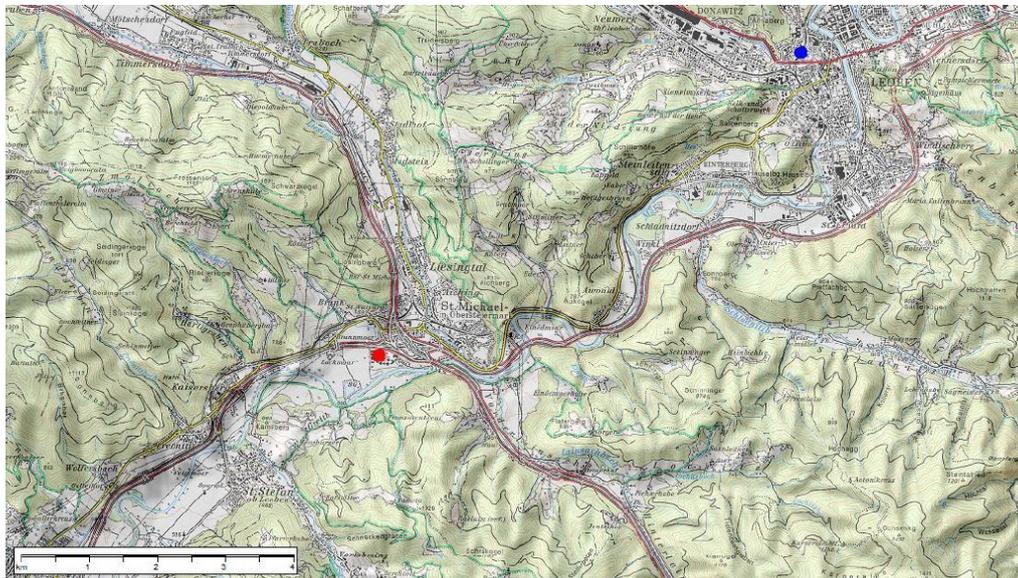
Tabelle 10: IEC Windklassen in Bezug auf Windgeschwindigkeiten¹⁰³

IEC Windklasse	I	II	III	IV
50-Jahres-Extremwert	50 m/s	42,5 m/s	37,5 m/s	30 m/s
durchschnittliche Windgeschwindigkeit	10 m/s	8,5 m/s	7,5 m/s	6 m/s

Der Anschluss an ein Stromnetz muss ebenfalls gegeben sein. Ein weiterer Faktor für einen geeigneten Standort ist das räumliche Verhältnis in Bezug auf die Besiedelung. Die Beachtung der vorgeschriebenen Mindestabstände zu einer umliegenden Bebauung oder Landschaftsgebieten ist unbedingt zu berücksichtigen. Ein Grund dafür sind Immissionen wie Schall und Schattenwurf.¹⁰⁴ Grundsätzlich ist der Flächenverbrauch von Windkraftanlagen als gering einzustufen. Die direkte Flächeninanspruchnahme ergibt sich aus dem Fundament, Zuweg und benötigten Betriebsgebäude. Bei einer 1,5 MW-Windkraftanlage nimmt das Fundament eine Fläche von etwa 100 bis 200 m² ein.¹⁰⁵

2.3.3 Standortspezifische Eigenschaften

Um einen Standort für Windkraftanlagen als geeignet bezeichnen zu können, ist ein Windprofil auf Basis einer mindestens einjährigen Windmessung möglichst in Nabenhöhe eines Windrades nötig. Im Umfeld des Standortes voestalpine Stahl Donawitz wurde die Windstärke und Windrichtung an zwei Messstationen der ZAMG gemessen. Die erste ZAMG-Station befindet sich in St. Michael bei Leoben auf 565 m Seehöhe (geografische Länge 15.00566, geografische Breite 47.3359), die zweite in Leoben auf 544 m Seehöhe (geografische Länge 15.08672, geografische Breite 47.37825).¹⁰⁶ Die genauen Standorte sind in Abbildung 28 ersichtlich.

Abbildung 28: Lage der Messstationen: St. Michael (rote Signatur), Leoben (blaue Signatur)¹⁰⁷

¹⁰³ Quelle: Wikipedia (2005)

¹⁰⁴ Vgl. Hau (2008), S. 722ff

¹⁰⁵ Vgl. Kaltschmitt et al. (2006), S. 337

¹⁰⁶ Vgl. ZAMG (2013)

¹⁰⁷ Quelle: ZAMG (2013)

Die Auswertung der Häufigkeitsverteilung der Windrichtung und Windstärke wurde für St. Michael für den Zeitraum 01.01.2012 bis 31.12.2012 und für Leoben für den Zeitraum 01.12.2012 bis 31.07.2013 in Stundenwerten durchgeführt. Die relative Windrichtungsverteilung wurde nach Geschwindigkeitsklassen in m/s für St. Michael und Leoben erstellt.¹⁰⁸

Tabelle 11: Relative Windrichtungsverteilung nach Geschwindigkeitsklassen für St. Michael¹⁰⁹

WiGeKl [m/s]	Windrichtungsklassen								Summe
	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW	
Kalmen									37,8
> 0,5 <= 1	0,6	5,9	4,2	1,6	2,3	5,3	3,0	0,3	23,2
> 1 <= 2	1,5	6,5	5,1	0,2	0,6	4,9	2,0	0,6	21,4
> 2 <= 4	1,3	3,3	2,2	0,0	0,1	5,4	1,6	0,3	14,3
> 4	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	2,7	0,3	0,0	3,3
Summe	3,5	15,7	11,6	1,9	3,0	18,4	6,9	1,2	100,0

Wie in Tabelle 11 ersichtlich, entfallen die zwei größten Anteile auf die Windgeschwindigkeitsklasse >0,5 bis <=1 mit 23,2 % und >1 bis <=2 mit 21,4 %. Die Windgeschwindigkeitsklasse > 4 m/s nimmt nur einen Teil von 3,3 % ein, was keine gute Voraussetzung für einen Standort für Windkraftanlagen ist. Die Hauptwindrichtung in St. Michael ist SW-NE, was auch aus Abbildung 29 deutlich hervorgeht. Weiteres fällt der einzige Wert über 0,5 % in der Windgeschwindigkeitsklasse >4 m/s in den südwestlichen Bereich.

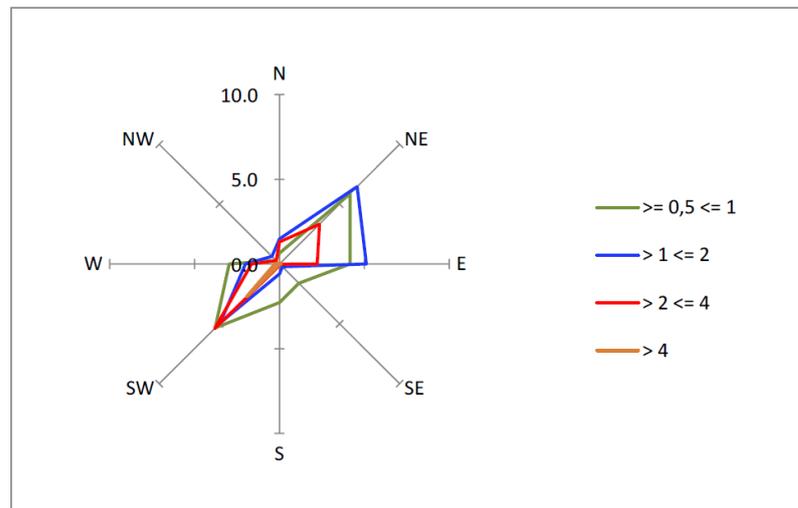


Abbildung 29: Relative Windrichtungsverteilung nach Geschwindigkeitsklassen für St. Michael¹¹⁰

¹⁰⁸ Vgl. ZAMG (2013), S. 2ff

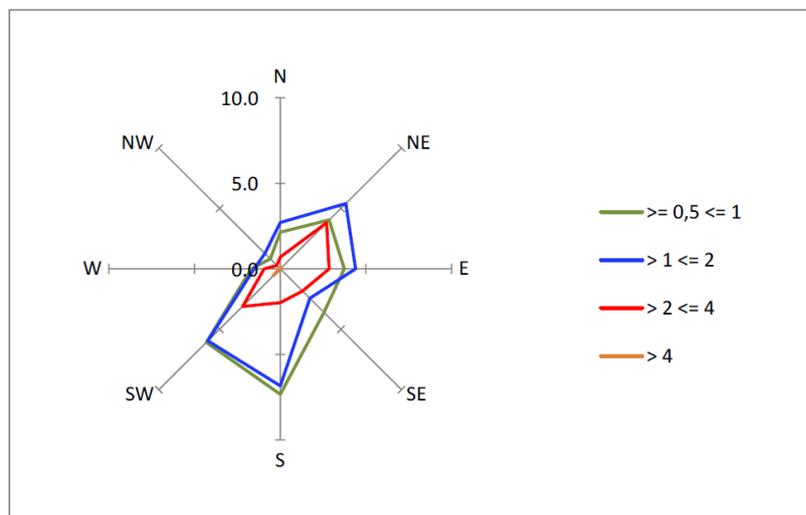
¹⁰⁹ Quelle: ZAMG (2013), S. 2

¹¹⁰ Quelle: ZAMG (2013), S. 3

Tabelle 12: Relative Windrichtungsverteilung nach Geschwindigkeitsklassen für Leoben¹¹¹

WiGeKl [m/s]	Windrichtungsklassen								Summe	
	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW		
Kalmen										23,6
> 0,5 <= 1	2,1	4,0	3,7	3,6	7,3	6,1	1,7	0,8		29,5
> 1 <= 2	2,7	5,4	4,4	2,4	6,8	6,0	1,5	1,3		30,5
> 2 <= 4	0,7	3,8	2,9	1,8	2,0	3,1	0,9	0,3		15,5
> 4	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,6	0,1	0,0		0,9
Summe	5,6	13,4	11,0	7,9	16,2	15,8	4,2	2,4		100,0

Die höchsten Anteile der Windgeschwindigkeitsklassen entfallen in Tabelle 12 mit 29,5 % auf die WiGeKl > 0,5 bis <= 1 m/s und mit 30,5 % auf die WiGeKl >1 bis <= 2 m/s. Mit einem 15,5 prozentigem Anteil in der WiGeKl >2 bis <=4 m/s gibt es nur einen geringen Unterschied zwischen dem Standort Leoben und St. Michael. Der Anteil der Windgeschwindigkeitsklassen > 4 m/s beträgt lediglich 0,9 %. Im Unterschied zu St. Michael ist die Hauptwindrichtung an der Messstelle Leoben aus Süden und Südwesten, gefolgt von Nordosten mit einem Anteil von 13,4 % an den gesamten Windrichtungsklassen. Da der Anteil der WiGeKl > 4m/s unter einem Prozent liegt, sind die Voraussetzungen für Windkraftanlagen am Standort Leoben nicht gegeben. Es ist jedoch festzuhalten, dass sich die beiden Windmessstellen direkt im Zentrum von Leoben und St. Michael befinden und die Messungen auf einer Seehöhe von rund 550 m durchgeführt wurden.

Abbildung 30: Relative Windrichtungsverteilung nach Geschwindigkeitsklassen für Leoben¹¹²

¹¹¹ Quelle: ZAMG (2013), S. 3

¹¹² Quelle: ZAMG (2013), S. 4

Die Windstärken wurden an den zwei Messstationen der ZAMG ca. 10 m über dem Boden gemessen. Um die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe zu berechnen, kann folgende Formel angewendet werden:¹¹³

$$v_h = v_{10} \left(\frac{h}{10} \right)^g$$

g... Exponent
h... gewünschte Höhe
v_h... Windgeschwindigkeit in gewünschter Höhe
v₁₀... Windgeschwindigkeit in 10m Höhe (Messwert)

Für den Exponenten g werden anhand des unterschiedlichen Geländes folgende Richtwerte unterschieden:¹¹⁴

- Offenes Gelände (Wasser, Gras- oder Ackerland, Küsten, Wüsten etc.): g = 0,16
- Gelände mit Hindernissen bis 15 m (Wälder, Siedlungen, Städte etc.): g = 0,28
- Gelände mit großen Hindernissen (große Städte etc.): g = 0,40

Da sich die zwei Messstationen direkt in St. Michael und Leoben befinden, wird für den Exponent g ein Wert von 0,28 gewählt. Wird für die Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe ein Wert von 2 m/s und für die gewünschte Höhe ein Wert von 80 m in die Formel eingesetzt, beträgt die Windgeschwindigkeit in einer Nabenhöhe von 80 m 3,6 m/s. Somit reichen auch die Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe nicht aus, um direkt in Leoben und St. Michael Windkraftanlagen zu erbauen.

Es wurden, im Rahmen einer von der voestalpine Stahl Donawitz im Jahr 2009 in Auftrag gegebenen Windstudie, mögliche Standorte für Windkraftanlagen im Raum Leoben in höheren Lagen ab 1.400 m ermittelt. Diese Standorte befinden sich auf dem Gösseck 2.214 m (Hafning bei Trofaiach), dem Rannachthörl 1.475 m (Kraubath an der Mur), der Freiberg-erhöhe 1.734 m (Kraubath/Mur, Speickbichl), dem Thalerkogel 1.655 m (Vordernberg) und dem Kletschachkogel 1.457 m (Sankt Katharein an der Laming) (siehe Abbildung 31).¹¹⁵



Abbildung 31: Überblick der Standorte für Windkraftanlagen (ÖK 500 1:500 000) Maßstab 1:175 000¹¹⁶

¹¹³ Vgl. Reinboth (2009)

¹¹⁴ Vgl. Reinboth (2009)

¹¹⁵ Vgl. Theissing (2009), S. 9ff

¹¹⁶ Quelle: Austrian Map Online (2013)

Für diese fünf möglichen Standorte im Raum Leoben wurden die mittleren, zu erwartenden Geschwindigkeiten angenommen. Weiters wurde eine Anzahl von Windrädern der Firma Enercon des Types E-70 für den jeweiligen Standort gewählt. Daraus ergab sich ein jährlicher Energieertrag in Bereich von 25 bis 50 GWh. Die den Standorten zugehörigen Daten sind Tabelle 13 zu entnehmen. Um die tatsächliche mittlere Geschwindigkeit an den möglichen Standorten ausweisen zu können, wäre eine Erhebung der aktuellen Windverhältnisse über einen Zeitraum von einem Jahr zu empfehlen.

Tabelle 13: Standortspezifische Daten von Windkraftanlagen des Types E-70 im Raum Leoben¹¹⁷

Standort	Mittlere erwartete Geschwindigkeit [m/s]	Anzahl der Windräder Typ E-70	Leistung pro Anlage [MWh/a]	Jährlicher Energieertrag [MWh/a]	Entfernung zur Stromleitung [km]
Gösseck	6,7	7	4.227	29.589	3,5
Freibergerhöhe	7,4	5	5.174	25.570	4,5
Rannachtörl	6,3	10	3.884	33.840	5
Thalerkogel	6,3	13	3.877	50.401	6
Kletschachkogel	5	11	2.300	25.300	8

Folgende Kriterien sind ausschlaggebend für die Standortwahl:¹¹⁸

- Grundstück und Nutzungsrechte
- Windangebot
- Netzanbindung
- Nähe zu Ansiedlungen
- Zufahrt
- Eisabwurf
- Geräusentwicklung
- Schattenwurf
- Landverbrauch

In der Steiermark gibt es Gebiete mit guten bis hervorragenden Windgeschwindigkeiten, jedoch befinden sich diese ausschließlich in Höhenlagen ab 1.400 m Seehöhe. Allgemein gilt, je höher der Standort und aus allen Richtungen frei anströmbar, umso höher sind die Windgeschwindigkeiten.¹¹⁹ Es gibt jedoch keine gesetzliche Bestimmung zur Höhe, d. h. wenn alle Genehmigungen vorliegen, kann in jeder beliebigen Höhe eine Windkraftanlage errichtet werden. Jedoch grenzen das Windaufkommen und damit die Wirtschaftlichkeit die Höhe ein.¹²⁰

Die Nähe zu Ansiedlungen ist im LGBL 72/2013 genau geregelt: „Der Abstand von der Grenze der auszuweisenden Sondernutzungen im Freiland für Windkraftanlagen zu gewidmeten Bauland hat mindestens 1.000 m, zu landwirtschaftlichen und sonstigen Wohn-

¹¹⁷ Vgl. Theissing (2009), S. 9ff

¹¹⁸ Vgl. Frühwald et al. (2007), S. 22ff

¹¹⁹ Vgl. Frühwald et al. (2007), S. 25

¹²⁰ mündliches Zitat von Otmar Frühwald (ecowatt) am 08.08.2013

gebäuden im Freiland sowie zu dauerbewirtschafteten Schutzhütten mindestens 700 m zu betragen.¹²¹

Die Durchführung einer Machbarkeitsuntersuchung, in der das Windaufkommen, die Genehmigungsfähigkeit und die bestehende Infrastruktur sowie alle weiteren Kriterien untersucht werden, kann die realistische Einschätzung des Standortes erleichtern.¹²²

Aufstellung der Windkraftanlagen

Bei der Errichtung der Windkraftanlagen ist zuerst zu berücksichtigen, ob sich der Standort in einer Ausschlusszone, Vorrangzone oder Eignungszone befindet. In der Ausschlusszone ist die Errichtung von Windkraftanlagen unzulässig. In der Vorrangzone dürfen Windkraftanlagen nur errichtet werden, wenn die elektrische Gesamtleistung bei der Neuerrichtung mindestens 20 MW beträgt. In den Eignungszonen ist die Errichtung von Windkraftanlagen unabhängig von der Gesamtleistung zulässig.¹²³

Im Gebiet rund um Leoben befindet sich das Natura 2000 Gebiet (Teile der Eisenerzer Alpen) und das Landschaftsschutzgebiet Reiting-Eisenerzer-Reichenstein. Die Aufstellung der Windräder ist überall unter dem Grundsatz „der Erhaltung bestimmter Schutzgüter“ zulässig.¹²⁴

Bevor die Windkraftanlagen aufgestellt werden können, sind Arbeiten für den Wegebau, die Fundamente, die Verkabelung und der Transport der Anlagen durchzuführen. Danach können die Windkraftanlagen montiert werden. Auf die einzelnen Arbeitsschritte wird nachfolgend näher eingegangen:¹²⁵

Wegebau

Für den Transport der schweren Windkraftanlagen müssen die vorhandenen Wege entsprechend ausgebaut werden, da die tragfähige Achslast mindestens 12 t betragen muss und die Breite der Zuwegung mindestens 4 m betragen soll. Dafür werden die Wege aus Sand, Geogitter und Schotter aufgebaut.

Fundamente

Es gibt unterschiedliche Fundamente, die speziell an die Bodenbeschaffenheit angepasst sind. So werden z.B. bei morastigem Gelände 16 m lange Betonpfähle in den Boden gerammt welche das Fundament stützen. Die Fundamente selbst werden aus Bewehrungsseisen aufgebaut, verschalt und mit Beton ausgefüllt. Nach dem Aushärten des Betons wird die Baugrube wieder verfüllt.

Verkabelung

Die einzelnen Windkraftanlagen werden mit Kabel, die in 1,50 m Tiefe in Kabelgräben verlegt werden, untereinander verkabelt und an ein Umspannwerk angeschlossen. Vom Umspannwerk wird der Strom mit der entsprechenden Netzspannung in das öffentliche Netz eingespeist.

¹²¹ LGBL 72/2013

¹²² Vgl. Frühwald et al. (2007), S. 25

¹²³ Vgl. LGBL 72/2013

¹²⁴ Vgl. Theissing (2009), S. 7

¹²⁵ Vgl. AIT S. 11ff

Transport

Der Transporter mit Zugmaschine, welche die Rotorblätter zum Standort befördert, hat eine Länge von über 40 m. Für die gesamte Windkraftanlage werden um die sieben Schwertransporter benötigt.

Montage

Für die Montage werden zwei Kräne benötigt, wobei ein großer Raupenkran erst an der Baustelle zusammengesetzt wird. Der Turm der Windkraftanlage besteht aus drei oder vier Teilen. Die drei Rotorblätter werden zunächst am Boden an die Nabe montiert und danach wird der gesamte Rotor hochgezogen.¹²⁶ Der Abstand zwischen den Windrädern sollte das Vierfache des Rotordurchmessers betragen.¹²⁷ Dies hat mit der Nachlaufströmung und der daraus resultierenden dynamischen Belastung zu tun.¹²⁸

2.3.4 Technologievergleich unterschiedlicher Windenergieanlagen

Werden die Marktanteile der Produzenten von Windkraftanlagen, bezogen auf die österreichweite installierte Anlagenzahl von 763 Anlagen Ende 2012, verglichen, übernimmt das Unternehmen „enercon“ mit 50 % die Rolle des Marktführers für Windkraftanlagen, gefolgt von „Vestas“ mit 34 % Marktanteil. Mit großem Abstand folgen DeWind, Siemens und Repower (siehe Abbildung 32).¹²⁹

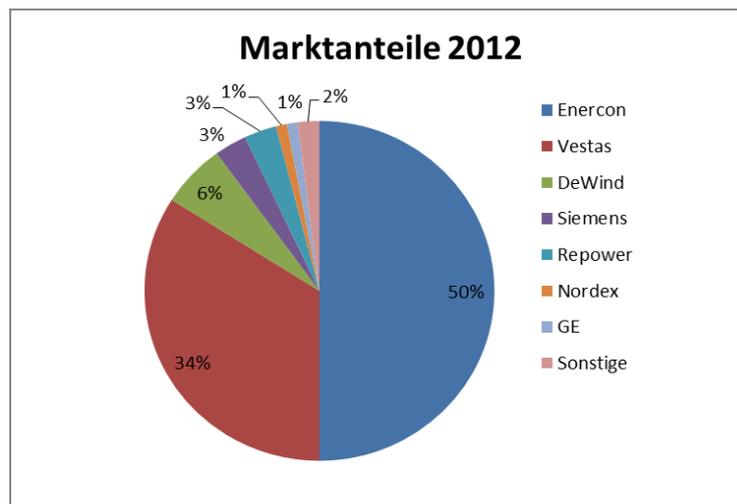


Abbildung 32: Marktanteile der Hauptproduzenten von Windkraftanlagen 2012¹³⁰

Auf Grund der Marktführer Enercon und Vestas wurde ein Technologievergleich von Windkraftanlagen dieser Firmen durchgeführt (siehe Tabelle 14). Die erforderlichen technischen Daten für den Technologievergleich stammen aus Produktbroschüren der Firma Enercon¹³¹ und der Firma Vestas¹³².

¹²⁶ Vgl. AIT S. 12

¹²⁷ Vgl. Frühwald et al. (2007)

¹²⁸ mündliches Zitat von Otmar Frühwald (enercon) am 08.08.2013

¹²⁹ Vgl. IG Windkraft (2013a), S. 16

¹³⁰ In Anlehnung an: IG Windkraft (2013a)

¹³¹ Vgl. Enercon (2013)

¹³² Vgl. Vestas (2013)

Tabelle 14: Technologievergleich unterschiedlicher Windenergieanlagen

	Enercon	Vestas
Typenbezeichnung	E-70	V-80 2.0MW GridStreamer
Nabenhöhe	57 / 64 / 85 / 98 / 113 m	65 / 80 m
Nennleistung	2.3 MW	2 MW
Abschaltgeschw.	28 – 34 m/s	25 m/s
Windklasse	IEC IA und IEC IIA	IEC IA und IEC IIA
Blattanzahl	3	3
Drehzahl	6 – 21,5 U/min	8,1 – 19,0 U/min
Rotordurchmesser	71 m	90 m
Überstrichene Fläche	3.959 m ²	6.362 m ²
Getriebe	getriebelos	3-stufiges Planeten- /Stirradgetriebe
Generator	Direktgetriebener Ring- generator	Permanentmagnet- Generator

Die Windkraftanlagen beider Firmen sind für Windklassen IEC IA und IEC IIA geeignet und mit 3 Rotorblättern ausgestattet. Obwohl die Nennleistung der Windenergieanlagen von Enercon und Vestas bei 2 MW liegt, bietet Enercon Auswahlmöglichkeiten von Nabenhöhen im Bereich von 57 bis 113 m an., Vestas nur zwei Nabenhöhen von 65 und 80 m. Auch bei den Abschaltgeschwindigkeiten bietet Enercon im Gegensatz zu Vestas einen größeren Bereich von 28 bis 34 m/s an. Deutlicher Unterschied zwischen den beiden Anbietern ist der Rotordurchmesser von 71 zu 90 m, was bei Windenergieanlagen der Firma Vestas eine überstrichene Fläche von rund 6.000 m² und bei Enercon von rund 4.000 m² ergibt. Ein weiterer Unterschied ist anhand der Getriebeauswahl festzustellen. Vestas verwendet ein 3-stufiges Planetengetriebe, Enercon setzt kein Getriebe ein.

Ein geeigneter Standort für Windkraftanlagen sollte ausreichende Windgeschwindigkeiten für die Windenergienutzung aufweisen. Mittels Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit und der Windrichtung können diese in IEC-Windklassen eingeteilt werden. Anhand dieser Windklassen können passende Anlagen für windstarke oder windschwache Gebiete ausgewählt werden. Im Raum Leoben wurden zwei Häufigkeitsverteilungen durchgeführt. Eine in St. Michael bei Leoben auf 565 m und die zweite direkt in Leoben auf 544 m Seehöhe. In St. Michael fällt der Anteil der Windgeschwindigkeitsklasse > 4 m/s nur auf 3,3 % aus. Da der Anteil der WiGeKl > 4m/s unter einem Prozent liegt, sind die Voraussetzungen für Windkraftanlagen am Standort Leoben nicht gegeben. Mögliche geeignete Standorte im Raum Leoben, in höheren Lagen ab 1.400 m, befinden sich auf dem Gösseck 2.214 m, dem Rannachthörl 1.475 m, der Freiburgerhöhe 1.734 m, dem Thalerkogel 1.655 m und dem Kletschachkogel 1.457 m.

2.4 Biomasse

Zu dem Begriff Biomasse sind sämtliche Stoffe organischer Herkunft zu zählen, wobei zwischen Primär- und Sekundärprodukten unterschieden wird. Die gesamte Pflanzenmasse wie z.B. land- und forstwirtschaftliche Produkte sowie Nebenprodukte sind zu den Primärprodukten zu zählen, da sie durch die direkte photosynthetische Nutzung der Sonnenenergie entstehen. Die gesamte Zoomasse, deren Exkreme und Klärschlamm durch den Ab- oder Umbau organischer Substanz in höheren Organismen gebildet werden, ist zu den Sekundärprodukten zu zählen, da sie die Energie der Sonne nur indirekt bezieht.¹³³

Biomasse kann in unterschiedlichster Art angebaut werden. Mögliche Anbauarten sind: Holz, halmgutartige Biomasse, Früchte und Saaten. Wald- und Industrierestholz sowie Altholz kann als Brennholz eingesetzt werden. Die Bereitstellung dieser Rohstoffe erfolgt entweder als Stückgutbrennstoffe z.B. Holzscheite oder als Schüttgutbrennstoffe z.B. Holzpellets. Unter die halmgutartige Biomasse fallen Stroh und Getreide. Zu den Früchten sind Zuckerrüben und zu den Saaten Getreidekörner und Rapssaat zu zählen.¹³⁴

Thermo-chemische Umwandlungsprozesse

Ziel eines thermo-chemischen Umwandlungsprozesses ist die möglichst vollständige Oxidation, bei der gasförmige Oxidationsprodukte sowie verbrennbare mineralische Rückstände entstehen. Ausgangspunkt der Umwandlung ist die Trocknung, darauf folgen die pyrolytische Zersetzung, die Vergasung und letztendlich die Oxidation. Durch diesen Prozess wird der eingesetzte biogene Festbrennstoff unter Wärmeeinwirkung in thermische Energie und bzw. oder in einen veredelten festen, flüssigen oder gasförmigen biogenen Energieträger umgewandelt. Ein Vorteil dieses Umwandlungsprozesses ist, dass die energiehaltigen Zwischenprodukte gespeichert, transportiert und somit an einem anderen Ort und zeitunabhängig weiterverarbeitet werden können.¹³⁵

Unter der direkten thermo-chemischen Umwandlung ist die Verbrennung zu verstehen. Biogene Feststoffe wie z.B. Holz werden durch Verbrennungsanlagen in Wärme umgewandelt. Diese Wärme kann entweder als Sekundärenergie, als Endenergie oder als Nutzenergie eingesetzt werden. Dampf, der in elektrische Energie umgewandelt werden kann wird als Sekundärenergie bezeichnet, Fernwärme fällt unter den Begriff Endenergie und die Strahlungswärme eines Kachelofens ist eine Nutzenergie.¹³⁶

Wenn feste Biomasse über die thermo-chemische Umwandlung zuerst in eine Sekundärenergie und anschließend in eine End- bzw. Nutzenergie umgewandelt wird, wird dieser Vorgang als Vergasung biogener Festbrennstoffe bezeichnet. Es laufen bei der Vergasung grundsätzlich die gleichen Umwandlungsprozesse wie bei der Verbrennung ab, da die produzierten Sekundärenergieträger bei der Konversion in End- bzw. Nutzenergie auch vollständig oxidiert werden. Bei der Vergasung laufen jedoch die einzelnen Stufen der thermo-chemischen Umwandlung räumlich und zeitlich getrennt voneinander ab. Der Systemaufbau der Vergasung von biogenen Festbrennstoffen und damit die Erzeugung von Wärme, Strom und Kraftstoff ist in Abbildung 33 dargestellt.¹³⁷

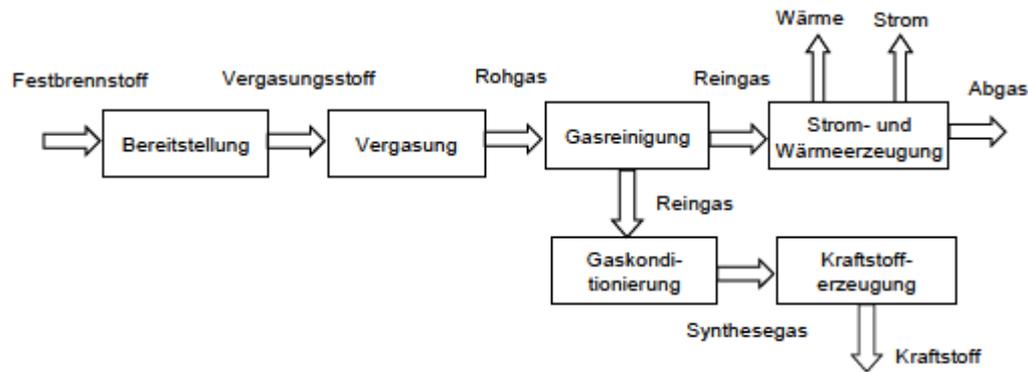
¹³³ Vgl. Kaltschmitt et al. (2009), S.2f

¹³⁴ Vgl. Kaltschmitt et al. (2009), S. 184

¹³⁵ Vgl. Kaltschmitt et al. (2009), S. 375

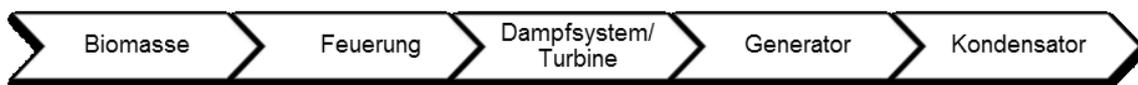
¹³⁶ Vgl. Kaltschmitt et al. (2009), S. 463

¹³⁷ Vgl. Kaltschmitt et al. (2009), S. 599

Abbildung 33: Systemaufbau der Vergasung biogener Festbrennstoffe¹³⁸

Aufbau und Funktion der Biomasseanlage

Um bei der Stromerzeugung über konventionelle Dampfprozesse den Verlust des Nebenproduktes Wärme entgegen zu wirken, sollte die Stromerzeugung aus biogenen Festbrennstoffen immer über eine Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erfolgen. Technologien zur schadstoffarmen und effizienten Verbrennung von Biomassefestbrennstoffen sind Festbettfeuerungen (Rostfeuerungen), Wirbelschichtfeuerungen und Staubfeuerungen. Die Anlagengröße und Art des eingesetzten Brennstoffes bestimmen die Wahl der Anlagentechnologie. Technologien zur dezentralen Stromerzeugung auf Basis der Verbrennung von fester Biomasse sind der Dampfturbinen- und der Dampfkolbenmotorprozess. Eine weitere Unterscheidung ist zwischen dem Dampfschraubenmotorprozess, dem Stirlingmotorprozess und dem ORC-Prozess vorzunehmen.¹³⁹



Das Arbeitsprinzip des Dampfprozesses entspricht dem Clausius-Rankine-Prozess. Wasser wird in einem Dampfkessel unter hohem Druck erwärmt, verdampft und anschließend auf entsprechend hohe Temperaturen überhitzt. Dieser heiße Dampf entspannt sich über der Turbine und leistet dabei mechanische Arbeit. Danach wird der Dampf in einem Kondensator verflüssigt.¹⁴⁰ Die dabei abgegebene Wärme kann durch Einkopplung in ein Fernwärmenetz nutzbar gemacht werden.¹⁴¹ Die Speisewasserpumpe bringt das Kondensat auf Kesseldruck, welches danach wieder in den Kessel befördert wird (siehe Abbildung 34).¹⁴²

¹³⁸ Vgl. Kaltschmitt et al. (2009), S. 600

¹³⁹ Vgl. Oberberger (2000), S.1

¹⁴⁰ Vgl. BIOS Bioenergiesysteme (2013a)

¹⁴¹ Vgl. Kaltschmitt et al. (2009), S. 551ff

¹⁴² Vgl. BIOS Bioenergiesysteme (2013a)

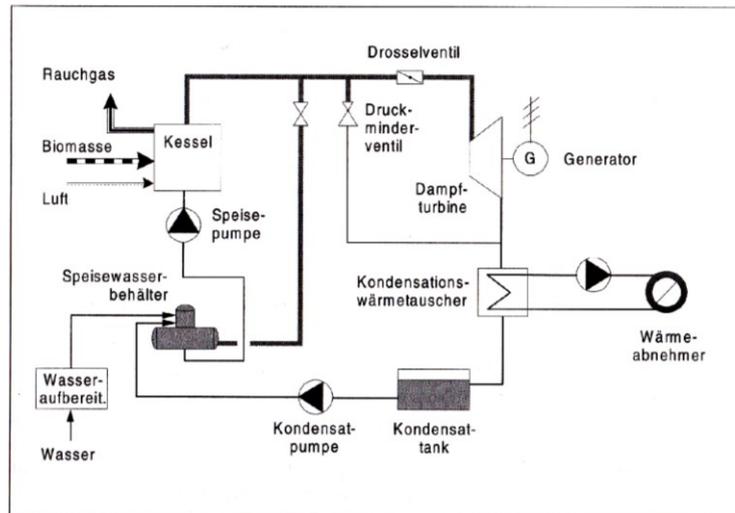


Abbildung 34: Schematische Darstellung eines einstufigen Dampfturbinenprozesses¹⁴³

2.4.1 Brennstofftechnische Kenngrößen

Die thermo-chemische Umwandlung wird durch folgende brennstofftechnische Eigenschaften bestimmt:¹⁴⁴

Heizwert: Bei der vollständigen Oxidation des Brennstoffes wird eine bestimmte Wärmemenge freigesetzt, die Kondensationswärme des im Abgas befindlichen Wasserdampfes wird nicht berücksichtigt. Bei 40 % Wassergehalt beträgt der Heizwert ca. 10 MJ/kg (siehe Abbildung 35).

Brennwert: Bei der vollständigen Oxidation des Brennstoffes werden eine bestimmte Wärmemenge und die Kondensationswärme des, bei der Verbrennung gebildeten, Wasserdampfes freigesetzt. Bei 40 % Wassergehalt beträgt der Brennwert ca. 12 MJ/kg (siehe Abbildung 35).

Gehalt an flüchtigen Bestandteilen: Wie stark bzw. schwach ein biogener Feststoff unter Wärmeeinwirkung in brennbare gasförmige Bestandteile zerfällt, wird vom Gehalt an flüchtigen Bestandteilen bestimmt.

Wasser- und Aschegehalt: Beeinflussen den Heizwert.

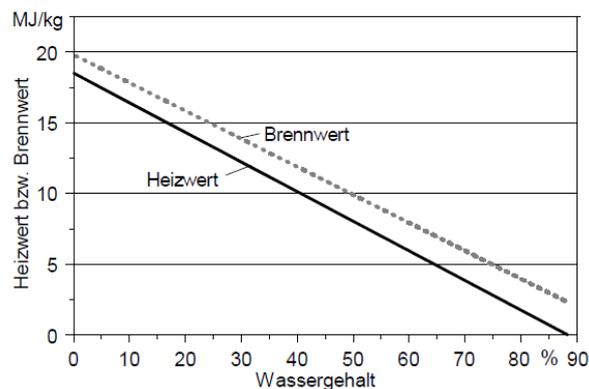


Abbildung 35: Heiz- und Brennwert bei unterschiedlichen Wassergehalten¹⁴⁵

¹⁴³ Quelle: Obernberger et al. (1999), S. 51

¹⁴⁴ Vgl. Kaltschmitt et al. (2009), S. 348ff

¹⁴⁵ Quelle: Kaltschmitt et al. (2009), S. 350

Zur dezentralen Stromerzeugung auf Basis der Verbrennung von fester Biomasse können entweder der Dampfturbinen- oder der Dampfkolbenprozess eingesetzt werden. Nachfolgend wird eine KWK-Anlage auf Basis eines Dampfturbinenprozesses näher beschrieben, wobei auf die vier Teilsysteme des Dampfprozesses näher eingegangen wird. Eine weitere Technologie zur Stromerzeugung aus Biomasse ist die Biomassevergasung. Die einzelnen Schritte des Vergasungsprozesses sowie die unterschiedlichen Vergasertypen mit unterschiedlichen Temperaturniveaus werden nachfolgend erläutert. Da die Zusammensetzung des Produktgases ein wichtiger Faktor der Biomassevergasung ist, wird diese anhand Tabellen aufgeschlüsselt. Weiters wird auch auf Emissionen und ihre Vermeidung eingegangen.

2.4.2 KWK-Anlage auf Basis des Dampfturbinenprozesses

Um Strom aus fester Biomasse erzeugen zu können, kommt die Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologie auf Basis des Dampfturbinenprozesses im Leistungsbereich von 2 MW_{el} zum Einsatz. Für den Dampfprozess zur Stromproduktion werden vier Teilsysteme benötigt, die nachfolgend erklärt werden:¹⁴⁶

Feuerung

Für die Verbrennung von fester Biomasse werden Rostfeuerungen oder ab einer Feuerungswärmeleistung von 20 bis 30 MW auch Wirbelschichtfeuerungen eingesetzt.

Dampfsystem

Rauchrohrkessel kommen im unteren Leistungsbereich als Dampferzeuger zum Einsatz. Ab 5 MW_{el} wird der Dampf durch die höheren erzielbaren Frischdampfparameter in Wasserrohrkesselanlagen erzeugt.

Dampfturbine mit Generator

Gegendruckturbinen werden an jenen Standorten eingesetzt, wo ein ganzjähriger, konstanter Wärmebedarf in Form von Heißwasser oder Niederdruckdampf herrscht. Ist eine Entkopplung zwischen Stromerzeugung und Wärmebedarfsdeckung am Standort erforderlich, werden Entnahme-Kondensationsturbinen eingesetzt. Damit kann in Betriebszeiten, in denen kein Wärmebedarf vorliegt, der erforderliche Dampf im Niederdruckteil der Turbine verstromt werden.

Speisewasser- und Kondensatsystem

Im Kondensator wird der Dampf unter Wärmeabgabe wieder verflüssigt. Danach wird das Kondensat von der Speisewasserpumpe auf Kesseldruck gebracht und wieder dem Kessel zugeführt.

Dampfparameter und elektrische Leistungen beim Einsatz von Dampfturbinen:¹⁴⁷

- Frischdampf Temperatur: 450 – 540 °C
- Frischdampfdruck: 20 – 100 bar
- Frischdampfleistung: 10 – 125 t/h
- Gegendruck bzw. Entnahmedampfdruck: 1 – 10 bar
- Abdampfdruck: 0,05 – 0,60 bar
- Elektrische Leistung: 2 – 25 MW_{el}
- Elektrischer Jahresnutzungsgrad: 18 – 30 %

¹⁴⁶ Vgl. BIOS Bioenergiesysteme (2013a)

¹⁴⁷ Vgl. BIOS Bioenergiesysteme (2013a)

Beispiele für KWK-Anlagen:¹⁴⁸

- KWK-Anlage in Kufstein für die Tiroler Wasserkraft AG
 - Thermische Nennleistung: 24,5 MW Biomasse-Dampfkessel
 - Elektrische Nennleistung: 6,5 MW Dampfturbine
- KWK-Anlage der EVN AG in Mödling, Niederösterreich
 - Thermische Nennleistung: 23,4 MW Biomasse-Dampfkessel
 - Elektrische Nennleistung: 5,0 MW Dampfturbine

2.4.3 Biomassevergasung

Bei der thermochemischen Biomassevergasung werden feste biogene Brennstoffe unter Wärmeeinwirkung in ein brennbares Gas umgewandelt. Dieses Produktgas wird gereinigt und zur Produktion von Strom und Wärme aus Biomasse genutzt. Neben dem Produktgas fallen zusätzlich noch Holzkohle bzw. Asche mit unterschiedlichen Teergehalten an. Der Vergasungsprozess gliedert sich in die Phasen der Trocknung, pyrolytische Zersetzung, Oxidation und Reduktion (siehe Abbildung 36).¹⁴⁹

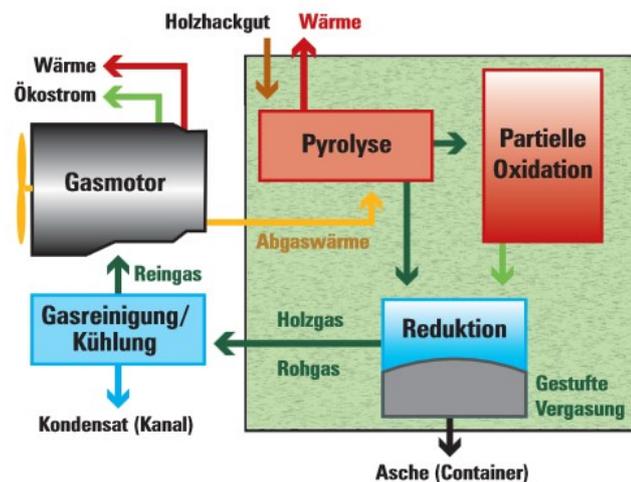


Abbildung 36: Grundschemata einer CLEANSTGAS-KWK-Anlage¹⁵⁰

Bei der Biomassevergasung lassen sich unterschiedliche Vergasertypen durch folgende Kriterien unterscheiden:¹⁵¹

- welcher Kontakt zwischen dem Vergasungsmittel und der Biomasse herrscht
- ob die Wärmezufuhr extern oder intern aus einer Teilverbrennung des Einsatzmaterials erfolgt
- welches Vergasungsmittel z.B. Luft, Sauerstoff oder Wasserdampf eingesetzt wird
- ob atmosphärische oder erhöhte Druckverhältnisse im Vergasungsreaktor herrschen

¹⁴⁸ Vgl. BIOS Bioenergiesysteme (2013a)

¹⁴⁹ Vgl. BIOS Bioenergiesysteme (2013b)

¹⁵⁰ Quelle: Cleanst Gas (2013a)

¹⁵¹ Vgl. Kaltschmitt et al. (2009), S. 602

Zu unterscheiden sind demnach Festbettvergaser, Wirbelschichtvergaser und Flugstromvergaser. Beim Festbettvergaser wandert der Brennstoff in Form einer Schüttung langsam durch den Reaktor, da die einzelnen Brennstoffpartikel durch die Gasströmung nicht bewegt werden. Es wird auf Grund der Strömungsrichtung des Gases relativ zum Brennstoff zwischen Gleichstrom- und Gegenstromvergaser unterschieden. Durch die hohe Strömungsgeschwindigkeit des Gases werden die einzelnen Partikel im Wirbelschichtvergaser bewegt. Ein Bettmaterial mit definierter Kornung (z.B. Quarzsand) sorgt für einen guten Wirbelschichtzustand. Erfolgt durch die entsprechend hohen Strömungsgeschwindigkeiten kein Austrag des Bettmaterials, wird ein stationäre Wirbelschicht eingesetzt. Wird durch die hohen Gasstromgeschwindigkeiten das Bettmaterial aus dem Reaktor ausgetragen, wird ein Wirbelschichtvergaser mit zirkulierender Wirbelschicht verwendet (siehe Abbildung 37). Für die Erzeugung eines hochwertigen Produktgases kommen auch Kombinationen aus mehreren Wirbelschichten zum Einsatz z.B. Zweibett-Wirbelschichten. Die Vergasungsreaktionen laufen beim Flugstromvergaser in einer Staubwolke ab, da der Brennstoff als Staub über einen Brenner in den Reaktor eingeführt wird. Ein Bettmaterial ist nicht notwendig, der Brennstoff muss aber vor der Vergasung staubfein gemahlen werden.¹⁵²

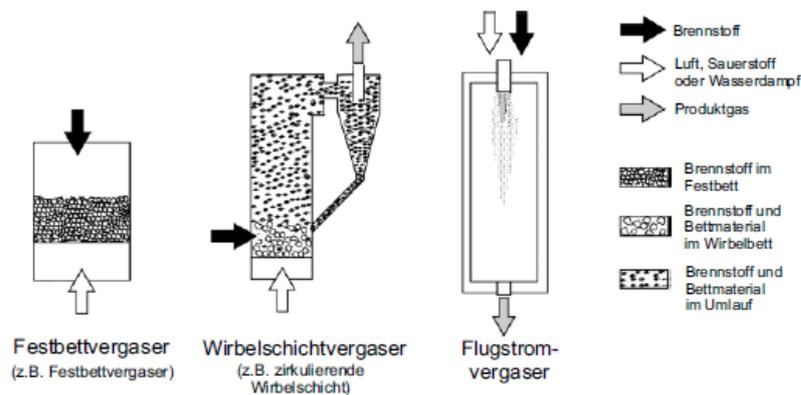


Abbildung 37: Schematische Darstellung unterschiedlicher Vergasungstypen¹⁵³

Zusammensetzung des Produktgases

Das Produktgas setzt sich im Wesentlichen zusammen aus:¹⁵⁴

- brennbare Gase wie H_2 , CO , CH_4 und CH_x
- nicht brennbaren Inertgase wie H_2O , CO_2 und N_2 , die einen Verdünnungseffekt bewirken und
- Verunreinigungen (Grob- und Feinpartikel wie z.B. Staub, Asche, Bettmaterial), Alkalien (Natrium- und Kaliumverbindungen), langkettigen Kohlenwasserstoffverbindungen (Teere), Stickstoffverbindungen (NH_3), HCN-Verbindungen, Schwefelverbindungen (H_2S), COS –Verbindungen, Halogenverbindungen (HCl), Fluorwasserstoff (HF) und andere.

¹⁵² Vgl. Kaltschmitt et al. (2009), S. 602ff

¹⁵³ Quelle: Kaltschmitt et al. (2009), S. 602

¹⁵⁴ Vgl. Kaltschmitt et al. (2009), S. 618

Insgesamt wird die Produktgaszusammensetzung beeinflusst durch:¹⁵⁵

- Art und Menge des Vergasungsmittels (z. B. Luft, Sauerstoff, Wasserdampf, Kohlenstoffdioxid)
- Art der Wärmebereitstellung
- Bauart des Vergasungsreaktors (Mischungsintensität von Brennstoff und Vergasungsmittel)
- Verweilzeit des Brennstoffs und des Produktgases im Reaktor
- Vergasungstemperatur
- Druckverhältnisse im Vergasungsreaktor
- Art und Form des Brennstoffs (z. B. spezifische Oberfläche der Brennstoffteilchen, Feuchtigkeit, chemische Zusammensetzung)
- Anwesenheit eines Katalysators

In Tabelle 15 werden Bereiche typischer Zusammensetzung eines trockenen Produktgases am Beispiel einer atmosphärischen Vergasung von Holz mit Luft und Dampf/O₂ aufgelistet. Die Volumenangaben beziehen sich auf trockenes Gas im Normzustand (1013 mbar, 0°C).

Tabelle 15: Zusammensetzung des trockenen Produktgases mittels Vergasung von Holz¹⁵⁶

Gas-Parameter		Luft	Mittelwert	Dampf/O ₂	Mittelwert
H ₂	In Vol.-%	6 – 19	12,5	26 - 55	38,1
CO	In Vol.-%	9 – 21	16,3	20 – 40	28,1
CO ₂	In Vol.-%	11 – 19	13,5	15 – 30	21,2
CH ₄	In Vol.-%	3 – 7	4,4	4,0 – 14	8,6
C ₂ H _x	In Vol.-%	0,5 – 2,0	1,2	1,5 – 5,5	3,0
N ₂	In Vol.-%	42 – 60	52	0	0
Heizwert	In MJ/m ³	3,0 – 6,5	5,1	12 – 16	13,2
Gasausbeute	In m ³ /kg	1,7 – 2,2	1,9	1,2 – 1,4	1,3

Da die Vergaserbauart die Gaszusammensetzung beeinflusst, werden die Hauptgaskomponenten im Produktgas aus verschiedenen Vergasertypen von trockenem Holz in Tabelle 16 aufgelistet. Der Wassergehalt sollte bei Gleichstrom- und Wirbelschichtvergäsern 10 bis 15 % betragen, ein höherer Wassergehalt würde zu einem Anstieg der CO₂- und Wasserdampfgehalte führen und dadurch den Heizwert und den Vergaserwirkungsgrad vermindern. In der nachfolgenden Tabelle wird der Heizwert aus den Heizwerten von Wasserstoff, Kohlenstoffmonoxid und Methan berechnet. In Tabelle 16 weisen die Gaszusammensetzungen keine erheblichen Unterschiede auf. In Tabelle 17 werden zusätzlich zu den unterschiedlichen Verfahren noch unterschiedliche Vergasungsmittel verglichen. Die Unterschiede zwischen den Gaszusammensetzungen fallen deutlicher aus.¹⁵⁷

¹⁵⁵ Vgl. Kaltschmitt et al. (2009), S. 619

¹⁵⁶ Quelle: Kaltschmitt et al. (2009), S. 620

¹⁵⁷ Vgl. Kaltschmitt et al. (2009), S. 620f

Tabelle 16: Zusammensetzung und Heizwerte von Produktgasen mittels Vergasung von Holz¹⁵⁸

Gas-Parameter		Festbett Gegenstrom	Festbett Gleichstrom	Zirkulierende Wirbelschicht
H ₂	In Vol.-%	10 – 14	15 – 21	15 – 22
CO	In Vol.-%	15 – 20	10 – 22	13 – 15
CO ₂	In Vol.-%	8 – 10	11 – 13	13 – 15
CH ₄	In Vol.-%	2 – 3	1 – 5	2 – 4
Heizwert	In MJ/m ³	3,7 – 5,1	4,0 – 5,6	3,6 – 5,9

Tabelle 17: Zusammensetzung und Heizwerte von Produktgasen für typische Vergasungsverfahren

Gas-Parameter		Autotherme Luft- vergasung	Allotherme Zweibett- wirbelschicht- Dampfvergasung	Autotherme Sauerstoff- Flugstromvergasung
H ₂	In Vol.-%	11 – 20	35 – 40	29 – 35
CO	In Vol.-%	12 – 19	22 – 25	35 – 44
CO ₂	In Vol.-%	10 – 15	20 – 25	17 – 22
CH ₄	In Vol.-%	2 – 5	9 – 11	< 1
N ₂	In Vol.-%	45 – 60	< 1	3 – 9
Heizwert	In MJ/m ³	4 – 6	12 – 14	9 – 11

Tabelle 18: Gesamtzusammensetzung Produktgas CSG¹⁵⁹

		Erdgas [%]	Biogas [%]	Holzgas [%]
Wasserstoff	H ₂	0,0	0,0	25,0
Methan	CH ₄	96,0	65,0	1,0
Ethan	C ₂ H ₆	0,9	0,0	0,0
Propan	C ₃ H ₈	0,2	0,0	0,0
Kohlenmonoxid	CO	0,0	0,0	15,0
Kohlendioxid	CO ₂	1,0	20,0	15,0
Wasserdampf	H ₂ O	0,0	6,0	5,0
Stickstoff	N ₂	2,0	9,0	39,0
Summe		100,1	100,0	100,0

¹⁵⁸ Quelle: Kaltschmitt et al. (2009), S. 620

¹⁵⁹ mündliches Zitat von Christine Temnitzer (KWB) am 06.09.2013

Temperaturniveaus der unterschiedlichen Vergasungstypen

Da die Reaktionsgeschwindigkeit und das chemische Gleichgewicht temperaturabhängig sind, spielt das Temperaturniveau eine wichtige Rolle bei der Vergasung. Mit steigender Temperatur steigt die Reaktionsgeschwindigkeit und die Zusammensetzung der wichtigsten Gaskomponenten ändert sich. So nimmt z.B. der Wasserstoffgehalt deutlich zu und der Kohlenmonoxid und Methangehalt nehmen ab.¹⁶⁰

Im Gegenstromvergaser erzeugen die Oxidationsreaktionen die notwendige Wärme für die Vergasung der Biomasse. Dabei entstehen so hohe Temperaturen, dass die nicht zersetzbaren Aschekomponenten verflüssigt werden und es somit zur Verschlackung kommen kann. Nach der Vergasung verlässt das Gas den Vergaser mit relativ niedrigen Temperaturen von 100 bis 200 °C. Durch diese niedrigen Austrittstemperaturen des Produktgases liegt der Vorteil des Gegenstromvergasers in seinem hohen Vergasungswirkungsgrad.¹⁶¹

Die in der Oxidationszone entstehenden Gase werden im Gleichstromvergaser ebenfalls auf über 1.000 °C erhitzt. Der hohe Wärmegehalt des Produktgases, welches mit 600 bis 800 °C aus der Reduktionszone austritt, kann nur teilweise für die Gaserzeugung genutzt werden. Der Wirkungsgrad des Gesamtprozesses wird dadurch reduziert. Vorteil des Gleichstromvergasers ist, dass die Rohgase wenige Teerprodukte enthalten und daher ohne aufwändige Gasreinigungstechniken für Gasnutzungen unterschiedlichster Art wie z.B. Motor, Turbine, Kraftstoffsynthese verwendet werden können.¹⁶²

Bei Wirbelschichtvergasern laufen die einzelnen Teilreaktionen der thermo-chemischen Umwandlung parallel im gesamten Reaktor ab. Dabei herrscht eine konstante und gut regelbare Temperatur von ca. 700 bis 900 °C. Die Temperaturkonstanz und ihre einfache Regelbarkeit sind die wesentlichen Vorteile von Wirbelschichtvergasern.¹⁶³

Die höchsten Temperaturen kommen bei der Flugstromvergasung zum Einsatz. Der aufbereitete Brennstoff wird bei 1.200 bis maximal 2.000 °C zusammen mit dem Vergasungsmittel durch einen langen Reaktor geblasen. Durch das hohe Temperaturniveau können die Brennstoffpartikel innerhalb weniger Sekunden nahezu vollständig vergast werden.¹⁶⁴

Der wesentliche Vorteil einer Biomasse KWK auf Basis einer Vergasung ist der hohe elektrische Wirkungsgrad, der durch die Stromerzeugung mit Hilfe von Gasmotoren erreicht werden kann. Vor allem ist im kleinen und mittleren Leistungsbereich unter 500 kW_{el} eine hohe Stromausbeute von mehr als 27 % möglich. Beispielsweise können bei einer Brennstoffwärmeleistung von ca. 900 kW, 250 kW Strom und 430 kW Wärme produziert werden. Ein weiterer Vorteil ist die alternative Anwendung des aufbereiteten Produktgases als Treibstoff oder zur Einspeisung ins Erdgasnetz. Nachteil stellt der erhebliche technische Aufwand zur Gasreinigung dar, welcher auch hohe Kosten verursacht, da das Produktgas nur geringste Mengen von Teer und Partikeln aufweisen darf. Die durch die Vergasungstechnologie bedingten Emissionen sind ebenfalls ein Nachteil, wobei durch Einhaltung der Grenzwerte die ökologischen Rahmenbedingungen gegeben sind.¹⁶⁵

¹⁶⁰ Vgl. Kaltschmitt et al. (2009), S. 621

¹⁶¹ Vgl. Kaltschmitt et al. (2009), S. 604f

¹⁶² Vgl. Kaltschmitt et al. (2009), S. 606

¹⁶³ Vgl. Kaltschmitt et al. (2009), S. 609

¹⁶⁴ Vgl. Kaltschmitt et al. (2009), S. 617

¹⁶⁵ Vgl. Cleanst Gas (2013b)

Emissionen

Durch die thermo-chemische Umsetzung biogener Festbrennstoffe werden Abgase gebildet, die aus gasförmigen, flüssigen und festen Komponenten bestehen. Emissionen von festen und flüssigen Teilchen, in Form von Partikel und Tröpfchen, haben üblicherweise eine Größe von 1 nm bis 100 µm. Da Emissionen das Klima beeinflussen, Pflanzen schädigen und toxisch auf Lebewesen wirken können, ist die Einhaltung von Emissionsgrenzwerten von großer Bedeutung.¹⁶⁶

Um die vorgeschriebenen Emissionsgrenzwerte einzuhalten, sollten soweit wie möglich Primärmaßnahmen bei der Feuerungstechnik eingesetzt werden. Reichen die Primärmaßnahmen nicht aus, sind weitere Abgasreinigungen durchzuführen. Bei kleineren Anlagen, die naturbelassenes Holz verwenden, reicht eine Staubabscheidung mit Zyklon aus, um einen Staubgrenzwert von 150 mg/m³ bei 13 Vol.-% O₂ einzuhalten. Bei Anlagen mit einer Leistung über 1 MW sind aufwändigere Abgasreinigungsverfahren mit Gewebe- oder Elektrofilter notwendig, da höhere Partikel- bzw. Feinstaubemissionen auftreten.¹⁶⁷

Biomassebedarf zur Stromerzeugung

Ein Heizkraftwerk einer 5 MW-Klasse erzeugt jährlich rund 30.000 MWh Strom und 50.000 MWh Wärme bei einem Einsatz von 40.000 t-atro Holz oder anderer Biomasse.¹⁶⁸ Damit von t-atro (eine Tonne absolut trockenes Holz) auf die Maßeinheit für einen Kubikmeter feste Holzmasse (fm) umgerechnet werden kann, wird ein Umrechnungsfaktor verwendet. Die Umrechnungsfaktoren beziehen sich auf ein Holzhackgut mit einem Wassergehalt von 35 % und einer Schüttdichte von 0,33 Festmeter pro Schüttraummeter (siehe Tabelle 19). Die Faktoren gelten für Anlagen über 500 kW Nennleistung. In der Tabelle sind neben den fm und t-atro auch die srm und t-lutro angegeben. Ein Schüttraummeter (srm) ist die Maßeinheit für einen Raummeter geschüttete Holzteile z.B. Hackgut, Sägespäne, Stückholz. Eine Tonne t-lutro ist die Maßeinheit für die Masse von einer Tonne Holz mit dem jeweiligen Wassergehalt.¹⁶⁹ Werden 40.000 t-atro Holz verwendet, ergibt das mit einem Umrechnungsfaktor von 2,398 eine Menge von 96.000 fm Holz, die für die Stromerzeugung von 30.000 MWh jährlich benötigt werden. Wird angenommen, dass 1 ha Wald ca. 5 – 20 fm Holz liefert, sind ca. 5000 ha Wald für 96.000 fm Holz notwendig.

Tabelle 19: Umrechnungsfaktoren für Holzhackgut (Anlagen über 500 kW Nennleistung)¹⁷⁰

Sortiment	Wassergehalt	srm (lose)	fm (m ³ feste Holzmasse)	t-lutro	t-atro	Heizwert (MWh)	Pro
Holzhackgut	35 %	1	0,330	0,211	0,137	0,669	srm
		3,030	1	0,641	0,417	2,028	fm
		4,739	1,560	1	0,650	3,165	t-lutro
		7,299	2,398	1,538	1	5,235	t-altro
		1,431	1,493	0,316	0,191	1	MWh

¹⁶⁶ Vgl. Kaltschmitt et al. (2009), S. 428f

¹⁶⁷ Vgl. Kaltschmitt et al. (2009), S. 533f

¹⁶⁸ Vgl. OeBMV (2013)

¹⁶⁹ Vgl. bioenergy2020+ (2011)

¹⁷⁰ In Anlehnung an: bioenergy 2020+ (2011)

Biomassekraftwerk Güssing – Wirbelschichtdampfvergasung

Im Wirbelschicht-Dampf-Vergaser FICFB wird die Biomasse bei ca. 850°C unter Zuführung von Wasserdampf vergast. Das entstandene Produktgas wird gekühlt und gereinigt und dem nachgeschalteten Gasmotor zugeführt. Bei der Umwandlung der chemischen Energie des Produktgases in elektrische, wird die Abwärme des Motors zusätzlich zur Erzeugung von Fernwärme genutzt. Dadurch liegen der Gesamtwirkungsgrad von Strom und Wärme bei über 85 % und der elektrische Wirkungsgrad bei 25 – 28 %. Somit entstehen aus 2.360 kg Holz pro Stunde 2.000 kWh Strom und 4.500 kWh Fernwärme. Das Funktionsschema des Wirbelschicht-Dampf-Vergasers Güssing ist in Abbildung 38 dargestellt, die Detailinformationen des Kraftwerkes Güssing sind in Tabelle 20 aufgelistet.¹⁷¹

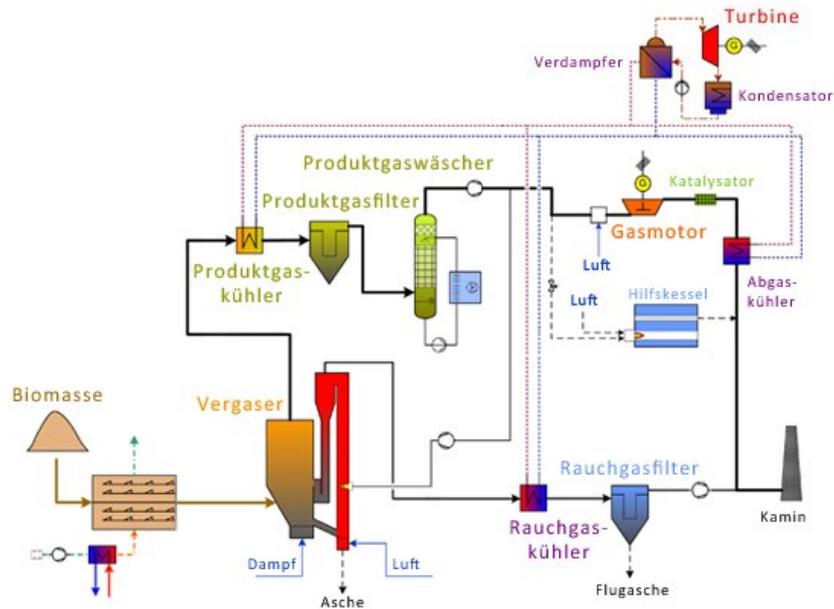


Abbildung 38: Funktionsschema des Wirbelschicht-Dampf-Vergasers Güssing¹⁷²

Tabelle 20: Detailinformation des Biomassekraftwerkes Güssing¹⁷³

Technik	Wirbelschicht-Dampf-Vergaser
Brennstoffwärmeleistung	8 MW
Elektrische Leistung	2 MW
Thermische Leistung	4,5 MW
Elektrischer Wirkungsgrad	25 %
Gesamtwirkungsgrad	80 %
Investition	9 Mio. €
Optimierungsbetrieb	1 Mio. €

¹⁷¹ Vgl. Europäisches Zentrum für Erneuerbare Energie (2008)

¹⁷² Quelle: Renewable Power Technologies (2013)

¹⁷³ Quelle: Europäisches Zentrum für Erneuerbare Energie (2008)

2.4.4 Technologievergleich unterschiedlicher Anbieter

URBAS Stahl und Anlagenbau (www.urbas.at) bietet Anlagen zur Vergasung von fester Biomasse, um Produktgas für eine KWK-Anlage zu erzeugen, an. Die Anlage besteht aus zwei identen Modulen mit einer Leistung von je 150 kW_{el} und 280 kW_{th} und wird mit Durchforstungsholz betrieben. Europaweit wurden bisher über 1.000 Anlagen in Leistungsbereichen von 500 kW bis 15 MW realisiert. URBAS realisiert auch KWK-Anlagen, die auf dem Dampfkreisprozess basieren.

SW-Energie Technik (www.swet.at) erzeugt mit einem REDOX – Festbett – Gleichstrom – Reduktionsvergaser nahezu teerfreies Holzgas aus Biomasse. Aus diesem Holzgas kann durch motorische Nutzung Strom und Wärme produziert werden.

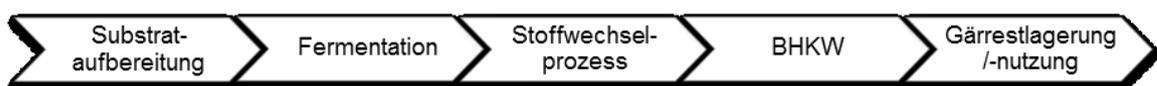
SynCraft Engineering GmbH (www.syncraft.at) nutzt eine patentierte Schwebebetttechnologie um KWK-Anlagen bereits ab einer Brennstoffwärmeleistung von 1 MW energetisch nutzen zu können. Das Konzept CraftWERK, zur Erzeugung von Produktgas aus fester Biomasse, kann auf aufwendige „End-of-Pipe“ Gasreinigungstechnologien verzichten und weist eine hohe Rohstoffflexibilität auf.

Das Unternehmen Polytechnik (www.polytechnik.at) erzeugt durch Anlagen, basierend auf den Dampfprozess oder ORC-Prozess, 1.500 bis 30.000 kW_{th} und 150 bis 5.000 kW_{el} mit Kesselnennleistungen von 300 bis 30.000 kW. PMS Elektro- und Automationstechnik GmbH als Mitglied der Christof Group (www.christof-group.at/PMS) bietet die Vergasung von fester Biomasse zur Stromerzeugung durch die Anlage „AES REDOX Holzvergaser“ an.

Feste biogene Brennstoffe werden bei der Biomassevergasung unter Wärmeeinwirkung in ein brennbares Gas umgewandelt. Der Vergasungsprozess besteht aus den Bereichen der Trocknung, pyrolytische Zersetzung, Oxidation und Reduktion. Bei der Stromproduktion mittels Biogas stellt das Vergärungsverfahren die Hauptkomponente für die Erzeugung von Reinbiogas aus unterschiedlichsten Substraten dar. Dies wird im nächsten Abschnitt näher erklärt.

2.5 Biogas

Biogas wird vor allem zur Verstromung in Blockheizkraftwerken (BHKW) mit Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt. Das Rohbiogas besteht zu 50 bis 70 % aus CH₄, 30 bis 50 % aus CO₂ sowie geringen Mengen an Spurengasen. Der weitere Aufbereitungsprozess wird durch die Folgenutzung des Biogases bestimmt. Nach einer intensiven Aufbereitung wird es als Reinbiogas bezeichnet. Neben der aus dem BHKW erzeugten Wärme und Strom kann Biogas in das öffentliche Gasnetz eingespeist werden, als Brennstoffzelle oder als Kraftstoff genutzt werden.¹⁷⁴



In einer Biogasanlage können eine Vielzahl unterschiedlicher Substrate verarbeitet werden, wie z.B. Klärschlamm, landwirtschaftliche, kommunale sowie industrielle Reststoffe, Abwasser, Energiepflanzen und Abfälle einer Deponie. Diese Substrate werden aufbereitet und anschließend dem Vergärungsverfahren zugeführt. Dabei kann zwischen einer Nass-

¹⁷⁴ Vgl. Dornack (2011), S. 133ff

und Trockenfermentation unterschieden werden. Die Endprodukte der im Biogasfermenter stattfindenden Stoffwechselprozesse sind das Biogas und der Gärrest. Das Biogas wird durch das BHKW zur Verstromung eingesetzt, der Gärrest kann unterschiedlichen Verwertungen zugeführt werden.¹⁷⁵

Die Menge an Biogas, die in einer Biogasanlage produziert werden kann, hängt vor allem von der Zusammensetzung der eingesetzten Substrate ab. Weiters beeinflussen die Randbedingungen wie z.B. Temperatur, Verweilzeit, Verfahren und vorhandene Hemmstoffe die Biogasausbeute. Der Energiegehalt unterschiedlicher Energieträger ist in Tabelle 21 ersichtlich.¹⁷⁶

Tabelle 21: Flächeneffizienz von Biogas¹⁷⁷

Energieträger	Rohware	Nutzbarer Energieertrag je ha	Energiegehalt je m ³
Holz	Laubholz	12 – 15 m ³	12 – 15 ³
Biogas	Maissilage	50 t	10.000 m ³
Biogas	Getreide	9 t	5.400 m ³

Ausgehend von einer von Bioreact GmbH und bonalytiv GmbH durchgeführten Studie über 1300 betriebenen Biogasanlagen in Deutschland, sind die wichtigsten Rohstoffe für Biogaserzeugung Maissilage, Grassilage, Roggen und Getreide neben Wirtschaftsdüngern. Der Flächenbedarf für Substrate ist in Tabelle 22 dargestellt.¹⁷⁸

Tabelle 22: Flächenbedarf der wichtigsten Substrate für Biogasanlagen¹⁷⁹

Substrat	Eingesetzte Menge (tFM / Jahr)	Flächenertrag (fFM /ha)	Flächenbedarf (ha)
Maissilage	6.476.000	45	144.000
Grassilage	866.000	25	34.500
Roggen	511.000	15	34.000
Getreide	228.000	7	32.000

Der Vorteil von Biogas ist die mögliche Speicherung, damit kann es unabhängig vom Ort der Entstehung genutzt werden. Es kann dadurch als Regelenergie, um die naturbedingten Nachteile von Wind- und Photovoltaikanlagen auszugleichen, eingesetzt werden.¹⁸⁰

¹⁷⁵ Vgl. Dornack (2011), S. 133ff

¹⁷⁶ Vgl. Bioenergieservice (2014)

¹⁷⁷ Quelle: Bioenergieservice (2014)

¹⁷⁸ Vgl. bioreact GmbH (2013)

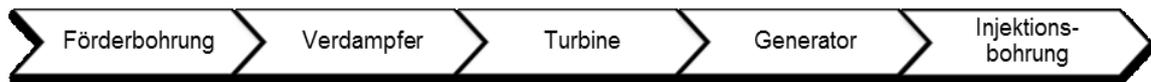
¹⁷⁹ Quelle: bioreact GmbH (2013)

¹⁸⁰ Vgl. Bioenergieservice (2014)

2.6 Geothermie

Die Quellen für geothermische Energie sind einerseits die Hitze aus dem Erdinneren durch den radioaktiven Zerfall von Uran, Thorium und Kalium und andererseits die bei der Entstehung der Erde entstandene Wärme (Gravitationswärme).¹⁸¹ Zu unterscheiden ist zwischen der oberflächennahen und tiefen Geothermie. Bei der oberflächennahen Geothermie kann die Energie nicht direkt genutzt werden, sie muss zuerst über eine Wärmepumpe auf das passende Energieniveau angehoben werden. Bei der tiefen Geothermie erfolgt die energetische Nutzung direkt aus einer Tiefbohrung, welche bei 400 m beginnt. Die geothermale Stromproduktion fällt ausschließlich in das Gebiet der tiefen Geothermie.¹⁸²

Ein geothermales Kraftwerk wandelt geothermische Energie in Form von Dampf über eine Turbine in elektrischen Strom um. Das heiße Wasser wird über eine Pumpe durch die Förderbohrung nach oben befördert, wo über einen Verdampfer eine Turbine zur Stromgenerierung betrieben wird. Das durch den Kondensator abgekühlte Wasser wird durch die Injektionsbohrung wieder in die Tiefe gepresst.¹⁸³



Je nach Art und Umfang gibt es drei unterschiedliche Kraftwerkstypen:¹⁸⁴

Trockendampf-System (Dry-Steam-Plant)

Bei erforderlichen Dampftemperaturen von über 150°C wird der heiße Wasserdampf direkt auf eine Turbine geleitet. Vorteil dieser Anlage ist die kostengünstige Stromproduktion. Der Nachteil ist, dass der Betrieb vollständig von den Druck- und Temperaturbedingungen und der Wasserführung des Reservoirs abhängt.

Heiß-Dampferzeugung (Single-Flash-Plant)

Eine Mischung aus Heißwasser und Dampf bei Temperaturen von 180°C bis 260°C wird in einen Separator eingesprüht. Der Separator trennt die fluide Phase in eine Flüssig- und eine Dampfphase, wobei die Dampfphase zur Stromgewinnung auf die Turbine geleitet wird und das Wasser über eine Injektionsbohrung wieder in die Tiefe zurückgeführt wird. Um eine „Single-Flash“-Anlage effektiv betreiben zu können sind 5-6 Produktionsbohrungen und 2-3 Injektionsbohrungen notwendig.

Binäre Kraftwerke

Durch einen Wärmetauscher wird dem Reservoirfluid die Energie entnommen und mit dieser Energie ein Arbeitsmedium erhitzt. Durch den Einsatz von organischen Flüssigkeiten wie Butan, Pentan oder Toluol als Arbeitsmedium kann jener Vorteil ausgenutzt werden, dass diese Arbeitsmedien bei Temperaturen von unter 75°C in die Dampfphase übergehen. Diese Arbeitsmedien können bis fast 180°C eingesetzt werden, ein weiterer Vorteil um das Kraftwerk auch bei schwankenden Reservoirtemperaturen betreiben zu können.

Wirkungsgrad

Bei, mit Thermalwasser angetriebenen, Kraftwerken liegt die physikalische Obergrenze des thermischen Wirkungsgrades bei 0,12 bis 0,22 wobei die Wassertemperatur zwischen 100

¹⁸¹ Vgl. Kosinowski et al. (2012), S. 12

¹⁸² Vgl. Stober et al. (2012), S. 36

¹⁸³ Vgl. Huenges (2007), S. 52ff

¹⁸⁴ Vgl. Kosinowski et al. (2012), S. 31f

und 200°C liegt. Am geeignetsten sind dafür Kraftwerke mit Sekundärkreislauf.¹⁸⁵ Dabei werden unterschiedliche Arbeitsmedien in einem Wärmetauscher von Fluiden erhitzt und erst danach auf die Turbine geleitet. Es ist zwischen dem Einsatz von organischen Arbeitsmedien mittels Organic Rankine Cycle (ORC) und dem Einsatz von anorganischen Arbeitsmedien mittels der Kalina-Technologie zu unterscheiden.¹⁸⁶

Wird der Eigenbedarf des geothermalen Kraftwerkes wie z.B.: für die Tiefenwasserpumpe und den Kühlkreislauf berücksichtigt, ergibt sich nur mehr ein sehr niedriger Wirkungsgrad von 0,05 bis 0,07. Daher sollte für einen effizienten und wirtschaftlichen Betrieb die erzeugte Wärme zusätzlich nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) genutzt werden.¹⁸⁷

2.6.1 Standortanforderungen

Die Nutzung von geothermalen Kraftwerken zur Energiegewinnung ist von der geologischen Ausgangssituation abhängig. Da es sich bei der Erschließung von Heißwasser-Reservoirien um Großteils kleinräumige Lagerstätten handelt, ist eine eingehende Vorerkundung um Detailkenntnisse zu erhalten, unbedingt notwendig. Eine umfassende und systematische Zusammenstellung von Untergrundtemperaturen und hydraulischen Eigenschaften der Reservoirie ist für die Standortentscheidung ausschlaggebend. Eine realistische Einschätzung der geothermischen Standortbedingungen auf Grund von geologischer, geochemischer und geophysikalischer Prospektion sollte das Fündigkeitsrisiko minimieren.¹⁸⁸ In dieser Arbeit wird auf geothermale Kraftwerke nicht näher eingegangen, da eine umfassende Prospektion notwendig wäre und daher die Feststellung der Standortbedingungen mit sehr hohem Aufwand verbunden ist.

2.7 Solarthermie

Solarthermische Kraftwerke konzentrieren die Sonnenstrahlung, um eine möglichst hohe Temperatur zu erreichen. Denn um mit der Wärmekraftmaschine aus der gesammelten Solarenergie effektiv elektrischen Strom herzustellen, werden mindestens 300 °C benötigt. Es gibt drei mögliche Varianten zur Konzentration der Sonnenstrahlung: Dish-Konzentrator, Zentral-Receiver-System und die Parabolrinne. Die konzentrierte Sonnenstrahlung wird in ein Dampfkraftwerk eingekoppelt und erzeugt somit elektrische Energie.



Um eine hohe Betriebstemperatur zu erreichen, wird eine starke direkte Sonneneinstrahlung benötigt. Somit ist Österreich für solarthermische Kraftwerke zur Stromerzeugung als Standort nicht geeignet, da diese nur zwischen dem 35. nördlichen und südlichen Breitengrad wirtschaftlich betrieben werden können. In dieser Arbeit wird daher auf solarthermische Kraftwerke nicht näher eingegangen.¹⁸⁹

¹⁸⁵ Vgl. Stober et al. (2012), S. 52

¹⁸⁶ Vgl. Kosinowski et al. (2012), S. 33f

¹⁸⁷ Vgl. Stober et al. (2012), S. 53

¹⁸⁸ Vgl. Stober et al. (2012), S. 57ff

¹⁸⁹ Vgl. Pitz-Paal (2007), S. 24ff

Überblick der technischen Ausbaukonzepte

In diesem Kapitel wurden die technischen Ausbaukonzepte von Photovoltaik-, Windkraft-, Wasserkraft- und Biomasseanlagen erläutert. In Tabelle 23 ist ein Überblick der technischen Daten der einzelnen Ökostromanlagen dargestellt.

Tabelle 23: Überblick der technischen Daten von Ökostromanlagen

	Photovoltaik	Windkraft	Kleinwasserkraft	Biomasse
Nennleistung	500 kW _p	2 MW	1 MW	2 MW _{el}
Jährliche Volllaststunden [h/a]	950	2.150	5.000	6.000
Jahresertrag	0,475 MWh	4.000 MWh	3.000 MWh	12.000 MWh
Lebensdauer [a]	25	20	60 – 100	15

Damit ein Vergleich zwischen den unterschiedlichen Ökostromanlagen aufgestellt werden kann, werden Nennleistungen im Bereich von 1 bis 2 MW gewählt. Da Photovoltaikanlagen nur bis zu einer Nennleistung von 500 kW_p gefördert werden, wurde für den Überblick die maximal zulässige Nennleistung gewählt. Die jährlichen Volllaststunden stammen aus dem Ökostromgesetz 2012 §23, welches die Maßgabe des zusätzlich jährlichen Unterstützungsvolumens festlegt.

Die Daten der Jahreserträge stammen bei Photovoltaikanlagen aus der Berechnung, welche in Tabelle 6 dargestellt ist, bei Windkraftanlage aus Abbildung 25 und bei Wasserkraftanlagen aus Tabelle 30. Der Jahresertrag von Biomasseanlagen mit 2 MW Engpassleistung wurde aus einer 5 MW-Referenzanlage rückgerechnet. Der Jahresertrag von Windkraftanlagen ist doppelt so hoch wie der von Kleinwasserkraftwerken, wobei die jährlichen Volllaststunden bei Windkraftanlagen geringer sind als die der Wasserkraftwerke. Photovoltaik, Windkraft und Biomasse liegen bei der Lebensdauer ungefähr in einem Bereich, Wasserkraftanlagen haben eine weitaus höhere Lebensdauer.

Nachdem die technischen Ausbaukonzepte für Ökostromanlagen erarbeitet wurden, folgt im kommenden Kapitel die wirtschaftliche Betrachtung von Ökostromanlagen. Dabei wird auf die Investitionskosten, Stromgestehungskosten und die Fördersituation in Österreich eingegangen. Um Aussagen über Rentabilität und Amortisationszeit tätigen zu können, werden Wirtschaftlichkeitsrechnungen für Photovoltaik-, Windkraft-, Wasserkraft- und Biomasseanlagen durchgeführt.

3 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Grundsätzlich ist zu unterscheiden, ob ein Unternehmen Ökostrom bezieht oder selbst eine Ökostromanlage betreibt. Wenn ein Unternehmen, wie die voestalpine Stahl Donawitz, von extern Ökostrom bezieht, muss sich die voestalpine von einem Lieferanten gemäß EIWO (Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz) beliefern lassen. Dieser Lieferant verlangt einen aktuellen, durchschnittlichen Marktpreis. Zusätzlich muss die voestalpine alle Netzgebühren, Steuern und Abgaben entsprechend der jeweiligen Netzebene im jeweiligen Netzgebiet entrichten. Das heißt, sobald ein Strom über das öffentliche Netz bezogen wird, bedarf es einem Lieferanten, einer Bilanzgruppe, usw. Wenn die voestalpine Stahl Donawitz selbst eine Ökostromanlage im Sinne des Ökostromgesetzes betreiben würde, ist zu unterscheiden, ob der erzeugte Strom in das öffentliche Netz eingespeist oder selbst verbraucht wird. Wenn das Unternehmen am eigenen Industriestandort im unternehmenseigenen Netz eine Anlage betreibt, fallen dafür nur Stromgestehungskosten an. Speist das Unternehmen aus der eigenen Ökostromanlage Ökostrom in das öffentliche Netz ein, gibt es wieder zwei Möglichkeiten. Die erste Möglichkeit ist die Vergütung des eingespeisten Ökostroms von der OeMAG. Damit übernimmt die OeMAG jede eingespeiste kWh und refundiert einen Einspeisetarif entsprechend der Technologie und gültigen Verordnung. Voraussetzung dafür ist ein noch ausreichend vorhandenes Förderkontingent. Die zweite Möglichkeit besteht darin, dass das Unternehmen keinen Einspeisetarif erhält und das Unternehmen somit einen Lieferanten für die Abnahme des erzeugten Ökostroms benötigt. Der Lieferant muss einen, dem Strommarktpreis ähnlichen, Preis für jede abgenommene kWh bezahlen.¹⁹⁰

Der aktuelle durchschnittliche Marktpreis elektrischer Grundlastenergie ist vierteljährlich von der Energie-Control GmbH in geeigneter Form zu veröffentlichen. Dies ist im Ökostromgesetz 2012 §41 geregelt. Der Marktpreis beträgt für das 3. Quartal 2013 36,81 €/MWh und wurde auf Grundlage der Tage 20. bis 26. Juni 2013 ermittelt. Die Marktpreisberechnung liegt der Leipziger Börse EEX Grundlast Quartalsfutures (Phelix) zu Grunde.¹⁹¹

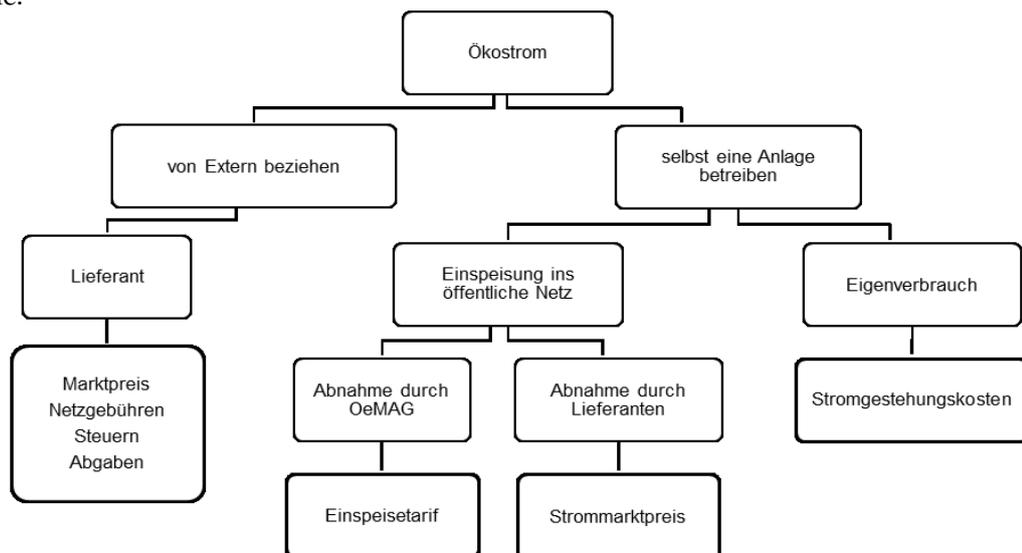


Abbildung 39: Überblick der Kosten bei Bezug oder Einspeisung von Ökostrom

¹⁹⁰ mündl. Zitat von Harald Proidl (e-control) am 18.09.2013

¹⁹¹ Vgl. Energie-Control Austria (2009b)

Nachfolgend wird auf die Investitionskosten, Stromgestehungskosten, Förderungen und dem Förderantrag bezüglich einer Photovoltaikanlage, Windkraftanlage, Wasserkraftanlage und Biomasseanlage näher eingegangen.

3.1 Photovoltaikanlagen

Investitionskosten

Da sich die Kosten einer Photovoltaikanlage auf die installierte Leistung beziehen und somit von der Anlagengröße abhängig sind, werden spezifische Kosten in €/kWp gebildet. Damit können unterschiedliche Technologien miteinander verglichen werden. Im Systempreis sind die Kosten für Module und Unterkonstruktion, Wechselrichter und Anschlusskästen, Verkabelung und Anschluss sowie Transport und Montage mit inbegriffen, jedoch bestimmen hauptsächlich der PV-Generator und Wechselrichter den Systempreis (siehe Abbildung 40).¹⁹²

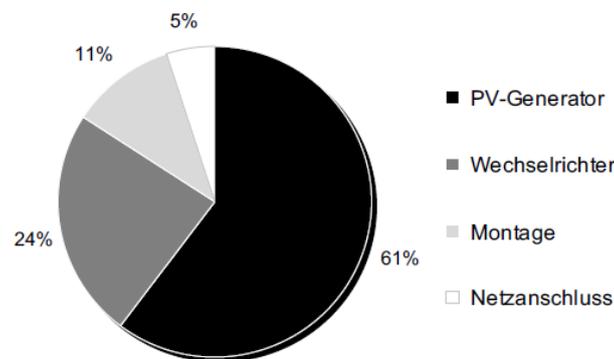


Abbildung 40: Durchschnittliche Kostenanteile einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage¹⁹³

Die Investitionskosten für eine schlüsselfertige Photovoltaikanlage mit kristallinen Modulen aus Deutschland lagen im September 2013 zwischen 1.480 €/kWp und 1.700 €/kWp. Am europäischen Spotmarkt wurden die Preise von kristallinen Photovoltaikmodulen im September 2013 zwischen 0,52 €/Wp und 0,77 €/Wp gehandelt. Die Modulpreise hängen stark vom Herkunftsland ab, wobei nach der Einführung der Anti-Dumping-Zölle nicht die chinesischen Module, sondern Module aus Indien, Indonesien, Thailand und Taiwan am günstigsten sind. Die Montagekosten sind zwischen 120 €/kWp und 180 €/kWp anzusetzen.¹⁹⁴ Für die Betriebskosten sind, je nach Größe der Anlage für Wartung, Instandhaltung und Versicherung, ein bis zwei Prozent der Investitionskosten pro Jahr zu kalkulieren.¹⁹⁵

Stromgestehungskosten

Das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme führte im Mai 2012 eine Studie über Stromgestehungskosten für Photovoltaikanlagen in verschiedenen Größenauslegungen durch.¹⁹⁶

Dachinstallierte Kleinanlagen (bis 10 kWp) – PV klein

Dachinstallierte Großanlagen (bis 1000 kWp) – PV groß

Freiflächenanlagen (größer 1000 kWp) – PV Frei

¹⁹² Vgl. Wesselac (2012), S. 101f

¹⁹³ Quelle: Wesselac (2012), S. 63

¹⁹⁴ Vgl. Solaranlagen-Portal (2013e)

¹⁹⁵ Vgl. Unabhängige Photovoltaik Beratung (2013)

¹⁹⁶ Vgl. Kost et al. (2012) 2ff

Für die Höhe der Stromgestehungskosten sind bei den unterschiedlichsten Technologien die projektspezifischen Standortbedingungen ausschlaggebend. Weitere Einflussfaktoren sind spezifische Anschaffungskosten, Betriebskosten, Lebensdauer der Anlage und Finanzierungsbedingungen. In dieser Studie wurden Photovoltaikanlagen mit Solarmodulen aus multikristallinem Silicium mit Standorten in Deutschland untersucht, die eine horizontale solare Einstrahlung von 1100 – 1300 kWh/m²/Jahr durch optimal ausgerichtete Module erreichen.

Die Stromgestehungskosten für PV klein liegen zwischen 0,14 und 0,16 €/kWh und für PV Frei zwischen 0,13 und 0,14 €/kWh. Bei einer Einstrahlung von 2000 kWh/m²/Jahr erreichen die Stromgestehungskosten einer PV Frei 0,10 €/kWh.¹⁹⁷

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten wurde folgende Formel, basierend auf der Kapitalwertmethode, verwendet:¹⁹⁸

$$\text{Stromgestehungskosten} = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

I_0 ... Investitionsausgaben [€]

A_t ... jährliche Gesamtkosten [€]

M_{el} ... produzierte Strommenge [kWh]

t ... Jahr der Nutzungsperiode (1,2,...n)

n ... wirtschaftliche Nutzungsdauer [Jahre]

i ... kalkulatorischer Zinssatz [%]

Förderungen

Das Ökostromgesetz 2012 - ÖSG 2012 ist ein Bundesgesetz, welches die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern regelt.

Laut der allgemeinen Kontrahierungspflicht, ist die Ökostromabwicklungsstelle verpflichtet, den ihr angebotenen Ökostrom zu bestimmten Einspeisetarifen für die Dauer von 15 Jahre für Ökostromanlagen auf Basis von fester und flüssiger Biomasse oder Biogas und für 13 Jahre für alle anderen Ökostromtechnologien zu kontrahieren. Zu allen anderen Ökostromtechnologien zählen Anlagen auf Basis von Windkraft, Photovoltaik, Geothermie und Kleinwasserkraft mit einer Engpassleistung bis zu 2 MW.¹⁹⁹

Für neu zu kontrahierende Anlagen kann eine Kontrahierung durch die Ökostromabwicklungsstelle jedoch nur nach Maßgabe des zusätzlichen jährlichen Unterstützungsvolumens erfolgen. Das jährliche Kontingent des Unterstützungsvolumens beträgt 50 Millionen Euro, wobei sich dieser Betrag innerhalb der ersten zehn Jahre nach Inkrafttreten pro Kalenderjahr um 1 Million Euro reduziert.²⁰⁰ Dieses Kontingent gliedert sich folgendermaßen:²⁰¹

- 8 Millionen Euro auf Photovoltaik;
- 10 Millionen Euro auf feste und flüssige Biomasse sowie Biogas, davon 3 Millionen Euro für feste Biomasse mit einer Engpassleistung bis 500 kW;

¹⁹⁷ Vgl. Kost et al. (2012), S. 2ff

¹⁹⁸ Vgl. Kost et al. (2012), S. 8

¹⁹⁹ Vgl. ÖSG 2012 §12 und 16

²⁰⁰ Vgl. ÖSG 2012 §23

²⁰¹ ÖSG 2012 §23

- mindestens 11,5 Millionen Euro auf Windkraft;
- mindestens 1,5 Millionen Euro auf Kleinwasserkraft sowie
- 19 Millionen Euro auf den Resttopf (Wind-, Wasserkraft, Photovoltaik-Netzparität).

Die, für das zusätzliche jährliche Unterstützungsvolumen, maßgeblichen Mengen bestimmen sich durch Multiplikation der in dem Anerkennungsbescheid enthaltenen Engpassleistung mit der für die Ökostromanlage geltenden durchschnittlichen jährlichen Anzahl von Volllaststunden. Diese betragen:²⁰²

- für Biogasanlagen 7 000 Volllaststunden;
- für Anlagen auf Basis fester oder flüssiger Biomasse 6 000 Volllaststunden;
- für Windkraftanlagen 2 150 Volllaststunden;
- für Photovoltaikanlagen 950 Volllaststunden;
- für Kleinwasserkraftanlagen 4 000 Volllaststunden;
- für andere Anlagen 7 250 Volllaststunden.

Die Ökostromabwicklungsstelle ist verpflichtet, das noch zur Verfügung stehende zusätzliche jährliche Unterstützungsvolumen differenziert nach Anlagenkategorien tagesaktuell zu veröffentlichen.²⁰³

Eine besondere Bestimmung zur Kontrahierungspflicht besteht für Photovoltaikanlagen über 5 kWp. Es besteht die Möglichkeit, an Stelle der festgelegten Einspeisetarife für Photovoltaikanlagen, die Förderung von eingespeister elektrischer Energie in Höhe von 18 Cent/kWh über den Zeitraum von 13 Jahren zu beantragen (Netzparitäts-Tarif). Ein Wechsel auf Abnahme des Ökostroms zu den festgelegten Einspeisetarifen ist unzulässig.²⁰⁴

Die Einspeisetarife für die Kontrahierung von Ökostrom sind in der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 – ÖSET-VO 2012 geregelt und bestimmen sich für Anlagen nach den, zum Zeitpunkt der Antragstellung, bestimmten Preisen. Die Vergütung erfolgt entsprechend der von der Anlage erzeugten und in das öffentliche Netz abgegebenen Strommenge.²⁰⁵ Das österreichische Einspeiseförderungssystem ist eines der effizientesten Systeme Europas, da nur die tatsächlich erzeugten kWh gefördert werden. Somit sind die Betreiber bemüht, die Anlagen ständig zu betreiben und sie gut zu warten.²⁰⁶

Der Einspeisetarif für Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung von 5 kWp bis 500 kWp die an oder auf einem Gebäude angebracht sind, beträgt 18,12 Cent/kWh. Der Einspeisetarif für Anlagen mit einer Engpassleistung von 5 kWp bis 500 kWp, die auf einer Freifläche errichtet werden, beträgt 16,59 Cent/kWh. Diese Einspeisetarife gelten bei Antragstellung und Vertragsabschluss im Jahr 2013.²⁰⁷

Als Investitionszuschuss für die Errichtung wird ein Betrag in Höhe von 30% der Investitionskosten, höchstens jedoch 200 €/kWp gewährt. Förderungsfähige Anlagenteile sind: Module inkl. Trägergerüst, Montage, Verrohrung, Armaturen, Steuer- und Regeleinrichtungen, Messeinrichtungen, Planungs- und Beratungsleistungen sowie Gutachten inkl. der erforderlichen Vorleistungen und Versuche.²⁰⁸

²⁰² ÖSG 2012 §23

²⁰³ Vgl. ÖSG 2012 §23

²⁰⁴ Vgl. ÖSG 2012 §14

²⁰⁵ Vgl. ÖSG 2012 §18

²⁰⁶ Vgl. IG Windkraft (2013b)

²⁰⁷ Vgl. ÖSET-VO 2012 §5

²⁰⁸ Vgl. OeMAG (2013b)

Das Land Steiermark fördert die Neuerrichtung oder Erweiterung von Anlagen nur im Ausmaß ihrer anteilmäßigen Zurechenbarkeit zu Wohnnutzflächen oder zu Flächen von Schulen, Kindergärten, Pflegeheimen sowie öffentlichen Sportanlagen. Somit besteht keine Förderung für Ökostromanlagen für Industriestandorte vom Land Steiermark.²⁰⁹

Die Stadtgemeinde Leoben gewährt für Fertigungs- und Dienstleistungsbetriebe für die Errichtung von Photovoltaikanlagen, sofern diese innerhalb des Gemeindegebietes errichtet werden, einen einmaligen nicht rückzahlbaren Zuschuss. Die Förderung je m² Modulfläche beträgt 50,00 € /m² jedoch maximal 500,00 € je Anlage. Der jeweilige Förderungsbeitrag wird vom Referat Facility Management ermittelt.²¹⁰

Förderantrag

Um eine Förderung für Photovoltaikanlagen zu erhalten, muss ein Antrag bei der OeMAG eingereicht werden. Damit ein Abnahmevertrag zwischen OeMAG und Antragsteller zu Stande kommt, müssen folgende Dokumente dem Antrag beigelegt werden:²¹¹

- Netzzugangsvertrag
- sämtliche Genehmigungsbescheide der zuständigen Gemeinde und/oder der Landesregierung 1. Instanz wie z.B. Baubescheid, umweltrechtliche Bewilligungen, etc.
- Anerkennung als Ökostromanlage nach dem Ökostromgesetz von der Landesregierung

Im Förderantrag sind folgende Punkte auszufüllen:²¹²

- Vertragsart (Fördertarif, Netzparitätstarif, Marktpreis)
- Erfassung der Anlage
- Bankverbindung
- Photovoltaikanlage (Engpassleistung in kW_p, Jahresenergieerzeugung in MWh, Kollektorfläche in m², Anlage auf Gebäude ja/nein)
- Anerkennungsbescheid lt. §7 Ökostromgesetz
- sonstige Genehmigungsbescheide lt. §10(5) Ökostromgesetz
- Anlageanschlussdaten Ökostromanlage

Es besteht die Möglichkeit bei gebäudeintegrierten Anlagen die Vertragsart „Fördertarif oder Netzparitätstarif“ zu wählen. Dadurch wird der Förderwerber, wenn das Förderkontingent ausgeschöpft ist, automatisch im Resttopf (Netzparitätstarif) berücksichtigt.²¹³

²⁰⁹ Vgl. Das Land Steiermark (2013)

²¹⁰ Vgl. Leoben Stadt (2013)

²¹¹ Vgl. OeMAG (2013c)

²¹² Vgl. OeMAG (2013d)

²¹³ Vgl. OeMAG (2013e)

3.2 Windkraftanlagen

Investitionskosten

Die Investitionskosten gliedern sich in Kosten für die Anlage, das Fundament, die Netzanbindung und die Zuwegung. Die Herstellkosten einer Windkraftanlage mit Blatteinstellwinkelregelung und Drehzahlvariablen, doppelgespeistem Asynchrongenerator mit einer Nennleistung von 1500 kW, einem Rotordurchmesser von 77 m und einer Rotornabenhöhe von 80 m betragen 1,6 Mio. €. ²¹⁴ Die spezifischen Fundamentkosten von typischen kleinen, mittelgroßen bis großen Anlagen betragen 40 – 60 €/kW (siehe Tabelle 24). Die Netzanbindungskosten werden für eine Referenzanlage mit 500 kW Nennleistung, einem Rotordurchmesser von 40 m und einem Asynchrongenerator mit 400 V berechnet. Es wird von einem Mittelspannungsnetz von 20 kV ausgegangen und mit einer Entfernung zum Verknüpfungspunkt von 200 m gerechnet. Die gesamten spezifischen Netzanbindungskosten betragen für diese Referenzanlage 92 €/kW (siehe Tabelle 25). Weiters wurden Anhaltswerte für Planungs- und Betriebskosten in Tabelle 26 und Tabelle 27 aufgelistet. Eine 1500-kW-Anlage mit 77 m Rotordurchmesser und einer mittleren Windgeschwindigkeit von 6,8 m/s in Nabenhöhe liefert am Referenzstandort eine jährliche Energiemenge von 3.800 MWh. Werden die durchschnittlichen Betriebskosten mit 4,7 % des Ab-Werk-Preises der Windkraftanlage (1,6 Mio. €) angesetzt, betragen diese ca. 75.200 €/Jahr. ²¹⁵ Die Kostenaufstellungen der nachfolgenden Tabellen beziehen sich auf den Stand der Technik im Jahr 2006.

Tabelle 24: Typische Fundamentkosten von Windkraftanlagen²¹⁶

Anlagenklasse	Fundament	Kosten in €	spez. Kosten in €/kW
Kleine Anlage	Standardfundament	4.550	60
15,6 m Rotordurchmesser	Erdarbeiten	450	
75 kW (Blattverstellung)	Beton	2.300	
	Fundamentstahl	1.800	
Mittelgroße Anlage	Standardfundament	27.600	55
	Erdarbeiten	600	
	Beton	14.000	
	Fundamentstahl	13.000	
	Fundament mit Tiefgründung	37.000	74
	Fundamentplatte	26.000	
	8 Pfähle, 14 m Länge	11.000	
Große Anlage	Standardfundament	60.000	40
77 m Rotordurchmesser 1500 kW (Blattverstellung)	Fundament mit Tiefgründung (20 m)	90.000	60
Große Anlage	Standardfundament	75.000	50
64 m Rotordurchmesser 1500 kW (Stall)	Fundament mit Pfählen (20 m)	100.000	67

²¹⁴ Quelle: Hau (2008), S. 812

²¹⁵ Vgl. Hau (2008), S. 842

²¹⁶ Quelle: Hau (2008), S. 829

Tabelle 25: Netzanbindungskosten für eine einzelne Windkraftanlage²¹⁷

	Kosten (€)
Anlagenbedingte Kosten	
- Trafogehäuse mit Transport	9.000
- Niederspannungs-Schaltgerüst mit Sicherungstrennern, Messwandlern und Zählerkasten	6.000
- 0,4/20 kV-Transformator 500 kVA	8.000
- 20 kV-Mittelspannungs-Schaltanlage in SF6-Bauweise mit 2 Feldern Sicherungs-Lasttrenner für Trafo, Lasttrenner mit Erdungsvorrichtung für Kabelgang	7.000
- Kabelverbindungen, Elektromaterial und Montage	2.500
- Anschluss der Sticheitung (EVU)	3.500
Summe der anlagenbedingten Kosten	36.000
Entfernungsbedingte Kosten	
- 20 kV-Erdkabel (200 m a 50 €/m)	10.000
Netzanbindung mit Sticheitung	46.000
Spezifische Kosten gesamt	92 €/kW
Spezifische Kosten ohne Sticheitung	72 €/kW
In Prozent vom Ab-Werk-Preis der WKA	9,0 %

In Tabelle 26 sind Anhaltswerte für wichtige Einzelgutachten und geforderte Planungsmaßnahmen für ein mittelgroßes Windparkprojekt mit 10 großen Anlagen und Investitionskosten von ca. 20 Mio. € dargestellt. Die Planungskosten betragen ca. 3 – 6 % der Investitionskosten.

Tabelle 26: Anhaltswerte für Planungskosten²¹⁸

Windgutachten (mind. zwei unabhängige)	3.000 – 4.000 €
Bodenuntersuchung	20.000 – 30.000 €
Schallemissionsgutachten	3.000 – 5.000 €
Schattenwurfgutachten	1.000 – 3.000 €
Allgemeine Umweltverträglichkeitsprüfung	100.000 – 200.000 €
Vermessungsarbeiten	20.000 – 50.000 €
Baugenehmigung (regional unterschiedlich)	100.000 – 200.000 €
Ökologische Ausgleichsmaßnahmen	100.000 – 200.000 €
Personalkosten (bei professionellem Personal)	250.000 – 500.000 €

²¹⁷ Quelle: Hau (2008), S. 830

²¹⁸ Quelle: Hau (2008), S. 828

Tabelle 27: Anhaltswerte für jährlich anfallende Betriebskosten bezogen auf den Ab-Werk-Preis²¹⁹

Betriebskosten jährlich	Angaben in %
Routinewartung	0,7 – 0,9
Reparaturrücklagen (kalk. Ansatz)	0,5 – 1,0
Versicherungen	0,5 – 0,6
Landpacht	0,8 – 1,0
Technische Überwachung und Verwaltung	0,7 – 1,0
Sonstiges (z.B. Strombezug)	0,8 – 1,0
Gesamtkosten	4,0 – 5,5

Da die dargestellten Kosten in den vorangegangenen Tabellen sich auf das Jahr 2006 beziehen, werden in Tabelle 28 die Kosten des Windparks Hochpürschtling dargestellt. Der Windpark Hochpürschtling wurde 2013 in Betrieb genommen und umfasst 9 Windkraftanlagen der Marke REpower MM92 mit einer Nennleistung von 2 MW. Mit einer Nabenhöhe von 100 m und einem Rotordurchmesser von 92,5 m erzeugt der Windpark einen Jahresenergieertrag von 41 GWh. Die gesamte Investitionssumme beträgt 27 Mio. €.²²⁰

Tabelle 28: Kosten des Windparks Hochpürschtling²²¹

	Kosten in €
Windkraftanlage inkl. Anlieferung und Montage	2.500.000
Fundament	150.000
Externe Trafostation	100.000
Erdarbeiten für Fundamentaushub, Untergrundverbesserungen, Kranstellfläche	50.000
Zuwegung pro lfm Zufahrtsstraße	100
Kabelableitung pro lfm bis zur Netzeinspeisung	100
Netzanschlusskosten	300.000

Im Raum Leoben können Windparks nur in höheren Lagen und somit in Waldgebieten errichtet werden. Eine forstliche Nutzung des Gebietes muss bautechnisch durch eine entsprechende Nabenhöhe ermöglicht werden. Bei Nabenhöhen von 100 m streichen die Rotoren auf ihrer Unterfahrt auf einer Höhe von 60 m über Grund. Da die Baumhöhen von 40 m und mehr die Luft in bis zu zweifacher Höhe verwirbeln und daher eine gleichmäßige Ausbreitung der Luftströmung stören, sollten in Waldgebieten Windkraftanlagen mit Nabenhöhen über 100 m errichtet werden. Die geschätzten Folgekosten, die ab einer Nabenhöhe von 100 m entstehen, sind in Tabelle 29 dargestellt.²²²

²¹⁹ Quelle: Hau (2008), S. 842

²²⁰ Vgl. Windheimat (2013)

²²¹ mündliches Zitat von Hellfried Hainzl (Windheimat) am 07.11.2013

²²² Vgl. Romberg et al. (2013), S. 16

Tabelle 29: Folgekosten der Steigerung der Nabenhöhe auf über 100 m²²³

Kostenart	Kriterium	Geschätzte Folgekosten
Investitionskosten	Fundamente	Erhöhter Aufwand bei Herstellung durch mehr Masse und Verarbeitung
Investitionskosten	Hybridturm aus Beton und Stahl	Risiko bei Konstruktion, Herstellung, Transport und Errichtung
Investitionskosten	Rotoren und Spinner	Erhöhter Aufwand bei Transport und Errichtung
Betriebskosten	Wechselzone bei Hybridturm	Erhöhter Aufwand für Überwachung auf Torsion und Korrosion
Betriebskosten	Witterungsschutz durch äußere Beschichtung	Erhöhter Aufwand für Kontrolle und Instandsetzungen
Betriebskosten	Schwingungsdämpfung	Aufwand von Schwingungsdämpfern inkl. Umweltschutzarbeiten
Betriebskosten	Wechselwirkung von Turm und Fundament	Höherer Kontrollaufwand durch höhere Angriffsmomente

Stromgestehungskosten

Das Fraunhofer Institut Solare Energiesysteme untersuchte in ihrer Studie über Stromgestehungskosten auch Windenergieanlagen (WEA) mit den Größenauslegungen von Onshore-WEA mit 2 – 3 MW und Offshore-WEA mit 3 – 5 MW. Untersucht werden Anlagen mit Volllaststunden bei Onshore-WEA in Mitteleuropa mit 1300 – 2700 Stunden pro Jahr und bei Offshore-WEA in der Nordsee mit 2800 – 4000 Stunden pro Jahr.²²⁴

Die Stromgestehungskosten von Onshore-WEA an küstennahen Standorten liegen bei 0,059 €/kWh bei einer mittleren Investition von 1.400,00 €/kW. Da die Stromgestehungskosten von WEA stark von den Standortbedingungen abhängen, liegen die Kosten bei Standorten mit schwächeren Windangeboten zwischen 0,090 und 0,115 €/kWh, abhängig von den spezifischen Investitionen. Die Stromgestehungskosten liegen bei durchschnittlichen Standorten mit 2000 Volllaststunden im Bereich von 0,065 bis 0,081 €/kWh.²²⁵

Förderungen

Die Einspeisetarife für Windkraftanlagen betragen laut ÖSET-VO 2012 bei einer Antragstellung im Jahr 2013 9,45 Cent/kWh.²²⁶ Es besteht für Windkraftanlagen weder vom Land Steiermark noch von der Stadt Leoben ein Förderanspruch.

Förderantrag

Um eine Förderung für Windkraftanlagen zu erhalten, muss, wie ausführlich unter Kapitel 3.1 Photovoltaikanlagen beschrieben, ein Antrag bei der OeMAG eingereicht werden. Daten, die im Antrag unter dem Punkt „Windkraft Anlage“ erforderlich sind, sind die Engpassleistung in kW, die Jahresenergieerzeugung in MWh, der genaue Standort in Längen- und Breitengrad des WGS84 und die Seehöhe in m.²²⁷

²²³ Quelle: Romberg et al. (2013), S. 16

²²⁴ Vgl. Kost et al. (2012), S. 2

²²⁵ Vgl. Kost et al. (2012), S. 16

²²⁶ Vgl. ÖSET-VO 2012 §6

²²⁷ Vgl. OeMAG (2013d)

3.3 Wasserkraftanlagen

Investitionskosten

Die Anlagenkosten setzen sich aus folgenden Komponenten zusammen:²²⁸

- bauliche Komponenten: Krafthaus, Wehr, Wasserfassung, Wehrverschluss, Rechen- und Rechenreinigungsanlage, etc.
- maschinenbauliche Komponenten: Absperrorgane, Turbinen, etc.
- elektrotechnische Einrichtungen: Generator, Transformator, Energieabteilung, etc.
- sonstige Nebenkosten: Grunderwerb, Planung, Genehmigung, etc.

Alle Anlagenkomponenten sind standortabhängig, daher können pauschale Kostenkalkulationen nicht vorgenommen werden. In vielen Fällen betragen die baulichen Anlagekosten 40 – 50 % der Gesamtaufwendungen. Bei größeren Anlagen betragen die maschinenbaulichen Kosten 20 – 25 % und bei Kleinwasserkraftwerken bis zu 30 % der Gesamtkosten. Auf die elektrotechnischen Einrichtungen entfallen rund 5 – 10 % der Gesamtkosten. Zusätzlich fallen Kosten für ökologische Ausgleichsmaßnahmen in der Höhe von 10 – 20 % der Anlagenkosten an.²²⁹

Die Investitionskosten von Wasserkraftanlagen hängen vor allem von der Größe der Anlage ab. Zu den günstigsten Stromerzeugungsarten zählen große Laufwasser- und Speicherkraftwerke. Die spezifischen Investitionskosten bei Großanlagen (10 bis 100 MW) liegen zwischen 2.000 – 4.000 €/kW, bei kleinen Wasserkraftanlagen von 70 – 1000 kW liegen sie zwischen 8.500 – 10.000 €/kW. Die Abhängigkeit der Investitionskosten von der installierten Leistung ist in Abbildung 41 ersichtlich.²³⁰

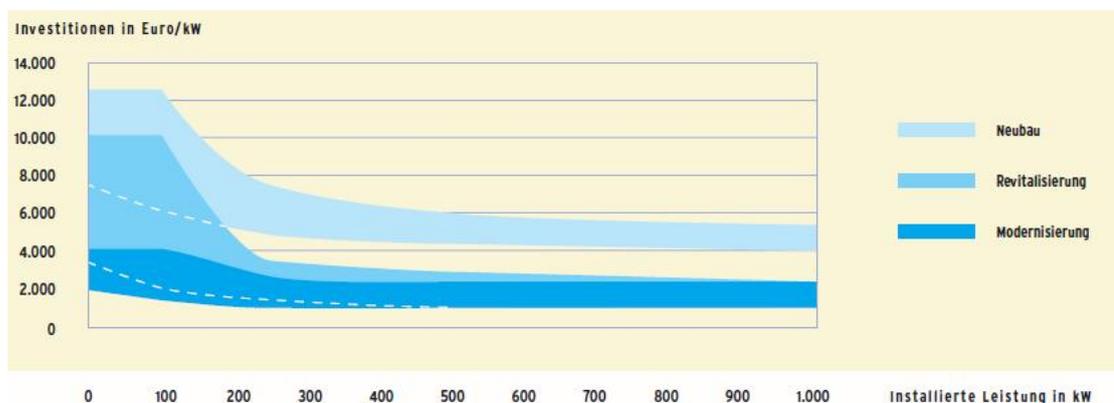


Abbildung 41: Investitionskosten für Kleinwasserkraftwerke²³¹

Die Betriebskosten belaufen sich auf 1,5 % der Investitionskosten, wobei die Investitionskosten bei Kleinwasserkraftwerken zwischen 2.200 und 6.500 €/kW liegen.²³² Laut Tabelle 30 liegen die Investitionskosten von Kleinwasserkraftanlagen im Bereich von 4.000,00 bis ca. 5.600,00 €/kW und die jährlichen Betriebskosten bei einer Anlage mit einer Nennleistung von 2,2 MW bei 90.000,00 €. Dies entspricht einem Anteil von 1 % der Investitionskosten für die Betriebskosten.

²²⁸ Vgl. Kaltschmitt et al. (2006), S. 376

²²⁹ Vgl. Kaltschmitt et al. (2006), S. 376

²³⁰ Vgl. Regenerative Zukunft (2011)

²³¹ Quelle: BMU (2004), S. 33

²³² Vgl. Tichler et al. (2005), S. 10

Tabelle 30: Investitions- und Betriebskosten der untersuchten Wasserkraftanlagen²³³

Referenzanlage	I	II	III
Nennleistung [MW]	0,032	0,3	2,2
Jahresertrag [GWh/a]	0,128	1,5	11
Investitionen:			
Bauliche Komp. [%]	63	57	60
Elektr. Anlagen etc. [%]	37	43	40
Summe [Mio. €]	0,138	1,67	9,1
Summe [€/kW]	4.310	5.570	4.140
Betriebskosten [€/a]	1.000	20.000	90.000

Tabelle 31: Technische Kenngrößen der untersuchten Wasserkraftanlagen²³⁴

Referenzanlage	I	II	III
Nennleistung [kW]	32	300	2.200
Fallhöhe [m]	8,2	4,6	5,95
Ausbauwassermenge [m ³ /s]	0,5	8	40
Volllaststunden [h/a]	4.000	5.000	5.000
Jahresarbeit (brutto) [GWh/a]	0,128	1,5	11

Stromgestehungskosten

Ein wesentlicher Parameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten für Wasserkraftwerke ist die Betriebsdauer des Kraftwerkes, da vor allem die Investitionskosten zur Errichtung und Herstellung der Kraftwerkanlagen die Berechnung maßgeblich beeinflussen. Bei einer Auslastung einer Anlage von 4.000 – 5.000 Volllaststunden pro Jahr liegen die Stromgestehungskosten zwischen 0,10 – 0,20 €/kWh. Bei Großanlagen über 10 MW können die Stromgestehungskosten auf 0,045 – 0,10 €/kWh sinken.²³⁵

Förderungen

Für die Neuerrichtung sowie die Revitalisierung von Kleinwasserkraftanlagen bis 10 MW kann ein Investitionszuschuss laut Ökostromgesetz 2012 gewährt werden. Diese Investitionszuschüsse gliedern sich anhand der Engpassleistung in drei Stufen, wie in Tabelle 32 ersichtlich.

²³³ In Anlehnung an: Kaltschmitt (2006), S. 377

²³⁴ In Anlehnung an: Kaltschmitt (2006), S. 375

²³⁵ Vgl. Regenerative Zukunft (2011)

Tabelle 32: Gliederung der Investitionszuschüsse für Kleinwasserkraftanlagen²³⁶

Engpassleistung	Höhe des Zuschusses	Maximaler Betrag
500 kW	30% des Investitionsvolumens	1.500 €/kW
2 MW	20% des Investitionsvolumens	1.000€/kW
10 MW	10% des Investitionsvolumens	400 €/kW

Die Einspeisetarife für Kleinwasserkraftanlagen betragen laut ÖSET-VO 2012 bei Antragstellung im Jahr 2013

für die ersten 500 000 kWh	10,55 Cent/kWh;
für die nächsten 500 000 kWh	7,59 Cent/kWh;
für die nächsten 1 500 000 kWh	6,63 Cent/kWh;
für die nächsten 2 500 000 kWh	5,53 Cent/kWh;
für die nächsten 2 500 000 kWh	5,22 Cent/kWh;
über 7 500 000 kWh hinaus	4,97 Cent/kWh. ²³⁷

Förderantrag

Um eine Förderung für Kleinwasserkraftanlagen zu erhalten, muss ein Antrag bei der OeMAG eingereicht werden. Daten die im Antrag unter dem Punkt „Wasserkraft Anlage“ erforderlich sind: Gewässer, Ausbauwassermenge in m³/s, Ausbaufallhöhe/Nettofallhöhe bei Ausbaudurchfluss in m, Turbinenleistung in kW, Engpassleistung in kW und Jahresenergieerzeugung in MWh.²³⁸ Im Förderansuchen für den Investitionszuschuss nach ÖSG 2012 §26 müssen noch zusätzlich Angaben über die geplanten Kosten, wie z.B.: bauliche Maßnahmen, Netzanbindung, Planung und Grundstück getätigt werden.²³⁹

3.4 Biomasseanlagen

Investitionskosten

Die Investitionskosten der 25 MW-FICFB-Vergaseranlage in Güssing betragen 11 Mio. €. Die Lebensdauer der Anlage ist mit 15 Jahren angesetzt.²⁴⁰ Ziel ist es, die Investitionskosten einer Biomassevergasungsanlage auf 2,5 bis 3,5 Mio. €/MW_{el} zu senken.²⁴¹

Stromgestehungskosten

Die spezifischen Stromgestehungskosten einer Wirbelschichtvergasung (FICFB) betragen 14 – 18 Cent/kWh bei einer Investitionssumme von 10,5 Mio. € und einer Leistung von 2,2 MW. Für die Berechnung der spezifischen Stromgestehungskosten einer ORC-Anlage wurden Jahresvolllaststunden von 6000 h/a, ein Bewertungszeitraum von 15 Jahren, ein Brennstoffpreis von 22 €/MWh (64€/t_{Holz, 40%WG}) und eine 100%ige Wärmenutzung angenommen. Die Stromgestehungskosten betragen bei einer ORC-Anlage mit einer Leistung von 200 kW 18,8 Cent/kWh, mit 600 kW 15,0 Cent/kWh und mit 1500 kW 12,5 Cent/kWh.²⁴²

²³⁶ In Anlehnung an: OeMAG (2013f)

²³⁷ Vgl. ÖSET VO 2012 §12

²³⁸ Vgl. OeMAG (2013d)

²³⁹ Vgl. OeMAG (2013f)

²⁴⁰ Vgl. Fraunhofer Institut Umsicht (2005), S. 158

²⁴¹ Vgl. Böhning et al. (2009), S. 306

²⁴² Vgl. Zeymer et al. (2009), S. 20f

Förderungen

Eine Biomassevergasungsanlage wird als Ökostromanlage anerkannt, wenn die Anlage zur Erzeugung elektrischer Energie ausschließlich auf Basis erneuerbarer Energieträger betrieben wird. Werden sowohl nicht erneuerbare Primärenergieträger als auch erneuerbare Energieträger für die Erzeugung elektrischer Energie verwendet, wird diese Anlage als Mischfeuerungsanlage bezeichnet. Anlagen, die teilweise auf Basis erneuerbarer Energieträger betrieben werden und unterschiedliche Technologien für die Umwandlung von Primärenergieträgern in elektrische Energie verwenden, werden als Hybridanlagen bezeichnet. Die Anerkennung zu einer Mischfeuerungsanlage oder Hybridanlage setzt einen Anteil der eingesetzten erneuerbaren Energieträger von mindestens 3 vH des Primärenergieeinsatzes innerhalb eines Kalenderjahres voraus.²⁴³

Beim Einsatz von Biomassevergasungsanlagen müssen die zum Einsatz gelangenden Brennstoffe laufend dokumentiert werden und die Zusammensetzung der zum Einsatz gelangten Primärenergieträger ist einmal jährlich nachzuweisen. Wird zur Erzeugung von Ökostrom Gas aus dem Gasnetz bezogen, welches an anderer Stelle in das Gasnetz als Gas aus Biomasse eingespeist wurde, muss dies laufend dokumentiert werden. Bei einer Anlage mit einer elektrischen Engpassleistung von über 1 MW ist eine Fahrplanmeldung an die Ökostromabwicklungsstelle täglich zu übermitteln.²⁴⁴

Eine Kontrahierungspflicht der Ökostromabwicklungsstelle besteht nur „wenn über einen mindestens 12 Kalendermonate dauernden Zeitraum der erzeugte und in das öffentliche Netz abgegebene Ökostrom aus einer Anlage an die Ökostromabwicklungsstelle abgegeben wird.“²⁴⁵ Voraussetzungen für die Kontrahierungspflicht zu festgelegten Einspeisetarifen von Anlagen, die teilweise auf Basis von Biomasse betrieben werden, ist ein Brennstoffnutzungsgrad bzw. gesamtenergetischen Nutzungsgrad von mindestens 60 vH.²⁴⁶ „Ökostrom aus rohstoffabhängigen Ökostromanlagen, Hybrid- oder Mischfeuerungsanlagen ist entsprechend den in dem Anerkennungsbescheid festgesetzten Prozentsätzen zu kontrahieren und zu vergüten.“²⁴⁷

Wird eine Anlage erweitert, ist für den erweiterten Teil der Ökostromanlage ein Antrag zu stellen. Für den erweiterten Teil gelten die Regelungen und Preisansätze des ÖSG 2012.²⁴⁸

Für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gibt es gemäß §7 nach dem KWK-Gesetz Investitionszuschüsse für neu errichtete und erneuerte KWK-Anlagen, deren Betrieb der öffentlichen Fernwärmeversorgung dient oder eine Einsparung des Primärenergieträgerreinsatzes und der CO₂-Emissionen im Vergleich zu getrennter Strom- und Wärmeerzeugung erzielt wird. Wenn die Engpassleistung der neuen KWK-Anlage über 2 MW beträgt und sie der Erzeugung von Prozesswärme dient, ist eine Förderung ebenfalls zulässig.

Der Investitionszuschuss beträgt maximal 10 % der förderbaren Investitionskosten, bei einer Engpassleistung von 100 MW kann jedoch maximal ein Zuschuss in der Höhe von 100 €/kW Engpassleistung, ab einer Engpassleistung von mehr als 100 MW bis 400 MW in der Höhe von 60 €/kW Engpassleistung und ab einer Engpassleistung von 400 MW in der Höhe von 40 €/kW Engpassleistung gewährt werden.²⁴⁹

²⁴³ Vgl. ÖSG 2012 §7

²⁴⁴ Vgl. ÖSG 2012 §8

²⁴⁵ ÖSG 2012 §14

²⁴⁶ Vgl. ÖSG 2012 §12

²⁴⁷ ÖSG 2012 §18

²⁴⁸ Vgl. ÖSG 2012 §18

²⁴⁹ Vgl. OeMAG (2013g)

Die Einspeisetarife für Ökostrom aus fester Biomasse und Abfällen mit hohem biogenem Anteil sind laut ÖSET-VO 2012 bei einer Antragstellung im Jahr 2013 folgendermaßen gegliedert:²⁵⁰

Tabelle 33: Gliederung der Einspeisetarife für Ökostrom aus fester Biomasse²⁵¹

Engpassleistung	Förderung in Cent/kWh
Bei hocheffizienten Anlagen bis 500 kW	19,90
Bis 500 kW	17,91
Von über 500 kW – 1 MW	15,72
Von über 1 MW – 1,5 MW	15,42
Von über 1,5 MW – 2 MW	14,92
Von über 2 MW – 5 MW	14,30
Von über 5 MW – 10 MW	13,81
Über 10 MW	10,94

Förderantrag

Um eine Förderung für Biomasseanlagen zu erhalten, muss ein Antrag bei der OeMAG eingereicht werden. Daten die im Antrag unter dem Punkt „Biomasse Anlage“ erforderlich sind:²⁵²

- Stückholz in %
- Rinden in %
- Hackschnitzel in %
- Sägespäne/Sägeabfälle in %
- Stroh/Heu in %
- sonstige erneuerbare Brennstoffe in %
- sonstige nicht erneuerbare Brennstoffe in %
- Maßnahmen zur Vermeidung von Feinstaub

Unter dem Punkt „Anlagendaten“ sind folgende Angaben erforderlich: Brennstoffwärmeleistung in kW, thermische Leistung in kW, Gesamtleistung inkl. thermischer Leistung in kW, Gesamtwirkungsgrad, Kostenersatz gemäß §13 ÖSG in Anspruch genommen ja/nein, Engpassleistung in kW, Jahresenergieerzeugung an elektrischer Energie in MWh.²⁵³

Für das Förderansuchen um einen Investitionszuschuss sind folgende Dokumente erforderlich:²⁵⁴

- Detaillierte technische Beschreibung zur geplanten Anlage (inkl. Darstellung der Wärmenutzung)

²⁵⁰ Vgl. ÖSET VO 2012 §8

²⁵¹ In Anlehnung an: ÖSET VO 2012 §8

²⁵² Vgl. OeMAG (2013d)

²⁵³ Vgl. OeMAG (2013d)

²⁵⁴ Vgl. OeMAG (2013g)

- Verfahrensschema der Strom- und Wärmeproduktion inkl. Darstellung der Messpunkte zur Messung der Strom- und Wärmeproduktionsmenge
- Darstellung des Brennstoffeinsatzes, der Strom- und Wärmeproduktion sowie der Strom- und Wärmenutzung auf monatlicher Basis in tabellarischer Form (gemäß Betriebsdatenblatt) inkl. Darstellung der Einhaltung des Effizienzkriteriums gemäß § 8 Abs. 2 KWK-Gesetz
- Detaillierte Darstellung der Investitionskosten
- Detaillierte Darstellung der Betriebskosten
- Darstellung der Strom- und Wärmeerlöse

3.5 Entwicklung der Fördersituation in Österreich

Die EU hat im Rahmen ihrer, im April 2009 verfassten, Richtlinie zur Energieversorgung für Österreich einen Anteil von 34 % der Energieversorgung aus erneuerbaren Energieträgern bis 2020 festgelegt. Im Jahr 2010 hatte Österreich einen Anteil von 30 % bereits erreicht.²⁵⁵ Ob dieses, von der EU festgelegte Ziel bis 2020 erreicht wird, hängt von der zukünftigen Entwicklung der Fördersituation ab. Aus diesem Grund trafen sich im April 2013 der Vorstand der e-control, der Präsident der „Erneuerbare Energie Österreich“ und weitere Vertreter des Energiemarktes, um über die Entwicklung der Ökostromförderung in Österreich und Deutschland zu debattieren. Im Rahmen dieser Ökostrom Enquete wurden die Vor- und Nachteile von Förderregimen aufgezeigt. In Tabelle 34 bis Tabelle 36 werden die Fördersysteme Einspeisetarife, Quoten und Premium gegenübergestellt. Das Fördersystem „Einspeisetarife“ wird z.B. in Österreich, Frankreich, Portugal, Irland, Ungarn, Slowakei, usw. angewendet. Quoten werden z.B. in den Ländern Schweden, Polen und Rumänien angewendet und das Premium Fördersystem wird z.B. in Finnland, Dänemark und den Niederlanden angewendet.²⁵⁶

Tabelle 34: Vor- und Nachteile des Fördermodells „Einspeisetarife“²⁵⁷

Einspeisetarife	
Vorteile	Nachteile
Investitionssicherheit	geringe Flexibilität
Investitionsanreiz	Inkonsistenzen durch Rohstoff-, Betriebskostenzuschlag und Nachfolgetarife
Differenzierung von Technologien	asymmetrische Information bei der Tariffestlegung zwischen Behörde und Investor
Förderung jeder Technologie	starker Einfluss politischer Interessen
Planbarkeit	völlige Marktentkopplung während der Laufzeit

²⁵⁵ Vgl. Energie-Control Austria (2009c)

²⁵⁶ Vgl. Graf (2013), S. 13ff

²⁵⁷ Quelle: Graf (2013), S. 14

Tabelle 35: Vor- und Nachteile des Fördermodells „Quote“²⁵⁸

Quote	
Vorteile	Nachteile
„günstigere“ Technologien in Abhängigkeit der Ausgestaltung zuerst	Höhere Kosten bei geringerem Output (Risikoaufschläge auf Kapital)
Strafzahlungen	Investitionssicherheit fraglich
Preisbildung nach Angebot und Nachfrage	Systemintegration in bestehendes System
Marktintegration	Vorteil für größere Konzerne

Tabelle 36: Vor- und Nachteile des Fördermodells „Premium“²⁵⁹

Premium	
Vorteile	Nachteile
Flexibilität	Komplexes System
Marktintegration	Festlegung der Premium-Bandbreite

Der Vorstand der e-control setzt sich für marktorientierte Fördersysteme ein, die gesetzlich vereinbarten Einspeisetarife sollen aber bestehen bleiben. Der Vorstand der „Erneuerbaren Energie Österreich“ stellte fest, dass der Einsatz des jeweiligen Fördermodells davon abhängt, wie rasch der Ausbau der erneuerbaren Energien von statten gehen soll. Weitere Teilnehmer sind für eine verstärkte Marktintegration. Somit sollen Anreize für den Ausbau vom Markt und nicht vom Staat getätigt werden.²⁶⁰ Der EU-Energiekommissar Günther Oettinger setzt sich dafür ein, dass staatliche Hilfen für erneuerbare Energien reduziert werden. Er fordert ein Ende von garantierten Einspeisetarifen für Ökostrom in Deutschland. Sein Ziel ist es, die Anreizsysteme durch Prämien zu ersetzen und mit der Zeit ganz einzustellen. Sein Vorschlag besteht darin, nur die Wettbewerbsfähigkeit von Technologien in der Entwicklungsphase, durch einen flexiblen Aufschlag zum eigentlichen Marktpreis, zu stärken. Der EU-Wettbewerbskommissar Joaquin Almunia prüft sogar, Einspeisetarife nach dem Muster des EEG als unerlaubte Beihilfen zu untersagen.²⁶¹

Welche Auswirkungen das Ökostromgesetz 2012 auf die Fördersituation in Österreich hat, kann in den drei Bereichen Einspeisetarif, Marktpreis und Unterstützungsvolumen untersucht werden. Im zweiten Halbjahr 2012 blieben die Einspeisetarife für Wind unverändert, bei Photovoltaik kam es zu einer Reduktion der Tarife. Im Jahr 2013 kam es bei allen Tarifen zu Abschlägen. Auf lange Sicht betrachtet kam es lediglich bei Photovoltaik zu einer tatsächlichen Reduktion der Einspeisetarife. Der Marktpreis kann den Anteil von erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung erheblich beeinflussen. Denn je höher der Marktpreis ist, desto mehr Anlagen können zusätzlich von der OeMAG unter Vertrag genommen werden. Wenn die Einspeisetarife konstant bleiben und der Marktpreis relativ konstant bleibt

²⁵⁸ Quelle: Graf (2013), S. 17

²⁵⁹ Quelle: Graf (2013), S. 17

²⁶⁰ Vgl. VKÖ (2013)

²⁶¹ Vgl. Die Welt (2013)

oder leicht steigt, sind die Energieziele bis 2020 nur mit einer Aufstockung des zusätzlichen Unterstützungsvolumens zu erreichen. Ein weiterer Tarif, der nicht außer Acht gelassen werden sollte, ist der Netzparitätstarif. Dieser ist direkt im ÖSG 2012 mit 18 Cent/kWh verankert. Um Tarifsprünge für rohstoffunabhängige Technologien zu vermeiden, ist eine Novelle des ÖSG 2012 nötig, um den Netzparitätstarif anzupassen. Von der OeMAG können jedoch nur eine beschränkte Anzahl von Anlagen kontrahiert werden, dadurch entstehen Wartelisten. Wenn das zusätzliche Unterstützungsvolumen über das Jahr verteilt vergeben wird, könnten diese Wartelisten vermieden werden.²⁶²

3.6 Wirtschaftlichkeitsrechnung

Investitionsrechenverfahren werden eingesetzt, um ein einzelnes Investitionsobjekt bezüglich seiner Vorteilhaftigkeit zu beurteilen oder um verschiedenen Investitionsalternativen, mit dem gleichen Verwendungszweck, vergleichen zu können. Investitionsrechenverfahren können in Form von Planungsrechnungen zur Entscheidungsvorbereitung von Investitionen eingesetzt werden oder zur Überprüfung bereits durchgeführter Investitionen dienen. Als Investitionen werden jene Auszahlungen bezeichnet, die längerfristig Einzahlungen bewirken und somit ein Nutzungspotential zur Folge haben.²⁶³

Es gibt unterschiedliche Entscheidungsmodelle, die anhand verschiedenster Ausprägungen systematisiert werden:²⁶⁴

- Verfahren, die das Risiko berücksichtigen und den Schwerpunkt auf die Sicherheit legen oder ohne Berücksichtigung des Risikos und die Unsicherheit in Kauf nehmen
- Verfahren, die ein oder mehrere Ziele miteinbeziehen
- Verfahren zur Beurteilung einer Einzelentscheidung oder von Programmentscheidungen
- Verfahren, die den Zeitbezug statisch oder dynamisch herstellen

Vorteile der Investitionsrechnung sind die Reduktion der Komplexität des Planungsweges und das Schaffen einer transparenten Entscheidungsgrundlage. Probleme können die Datenherkunft und die vereinfachte Darstellung der Realität sein.²⁶⁵

3.6.1 Statische Investitionsrechnung

Die statische Investitionsrechnung betrachtet nur eine einzige Periode z.B. ein Monat oder ein Jahr, der Zinssatz wird nicht berücksichtigt. Es werden nur die Rechenelemente Ertrag/Aufwand und Leistungen/Kosten berücksichtigt. Somit werden die Zinsen als normaler Aufwand erfasst. Die Vorteile der statischen Investitionsrechnung sind die Einfachheit der Berechnung und ein geringer Aufwand bei der Datenbeschaffung. Es können dadurch rasch Ergebnisse geliefert werden. Da die Nutzungsdauer eines Investitionsobjektes nicht vollständig berücksichtigt wird bzw. über die Jahre der Nutzungsdauer von konstanten Kapazitätsauslastungen, Gewinnen und Kosten ausgegangen wird, ist die Übertragbarkeit der Rechenergebnisse auf die Realität ein erheblicher Nachteil des statischen Verfahrens.²⁶⁶

²⁶² Vgl. Sorger (2013), S. 23ff

²⁶³ Vgl. Heesen (2012), S. 1ff

²⁶⁴ Vgl. Götze (2008), S. 47

²⁶⁵ Vgl. Poggensee (2009), S. 34f

²⁶⁶ Vgl. Poggensee (2009), S. 39f

Aus der Verzinsung des durchschnittlich gebundenen Kapitals mit dem Kalkulationszinssatz ergeben sich die durchschnittlichen Zinsen.²⁷⁰

Statische Amortisationszeit

Der Zeitraum, in dem das eingesetzte Kapital aus den durchschnittlichen Rückflüssen eines Investitionsobjektes wiedergewonnen wird, wird als Amortisationszeit bezeichnet. Die Amortisationszeit kann als Maßstab für das, mit der getätigten Investition verbundene Risiko herangezogen werden.²⁷¹

$$\text{Amortisationszeit} = \frac{\text{eingesetztes Kapital}}{\text{durchschnittliche Rückflüsse}}$$

3.6.2 Dynamische Investitionsrechnung

Die dynamische Investitionsrechnung berücksichtigt Zahlungen nicht nur für eine Periode sondern für die gesamte Nutzungsdauer oder einen bestimmten Planungshorizont der Investition. Der unterschiedliche zeitliche Anfall der Zahlungen wird durch die Auf- und Abzinsung der effektiven Zahlungen mittels festgelegten Zinssatzes bewertet. Die Abzinsung wird als Diskontierung bezeichnet. Grundlage der Berechnung für die Auf- und Abzinsung bildet die genaue Erfassung aller Ein- und Auszahlungen während des gesamten Investitionszeitraumes, d.h. jede Zahlung wird einem Zeitpunkt zugewiesen. Durch die Diskontierung spiegelt die dynamische Betrachtung deutlich näher die Realität wider, als die statische Betrachtung.^{272 273}

Zu den dynamischen Investitionsrechenverfahren zählen:²⁷⁴

- Kapitalwertmethode
- Annuitätenmethode
- Dynamische Amortisationszeit
- Interne Zinsfußmethode

Die Kapitalwertmethode ist das wichtigste dynamische Rechenverfahren, aus ihr werden alle anderen Verfahren abgeleitet. „Der Kapitalwert ist die Summe aller auf einen Zeitpunkt ab- bzw. aufgezinsten Ein und Auszahlungen, die durch die Realisation eines Investitionsobjektes verursacht werden.“²⁷⁵

$$\text{Kapitalwert} = \sum_{t=1}^n \frac{e_t - a_t}{(1+i)^t}$$

e_t ... Einzahlungen zum Zeitpunkt t

a_t ... Auszahlungen zum Zeitpunkt t

t ... Jahre

n ... Laufzeit in Jahren

i ... kalkulatorischer Zinssatz²⁷⁶

²⁷⁰ Vgl. Götze (2012), S. 60

²⁷¹ Vgl. Götze (2012), S. 63

²⁷² Vgl. Poggensee (2009), S. 108

²⁷³ Vgl. Heesen (2012), S. 15f

²⁷⁴ Vgl. Carstensen (2008), S. 31

²⁷⁵ Götze (2012), S. 71

²⁷⁶ Vgl. Heesen (2012), S. 26

3.7 Durchführung der Wirtschaftlichkeitsrechnung von Ökostromanlagen

Nachfolgend werden die vier statischen Investitionsrechenverfahren, welche unter Punkt 3.6.1 erläutert wurden, für Photovoltaik-, Windkraft-, Wasserkraft- und Biomasseanlagen durchgeführt. Zu Beginn der Berechnung werden die jeweiligen Werte, die in die Berechnung einfließen, übersichtlich dargestellt. Basis der Werte für die Wirtschaftlichkeitsrechnung sind die Tabelle 37 und die Informationen über die Förderungen von Ökostromanlagen in Kapitel 3.

Tabelle 37: Überblick der technischen Daten von Ökostromanlagen

	Photovoltaik	Windkraft	Kleinwasserkraft	Biomasse
Nennleistung	500 kWp	2 MW	1 MW	2 MW _{el}
Jährliche Volllaststunden [h/a]	950	2.150	5.000	6.000
Jahresertrag	0,475 MWh	4.000 MWh	3.000 MWh	12.000 MWh
Lebensdauer [a]	25	20	60 – 100	15

3.7.1 Photovoltaikanlagen

In Tabelle 38 sind die Daten aufgelistet, die für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit für Photovoltaikanlagen verwendet wurden. Der Wert des Zinssatzes entspricht dem EURI-BOR vom 9.12.2013. In der Kostenvergleichsrechnung wird der Liquidationserlös nicht berücksichtigt. Dies gilt für alle weiteren Wirtschaftlichkeitsberechnungen.

Tabelle 38: Daten der Wirtschaftlichkeitsrechnung einer PV-Anlage

Engpassleistung [kWp]	500
Investitionskosten [€/kWp]	1700
Investitionszuschuss [€/kWp]	200
Betriebskosten [% der Investitionsk.]	2
Einspeisevergütung [€/kWh]	0,1812
Jahresenergieerzeugung [MWh]	475
Nutzungsdauer [a]	25
Zinssatz [%]	0,527

Tabelle 39: Kostenvergleichsrechnung einer 500 kWp PV-Anlage

fixe Kosten	36.239,75
Abschreibung	34.000,00
Zinsen	2.239,75
durchschnittlich gebundenes Kapital	425.000,00
variable Kosten	17.000,00
gesamte Durchschnittskosten	53.239,75

Tabelle 40: Gewinnvergleichsrechnung einer 500 kWp PV-Anlage

Erlöse		90.070,00
	- Einspeisevergütung	86.070,00
	- Investitionszuschuss	4.000,00
gesamte Durchschnittskosten		53.239,75
Gewinn		36.830,25

Tabelle 41: Rentabilitätsrechnung einer 500 kWp PV-Anlage

durchschnittlicher Gewinn	36.830,25
durchschnittliche Zinsen	2.239,75
durchschnittliche Kapitalbindung	425.000,00
Rentabilität	0,09

Tabelle 42: Berechnung der statischen Amortisationszeit einer 500 kWp PV-Anlage

		Fördertarif	Netzparitätstarif
eingesetztes Kapital	Investitionskosten	850.000,00	850.000,00
	- PV-Generator (61 %)	518.500,00	
	- Wechselrichter (24 %)	204.000,00	
	- Montage (10%)	85.000,00	
	- Netzanschluss (5%)	42.500,00	850.000,00
	Betriebskosten	17.000,00	17.000,00
durchschnittliche Rückflüsse	Einspeisevergütung	86.070,00	85.500,00
	Investitionszuschuss	4.000,00	0,00
Amortisationszeit [a]		9,63	10,14

Die gesamten Durchschnittskosten, ohne Berücksichtigung des Liquidationserlöses, betragen für PV-Anlagen mit einer Nennleistung von 500 kWp rund 53.000,00 €. Auf Grund der Einspeisevergütung und des Investitionszuschusses ergibt sich ein Gewinn von 36.830,00 €. Das Investitionsobjekt gilt somit als absolut vorteilhaft. Die Rentabilitätsrechnung ergibt einen Wert von 0,09. Die Investitionskosten einer Photovoltaikanlagen mit einer Nennleistung von 500 kWp betragen 850.000,00 €. Diese entfallen auf die Bereiche PV-Generator, Wechselrichter, Montage und Netzanschluss. Die Betriebskosten sind mit ca. 17.000,00 € anzusetzen. Werden die Investitions- und Betriebskosten der Einspeisevergütung gegenüber gestellt, ergibt sich für Photovoltaikanlagen bezogen auf den Netzparitätstarif eine Amortisationszeit von 10,14 Jahren. Die Amortisationszeit von Photovoltaikanlagen bezogen auf den Fördertarif beträgt 9,63 Jahre auf Grund des gewährten Investitionszuschusses von 100.000,00 €.

3.7.2 Windkraftanlagen

Nachfolgend sind die Daten, die für die Wirtschaftlichkeitsrechnung einer Windkraftanlage verwendet werden, aufgelistet. Es wurde eine Windkraftanlage mit einer Engpassleistung von 2 MW und einer Nutzungsdauer von 20 Jahren für die Berechnung herangezogen.

Tabelle 43: Daten der Wirtschaftlichkeitsrechnung einer Windkraftanlage

Engpassleistung [MW]	2
Investitionskosten [€/kW]	1400
Investitionszuschuss [€/kWp]	0
Betriebskosten [% der Investitionsk.]	1,5
Planungskosten	85.000
Einspeisevergütung [€/kWh]	0,0945
Jahresenergieerzeugung [MWh]	4000
Nutzungsdauer [a]	20
Zinssatz [%]	0,527

Tabelle 44: Kostenvergleichsrechnung einer 2 MW Windkraftanlage

fixe Kosten	147.378,00
Abschreibung	140.000,00
Zinsen	7.378,00
durchschnittlich gebundenes Kapital	1.400.000,00
variable Kosten	42.000,00
gesamte Durchschnittskosten	189.378,00

Tabelle 45: Gewinnvergleichsrechnung einer 2 MW Windkraftanlage

Erlöse	Einspeisevergütung	378.000,00
	Investitionszuschuss	0,00
gesamte Durchschnittskosten		189.378,00
Gewinn		188.622,00

Tabelle 46: Rentabilitätsrechnung einer 2 MW Windkraftanlage

durchschnittlicher Gewinn	188.622,00
durchschnittliche Zinsen	7.378,00
durchschnittliche Kapitalbindung	1.400.000,00
Rentabilität	0,14

Tabelle 47: Berechnung der statischen Amortisationszeit einer 2 MW Windkraftanlage

eingesetztes Kapital	Investitionskosten	2.800.000,00
	Betriebskosten	42.000,00
durchschnittliche Rückflüsse	Einspeisevergütung	378.000,00
	Investitionszuschuss	0,00
Amortisationszeit [a]		7,52

Die Investitionskosten einer Windkraftanlage mit einer Nennleistung von 2 MW betragen 2.800.000,00 €. Die gesamten Durchschnittskosten, ohne Berücksichtigung des Liquidationserlöses, betragen für eine Windkraftanlage mit einer Engpassleistung von 2 MW um

die 190.000,00 €. Durch den Einspeiseförderungsbetrag von 0,0945 €/kWh ergibt sich aus einer Jahresenergieerzeugung von 4.000 MWh eine jährliche Einspeisevergütung von 378.000,00 €. Der Gewinn beträgt somit ca. 188.622,00 €. Das Investitionsobjekt gilt als absolut vorteilhaft. Die Rentabilitätsrechnung ergibt einen Wert von 0,14. Die Betriebskosten entfallen mit 1,5 % der Investitionskosten auf 42.000,00 €. Werden die Investitions- und Betriebskosten der Einspeisevergütung gegenüber gestellt, ergibt die Berechnung der statischen Amortisationszeit für eine 2 MW Windkraftanlage 7,52 Jahre.

3.7.3 Wasserkraftanlagen

Nachfolgend sind die Daten, die für die Wirtschaftlichkeitsrechnung einer Kleinwasserkraftanlage verwendet werden, aufgelistet. Es wurde eine Wasserkraftanlage mit einer Engpassleistung von 1 MW und einer Nutzungsdauer von 60 Jahren für die Berechnung herangezogen.

Tabelle 48: Daten der Wirtschaftlichkeitsrechnung einer Wasserkraftanlage

Engpassleistung [MW]	1
Investitionskosten [€/kW]	6.000,00
Investitionszuschuss [€/kWp]	1.000,00
Betriebskosten [% der Investitionsk.]	1,5
Planungskosten	85.000
Einspeisevergütung [€/kWh]	0,0945
- für die ersten 500.000 kWh	0,1055
- für die nächsten 500.000 kWh	0,0759
- für die nächsten 1.500.000 kWh	0,063
- für die nächsten 500.000 kWh	0,053
Jahresenergieerzeugung [MWh]	3.000
Nutzungsdauer [a]	60
Zinssatz [%]	0,527

Tabelle 49: Kostenvergleichsrechnung einer 1 MW Wasserkraftanlage

fixe Kosten	115.810,00
Abschreibung	100.000,00
Zinsen	15.810,00
durchschnittlich gebundenes Kapital	3.000.000,00
variable Kosten	90.000,00
gesamte Durchschnittskosten	205.810,00

Tabelle 50: Gewinnvergleichsrechnung einer 1 MW Wasserkraftanlage

Erlöse		228.366,67
	Einspeisevergütung	211.700,00
	Investitionszuschuss	16.666,67
gesamte Durchschnittskosten		90.000,00
Gewinn		138.366,67

Tabelle 51: Rentabilitätsrechnung einer 1 MW Wasserkraftanlage

durchschnittlicher Gewinn	138.366,67
durchschnittliche Zinsen	15.810,00
durchschnittliche Kapitalbindung	3.000.000,00
Rentabilität	0,05

Tabelle 52: Berechnung der statischen Amortisationszeit einer 1 MW Wasserkraftanlage

eingesetztes Kapital	Investitionskosten	6.000.000,00
	Betriebskosten	90.000,00
durchschnittliche Rückflüsse	Einspeisevergütung	211.700,00
	Investitionszuschuss	16.666,67
Amortisationszeit [a]		26,67

Die Investitionskosten einer Wasserkraftanlage mit einer Nennleistung von 1 MW betragen 6.000.000,00 €. Durch einen gestaffelten Einspeiseförderungsbetrag ergibt sich aus einer Jahresenergieerzeugung von 3.000 MWh ein jährliche Einspeisevergütung von rund 212.000,00 €. Die gesamten Durchschnittskosten, ohne Berücksichtigung des Liquidationserlöses, betragen rund 205.800,00 €. Aufgrund der Einspeisevergütung und des Investitionszuschusses ergibt sich ein Gewinn von rund 138.400,00 €. Das Investitionsobjekt gilt somit als absolut vorteilhaft. Die Rentabilitätsrechnung ergibt einen Wert von 0,05. Die Betriebskosten sind mit ca. 90.000,00 € anzusetzen. Werden die Investitions- und Betriebskosten der Einspeisevergütung und dem Investitionszuschuss gegenüber gestellt, ergibt die Berechnung der statischen Amortisationszeit 26,67 Jahre.

3.7.4 Biomasseanlagen

Nachfolgend sind die Daten, die für die Wirtschaftlichkeitsrechnung einer Biomasseanlage verwendet werden, aufgelistet. Es wurde eine Anlage mit einer Engpassleistung von 2 MW und einer Nutzungsdauer von 15 Jahren für die Berechnung herangezogen. Da für den Betrieb von Biomasseanlagen Rohstoffe benötigt werden, ist in der Tabelle 53 der Preis für Holzhackschnitzel mit 30 €/MWh angegeben.²⁷⁷

Tabelle 53: Daten der Wirtschaftlichkeitsrechnung einer Biomasseanlage

Engpassleistung [MW]	2
Investitionskosten [€/kW]	5.000,00
Investitionszuschuss [% der Investitionsk.]	10,00
Betriebskosten [% der Investitionsk.]	1,5
Rohstoffkosten [€/MWh]	30
Einspeisevergütung [€/kWh]	0,1492
Jahresenergieerzeugung [MWh]	12.000
Nutzungsdauer [a]	15
Zinssatz [%]	0,527

²⁷⁷ Vgl. Centrales Agrar- Rohstoff- Marketing- und Energie-Netzwerk (2014)

Tabelle 54: Kostenvergleichsrechnung einer 2 MW Biomasseanlage

fixe Kosten	693.016,67
Abschreibung	666.666,67
Zinsen	26.350,00
durchschnittlich gebundenes Kapital	5.000.000,00
variable Kosten	510.000,00
gesamte Durchschnittskosten	1.203.016,67

Tabelle 55: Gewinnvergleichsrechnung einer 2 MW Biomasseanlage

Erlöse		1.857.066,67
	Einspeisevergütung	1.790.400,00
	Investitionszuschuss	66.666,67
gesamte Durchschnittskosten		1.203.016,67
Gewinn		654.050,00

Tabelle 56: Rentabilitätsrechnung einer 2 MW Biomasseanlage

durchschnittlicher Gewinn	654.050,00
durchschnittliche Zinsen	26.350,00
durchschnittliche Kapitalbindung	5.000.000,00
Rentabilität	0,14

Tabelle 57: Berechnung der statischen Amortisationszeit einer 2 MW Biomasseanlage

eingesetztes Kapital	Investitionskosten	10.000.000,00
	Betriebskosten	510.000,00
durchschnittliche Rückflüsse	Einspeisevergütung	1.790.400,00
	Investitionszuschuss	66.666,67
Amortisationszeit [a]		5,66

Die gesamten Durchschnittskosten, ohne Berücksichtigung des Liquidationserlöses, betragen für eine Biomasseanlage mit einer Nennleistung von 2 MW rund 1.200.000,00 €. Durch den Einspeiseförderungsbetrag von 0,1492 €/kWh ergibt sich aus einem Jahresenergieertrag von 12.000 MWh ein jährliche Einspeisevergütung von rund 1.800.000,00 €. Aufgrund der Einspeisevergütung und des Investitionszuschusses ergibt sich ein Gewinn von 654.050,00 €. Das Investitionsobjekt gilt somit als absolut vorteilhaft. Die Rentabilitätsrechnung ergibt einen Wert von 0,14. Die Investitionskosten einer Biomasseanlage mit einer Nennleistung von 2 MW_d betragen 10.000.000,00 €. Die Betriebskosten sind mit ca. 150.000,00 € anzusetzen. Werden die Investitions-, Betriebs- und Rohstoffkosten der Einspeisevergütung und dem Investitionszuschuss gegenüber gestellt, ergibt sich für Biomasseanlagen mit 2 MW Engpassleistung eine Amortisationszeit von 5,66 Jahren.

In Tabelle 58 sind alle Ergebnisse der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsrechnungen zusammengefasst. Der niedrigste Wert der Amortisationszeit entfällt auf Biomasseanlagen mit 5,66 Jahren, gefolgt mit einem Abstand von zwei Jahren von Windkraftanlagen und mit einem weiteren Abstand von zwei Jahren beträgt die Amortisationszeit von Photovoltaikanlagen 9,6 Jahre. Wasserkraftanlagen haben mit großem Abstand eine Amortisationszeit von über 26 Jahren. Beim Vergleich der Amortisationszeiten sind jedoch die unterschiedli-

chen Lebensdauern der Anlagen zu berücksichtigen. Die niedrigste Nutzungsdauer entfällt mit 15 Jahren auf Biomasseanlagen, gefolgt von Windkraftanlagen mit 20 Jahren und Photovoltaikanlagen mit 25 Jahren. Für Wasserkraftanlagen ist mit einer Lebensdauer von 60 bis 100 Jahren zu rechnen. Die Reihenfolge der Nutzungsdauer deckt sich mit jener der Amortisationszeiten. Die Rentabilität wurde für Windkraft und Biomasse mit einem Wert von 0,14 berechnet. Photovoltaik und Wasserkraft weisen eine Rentabilität unter 1 auf. Alle vier Ökostromanlagen sind absolut vorteilhaft. Eine Aussage über die relative Vorteilhaftigkeit ist schwierig, da die Anlagen unterschiedliche Nutzungsdauern haben und dafür Reinvestitionen zu berücksichtigen sind.

Die gesamten Durchschnittskosten sind für Biomasseanlagen mit rund 1.200.000,00 € mit Abstand die höchsten Kosten im Vergleich zu den anderen Ökostromanlagen. Diesen hohen Kosten steht aber auch der höchste Gewinn mit über 600.000,00 € gegenüber. Den zweithöchsten Gewinn von 190.000,00 € erzielen Windkraftanlagen. Die Wirtschaftlichkeitsrechnung der Photovoltaikanlage ergibt die niedrigsten Kosten und den niedrigsten Gewinn.

Tabelle 58: Gegenüberstellung der einzelnen Wirtschaftlichkeitsrechnungen

	PV	Wind	Wasser	Biomasse
Kosten [€]	53.239,75	189.378,00	205.810,00	1.203.016,67
Gewinn [€]	36.830,25	188.622,00	138.366,67	654.050,00
Rentabilität	0,09	0,14	0,05	0,14
Amortisation [a]	9,63	7,52	26,67	5,66

In den bisherigen Kapiteln wurden die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ermittelt und darauf aufbauend wurden technische Ausbaukonzepte und Wirtschaftlichkeitsrechnungen für Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft und Biomasse erstellt. Ein nicht unbedeutender Faktor für die Aufstellung von Ökostromanlagen an Industriestandorten ist die Akzeptanz von erneuerbaren Energien von der Bevölkerung. Wie sich die momentane Einstellung der Bevölkerung zu Ökostromanlagen allgemein und in ihrer näheren Umgebung verhält, wird im nachfolgenden Kapitel über die Akzeptanz und Image von Ökostrom analysiert.

4 Akzeptanz und Image von Ökostrom

Ob durch den Einsatz von erneuerbaren Energieträgern an einem Industriestandort ein Imagegewinn für das Unternehmen zu erzielen ist, hängt im Wesentlichen von der Bevölkerungsakzeptanz für erneuerbare Energien ab. Die positive Einstellung gegenüber Ökostrom von der Bevölkerung ist vor allem dann von großer Bedeutung, wenn die Erzeugung von Ökostrom deutlich öffentlich durch z.B. das Anbringen des Firmenlogos auf Windrädern oder die Montage von Photovoltaikanlagen auf Hallendächern am Industriestandort, dargestellt wird und somit eine große Symbolkraft hat.

Auf Grund des gesellschaftlichen Wandels im Laufe der letzten Jahre, tragen die unterschiedlichsten Interessensgruppen ihre ökonomischen, ökologischen und sozialen Erwartungen an Unternehmen. Übernimmt das Management einer marktorientierten Unternehmensführung diese nachhaltige Verantwortung für die Gesellschaft, kann dies positive Konsequenzen mit sich bringen. Daher sehen viele Unternehmen die Übernahme gesellschaftlicher Verantwortung als strategische Investition, um sich dadurch gezielt Wettbewerbsvorteile zu verschaffen. Der bewusste Einsatz von nachhaltigen Unternehmenstätigkeiten kann neue Absatzmärkte schaffen, die Beziehung zu den Interessensgruppen stärken, nachhaltigkeitsorientierte Investoren gewinnen und das Vertrauen und somit die Bindung der Mitarbeiter fördern. Die Verankerung nachhaltiger Werte in die strategische Unternehmensführung wird immer bedeutender, um sich von anderen Unternehmen zu differenzieren. Dadurch kann eine wichtige strategische Ressource geschaffen werden.²⁷⁸

Durch die Erzeugung von Ökostrom an einem Industriestandort, kann eine nachhaltige Unternehmensentwicklung in die Praxis umgesetzt werden. Neben der, durch den Einsatz von Ökostrom im eigenen Unternehmen erzielten Ressourcenreduktion, sprechen zwei weitere Aspekte für Ökostromanlagen an Industriestandorten.²⁷⁹ Einerseits kann im Rahmen des Umweltmanagements des Unternehmens Ökostrom als Bestandteil der ökologischen Beschaffungsstrategie betrachtet werden und andererseits kann Ökostrom als Bestandteil im Marketing in Form eines Differenzierungsinstrumentes eingesetzt werden. Der effiziente Einsatz von Energie und die Erzeugung von Strom aus erneuerbarer Energie steigern die Umweltleistungen eines Unternehmens. Eine Studie bestätigt dies, indem 43 % der befragten Firmenkunden angaben, dass der Bezug von Ökostrom zur ökologischen Verbesserung ihres Beschaffungswesens beiträgt. Ein zusätzliches Argument, das für die Erzeugung von Ökostrom spricht, ist der Beitrag des Unternehmens zu nationalen oder branchenspezifischen CO₂-Minderungszielen im Rahmen des Kyoto-Abkommens.²⁸⁰ Wird Ökostrom im Marketing als Differenzierungsinstrument eingesetzt, ist ein Ziel der strategischen Unternehmensführung, den Betrieb als ökologisch besonders innovativ zu positionieren. Dabei ist die Kommunizierbarkeit entscheidend, denn das Patent-Rezept des Öko-Marketings in der Literatur und Praxis ist eine umfangreiche sachliche Information im Rahmen der Marketingkommunikation.²⁸¹

²⁷⁸ Vgl. Rauch (2012), S. 1ff

²⁷⁹ Vgl. Friedrichs (2005), S. 33

²⁸⁰ Vgl. Wüstenhagen (2000), S. 122f

²⁸¹ Vgl. Wüstenhagen (2000), S. 210

Eine Vielzahl von Studien, welche die Einstellung der Bevölkerung zu Ökostrom ermittelten, belegen, dass eine deutliche Mehrheit der Bevölkerung gegenüber Strom aus erneuerbaren Energien aufgeschlossen ist. In Deutschland haben 75 % der Befragten ein persönliches Interesse umweltfreundlichen Strom zu beziehen.²⁸² 93 % der Deutschen unterstützen den verstärkten Ausbau von erneuerbaren Energien, was durch die Abfrage „Nutzung und Ausbau Erneuerbarer Energien sind...“ mit den Antwortmöglichkeiten: sehr oder außerordentlich wichtig, wichtig, weniger oder überhaupt nicht wichtig und weiß nicht, keine Angabe; deutlich hervorgeht (siehe Abbildung 42). Die Umfrage wurde von der Agentur für Erneuerbare Energien mit 3.798 Befragten durchgeführt.²⁸³

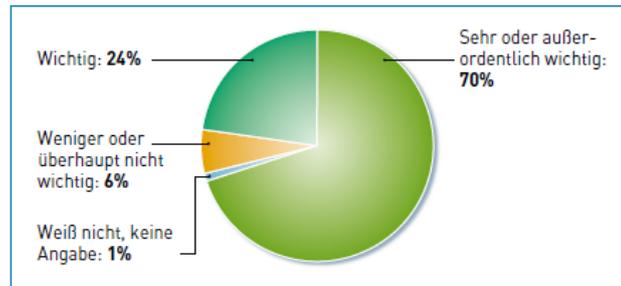


Abbildung 42: „Nutzung und Ausbau Erneuerbarer Energien sind ...“²⁸⁴

Auch in Österreich unterstützt die Mehrheit der Bevölkerung den Ausbau von Ökostromanlagen. Laut der ISMA Umfrage, die im Auftrag der IG Windkraft im Jahr 2006 durchgeführt wurde, sind 93 % für den Ausbau von Sonnenkraftwerken und 89 % für den Ausbau von Windkraftwerken (siehe Abbildung 43).

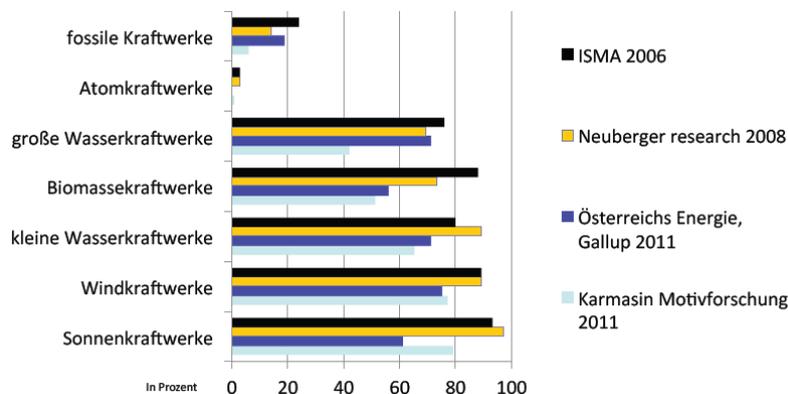


Abbildung 43: „Welche Kraftwerke sollten in Österreich gebaut werden?“²⁸⁵

Über die Akzeptanz von erneuerbare Energien von der Bevölkerung kann im Allgemeinen oder auch differenziert gesprochen werden. Die Interessen der Bevölkerung können in drei Dimensionen gegliedert werden. Die erste Dimension betrifft sozio-politische Akzeptanz auf gesellschaftlicher Ebene z.B. Bundesämter, Politik, Medien, Tourismus, nationale Umweltorganisationen etc. Die zweite Dimension konzentriert sich auf die Marktakzeptanz z.B. Investoren, Finanzinstitute, Hersteller, Ingenieurbüros, Energieversorger, Stromkonsumenten etc. Die dritte Dimension geht auf die lokale gesellschaftliche Akzeptanz ein, wie

²⁸² Vgl. Wüstenhagen (2000), S. 80f

²⁸³ Vgl. Wunderlich (2012), S. 5

²⁸⁴ Quelle: Wunderlich (2012), S.5

²⁸⁵ Quelle: IG Windkraft (2013b), S. 14

z.B. Behörden, Ämter, Naturschutzorganisationen, Anwohner, eingessene und neu zugezogene Bevölkerung, Landbesitzer etc. Damit Erneuerbare Energien befürwortet und sich alle Interessensgruppen aktiv dafür engagieren, zeigen wissenschaftliche Untersuchungen, dass dafür drei Themenbereiche ausschlaggebend sind. An erster Stelle steht die Lebensqualität (Landschaft, Lärm, Umwelt), gefolgt von der Verteilung von Kosten und Nutzen (lokale und regionale Wertschöpfung sowie Beteiligungs- und Entschädigungsmodelle) und der Einbezug der Bevölkerung (Information, Beteiligung am Entscheidungsprozess).²⁸⁶ In der Praxis sind die Beteiligungsmöglichkeiten der Bevölkerung bei EE-Projekten vor allem in ihrem unmittelbaren Lebensumfeld jedoch noch nicht ausreichend.²⁸⁷ Voraussetzung für eine aktive Einbeziehung der Bevölkerung ist die Bereitschaft der Projektplaner, die Einwände und Vorschläge aller Interessensgruppen ernst zu nehmen und das Projekt daran anzupassen. Eine frühzeitige und offene Kommunikation kann die Kooperation erleichtern und eine Basis für eine solide Akzeptanz schaffen.²⁸⁸

Es herrscht eine soziopolitische Akzeptanz von erneuerbaren Energien in der Bevölkerung. Zwei psychologische Studien in Deutschland fanden heraus, dass ein Viertel der Befragten an Ökostrom interessiert ist und auch bereit wären einen höheren Preis dafür zu zahlen, ein weiteres Viertel noch unentschlossen ist, ob sie für Ökostrom bereit wären mehr zu zahlen und die Hälfte der Befragten keinen Ökostrom beziehen möchten. Die Marktstudien ergaben somit, dass mittelfristig ein Viertel und längerfristig die Hälfte des Marktes für Strom aus erneuerbaren Energien zu begeistern sind.²⁸⁹

Es ist jedoch zu beobachten, dass die Realisierung einzelner Projekte durch den Widerstand der Bevölkerung scheitert. Dies ist darauf zurück zu führen, dass viele Menschen die Technologien der Erneuerbaren Energien zwar begrüßen, jedoch von einem Projekt für Ökostrom in ihrem unmittelbaren Lebensraum nicht betroffen sein möchten. Dies wird als NIMBY-Einstellung (Not In My Backyard-Einstellung) bezeichnet. In einer Umfrage der Agentur für Erneuerbare Energien wurde genau dieser Punkt durch die Frage „Welche Anlagen finden Sie zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in der Nachbarschaft sehr gut bzw. gut?“ aufgegriffen. Die prozentuelle Verteilung der Antworten ist in Abbildung 44 dargestellt. Zu beachten ist, dass Menschen, die eine Vorerfahrung mit EE-Anlagen haben, alle EE-Anlagen stärker für die Stromerzeugung in ihrer Nachbarschaft begrüßen.²⁹⁰

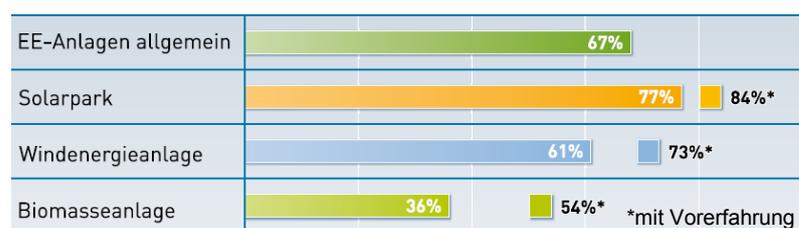


Abbildung 44: „Zur Stromerzeugung in der Nachbarschaft finde ich sehr gut bzw. gut...“²⁹¹

Um Motive für eine mangelnde Akzeptanz von standortspezifischen Projekten herauszufinden, müssen die einzelnen Dimensionen der Akzeptanz verstanden werden. Akzeptanz gliedert sich in vier Dimensionen: Widerstand, Ablehnung, Befürwortung und Engage-

²⁸⁶ Vgl. Geissmann et al. (2011), S. 8ff

²⁸⁷ Vgl. Wunderlich (2012), S. 12

²⁸⁸ Vgl. Geissman et al. (2011), S. 10

²⁸⁹ Vgl. Wüstenhagen (2000), S. 80f

²⁹⁰ Vgl. Wunderlich (2012), S. 8

²⁹¹ Quelle: Wunderlich (2012), S. 8

ment. Die Forschungsgruppe Umweltpsychologie der Universität Magdeburg führte eine Akzeptanzerhebung in ausgesuchten Fallregionen durch, um die Verteilung der einzelnen Akzeptanzdimensionen zu ermitteln. Der größte Anteil mit 70 % viel auf Bürger mit einer passiv befürwortenden Einstellung. Mit großem Abstand und 15 % folgten die gegenüber Projekten passiv ablehnend eingestellten Bürger. 10 % engagieren sich aktiv für lokale EE-Projekte und nur 3 % üben einen aktiven Widerstand gegen lokale Projekte aus.²⁹² Es herrscht jedoch nicht überall eine mangelnde Akzeptanz von standortspezifischen Projekten. Eine von Karmasin 2011 durchgeführte Umfrage unter Anrainern von Windkraftanlagen in Niederösterreich ergab durchwegs eine positive Stimmung. 76 % der Befragten gaben an, dass die Region keine Nachteile durch die Windkraftanlagen hat und 83 % gaben an, dass Windkraftanlagen keine Auswirkungen auf die Lebensqualität haben. Zu beachten ist, dass sogar 13 % der Anrainer von Windkraftanlagen positive Auswirkungen auf ihre Lebensqualität feststellen (siehe Abbildung 45).²⁹³

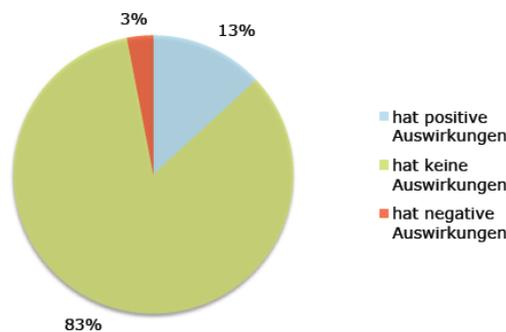


Abbildung 45: „Haben Windkraftanlagen Auswirkungen auf Ihre Lebensqualität?“²⁹⁴

In der Studie über die Analyse der Konsumentenentscheidungen für Erneuerbare Energie und Ökostrom, durchgeführt von der Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg und der Universität St. Gallen, wurde das Image von Erneuerbaren Energien und die damit verbundenen Emotionen analysiert. Die Bewertung der Technologien für Ökostrom wurden jeweils mit Fragen über die Globaleinschätzung (schlecht/gut), Preis (teuer/preiswert), Klimafreundlichkeit (klimaschädlich/klimafreundlich), Innovativität (konventionell/innovativ), Zuverlässigkeit (unzuverlässig/zuverlässig) und dem Potential Unabhängigkeit zu ermöglichen (abhängig/unabhängig) erfasst. Zudem wurden die Erneuerbaren Energien den konventionellen Energien wie z.B. Atomkraft und fossile Energieträger (Gas, Kohle, Öl) gegenübergestellt. Die Befragung ergab, dass sich die Erneuerbaren Energien hinsichtlich Klimafreundlichkeit und Innovativität deutlich positiver bewertet wurden als die konventionellen Energien. In den Punkten Preis und Zuverlässigkeit ist die Bewertung beider Energieformen relativ ausgeglichen. Daher sollte für die Förderung des positiven Images von Erneuerbaren Energien und Ökostrom ihre Zuverlässigkeit verstärkt in das Marketing aufgenommen werden.²⁹⁵ Es wurden auch die Emotionen, die von den Befragten mit Erneuerbaren Energien verbunden werden, durch die Frage „Wenn ich an Erneuerbare Energietechnologien denke, fühle ich mich ...“ analysiert. Die Teilnehmer konnten zwischen vier gegensätzlichen Adjektivpaaren wählen: 1. hoffnungsvoll/ohnmächtig, 2. unbeschwert/sorgenvoll, 3. glücklich/traurig und 4. entspannt/wütend. Die Emotionen waren beim Adjektivpaar hoffnungsvoll/ohnmächtig am stärksten und bei unbe-

²⁹² Vgl. Wunderlich (2012), S. 9ff

²⁹³ Vgl. IG Windkraft (2013b), S. 16f

²⁹⁴ Quelle: IG Windkraft (2013b), S. 16

²⁹⁵ Vgl. Hübner et al. (2011), S. 31ff

schwert/sorgenvoll am schwächsten ausgeprägt. Viele Befragten stehen den erneuerbaren Energietechnologien hoffnungsvoll, jedoch nicht ganz unbeschwert gegenüber. Es zeigt sich auch, dass jene Gruppe der Befragten, die selbst Anwender von Erneuerbaren Energietechnologien sind, glücklicher und hoffnungsvoller in Bezug darauf sind.²⁹⁶

Zertifikate

Wenn sich ein Unternehmen bewusst für eine ressourcenschonende, klimaneutrale und sichere Energieerzeugung entscheidet, kann eine offensive Kommunikation als Marketingstrategie eingesetzt werden. Für die Kunden ist eine nachhaltige Unternehmensführung deutlich durch eine Zertifizierung des Ökostroms erkennbar. Der TÜV AUSTRIA bietet drei unterschiedliche Zertifikate für die Herstellung von elektrischem Strom aus erneuerbaren Energien an. Das erste Zertifikat „zertifizierter Strom-Mix definiert einen Strom-Mix auf der Basis des Anteils einer bestimmten Energiequelle im Verhältnis zur Gesamtzusammensetzung des Strombezugs“. Für die zweite Leistungsklasse erhält ein Unternehmen das Zertifikat „zertifizierter Öko-Strom“. Der TÜV AUSTRIA definiert Ökostrom als erzeugte elektrische Energie aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse, Geothermie, Windenergie, solare Strahlungsenergie und moderne Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen unter bestimmten Voraussetzungen. Das anspruchsvollste Zertifikat „zertifizierter nachhaltiger Öko-Strom verbindet den Verbrauch von Ökostrom mit wirkungsvollen Maßnahmen zur Verbesserung der weltweiten Klimabilanz durch Weiterentwicklung und Projektierung weiterer regenerativer Energieerzeugungsanlagen“. Als Voraussetzung dient das Zertifikat „zertifizierter Öko-Strom“. Zu beachten ist, dass die Energie aus dem Handel mit Zertifikaten nicht als nachhaltiger Öko-Strom zu bezeichnen ist. Mit einem zertifizierten nachhaltigen Öko-Strom erfüllt ein Unternehmen eine gesellschaftliche Verantwortung bezüglich verschiedenster Aspekte der Nachhaltigkeit.²⁹⁷

In den bisherigen Kapiteln wurden die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Ökostromanlagen am Industriestandort Donawitz erläutert. Weiteres wurde auf das Image von erneuerbaren Energieträgern sowie die Akzeptanz von Ökostromanlagen von der Bevölkerung eingegangen. Ausgehend von den erstellten Ausbaukonzepten folgt in Kapitel 5 die Handlungsempfehlung für den Standort Donawitz.

²⁹⁶ Vgl. Hübner et al. (2011), S. 35f

²⁹⁷ TÜV Austria (2013)

5 Handlungsempfehlung für den Standort Donawitz

Um geeignete Ökostromanlagen für Industriestandorte bestimmen zu können, werden in diesem Kapitel die einzelnen Anlagen für Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft und Biomasse bezüglich ihrer technischen Ausbaukonzepte und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen verglichen.

5.1 Vergleich der technischen Ausbaukonzepte

Photovoltaikanlagen

Da am Standort der voestalpine Stahl Donawitz GmbH die jährliche Globalstrahlung, von rund 1.000 kWh/m², einer durchschnittlichen Globalstrahlung in Österreich entspricht, ist diese Standortanforderung erfüllt. Das nach Süden ausgerichtete Satteldach des Drahtwalzwerkes hat eine gleichmäßige Fläche von 17.000 m² und ermöglicht somit eine Montage von dachparallelen Photovoltaikmodulen mit 10° Neigung. Insgesamt könnten 4 Anlagen mit einer Nennleistung von je 500 kWp montiert werden. Eine Distanz von 500 m zwischen Anlage und Einspeisepunkt in das öffentliche Netz erfüllt die Anforderung einer geringen Entfernung zum Netzanschluss. Das Dach des Schienenwalzwerkes ist teilweise als Schrägdach und Flachdach ausgeführt. Aus diesem Grund müssen die Module aufgeständert montiert werden, was, neben der Verschattung durch einen Schlot und den einhergehenden Rauchausstoß, noch zusätzlich zu einer gegenseitigen Verschattung führt. Von der Montage einer Photovoltaikanlagen auf dem Schienenwalzwerk ist auf Grund der schlechten Standortbedingungen abzuraten. Der Standort der voestalpine Stahl Donawitz GmbH verfügt weiters über eine Fläche von rund 1,5 ha, die für eine Freilandanlage mit einer Nennleistung von 500 kWp benötigt wird.²⁹⁸

Aus dem Technologievergleich der Solarzellenmodule geht der geringe Preis für Dünnschichtmodule hervor. Da sie aber gegenüber den mono- und polykristallinen sowie den CIGS Modulen geringere Wirkungsgrade aufweisen, ist eine großflächige Anbringung notwendig. Durch das geringe Gewicht und die geringen Einbußen bei Schwachlicht und hohen Temperaturen, sind Dünnschichtmodule für die große Fläche des Satteldachs geeignet.²⁹⁹ Bei der Wahl des geeigneten Wechselrichters, ist das dezentrale Wechselrichterkonzept für eine großflächige Anlage zu empfehlen. Da einzelne Stränge, oder Gruppen von zwei bis vier Modulsträngen, an einem Wechselrichter angeschlossen werden, können auch mehrere MPP-Tracker eingesetzt werden. Die Teilanlagen werden somit in ihrem optimalen Betriebspunkt eingesetzt und ihre Anfälligkeit gegenüber Mismatching und Leistungsverluste wird minimiert.³⁰⁰

Windkraftanlagen

Direkt in Leoben und in St. Michael wurden Windstärken und Windrichtungen an zwei Messstationen der ZAMG auf ca. 550 m Seehöhe gemessen. Die ZAMG erstellte für St. Michael für den Zeitraum von 01.01.2012 bis 31.12.2012 und für Leoben für den Zeitraum 01.12.2012 bis 31.07.2013 eine relative Windrichtungsverteilung, welche nach Geschwindigkeitsklassen in m/s unterteilt wurde.

²⁹⁸ Vgl. ecowatt (2013), S. 8ff

²⁹⁹ Vgl. Solaranlagen-Portal (2013c)

³⁰⁰ Vgl. Wesselac (2012), S. 72ff

Die Hauptwindrichtung in St. Michael ist SW-NE, wobei die Windgeschwindigkeitsklasse > 4 m/s nur einen Anteil von 3,3 % einnimmt. Der Hauptanteil mit etwa 45 % entfällt auf die WiGeKl $> 0,5$ bis ≤ 2 m/s. Der Anteil der WiGeKl > 4 m/s an der Messstelle Leoben beträgt lediglich 0,9 %. Auch in Leoben entfällt der Hauptanteil mit etwa 60 % auf die WiGeKl $> 0,5$ bis ≤ 2 m/s. Da der Anteil der WiGeKl > 4 m/s unter vier Prozent liegt, sind die Voraussetzungen für Windkraftanlagen an beiden Standorten nicht gegeben.³⁰²

In der Steiermark herrschen Windgeschwindigkeiten über 6 m/s ausschließlich über 1.400 m Seehöhe.³⁰³ Aus diesem Grund sind folgende Standorte im Raum Leoben für Windkraftanlagen geeignet: Gösseck 2.214 m (Hafning bei Trofaiach), Rannachthörl 1.475 m (Kraubath an der Mur), Freiburgerhöhe 1.734 m (Kraubath/Mur, Speickbichl), Thalerkogel 1.655 m (Vordernberg) und Kletschachkogel 1.457 m (Sankt Katharein an der Laming). Die mittleren, zu erwartenden Windgeschwindigkeiten fallen in einen Bereich von 5 – 7,4 m/s. Diese Standorte befinden sich im Natura 2000 Gebiet und im Landschaftsschutzgebiet Reiting-Eisenerzer-Reichenstein. Eine Aufstellung von Windrädern ist daher unter dem Grundsatz „der Erhaltung bestimmter Schutzgüter“ zulässig.³⁰⁴ Weiters ist bei der Aufstellung zu beachten, dass der Abstand von Windkraftanlagen zu gewidmeten Bauland mindestens 1.000 m und zu landwirtschaftlichen Wohngebäuden im Freiland sowie zu dauerbewirtschafteten Schutzhütten mindestens 700 m betragen muss.³⁰⁵

Die zu erwartenden Windgeschwindigkeiten und die Form des Bergrückens bestimmen die Anzahl der Anlagen pro Standort. Für die Montage wurden Windräder des Marktführers Enercon des Types E-70 an den geeigneten Standorten ausgewählt. Es wurden 5 bis 13 Anlagen pro Standort mit einem jährlichen Energieertrag von 25 bis 50 GWh angenommen. Werden an allen fünf Standorten Windkraftanlagen errichtet, würde dies einen jährlichen, von rund 46 Windkraftanlagen erzeugten, Energieertrag von 165 GWh ergeben.³⁰⁷

Wasserkraftanlagen

Die wichtigsten Voraussetzungen für einen geeigneten Standort für Wasserkraftwerke sind eine ausreichende Fallhöhe und Abflussmenge. Um die geeignete Position der Entnahmestelle und des Krafthauses bestimmen zu können, sollte der Standort bezüglich Topographie, Geologie und der ökologischen Sensibilität der Landschaft untersucht werden.³⁰⁸ Die richtige Wahl der Turbine hängt von der Nettofallhöhe, dem Bereich der Durchflussschwankungen, der Drehzahl und den Kosten ab. Auf Grund der unterschiedlichen Geometrie und Dimension einer Turbine kann zwischen der Pelton-, Kaplan-, Francis-, Lamellen- und Ossberger-Durchströmturbine unterschieden werden.³⁰⁹ Der ausgewählte Standort muss einer Umweltverträglichkeitsprüfung unterzogen werden.³¹⁰ Zusätzlich sind AufLAGen des österreichischen Wasserrechtsgesetzes und der EU-Wasserrahmenrichtlinie zu erfüllen. Die Errichtung von ökologischen Begleitmaßnahmen, wie z.B. Fischwanderhilfen oder Restwasserabgaben, ist ebenfalls zu berücksichtigen.³¹¹

³⁰² Vgl. ZAMG (2013), S. 2ff

³⁰³ Vgl. Frühwald et al. (2007), S. 25

³⁰⁴ Vgl. Theissing (2009), S. 9ff

³⁰⁵ LGBL 72/2013

³⁰⁷ Vgl. Theissing (2009), S. 9ff

³⁰⁸ Vgl. ESHA (2004), S. 84ff

³⁰⁹ Vgl. ESHA (2004), S. 191

³¹⁰ Vgl. ESHA (2004), S.9

³¹¹ Vgl. Kleinwasserkraft Österreich (2008a)

In unmittelbarer Nähe der voestalpine Stahl Donawitz GmbH befindet sich der Vordernbergerbach mit einer Länge von ca. 21 km. Er durchfließt die Gemeinden Vordernberg, Trofaiach, St. Peter-Freienstein und mündet bei Leoben in die Mur. Entlang des Vordernbergerbachs wurde bereits 1987 von der Verbund Hydro Power AG ein Laufkraftwerk mit einer Engpassleistung von 1 MW errichtet. 2011 wurde die Errichtung eines weiteren Laufkraftwerkes mit einer Engpassleistung von 310 kW von Josef Köhl in Auftrag gegeben. Da es keine gesetzliche Regelung für die maximale Anzahl von Kraftwerken pro Gewässer gibt, könnte ein drittes Kraftwerk entlang des Vordernbergerbachs errichtet werden. Eine sorgfältige Umweltverträglichkeitsprüfung ist jedoch eine wesentliche Voraussetzung für die Eignung des Standortes.

Biomasseanlagen

Für die Erzeugung von Strom aus fester Biomasse kann die KWK-Technologie auf Basis des Dampfturbinenprozesses eingesetzt werden, oder der feste biogene Brennstoff wird durch thermochemische Biomassevergasung in ein brennbares Gas umgewandelt. Für die Stromproduktion mittels Dampfturbinenprozesses kommen die vier Teilsysteme Feuerung, Dampfsystem, Dampfturbine mit Generator sowie Speisewasser- und Kondensatsystem zum Einsatz. Die elektrische Leistung beim Dampfturbinenprozess reicht von 2 bis 25 MW_{el}, die Frischdampf Temperatur liegt bei 450 – 540 °C und der Frischdampfdruck bei 20 – 100 bar.³¹³

Bei der Biomassevergasung entsteht durch den Vergasungsprozess ein Produktgas, welches gereinigt und zur Produktion von Strom und Wärme genutzt werden kann.³¹⁴ Wird das Produktgas weiters aufbereitet, kann es als Treibstoff oder zur Einspeisung ins Erdgasnetz eingesetzt werden.³¹⁵ Der Vergasungsprozess ist in die vier Teilsysteme der Trocknung, pyrolytischen Zersetzung, Oxidation und Reduktion gegliedert. Durch unterschiedliche Parameter bei der Wärmezufuhr, den Druckverhältnissen und Vergasungsmitteln, kann zwischen Festbettvergaser, Wirbelschichtvergaser und Flugstromvergaser unterschieden werden.³¹⁶ Das Temperaturniveau spielt bei der Vergasung eine wichtige Rolle, da die Reaktionsgeschwindigkeit und das chemische Gleichgewicht temperaturabhängig sind.³¹⁷ Eine konstante und gut regelbare Temperatur im Bereich von 700 bis 900 °C herrscht bei Wirbelschichtvergasern.³¹⁸

Die Biomassevergasungsanlage ist einer KWK-Anlage mit Dampfprozess vorzuziehen, da Vergasungsanlagen einen höheren elektrische Wirkungsgrad als KWK-Anlagen erzielen.³¹⁹ Der Gesamtwirkungsgrad von Strom und Wärme liegt z.B. bei einem Wirbelschicht-Dampf-Vergaser über 85 % und der elektrische bei 25 – 28 %. Dabei beträgt die Brennstoffwärmeleistung 8 MW, die elektrische Leistung 2 MW und die thermische Leistung 4,5 MW.³²⁰ Für eine Biomassevergasungsanlage mit einer elektrischen Leistung von 2 MW werden ca. 16.000 t-atro Holz benötigt, was einer Menge von 38.000 fm entspricht.

³¹³ Vgl. BIOS Bioenergiesysteme (2013a)

³¹⁴ Vgl. BIOS Bioenergiesysteme (2013b)

³¹⁵ Vgl. Cleanst Gas (2013b)

³¹⁶ Vgl. Kaltschmitt et al. (2009), S. 602ff

³¹⁷ Vgl. Kaltschmitt et al. (2009), S. 621

³¹⁸ Vgl. Kaltschmitt et al. (2009), S. 609

³¹⁹ Vgl. Cleanst Gas (2013b)

³²⁰ Vgl. Europäisches Zentrum für Erneuerbare Energie (2008)

5.2 Vergleich der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen

Einen Überblick über die anfallenden Kosten, Förderungen und Ergebnisse der statischen Investitionsrechnung der vier untersuchten Ökostromanlagen verschafft Tabelle 59. Dabei wurde eine Photovoltaikanlage mit einer Nennleistung von 500 kW_p, eine Windkraftanlage mit 2 MW, eine Wasserkraftanlage mit 1 MW und eine Biomasseanlage mit einer elektrischen Nennleistung von 2 MW verglichen.

Tabelle 59: Vergleich der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen von Ökostromanlagen

	Photovoltaik	Windkraft	Wasserkraft	Biomasse
Nennleistung	500 kW _p	2 MW	1 MW	2 MW _{el}
Investitionskosten [€/kW _p]	1.700	1.400	6.000	5.000
Investitionskosten [€]	850.000	2.800.000	6.000.000	10.000.000
Betriebskosten [€]	17.000	42.000	90.000	150.000
Rohstoffkosten [€]	0	0	0	360.000
Stromgestehungskosten [Cent/kWh]	14 - 16	6 - 8	10 - 20	14 - 18
Einspeisevergütung [Cent/kWh]	18,12	9,45	10,55 - 5,53	14,92
Jährliche Volllaststunden [h/a]	950	2.150	5.000	6.000
Jahresenergieertrag [MWh]	475	4.000	3.000	12.000
Jährliche Einspeisevergütung [€]	86.000	378.000	212.000	1.790.400
Jährlicher Investitionszuschuss [€]	4.000	0	16.000	66.000
Kosten [€]	53.000	189.000	206.000	1.203.000
Gewinn [€]	37.000	190.000	140.000	654.000
Rentabilität	0,09	0,14	0,05	0,14
Amortisationszeit [a]	9,63	7,52	26,67	5,66
Lebensdauer [a]	25	20	60 – 100	15

Der Vergleich der technischen Ausbaukonzepte und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen schafft die Grundlage für die Erstellung einer Nutzwertanalyse der vier untersuchten Ökostromanlagen (siehe Abbildung 46). Eine Nutzwertanalyse wurde durchgeführt, um neben den quantitativen Kriterien noch qualitative Aspekte zu berücksichtigen. Im ersten Schritt erfolgt die Auswahl der Anforderungen an Ökostromanlagen. Darunter fallen die Kriterien: Standortanforderungen, Wirtschaftlichkeit, Förderungen, Umweltauswirkungen und Akzeptanz der Bevölkerung. Diese Anforderungen wurden durch die Verteilung einer beliebigen Anzahl von Punkten gewichtet, wobei zehn Punkte das höchste Gewicht und ein Punkt das niedrigste Gewicht der Anforderung angeben. Da die Standortanforderungen

mit der Wirtschaftlichkeit nicht in Relation zueinander stehen, ist eine Gewichtung durch Verteilung einer bestimmten vorgegeben Punktezahl für Nutzwertanalysen von Ökostromanlagen nicht geeignet. Im dritten Schritt wird, für die Anforderungen an Ökostromanlagen, spezifisch für den Standort Donawitz der Erfüllungsgrad bestimmt. In der Kategorie „Standortanforderungen“, werden fünf Punkte jenen Anlagen zugeteilt, die die Standortanforderung sehr gut erfüllen und ein Punkt den Anlagen zugeteilt, die die Standortanforderungen nicht genügend erfüllen. In der Kategorie „Wirtschaftlichkeit“ wird die Punktevergabe anhand der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung durchgeführt. Der Anlage mit den niedrigsten Kosten, der geringsten Amortisationszeit sowie dem höchsten Gewinn und der höchsten Rentabilität, werden fünf Punkte zugeteilt. In der Kategorie „Förderungen“ wird die maximale Punktzahl von fünf Punkten jener Anlage zugeteilt, für die die höchsten Einspeisevergütungen und Investitionszuschüsse gewährt werden. In der Kategorie „Umweltauswirkungen“ werden fünf Punkte für die geringsten Auswirkungen und ein Punkt für die höchsten Auswirkungen auf die Umwelt, während der Aufstellung und im Betrieb, vergeben. Die Punktevergabe für die Kategorie „Image“ erfolgte auf Grund einer Studie, die in Abbildung 43: „Welche Kraftwerke sollten in Österreich gebaut werden?“, dargestellt ist. Im vierten Schritt wird der Erfüllungsgrad der Anlagen mit der Gewichtung multipliziert und somit ein Teilnutzen ermittelt. Zum Abschluss wird der Gesamtnutzwert jeder Ökostromanlage berechnet. Das Ergebnis der Analyse ist eine Reihung der Anlagen auf Grund ihres Gesamtnutzwertes.

Den höchsten Gesamtnutzwert mit 317 Punkten erzielt die Biomasseanlage. Mit einem Abstand von 39 Punkten ergibt die Analyse für Photovoltaikanlagen einen Nutzwert von 278, gefolgt von Windkraftanlagen mit 265 Punkten. Deutlich an vierter Stelle befindet sich die Wasserkraftanlage mit einer Punktzahl von lediglich 195. Die Ergebnisse der Nutzwertanalyse fließen in die anschließende Handlungsempfehlung für den Standort Donawitz mit ein. Für die Handlungsempfehlung ist einerseits zu berücksichtigen, welche Ökostromanlagen technisch realisierbar sind und ob sie, mit der derzeitigen Fördersituation von Ökostromanlagen, wirtschaftlich sind.

Das Biomassepotenzial ist am Standort Donawitz auf Grund der eigenen Waldfläche, die als Rohstofflieferant für feste Biomasse dienen könnte, gegeben. Die bereits vorhandene Turbine zur Stromerzeugung aus Hüttengasen, kann für eine Biomassevergasungsanlage nicht verwendet werden, da diese Anlage nicht unter die Bestimmungen für Ökostromanlagen fällt. Es müsste eine vollkommen neue Biomassevergasungsanlage errichtet werden. Der dafür notwendige Netzanschluss ist vorhanden. Verfügbare Flächen sind am Industriestandort zwar begrenzt, könnten für den Bau einer Anlage jedoch genutzt werden. Da alle Anforderungen erfüllt sind, ist eine Biomassevergasungsanlage am Standort technisch umsetzbar. Werden die wirtschaftlichen Einflussfaktoren betrachtet, erzielt eine Biomasseanlage, mit einer elektrischen Leistung von 2 MW, einen jährlichen Gewinn von ca. 654.000,00 €. Dieser Gewinn ist auf Grund des jährlichen Energieertrages von 12.000 MWh und der damit einhergehenden hohen jährlichen Einspeisevergütung zu begründen. Ein Nachteil von Biomasseanlagen sind die hohen Investitionskosten von ca. 10 Mio. € und die zusätzlich anfallenden Rohstoffkosten. Im Februar 2014 liegt der Preis von Holzhackschnitzel, um eine MWh Energie zu erzeugen, bei 30 €. Werden nun die anfallenden Kosten in Verhältnis zu den durchschnittlichen Rückflüssen gesetzt, ergibt dies eine Amortisationszeit von 5,6 Jahren. Durch keine andere Anlage kann eine geringere Amortisationszeit erreicht werden. Biomasseanlagen sind wirtschaftlich zu realisieren, wenn bei den Investitionskosten eingespart werden kann.

Die Ergebnisse der Nutzwertanalyse von Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen liegen nur 13 Punkte auseinander, jedoch können die beiden Anlagen technisch sowie wirtschaftlich nicht direkt miteinander verglichen werden. Das Ausbaukonzept von Photovoltaikanlagen zeigt, dass eine ausreichende Globalstrahlung, Montagefläche und ein geeigneter Netzanschluss am Standort gegeben sind. Aus diesem Grund sind Photovoltaikanlagen technisch umsetzbar. Vom wirtschaftlichen Standpunkt weisen Photovoltaikanlagen zwar die höchste Einspeisevergütung mit 18,12 Cent/kWh und die niedrigsten Kosten auf, erbringen jedoch, auf Grund der beschränkten Nennleistung von 500 kWp, eine jährliche Einspeisevergütung von 86.000,00 €. Somit werden mit Photovoltaikanlagen der niedrigste Gewinn von 37.000,00 € und eine Amortisationszeit von 9,6 Jahren erzielt. Der Bau von Photovoltaikanlagen am Standort ist daher nicht zu empfehlen.

Windkraftanlagen sind nur über 1.400 m Seehöhe technisch umsetzbar, da Windgeschwindigkeiten über 6 m/s für den Betrieb notwendig sind. Mögliche Standorte auf dieser Höhe im Raum Leoben befinden sich im Natura 2000 Gebiet und im Landschaftsschutzgebiet Reiting-Eisenerzer-Reichenstein. Weiters ist der geeignete Abstand zu Bauland, Wohngebäuden und Schutzhütten einzuhalten, wobei auf die Erhaltung von Schutzgütern geachtet werden muss. Zusätzlich müssen neue Netzanschlüsse für die abgelegenen Standorte errichtet werden. Die technische Realisierbarkeit von Windkraftanlagen ist mit erheblichem Aufwand verbunden. Die Wirtschaftlichkeit von Windkraftanlagen wurde in der Nutzwertanalyse durchgehend mit vier Punkten bewertet. Der jährliche Gewinn beträgt rund 190.000,00 €. Die Amortisationszeit von Windkraftanlagen beträgt 7,5 Jahren, ist für eine Investition jedoch zu hoch. Auf Grund der geringen Einspeisevergütung von 9,45 Cent/kWh werden Windkraftanlagen für den Standort erst wirtschaftlich, wenn die Einspeisevergütungen erhöht oder Investitionszuschüsse gewährt werden.

Der Bau einer Wasserkraftanlage entlang des Vordernbergerbachs ist aus technischer und wirtschaftlicher Sicht nicht zu empfehlen. Bereits vorhandene Wasserkraftwerke entlang des Vordernbergerbachs führen zur Einschränkung des Wasserkraftpotentials. Weiters beträgt die Amortisationszeit für Wasserkraftwerke über 26 Jahre.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Ziel der vorliegenden Masterarbeit war die Ermittlung eines Ausbaukonzeptes von Ökostromanlagen für die voestalpine Stahl Donawitz GmbH, inklusive einer technischen und wirtschaftlichen Bewertung, jeweils zum übergeordneten Zweck der Nutzung der Ökostromanlage unter ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten.

Basierend auf der Ausarbeitung der technischen Grundlagen von Ökostromanlagen bezogen auf Photovoltaik, Wasserkraft, Windkraft, Biomasse, Biogas, Geothermie und Solarthermie, konnten technische Ausbaukonzepte für Photovoltaik-, Windkraft-, Wasserkraft- und Biomasseanlagen erstellt werden. Dabei wurden die jeweiligen Standorteigenschaften untersucht, ein mögliches Konzept für die Montage und Aufstellung der Anlagen erstellt und unterschiedliche Technologien und Anbieter von Ökostromanlagen verglichen.

Da am Standort der voestalpine Stahl Donawitz GmbH eine durchschnittliche Globalstrahlung gegeben ist, eignet sich das Satteldach des Drahtwalzwerkes für eine dachparallele Montage von Photovoltaikmodulen. Auf einer Fläche von 17.000 m² können 4 Anlagen mit einer Nennleistung von je 500 kW_p montiert werden. Das Dach des Schienenwalzwerkes ist für eine Montage von Photovoltaikmodulen auf Grund des Schräg- und Flachdaches und den damit einhergehenden schlechten Standortbedingungen nicht geeignet. Der Standort der voestalpine Stahl Donawitz GmbH verfügt weiters über eine Fläche von rund 1,5 ha, die für eine Freilandanlage mit einer Nennleistung von 500 kW_p benötigt wird. Für die Montage von Solarzellenmodulen auf der großen Fläche des Satteldachs sind Dünnschichtmodule am geeignetsten, da sie ein geringes Gewicht und geringe Einbußen bei Schwachlicht und hohen Temperaturen aufweisen und gegenüber mono- und polykristallinen sowie CIGS Modulen am günstigsten sind. Für eine großflächige Anlage ist weiters ein dezentrales Wechselrichterkonzept geeignet, da mehrere MPP-Tracker verwendet werden und somit die Teilanlagen in ihrem optimalen Betriebspunkt eingesetzt werden können.

Windstärken und Windrichtungen wurden an den Messstellen der ZAMG im Zentrum von Leoben und St. Michael über einen Zeitraum von einem Jahr in St. Michael und eineinhalb Jahren in Leoben ermittelt. Da sich beide Messstationen auf rund 550 m Seehöhe befinden, nimmt der Anteil der Windgeschwindigkeiten über 4 m/s in St. Michael nur 3,3 % und in Leoben lediglich 0,9 % ein. Der Hauptanteil der Windgeschwindigkeiten entfällt in St. Michael mit 45 % und in Leoben mit 60 % auf die Windgeschwindigkeitsklassen > 0,5 bis ≤ 2 m/s. Die Voraussetzungen für Windkraftanlagen sind im Zentrum von St. Michael und Leoben somit nicht gegeben. Die für Windkraftanlagen erforderlichen Windgeschwindigkeiten über 6 m/s herrschen in der Steiermark ausschließlich in Höhenlagen ab 1.400 m. Die im Raum Leoben geeigneten Standorte sind daher Gösseck 2.214 m (Hafning bei Trofaiach), Rannachthörl 1.475 m (Kraubath an der Mur), Freiburgerhöhe 1.734 m (Kraubath/Mur, Speickbichl), Thalerkogel 1.655 m (Vordernberg) und Kletschachkogel 1.457 m (Sankt Katharein an der Laming). Die mittleren, zu erwartenden Windgeschwindigkeiten fallen in den Bereich von 5 – 7,4 m/s. Für eine mögliche Aufstellung der Windkraftanlagen wurden Windräder der Firma Enercon des Types E-70 gewählt. Die Montage von 5 bis 13 Anlagen pro Standort würde einen jährlichen Energieertrag von etwa 25 bis 50 GWh je Standort liefern.

Um die Standortanforderungen für ein Wasserkraftwerk zu erfüllen, sollte eine ausreichende Fallhöhe und Abflussmenge gegeben sein. Am Standort sollte die Topographie, Geologie und ökologische Situation untersucht werden, um eine geeignete Auswahl des Turbinentyps treffen und die Position der Entnahmestelle und des Krafthauses bestimmen zu

können. In unmittelbarer Nähe der voestalpine Stahl Donawitz GmbH befindet sich der Vordernbergerbach mit einer Länge von ca. 21 km. Entlang des Vordernbergerbachs wurden bereits zwei Kleinwasserkraftwerke errichtet. Da es keine gesetzliche Regelung für die maximale Anzahl von Kraftwerken pro Gewässer gibt, könnte ein drittes Kraftwerk entlang des Vordernbergerbachs errichtet werden. Eine Umweltverträglichkeitsprüfung sowie die Auswertung der Wasserressourcen und des Regenerationspotentials sollte, auf Grund der Risikobewertung, besonders sorgfältig durchgeführt werden.

Damit Strom aus fester Biomasse erzeugt werden kann, kann eine KWK-Technologie auf Basis des Dampfturbinenprozesses eingesetzt werden. Dafür müssen am Standort die vier Teilsysteme Feuerung, Dampfsystem, Dampfturbine mit Generator sowie Speisewasser- und Kondensatsystem errichtet werden. Wird der Strom durch thermochemische Biomassevergasung erzeugt, wird eine Anlage mit Vergaser, Produktgasfilter und -wäscher, Gasmotor, Turbine sowie Rauchgaskühler und -filter am Standort benötigt. Diese Anlagensysteme werden für die Trocknung, pyrolytische Zersetzung, Oxidation und Reduktion und somit zur Herstellung eines Produktgases eingesetzt. Das gereinigte Produktgas kann zur Produktion von Strom und Wärme genutzt werden und nach weiterer Aufbereitung als Treibstoff verwendet oder in das Erdgasnetz eingespeist werden. Bei einem Wirbelschicht-Dampf-Vergaser mit einer elektrischen Leistung von 2 MW liegt der elektrische Wirkungsgrad bei 25 – 28 %. Ein weiterer Vorteil von Wirbelschichtvergasern ist die konstante Temperatur im Bereich von 700 – 900 °C.

Bevor eine wirtschaftliche Bewertung der vier untersuchten Ökostromanlagen durchgeführt werden konnte, war eine Ausarbeitung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen notwendig. Dabei wurden die Investitionskosten, Stromgestehungskosten und Förderungen von Photovoltaik-, Wind-, Wasser- und Biomasseanlagen erhoben. Um die einzelnen Kosten direkt miteinander vergleichen zu können, wurde ein Windkraftwerk mit einer Nennleistung von 2 MW, ein Biomassekraftwerk mit einer elektrischen Nennleistung von 2 MW und ein Wasserkraftwerk mit einer Nennleistung von 1 MW angenommen. Da die maximal förderbare Nennleistung von Photovoltaikanlagen bei 500 kWp liegt, wurde diese Nennleistung für Photovoltaikanlagen angenommen. Die Investitionskosten in €/kWp teilen sich in zwei Bereiche auf. Für Photovoltaik und Windkraft sind 1.400,00 – 1.700,00 €/kWp Investitionskosten zu kalkulieren, für die Investition in Biomasse und Wasserkraft ist mit 5.000,00 – 6.000,00 €/kWp zu rechnen. Die Stromgestehungskosten betragen für Photovoltaikanlagen und Biomasseanlagen 0,14 – 0,18 €/kWh, gefolgt von Wasserkraftanlagen mit 0,10 – 0,20 €/kWh. Die niedrigsten Stromgestehungskosten fallen bei Windkraftanlagen mit 0,06 – 0,08 €/kWh an. Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern ist im Ökostromgesetz 2012 geregelt. Demnach ist die OeMAG laut der allgemeinen Kontrahierungspflicht verpflichtet, den ihr angebotenen Ökostrom zu gesetzlich festgelegten Einspeisetarifen zu kontrahieren. Voraussetzung ist, dass das jährliche Kontingent des Unterstützungsvolumens noch nicht ausgeschöpft ist und dem Förderantrag von der Abwicklungsstelle für Ökostrom stattgegeben wird. Die Dauer der erhaltenen Einspeisetarife für Ökostromanlagen auf Basis von fester und flüssiger Biomasse oder Biogas liegt bei 15 Jahre und für Ökostromtechnologien auf Basis von Windkraft, Photovoltaik, Geothermie und Kleinwasserkraft mit einer Engpassleistung von bis zu 2 MW bei 13 Jahren. Die Vergütung erfolgt laut Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 entsprechend der von der Anlage erzeugten und in das öffentliche Netz abgegebenen Strommenge. Die höchste Einspeisevergütung mit 18,12 Cent/kWh wird für Photovoltaikanlagen refundiert, gefolgt von 14,92 Cent/kWh für Biomasseanlagen und 9,45 Cent/kWh für Windkraftanlagen. Die Einspeisevergütung für Wasserkraftanlagen ist gestaffelt und beträgt 10,55 – 5,53 Cent/kWh.

Nachdem Investitionskosten, Stromgestehungskosten und Einspeisetarife der vier untersuchten Ökostromanlagen ermittelt wurden, konnte eine statische Investitionsrechnung durchgeführt werden. Dafür wurden zusätzlich noch Investitionszuschüsse, Betriebskosten, Rohstoffkosten für feste Biomasse und der Jahresenergieertrag der Anlagen erhoben. Der Investitionszuschuss beträgt für Photovoltaikanlagen 100.000,00 € und für Wasserkraft- oder Biomasseanlagen 1.000.000,00 €. Für Windkraftanlagen wird kein Investitionszuschuss gewährt. Die Betriebskosten sind für alle vier Ökostromanlagen mit 1,5 bis 2 % der Investitionskosten anzusetzen. Im Februar 2014 liegt der Rohstoffpreis von Holzhackschnitzel, um eine MWh Energie zu erzeugen, bei 30,00 €. Den höchsten Jahresenergieertrag erzielt die Biomasseanlage mit 12.000 MWh, gefolgt von der Windkraftanlage mit 4.000 MWh und dem Wasserkraftwerk mit 3.000 MWh. Die Photovoltaikanlage erzeugt 475 MWh Strom im Jahr. Für die Berechnung der statischen Amortisationszeit wurden alle anfallenden Kosten den durchschnittlichen jährlichen Rückflüssen gegenübergestellt. Für die Biomasseanlage ergab die Berechnung eine Amortisationszeit von 5,6 Jahre, für die Windkraftanlage 7,5 Jahre, für die Photovoltaikanlage 9,6 Jahren und für das Wasserkraftwerk 26,6 Jahre. Beim Vergleich der Amortisationszeiten sind jedoch die unterschiedlichen Lebensdauern der Anlagen zu berücksichtigen. Die niedrigste Nutzungsdauer entfällt mit 15 Jahren auf Biomasseanlagen, gefolgt von Windkraftanlagen mit 20 Jahren und Photovoltaikanlagen mit 25 Jahren. Für Wasserkraftanlagen ist mit einer Lebensdauer von 60 bis 100 Jahren zu rechnen. Der höchste Gewinn kann mittels Biomasseanlage mit rund 654.000,00 € erzielt werden. Die Gewinne für Wind- und Wasserkraftanlagen liegen im Bereich von 140.000,00 € bis 190.000,00 €. Photovoltaikanlagen erzielen einen jährlichen Gewinn von 37.000,00 €.

Neben den technischen und wirtschaftlichen Bewertungen von Ökostromanlagen ist auch der Aspekt des möglichen Imagegewinnes durch Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern miteinzubeziehen. Ein Konzern der weltweit vertreten ist, hat eine nachhaltige Verantwortung gegenüber der Gesellschaft und kann diese aktiv durch den Einsatz von Ökostromanlagen an Industriestandorten vorleben. Zusätzlich kann es sich von anderen Unternehmen klar differenzieren und sich somit gezielt Wettbewerbsvorteile verschaffen. Eine offensive Kommunikationsstrategie kann das Unternehmen im ökologischen Bereich als innovativ und klimafreundlich positionieren. Der Bevölkerung kann diese nachhaltige Unternehmensstrategie z.B. durch eine Zertifizierung des Ökostroms sachlich und plakativ vermittelt werden. Die überwiegende Mehrheit aller Interessensgruppen, von Konsumenten über Mitbewerber zu Anrainer der Anlagen, ist gegenüber Ökostromanlagen aufgeschlossen und unterstützt deren Ausbau. Sie stehen erneuerbaren Energien hoffnungsvoll, aber nicht ganz unbeschwert gegenüber. Ein Imagegewinn kann daher nur dann erfolgen, wenn die Lebensqualität der Bevölkerung nicht unter der Errichtung von Ökostromanlagen leidet, die Verteilung von Kosten und Nutzen plausibel ist und die Bevölkerung während der Planungsphase umfangreich informiert wird.

Durch den Vergleich der technischen Ausbaukonzepte und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen konnten Anforderungen an Ökostromanlagen ermittelt werden, die anhand einer Nutzwertanalyse für die vier untersuchten Ökostromanlagen gewichtet wurden. Das Ergebnis der Nutzwertanalyse weist den höchsten Nutzen für Biomasseanlagen für den Standort Donawitz aus. Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen befinden sich an zweiter und dritter Stelle der Analyse. Der Bau eines Wasserkraftwerkes entlang des Vordernbergerbachs weist den geringsten Nutzen für das Unternehmen auf.

Für eine Handlungsempfehlung für die voestalpine Stahl Donawitz GmbH ist zu überprüfen, ob die technischen Ausbaukonzepte am Standort umsetzbar sind und ob mit der derzeitigen Fördersituation von Ökostromanlagen die Umsetzung wirtschaftlich ist. Eine Biomassevergasungsanlage ist am Standort technisch umsetzbar, da das erforderliche Potenti-

al, die benötigte Fläche für die Anlage und ein Netzanschluss vorhanden sind. Die Amortisationszeit von Biomasseanlagen kann zwar von keiner anderen Anlage unterschritten werden, sie sind aber erst wirtschaftlich, wenn bei den Investitionskosten eingespart werden kann.

Das Ausbaukonzept von Photovoltaikanlagen zeigt, dass eine ausreichende Globalstrahlung, Fläche und ein geeigneter Netzanschluss am Standort gegeben sind. Daher sind Photovoltaikanlagen technisch umsetzbar. Auf Grund des niedrigen Gewinnes und einer Amortisationszeit von über neun Jahren ist der Bau von Photovoltaikanlagen am Standort nicht zu empfehlen. Die technische Realisierbarkeit von Windkraftanlagen ist, auf Grund der Mindesthöhe des Standortes von 1.400 m und der Errichtung neuer Netzanschlüsse für die abgelegenen Standorte, mit erheblichem Aufwand verbunden. Windkraftanlagen werden für den Standort erst wirtschaftlich, wenn die Einspeisevergütungen erhöht oder Investitionszuschüsse gewährt werden. Der Bau einer Wasserkraftanlage entlang des Vorderbergerbachs ist aus technischer und wirtschaftlicher Sicht nicht zu empfehlen. Das Wasserkraftpotenzial ist auf Grund der bereits vorhandenen Kraftwerke entlang des Vorderbergerbachs eingeschränkt und die Amortisationszeit von über 26 Jahren ist zu hoch.

Die allgemeinen Vorteile von Ökostromanlagen für Industriestandorte können nach ökonomischen, ökologischen und sozialen Aspekten gegliedert werden. Durch die direkte Nutzung des erzeugten Ökostroms am Industriestandort wird der Standort unabhängiger von steigenden Strompreisen und von Leistungsschwankungen am Stromnetz. Dies ermöglicht eine längerfristige stabile Planung. Durch eine Ressourcenreduktion kann der Standort eine höhere Ressourceneffizienz erreichen. Da Sonne, Wind und Wasser unendliche, saubere und regenerative Rohstoffe sind, trägt der Standort mit dem Einsatz von Ökostrom, zu CO₂-Minderungszielen bei. Der gezielte Einsatz von Ökostrom kann die Beziehung zu den Interessensgruppen stärken, nachhaltigkeitsorientierte Investoren können gewonnen werden. Ein sichtbar ökologisch geführter Industriestandort kann von der Öffentlichkeit durch starkes Vertrauen belohnt werden. Werden Ökostromanlagen auch als wichtige strategische Ressource gesehen und diese Strategie offen nach außen kommuniziert, kann der Industriestandort dadurch einen Imagegewinn erzielen.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurden keine Messungen der Windgeschwindigkeiten an den fünf ausgewählten Standorten, für Windkraftanlagen im Raum Leoben, durchgeführt. Die Erhebung der Windgeschwindigkeiten und eine damit einhergehende detaillierte Analyse der Standorteigenschaften in diesen Gebieten stellt eine gesonderte Aufgabenstellung dar. Die gesellschaftliche Meinung über Ökostromanlagen im Raum Leoben könnte mittels Umfrage abgeklärt werden. Eine Imagestudie über erneuerbare Energien wäre hier von Interesse.

Literaturverzeichnis

- AIT (Hrsg.) (2012): Emerging Technologies for Electric Energy Systems, Österreich 2012.
- Austrian Map Online (2013): Gebiet Leoben ÖK 500. URL: <http://www.amap.at/amap/index.php?SKN=1&XPX=637&YPX=492> (Zugriff: 12.08.2013).
- Bioenergieservice (2014): Flächeneffizienz von Biogas. URL: <http://biogas.bioenergie-serviceagentur.de/ueber-biogas/biogasgewinnung.html> (Zugriff: 12.11.2013).
- Bioenergy 2020+ (2011): Biomasseverfügbarkeit zur Versorgung einer großen Biomassevergasungsanlage in Österreich. URL: http://www.bioenergy2020.eu/files/publications/pdf/120711_BioH2_BerichtM2_Biomasseversorgung_publizierbar_final.pdf (Zugriff: 06.02.2014).
- Bioreact GmbH (2013): Statistik-Beispiel Flächenbedarf für Biomasse. URL: <http://www.biogaswissen.de/> (Zugriff: 12.11.2013).
- BIOS Bioenergiesysteme (2013a): Beschreibung der Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis des Dampfturbinenprozesses. URL: <http://www.bios-bioenergy.at/de/strom-aus-biomasse/dampfturbine.html> (Zugriff: 05.08.2013).
- BIOS Bioenergiesysteme (2013b): Überblick Biomassevergasung. URL: <http://www.bios-bioenergy.at/de/biomassevergasung.html> (Zugriff: 08.08.2013).
- BMU (2004): Erneuerbare Energien – Innovationen für die Zukunft. URL: http://www.dlr.de/Portaldata/41/Resourcen/dokumente/institut/system/publications/broschuere_ee_innov_zukunft.pdf (Zugriff: 03.09.2013).
- Böhning, D.; Beckmann, M. (2009): Dezentrale Biomassevergasung – Teerabbau durch primäre und sekundäre Maßnahmen. In: Thomé-Kozmiensky, K. J.; Beckmann, M. (Hrsg.): Erneuerbare Energien. Band 2, Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky. ISBN 978-3-935317-43-6, S. 299 – 320.
- Carstensen, P. (2008): Investitionsrechnung kompakt – Eine anwendungsorientierte Einführung. 1. Aufl., Wiesbaden: GWV Fachverlage GmbH. ISBN 978-3-8349-1220-6.
- Centrales Agrar- Rohstoff- Marketing- und Energie-Netzwerk (2014): Preisentwicklung bei Holzhackschnitzel. URL: <http://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/holzbriketts> (Zugriff: 12.02.2014).
- Cleanst Gas (2013a): Die effiziente Holzverstromungs-Anlage mit der innovativen Cleanstgas Technologie. URL: http://www.cleanstgas.com/fileadmin/pdf/IB_Cleanstgas_2013_A4_AT_Low.pdf (Zugriff: 08.08.2013).
- Cleanst Gas (2013b): Anforderungen – Biomassevergasung. URL: <http://www.cleanstgas.com/technologie/biomassevergasung.html> (Zugriff: 08.08.2013).
- Das Land Steiermark (2013): Richtlinie für die Direktförderung von Photovoltaikanlagen. URL: http://www.technik.steiermark.at/cms/dokumente/11805031_59689784/d7782646/RL%20Photovoltaik%2001.07.-30.12.2013.pdf (Zugriff: 01.08.2013).

- Die Welt (2013): Öttinger will die Förderung von Ökostrom kappen. URL: <http://www.welt.de/wirtschaft/article121577413/Oettinger-will-die-Foerderung-von-Oekostrom-kappen.html> (Zugriff: 06.11.2013).
- Digitaler Atlas Steiermark (2013): Gewässerverlauf des Vordernbergerbaches. URL: <http://gis2.stmk.gv.at/atlas/%28S%28mps5ds55pmnlnq45ozkm3x55%29%29/init.aspx?karte=gew&ks=das&cms=da&massstab=800000> (Zugriff: 02.09.2013).
- Dornack, C. (2011): Biogas – Die Prozesskette von der Sammlung bis zur Abwasserentsorgung. In: Thomé-Kozmiensky, K.J.; Beckmann, M. (Hrsg.): Erneuerbare Energien – Biomasse und Biogas, Ersatzbrennstoffe, Windenergie. Band 6, Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky. ISBN 978-3-935317-65-8, S. 133 – 151.
- ecowatt (2013): Machbarkeitsstudie – Möglichkeiten der Photovoltaik-Nutzung voestalpine Stahl Donawitz GmbH, Standort Donawitz. Auftragnehmer: ecowatt erneuerbare energien GmbH, Bearbeiter: DI (FH) Tamara Zuser.
- Enercon (2013): Technische Daten E-70. URL: <http://www.enercon.de/de-de/61.htm> (Zugriff: 17.09.2013).
- Energie-Control Austria (2009a): Basiswissen Ökostrom. URL: <http://www.e-control.at/de/konsumenten/oeko-energie/basiswissen/oekostrom-arten> (Zugriff: 20.04.2013).
- Energie-Control Austria (2009b): Aktueller Marktpreis gem. § 20 Ökostromgesetz. URL: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/news/themen-archiv/oeko-energie-news/aktueller-marktpreis-q-2-2011> (Zugriff: 05.08.2013).
- Energie-Control Austria (2009c): Ausbauziele der EU bis 2020. URL: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/oeko-energie/oekostrom-ausbauziele> (Zugriff: 06.11.02013).
- Energie-Control Austria (2011): Stromerzeugung in Österreich 1990 – 2010. URL: <http://www.e-control.at/de/statistik/oeko-energie/energieversorgung-und-erneuerbare-energien> (Zugriff: 20.04.2013).
- Energie Zotter (2013): KW Vordernbergerbach. URL: <http://www.zotterbau.at/umgesetzte-projekte/kw-vordernbergerbach/> (Zugriff: 21.08.2013).
- ESHA (Hrsg.) (2004): Handbuch zur Planung und Errichtung von Kleinwasserkraftwerken, Belgien 2004.
- Europäisches Zentrum für Erneuerbare Energie (2008): Biomassekraftwerk Güssing – Wirbelschichtdampfvergasung (Thermische Vergasung). URL: http://www.eee-info.net/cms/netautor/napro4/appl/na_professional/parse.php?mlay_id=2500&mdoc_id=1000043 (Zugriff: 08.08.2013).
- Fraunhofer Institut Umsicht (2005): Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Band 3, Wuppertal, Leipzig, Oberhausen, Essen.
- Friedrichs, S. (2005): Nachhaltigkeit als Impulsgeber für ein Relationship Marketing. In: Hülsmann, M. (Hrsg.): Forschungsbeiträge zum Strategischen Management, Bd. 7, Bremen. ISBN 3-938786-03-5.
- Frühwald, O.; Ulrich, C. (2007): Leitfaden zur Errichtung von Windkraftanlagen in der Steiermark. (Hrsg.): LandesEnergieVerein Steiermark. Gratwein: ecowatt erneuerbare energien GmbH.

- Geissmann, M.; Huber, S. (2011): Soziale Akzeptanz von Windenergie – Erfolgsfaktoren und Good-Practice-Beispiele aus einer Arbeitsgruppe der Internationalen Energieagentur IAE. In: Bulletin 3/2011, S. 8 – 11.
- Giesecke, J.; Mosonyi, E. (2009): Wasserkraftanlagen – Planung, Bau und Betrieb. 5. Aufl., Berlin: Springer. ISBN 978-3-540-88988-5.
- Google Earth (2013): Luftbildaufnahmen der Hallendächer der voestalpine Sahl Donawitz GmbH. Zugriff: 08.06.2013.
- Götze, U. (2008): Investitionsrechnung – Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben. 6. Aufl., Berlin: Springer. E-Book ISBN 978-3-540-78873-7.
- Graf, M. (2013): Die Herausforderungen bei den Erneuerbaren – Forderung nach einem neuen Förderregime. URL: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/presse/dokumente/pdfs/01_E-Control_%C3%96kostrom%20Enquete_15%2004%202013_Graf%20E-Control_final_handout.pdf (Zugriff: 06.11.2013).
- Graw, K.U. (2007): Wellenkraftwerke – Energiereservoir Ozean. In: Bührke, T.; Wengenmayr, R. (Hrsg.): Erneuerbare Energie – Alternative Energiekonzepte für die Zukunft. Weinheim: WILEY-VCH Verlag. ISBN 978-3-527-40727-9, S. 72 – 78.
- Habersack, H.; Wagner, B.; Hauer, C.; Jäger, E. (2012): Wasserkraft in Österreich – aktueller Bestand und Decision Support System (DSS WASSERKRAFT). Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft, Vol. 64, Issue 5-6, S. 336-343.
- Hau, E. (2008): Windkraftanlagen – Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. 4. Aufl., Berlin: Springer. ISBN 978-3-540-72150-5.
- Heesen, B. (2012): Investitionsrechnung für Praktiker – Fallorientierte Darstellung der Verfahren und Berechnungen. 2. Aufl., Wiesbaden: Gabler Verlag/Springer Fachmedien. E-Book ISBN 978-3-8349-4039-1.
- Huenges, E. (2007): Geothermische Stromerzeugung – Energie aus der Tiefe. In: Bührke, T.; Wengenmayr, R. (Hrsg.): Erneuerbare Energie – Alternative Energiekonzepte für die Zukunft. Weinheim: WILEY-VCH Verlag. ISBN 978-3-527-40727-9, S. 52 – 58.
- Hübner, G.; Müller, M. (2011): Erneuerbare Energien und Ökostrom - zielgruppenspezifische Kommunikationsstrategien. In: Abschlussbericht zum BMU-Vebundprojekt: Modul I – Analyse der Konsumentenentscheidungen für Erneuerbare Energien.
- IG Windkraft (2013a): Windkraft in Österreich – Die Energie des 21. Jahrhunderts. URL: <http://www.igwindkraft.at/redsystem/mmedia/2013.01.15/1358238218.pdf> (Zugriff: 22.07.2013).
- IG Windkraft (2013b): Windkraft in Österreich – Die Energie des 21. Jahrhunderts. URL: <http://www.igwindkraft.at/redsystem/mmedia/2013.01.28/1359368534.pdf> (Zugriff: 05.09.2013)
- Kaltschmitt, M.; Streicher, W. (2006): Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 4. Aufl., Berlin: Springer. ISBN 3-540-28204-1.
- Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (2009): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren. 2. Aufl., Berlin: Springer. ISBN 978-3-540-85094-6.
- Kleinwasserkraft Österreich (2008a): Vorteile der Kleinwasserkraft. URL: <http://www.kleinwasserkraft.at/umwelt> (Zugriff: 12.08.2013).

- Kleinwasserkraft Österreich (2008b): Turbinentypen. URL: <http://www.kleinwasserkraft.at/turbinentypen> (Zugriff:12.08.2013).
- Kosinowski, M.; Ranke, U. (2012): Geothermische Energie – Auf dem Weg zu einer kohlenstoffärmeren Energieversorgung. Akademie für Geowissenschaften und Geotechnologien, Veröffentlichungen Heft 29. ISBN 978-3-510-95996-9.
- Kost, C.; Schlegl, T.; Thomsen, J.; Nold, S.; Mayer, J. (2012): Studie - Stromgestehungskosten – Erneuerbare Energien. Version: 30. Mai 2012. Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE.
- Kühn, M. (2007): Windenergie – Rückenwind für zukunftsfähige Technik. In: Bürke, T.; Wengenmayr, R. (Hrsg.): Erneuerbare Energie – Alternative Energiekonzepte für die Zukunft. Weinheim: WILEY-VCH Verlag. ISBN 978-3-527-40727-9, S. 12 – 18.
- LandesEnergieVerein (2005): Windeignungsgebiete Steiermark. URL: http://www.lev.at/Download/windeignsfl_290305.pdf (Zugriff: 22.07.2013).
- Leoben Stadt (2013): Förderrichtlinien Photovoltaikanlagen. URL: <http://www.leoben.at/fileadmin/redakteure/formulare/facility/Foerderungsrictlinien-Fotovoltaik.pdf> (Zugriff: 01.08.2013).
- LGBL 72/2013: Landesgesetzblatt 2013. Entwicklungsprogramm für den Sachbereich Windenergie.
- Maßong, F. (2005). Rechenhilfe für den geeigneten Abstand von PV-Modulreihen am Flachdach oder auf einer Freifläche. URL: www.karena.de/downloads/rechenhilfe_verschattung_dachtabellen.xls (Zugriff: 09.12.2013).
- Mertens, K. (2011): Photovoltaik – Lehrbuch zu Grundlagen, Technologien und Praxis. München: Carl Hanser Verlag. E-Book-ISBN 978-3-446-42904-8.
- NGP (2009): Nationaler Gewässerbewirtschaftungsplan. BMLFUW-UW.4.1.2/0011-I/4/2010.
- Obernberger, I. (2000): Thermische Nutzung fester biogener Brennstoffe. In: VDI Schriftenreihe (Hrsg.): Regenerative Energien in Ungarn und in Deutschland. Düsseldorf: VDI Verlag GmbH. ISBN 3-931384-32-2, S. 59 – 101.
- Obernberger, I.; Hammerschmid, A. (1999): Dezentrale Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien – Potential, Einsatzgebiete, technische und wirtschaftliche Bedeutung. Graz: dbv-Verlag. ISBN 3-7041-0261-X.
- OeBMV (2013): Holz-Strom – Flexibel, sicher, leistbar, umweltfreundlich. URL: <http://www.biomasseverband.at/publikationen/falter/> (Zugriff: 06.02.2014).
- OeMAG (2012): Ökostrom-Einspeisemengen und –Vergütungen in Österreich. URL: <http://www.oem-ag.at/oemag/statistik/einspeisemengen/2012-q4.jpg> (Zugriff: 05.08.2013).
- OeMAG (2013a): Stromerzeuger. URL: <http://www.oem-ag.at/de/marktteilnehmer/stromerzeuger> (Zugriff: 05.08.2013).
- OeMAG (2013b): Investitionszuschuss Photovoltaik. URL: <http://www.oem-ag.at/oemag/photovoltaik/information-investitionszuschuss-pv.pdf> (Zugriff: 05.08.2013).

- OeMAG (2013c): Ablauf Förderung PV-Anlagen. URL: http://www.oemag.at/de/foerderantrag/ablauf_foerderung_photovoltaikanlagen (Zugriff: 05.08.2013).
- OeMAG (2013d): Antragsformular. URL: http://www.oemag.at/oemag/photovoltaik/antragsformular-neu_20130101.pdf (Zugriff: 05.08.2013).
- OeMAG (2013e): Neuigkeiten – Photovoltaik Antragstellung 2013. URL: <http://www.oem-at.at/de/neues> (Zugriff: 05.08.2013).
- OeMAG (2013f): Investitionszuschuss für Kleinwasserkraftanlagen gemäß § 26 Ökostromgesetz. URL: http://www.oemag.at/oemag/investitionsfoerderung/informationsblatt-investitionsfoerderung-kleinwasserkraft_oesg2012.pdf (Zugriff: 05.08.2013).
- OeMAG (2013g): Investitionszuschüsse für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gemäß § 7 KWK-Gesetz. URL: www.oemag.at/oemag/investitionsfoerderung/informationsblatt_investitionsfoerderung_kraft-waermekopplung.pdf (Zugriff: 05.08.2013).
- ÖSET-VO 2012: Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012.
- ÖSG 2012: Ökostromgesetz 2012.
- Pitz-Paal, R. (2007): Solarthermische Kraftwerke – Wie die Sonne ins Kraftwerk kommt. In: Bührke, T.; Wengenmayr, R. (Hrsg.): Erneuerbare Energie – Alternative Energiekonzepte für die Zukunft. Weinheim: WILEY-VCH Verlag. ISBN 978-3-527-40727-9, S. 24 – 31.
- Poggensee, K. (2009): Investitionsrechnung – Grundlagen – Aufgaben – Lösungen. 1. Aufl., Wiesbaden: GWV Fachverlage GmbH. ISBN 978-3-8349-1016-5.
- Rauch, C. (2012): Corporate Sustainable Branding. Wiesbaden: Gabler Verlag, Springer Fachmedien. ISBN 978-3-849-4077-3.
- Regenerative Zukunft (2011): Investitionskosten von Wasserkraftanlagen. URL: <http://www.regenerative-zukunft.de/erneuerbare-energien-menu/wasserkraft> (Zugriff: 18.07.2013).
- Reinboth (2009): Berechnung der Windgeschwindigkeit auf Höhe der Rotornabe. URL: <http://scienceblogs.de/frischer-wind/2009/10/12/wie-berechnet-man-die-hohenabhangige-windgeschwindigkeit/> (Zugriff: 03.12.2013).
- Renewable Power Technologies (2013): Biomasse Vergasung – Wasserdampf Wirbelschicht. URL: <http://www.repotec.at/index.php/biomasse-vergasung-wasserdampf-wirbelschicht.html> (Zugriff: 08.08.2013).
- Romberg, M; Reiter, U. (2013): Die Betriebs- und Investitionskosten von Windanlagen – Das Spannungsfeld zwischen den Realisierungschancen und der Rentabilität. Bulletin 3/2013.
- Solaranlagen-Portal (2013a): Solarmodule – Photovoltaik Systeme im Themenüberblick. URL: <http://www.solaranlagen-portal.com/solarmodule/systeme> (Zugriff: 08.06.2013).
- Solaranlagen-Portal (2013b): PV Montagesysteme – Unterkonstruktion für Photovoltaik. URL: <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik-grossanlage/montagesysteme> (Zugriff: 08.06.2013).

- Solaranlagen-Portal (2013c): Monokristallin, Polykristallin, Dünnschicht und CIGS im Vergleich. URL: <http://www.solaranlagen-portal.com/solarmodule/systeme/vergleich> (Zugriff: 08.06.2013).
- Solaranlagen-Portal (2013d): Wechselrichter – Das Herz einer Photovoltaikanlage. URL: <http://www.solaranlagen-portal.com/wechselrichter> (Zugriff: 08.06.2013).
- Solaranlagen-Portal (2013e): Kosten von Photovoltaikanlagen. URL: <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/kosten> (Zugriff: 06.11.2013).
- Sorger, M. (2013): Das Ökostromgesetz 2012 und seine Auswirkungen. URL: http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2013/uploads/fullpaper/P_4_Sorger_Michael_30-Jan-2013_16:31.pdf
- Stober, I.; Bucher, K. (2012): Geothermie. Berlin: Springer. E-Book-ISBN 978-3-642-24331-8.
- Theissing, M. (2009): Potenzialerhebung Windenergienutzung im näheren Umfeld des Standortes Donawitz. Studie erstellt im Auftrag der voestalpine Stahl Donawitz GmbH. Technisches Büro für Maschinenbau. Bearbeiter: DI Dr. Theissing-Brauhart I., DI Dr. Theissing, M.
- Tichler, R.; Kollmann, A. (2005): Volkswirtschaftliche Aspekte der Nutzung von Kleinwasserkraft in Österreich. Johannes Kepler Universität Linz: Energie Institut.
- TÜV Austria (2013): Ökostrom und Biogaszertifizierung. URL: <http://www.tuev.at/start/browse/de/Webseiten/TUV%20Austria%20Holding/Dienstleistungen/Elektrotechnik/Oekostrom-und-Biogas-Zertifizierung> (Zugriff: 30.08.2013).
- Umweltdachverband (2013): Wasserkraftwerksliste des Umweltdachverbandes. URL: <http://www.umweltdachverband.at/themen/wasser/wasserkraft/uwd-wasserkraftwerksliste/> (Zugriff: 21.08.2013).
- Unabhängige Photovoltaik Beratung (2013): Photovoltaik Preise 2013. URL: <http://www.photovoltaik.org/wirtschaftlichkeit/photovoltaik-preise> (Zugriff: 19.08.2013).
- Verbund (2013): Laufkraftwerk Vordernberg. URL: <http://www.verbund.com/pp/de/laufkraftwerk/vordernberg> (Zugriff: 21.08.2013).
- Verein für nachhaltige Energiewirtschaft (2013): Aufbau einer Windkraftanlage. URL: <http://www.strom.org/infografik/aufbau-einer-windkraftanlage/> (Zugriff: 16.09.2013)
- Vestas (2013): Produktbroschüre 2MW GridStreamer. URL: http://www.vestas.com/Files//Filer/DE/Brochures/2013/Gridstreamer_D_08_2012.pdf (Zugriff: 17.09.2013).
- VKÖ (2013): E-Control über die Zukunft der Ökostromförderung. URL: http://www.vkoe.at/media/file/385_tmp84DF.html (Zugriff: 06.11.2013).
- Wesselac, V.; Voswinckel, S. (2012): Photovoltaik – Wie Sonne zu Strom wird. Berlin: Springer. E-Book-ISBN 978-3-642-24297-7.
- Wikipedia (2005): Windkraftanlage – Typenklasse. URL: http://de.wikipedia.org/wiki/Windkraftanlage#Typenklasse_.28Windklasse29 (Zugriff: 22.07.2013).

- Windheimat (2013): Daten und Fakten über den Windpark Hochpürschtling. URL: <http://www.windheimat.at/ueber-uns/fakten-daten> (Zugriff: 15.11.2013).
- Wisa – Lebensministerium (2006) O12.1: Ergebnis der Risikoanalyse. URL: <http://wisa.lebensministerium.at/article/articleview/46308/1/13432/> (Zugriff: 06.11.2013).
- Wisa – Lebensministerium (2006) O13.1: Kandidaten für künstlich – erheblich veränderte Oberflächenwässer. URL: <http://wisa.lebensministerium.at/article/articleview/46307/1/13432/> (Zugriff: 06.11.2013)
- Wunderlich, C. (2012): Akzeptanz und Bürgerbeteiligung für Erneuerbare Energien - Erkenntnisse aus Akzeptanz- und Partizipationsforschung. In: *Renews Spezial*, November 2012, Ausgabe 60, S. 1 – 21.
- Wüstenhagen, R. (2000): *Ökostrom – Von der Nische zum Massenmarkt: Entwicklungsperspektiven und Marketingstrategien für eine zukunftsfähige Elektrizitätsbranche*. Zürich: vdf Hochschulverlag an der ETH. ISBN 3-7281-2777-9.
- ZAMG (2013): Häufigkeitsverteilung der Windstärke und Windrichtung. Studie erstellt im Auftrag der voestalpine Stahl Donawitz GmbH.
- Zeymer, M.; Rönsch, S.; Klemm, M. (2009): Nutzung fester Brennstoffe in kleintechnischen KWK-Anlagen. URL: http://www.bioenergie-regionen.de/fileadmin/bioenergie-regionen/dateien/Vortrag_2010-03-09_Feste_Biomasse_in_kleintechnischer_KWK_DBFZ.pdf (Zugriff: 08.08.2013).

