Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e. V.

Erneuerbare Energien

Gesamtüberblick der Technischen Versicherer im GDV
über den technologischen Entwicklungsstand
und das technische Gefährdungspotenzial

9. Auflage 2017

GDV
DIE DEUTSCHEN VERSICHERER

Erneuerbare Energien

Gesamtüberblick der Technischen Versicherer im GDV
über den technologischen Entwicklungsstand
und das technische Gefährdungspotenzial

9. Auflage 2017

GDV
DIE DEUTSCHEN VERSICHERER

Die Autoren haben mit größter Sorgfalt die Texte und Abbildungen erarbeitet. Die Quellenangaben wurden nach bestem Wissen und Gewissen gemacht und geprüft. Dennoch können Fehler nicht völlig ausgeschlossen werden. Die Autoren und der Verlag übernehmen deshalb weder eine juristische Verantwortung noch irgendeine Garantie für die Informationen und Abbildungen, weder ausdrücklich noch unausgesprochen in Bezug auf die Qualität, Durchführung oder Verwendbarkeit für einen bestimmten Zweck.

Impressum

Redaktionsstand: April 2017

Herausgeber
Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e. V. (GDV)

Verantwortlich
Kommission Technische Versicherungen

Redaktion
Thorsten Land

Lektorat, Satz und Layout
Rotkel Textwerkstatt

Umschlag Titelbild: Fotolia 39442573
Umschlag Rückseite: Fotolia 28146866

GDV
Wilhelmstraße 43/43 G
10117 Berlin
Tel.: +49 / 30 / 2020 - 5341
Fax: +49 / 30 / 2020 - 6341
t.land@gdv.de

www.gdv.de

ISBN: 978-3-939163-74-9
Schutzgebühr: 25,00 €

INHALTSVERZEICHNIS

I	Vorwort	13
II	Windkraftanlagen	17
III	Photovoltaikanlagen	61
IV	Biomasse	85
V	Biogas	97
VI	Brennstoffzellen	119
VII	Geothermie	137
VIII	Smart Grid	157
IX	Betriebsunterbrechungsrisiken im Bereich der Erneuerbaren Energien	175
X	Abkürzungsverzeichnis	197

MITWIRKENDE

Guido Gerstacker	Düsseldorf
Thorsten Land (Redaktion)	Berlin
Jörg Michaels	Hannover
Dietrich-Uwe Oppers	Düsseldorf
Matthias Petzsch	Hannover
Thomas Raatgering	Wiesbaden
Manfred Schäfer	Bremen

Inhaltsverzeichnis

I Vorwort

II Windkraftanlagen onshore

1 Einführung 19

2 Grundsätzliche Unterschiede in den Anlagenkonzepten 19
2.1 Windenergieanlagen mit Getriebe und schnell laufender Abtriebswelle 19
2.2 Windenergieanlagen mit Getriebe und langsam laufender Abtriebswelle 20
2.3 Getriebelose Windenergieanlagen 20

3 Bauelemente 21
3.1 Fundament 21
3.2 Turm 22
3.3 Chassis/Gondel 23
3.4 Gondel – Nachführung (Azimutantrieb) 23
3.5 Rotornabe 23
3.6 Rotor 24
3.7 Hauptlager 24
3.8 Hauptwelle (auch Rotorwelle) 25
3.9 Hauptgetriebe 25
3.9.1 Getriebekonzept für konstante Abtriebsdrehzahl ohne Umrichter 26
3.10 Hydraulikanlage 27
3.11 Bremsen 27
3.12 Generator 27
3.13 Elektrische Anlagen 27
3.14 Verkabelung (Parkverkabelung und externe Anbindung) 29
3.15 Übergabestation 30
3.16 Werteverteilung in der Windenergieanlage 30

4 Betriebssicherheit 31
4.1 Wartung 31
4.2 Blitzschutz der Windenergieanlage 31
4.3 Brandschutzsysteme 32
4.4 Bremssysteme 33
4.5 Condition Monitoring 33
4.6 Ölpartikelzählung 35

5 Stand der Entwicklung 35
5.1 Landgebundene Windenergieanlagen 35

6 Schadenpotenzial 37

7 Schadenszenarien 39
7.1 Rotorblätter 39
7.2 Getriebe und Rotorhauptlager 40
7.3 Generator 42
7.4 Elektrische Einrichtungen 43
7.5 Diebstahl 45
7.6 Fundamente 45
7.7 Totalschäden 47

8 Quellenangaben 47

II Windkraftanlagen offshore

9 Aktive Begleitung durch die Versicherungsindustrie 49

10 Stand der Technik 49
10.1 Turbinen 49
10.2 Gründungen und Fundamente 50
10.2.1 Monopile 50
10.2.2 Schwerkraftfundamente 50
10.2.3 Tripile 51
10.2.4 Tripod (Dreifuß) 51
10.2.5 Suction Bucket 52
10.2.6 Jacket 52
10.2.7 Schwimmfundamente 52
10.3 Seekabel und Landanbindung 53
10.3.1 Parkinterne Substation und Konverterstation 54

11 Errichtung 55
11.1 Vorgehensweise bei der Errichtung 55
11.1.1 Installation der Fundamente 55
11.1.2 Offshore Substation 55
11.1.3 Verlegung der Seekabel 56
11.1.4 Installation der Türme und Turbinen 56
11.2 Gefahren und Schäden in der Errichtungsphase 56
11.3 Risikobegleitung 57

12 Betrieb 58
12.1 Service- und Wartungsverträge 58
12.2 Rückwirkungsschäden 58
12.3 Kumulbetrachtungen 59

III Photovoltaikanlagen

1 Einleitung 63

2 Zellen und Module 63
2.1 Gebräuchliches Zellmaterial, Wirkungsgrad, Lebensdauer und Marktanteil 65
2.2 Organische Solarzellen 65
2.3 Photothermie (PVT) 65
2.4 Transparente Module 65
2.5 Andere Sonderbauformen 66
2.6 Gebäudeintegrierte Module 66
2.7 Leistungsverluste (Degradation) 66
2.8 Messung der Einstrahlung 67
2.9 Kanten- und Rückseitenversiegelung 67
2.10 Folienqualität 67
2.11 Browning/Yellowing 68
2.12 Hotspots 68
2.13 Schneckenspuren 69
2.14 Mikrorisse 69
2.15 Delamination 69
2.16 Ammoniak 70
2.17 Modulrahmen 70
2.18 Modulanschlussdose und Kabelaustritt 70
2.19 Steckverbinder 71
2.20 Generatoranschlusskasten 71
2.21 Mittelspannungsrichtlinie des BDEW 71
2.22 Windeinfluss 72
2.23 Schneelast nach DIN EN 1991-1-3:2010-12 73

3 Wechselrichter 74
3.1 Wechselrichter mit Transformator 74
3.2 Wechselrichter ohne Transformator 74
3.3 Zusatzfunktionen 75
3.4 Installationsvorschriften 75
3.5 IP-Schutzarten nach DIN EN 60529/IEC 529 75
3.6 Wechselrichterzuverlässigkeit 76
3.7 Datenlogger 77

4 Montagesysteme 77
4.1 Einwirkungen und Lasten, Montagesysteme und Laminatverklebung 77
4.2 Nachführsysteme 78
4.2.1 Einachsige Nachführung 78
4.2.2 Zweiachsige Nachführung 78
4.3 Sturmsicherheit 78
4.4 Fassadenanlagen 79

5 Standsicherheitsnachweis (Statik) 79

6 Kabelanforderungen 80
6.1 Aluminiumkabel 80

7 Blitzstrom und Überspannung 81
7.1 Äußerer Blitzschutz 81
7.2 Innerer Blitzschutz 82
7.3 Erdungsanlagen 82
7.4 Normen für Blitzschutzanlagen 83

8 Ursachenverteilung und Schadenaufwand an Photovoltaikanlagen 83

IV Biomasse

1 Grundlagen 87

2 Energetische Nutzung 88
2.1 Feuerungstechniken 89
2.2 Wärme und Strom 90
2.3 Biogene Festbrennstoffe 93

3 Schadenpotenziale 93

4 Schadenerfahrungen 95

5 Fazit 96

6 Quellenangaben 96

V Biogas

1 Einführung/Grundlagen 99

2 Anlagentechnik 101
2.1 Landwirtschaftliche Biogasanlagen 101
2.2 Biogasaufbereitung und -einspeisung 103

3 Schadenerfahrungen 104
3.1 Gasgewinnung 104
3.2 Gasverwertung 109

3.3 Feuerschäden 111
3.4 Umweltschäden 112
3.5 Großschadenereignisse 113

4 Prävention 114
4.1 Wartungsverträge 114
4.2 Behälter-Revisionen 114
4.3 Thermografie 114
4.4 Ölanalysen vom Motorschmieröl 114
4.5 Blitz- und Überspannungsschutz 115
4.6 Flexible Stromproduktion (diskontinuierlicher Motorbetrieb) 115
4.7 Betreiberpflichten 116

5 GDV-Publikationen 116

6 Ausblick 117

7 Fazit 117

8 Quellenangaben 118

VI Brennstoffzellen

1 Brennstoffzellen 121

2 Brennstoffzellenfunktion 122

3 Übersicht 123
3.1 Polymerelektrolyt-BZ (PEMFC) 123
3.2 Hochtemperatur-PEM-Brennstoffzelle (HT-PEMFC) 126
3.3 Direkt-Methanol-Brennstoffzelle (DMFC) 127
3.4 Alkalische Brennstoffzelle (AFC) 127
3.5 Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC) 128
3.6 Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC) 128
3.7 Festoxidbrennstoffzelle (SOFC) 129

4 Gebäude-Energieversorgung mit Mini-BHKW 130

5 Marktübersicht und Aussichten 130

6 Betankungsinfrastruktur 131
6.1 Pkw 131
6.1.1 Marktentwicklung 131
6.1.2 Sicherheitsaspekte 132
6.2 Busse 133

6.3 Gabelstapler 133
6.4 Eisenbahn-Triebfahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb 133
6.5 Stationäre Anlagen 133
6.6 Notstromversorgung und mobile Anlagen 134
6.7 Großelektrolyseure 134

7 Ausblick 136

VII Geothermie

1 Energiepotenzial 139

2 Die Nutzungsarten 140
2.1 Oberflächennahe Geothermie 140
2.1.1 Arbeitsprinzipien von Wärmepumpen 141
2.1.2 Grundwasserwärmepumpen 142
2.1.3 Erdwärmekollektoren 142
2.1.4 Erdwärmesonden (EWS) 142
2.1.5 Kohlendioxid-Erdsonde 143
2.1.6 GRD-Verfahren 143
2.1.7 Erdberührte Betonbauteile, Energiepfähle 143
2.2 Prinzip der hydrothermalen Nutzung 144
2.3 Hot-Dry-Rock-Verfahren (HDR) 145

3 Projektierung einer hydrothermalen Anlage 146
3.1 Bohrablauf 147
3.2 Rotary-Bohrverfahren 147
3.3 Spülmitteleinsatz 147
3.4 Verrohrung bis zum Entnahmepunkt 147
3.5 Bohrlochmessungen 148
3.6 Stimulationsmaßnahmen 150
3.7 Multilaterale Bohrungen 150

4 Risiken der Bohrtechnik 151
4.1 Technologische Risiken 151
4.2 Geologische Risiken 151
4.3 Festwerden 152
4.4 Fangarbeiten 152
4.5 Fündigkeitsrisiko 152

5 Thermalwasserkreislauf 153

6 Geothermische Kraftwerke 154
6.1 Rankine-Kreislauf 154
6.2 Kalina-Kreislauf 155

VIII Smart Grid

Einleitung 159

1 Ausgangssituation 159

2 Die zukünftigen Anforderungen und Gestaltungen des Strommarktes 159
2.1 Energieerzeugung 160
2.1.1 Batteriespeicher 160
2.1.2 Carbon Capture and Storage (CCS) 162
2.1.3 Umwandlung von Energie in Gas (Power to Gas) 163
2.2 Stromnetze und Infrastruktur 165
2.3 Stromverbraucher 167

3 Auswirkungen auf den Bereich der Versicherungen 168

4 Fazit 172

5 Quellenangaben 173

IX Betriebsunterbrechungsrisiken im Bereich der Erneuerbaren Energien

Einleitung 177

1 Windenergieanlagen 178
1.1 Onshore 178
1.1.1 Technische Risiken 179
1.1.2 Naturgefahren 179
1.1.3 Behördliche Auflagen 179
1.1.4 Wartungsverträge 179
1.1.5 Schadenbetrachtung aus Sicht der Maschinenbetriebsunterbrechungsversicherung 180
1.2 Offshore 180
1.2.1 Besonderheiten von Standorten auf See 180
1.2.3 Beurteilung aus Sicht eines Maschinen-Betriebsunterbrechungs-Versicherers 182

2 Photovoltaikanlagen 185
2.1 Dachanlagen 185
2.1.1 Technische Risiken 185
2.1.2 Naturgefahren 185
2.1.3 Diebstahl 186
2.1.4 Gebäude 186
2.1.5 Schadenbetrachtung aus Sicht des Elektronik-Betriebsunterbrechungs-Versicherers 186

2.2 Bodenanlagen ... 187
2.2.1 Naturgefahren ... 187
2.2.2 Diebstahl ... 187
2.2.3 Schadenbetrachtung aus Sicht des Elektronik-Betriebsunterbrechungs-Versicherers ... 188

3 Biomasse ... 189
3.1 Biogasanlagen ... 189
3.1.1 Technische Risiken ... 189
3.1.2 Naturgefahren ... 189
3.1.3 Schadenbetrachtung aus Sicht des Maschinen-Betriebsunterbrechungs-Versicherers ... 189
3.2 Biomassekraftwerke ... 190
3.2.1 Technische Risiken ... 190
3.2.2 Naturgefahren ... 190
3.2.3 Schadenbetrachtung aus Sicht des Elektronik-Betriebsunterbrechungs-Versicherers ... 190

4 Geothermie ... 191
4.1 Fündigkeitsrisiko ... 192
4.2 Ausfall der Geothermieanlage ... 192
4.2.1 Technische Risiken ... 192
4.2.2 Naturgefahren ... 192
4.2.3 Schadenbetrachtung aus Sicht des Maschinen-Betriebsunterbrechungs-Versicherers ... 192

5 Wasserkraft ... 193
5.1 Technische Risiken ... 193
5.2 Naturgefahren ... 193
5.3 Schadenbetrachtung aus Sicht des Maschinen-Betriebsunterbrechungs-Versicherers ... 193

6 Ausblick ... 193

7 Fazit ... 194

8 Quellenangaben ... 194

X Abkürzungsverzeichnis 197

I Vorwort

I Vorwort

Der Klimagipfel COP21 im Dezember 2015 in Paris brachte den Durchbruch in den internationalen Klimaverhandlungen. Zum ersten Mal verpflichteten sich alle 195 Unterzeichnerstaaten der Klimarahmenkonvention (United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC) zu gemeinsamen Zielen im Klimaschutz und bei der Anpassung an den Klimawandel. Nachdem die notwendige Stimmenanzahl zur Ratifizierung schon weniger als ein Jahr nach dem Pariser Gipfel erreicht war, konnte das sogenannte Übereinkommen von Paris am 4. November 2016 in Kraft treten. In diesem nun völkerrechtlich verbindlichen Vertragswerk legen sich die Unterzeichner darauf fest, den Anstieg der globalen Mitteltemperatur deutlich unter zwei Grad Celsius, möglichst sogar unter 1,5 Grad Celsius, zu halten. In den Verhandlungen von Paris wurde bereits deutlich darauf hingewiesen, dass dieses Ziel eine nahezu vollständige Dekarbonisierung – Verzicht auf Emissionen von Kohlendioxid – der Weltwirtschaft in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts erfordert.

Schon bei der Verabschiedung des Pariser Übereinkommens war ersichtlich, dass die freiwillig benannten Reduktionsziele (Intended Nationally Determined Contributions, INDCs) der einzelnen Staaten nicht genügen, um die globale Erwärmung entsprechend der Zielsetzung zu begrenzen. Aus diesem Grund wurde das Übereinkommen von Paris um die Vereinbarung erweitert, die Reduktionsziele in einem Fünfjahreszyklus zu überprüfen und gegebenenfalls nachzubessern. Hierbei setzt man vor allem auf den technologischen Fortschritt und weitere Kostensenkungen bei klimafreundlichen Energieerzeugungsarten.

Die Dekarbonisierung der Weltwirtschaft kann nur durch den Verzicht auf die Nutzung von fossilen Energieträgern wie Kohle, Erdöl und Erdgas erreicht werden. Denn wegen der hohen Kosten und großer Vorbehalte in der Bevölkerung vieler Länder wird die Abspaltung und unterirdische Lagerung von CO_2 (Carbon Capture and Storage, CCS), wenn überhaupt, nur eine Nischentechnologie bleiben. Auch die Nutzung von Kernenergie – einer klimafreundlichen Form der Energieerzeugung – verspricht keine Lösung des Klimaproblems. In den letzten zwei Jahrzehnten ist ihr Anteil an der globalen Energieproduktion sogar stark zurückgegangen, die Anzahl der operativen Atomkraftwerke ist bei einem global stark gestiegenen Energiebedarf nahezu identisch geblieben. Neu geplante Atomkraftwerke sind nicht zuletzt auch aufgrund der gestiegenen Sicherheitsanforderungen heute so teuer, dass ihr Potenzial sehr eingeschränkt bleiben wird. Für die Dekarbonisierung bleiben daher nur die Steigerung der Energieeffizienz und der vollständige Umstieg der Energieerzeugung auf Erneuerbare Energien.

Am 14. November 2016 hat die Bundesregierung den Klimaschutzplan 2050 für Deutschland beschlossen und ihn einen Tag darauf bei der Klimakonferenz COP22 in Marrakesch vorgestellt. Deutschland nimmt mit diesem Klimaschutzplan eine internationale Vorreiterrolle ein, da bisher kein anderes Land einen Plan in ähnlicher Detailliertheit und mit ähnlich ambitionierten Zielen verabschiedet hat. Der Klimaschutzplan zeigt den Weg in ein nahezu klimaneutrales Deutschland bis zum Jahr 2050 auf. Der Plan enthält erstmals Ziele für die relevanten einzelnen Wirtschaftssektoren und ist so eine konkrete Entscheidungsvorlage für die erforderlichen Schritte in den nächsten Jahren. Im Klimaschutzplan werden auch Zwischenziele bis 2030 angegeben. So sollen in Deutschland 2030 die CO_2-äquivalenten Emissionen um 55 Prozent unter denen von 1990 liegen, was ausgehend von den Emissionen 2014 eine weitere Reduktion um circa 40 Prozent bedeutet. Im Energiesektor müssen die Emissionen bis 2030 sogar um weitere 50 Prozent (im Vergleich zu 2014) sinken, im Verkehrssektor um 40 Prozent. Alle diese Ziele sind nur mit noch drastischeren Veränderungen als bisher bei Energieversorgung, Heizung und Kühlung von Gebäuden und Verkehr zu erreichen.

Viele Entwicklungen der letzten Jahre machen Hoffnung, dass eine „Revolution“ der Energieversorgung weltweit gelingen könnte. So wurde im Februar 2016 mit einer 160 Megawatt starken solarthermischen Anlage das erste Feld des im Endausbau befindlichen, weltweit größten Solarkraftwerks Noor in Marokko in Betrieb genommen. Der Bau dieses Kraftwerks war vor einigen Jahren auch durch die Desertec-Initiative angestoßen worden. Die weltweiten Investitionen in Erneuerbare Energien haben 2015 nahezu 300 Milliarden US-Dollar und damit einen neuen Rekord erreicht. Seit 2005 haben sie sich fast vervierfacht.

Die Erneuerbaren Energien werden auch deshalb in den nächsten Jahren immer bedeutender, da der von ihnen erzeugte Strom eine rasch anwachsende Flotte von Elektrofahrzeugen antreiben muss. Für sie spricht aber auch ihr Beitrag zu – im Vergleich zu beispielsweise Kohlekraftwerken – einer besseren Luftqualität und nicht zuletzt auch der Schutz von endlichen Ressourcen.

Bereits im Jahr 2003 entschloss sich der GDV erstmalig, die Publikation „Erneuerbare Energien“ herauszugeben. Neben Veränderungen bei den Technologien und der schnell steigenden Verbreitung von Erneuerbaren Energien ist auch der Versicherungsbedarf stetigen Änderungen unterworfen. Zusätzlich zu den klassischen Deckungen von Schäden bei Konstruktion und Betrieb der Anlagen besteht zunehmend bei den Investoren auch der Bedarf, saisonale Fluktuationen von Sonnenstrahlung oder Wind durch Versicherung abzudecken, sogenannte Delivery-Guarantee-Deckungen. Die Versicherungswirtschaft hat deshalb in den letzten Jahren viele neue Produkte bis hin zur Absicherung einer verfrühten Alterung von Photovoltaik-Zellen entwickelt. Mit solchen Produkten übernimmt die Versicherungswirtschaft einen Teil der Risiken von Herstellern und/oder Investoren, macht Investitionen in diese neuen Technologien attraktiver und fördert damit indirekt auch den Klimaschutz.

Risiken wirtschaftlich und wettbewerbsfähig abzudecken kann nur auf der Basis risikoadäquater Preise und Bedingungen erfolgen. Dabei ist es unerlässlich, die individuelle Risikosituation mit umfassendem Ingenieurwissen fundiert einzuschätzen. Die Erneuerbaren Energien umfassen Technologien, für die es teilweise noch sehr wenig Schadenerfahrung gibt. Fundiertes Wissen ist der Schlüssel zur profitablen Versicherbarkeit der neuen Risiken. Um das derzeitige Wissen zu dokumentieren und zugänglich zu machen, hat die Projektgruppe „Erneuerbare Energien“ der Technischen Versicherer im GDV nun schon in der neunten Auflage diese Publikation erstellt. In ihr finden Sie eine aktuelle Übersicht über den technologischen Entwicklungsstand und das technische Gefährdungspotenzial für Anlagen, die Sonne, Wind, Wasser, Erdwärme und Biomasse in nutzbare Energie umwandeln.

Prof. Dr. Dr. Peter Höppe

Leiter Geo Risks Research/Corporate Climate Centre, Munich Re

II Windkraftanlagen

II Windkraftanlagen onshore

1 Einführung

Technische Einrichtungen zur Umwandlung von mechanischer in elektrische Energie gab es schon lange vor den Windenergieanlagen. Im Bereich der regenerativen Energien liefern zum Beispiel Wasserkraftwerke seit Jahrzehnten Strom aus der Bewegungsenergie des Wassers. Spektakuläre Schadenmeldungen oder Serienschadenmeldungen gibt es in diesem Bereich praktisch nicht. Die vergangenen Jahre haben gezeigt, dass die Erfahrungen aus der elektromechanischen Energiewandlung in herkömmlichen Anlagen nicht mit dem Einsatz der gleichen Technik in Windenergieanlagen vergleichbar sind, da Wind als primäre Energiequelle nicht konstant zur Verfügung steht. Wechselnde Windgeschwindigkeiten und -richtungen erzeugen dynamische Lasten und Lastwechselreaktionen, die eine extreme Beanspruchung für das eingesetzte Material darstellen. Dieses Kapitel gibt einen Überblick über den Aufbau von Windenergieanlagen und beschreibt die Schadenerfahrungen aus Sicht der Versicherungswirtschaft.

2 Grundsätzliche Unterschiede in den Anlagenkonzepten

Für die Erzeugung elektrischer Energie muss die Kraft des Winds, die den Rotor der Windenergieanlagen in Drehbewegungen versetzt, bis zum Generator übertragen werden. Die dafür notwendigen Komponenten bilden den Antriebsstrang. Die folgenden Abschnitte stellen drei verschiedene Konzepte für einen solchen vor. Andere auf dem Markt vorhandene Antriebsstrangausführungen haben sich in Deutschland weder in großer Stückzahl durchgesetzt, noch kommen sie in den großen Multimegawattanlagen zum Einsatz. Daher werden sie hier nicht näher beschrieben.

2.1 Windenergieanlagen mit Getriebe und schnell laufender Abtriebswelle

Windenergieanlagen herkömmlicher Bauart, die einen handelsüblichen Generator mit 1.500 min^{-1} benutzen, brauchen zur Erhöhung der Rotordrehzahl (etwa 6 bis 30 min^{-1}) auf die Generatordreh-

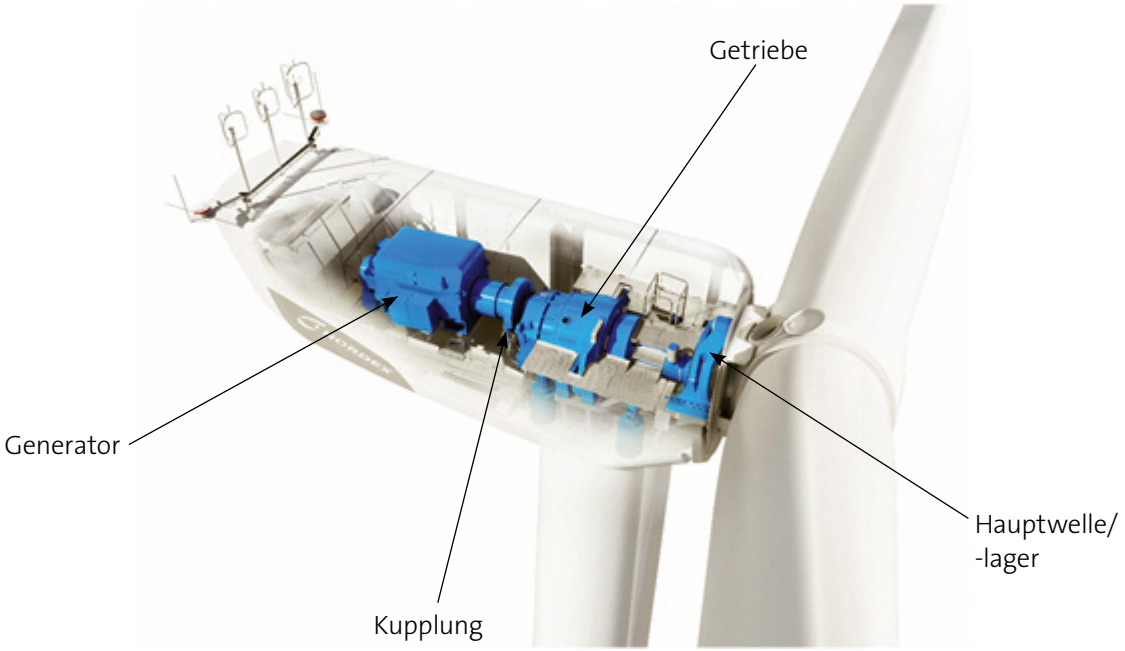


Abbildung 1: Triebstrang Baureihe Gamma; Quelle: Nordex SE

zahl ein zwischengeschaltetes Getriebe. In der Regel ist dies bei den heute üblichen Anlagengrößen ein kombiniertes Stirnrad-Planetengetriebe.

2.2 Windenergieanlagen mit Getriebe und langsam laufender Abtriebswelle

Die Firma Adwen (früher Multibrid) verfolgt in ihren Multimegawattanlagen ein anderes Getriebekonzept, denn hier kommt eine langsam laufende Abtriebswelle zum Einsatz. Gegenüber den sonst üblichen Getriebeübersetzungen zwischen 1:60 und 1:120 hat etwa die AD 5-116 eine Übersetzung von circa 1:10. Durch die niedrigeren Drehzahlen im Getriebe sollen die dynamischen Lasten reduziert werden.

Gleichzeitig wurde eine verbesserte Schmierung der Planetenräder erreicht, da bei Getrieben der Adwen-Anlagen im Gegensatz zu herkömmlichen Planetengetrieben der Antrieb über das Hohlrad erfolgt, und die Planetenräder ortsfest angeordnet sind. Der Läufer des Generators ist direkt auf die Abtriebswelle montiert und hat kein eigenes Lager.

2.3 Getriebelose Windenergieanlagen

Der Auftrieb aus den Rotorblättern wird ohne Zwischenschaltung eines Getriebes direkt in den Generator gelenkt. Das bedeutet, dass Rotor- und Generatordrehzahl (6 bis 30 min^{-1}) gleich sind. Um dennoch auf die erforderliche Spannung von 690 Volt und die Netzfrequenz von 50 Hertz zu kommen, muss der Generator entsprechend groß im Durchmesser dimensioniert sein. Die Schwierigkeit liegt darin, überhaupt einen passenden Generator zu finden. Hersteller dieser Bauart verwenden deshalb eigens dafür konstruierte Generatoren – die 7,6-Megawatt-Maschine von Enercon hat beispielsweise einen Generator von circa zwölf Metern Durchmesser.

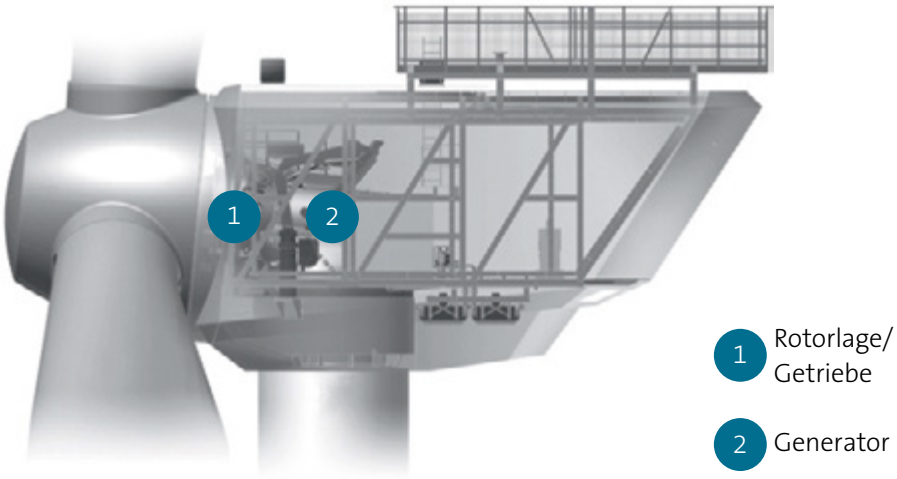


Abbildung 2: Triebstrang M 5000; Quelle: Adwen GmbH

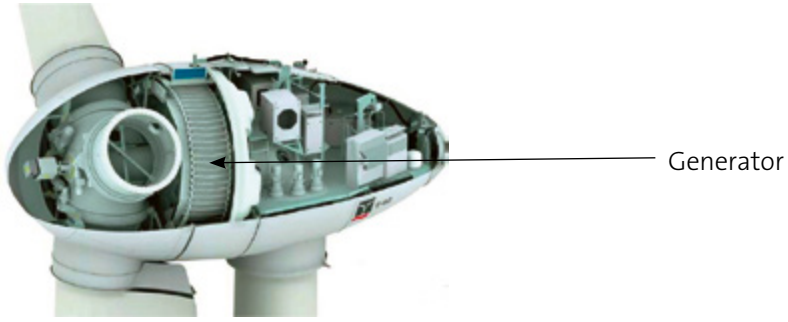


Abbildung 3: Triebstrang E 82; Quelle: Enercon GmbH

3 Bauelemente

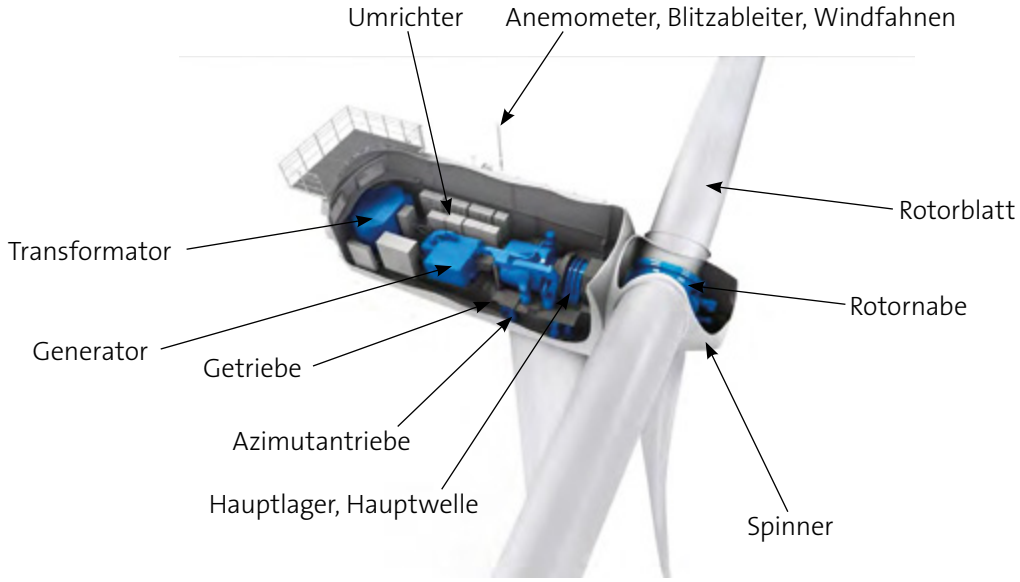


Abbildung 4: Baureihe 6.XM; Quelle: Senvion GmbH

3.1 Fundament

Das Fundament trägt das gesamte Gewicht der Windenergieanlage und muss zusätzlich dynamische Momente aus betriebsbedingten Turmschwingungen und Windlasten aufnehmen können.

Abbildung 5: Erstellung eines Fundaments;
Quelle: Enercon GmbH

Üblicherweise erfolgt eine Flachgründung aus stahlarmiertem Beton. Es gibt kreis-, polygon- und kreuzförmige Ausführungen. In Gegenden, in denen der Untergrund den Anforderungen nicht genügt (Moor, Sand), wird eine Pfahlgründung vorgeschrieben. Häufig gehört die Bauleistung des Fundaments nicht zum Lieferumfang des Windenergieanlagenherstellers, sondern wird an ein örtliches Bauunternehmen vergeben. Da der Baustoff Beton nur Drucklasten, aber keine Zugkräfte aufnehmen kann, entscheidet die Ausführung der Bewehrung darüber, ob der Sockel die errechnete Anlagenlebensdauer erreicht oder bereits nach wenigen Jahren zu einem Sanierungsfall wird. Sofern vorhanden gibt der Bewehrungsplan des Herstellers Aufschluss über Menge und Anordnung der Stahlarmierung.

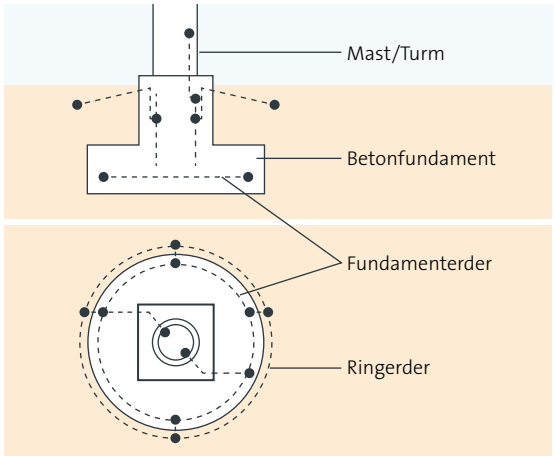


Abbildung 6: Schema Erdungssystem;
Quelle: DEHN + SÖHNE GmbH

Zur Turmanbindung an das Fundament gibt es zwei Varianten: die Einbindung mittels eines vorgespannten Ankerkorbs und das Aufflanschen des Stahlturms auf ein in den Beton eingegossenes Stahl-Fundamenteinbauteil (FET).

3.2 Turm

Üblicherweise werden die Gondeln von Windenergieanlagen auf Stahltürme gesetzt, die entweder aus mehreren zylindrischen Segmenten bestehen oder als Fachwerkkonstruktion ausgeführt sind (Gittermasten). Verschiedene Hersteller bauen jedoch auch Betontürme, die vor Ort hochgezogen (Gleitschalung) werden können.

Um auch in Schwachwindregionen Windenergie wirtschaftlich nutzen zu können, streben die Anlagenhersteller immer größere Turmhöhen an. Vor Kurzem waren Höhenrekorde mit 140 bis 160 Metern noch allein den Gittermasten vorbehalten. Seit circa 2006 ist mit den Hybridtürmen ein neues Konzept auf den Markt gekommen. Der Hybridturm besteht im unteren Bereich aus Ortbeton oder Betonfertigteilen und im oberen aus konventionellen Stahlelementen. Das bietet mehrere Vorteile:

- Bei Multimegawattanlagen mit großen Nabenhöhen sind Hybridlösungen preislich günstiger als Stahlrohr-, Beton- oder Fachwerktürme.
- Logistisch gesehen hat diese Turmvariante zusätzliche Vorteile, da Höhenbegrenzungen auf Transportwegen keine Rolle spielen. Bei Turmhöhen ab 100 Metern nimmt bei Stahlrohrtürmen der Durchmesser der untersten Rohrsektion deutlich über vier Meter zu und überschreitet so die zulässige Gesamthöhe auf einem Tieflader.

Seit Juni 2016 stellt Nordex in Hausbay/Rheinland-Pfalz mit 230 Metern Gesamthöhe die weltweit höchste Windenergieanlage. Der Hybridturm der N131/3300 besteht aus einem 100 Meter hohen Betonturm und zwei Stahlrohrsegmenten – die Gesamtturmhöhe beträgt damit 164 Meter.

Im Allgemeinen gilt, dass der Sicherheitsnachweis für das Fundament und den Turm der Onshore-Windkraftanlagen nach der „Richtlinie für Windkraftanlagen“ vom Deutschen Institut für Bautechnik (DIBt) zu führen ist. Dabei sind neben den maßgebenden Einwirkungen, wie etwa Windlast, Erdbeben und Lastkombinationen, insbesondere die verschiedenen Betriebszustände und Werkstoffe sowie die Abmessungen der Anlagenteile entsprechend zu berücksichtigen. Derzeit können Windkraftanlagen neben der oben genannten Nabenhöhe bereits Rotordurchmesser von bis zu circa 130 Metern aufweisen, was zum Teil an die Belastungsgrenze des bisher verwendeten Materials stößt, etwa aufgrund des Eigengewichts.

Abbildungen 7–9 (v. l. n. r.): Gittermastturm, Stahlrohrturm, Betontum; Quelle: R+V

HÖCHSTE NABENHÖHEN 2016		
Anlage	Nabenhöhe	Turmart
Siemens SWT-3.3-130	bis 135 m	Betonhybridturm
Senvion 3.4M114, 3,4 MW	bis 143 m	Stahl und Betonhybrid
Enercon E-141 EP4, 4,2 MW	bis 159 m	Betonturm (konisch)
Vestas V136, 3,45 MW	bis 160 m	Stahlturm
Nordex N131/3300	ca. 164 m	Beton-Stahl-Hybridturm
FWT 3000, 3,0 MW	bis 170 m	Beton-Stahl-Hybridturm

3.3 Chassis/Gondel

Abbildung 10: Rotomontage; Quelle: Senvion GmbH

GRÖSSENORDNUNGEN DER ZU HEBENDEN LASTEN		
Nennleistung	Gondel-gewicht	Rotorgewicht (inkl. Nabe)
1,5 MW	42–56 t	28–42 t
2 MW	61–72 t	26–49 t
2,5 MW	85–94 t	50–52 t
5 MW	200–329 t	77–176 t

Die gesamte Technik einer Windenergieanlage wird in der sogenannten Gondel (Maschinenhaus) untergebracht, die auf dem Turm befestigt wird. Als Grundrahmen wird entweder eine Schweißkonstruktion oder ein gegossener Rahmen verwendet. Die Komponenten der Windenergieanlage sind darauf verschraubt. Die Hülle der Gondel besteht aus Kunststoff (z. B. glasfaserverstärkter Kunststoff, GFK) oder Stahlblech.

Das Gewicht der voll ausgestatteten Gondel hat einen wesentlichen Einfluss auf die Wahl des Krans, der für ihre Montage notwendig ist. Je schwerer die Gondel ist, desto weniger geeignete Kräne stehen überhaupt zur Verfügung. Erschwerend kommt hinzu, dass die Anforderungen an die Fahrwege zur Windenergieanlage mit zunehmender Krangröße steigen.

3.4 Gondel – Nachführung (Azimutantrieb)

Da der Wind aus verschiedenen Richtungen kommen kann, muss das Maschinenhaus um 360 Grad drehbar sein. Zu diesem Zweck ist oben auf dem Turmkopf ein Lager angeflanscht, auf dem das gesamte Maschinenhaus rotieren kann. Der Antrieb erfolgt durch den sogenannten Azimutantrieb, der in der Regel aus einem oder mehreren Getriebemotoren besteht. Seine Steuerung wird durch einen Windrichtungsgeber ausgelöst. Die Verbindung zwischen Turm und Maschinenhaus wird durch große, mit Wälzlagern bestückte Drehkränze sichergestellt.

3.5 Rotornabe

Die Rotornabe trägt die Rotorblätter und enthält bei pitch-geregelten Anlagen die Antriebe der Blattverstellung (Motor, Umrichter). Bei Mega-

wattanlagen ist sie im Normalfall begehbar, um die Wartung und Kontrolle der Aggregate für die Blattverstellung und die Sicherheitseinrichtungen zu ermöglichen.

3.6 Rotor

Der Rotor besteht aus den Rotorblättern und der Rotornabe. Heutzutage ist er fast ausschließlich mit drei Rotorblättern versehen und rechtsdrehend. Die Rotorblätter sind in der Regel aus GFK, seltener aus kohlenstofffaserverstärktem Kunststoff (CFK), Metall oder Holz-Verbundwerkstoffen.

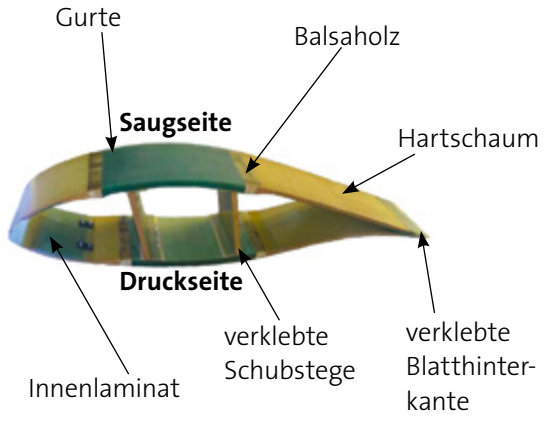


Abbildung 11: Querschnitt eines Rotoblatts; Quelle: R+V

Abbildung 12: Rotorblatttransport mit Flügel-Transport-Vorrichtung, Goldhofer AG; Quelle: Goldhofer AG

Abbildung 13: Großwälzlager; Quelle: SKF GmbH

Die Rotorblätter sind bei modernen Windenergieanlagen drehbar an der Nabe befestigt, um die Regelung der Leistung per Blattverstellung (Pitch) zu ermöglichen. Dafür werden große Wälzlager eingesetzt.

3.7 Hauptlager

Der Rotor muss drehbar am Maschinenhaus gelagert werden, um die Windkraft zum Generator zu transportieren. Das Lager (luvseitig, selbsteinstellendes Doppelpendelrollenlager o. Ä.) muss die Stöße vom Rotor aus der Windbelastung und die Reaktionskräfte aus der Schwerkraft und den Biegemomenten aufnehmen.

Für die Lagerung kommen verschiedene Konzepte zur Anwendung, die in der nachfolgenden Tabelle dargestellt sind.

Lager	Vorteile	Nachteile
Rotorwelle mit separater Fest-Loslagerung (Vierpunktlagerung). Rotor und Getriebe sind separat gelagert (Bsp.: Vestas V90, Nordex N80, Senvion 6.XM-Baureihe).	Einleitung der Rotorkräfte über den Grundrahmen in den Turm. Ermöglicht einfachen Getriebeausbau. Getriebe übernimmt überwiegend nur das Drehmoment.	höhere Masse und größere Baulänge
Rotorwelle mit Dreipunktlagerung. Rotor und Getriebe teilen sich das antriebsseitige Getriebelager (Bsp.: Nordex N117, Senvion 5M).	geringere Baulänge und weniger Masse	Getriebe übernimmt neben den Drehmomenten auch Teile der Rotorlasten. Rotor muss zur Demontage des Getriebes abgestützt werden.
Integration der Rotorlagerung in das Getriebe (Bsp.: Fuhrländer FL1000, Vestas V82, Adwen).	Verkürzung der Baulänge gegenüber Dreipunktlagerung	Getriebe übernimmt die Rotorlasten vollständig. Keine Demontage des Getriebes unabhängig vom Rotor möglich.

3.8 Hauptwelle (auch Rotorwelle)

Die Hauptwelle ist zumeist geschmiedet und, um die Versorgung des Rotors mit Elektrizität und Hydraulik zu gewährleisten, hohl.

3.9 Hauptgetriebe

Das Getriebe muss bei konventionell gebauten Windenergieanlagen die vergleichsweise geringe Drehzahl des Rotors (ca. 6 bis 30 min^{-1}) auf eine für den Generator passende Drehzahl von bis zu 1.500 min^{-1} übersetzen. Dabei sind hohe Übersetzungsverhältnisse nötig, die nur mit mehrstufigen Getrieben realisiert werden können.

Bei kleineren Anlagen bis 600 Kilowatt wurden mitunter noch reine Stirnradgetriebe gebaut. Marktüblich ist derzeit die Kombination aus einer Planetenstufe und zwei Stirnradstufen für Windenergieanlagen bis 2,5 Megawatt beziehungsweise zwei Planetenstufen und gegebenenfalls einer Stirnradstufe für Anlagen ab 2,5 Megawatt.

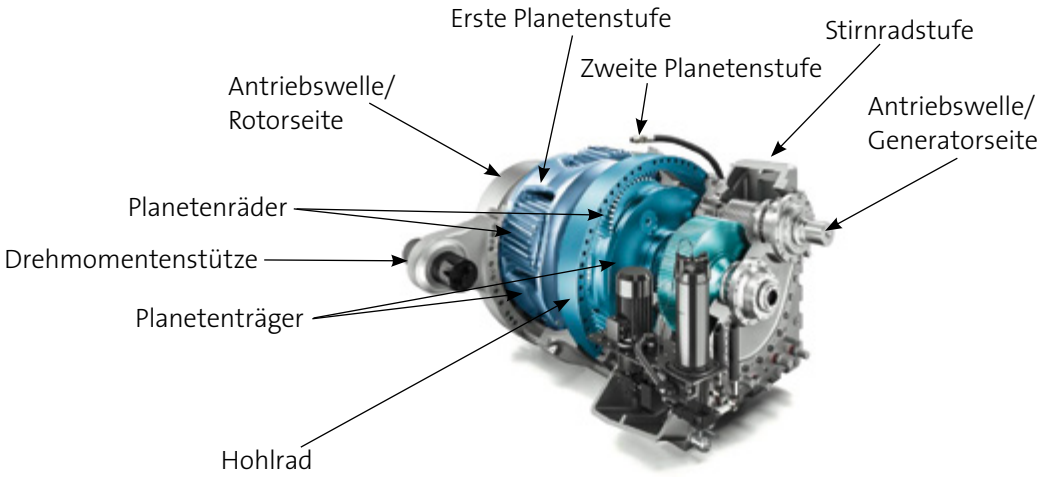
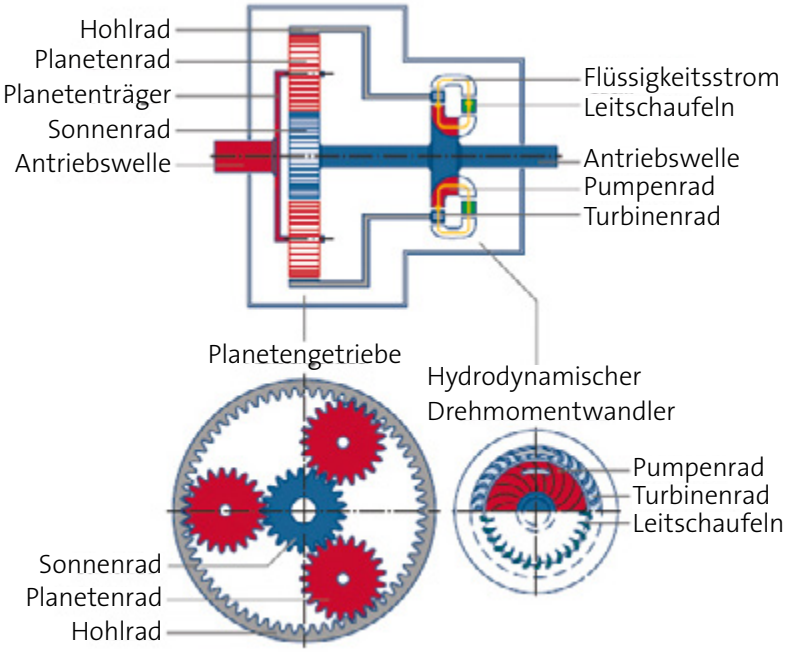


Abbildung 14: Dreistufiges Eickhoff EICOGEAR 2,4-Getriebe einer Nordex N117; Quelle: Eickhoff Antriebstechnik GmbH

3.9.1 Getriebekonzept für konstante Abtriebsdrehzahl ohne Umrichter

Für den Betrieb am Netz muss die veränderliche Rotordrehzahl der Windenergieanlage in ein elektrisches Drehfeld mit konstanter Frequenz umgewandelt werden. Dies ermöglichen üblicherweise Frequenzumrichter im Ständer- oder Läuferkreis der Generatoren. Bei Voith Turbo schlägt man neue Wege mit dem WinDrive-Getriebe ein, mit dem sich laut Herstellerangabe bis zu 20 MW_{el} realisieren lassen. Zwischen das Hauptgetriebe und einen Synchrongenerator wird ein Aggregat geschaltet, das antriebsseitig aus einem Überlagerungsgetriebe und abtriebsseitig aus einem hydrodynamischen Drehmomentwandler besteht. Dieses Aggregat wandelt die variablen Eingangsdrehzahlen aus dem Hauptgetriebe in konstante Abtriebsdrehzahlen für den Synchrongenerator um. Dabei sind verschiedene Übersetzungsverhältnisse möglich.

Gleichzeitig dient das Aggregat bei Nennleistung zur unterstützenden Regelung der Momentenbegrenzung durch Drehzahlerhöhung.



- WinDrive befindet sich im Antriebsstrang der Windturbine zwischen Hauptgetriebe und Generator.
- Das Planetengetriebe besteht aus dem Sonnenrad, den umlaufenden Planetenrädern und dem Hohlrad. Die Planetenräder sind auf dem Planetenträger gelagert.
- Der Drehmomentwandler besteht aus drei Hauptbauteilen: Pumpenrad, Turbinenrad und gleichmäßig verstellbare Leitschaufeln. Ein abgedichtetes Gehäuse umschließt diese Bauteile und ist mit Flüssigkeit gefüllt.
- Das Pumpenrad ist mit der Abtriebswelle von WinDrive und das Turbinenrad mit dem Hohlrad des Planetengetriebes verbunden.

Abbildung 15: Prinzipieller Aufbau des WinDrive; Quelle: Voith Turbo GmbH

3.10 Hydraulikanlage

Ein kompaktes Hydraulikaggregat im Maschinenhaus dient der Rotorblattverstellung.

3.11 Bremsen

Windenergieanlagen müssen im Notfall (z. B. bei Überdrehzahl oder externen Gefahren) schnell abgebremst werden können. Je nach Bauweise ist dazu eine mechanische oder aerodynamische Bremse nötig. Ältere Anlagen, die zum Teil stallgeregelt sind und keine eigene Blattverstellung besitzen, sind mit einer aerodynamischen Blattspitzenbremse versehen. (Achtung: Durch Fliehkraftbetätigung werden bei Überdrehzahl die circa zwei Meter langen Blattspitzen, auch Tips genannt, um 90 Grad verdreht.) Gemeinsam mit einer mechanischen Scheibenbremse kann die Blattspitzenbremse, die Anlage in kürzester Zeit anhalten. Pitch-geregelte Windenergieanlagen hingegen bremsen allein durch das Verdrehen des ganzen Blatts aerodynamisch bis auf null ab. Die mechanische Bremse kommt noch bei Sicherheits- und Notabschaltungen zum Einsatz, wird aber hauptsächlich verwendet, um den Rotor für Serviceeinsätze zu blockieren.

3.12 Generator

Der Generator wandelt die mechanisch übertragene Energie des Winds in elektrische Energie um. Er ist, gegebenenfalls zusammen mit einem Umrichter, das Bindeglied zwischen der variablen Windenergie und den weitgehend konstanten Größen des Verteilungsnetzes (Spannung, Frequenz). Die Wahl des Generatortyps hat entscheidenden Einfluss auf die nachgeschalteten elektrischen Anlagen, vor allem die Dimensionierung des Umrichters (vgl. Tabelle auf der nächsten Seite). Bei Windenergieanlagen mit installierten Leistungen ab 100 Kilowatt kommen praktisch nur noch Asynchron- und Synchrongeneratoren in ihren verschiedenen Ausführungen zum Einsatz.

Abbildung 16: Doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren bei Montage vor Ort; Quelle: Allianz

3.13 Elektrische Anlagen

Die Verteilung der elektrischen Leistung an das Netz erfordert einen großen Umfang an elektronischen und Schaltanlagen, die alle in Schaltschränken am und im Turmfuß sowie oben im Maschinenhaus untergebracht sind. Dazu zählen: Transformator, Mittel- und Niederspannungsleistungsschalter, Umrichter, gegebenenfalls Blindleistungskompensation, Anlagensteuerung (Prozessrechner), Condition Monitoring System (CMS), Kabel, Blitzschutzsystem und Potenzialausgleich.

Bei Windenergieanlagen im Bereich bis 1,5 Megawatt ist die Leistungselektronik – Niederspannungsleistungsschalter, Blindleistungskompensation und Umrichter – meist im Turmfuß beziehungsweise auf einer Plattform im Turm unterhalb der Gondel angesiedelt. Der Transformator mit Mittelspannungsleistungsschalter steht häufig in einer Kompaktstation vor dem Turm.

Bei höheren Megawattleistungen bringen die Hersteller all diese Komponenten – auch den Transformator – immer häufiger in der Gondel unter. Diese Entwicklung führt dort zu einer Zunahme des Brandrisikos.

Generatortyp	Vorteile	Nachteile
Synchrongenerator Netzkopplung nur über Gleich- und Wechselrichter möglich, da Ausgangsspannung und -frequenz des Generators mit der Rotordrehzahl variieren	hoher Wirkungsgrad; großer Drehzahlbereich; frei einstellbare Wirk- und Blindleistungsabgabe; günstiger Generator; geringer Wartungsaufwand; Dämpfung der mechanischen Belastung des Antriebsstrangs durch Windböen; keine Belastung des Antriebsstrangs durch Netzstörungen	teurer Umrichter, da er die gesamte Leistung übertragen muss; Wasserkühlung des Generators
Vielpolige (Synchron-) Ringgeneratoren Windenergieanlagen ohne Getriebe benötigen einen langsam laufenden Ringgenerator mit entsprechend hoher Polzahl, der bereits bei Rotordrehzahl seinen Nennbetriebspunkt erreicht. Nur mit vergleichsweise großen Durchmessern (sechs Meter und mehr) realisierbar	hoher Wirkungsgrad; großer Drehzahlbereich; kein Getriebe; frei einstellbare Wirk- und Blindleistungsabgabe; niedriger Verschleiß; geringer Wartungsaufwand; Dämpfung der mechanischen Belastung des Antriebsstrangs durch Windböen; keine Belastung des Antriebsstrangs durch Netzstörungen	teurer Umrichter, da er die gesamte Leistung übertragen muss, und teurer Generator; ungünstige Gewichtsverteilung in der Gondel führt zur „Kopflastigkeit“
Asynchrongenerator Mit Kurzschlussläufer wird er bei den heute verfügbaren Windenergieanlagen mit Leistungen von über einem Megawatt nur von einem Windenergieanlagenhersteller favorisiert.	einfachster und preiswertester Generator; wird als normaler Antriebsmotor in großen Stückzahlen hergestellt; einfache Synchronisation; bei polumschaltbarer Ausführung Anpassung des Betriebspunkts an sich ändernde Windverhältnisse möglich	belastet das Netz mit Blindstrom; zusätzliche Kosten für Teilkompensation des Blindstroms; geringerer Wirkungsgrad als Synchrongenerator; Netzeinflüsse wirken direkt auf den Antriebsstrang; feste Drehzahlen und damit keine effektive Ausnutzung der Windenergie
Doppelt gespeister Asynchrongenerator am häufigsten verwendetes Generatorkonzept in Windenergieanlagen, ist in allen Leistungsklassen anzutreffen	großer Drehzahlbereich; hoher Wirkungsgrad; Wirk- und Blindleistungsabgabe frei einstellbar; geringere Umrichterleistung (nur die Schlupfleistung des Läufers) und damit kostengünstiger Umrichter; Dämpfung der mechanischen Belastung des Antriebsstrangs durch Windböen; Belastung frei einstellbar	teurer Generator (Schleifringläufer); höherer Wartungsaufwand; Netzeinflüsse wirken direkt auf den Antriebsstrang

Abbildung 17: Umrichterschränke, Niederspannungsleistungsschalter und Steuerschrank in einer Gondel; Quelle: Allianz

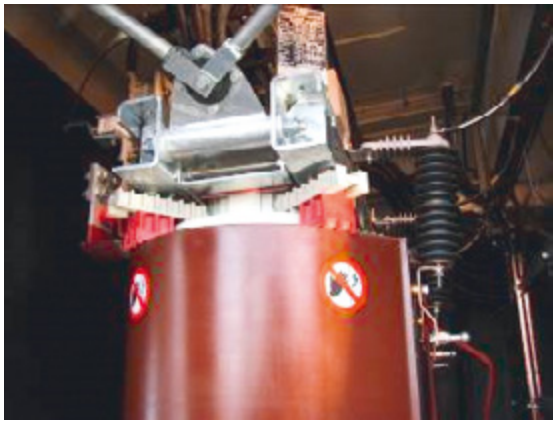


Abbildung 18: Seitlicher Blick auf eine der drei Spulen eines Gießharztransformators in der Gondel. Oben in der Bildmitte ist die Befestigung des Rahmens in der Gondel sichtbar; Quelle: Allianz

Transformatoren, die in der Gondel eingesetzt werden, sind zumeist Gießharztransformatoren. Bei mit Flüssigkeit gefüllten Transformatoren sorgt das Transformatorenöl für die elektrische Isolierung und die Abführung der Verlustwärme. Beim Gießharztransformator ist die Oberspannungswicklung in Epoxidharz eingegossen, in der Unterspannungswicklung kommen andere feste Isolierstoffe wie Prepreg (vorimprägnierte Fasern) zum Einsatz. Die Isolierung der Spulen untereinander und zum Kern wird durch ausreichend große Luftabstände gewährleistet. Ein vertikaler Luftstrom entlang der Spulenoberflächen und in den Kühlkanälen innerhalb der Spulen sorgt für die Abführung von Verlustwärme. Aufgrund von Konvektion entsteht der Luftstrom entweder von selbst (Kühlungsart AN – Air Natural), oder er wird mit Lüftern zusätzlich verstärkt (Kühlungsart AF – Air Forced). Diese Transformatorenart zeichnet sich durch einen geringen Wartungsbedarf und ein hohes Sicherheitsniveau im Brandverhalten aus, denn das eingesetzte Material ist schwer entflammbar und selbstverlöschend.

3.14 Verkabelung (Parkverkabelung und externe Anbindung)

Man unterscheidet zwischen der internen und der externen Verkabelung. Das Kabel vor der Übergabestation wird entweder vom Netzbetreiber oder vom Energieversorger betrieben. Die Verkabelung hinter der Übergabestation hingegen ist Teil des Windparks.

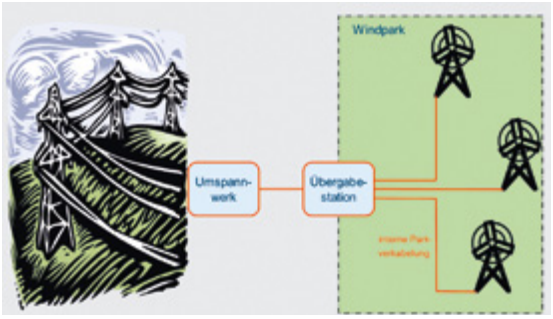


Abbildung 19: Schnittstellen beim Energietransport; Quelle: R+V

In den Windparks und Windenergieanlagen kommen angesichts der unterschiedlichsten Belastungen verschiedene Kabeltypen zur Anwendung. Kabel im sogenannten Loop – der sich mitdrehende Teil der Leitungsverlegung – müssen torsionsfest, Erdkabel wasserresistent sein etc. Die Applikationsmöglichkeiten sind in den Abbildungen 20 und 21 auf der folgenden Seite abgebildet.

Abbildungen 20–21: Typische Kabel einer WEA; Quelle: R+V

3.15 Übergabestation

In der Übergabestation wird der Strom aus der Windenergieanlage an das weiterführende Hochspannungskabel, das zum Umspannwerk führt, abgegeben. Einzelne Windenergieanlagen, aber auch kleiner Windparks speisen die produzierte Energie in das Mittelspannungsnetz (20 bis 30 Kilovolt). Große Windfarmen werden direkt über eine gemeinsame Umspann- und Freiluftschaltanlage an das Hochspannungsnetz (110 Kilovolt) angebunden.

3.16 Werteverteilung in der Windenergieanlage

Die nachfolgende Tabelle zeigt die prozentualen Anteile der wichtigsten Komponenten an den Gesamtkosten einer Windenergieanlage des Typs Senvion MM82 mit 100 Meter hohem Stahlturm und 40 Meter langen Rotorblättern.

Komponente	Kostenanteil	Komponente	Kostenanteil
Stahlturm (100 m)	33 %	Rotornabe	2 %
Rotorblätter (40 m Länge)	18 %	Rotorwelle	2 %
Getriebe	14 %	Azimutsystem	2 %
Umrichter	6 %	Gondelverkleidung	2 %
Pitchsystem	5 %	Rotorlager	1 %
Generator	4 %	Bremssystem	1 %
Transformator	3 %	Kabel	1 %
Maschinenträger (Grundrahmen)	3 %	Schrauben	1 %

Quelle: Neue Energie, Ausgabe 09/2005

4 Betriebssicherheit

4.1 Wartung

Von grundlegender Bedeutung für die Betriebssicherheit von Windenergieanlagen ist die Wartung. In den letzten zwei bis drei Jahren hat sich das Angebot an Wartungsverträgen für die Betreiber grundlegend verbessert. Mittlerweile bieten die meisten Hersteller Vollwartungskonzepte für ihre Anlagen an. Damit haben sie zur Firma Enercon aufgeschlossen, die mit ihrem „Enercon PartnerKonzept (EPK)“ lange Zeit eine Vorreiterrolle einnahm. Inhaltlich weichen die Vollwartungsverträge der verschiedenen Hersteller jedoch in vielen Punkten voneinander ab. Der Bundesverband WindEnergie e. V. schätzt die Kosten für Wartung und Instandhaltung auf 16 Prozent des jährlichen Umsatzes. Im November 2004 hat der Verband seinen Mitgliedern einen Leitfaden zu Wartungsverträgen zur Verfügung gestellt.

Wartungsverträge für Neuanlagen schließen die Betreiber zumeist mit den Anlagenherstellern beziehungsweise -lieferanten ab. Drittanbieter von Servicedienstleistungen haben es eher schwer, den Neuanlagenmarkt für sich zu erschließen, da die Hersteller die Herausgabe von Wartungsunterlagen und den schnellen Zugriff auf Ersatzteile sehr restriktiv handhaben. Dieses Problem trifft auch diejenigen Betreiber, die kleinere Störungen selbst beseitigen möchten. Bei älteren Anlagen und solchen, für die keine Garantie mehr besteht, ist es für Drittanbieter leichter, die Wartung zu übernehmen.

4.2 Blitzschutz der Windenergieanlage

Trotz unterschiedlicher Hersteller gibt es heute durchweg geeignete Blitzschutzsysteme, die Gondel, Rotorblätter und elektrische Einrichtungen wirksam vor den Folgen eines Einschlages schützen. In der Vergangenheit wurden Rotorblätter ohne einen solchen Schutz bei einem Blitzeinschlag häufig total zerstört. Die Funktionsfähigkeit des Blitzschutzsystems ist in regelmäßigen Intervallen zu überprüfen. Dazu existieren einschlägige Richtlinien, wie zum Beispiel die Arbeitsrichtlinie des Sachverständigenbeirats des Bundesverbands WindEnergie e. V. „Überprüfung des Zustandes des Blitzschutzsystems von Windenergieanlagen“ für äußere Blitzschutzanlagen. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf der Messung des Erdungs- und des Durchgangswiderstands von der Blattspitze bis zur Erdungsfahne.

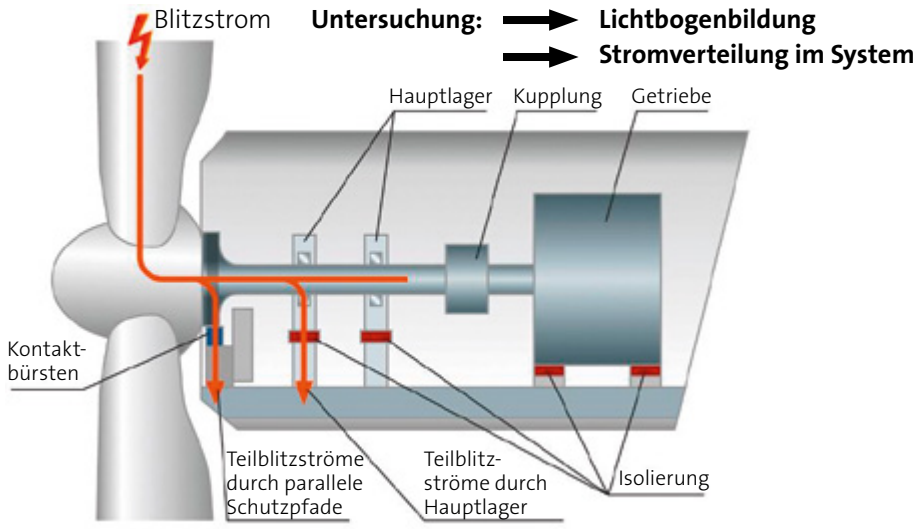


Abbildung 22: Ableitung Blitzstrom; Quelle: DEHN + SÖHNE GmbH

Die folgenden Schutzeinrichtungen sind derzeit auf dem neuesten Stand der Technik.

Die **Funktionsweise** eines modernen Blitzschutzes:

Der Blitz sollte in den sogenannten Rezeptor (aus Metall, in der Blattspitze) einschlagen. Über ein Stahlseil im Inneren des Rotorblatts, das den Rezeptor mit der Stahlkonstruktion (Rotorblattflansch–Gondelchassis–Turm) verbindet, wird der Strom des Blitzes bis ins Erdreich abgeleitet. Die Voraussetzung für eine einwandfreie Funktion ist ein intakter Potenzialausgleich (Erdungssystem) im Fundament beziehungsweise im Erdreich (siehe Abb. 22 auf S. 31).

VOR- UND NACHTEILE VERSCHIEDENER ROTORBLATTSCHUTZSYSTEME

Blattschutzsystem	Vorteile	Nachteile
Geflecht aus Kupferdrähten (Meshes) um die gesamte Blattspitze	Einlaminierung auf die Blattoberfläche relativ einfach; keine Entladung durch die Blattstruktur ins Blattinnere; Schutz des gesamten Blatts	anfällig für die Zerstörung der Mesh-Struktur am Einschlagspunkt; Reparatur und Austausch schwierig
austauschbare Metallspitze oder Kappe	relativ geringe Ausschmelzungen am Einschlagspunkt Austausch möglich	aufwendige Konstruktion und Befestigung an der Glasfaserstruktur; leitfähige Verbindung zur Ableitung muss sichergestellt sein
austauschbare Metallrezeptoren	relativ geringe Ausschmelzungen am Einschlagspunkt	kleine Einfangfläche; kein Schutz der Kanten an der Blattspitze; aufwendige Konstruktion; leitfähige Verbindung zur Ableitung muss sichergestellt sein
Metallprofile (in Blattkanten)	relativ geringe Ausschmelzungen am Einschlagspunkt; keine Entladung durch die Blattstruktur ins Blattinnere; zusätzlicher Schutz vor Seiteneinschlägen	aufwendige Konstruktion und Befestigung an der Glasfaserstruktur; Austausch nicht ohne Weiteres möglich; Betriebsfestigkeitsauslegung erforderlich

Quelle: BINE Projektinfo, Ausgabe 12/2000

Ein aktueller, innovativer Ansatz ist der Einsatz von Ableiterstreifen als Rotorblattschutzsystem. Diese dünnen Bänder aus Metallsegmenten werden auf die Oberfläche der Rotorblätter geklebt. Durch ihren Aufbau schaffen sie einen Kanal aus ionisierter Luft, durch den der Blitz zum Aufnehmer geleitet wird. Der Vorteil der Ableiterstreifen ist ihre höhere Haltbarkeit. Sie sollen bis zu 20 Jahre funktionstüchtig sein, während klassische Rezeptoren bereits zu einem früheren Zeitpunkt ausgetauscht werden müssen.

4.3 Brandschutzsysteme

Bis heute ist bei Neuinstallationen die durchschnittliche Leistung der Windenergieanlagen von Jahr zu Jahr kontinuierlich gestiegen. Analog dazu haben sich aber auch die Anschaffungs-

kosten erhöht. Die Verlagerung von Transformatoren, Umrichtern und Schaltanlagen in die Gondel führt zu einer hohen Wertekonzentration an der Spitze der Windmühle – unerreichbar für die Feuerwehr. Durch die in den letzten Jahren gehäuft auftretenden Feuerschäden an Windenergieanlagen ist ein erhöhter Bedarf an Brandschutzsystemen entstanden. Während die großen Multimegawattanlagen bereits mit automatischen Brandschutzsystemen angeboten werden, stehen in der Ein- und Zwei-Megawatt-Klasse aber nur vereinzelt und optional solche Systeme zur Verfügung.

Der GDV hat im Jahr 2005 eine Projektgruppe ins Leben gerufen, die sich mit dem Brandschutz in Windenergieanlagen befasst. Die Projektgruppe erstellte auf Basis der Schadenerfahrungen beteiligter Versicherungsunternehmen die Publikation VdS 3523: Windenergieanlagen (WEA), Leitfaden für Brandschutz.

4.4 Bremssysteme

Moderne Windenergieanlagen besitzen ausnahmslos redundante Bremsen, die die Anlagen in Notsituationen ohne größere Belastungen abfahren können beziehungsweise als Stillstandsbremsen dienen. Diese Redundanz ist notwendig, da eine unkontrollierte Überdrehzahl den gefährlichsten Betriebszustand für Windräder darstellt. Durch die enormen Fliehkräfte reißen die Blätter ab, und die entstehende Unwucht kann zum Einknicken des Turms und damit zu einem Totalschaden an der Anlage führen. Aus diesem Grund stellt eine Batteriepufferung der in der Rotornabe installierten Pitch-Antriebe auch bei Stromausfall die Blattverstellung und somit die aerodynamische Bremsung sicher. Der Ladezustand der Batterien muss durch die Anlagensteuerung überwacht werden. Für jedes Rotorblatt sind die Pitchs als selbstständiges und unabhängiges System ausgeführt. Da bereits ein einzelnes Blatt ausreicht, um den Rotor abzubremsen, stehen bei den üblichen dreiblättrigen Windenergieanlagen allein durch die Blattverstellung drei unabhängige primäre Bremssysteme zur Verfügung.

4.5 Condition Monitoring

Angestoßen durch den Versuch der Versicherer, mit einer Revisionsklausel (vorbeugender Austausch von Verschleißkomponenten nach definierter Standzeit) die Verantwortung für den sicheren Betrieb der Windenergieanlagen über längere Zeit an die Hersteller und Betreiber zurückzugeben, haben diese sowie verschiedene Spezialfirmen zustandsorientierte Überwachungssysteme entwickelt und zertifizieren lassen.

DIE ÜBERWACHUNG MUSS FOLGENDE BEREICHE ERFASSEN	
Rotorblätter	Drehzahl, Schwingung
Hauptlager	Schwingung
Getriebe	Eingangswelle, Schwingung
	Ausgangswelle, Schwingung
Generator	A- und B-Seite, Schwingung
Chassis	Schwingung
Turm	Schwingung
Öl	Temperatur, Druck, Qualität

Ein Teil der benötigten Daten wird bereits durch die Steuerungs- und Überwachungstechnik in den Anlagen zur Einbindung in CM-Systeme angeboten. Bei ausreichender Qualifizierung der Betriebsführung ist eine wirksame Beurteilung der Lager- und Zahneingriffsfrequenzen unter Berücksichtigung der Maschinenkinematik zu erwarten. Dies soll langfristig dazu führen, dass Schwachstellen ermittelt und behoben sowie Reparaturen mit ausreichender Vorlaufzeit für die Lieferung benötigter Komponenten geplant und in windarme Zeiten verlegt werden können. Letztlich erhöhen sich dadurch auch die Verfügbarkeit und die Lebensdauer der gesamten Windenergieanlage.

Abbildung 23: Sensoren am Getriebe an der ersten Planetenstufe, zweiten Planetenstufe, Stirnradstufe.

Abbildung 24: Sensor am Hauptlager. Er soll Schäden erfassen, die durch die langsam drehende Welle hervorgerufen werden. Die Lagerschwingungen, die entstehen können, liegen im niederfrequenten Bereich unter zehn Hertz.

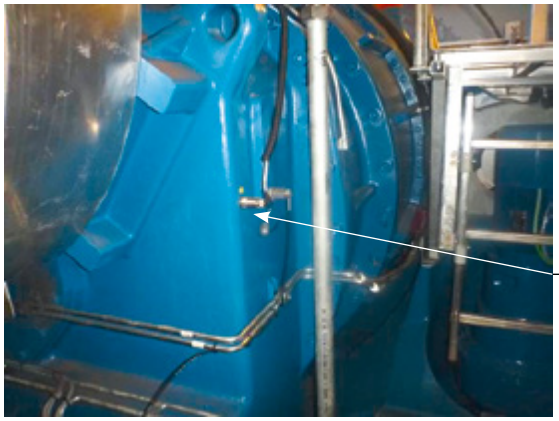


Abbildung 25: Sensor an der Stirnradstufe, generatorseitig

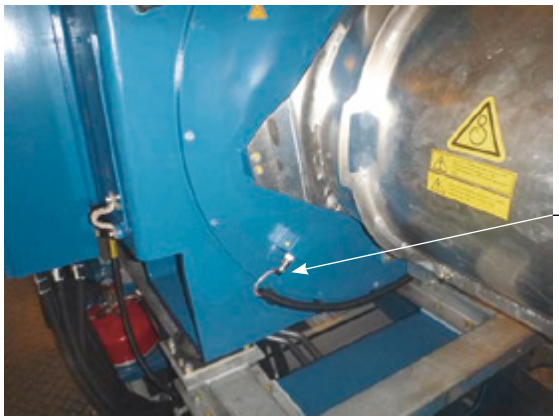


Abbildung 26: Sensor zur Überwachung eines Generatorlagers (A-Seite)

Quelle aller Abbildungen auf dieser Seite:
8.2 Group e. V., Daniel Tönnissen

4.6 Ölpartikelzählung

Der Verschleiß oder die Schädigung von Lagern und Verzahnungen erzeugen bereits Monate vor einem Ausfall Metallabrieb. Diesen können Ölpartikelzähler mit den Komponenten des Antriebsstrangs erfassen und bewerten, die über eine Ölumlaufschmierung verfügen. Die Detektion ist dabei nicht auf rein metallische Partikel beschränkt, denn die Zustandsänderungen fettgeschmierter Lager wie Generator und Hauptlager sowie Veränderungen des Lauf- oder Schwingungsverhaltens ohne einhergehenden Materialeintrag in den überwachten Ölkreislauf können mittels einer Partikelzählung nicht erkannt werden.

Die Ölpartikelzählung war in der Vergangenheit nur als Bestandteil einer (Offline-)Ölanalyse im Labor wirtschaftlich durchführbar. Erst seit circa drei Jahren bieten verschiedene Hersteller gezielt Systeme für eine kontinuierliche Überwachung von Getrieben in Windenergieanlagen an. Deren wesentlicher Bestandteil ist ein induktiv oder optisch arbeitender Sensor, der im Ölrücklauf des Getriebes vor dem Filter installiert wird. Dieser Sensor erfasst metallische Partikel ab einer bestimmten Größe (z. B. > 200 µm); dadurch kann die Zunahme von Verschleißpartikeln in Form eines einfachen Trendverlaufs beurteilt werden. Allerdings kann man aus dem Verlauf beziehungsweise der kumulierten Partikelanzahl keine Rückschlüsse auf die Funktionsfähigkeit des betroffenen Bauteils (Beurteilung des Zustands) ziehen. Die Herkunft der Partikel muss mithilfe einer visuellen Inspektion (z. B. Videoendoskopie) oder einer Schwingungsdiagnose ermittelt werden.

5 Stand der Entwicklung

5.1 Landgebundene Windenergieanlagen

Nachdem in den 1980er- und frühen 1990er-Jahren die Entwicklung von kleinen (50 bis 150 Kilowatt) hin zu mittleren Windenergieanlagen (500 und 600 Kilowatt) verlief, die schon damals in sehr hohen Stückzahlen gebaut wurden, begannen die Hersteller 1997/1998 mit der Errichtung der ersten Anlagen der Megawattklasse (ein Megawatt). Bereits im Jahr 2015 betrug die Leistung einer an Land neu installierten Windenergieanlage im Durchschnitt 2.727 Kilowatt. Das sind 144 Prozent mehr als noch im Jahr 2000 (1.115 Kilowatt)[1]. Nabenhöhen von 160 Metern und Rotordurchmesser von weit über 100 Metern ermöglichen auch in windschwächeren Binnenlandregionen den Bau von Anlagen mit deutlich mehr als drei Megawatt. Der Trend in Richtung fünf Megawatt – auch onshore – zeichnet sich bereits ab.

Die Bauarten moderner Windenergieanlagen lassen sich folgendermaßen klassifizieren:

- Die Mehrzahl der weltweit gebauten Anlagen wird auf konventionelle Weise mit Getrieben in aufgelöster Struktur (Rotor–Hauptlager–Hauptwelle–Getriebe–Kupplung–Generator) gebaut. Nur wenige Anbieter (darunter auch Enercon als der größte und erfolgreichste) verfolgen weiterhin das kompakte Konzept ohne Getriebe mit großen, langsam laufenden Generatoren.

- Bei den Anlagen oberhalb der 600-Kilowatt-Klasse hat sich der Dreiblattrotor durchgesetzt, während niedrigere Leistungsklassen alle Arten von Rotoren nutzen. Zwei-, Vier- und Vielblattrotoren sowie Savonius- und Darrieus-Rotoren finden sich in den kleinsten Anlagen.

- Während die Mehrzahl der Anlagen bis 600 Kilowatt mit starren Rotorblättern (stallgeregelt)

1 strom-report.de/windenergie/

und mit festen Drehzahlen arbeitet, hat in der Megawattklasse die Leistungsregelung per Blattverstellung (Pitch) in Kombination mit variabler Drehzahl überzeugt.

- Die Generatoren der Megawattklasse sind überwiegend als doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren ausgeführt und luftgekühlt. Bei kleineren Anlagen kommen häufig auch polumschaltbare Asynchrongeneratoren zur Anwendung. Nahezu ausnahmslos ist eine Kugeldrehverbindung zwischen Gondel und Turm mit geeigneten Friktionseinrichtungen. Die Verstellung der Gondel zum Wind nehmen zwei oder mehr Getriebemotoren vor.

- Die Türme moderner Windenergieanlagen werden fast überwiegend aus Stahlrohr gebaut, wobei einige Hersteller auch Gittermasten für bestimmte Standorte anbieten. Eine wachsende Anzahl wird außerdem in Ortbetonbauweise hergestellt. Für sehr hohe Türme mit 120 Metern und mehr ist die Hybridbauweise zu einer Alternative geworden, die eine Erleichterung der Transporte für die notwendigen Turmsegmente mit sich bringt.

Alle Windenergieanlagen in den gängigen Größenklassen (600 bis 6.000 Kilowatt) weisen heute **die üblichen Sicherheitsmerkmale** auf:

- Blitzschutz der Blätter sowie der gesamten Anlage,

- redundante Bremssysteme,

- Überwachung aller Betriebsparameter online,

- Schwingungsüberwachung Chassis, Getriebe, Generator,

- Kühlung von Generator und Getriebeöl,

- Überspannungsschutz für die Schalt- und Regeleinrichtungen.

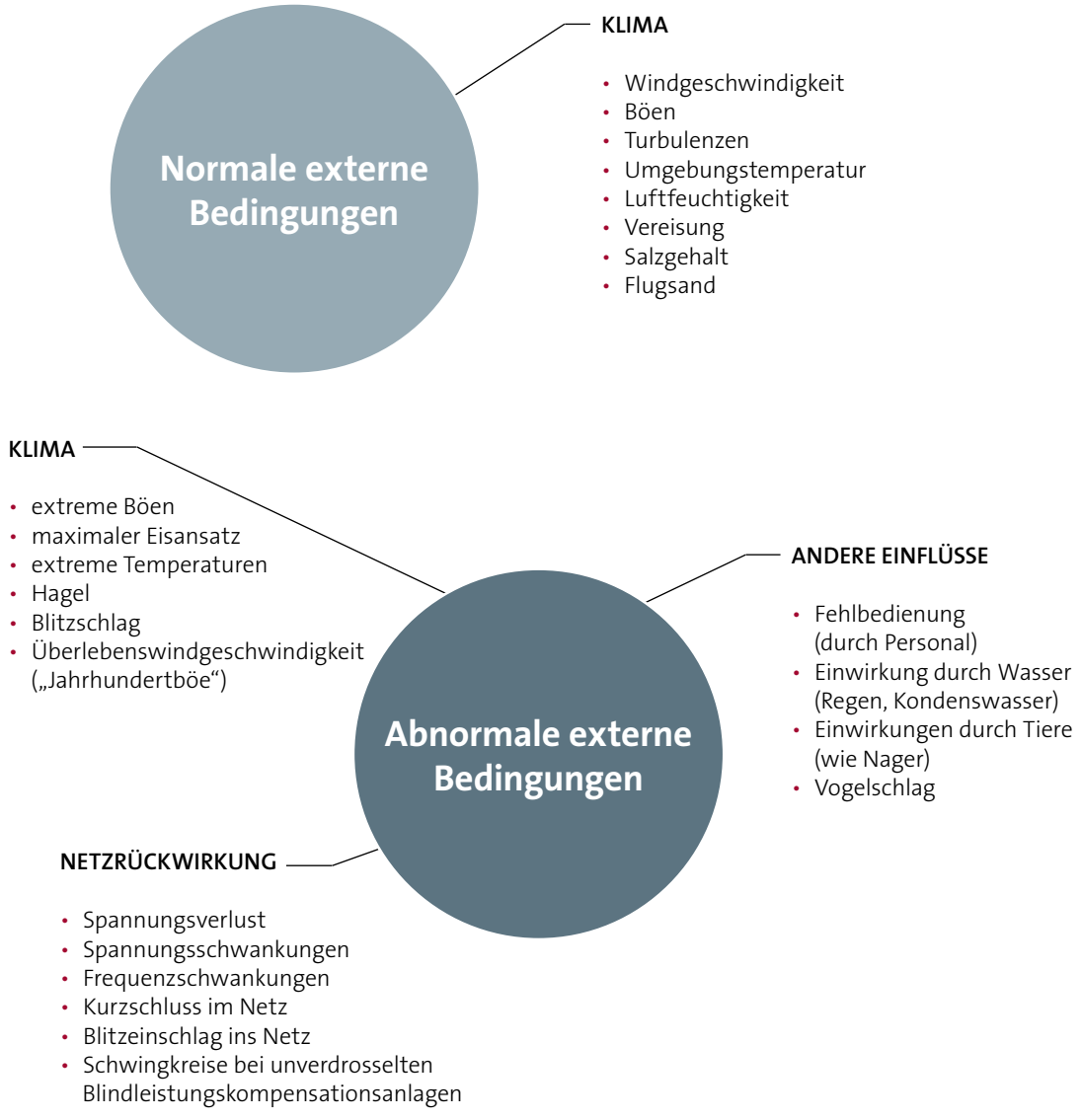
Moderne Windenergieanlagen haben bereits installierte Leistungen von bis zu 7,5 Megawatt. Anlagen in der Größenordnung von sechs Megawatt (Adwen, Senvion) sind vor allem dem Offshore-Einsatz vorbehalten. Einer weiteren Steigerung der Leistung scheinen nur die Grenzen in der Konstruktion einzelner Komponenten, insbesondere der Rotorblätter, entgegenzustehen. So hat der Rotor der 3,3-Megawatt-Anlage N131 von Nordex bereits einen Durchmesser von 131 Metern, was einer Abmessung des einzelnen Rotorblatts von mehr als 60 Metern Länge entspricht – zu lang, um auf normalem Transportweg verschickt zu werden.

6 Schadenpotenzial

Schäden an Windenergieanlagen stellen ähnliche Probleme dar wie an jeder anderen Maschine auch – mit dem Unterschied, dass die Anzahl der Lastwechsel bei Windenergieanlagen über die gesamte Lebensdauer ungleich höher als bei anderen stationären Maschinen ist. Dies wirkt sich insbesondere auf die dynamisch am stärksten belasteten Teile wie Rotor und Antriebsstrang aus.

So ist das Serienschadenrisiko typisch für Windenergieanlagen. Ähnlich wie in der Kfz-Branche werden nahezu baugleiche Anlagen in großer Stückzahl hergestellt. Beispielsweise für baugleiche Getriebe sind dadurch bereits Retrofitmaßnahmen in großem Umfang angefallen. Auch Generatoren und Rotorblätter sind immer wieder von Serienschäden betroffen.

Das hohe Schadenpotenzial liegt in den Betriebsbedingungen einer Windenergieanlage begründet. Die Herkunft der Schäden kann wie im folgenden Schema nach den fünf Kategorien unterteilt werden.



Normale interne Bedingungen

BETRIEBSZUSTÄNDE

- An- und Abfahren
- Synchronisation mit dem Netz
- Leistungs-/Drehzahlregelung
- Normalbetrieb
- Gondelrichtungsverstellung
- Stillstand (Rotor dreht langsam)
- blockierter Rotor

KRÄFTE UND MOMENTE

- Eigengewicht
- Massenbeschleunigung (Bremsen, Verstellen)
- Fliehkräfte
- Kreiselkräfte
- Massenunwucht
- aerodynamische Unwucht
- erzeugtes Drehmoment

WINDABHÄNGIGE ZUSTÄNDE

- Schräganblasung
- Turmstau oder -schatten

Abnormale interne Bedingungen

STÖRUNGEN

- Antrieb und Mechanik der Blattverstellung
- Triebstrang
- Generatorkurzschluss
- Gondelrichtungssteuerung
- mechanische Bremsen
- aerodynamische Bremsen
- Betriebsführung
- Sensoren
- Stromversorgung/Ladezustand der Batterien (z. B. für Pitch-Antriebe)

BETRIEBSZUSTÄNDE

- Überdrehzahl
- Überleistung
- Eigenschwingungen, Vibrationen
- erzwungene Schwingungen (Regelung)
- Notabschaltung
- Rückwärtsdrehen des Rotors

Andere Bedingungen

- Transport
- Montage
- Wartung und Bedienung

7 Schadenszenarien

7.1 Rotorblätter

- Risse (Längs- und Querrisse)
- Schwingungsbrüche
- Ablösungen, Laminationsfehler
- Blitzschlag/Aufbrechen beziehungsweise „Explosion“ des Blatts
- unzureichende Fixierung von Erdungsseilen in axialer und radialer Richtung im Blatt (hohe Zugbeanspruchung durch Zentrifugalkräfte)

Ursachen:

- Überlast

Normalerweise verhindern mehrere ineinandergreifende, teilweise redundant ausgelegte Sicherheitssysteme das Auftreten von Überlasten an Windenergieanlagen. Dennoch kann es auch bei normalen Witterungsverhältnissen zu Schadensfällen kommen. Ursächlich sind dann verschiedene Fehler, die erst in Kombination zu einem Versagen der Sicherheitssysteme führen. Das nachfolgende Beispiel beschreibt einen solchen Fall:

Nach einem Ausfall des Mittelspannungsnetzes versuchte eine 2,5-Megawatt-Anlage, einen Schnellhalt auszuführen. Dazu leitete die Steuerung eine Notfahrt der drei Flügel in eine 90-Grad-Position ein. Die dafür notwendige Energie sollten die Akkumulatoren der Notstromversorgung der Pitch-Antriebe liefern. Die Akkumulatoren waren jedoch bereits entladen. Die daraufhin eingeleitete hydraulische Bremsung konnte den Rotor nicht mehr anhalten. Die Bremsbeläge hielten der Belastung nur wenige Sekunden stand, bevor sie verschlissen, und die Drehzahl weiter anstieg. Aufgrund der Überdrehzahl riss eines der Blätter ab. Schwere Schäden an Gondel und Fundament waren die Folge. Wie sich später herausstellte, verhinderte ein Fehler in der Elektronik das Aufladen der Batterien. Bei vorausgegangenen Wartungsarbeiten war zudem die Überwachung der Akkumulatoren deaktiviert worden, sodass der niedrige Ladezustand unbemerkt bleiben konnte.

Wiederholt aufgetretene Ursachen für Steuerungsausfälle bei Überlastsituationen sind:

- deaktivierte sicherheitsrelevante Alarme (siehe oben genanntes Beispiel)
- Fehler in der Steuerung und/oder der Signalübertragung
- Vorgabe falscher Schwellwerte für sicherheitsrelevante Alarme durch Inbetriebsetzer oder Wartungspersonal
- Herstellungsfehler
- Schwingungen
- Konstruktionsfehler (Lastannahmen)
- Schräganströmung
- aeroelastische Schwingungen
- Frost, Eisansatz, Hagel
- Gewitter

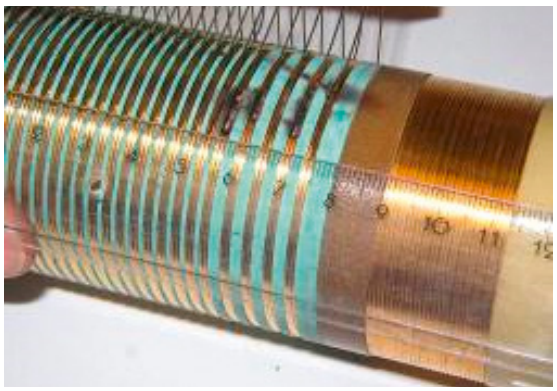


Abbildung 27: Kurzschlussspuren auf einem Schleifringübertrager. Die Ursache waren verbogene Bürsten nach einem Lagerschaden; Quelle: Allianz

Abbildung 28: Aufgeplatzte Blattspitze nach Blitzschlag; Quelle: Allianz

Abbildung 29: Gut erkennbar: die Öffnung für den Rezeptor der Blatt-Oberschale; Quelle: Allianz

Abbildung 30: Rezeptorhalter mit Rezeptoren für die Blatt-Ober- und -Unterschale. Der Halter ist das Verbindungsstück zwischen Erdungsseil und Rezeptoren; Quelle: Allianz

Bei Rotorblättern mit einer ungünstigen Anordnung der Rezeptoren oder bei Blättern mit Wassereinschlüssen kann es vorkommen, dass Blitze auch direkt durch die Blattoberfläche in das Erdungssystem eindringen. Die Blattbewegung erschwert es dem Blitz, in den Rezeptor einzuschlagen. Die tabellarische Auflistung der Blitzschutzmaßnahmen in Kapitel 4.2 auf S. 31 zeigt verschiedene Möglichkeiten zum Schutz des Rotorblatts. Wassereinschlüsse im Blatt können bei einem Blitzschlag explosionsartig verdampfen. In der Folge reißt das Blatt in diesem Bereich auf. Abhilfe schaffen Dränageöffnungen, durch die das eingedrungene Wasser abfließen kann.

Abbildung 31: Bei niedrigen Außentemperaturen muss die Reparatur in einem beheizten Zelt erfolgen; Quelle: R+V

7.2 Getriebe und Rotorhauptlager

- Rotorhauptlagerschäden
- Lagerschäden an der Planetenstufe des Hauptgetriebes
- Lagerschäden an der Stirnradstufe des Hauptgetriebes
- Verzahnungsschäden an Planet- und Stirnradstufe

Ursachen:

- nicht ausreichende Kenntnis der dynamischen Lasten
- Konstruktions-/Auslegungsfehler
- Herstellungsfehler
- Schmierung

- Betriebsverhältnisse (Bremsverhalten, Böen, Korrosion)

- mangelhafte Wartung

Zu den anspruchsvollsten Aufgaben bei der Projektierung einer Windenergieanlage zählt die Einschätzung der verschiedenen Belastungszustände im Antriebsstrang: Denn derzeit ist es immer noch sehr schwierig, die tatsächlich auftretenden dynamischen Lasten exakt vorherzusagen. Zwar greift die nationale und internationale Richtlinien- und Normenarbeit neue Erkenntnisse auf, sie kann aber mit dem hohen Entwicklungstempo der Windenergiebranche nicht Schritt halten. Eine Vielzahl von Schäden am Antriebsstrang, insbesondere im Bereich des Getriebes, hat gezeigt, dass die Komponenten in den Windenergieanlagen weit höheren Belastungen ausgesetzt sind, als noch vor einigen Jahren angenommen wurde.

Lager- und Verzahnungsschäden in den Getrieben bilden den Schadenschwerpunkt im Antriebsstrang. Die Erfahrungen zeigen, dass die tatsächliche Lebensdauer von Getrieben in Windenergieanlagen teilweise erheblich unter der berechneten Lebensdauer liegt. So hat sich zum Beispiel infolge diverser Serienschäden herausgestellt, dass Pendelrollenlager als Planetenlager in Windenergieanlagen kritisch zu sehen sind. In der Zwischenzeit haben sich stattdessen Zylinderrollenlager durchgesetzt.

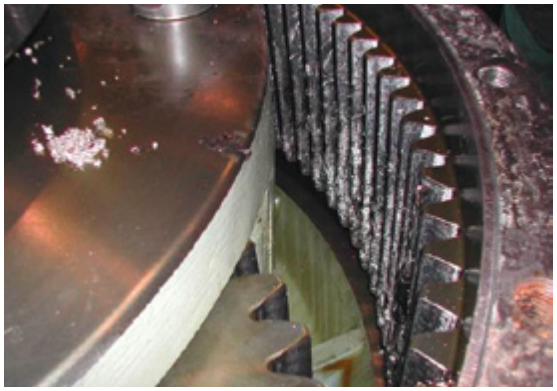


Abbildung 32: Getriebetotalschaden in der Planetenstufe durch Lagerausfall nach circa 30.000 Betriebsstunden (1,5-Megawatt-Windenergieanlage); Quelle: R+V

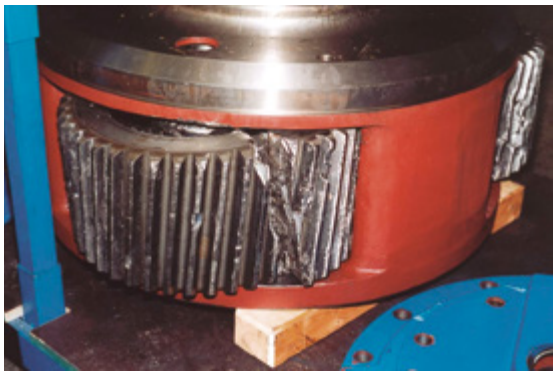


Abbildung 33: Getriebetotalschaden nach Lagerversagen am Planetenträger nach circa 20.000 Betriebsstunden (Ein-Megawatt-Windenergieanlage); Quelle: Allianz

Häufige Schadenbilder sind:

- Graufleckigkeit an Zahnflanken, ein Zeichen beginnender Materialermüdung. Von ihnen ausgehend bilden sich Haarrisse, die zu Ausbrüchen in den Flanken führen können.

Abbildung 34: Graufleckigkeit an Zahnflanken; Quelle: Allianz

Abbildung 35: Getriebewechsel, hier ohne die Demontage des Rotors; Quelle: R+V

- auf den Zahnflanken verpresstes Fremdmaterial beispielsweise von einem Schaden am Getriebe (z. B. Lagerschaden, Zahnausbrüche)
- Verunreinigungen bei der Herstellung
- drehende Lagersitze
- Überlastung des Lagers
- zu große Passungen
- Zahnbrüche infolge von Überlastung (Betriebsbelastungen, Bremsmomente) oder Materialeinschlüssen
- ungleichmäßige Tragbilder (Zahnflanken, Lagerschalen), ein Zeichen für lokale Überlastungen

Mögliche Folgen:

- Rissbildung oder Ausbrüche an den Zahnflanken
- Lagerschälung
- Stromübergangsmarkierungen in den Lagern nach Blitzschlag
- schlechte Lagerschmierung, zum Beispiel Spritzschmierung bei den Planetenlagern
- Aufnahme zu großer radialer/axialer Lasten wegen fehlender Ausgleichsmöglichkeiten innerhalb des Getriebes
- Schmierfähigkeitsverlust des Schmiermittels (Reinheit, Temperatur)
- Stufenbildung an der Kupplung zwischen Planeten- und Stirnradgetrieben durch Reibkorrosion

7.3 Generator

- Lagerschäden an A- und B-Lager
- Wicklungsschäden

Ursachen:

- Montagefehler
- Überlastung
- Auslegungsfehler
- Ausführung/Lebensdauer der Wicklungsisolation
- mangelhafte Reinigung/Wartung
- fehlerhafte Ausrichtung bei Montage

Abbildung 36: Aufgefächerter Wickelkopf eines Schleifringläufers infolge einer abgerissenen Läuferbandage; Quelle: Allianz

Die häufig in Windkraftanlagen eingesetzten doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren haben einen gewickelten Läufer, dessen Wickelköpfe und Ableitungen hohen dynamischen Lasten ausgesetzt sind. Hält die Wickelkopfbandage den Kräften nicht stand, kann der Wickelkopf auffächern. Im schlimmsten Fall kommt es zum Anstreifen und zur Zerstörung der Wicklung. Auch die Abstützung der Ableitungen, die Rotorwicklung und Schleifringe verbinden, muss eine ausreichende mechanische Festigkeit aufweisen. Über eine Endoskopie besteht die Möglichkeit, den Wickelkopfbereich zu inspizieren.

7.4 Elektrische Einrichtungen

Fehler in den elektrischen Einrichtungen der Windkraftanlage können von teuren Folgeschäden bis hin zum Totalschaden der gesamten Anlage führen. Häufiger kam es bereits zu Bränden. Das Feuer entsteht in solchen Fällen durch eine Überhitzung infolge von Überlast, Erd-/Kurzschluss sowie Lichtbögen.

Typische Fehler sind unter anderem:

- technische Defekte oder falsch dimensionierte Bauteile in der Leistungselektronik (z. B. Schalt-, Umrichterschrank, Transformator)
- ein Versagen von Leistungsschaltern und/oder Lichtbögen in Schaltanlagen
- Versagen oder Überlast von Kabelmuffen der internen oder externen Parkverkabelung
- ein Versagen der Steuerungselektronik
- hohe Übergangswiderstände durch ungenügende Kontakte bei elektrischen Verbindungen, zum Beispiel bei Schraubverbindungen an Kontaktschienen
- unzureichendes elektrisches Schutzkonzept im Hinblick auf Isolationsfehlererkennung und Selektivität der Abschaltorgane
- keine beziehungsweise keine allpolige Freischaltung des Generators bei Anlagenausfall/-abschaltung
- ein fehlender Überspannungsschutz auf der Mittelspannungsseite des Transformators
- Resonanzen in RC-Schwingkreisen (Netzfilter, Blindleistungskompensationen)
- Bauteilausfälle durch Verschleiß oder begrenzte Lebensdauer

Abbildung 37: Versagen einer 110-Kilovolt-Muffenverbindung; Quelle: 8.2 Group e. V., Nikolaus Kromm

Abbildung 39: Umrichtereinschub mit defekten IGBTs; Quelle: R+V

Abbildung 38: Innere Parkverkabelung, beschädigt durch Baggerarbeiten; Quelle: Svst.-Büro Vogel, Ullrich Maug

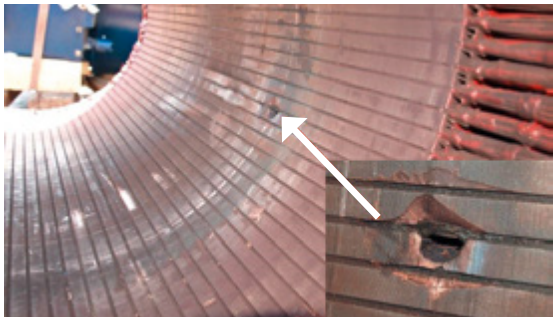


Abbildung 40: Generator-Statorwicklung mit Erdschluss; Quelle: R+V

- fehlender/schlechter Potenzialausgleich
- mangelhafte Wartung

Da Windenergieanlagen nicht ständig besetzt sind, besteht nur während der Wartungen und Revisionen die Möglichkeit, Schäden in ihrer Entstehungsphase zu entdecken und Maßnahmen zur Schadenverhütung einzuleiten. Daher trägt das Wartungspersonal eine ganz besondere Verantwortung. Daran ändern auch die mittlerweile eingesetzten CMS nichts, denn diese überwachen nur den Antriebsstrang, den Turm und die Rotorblätter. Veränderungen im Betriebsverhalten der anderen Anlagenteile, zum Beispiel der elektrotechnischen Einrichtungen, erfassen sie aber nicht.

Das Wartungspersonal kann seine Aufgabe jedoch nur dann richtig ausführen, wenn die Raumverhältnisse es zulassen. Bereits bei der Entwicklung einer Windenergieanlage sollte darauf geachtet werden, dass alle Anlagenteile, die einer regelmäßigen Kontrolle bedürfen, auch gut zugänglich sind.

Alle zwei Jahre ist eine wiederkehrende Prüfung von elektrischen Anlagen (gem. VdS) zu empfehlen. Zwar wird diese Prüfung zumeist bereits durch die BGV A3 (ehem. VBG 4) gefordert, dort liegt der Prüfungszyklus jedoch bei vier Jahren. Die Prüfung muss durch einen anerkannten Sachverständigen durchgeführt werden.

Da immer mit Fehlern im Netz oder dem Ausfall von Betriebsmitteln gerechnet werden muss, kann eine optimal ausgewählte elektrische Schutztechnik zur Erfassung von Netzfehlern und anderen anomalen Betriebszuständen in der Windenergieanlage sowie den zugehörigen peripheren Anlagen das Schadensrisiko erheblich verringern. Leider ist häufig aus Platzgründen eine Nachrüstung mit einfachen Mitteln nicht möglich.

Abbildung 41: Mit Lagerfett kontaminiertes Schleifringgehäuse eines Generators; Quelle: Allianz

Für Transformatoren haben sich in der Vergangenheit folgende Schadenschwerpunkte herauskristallisiert:

- ein fehlender Überspannungsschutz durch die Verwendung berührungssicherer Steckverbindungen auf der Mittelspannungsebene (Die Ausführung mit Überspannungsschutz ist bei der Neubestellung eines Transformators mit geringen Mehrkosten verbunden, eine Nachrüstung mit ungleich höheren Kosten.)
- fehlende Temperaturüberwachung
- falsch eingestellte Schutzgeräte
- mechanische Spannung an den Ableitungen
- unzureichende Pflege beziehungsweise Wartung von Transformator und Kompaktstation

Abbildung 42: Transformatorschaden: Überspannung aus dem EVU-Netz mit Durchschlag der Leiterisolation. Ein netzseitiger Überspannungsschutz fehlte; Quelle: Allianz

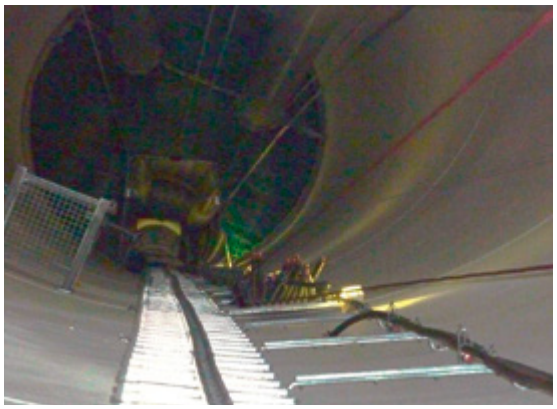


Abbildung 44: Abgetrennte Energiekabel; Quelle: R+V

Abbildung 43: Brand an einem 20-Kilovolt-Transformator durch mangelnde Wartung; Quelle: R+V

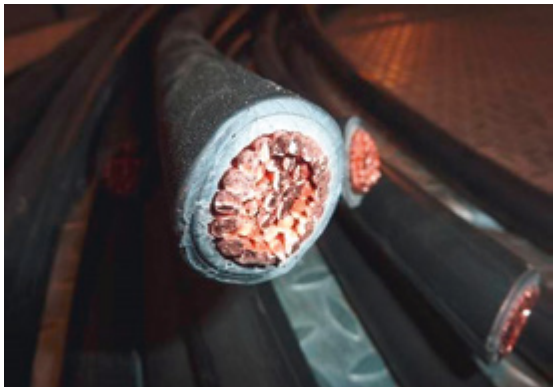


Abbildung 45: Abgetrennte Energiekabel (Vergrößerung); Quelle: R+V

7.5 Diebstahl

Schäden in einer fünfstelligen Größenordnung sind durchaus auch durch den Diebstahl oder den versuchten Diebstahl von Kupferkabeln möglich. Ohne Einbruchmeldeanlage ist eine Windenergieanlage ein leichtes Ziel: Die im Turm verlegten Energiekabel können so von Dieben – zum Beispiel mit einer akkuhydraulischen Kabelschere – leicht durchtrennt und entfernt werden.

7.6 Fundamente

Den hoch belasteten Stahlbetonfundamenten wurde viele Jahre lang kaum Aufmerksamkeit geschenkt, obwohl sie einer regelmäßigen Inspektion und Pflege bedürfen, wie aktuelle Untersuchungsergebnisse von Fundamentrissen zeigen. Daher ist ihre Einbindung in den Wartungs- und Instandhaltungsplan dringend zu empfehlen. Kümmert sich der Betreiber nicht um den „Standfuß“ seines Windrads, können schon allein durch normale Witterungseinflüsse Schäden eintreten:

- Durch Risse im Beton eintretendes Wasser kann zu Rost an der Stahlarmierung führen. Bei fortgeschrittener Korrosion reißt die Stahlarmierung. Die Stabilität des Bauteils wird herabgesetzt.

- Das in Risse eindringende Wasser wäscht den Beton aus. Es entstehen Hohlräume, in denen immer größere Flächen der Armierung freiliegen.

- In die Fuge zwischen Fundamenteinbauteil (auch FET) und Fundament eindringendes Wasser kann durch Auswaschungen und Korrosionen zu einer gefährlichen Vergrößerung des ohnehin vorhandenen Spiels zwischen den beiden Komponenten führen.

Seit dem Jahr 2006 sind Fundamentschäden an Windenergieanlagen für viele Betreiber ein Thema geworden. Bereits mehrere Hundert Schäden wurden im In- und Ausland an Anlagen von mindestens zwei Herstellern festgestellt. Besonders oft traten Mängel bei Fundamenteinbauteilen mit zwei umlaufenden Druckringen auf. Zu den am häufigsten vorkommenden und leicht erkennbaren Schadenbildern gehören halbkreis- oder ringförmige Risse um das Fundamenteinbauteil sowie Risse im Turminneren. Bei weiteren Untersuchungen traten oftmals auch Risse über dem oberen und unter dem unteren Druckring sowie radial verlaufende Risse vom Turmschaft zur Außenseite des Fundaments zutage. Ihren Ursprung haben solche Schäden in einer Verknüpfung verschiedener Faktoren, die Einfluss darauf haben, ob der Krafteintrag über Turm und Einbauteil dauerhaft schadenfrei in das Fundament erfolgen kann, zum Beispiel:

- unzureichende Bewehrung wie Querkraftbewehrung (Schubbewehrung), Aufhänge-/Rückhängebewehrung,

- fehlende Weichschichten über dem oberen und unter dem unteren Druckring,

- Betonierschatten unter den Druckringen.

Auch nach einer Sanierung bedarf das Fundament der regelmäßigen Prüfung, da Langzeitergebnisse zum Sanierungserfolg nicht vorhanden sind und Teile der Problematiken durch die gängigen Sanierungskonzepte nicht behoben werden.

Für die Schadenbeurteilung kommt erschwerend hinzu, dass die rechtlichen Beziehungen zwischen Anlagenerwerber, Hersteller und Fundamenterrichter je nach vertraglicher Vereinbarung variieren können. Das Schadenpotenzial und die schwierige Ausgangslage haben den Bundesverband Windenergie e. V. dazu veranlasst, im Jahr 2008 einen Arbeitskreis „Fundamente“ zu gründen. Ziel ist die Organisation einer Bestandsaufnahme und eines Informationsaustauschs zu Problemen mit Fundamenten von Windenergieanlagen.

Abbildung 46: Sanierungsarbeiten am Fundament;
Quelle: Gothaer, Edgar Sensen

Abbildung 47: Risse im Innenbereich des Turms;
Quelle: Gothaer, Edgar Sensen

7.7 Totalschäden

- Umsturz
- Gondelabsturz
- Feuer

Ursachen:

- Konstruktions-/Fertigungsfehler
- Sicherheitsmängel
- Kurzschluss/Blitzeinschlag (Feuer, Unwucht)
- Unwucht nach Überlastbruch von Rotorflügeln

Totalschäden an Windenergieanlagen sind im Vergleich zum Gesamtschadenaufkommen eher selten. Dennoch stellen sie eine außerordentliche Belastung für alle Beteiligten dar. Die Wiederherstellungskosten für Zwei-Megawatt-Anlagen liegen bereits bei zwei Millionen Euro. Bei Anlagen mit mehr als fünf Megawatt wird die Fünf-Millionen-Euro-Grenze überschritten.

8 Quellenangaben

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG, 21. Juli 2004)
www.erneuerbare-energien.de

Unfallverhütungsvorschrift: Elektrische Anlagen und Betriebsmittel (BGV A3, vorherige VBG 4)

Richtlinie für Windenergieanlagen; Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), März 2004

DIN EN 50110-2 (VDE 0105-2) Betrieb von elektrischen Anlagen

DIN EN 50308 (VDE 0127-100) Windenergieanlagen – Schutzmaßnahmen – Anforderungen für Konstruktion, Betrieb und Wartung

DIN EN 60204-1 (VDE 0113-1) Sicherheit von Maschinen – Elektrische Ausrüstung von Maschinen – Teil 1: Allgemeine Anforderungen

DIN EN 61400-2 (VDE 0127-2) Windenergieanlagen

DIN EN 60599 (VDE 0370-7, ICE 60599) In Betrieb befindliche, mit Mineralöl imprägnierte elektrische Geräte – Leitfaden zur Interpretation der Analyse gelöster und freier Gase

DIN EN 61400-1; VDE 0127-1: Windenergieanlagen

- Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1)
- Teil 2: Sicherheit kleiner Windenergieanlagen (IEC 61400-2)

DIN EN 62305 (VDE 0185-305) Blitzschutz

- Teil 1: Allgemeine Grundsätze (DIN EN 62305-1; VDE 0185-305-1)
- Teil 2: Risiko-Management (VDE 0185-305-2) mit Beiblatt 1: Blitzgefährdung in Deutschland und Beiblatt 2: Berechnungshilfe zur Abschätzung des Schadensrisikos für bauliche Anlagen
- Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen (DIN EN 62305-3 und VDE 0185-305-3) mit Beiblatt 1: Zusätzliche Informationen zur Anwendung der DIN EN 62305-3 und Beiblatt 2: Zusätzliche Informationen für besondere bauliche Anlagen sowie Beiblatt 3: Zusätzliche Informationen für die Prüfung und Wartung von Blitzschutzsystemen
- Teil 4: Elektrische und elektronische Systeme in baulichen Anlagen (DIN EN 62305-4, VDE 0185-305-4 und IEC 62305-4)

DIN VDE 0100-610 (VDE 0100-610) Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 6-61: Prüfungen – Erstprüfungen

- Bezugsquelle: Beuth Verlag GmbH, Burggrafenstraße 6, 10787 Berlin, www.beuth.de

VdS 890: GDV-Broschüre „Erneuerbare Energien: Gesamtüberblick über den technologischen Entwicklungsstand und das technische Gefährdungspotential“, Abschlussbericht der Projektgruppe „Erneuerbare Energien“ der technischen Versicherer im GDV

VdS 2010: Risikoorientierter Blitz- und Überspannungsschutz

VdS 2025: Elektrische Leitungsanlagen

VdS 2046: Sicherheitsvorschriften für elektrische Anlagen bis 1000 Volt

VdS 2304: Einrichtungsschutz für elektrische und elektronische Systeme, Richtlinien für Planung und Einbau

VdS 2349: Störungsarme Elektroinstallation, Richtlinien zur Schadenverhütung

VdS 2871: Prüfrichtlinien nach Klausel SK 3602, Richtlinien für die Prüfung elektrischer Anlagen

VdS 3432: VdS-anerkannte Sachkundige für Blitz- und Überspannungsschutz sowie EMV-gerechte elektrische Anlagen (EMV-Sachkundige)

- Bezugsquelle: VdS Schadenverhütung Verlag, Köln, www.vds.de

Bundesverband WindEnergie e. V.: WindEnergie 2006. Marktübersicht

- Bezugsquelle: www.wind-energie.de

Arbeitsrichtlinie „Überprüfung des Zustandes des Blitzschutzsystems von Windenergieanlagen“, 2004

II Windkraftanlagen offshore

9 Aktive Begleitung durch die Versicherungsindustrie

Die deutsche Versicherungswirtschaft begleitet seit über 100 Jahren – angefangen mit ersten Deckungskonzepten für Dampfmaschinen – den technischen Fortschritt. Mit risikogerechten Lösungen entwickelte sie sich dabei zum anerkannten Partner der Wirtschaft. Die für die Versicherung von Windenergieanlagen zuständigen Fachgremien des GDV haben sich für eine intensive Auseinandersetzung mit den Herausforderungen der noch vergleichsweise jungen Offshore-Windtechnologie ausgesprochen. Die Versicherer engagieren sich aktiv in einem Aktionsbündnis aus Politik, Industrie, Strom- und Finanzwirtschaft, das unter ressortübergreifender Moderation der Bundesregierung im Herbst 2005 als Stiftung zur Unterstützung des Baus eines Offshore-Testfelds gegründet wurde. Der Antrag des GDV auf Mitgliedschaft im Kuratorium der Offshore-Stiftung wurde im Mai 2006 angenommen. Den Verbandsmitgliedern eröffnet sich über die Stiftungsmitarbeit des GDV nicht nur eine enge Bindung an Testverlauf und Forschungsergebnisse im Zusammenhang mit dem Offshore-Testfeld alpha ventus, sondern auch die notwendige Nähe zu den wirtschaftlichen und politischen Entscheidungsträgern im Bereich der Förderung Erneuerbarer Energien im weiteren Sinne.

Neben der Stiftung Offshore existiert seit 2009 ein weiteres Gremium der Europäischen Versicherungswirtschaft, das European Wind Turbine Committee (EWTC), bestehend aus circa 25 europäischen Erst- und Rückversicherern, mit dem Ziel des technischen Austauschs zu On- und Offshore-Wind. Eine Initiative des EWTC ist der sogenannte Offshore Code of Practice (OCoP), der zurzeit in Zusammenarbeit mit der Windindustrie erarbeitet wird. Er hat das Ziel, ein ganzheitliches Risikoverständnis zu fördern und damit die komplexen Offshore-Windrisiken langfristig versicherbar zu halten. Dies ist eine Grundvoraussetzung, um die benötigten Investitionen in diesem Bereich überhaupt zu ermöglichen.

10 Stand der Technik

10.1 Turbinen

Die Turbinen für den Einsatz auf See unterscheiden sich zwar nicht grundsätzlich von den Anlagen an Land, sie sind jedoch in der Regel mit einer Luftaufbereitung, bei der Außenluft angesaugt, entsalzt, getrocknet und anschließend als Überdruckspülung in die Gondel geleitet wird, sowie einer Hostplattform für den Helikoptertransfer ausgestattet.

Da sich beim Transport auf See kaum Einschränkungen durch die Größe der Bauteile ergeben, können nun Offshore-Anlagen mit deutlich höheren Leistungen gefertigt werden. In den letzten Jahren hat sich die Leistungsklasse von 3,6 Megawatt über fünf und sechs auf acht Megawatt gesteigert. Die Rotordurchmesser erreichen dabei aktuell (Stand 2016) bis zu 164 Meter. Die Entwicklung von serienreifen Anlagen mit einer Leistung von zehn Megawatt bis zum Jahr 2020 erscheint somit realistisch.

In der Vergangenheit wurden fast ausschließlich Getriebeanlagen eingesetzt, da diese deutlich leichter waren als Turbinen mit direkt angetriebenen Ringgeneratoren. Erst die dadurch anfallenden Mehrkosten für Türme und Fundamente machten die Getriebeanlagen wirtschaftlicher. Dieser Nachteil wird unterdessen durch leistungsstarke Permanentmagnete wettgemacht. Da sich durch die Minimierung von Bauteilen und beweglichen Elementen vor allem im Betrieb Vorteile ergeben, kommen jetzt auch direkt angetriebene Turbinen mit einer Nennleistung von sechs Megawatt zum Einsatz.

10.2 Gründungen und Fundamente

Gängige Gründungsvarianten sind Monopiles, Tripiles und Schwerkraftfundamente sowie Jacket-Strukturen und Tripoden. Während die Monopiles, Tripiles und Schwerkraftfundamente direkt in Verbindung zum Meeresboden stehen, müssen Tripoden und Jackets über kleinere Piles, die dann mit der Gründungsstruktur mittels Spezialbeton vergossen (Grouting) oder mittels der sogenannten Suction Buckets mit dem Untergrund verbunden werden.

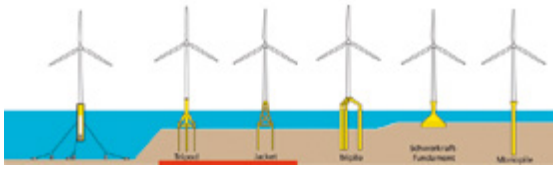


Abbildung 48: Gründungen und Fundamente;
Quelle: Stiftung Offshore-Windenergie

10.2.1 Monopile

Der Monopile ist die bisher mit Abstand am häufigsten verwendete Gründungsstruktur für Offshore-Windenergieanlagen. Dies ist den Wassertiefen in den bereits genehmigten Windparks geschuldet, die sich mit wenigen Ausnahmen in einem Bereich zwischen vier und 50 Metern bewegen. Für diesen Einsatzbereich hat sich der Monopile als die wirtschaftlich und technisch günstigste Lösung erwiesen. Bei diesem Fundamenttyp handelt es sich um ein Stahlrohr mit einem Durchmesser von fünf bis acht Metern, einer Länge von bis zu 80 Metern und einem Gewicht von bis zu 1.400 Tonnen, das in den Meeresboden gerammt wird.

An dem Monopile wird ein Übergangsstück (das sogenannte Transition Piece, auch TP) befestigt, an dem auch eine Vorrichtung zum Andocken und sicheren Personenüberstieg vom Boot (das Boatlanding; hier Crew Transfer Vessel, auch CTV) angebracht ist.

In der Vergangenheit wurden TPs mittels einer Grouting-Verbindung mit dem Monopile verbunden – eine bewährte Methode der Öl- und Gaswirtschaft, insbesondere bei Exploration und Förderung. Vorteilhaft ist dabei besonders die Möglichkeit, Schiefstellungen der eingerammten Monopiles noch bis zu mehreren Graden ausgleichen zu können. Die Verbindung erfolgt dabei formschlüssig über die Oberflächenrauigkeit des korrodierten Stahls. Die ersten Betriebserfahrungen zeigten jedoch, dass diese Verbindung durch die regelmäßige Schwingungsanregung bei Windkraftanlagen nicht von dauerhaftem Bestand ist. Als erste Gegenmaßnahmen wurden die Monopiles und TPs zunächst mit Shear Keys, einer Art Verzahnung, versehen und/oder die Verbindung konisch anstatt zylindrisch ausgeführt.

Da sich bei verschiedenen Projekten herausstellte, dass bei einer verschraubten Flanschverbindung zwischen Monopile und TP keine Schiefstellungen in dem zunächst erwarteten Umfang auftraten, wurde das Verfahren angepasst Diese Flanschverbindung erleichtert auch die Offshore-Montage und hat die Grouting-Verbindung als Standardverfahren abgelöst.

10.2.2 Schwerkraftfundamente

Schwerkraftfundamente wurden bisher insbesondere bei geringen Wassertiefen eingesetzt. Sie werden an Land aus Beton gegossen und dann zur Baustelle verbracht. Dafür ist eine aufwendige Logistik sowohl an Land als auch auf See erforderlich – sogar Spezialschiffe werden eigens zu diesem Zweck gebaut. In der Regel wird die Basis am Endstandort noch mit Ballast aufgefüllt, sodass ein Schwerkraftfundament letztlich mehrere Tausend Tonnen wiegt.

Solche Fundamente wurden bisher zum Beispiel in der Ostsee eingesetzt. Hier fällt im Besonderen die konusförmige Form ihres Oberteils auf. Diese hat den Zweck, bei Eisbildung dessen

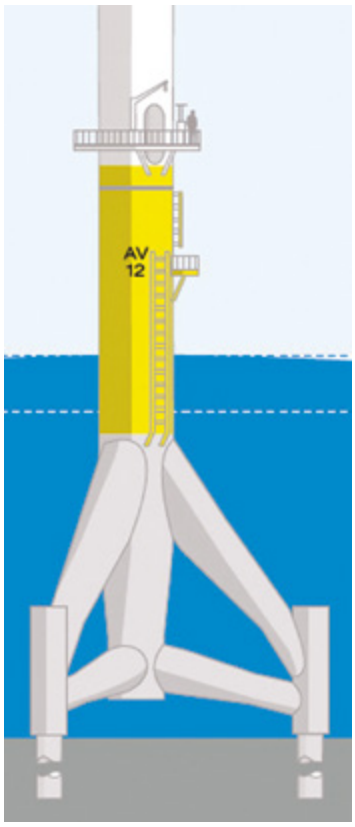
Druck zu vermindern, indem das Eis nach unten abgelenkt wird. Ein weiteres Nutzungsbeispiel sind die Schwerkraftfundamente des Windparks Thorntonbank in der belgischen Nordsee bei 30 bis 35 Metern Wassertiefe.

10.2.3 Tripile

Das Tripile-Fundament ist eine Entwicklung des Unternehmens BARD und eignet sich für Wassertiefen zwischen 25 und 50 Metern. Stützkreuz und Streben sind aus Flachstahlelementen geschweißt. Zur Errichtung des Fundaments werden zuerst die drei bis zu 90 Meter langen Rammrohre in den Meeresboden getrieben. Für die vertikale Ausrichtung und genaue Positionierung zueinander sorgt eine besondere Konstruktion (Rammschablone) am Heck des firmeneigenen Errichterschiffs. Nach erfolgreicher Rammung wird ein Stützkreuz auf die drei Pfähle aufgesetzt und in den Verbindungszonen mit Spezialbeton vergossen.

10.2.4 Tripod (Dreifuß)

Erste Varianten von Tripods – dreibeinigen Konstruktionen –, die insbesondere bei größeren Wassertiefen notwendig sind, wurden bereits realisiert, wie der circa 30 Meter hohe Stahl-Tripod der Ende 2006 an Land errichteten Multibrid M5000 der Firma AREVA. Somit ist die M5000 die weltweit erste Offshore-Windenergieanlage, mit der das Zusammenspiel zwischen einem Tripod-Fundament und einer Windenergieanlage bereits an Land getestet wurde. Seit dem Bau der letzten M5000 im Projekt alpha ventus sind sechs Tripods in Wassertiefen von rund 30 Metern im Einsatz. Jeder dieser Tripods hat ein Gewicht von 700 Tonnen und eine Gesamthöhe von circa 45 Metern, sodass sich rund 15 Meter oberhalb der Wasseroberfläche befinden.

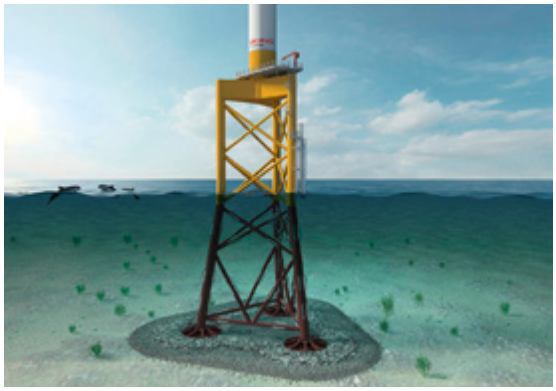


Abbildungen 49–50: Tripod-Konzept und Absetzen im Testfeld alpha ventus; Quelle: DOTI

10.2.5 Suction Bucket

Das Fundament gleicht einem Zylinder, der nach unten geöffnet ist. Bei der Installation wird dieser Stahlzylinder auf dem Meeresboden aufgesetzt. Nachdem das Wasser aus dem Zylinder abgepumpt wurde, entsteht an dessen Wandungen durch das nachströmende Wasser eine Art Treibsand, in den das Fundament durch sein Eigengewicht einsinkt. Ist die gewünschte Tiefe erreicht, wird die Pumpe entfernt und gegebenenfalls der zwischen Seeboden und Zylinderdeckel verbleibende Hohlraum mit Beton ausgegossen.

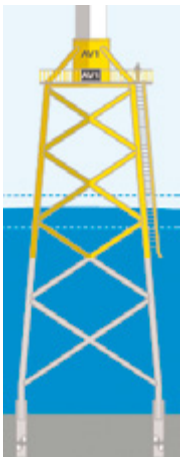
DONG Energy hat im Rahmen des Projekts Borkum Riffgrund 1 den Prototyp einer dreibeinigen Jacket-Struktur mit Suction Buckets erfolgreich installiert. Auf der Gründung ist eine 3,6-Megawatt-Anlage montiert.

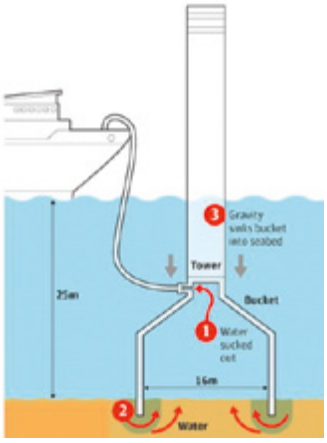


Abbildungen 51–52: Jacket-Struktur mit Suction Bucket; Quelle: DONG Energy

10.2.6 Jacket

Fachwerkstrukturen werden im Offshore-Bereich als Jacket bezeichnet und sind keine Fundamente im eigentlichen Sinne, sondern Unterwasser-Tragstrukturen. Jackets können verschiedene Formen haben und werden als Unterbau sowohl für Windkraftanlagen als auch für Umspannplattformen verwendet.





Abbildungen 53–55: OSS Sailaway; Quelle: Survey Association

10.2.7 Schwimmfundamente

Schwimmfundamente sollen Offshore-Windparks auch an Stellen ermöglichen, an denen die üblichen Fundamente gar nicht oder nicht wirtschaftlich einsetzbar sind. Es laufen derzeit die ersten Forschungsprojekte, die einen Einsatz von Windenergieanlagen auf Schwimmfundamenten in Wassertiefen von 100 Metern und mehr unter-

suchen. Ein noch ungelöstes Problem ist dabei der Anschluss der Anlagen. Die für die Übertragung größerer Leistungen erforderlichen Kabelquerschnitte sind wenig flexibel und für eine dauerhafte Biegebeanspruchung nicht geeignet. Schwimmfundamente sind jedoch aufgrund von wechselnden Winden, Strömungen und Tideneinfluss ständig geringfügig in Bewegung, was eine entsprechende Dauerbelastung der Anschlusskabel zur Folge hat.

Abbildungen 56–57: Realisierte schwimmende Windenergieanlage, Projekt Hywind vor Norwegen; Quelle: Statoil

10.3 Seekabel und Landanbindung

Der von den einzelnen Anlagen des Windparks gewonnene Strom wird zunächst in einer parkinternen Umspannstation gebündelt und dann über einzelne Stränge oder ganze Kabelschleifen mit der Substation vernetzt. In einem Strang können dabei, je nach Leistung der Turbinen, bis zu sechs Anlagen verbunden sein. Die Leistungsübertragung erfolgt anschließend bei küstennahen Windparks via Exportkabel direkt an Land oder – in der Deutschen Bucht ist das die Regel – zunächst zu einer Einspeisestation des Netzbetreibers. In der deutschen Ostsee wird der Strom hier noch einmal transformiert und als Wechselstrom an Land übertragen. Der hierfür zuständige Netzbetreiber ist die Firma 50Hertz mit Sitz in Berlin. Aufgrund der größeren Entfernungen in der Nordsee wird der Strom hier vom Netzbetreiber Tennet nicht nur transformiert, sondern auch gleichgerichtet und via Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) an eine Konverterstation an Land weitergeleitet, in der er wieder zu Wechselstrom umgewandelt und anschließend ins Netz eingespeist wird. Einzige Ausnahmen in der Nordsee sind die Windparks Riffgat und Nordergründe, die aufgrund ihrer Nähe zur Küste direkt mit dem Festland verbunden sind.

Um die Seekabel vor Beschädigungen durch Schleppnetze, Anker oder Ähnliches zu schützen, werden die Kabel im Meeresboden verlegt. Auf sandigen Gründen erfolgt dies zumeist durch das Einspülen der Kabel. Dafür werden diese zunächst auf dem Sandboden abgelegt. Anschließend fährt ein Remote Operating Vehicle (ROV) längs darüber und senkt Spülschwerter auf beiden Seiten des Kabels in den Boden. Über Düsen an den Vorderseiten der Spülschwerter, die einen hohen Wasserdruck erzeugen, wird der Sand unter dem Kabel aufgewirbelt, worauf dieses durch sein Eigengewicht im Boden versinkt. Sollte die gewünschte Verlegetiefe beim ersten Überfahren des Kabels nicht erreicht worden sein, kann die Prozedur wiederholt werden. Auch wenn ein Kabel im Laufe der Zeit freigespült wird, kann es mit dieser Methode wieder neu verlegt werden. Die üblichen Verlegetiefen in der Nordsee sind drei Meter im Verkehrstrennungsgebiet (den Hauptschifffahrtsstraßen) und anderthalb Meter in allen anderen Gebieten (auch für die parkinterne Verkabelung). In geringen Wassertiefen werden in der Regel Spülpflüge eingesetzt, über die die Kabel geführt und direkt in dem gepflügten Graben abgelegt werden.

Je nach Untergrund kommen auch weitere Verfahren zur Anwendung, wie die Verlegung mittels gezogener Pflüge oder direkt in einen vorab gegrabenen oder gefrästen Graben (z. B. bei

Kreide-, Ton- und Mergelböden in der Ostsee). Bei der Querung von Deichen und Inseln werden in der Regel das Horizontalbohrverfahren oder die offene Grabenbauweise eingesetzt.

10.3.1 Parkinterne Substation und Konverterstation

Auf der parkinternen Substation befinden sich neben den Schalteinrichtungen und Transformatoren zur Bündelung und Umspannung des erzeugten Stroms auch weitere zentrale Einrichtungen des Windparks. So läuft die Datenübertragung und Steuerung der Anlagen in der Regel über die Substation, und auch die Notstromversorgung ist hier untergebracht. Ein Hubschrauberlandeplatz ist ebenfalls Standard, wobei weit vom nächsten Flughafen entfernte Plattformen zum Teil auch eine Betankungsmöglichkeit mit Kerosin und eine entsprechende Bevorratung an Treibstoff vorhalten. Die Integration von regulären Quartieren für das Personal ist bisher eher die Ausnahme, da in diesen Fällen erheblich höhere Sicherheitsauflagen aufgrund des Personenschutzes zu erfüllen sind.

Bei größeren Entfernungen ist es wirtschaftlich, den erzeugten Strom auf einem höheren Spannungsniveau und als Gleichstrom vom Windpark ans Festland zu transportieren, um Übertragungsverluste zu minimieren. Die hierfür erforderliche Technik wird in der deutschen AWZ (ausschließliche Wirtschaftszone) auf einer Offshore-Plattform (auch Offshore-Steckdose genannt) des verantwortlichen Netzbetreibers installiert. Hier wird der Strom auf ein höheres Spannungsniveau transformiert, umgerichtet und in das Landanbindungskabel eingespeist. Um Kosten zu sparen und die Anzahl der Seekabelverbindungen zu verkleinern, werden Cluster gebildet und mehrere Windparks über je eine Verbindung (Seekabel und Konverterstation) angeschlossen. Die Anzahl der vernetzten Windparks wird dabei durch die Übertragungsleistung der verfügbaren Seekabel bestimmt (2016 rund ein Gigawatt).

Abbildung 58: Umspannplattform Riffgat; Quelle: EWE

11 Errichtung

Die Errichtung eines Offshore-Windparks beginnt bereits mit der Herstellung der Komponenten an Land – wobei die wesentlichste die Topside der Offshore Substation (OSS) ist. Zum Bau werden verschiedene Spezialschiffe wie Kabelleger und Schwerlastkräne benötigt. Aufgrund des hohen Gewichts der OSS werden für ihre Installation Heavy-Lift Vessel wie die Thialf, Hermod, Oleg Strashnov oder die Stanislav Yudin genutzt. Bei den Fundamenten und Turbinen kommen üblicherweise Hubschiffe (Jack-up Vessel) zum Einsatz, die mithilfe von vier bis sechs hydraulisch oder elektrisch betriebenen Beinen (sogenannten Jack-up Legs) an einer festen Position im Meer aufgestellt werden können. Diese Beine sind während der Fahrt angehoben und werden erst nach Erreichen der vorgesehenen Position nach und nach abgesenkt und auf den Meeresboden gesetzt. Anschließend wird das Schiff aus dem Wasser gehoben und durch sein eigenes Gewicht stabilisiert, sodass sich eine fest verankerte, stabile Arbeitsplattform ergibt. Alternativ können auch sich selbst positionierende Installationsschiffe (Dynamic Positioning Vessel bzw. DP Vessel) eingesetzt werden, wobei die bisherigen Erfahrungen mit diesem Schiffstyp eher durchwachsen sind.

11.1 Vorgehensweise bei der Errichtung

Die Offshore-Installation der einzelnen Komponenten erfolgt normalerweise in der folgenden Reihenfolge:

11.1.1 Installation der Fundamente

Bei der Verwendung von Monopiles werden diese zunächst in den Seeboden gerammt, was jedoch ein nicht unerhebliches Schadenpotenzial birgt. Der große Nachteil dieser Methode liegt jedoch in der Geräuschentwicklung unter Wasser, die erhebliche Auswirkungen auf die Unterwasserfauna hat. So darf beispielsweise in bestimmten Schutzzeiträumen nicht gerammt werden, um die Aufzucht der Schweinswale nicht zu stören. Der Einsatz von Blasenschleiern zur Lärmminderung hat sich zwar bewährt und ist auch weitgehend vorgeschrieben, er erlaubt aber keine Rammarbeiten während der Schutzzeiten.

Alternativen zum Rammen sind das vertikale Bohren und das Einbringen der Monopiles mittels Vibration. Beide Verfahren haben sich aber bisher (Stand 2016) nicht durchgesetzt. Nach dem Einbringen der Monopiles werden die TPs installiert, in der Regel mittels verschraubter Flanschverbindung.

Bei Tripiles verhält es sich ähnlich wie bei Monopiles, nur, dass hier drei kleinere Piles gerammt werden, auf die anschließend das Stützkreuz aufgesetzt wird. Auch für Tripoden und Jacket-Strukturen ist das Einbringen von Piles notwendig, auf denen dieselben dann errichtet werden. Die Zwischenräume zwischen den Piles und der Aufnahme werden anschließend mit Spezialbeton vergossen. Suction-Bucket-Fundamente sind ebenso wie Schwerkraftfundamente bereits mit Boatlanding und J-Tubes für den Kabeleinzug verbunden und können geräuscharm installiert werden. Während Suction-Bucket-Fundamente von Errichterschiffen gesetzt werden, verbringt man Schwerkraftfundamente schwimmend zum Einsatzort, an dem sie abgesenkt und ballastiert werden. Um Ausspülungen des Meeresbodens (Kolk) zu vermeiden, wird im Anschluss ein Kolkschutz um das Fundament gelegt. Dieser kann aus einer Schüttung grober Steine, Betonmatten oder auch Sandsäcken bestehen.

11.1.2 Offshore Substation

Idealerweise wird im nächsten Schritt die OSS installiert. Üblicherweise wird die Topside der OSS bei kleineren Parks auf ein Jacket-, Schwerkraft- oder Monopile-Fundament aufgesetzt und fest verbunden. Es wurden aber auch schon sich selbst errichtende, schwimmende Plattformen eingesetzt, wie beispielsweise in den Windparks BARD Offshore 1 und Global Tech 1. Nachdem die Plattform von Schleppern auf Position gebracht wurde, fahren die Stahlrohrbeine, die sich an den vier Ecken des Schwimmkörpers befinden, per Litzenhubsystem aus und senken sich nach unten ab. Die Verbindung mit dem Meeres-

boden erfolgt über Suction Buckets. Anschließend wird die Plattform auf eine Höhe von circa 20 Metern über dem Meeresspiegel angehoben.

11.1.3 Verlegung der Seekabel

Nach der Installation der Fundamente und der OSS werden die Seekabel verlegt und in dieselben eingezogen.

11.1.4 Installation der Türme und Turbinen

Nachdem die Versorgung der Anlagen über die Kabelanbindung zur OSS sichergestellt ist, werden die Türme und Turbinen installiert. Die Stromversorgung ist notwendig, damit die Befeuerung der Anlagen gewährleistet ist, deren Steuerung funktioniert, und die Turbinen in dem Fall, dass ein Sturmereignis es erfordert, aus dem Wind drehen können. Auch die Lufttrocknungsanlage ist auf eine externe Stromversorgung angewiesen.

Üblicherweise erfolgt die Errichtung von Türmen, Turbinen und Rotoren mittels eines Jack-up Vessel in einem Arbeitsgang. Die Türme werden dabei an Land vormontiert und im Hafen stehend auf den Jack-up Vessel verladen und seefest gesichert. Bei der Montage der Gondeln und Rotoren gibt es derzeit zwei gängige Varianten: Entweder werden die Rotorblätter jeweils in einem passenden Rack verladen und bei der Installation auf See einzeln an die Rotornabe der bereits aufgesetzten Turbine montiert oder die Vormontage des Rotorsterns (Rotorblätter und -nabe) erfolgt bereits im Hafen. Der Rotorstern wird dazu komplett verladen und am Zielort am Stück montiert.

Nach der Beladung fährt der Jack-up Vessel mit einer Ladung von bis zu sechs Anlagen (sechs Türme, sechs Gondeln und 18 Rotorblätter) ins Baufeld und hebt sich neben einem Fundament aus dem Wasser. Mit dem bordeigenen Kran wird dann der Turm auf dieses Fundament gestellt und verschraubt. Anschließend wird die Turbine aufgesetzt, bevor variantenabhängig einzeln oder im Ganzen montiert werden kann. Während der Jack-up Vessel bereits die nächste Anlage installiert, kann hier schon der Betrieb oder zumindest der Trudelbetrieb aufgenommen werden.

11.2 Gefahren und Schäden in der Errichtungsphase

Aufgrund der langen Lieferwege einzelner Komponenten muss bereits bei den Vortransporten mit Schäden gerechnet werden. Neben den üblichen Gefahren beim Verladen ist insbesondere bei Seetransporten via Barge von einem erhöhten Risiko auszugehen. Da Bargen nicht bemannt sind, unterliegen sie nur geringen bis gar keinen Vorschriften in Bezug auf Sicherheit und Seetüchtigkeit. Vor Einsatz einer Barge sollte diese daher durch einen Fachmann in Augenschein genommen und für den geplanten Einsatz freigegeben werden.

Bargen sind einfache Schwimmkörper ohne eigenen Antrieb, die mit mehreren getrennten Schwimmkammern ausgestattet sind, um das Trimmen zu ermöglichen. Die einzelnen Schwimmkammern sind über Mannlöcher zugänglich und werden beim Trimmen auch über diesen Zugang mit Ballastwasser befüllt. Da es bei Seegang nicht unüblich ist, dass das Deck einer Barge überspült wird, ist die sorgfältige Prüfung des Verschlusses sämtlicher Öffnungen (watertight integrity) vor Beginn des Schleppvorgangs essenziell, da sonst ein Kentern der Barge droht. Da Bargen nicht selbstfahrend sind, werden sie von Schleppern gezogen. Während des Schleppvorgangs sind aber weder der Reeder noch der Kapitän des Schleppers, sondern ausschließlich die Eigentümer von Barge und Ladung für diese verantwortlich – und zwar jeder für seinen Teil. Schäden an der Ladung oder deren Verlust gehen also zulasten des Windparkprojekts und werden in den gängigen Policen mitversichert.

Die meisten Schäden innerhalb der Errichtungsphase entstanden in der Vergangenheit an den Seekabeln. Erste Mängel waren zumeist bereits beim Umspulen auf den Kabelleger zu verzeichnen. Auch beim Verlegen oder Einspülen werden Kabel beschädigt, besonders gefährdet sind sie zudem beim Einziehen der Kabelenden in das Fundament der Turbinen oder der OSS. Auch Beschädigungen an der Außenhaut der Kabel, die auf den ersten Blick geringfügig erscheinen, können später zu einem Durchschlag führen.

11.3 Risikobegleitung

Offshore-Projekte werden üblicherweise von einem Marine Warranty Surveyor (MWS) begleitet. Die Aufgabe des MWS besteht unter anderem darin, sämtliche Offshore-Aktivitäten auf deren Machbarkeit hin zu prüfen und die Verfahren, die angewendet werden sollen, freizugeben. Der MWS berücksichtigt dabei sowohl die Eignung der zum Einsatz kommenden Schiffe, Plattformen und Kräne als auch die vor Ort zu erwartenden Strömungen, Wellenhöhen sowie die Wind- und Wetterbedingungen. Ein wesentlicher Punkt ist auch die Ladungssicherung während des Seetransports, das sogenannte Seafastening.

Der Umfang der Tätigkeit des MWS variiert stark von Projekt zu Projekt, was auch mit der Einstellung der Verantwortlichen zu tun hat. So gibt es sowohl Projektbeauftragte, die den MWS als ihren verlängerten Arm bei der Qualitätssicherung – insbesondere auch den Subunternehmern gegenüber – verstehen, als auch solche, die in ihm nur einen Hemmschuh für die zügige Durchführung des Projekts sehen, der ihnen von den Versicherern aufgezwungen wird. Der Mindestumfang der Tätigkeit des MWS (Scope of Work) wird in der Regel in der Police festgelegt, zusätzlich findet sich in der entsprechenden Klausel eine Whitelist von qualifizierten Anbietern, aus denen der Versicherungsnehmer dann auswählen kann. Den Scope of Work sollte der Projektverantwortliche unbedingt detailliert mit dem ausgewählten MWS besprechen, um sicherzustellen, dass dieser auch alle hierin enthaltenen Tätigkeiten übernehmen kann. Gegebenenfalls können einzelne Aufgaben vom Risikomanagement des federführenden Versicherers übernommen werden. Grundsätzlich sollte die tatsächliche Tätigkeit des MWS flexibel gehandhabt werden, da beispielsweise vorab nicht final zu bestimmen ist, bei wie vielen Installationsvorgängen er anwesend sein sollte. Dies entscheidet sich idealerweise erst, wenn der MWS die Eignung der Beteiligten nach den ersten Terminen einschätzen kann, und ist dann entsprechend anzupassen.

Um den MWS in seiner Arbeit zu unterstützen und seinen Empfehlungen das nötige Gewicht zu geben, sollten entsprechende Rechtsfolgen für Missachtung oder Arbeiten ohne vorherige Freigabe in der Police vereinbart werden. Insbesondere für die Begleitung der Onshore-Aktivitäten sollte der Versicherer auch eine ergänzende Risikobegleitung durchführen – etwa bei der Fertigung der Kabel und bei Prüfungen des Equipments vor dem Offshore-Einsatz, wie zum Beispiel am Rammhammer.

Abbildung 59: VMOP MP Installation; Quelle: Specialist Marine Consultants Ltd

12 Betrieb

12.1 Service- und Wartungsverträge

Der entscheidendste Faktor für die Bewertung des Betriebsrisikos ist das jeweils vereinbarte Service & Maintenance Agreement (SMA), das in der Regel mit dem Lieferanten der Windkraftanlage abgeschlossen wird. Diese Verträge werden im Bereich Offshore-Windkraft für den jeweiligen Windpark individualisiert angepasst und sind kaum vergleichbar. Die Spannbreite reicht hier von reinen Wartungsdienstleistungen über Verträge, die auch die Lieferung von Ersatzteilen mit einschließen, bis hin zu Vollwartungsverträgen mit Verfügbarkeitsgarantie (analog Onshore-Wind) und Ersatzleistungen des Anbieters, falls die zugesagte Verfügbarkeit nicht erreicht wird. Bei allen Vertragsformen gibt es aber eine Vielzahl an Abstufungen, die in die Bewertung miteinbezogen werden müssen. Neben absoluten oder auf die Verfügbarkeit bezogenen Haftungsbegrenzungen ist hier auch die Ersatzleistung von Hauptkomponenten zu beachten.

Wesentlich sind jedoch die Offshore-Logistikkosten: Wenn für die Reparatur einer Anlage oder eines Kabels Spezialschiffe (wie ein Jack-up Vessel oder ein Kabelleger) benötigt werden, entstehen sowohl Kosten für die eigentliche Reparaturkampagne als auch Kosten für Anfahrt, Mobilisierung (Ausrüstung der Schiffe für den jeweiligen Einsatzzweck) sowie Demobilisierung und eventuelle Wartezeiten (z. B. bei Schlechtwetter). Aufgrund der unbeständigen Charterkosten und der ebenso ungewissen Verfügbarkeit können so schnell Gebühren im zweistelligen Millionenbereich auflaufen. Sollten diese Kosten nicht über das SMA gedeckt sein, sind sie vom Betreiber – und somit im Schadensfall vom Versicherer – zu tragen. Vom Versicherer sollte das SMA daher vor Indeckungnahme intensiv geprüft und analysiert werden.

12.2 Rückwirkungsschäden

Ein nicht zu unterschätzender Faktor sind auch die aus dem Ausfall der Landanbindung resultierenden Rückwirkungsschäden. Zwar sind die Netzbetreiber in der deutschen AWZ gesetzlich verpflichtet, die entgangenen Einspeisever-

Abbildung 60: Wake-Effekt durch Turbulenzen im Windpark Horns Rev 1; Quelle: Vattenfall

gütungen zu 90 Prozent zu erstatten, allerdings entstehen neben den verbleibenden zehn Prozent Nutzungsausfall noch weitere Kosten. Hier sind neben der Notstromversorgung und den damit verbundenen Kosten für die Treibstoffversorgung der Notstromaggregate auch diejenigen für die Wiederinbetriebnahme der Windkraftanlagen nach Wiederherstellung der Landanbindung zu beachten. Auch die Höhe der Entschädigung durch den Netzbetreiber ist bei aktuellen Schadensfällen noch strittig, da bei der Berechnung unterschiedliche Faktoren für den Wake-Effekt (Windschatten durch Windkraftanlage) und die zugrunde zu legende Windgeschwindigkeit angesetzt werden.

Des Weiteren können bei Ausfall der Notstromversorgung, zum Beispiel bei Treibstoffmangel aufgrund fehlender Auftankmöglichkeiten bei anhaltend schlechtem Wetter, auch mechanische Folgeschäden an den Windkraftanlagen eintreten. Hier sind neben Feuchtigkeitsschäden durch die fehlende Lufttrocknung mögliche Stillstandsmarkierungen in Hauptlagern und Getrieben zu nennen, die im weiteren Betrieb zu substanziellen Lagerschäden führen können.

12.3 Kumulbetrachtungen

Offshore-Windkraftanlagen sind von Naturgefahren, in erster Linie Sturm, bedroht. Welche Auswirkung ein Sturmereignis auf Offshore-Windparks haben kann, ist mangels Erfahrungswerten nur grob abschätzbar. Auch die Frage, wie sich die Sturmereignisse zukünftig aufgrund des Klimawandels entwickeln werden, kann derzeit nicht sicher beantwortet werden. Da mit einer Zunahme von Extremwetterereignissen in den kommenden Jahrzehnten zu rechnen ist, muss dieser Punkt – insbesondere von den Rückversicherern – in die Kumulbetrachtungen miteinbezogen werden.

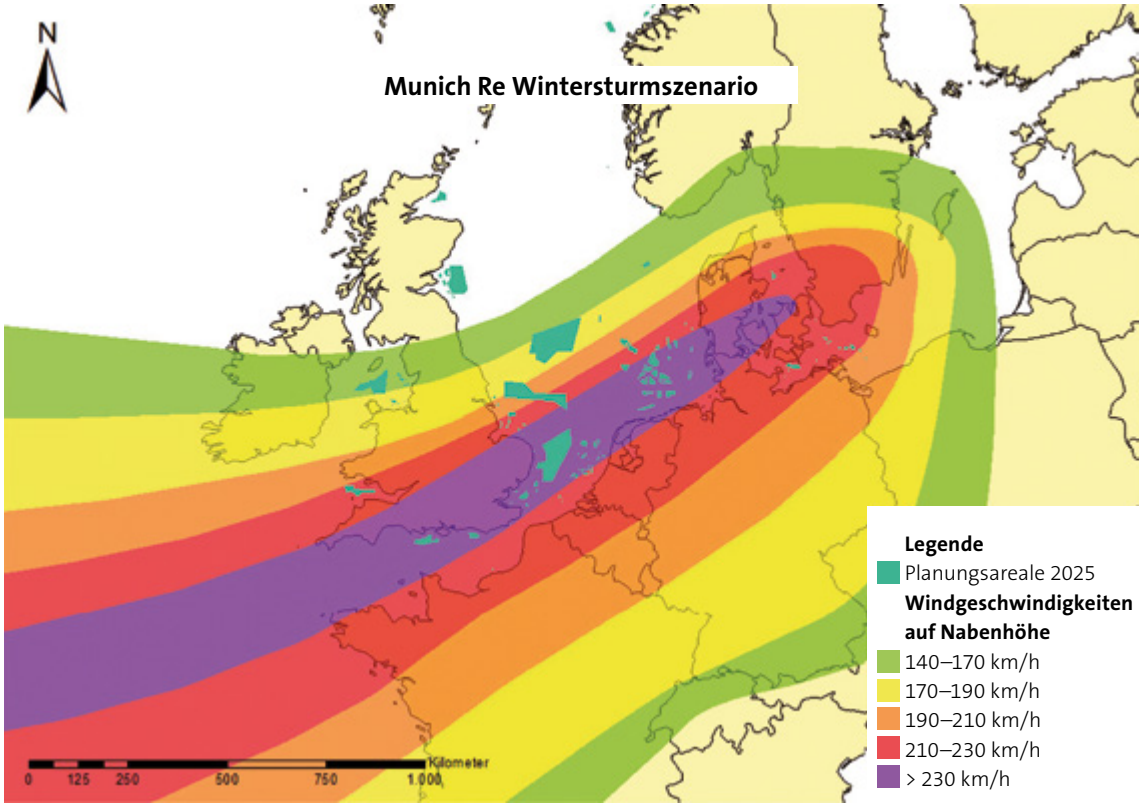
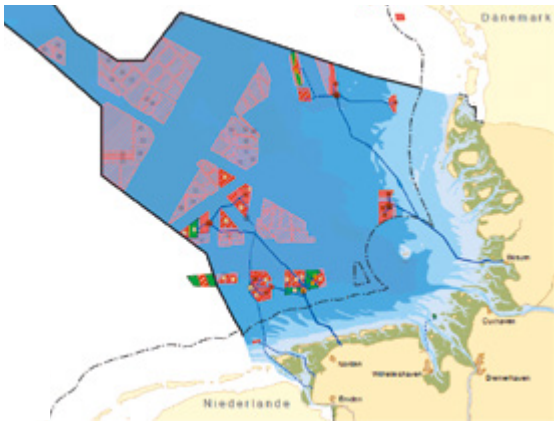
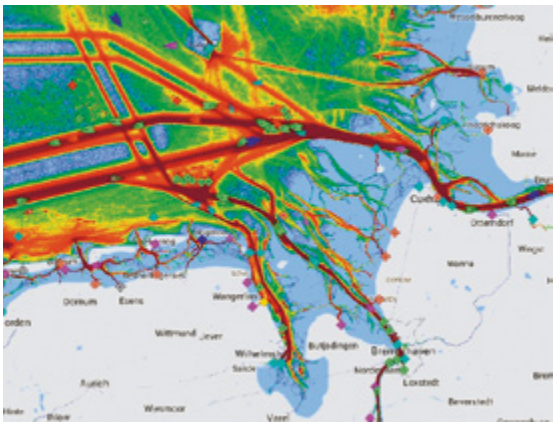


Abbildung 61: Wintersturm-Simulation über Europa; Quelle: Münchener Rückversicherungs-Gesellschaft 2012

Erdbeben und Tsunamis spielen bei den Kumulbetrachtungen für die Nordsee hingegen kaum eine Rolle, da sie in dieser Region nicht zu erwarten sind. Die sogenannten Monsterwellen (auch Freakwaves) können zwar Höhen von 20 Metern und mehr erreichen, sind aber äußerst selten und eher eine lokale Erscheinung, da es sich hierbei um die Überlagerung mehrerer Wellen unterschiedlicher Frequenz handelt, die sich relativ schnell wieder trennen, sodass eine Beschädigung mehrerer Windparks nicht zu erwarten ist.

Neben den Naturgefahren sind Unterbrechungen der Landanbindung von mehreren Parks nicht auszuschließen. Ein mögliches Szenario ist hier die Beschädigung mehrerer Landanbindungskabel infolge der Notankerung eines vollbeladenen, großen Containerschiffs. Um den Einfluss auf das geschützte Wattenmeer so gering wie möglich zu halten, werden die Querungen der Landanbindungskabel durch das Wattenmeer auf wenigen, relativ schmalen (ca. 1.000 Meter breite) Trassen gebündelt, in denen dann mehrere HGÜ-Seekabel parallel verlegt werden. Diese Trassen kreuzen das sogenannte Verkehrstrennungsgebiet, durch das ein Großteil des internationalen Schiffsverkehrs geführt wird – unter anderem auch zum Hamburger Hafen. Im Falle eines Ausfalls der Steuerungs- und Navigationssysteme kann sich ein Kapitän zu einer Notankerung gezwungen sehen, bei der das Schiff ausschließlich mittels des durch den Seeboden gezogenen Ankers abgebremst wird. Der Bremsweg eines großen Schiffs beträgt mehrere Kilometer, sollte es dabei eine Kabeltrasse kreuzen, können Seekabel beschädigt werden. Zwar sind diese im Sandboden eingespült, aber ihre Überdeckung kann aufgrund von Bodenbewegungen in der Nordsee bereits verringert sein. Schon bei Verlegetiefen von fünf Metern kam es zu Schäden an Seekabeln.





Abbildungen 62–63: Kabeltrassen und Verkehrsdichte im Verkehrstrennungsgebiet; Quelle: bsh.de

III Photovoltaik-anlagen

III Photovoltaikanlagen

1 Einleitung

Der Begriff Solaranlage wird sowohl für Anlagen zur Gewinnung von Wärme (= Solarthermie) als auch für Anlagen zur Gewinnung von Strom (= Photovoltaik) verwendet. Beide Technologien nutzen die Energie der Sonne. Im Folgenden werden nur Anlagen zur Stromerzeugung behandelt.

Den Hauptanteil der photovoltaischen Energie liefern die Bereiche des sichtbaren Lichts von 380 bis 780 Nanometern (nm) Wellenlänge (blau bis rot) mit circa 50 Prozent und die Infrarotstrahlung mit circa 49 Prozent. Ein Prozent entfällt auf die UV-Strahlung.

In Deutschland beträgt die Einstrahlung circa 900 bis 1.000 kWh/m^2 und Jahr. Die durchschnittlichen Sonnenstunden, das sind Stunden direkter Sonnenstrahlung mit mindestens 0,2 kW/m^2, belaufen sich auf etwa 1.300 bis 1.900 h/a, wobei die Einstrahlung im Sommer etwa das Fünffache von der des Winters beträgt.

Die Einstrahlung, die die Erdoberfläche erreicht, wird als Globalstrahlung bezeichnet. Sie setzt sich aus direkter und reflektierter (diffuser) Strahlung zusammen. Der Anteil der diffusen Strahlung an der Globalstrahlung lässt sich in Deutschland auf circa 60 bis 70 Prozent beziffern.

2 Zellen und Module

Der Kern des Stromerzeugungssystems ist die Solarzelle. Sie hat üblicherweise eine Dicke von 0,18 Millimetern und eine Kantenlänge von 156 mal 156 Millimetern.

In der Solarzelle wird die Lichtenergie in elektrischen Strom umgewandelt – und das bei jedem Tageslicht. Mehrere Zellen werden auf einer Folie untereinander verbunden, 60 Zellen bilden ein Standardmodul. Es wird immer die Rückseite einer Zelle an die Vorderseite der nächsten Zelle gefügt (Reihenschaltung). Als Zellverbinder wird versilbertes Kupferband aufgelötet, aber auch leitfähige Pasten werden eingesetzt. Fehlerhafte Zellverbinder und -kontakte sind eine häufige Ursache für Leistungsverluste und vorzeitige Alterung.

Die in den Zellen erzeugte Spannung ist abhängig von der Photonenenergie (Lichtfarbe), der erzeugte Strom von der Beleuchtungsstärke. Das am häufigsten verwendete Zellmaterial ist Silizium in Reinstform. Es ist bis zu einer Wellenlänge von 1.100 Nanometern lichtempfindlich, nutzt aber nur einen schmalen Bereich des Lichtspektrums. Daher ist die Forschung bestrebt, mit alternativen Materialien und Materialkombinationen ein breiteres Lichtspektrum und damit auch das UV-Licht nutzen zu können.

Bei einer Photovoltaikanlage werden die Module wie die Zellen nach dem Prinzip der Reihenschaltung miteinander verbunden. Ein Photovoltaikmodul besteht dabei üblicherweise aus einem Deckglas, dem Einkapselungspolymer und einer Rückseitenfolie. Angeboten werden aber auch Module, die anstelle der Rückseitenfolie mit Glasscheiben an Vorder- und Rückseite ausgerüstet sind. In das Einkapselungsmaterial sind die Photovoltaikzellen mit ihren verlöteten Leitern eingebettet. Über eine rückseitige Modulanschlussdose werden die Module untereinander ebenfalls in Reihenschaltung miteinander vernetzt.

Photovoltaikmodule gibt es in vielen Ausführungen: mit und ohne Rahmen, als Solardachziegel, als Rollenware, als Isolierglasscheibe für die Fenster- und Dachverglasung, als gekrümmtes Modul etc.

Das Verhältnis der Spitzenleistung einer Zelle, eines Moduls oder einer kompletten Anlage zur einfallenden Strahlungsleistung wird als Wirkungsgrad angegeben. Dieser Begriff wird sehr variabel gehandhabt:

Zu unterscheiden sind

- der Laborwirkungsgrad,
- der Zellwirkungsgrad,
- der Modulwirkungsgrad und
- der Anlagenwirkungsgrad, der durch Bauteile wie Wechselrichter, Kabel und andere beeinflusst wird.

Die Modulwirkungsgrade liegen bei Silizium zwischen 15 und 22 Prozent, Dreischichtzellen erreichen bis zu 25 Prozent.

An Zellmaterialien und Herstellverfahren wird intensiv geforscht. Die Wissenschaftler versprechen sich einen Wirkungsgrad von über 40 Prozent. Mit Neuentwicklungen, die einen Prototypcharakter aufweisen können, muss weiterhin gerechnet werden.

Versicherungstechnisch muss auch in Betracht gezogen werden, dass wirtschaftliche oder technische Weiterentwicklungen zu Produktionseinstellungen oder -verlagerungen führen können und dadurch die Ersatzbeschaffung teurer oder unmöglich gemacht wird.

Wegen ihrer Reihenschaltung und unterschiedlicher Wirkungsgrade können Module unterschiedlichen Typs nicht ohne Leistungseinbußen miteinander kombiniert werden, denn das schwächste Modul bestimmt die Leistung des gesamten Strangs. Es müssen daher immer Module gleichen Typs in einem Strang (englisch: String) montiert sein. Eine Modul-Einzelanfertigung durch darauf spezialisierte Hersteller ist zwar möglich, verteuert aber die Ersatzbeschaffung und verlängert unter Umständen die Unterbrechungsdauer.

Die Forschung verfolgt folgende Ziele:

- Steigerung des Wirkungsgrads, das heißt Erhöhung der Stromerzeugung bei gleicher Fläche und Lichtstärke
- Reduzierung des Siliziumverbrauchs
- Einsatz anderer Materialien als Substitut für Silizium
- konstruktive Veränderung der Zellen und Module zur Leistungsverbesserung (z. B. Pyramidenstruktur der Solarzelle, Konzentrator-Solarzelle)
- Reduzierung der Herstellungskosten

2.1 Gebräuchliches Zellmaterial, Wirkungsgrad, Lebensdauer und Marktanteil

Zellmaterial	Wirkungsgrad	Lebensdauer	Marktanteil
Silizium (amorph)	5–10 %	< 20 Jahre	14 %
Cadmiumtellurid	5–12 %	> 20 Jahre	ohne
organische Solarzelle	12 %	gering	ohne
Silizium (polykristallin)	14–20 %	25–30 Jahre	47 %
Silizium (monokristallin)	16–22 %	25–30 Jahre	38 %
Galliumarsenid (Dreischicht)	25 %	> 20 Jahre	ohne

2.2 Organische Solarzellen

Organische Solarzellen sind Solarzellen, die aus Werkstoffen der organischen Chemie bestehen, das heißt aus Kohlenwasserstoffverbindungen (Kunststoffen). Sie werden auch als Plastiksolarzellen bezeichnet.

Ihr Wirkungsgrad liegt bei in Labors hergestellten Zellen mit Flächen von etwa einem Quadratzentimeter bei zwölf Prozent (Stand 2016). Da viele organische Moleküle synthetisiert und gezielt chemisch modifiziert werden, ist es möglich, Materialien so zu gestalten, dass sie die gewünschten elektrischen und optischen Eigenschaften aufweisen. Ihre Vorteile gegenüber Siliziumzellen sind Flexibilität, Transparenz und die mechanischen Eigenschaften von Kunststoffen. Ihr Wirkungsgrad bleibt dadurch auch unter Wärmeeinwirkung konstant, und sie verwerten diffuses Streulicht besser.

Nachteilig ist ihre unzureichende Langzeitstabilität von 5.000 Stunden. Organische Module oxidieren leicht, wodurch sich ihre elektrischen Eigenschaften ändern. Zusätzlich altern die Kontaktmaterialien und Grenzflächen. Ziel der Forschung ist es, die Mechanismen, die zur Degradation führen, zu verstehen.

2.3 Photothermie (PVT)

Photothermie wird auch als Photovoltaik-Thermie-Modul-, Solarhybrid- oder Photovoltaisch-Thermischer Kollektor (oder PVT-Kollektor) bezeichnet. Ein Kollektor ist an seiner Oberfläche ein Photovoltaikmodul, im Inneren aber ein Wärmeabsorber. Der PVT-Kollektor nutzt den photovoltaischen Effekt zur Stromerzeugung und die Wärmestrahlung zur Erwärmung eines Wärmeträgers.

2.4 Transparente Module

Solarmodule können opak (blickdicht) oder semitransparent sein.

Wird die Solarzellenschicht sehr dünn auf eine Glasscheibe aufgebracht, entsteht eine semitransparente Wirkung. Dazu können verschiedene Halbleitermaterialien eingesetzt werden. Die wesentlichsten sind:

- amorphes Silizium (a-Si)
- ein Tandem aus amorphem und mikrokristallinem Silizium (a-Si/µc-Si)
- Kupfer-Indium-Diselenid (CIS)
- Cadmium-Tellurid (CdTe)

Im Vergleich zu kristallinen Modulen weisen Dünnschichtmodule einen Wirkungsgrad von sechs bis zwölf Prozent auf.

Eine weitere Möglichkeit, amorphe Solarzellen semitransparent zu machen, besteht darin, einen Teil der Beschichtung im Laserverfahren wieder abzunehmen. Standard-Siliziummodule werden so mit einer Lichttransmission von circa zehn Prozent erstellt. Durch das Lasern kann die Beschichtung transparent gestreift oder gerastert werden.

Die a-Si-Module auf Glassubstrat werden mit einer front- und rückseitigen Glasscheibe versehen. Somit entstehen Glas-Glas-Laminate. Amorphe Solarmodule werden sowohl gerahmt als auch ungerahmt angeboten.

2.5 Andere Sonderbauformen

- Solardachziegel. Diese Module in Form von Dachziegeln führen ein Nischendasein. Mehrere Hersteller haben die Produktion eingestellt.
- Dreieckige, trapezförmige, gekrümmte oder runde Module sind Sonderanfertigungen. Aufgrund ihrer Einzelfertigung entstehen zum Teil erhebliche Mehrkosten.
- Solarfolien
- eingefärbte Solarmodule
- Blindmodule, auch Dummymodule genannt. Sie haben nur eine optische Funktion und erzeugen keinen Strom.

2.6 Gebäudeintegrierte Module

Bei der gebäudeintegrierten Photovoltaik (GiPV) werden die Photovoltaikmodule multifunktional genutzt, das heißt, sie erfüllen zusätzlich zur Stromerzeugung weitere Funktionen im und am Gebäude wie Verschattung oder Schalldämmung und sind als „Baustoff“ Teil der Gebäudehülle (Fassade, Dach, Brüstung etc.).

2.7 Leistungsverluste (Degradation)

Photovoltaikmodule können sowohl einmalig als auch über ihre gesamte Betriebsdauer an Leistung verlieren. Üblich ist ein Betrachtungszeitraum von 25 Jahren. In diesem Zeitraum verliert eine Zelle circa zehn bis 13 Prozent ihrer ursprünglichen Leistung. Die Ursachen dafür sind sehr vielfältig. Es wird unterschieden in:

- alterungsbedingte,
- lichtinduzierte und
- potenzialinduzierte Degradation.

Altersbedingte Degradation

Die altersbedingte Degradation ist verschleißbedingt. Ursächlich für sie sind kristalline Verhärtungen im Halbleitermaterial und äußere Einflüsse. Die Degradationswerte werden uneinheitlich eingeschätzt, sie liegen für mono- und polykristalline Solarmodule zwischen 0,1 und 0,5 Prozent pro Jahr.

Lichtinduzierte Degradation

Die lichtinduzierte Degradation ist nur für amorphe Module (Dünnschichtmodule) von Bedeutung. Kristalline Module sind nicht betroffen. Eine Ursache wird im Entstehen von Bor-Sauerstoff-Komplexen gesehen, die sich bei längerem Kontakt mit Licht in den Solarzellen bilden und deren Leitfähigkeit beeinträchtigen. Der Effekt wird insbesondere bei Silizium-Modulen des p-Typs beobachtet. Die Ursache ist wissenschaftlich noch nicht bis ins Detail geklärt.

Potenzialinduzierte Degradation durch Wechselrichter (PID)

Näheres zur potenzialinduzierten (= spannungsinduzierten) Degradation durch Wechselrichter (Potential Induced Degradation, auch PID) findet sich im Kapitel 2.10 Folienqualität.

Die Degradation wird bei Anlagen mit hoher Spannung und trafolosen Wechselrichtern und ausschließlich bei kristallinem Silizium beobachtet. Ausgelöst wird sie durch Leckströme. Die potenzialinduzierte Degradation tritt häufig bei ungeerdeten Photovoltaiksystemen mit negativer Spannung gegenüber dem Erdpotenzial beziehungsweise dem aus Sicherheitsgründen geerdeten Aluminiumrahmen auf und kann durch hohe Systemspannung, hohe Temperaturen und hohe Luftfeuchtigkeit begünstigt werden. Dadurch wurden Leistungsverluste von bis zu 30 Prozent beobachtet. Aufladungen sollten zum Rückkontakt der Zelle fließen und so zur Stromproduktion beitragen. Stattdessen fließen diese Aufladungen aber über das Einkapselmaterial und das Frontglas zum Rahmen und tragen nicht zum Wirkungsgrad bei. Der PID-Effekt kann sich verstärkt bei hohen Systemspannungen zeigen.

Viele Zell- und Modulhersteller arbeiten an diesem Problem. Die Verwendung einer veränderten Antireflexschicht der Zellen sowie die Reduzierung des Sauerstoffanteils und der Einsatz angepasster Einkapselmaterialien wirken dieser Erscheinung entgegen.

Die potenzialinduzierte Degradation kann verhindert werden, indem ein Wechselrichter zur Erdung des positiven oder negativen Pols verwendet wird.

2.8 Messung der Einstrahlung

Ob Module einwandfrei arbeiten, kann nur durch Referenzmessungen ermittelt werden. Dafür sind Pyranometer oder eine vom Modulhersteller geeichte Referenzzelle gebräuchlich. Eine solche Referenzzelle sollte immer dem installierten Modultyp entsprechen und das gleiche Deckglas aufweisen, um alle Einflussgrößen, denen auch das Modul unterliegt, zu erfassen.

2.9 Kanten- und Rückseitenversiegelung

Die Zellen und die Zellverbinder korrodieren durch eindringende Feuchtigkeit, wodurch die Module unbrauchbar werden. Eine entscheidende Bedeutung kommt dabei dem Dichtungsmaterial zu. Zur Randabdichtung verwendeten Hersteller bisher EVA-Einkapselmaterial. Jedoch scheint dieses Material dafür wenig geeignet. Neuerdings wird an seiner Stelle Polyisobutylen (PIB) genutzt.

2.10 Folienqualität

Die Qualität der Ethylen-Vinylacetat-Folie (auch EVA-Folie) in einem Modul entscheidet maßgeblich über dessen Lebensdauer und langfristige Leistung. Oft werden minderwertige Folien eingesetzt, die vielfältige Schäden hervorrufen können. Im Zusammenhang mit einer schlechten

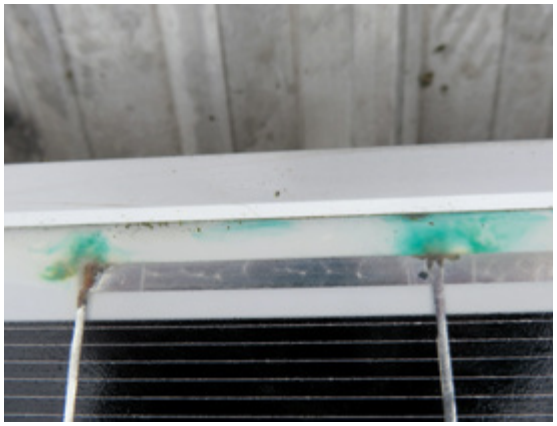


Abbildung 1: Korrosion der Zellverbinder durch Feuchtigkeit im Randbereich; Quelle: PVGutachten.info

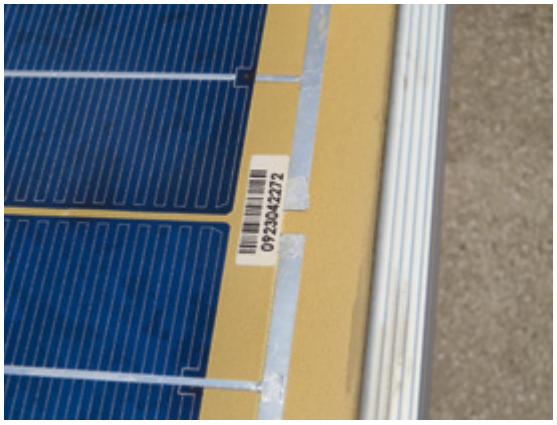


Abbildung 2: Gelbverfärbung der Rückseitenfolie. Diese Verfärbung führt langfristig zur Leistungsminderung; Quelle: PVGutachten.info

Folienqualität steht beispielsweise die potenzialinduzierte (PID-)Degradation. Aber auch Delamination und jegliche Art von Korrosion – wie korrodierte Solarzellenmetallisierung und sogenannte Schneckenspuren, die Mikrohaarrisse und Zellbrüche sichtbar machen – lassen sich häufig auf minderwertige Folien zurückführen.

Über die Qualität einer Folie geben Polymeranalysen durch ein Fachlabor Auskunft.

2.11 Browning/Yellowing

Als Browning wird eine Braun- oder Gelbverfärbung der EVA-Folie bezeichnet. Diese Folie enthält Zusatzstoffe zur UV-Stabilisierung. Der Browning-Effekt kann durch minderwertiges EVA, eine falsche Lagerung vor der Weiterverarbeitung, fehlende Zusatzstoffe und eine Erwärmung ausgelöst werden.

Das Browning ist ein Alterungsprozess, in dessen Folge Zellausbleichung, Blasenbildung und Alterung des Kunststoffs, aber auch Zellkorrosion auftreten können.

2.12 Hotspots

Durch fehlerhafte Lötverbindungen in den Zellen auftretende Hotspots führen zu hochohmigen Widerständen, die eine Erhitzung nach sich ziehen. Hotspots treten auch als Folge von kleinen oder größeren Teilabschattungen, wie sie durch Schnee, Vogelkot oder Laub entstehen, auf.

Eine teilabgeschattete Zelle verhält sich wie ein ohmscher Widerstand: Die Spannung wird negativ, und die Zelle arbeitet als Verbraucher. Wenn der Strom der übrigen Zellen hindurchfließt, erhitzt sie sich. Dadurch können Verfärbungen entstehen, so zum Beispiel Zellausbleichung, Blasenbildung am Kunststoff, Degradation des Kunststoffs und zum Teil auch Zellkorrosion. Bei hohen Einstrahlungen über 900 Watt pro Quadratmeter kann es zu Brandlöchern im Modul kommen.

Um Hotspots zu verhindern, werden parallel zu den einzelnen Zellen Bypassdioden geschaltet. Sie verhindern, dass ein Rückstrom fließt. Verschattet man aber nur einen Teil der Zelle, wird unter Umständen die Bypassdiode nicht aktiviert, und es können weiterhin Hotspots auftreten.

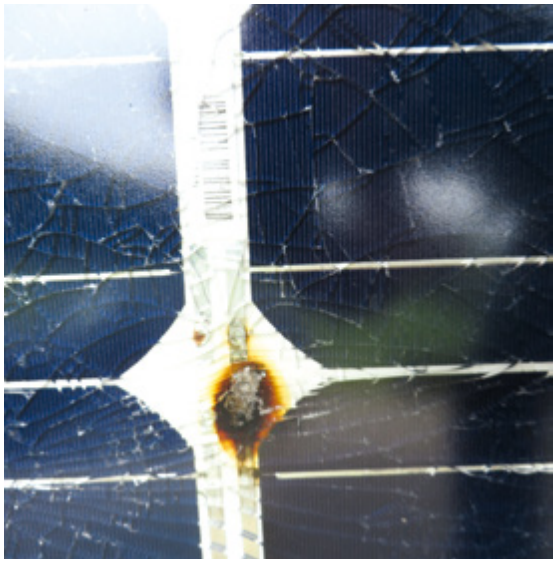


Abbildung 3: Mangelhafte Lötverbindung. Als Folge der dadurch entstehenden Erwärmung ist auch das Deckglas beschädigt; Quelle: PVGutachten.info

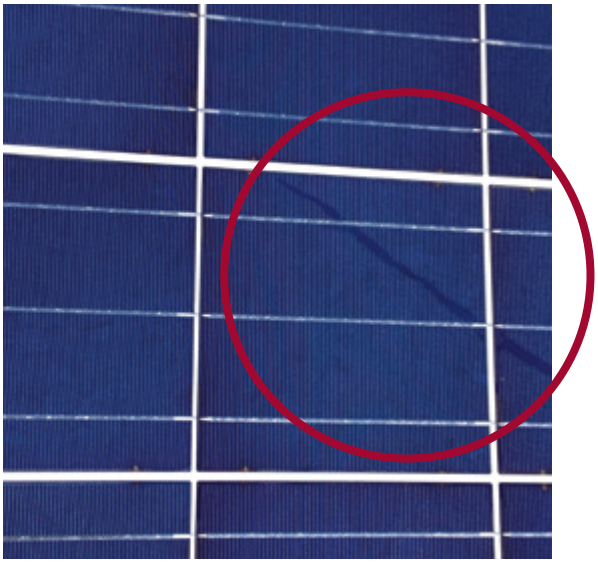


Abbildung 4: Schneckenspur; Quelle: PVGutachten.info

Auf Wärmebildaufnahmen lassen sich die Erwärmungen gut erkennen.

2.13 Schneckenspuren

Schneckenspuren können am Zellrand und/oder entlang von Mikrorissen über der Zelle auftreten. Diese Spuren ähneln den Verfärbungen, die Schnecken hinterlassen. Die Bildungsbedingungen von Schneckenspuren sind durch bestimmte Materialkombinationen und den Herstellungsprozess induziert. In Fachkreisen konnten bereits kritische Faktoren identifiziert werden. Dazu gehören: Rückseitenfolien aufgrund ihrer Feuchtigkeitsdurchlässigkeit, EVA-Folien und Silberpasten wegen ihrer unterschiedlichen chemischen Zusammensetzung. Die durch die Rückseitenfolie eindringende Feuchtigkeit kann am Zellrand oder durch Mikrorisse an die Zelloberfläche gelangen. Unter Einfluss des elektrischen Felds, der Temperatur und möglicherweise der UV-Einstrahlung finden an der Grenzfläche zwischen Silberkontaktfingern und Einkapselungsfolie Korrosionsvorgänge statt, die zu einer Wanderung von silberhaltigen Partikeln in die Folie führen.

2.14 Mikrorisse

Die Ursachen für Mikrorisse werden in der mechanischen Belastung und den unterschiedlichen Ausdehnungskoeffizienten der Materialien gesehen. Module sind während der Herstellung, des Transports und im Betrieb mechanischen und thermischen Belastungen ausgesetzt. Rahmenlose Module sind dabei sehr häufig von Mikrorissen betroffen. Durch Löten und Lamination können so unterschiedliche Stoffe wie Glas, Kunststoff und Metall miteinander verbunden werden. Strahlungstemperaturen, Wind und Schneelasten führen zu Spannungen, die sich in Rissen bemerkbar machen.

2.15 Delamination

Als Delamination bezeichnet man das Ablösen der EVA-Folie von den Zellen unter dem Deckglas. Es entstehen helle, teils graue, teils milchige Flecken. Eine Erklärung für die Delamination ist die thermische Beanspruchung, zum Beispiel durch Hotspots. Eine andere Ursache wird in einem fehlerhaften Herstellungsprozess oder einer falschen Lagerung des EVA vor der Verarbeitung gesehen.

Durch die Delamination sind die Zellen nicht mehr ausreichend vor Witterungseinflüssen geschützt, sodass Feuchtigkeit an die Zellen gelangen kann. In der Folge kann eine Zellkorrosion auftreten.

Eine weitere mögliche Ursache für die Delamination ist die physikalische Alterung. Diese umfasst

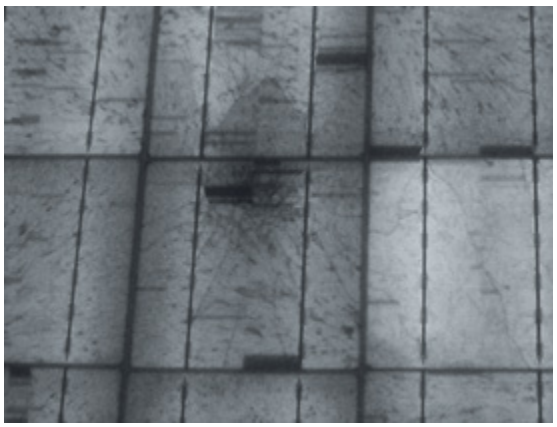


Abbildung 5: Mikrorisse. Hier sind haarfeine Zellbrüche nach einem Hagelschlag fotografisch erfasst. Mikrorisse lassen sich nur durch das Elektrolumineszenz-Verfahren nachweisen; Quelle: PVGutachten.info

Abbildung 6: Delamination; Quelle: PVGutachten.info

im Wesentlichen Effekte wie Aufnahme und Abgabe niedermolekularer Bestandteile, Nachkristallisation, Umorientierung von Molekülketten und Abbau verarbeitungsbedingter Eigenspannungen.

Daneben spricht man von der chemischen Alterung, die auf Reaktionen des Kunststoffs mit Sauerstoff oder aggressiven Chemikalien zurückzuführen ist, woraus meist eine Spaltung der Molekülketten resultiert. Als Auslöser dieser Form der Alterung wirken erhöhte Einsatztemperaturen oder eine energiereiche Strahlung. Die häufigste Ursache für die chemische Alterung ist die Oxidation, wobei man in thermo-oxidative (Wärme + Sauerstoff) und photo-oxidative Prozesse (UV-Strahlung + Sauerstoff) unterscheidet (vgl. Bittmann: Bad Staffelstein, 2007).

Da die Delamination häufig bei älteren Anlagen auftritt, setzt die Fachwelt sie selbst mit Alterung gleich.

2.16 Ammoniak

Vorwiegend auf Dächern von landwirtschaftlichen Tierställen, über die gleichzeitig auch entlüftet wird, unterliegen Module, Kabel und Anschlussdosen häufig einer starken Ammoniakeinwirkung. In Verbindung mit einer hohen Luftfeuchtigkeit bildet sich außerdem aggressives Kondensat, das zu einer Korrosion der Modulkomponenten Verglasung, Anschlussdose oder Rückseitenfolie führen kann. Auch nichtmetallische Materialien wie Schutzüberzüge und Kunststoffe werden angegriffen. Die Schädigung ist dauerhaft und führt zum Leistungsverlust.

Eine Ammoniakbeständigkeit wird nach IEC 62716 geprüft. Die Norm gilt für Photovoltaikflachmodule.

2.17 Modulrahmen

Module werden mit und ohne Rahmen angeboten. Als Rahmenwerkstoff wird zumeist Aluminium eingesetzt, aber auch Edelstahl- oder Kunststoffrahmen sind gebräuchlich.

Der Rahmen schützt die Glaskanten vor Beschädigungen, dient der Befestigung des Moduls auf der Unterkonstruktion und vor allem der Versteifung.

Im Moduldatenblatt oder in einer Installationsanleitung muss es Vorgaben dazu geben, wie und mit welchen Befestigungsmitteln das Modul sicher, herstellerkonform und verspannungsfrei zu montieren ist. Bei punktueller Klemmung sind die Anzahl und die Platzierung der Befestigungspunkte festzulegen. Außerdem sollten die zulässigen statischen Lastgrade nach den Bedingungen des RAL-Solar Umweltlastgrads verbindlich aufgeführt werden. Hierbei ist eine Angabe der Kombination aus Modul und Montagesystem zulässig, wenn eine verbindliche Festlegung des Modultyps eines oder mehrerer Hersteller sowie des benutzten Montagesystems vorliegt (vgl. RAL-GZ 966).

Bei gerahmten Modulen müssen Rahmenform und -höhe über dem Glas und dem Glaseinstand so bemessen sein, dass auch bei einem flachen Installationswinkel Schmutz- und Wasserablagerungen sowie ein Schattenwurf auf die Zellen verhindert werden. In den Rahmen eingedrungenes Wasser und Kondenswasser muss ablaufen können (vgl. RAL-GZ 966), da es sonst bei Frost zu einer Sprengung des Rahmens, bekannt unter dem Begriff „frozen frames“, kommen kann.

2.18 Modulanschlussdose und Kabelaustritt

Eine besondere Fehlerquelle stellt die Kabeldurchführung an der Rückseite der Module dar. Die Kabel werden entweder durch eine Bohrung im Rückseitenglas oder durch den Glasrand geführt. Beim Austritt auf der Rückseite wird auf die Austrittsöffnung eine Anschlussdose geklebt. Wichtig ist in beiden Fällen, dass weder in die Anschlussdose noch in das Modul Feuchtigkeit eindringen kann. Verlangt werden hier die Schutzklasse II und der Schutzgrad IP 54.

Modulanschlussdosen und Steckverbinder müssen mindestens für die zu erwartende Modullebensdauer, für die Umgebungsbedingungen (Temperatur, UV-Stabilität etc.) und die zu erwartenden Spannungen und Ströme geeignet sein.

Sie müssen außerdem vom Hersteller so gebaut und bemessen sein, dass sie bei bestimmungsgemäßem Gebrauch den auftretenden elektrischen (bis 1.500 Volt), thermischen, mechanischen, korrosiven und witterungsbedingten Belastungen standhalten und für den Anwender und die Umwelt keine Gefährdung darstellen. Die technischen Eigenschaften der Modulanschlussdosen müssen die Anforderungen der DIN EN 50548 VDE 0126-5:2012-02 (vgl. RAL-GZ 966, Januar 2008) erfüllen.

2.19 Steckverbinder

Steckverbinder sind wichtige Bestandteile einer Photovoltaikanlage. Ihre Qualität ist eine Voraussetzung für den störungsfreien und vor allem sicheren Anlagenbetrieb. In Photovoltaikleitungen fließen Ströme bis zu 40 Ampere und Spannungen bis zu 1.000 Volt.

Anforderungen an Steckverbinder:

- hohe Steck-, Löse- und Auszugskraft
- Besitz einer Verriegelung
- Übergangswiderstand auch nach mehrmaliger Steckung gering
- hoher Isolationswiderstand
- Prüffinger bei offenen Steckern nicht berührbar

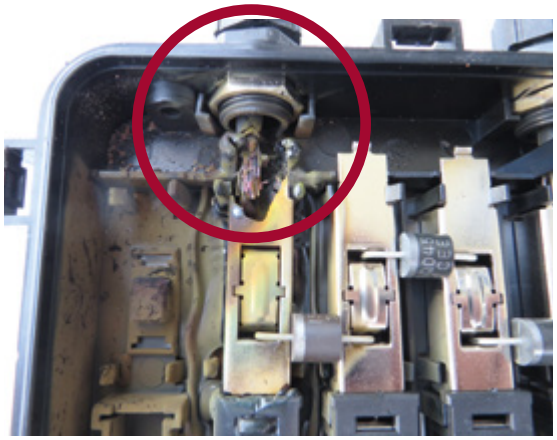


Abbildung 7: Kabel und Klemme sind durch Lichtbogenbildung verschmort; Quelle: PVGutachten.info

Seit dem Jahr 2015 gilt die Norm „Steckverbinder für Gleichspannungsanwendungen in Photovoltaik-Systemen" DIN EN 62852 VDE 0126-300:2015-10 „Sicherheitsanforderungen und Prüfungen".

Diese Norm gilt für Steckverbinder mit Bemessungsspannungen bis 1.500 Volt Gleichstrom und Bemessungsströmen bis 125 Ampere je Kontakt sowie für diejenigen, die keine Schaltleistung haben, jedoch spannungsführend getrennt und gesteckt werden können. Außerdem ist sie auch für Steckverbinder gültig, die in Gehäuse von Einrichtungen mit Photovoltaik-Systemen eingebaut oder integriert werden sollen.

2.20 Generatoranschlusskasten

Module werden parallel und in Reihe geschaltet. Die in Reihe geschalteten Module werden als Strang (englisch: String) bezeichnet. Diese Stränge werden im Generatoranschlusskasten zusammengeführt und von dort mit dem Wechselrichter verbunden. Der Anschlusskasten enthält auch den Potenzialausgleichs- beziehungsweise Erdungsleiter und den Überspannungsableiter. Auch Überwachungselemente, die bei Störungen ansprechen, können hier montiert sein.

Der Anschlusskasten muss mindestens für die zu erwartende Modullebensdauer geeignet sein und entsprechend der Umgebungsbedingungen ausgewählt werden. Die Grundlage für Auswahl und Betrieb bilden die DIN VDE 100-712 und die Schaltanlagennorm DIN EN 61439-1 (VDE 0660-600-1 und -2).

2.21 Mittelspannungsrichtlinie des BDEW

Seit im Jahr 2011 die sogenannte Mittelspannungsrichtlinie des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) in Kraft getreten ist, müssen Anlagen ab 1 MWp weitere Zertifizierungen nachweisen. Die Richtlinie stellt Anforderungen an die Kurzschlussfestigkeit, die Dauerstrombelastbarkeit und an die bereitgestellte Wirk- und Blindleistung und deren Regelung. Eine Ergänzung der Richtlinie ist seit dem 1. Januar 2013 gültig.

Ein weiteres Zertifikat für Erzeugungseinheiten (EZE) dient der Bescheinigung, dass Wechselrichter alle relevanten Richtlinien erfüllen. Es wird vom Wechselrichterhersteller selbst ausgestellt. Die Prüfgrundlage dafür ist die Technische Richtlinie der Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbaren Energien (FGW). Demnach dürfen sich Wechselrichter bei Fehlern im Netz nicht selbst abschalten. Im Falle eines Kurzschlusses im öffentlichen Netz müssen sie weiterhin einen definierten Kurzschlussstrom zur Verfügung stellen.

Ist das Erdkabel länger als zwei Kilometer, wird auch hierfür ein Zertifikat erforderlich. Das Ziel der Zertifizierungen ist es, ein Anlagenverhalten gleich einem Großkraftwerk sicherzustellen.

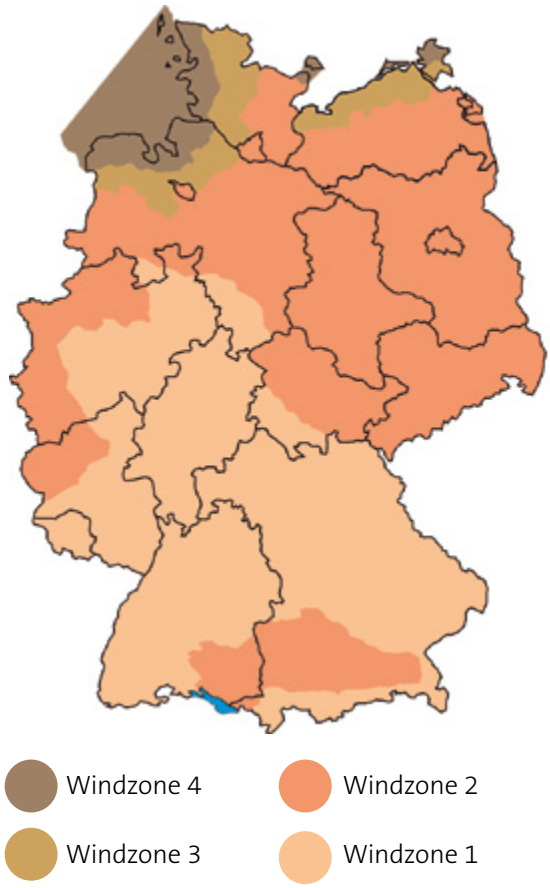


Abbildung 8: Windzonen nach DIN 1055-4:2005-03; Quelle: Wikipedia, Störfix

2.22 Windeinfluss

Photovoltaikanlagen müssen so aufgestellt und befestigt werden, dass sie den lokalen Windgeschwindigkeiten widerstehen. Diese werden von den Wetterämtern an einer Vielzahl von Messstationen aufgezeichnet. Für das Bauwesen werden die mittleren Windgeschwindigkeiten anhand eines Zehn-Minuten-Mittelwerts in zehn Metern Höhe gemessen.

Die Grundlage für die Statik bildet aber nicht die Windgeschwindigkeit, sondern der daraus abgeleitete Staudruck. In dessen Ermittlung geht die Windgeschwindigkeit im Quadrat ein. Das bedeutet bei einer Verdoppelung eine Vervierfachung des Staudrucks. Anhand der Messdaten wurde Deutschland in vier Windzonen eingeteilt:

WINDZONEN NACH DIN 1055-4:2005-03

Windzone	Windgeschwindigkeit (m/s)	Geschwindigkeitsdruck (kN/m²)
1	22,5	0,32
2	25,0	0,39
3	27,5	0,47
4	30,0	0,56

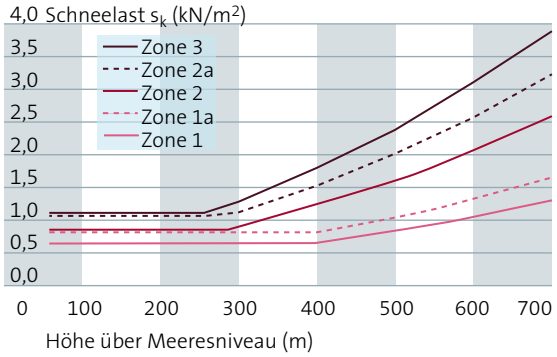
Einstufung in Geländekategorien gemäß DIN 1055 Teil 4

- **Geländekategorie I**: glattes, flaches Land ohne Hindernisse
- **Geländekategorie II**: Gelände mit Hecken, einzelnen Gehöften, Häusern oder Bäumen, z. B. landwirtschaftliches Gebiet
- **Geländekategorie III**: Vorstädte, Industrie- oder Gewerbegebiete, Wälder
- **Geländekategorie IV**: Stadtgebiete, bei denen mindestens 15 Prozent der Fläche mit Gebäuden bebaut ist, deren mittlere Höhe 15 Meter überschreitet

2.23 Schneelast nach DIN EN 1991-1-3:2010-12

Die maßgeblichen Einflussfaktoren auf die Größe von Schneelasten sind die des Standorts, also seine lokale Klimazone und topografische Höhe. Das Schneeklima wird in den Normen durch eine Schneelastzonenkarte erfasst, die die Schneeintensität für verschiedene geografische Regionen angibt. Diese Normen sind bis zu einer Geländehöhe von 1.500 Metern gültig. Darüber hinausgehende Höhenlagen werden durch spezielle nationale Anhänge geregelt.

Charakteristischer Wert der Schneelast s_k für Geländehöhe und Schneelastzone nach DIN 1055-5



Die Dachform ist ein wesentlicher Parameter für die Schneelast. Durch Formbeiwerte wird zum Beispiel erfasst, dass der Schnee bei einem steilen Dach schneller abrutscht als bei einem flachen. Die Verteilung der Schneelast wird auch durch die Windverhältnisse beeinflusst. So bilden sich an Höhensprüngen oft Schneeverwehungen, die zu beachten sind. Der Formbeiwert beschreibt das Verhältnis zwischen der Schneemenge auf dem Dach und der gefallenen Schneemenge.

Abbildung 9: Schneelastzonen in Deutschland nach DIN EN 1991-1-3/NA:2010-12; Quelle: Wikipedia, Störfix

3 Wechselrichter

Photovoltaikmodule erzeugen Gleichspannung. Um den Strom auch nutzen zu können, muss die Gleichspannung in netzkonforme Wechselspannung (230 V oder 400 V und 50 Hz) umgewandelt werden. Die Umwandlung erfolgt mithilfe eines Wechselrichters oder Converters/Inverters.

Bei Wechselrichtern unterscheidet man zwischen Zentral- und Strangwechselrichtern (auch Stringwechselrichter oder String Inverter). Zentralwechselrichter werden üblicherweise in Großanlagen verwendet und erfordern einen zusätzlichen Transformator. Sie speisen auf der Mittelspannungsebene ins Netz. Unter Mittelspannung wird in der elektrischen Energietechnik eine Spannung im Bereich von über einem und unter 75 Kilovolt verstanden. Niederspannungsnetze werden üblicherweise mit Spannungen unter einem Kilovolt betrieben.

Stringwechselrichter erfordern zwar keinen separaten Transformator, werden aber auch mit Transformator angeboten. Sie haben den Vorteil, dass Module in einer Reihe zusammengeschaltet werden können. Dabei gilt der Grundsatz: „das schwächste Modul bestimmt die Leistung" im String. Module werden daher schon vor der Installation nach ihrem Wirkungsgrad sortiert und in jeweils einem String verbaut. Zudem sollten alle Module eines Strings die gleichen Eigenschaften, wie gleicher Modultyp, einheitliche Dachneigung und gleiche Ost-West-Ausrichtung, aufweisen.

Auch eine mögliche Teilverschattung kann so berücksichtigt werden. Module sind wegen ihrer Reihenschaltung mit Bypassdioden ausgestattet. Diese haben die Aufgabe, den Strom an einem defekten, verschatteten oder teilverschatteten Modul vorbeizuleiten. Jedoch setzt diese Wirkung bei einem nur teilverschatteten Modul unter Umständen nicht oder erst verspätet ein. In so einem Fall reduziert das verschattete Modul die Leistung des gesamten Strangs.

Wechselrichter, die mit mehr als einem MPP-Tracker für mehrere Stränge ausgestattet sind, bezeichnet man als Multistring-Wechselrichter. Mit diesen lassen sich verschiedene Modultypen verlegen, sofern sie nur in jeweils einem String einheitlich sind.

Ein Wechselrichter hat außerdem die Aufgabe, Netz und Anlage zu schützen. Zur Zulassung benötigt er eine typgeprüfte „Einrichtung zur Netzüberwachung mit zwei selbstständigen Schaltorganen" (ENS) nach VDE 0126. Eine solche ENS überwacht Frequenz, Spannung und Impedanz des Netzes.

Um die Netzstabilität zu gewährleisten und ein gleichzeitiges Abschalten vieler Wechselrichter und damit einen sogenannten Blackout zu verhindern, wurde die Systemstabilitätsverordnung erlassen, die zuletzt im Jahr 2016 geändert wurde. Sie bewirkte die Nachrüstung aller Wechselrichter von Anlagen über zehn Kilowatt und ermöglicht dadurch ein schrittweises Herunterfahren und eine „sanfte" Trennung vom Netz.

3.1 Wechselrichter mit Transformator

Der Transformator wandelt Wechselspannung auf das Netzspannungsniveau um. Die Eingangs- und die Ausgangsspannung werden dabei galvanisch getrennt. Beim Einsatz von 50-Hertz-Transformatoren kommt es zwangsläufig zu magnetischen und ohmschen Verlusten. In einigen Wechselrichtern werden auch Hochfrequenz-Transformatoren eingesetzt.

3.2 Wechselrichter ohne Transformator

Auf Transformatoren kann verzichtet werden, wenn die Modulspannung deutlich über dem Scheitelwert der sinusförmigen Wechselspannung liegt (Ü = 325 V). Wegen der fehlenden galvanischen Trennung von Photovoltaikmodul und Netz ist eine VDEW-konforme (Verband der Elektrizitätswirtschaft), im Wechselrichter integrierte gleichstromsensitive Fehlerstromschutzschaltung notwendig.

Auf eine vermutete Wechselwirkung zwischen trafolosen Wechselrichtern und Dünnschichtmodulen wurde bereits hingewiesen. Es wird angenommen, dass die Wechselrichtertopologie für eine beschleunigte Alterung der transparenten Schicht (auch TCO-Schicht) verantwortlich ist.

3.3 Zusatzfunktionen

Wechselrichter erfüllen eine ganze Reihe von Zusatzfunktionen, abhängig vom Hersteller und vom Gerätetyp. Diese können sein:

- Datenerfassung. Erfasst werden unter anderem die Temperatur im Inneren des Wechselrichters, verschiedene Spannungen an seinem Ein- und Ausgang, die Betriebsdauer, die Strommenge, der Gerätestatus und Störungen.
- Anlagenüberwachung. Über eine Schnittstelle kann per SMS, Fax, PC, Internet oder E-Mail eine Störungsmeldung abgesetzt werden.
- Auswertesoftware. Eine meist optionale Software ermöglicht die Auswertung aller Daten per Modem oder Rechnerschnittstelle am PC.
- Ein- und Ausschalten.
- MPP-Tracking. Bei einer definierten Strom-Spannungs-Relation geben Solarmodule ihre maximale Leistung ab. Wechselrichter mit MPP-Tracking suchen die Spannung U oder den Strom I, bei der/dem das Produkt (die Leistung) $P = U \times I$ sein Maximum erreicht.

3.4 Installationsvorschriften

Da Wechselrichter für verschiedene Umgebungsbedingungen hergestellt werden, ist den Installationsvorschriften unbedingt Folge zu leisten.

Von Seiten der Hersteller werden vorgegeben:

- Die Umgebungstemperatur. Wechselrichter sind häufig in der Nähe der Module installiert. Bei Dachanlagen können an schönen Sommertagen in unklimatisierten Räumen bis zu 70 Grad Celsius erreicht werden. Der Wechselrichter lässt aber oftmals nur Umgebungstemperaturen von 25 bis 60 Grad Celsius zu. Nicht selten anzutreffen sind Wechselrichter, bei denen entweder die Mindesttemperatur bei null oder die maximale Temperatur bei 40 Grad Celsius liegt.
- Die maximal zulässige Temperatur des Wechselrichters bei Nennleistung. Diese ist nicht immer identisch mit der Umgebungstemperatur. Wechselrichter, bei denen die zulässige Temperatur überschritten wird, benötigen eine aktive Kühlung.
- Die relative Luftfeuchte. Die zulässige relative Feuchte variiert zwischen null und 90 Prozent, seltener auch bei 100 Prozent.
- Der Aufstellungsort. Wechselrichter werden für die Außen- oder Innenmontage hergestellt.
- Die Taupunktunterschreitung. Wechselrichter, die starken Temperaturschwankungen ausgesetzt sind, bilden Kondenswasser. Einige Hersteller schreiben vor, dass Taupunktunterschreitungen zu vermeiden sind. Solche Wechselrichter benötigen gegebenenfalls eine Beheizung.

3.5 IP-Schutzarten nach DIN EN 60529/IEC 529

Die IP-Schutzart gibt den Schutzgrad des Wechselrichters gegen Berührung, Fremdkörper und Wasser an. IP steht für International Protection Code, im englischen Sprachraum auch Ingress Protection Code.

Wechselrichter im Außenbereich müssen mindestens die Schutzart IP 54 besitzen.

Zur Codierung: Den Buchstaben IP sind in der Regel zwei Ziffern angefügt. Die erste gibt den Schutzgrad des Gehäuses gegen die Berührung stromführender Teile und gegen Fremdkörper, die zweite Ziffer den Schutz gegen Wasser an.

Kennziffern für Berührungsschutz – erste Ziffer (Auszug)	
IP 5x	vollständiger Schutz gegen Berührung, Schutz gegen schädliche Staubablagerungen im Inneren
IP 6x	vollständiger Berührungsschutz, Schutz gegen Eindringen von Staub (staubdicht)

Kennziffern für Wasserschutz – zweite Ziffer (Auszug)	
IP x4	Schutz gegen Sprühwasser
IP x5	geschützt vor Strahlwasser aus allen Richtungen
IP x6	geschützt vor eindringendem Wasser bei vorübergehender Überflutung

Die Prüfung der IP-Schutzart berücksichtigt keine Alterung. Dadurch ist die Aufrechterhaltung der Schutzklasse über die Lebensdauer des Gehäuses nicht gewährleistet.

3.6 Wechselrichterzuverlässigkeit

Langzeiterfahrungen mit vielen Geräten ergaben einen durchschnittlichen defektfreien Betrieb von fünf bis acht Jahren. Im Mittel steht nach zehn Betriebsjahren eine Reparatur oder ein Komplettaustausch an.

Ältere Wechselrichter erreichten im Betrieb Temperaturen von über 90 Grad Celsius. Sachverständige halten hohe Bauteiltemperaturen für eine der Ursachen von Funktionsausfällen. Das Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) hat Bauteiltemperaturen von mehr als 135 Grad Celsius gemessen. Bei 40 Grad Celsius Umgebungstemperatur erreichten die Kühlkörper Temperaturen von 90 Grad Celsius, Transformatoren von über 130 Grad Celsius.

Beim Test eines Wechselrichters wurden Bauteiltemperaturen von 121 Grad Celsius bei einer Umgebungstemperatur von 26 Grad Celsius gemessen. Die Schlussfolgerung dort lautete: „Bei Temperaturdifferenzen bis zu 95 Grad Celsius und mehr wirkt sich dies auf jeden Fall reduzierend auf die Lebensdauer des Gerätes aus.“[1]

Moderne Wechselrichter mit Halbleitern aus Siliziumkarbid erreichen Wirkungsgrade von 98 Prozent und darüber. Im Labor wurden bei diesen Wechselrichtern deutlich geringere Bauteiltemperaturen gemessen; bei einigen Herstellern liegen die bei 65 Grad Celsius. Die geringere Betriebstemperatur lässt auf eine längere Lebensdauer schließen. Noch ungeklärt ist aber, ob diese auch 20 Jahre erreicht.

Bekannte Ausfallursachen bei normalem Einsatz von Schaltungen sind zum Beispiel:

- mangelnde Verkapselung des Bauelements
- schaltungsbedingter ständiger Betrieb des Bauelements an den Grenzwerten
- elektrostatische Anziehung beweglicher leitender Partikel in Hohlräumen des Bauteils und dadurch bewirkte dauernde oder zeitweilige Querströme
- mobile Ionen werden angezogen und führen zu Leckstrompfaden
- elektrolytische Korrosion durch eingeschlossene Feuchte bei der Fertigung
- Feuchtekondensation in den Hohlräumen gekapselter Bauelemente durch Temperaturschwankungen

1 Peter Funtan, Thermische Bauteilbelastung bei PV-Wechselrichtern, 2001

Eine Schwachstelle ist der Lüftermotor. Solche Motoren haben nur eine begrenzte Lebensdauer – 100.000 Betriebsstunden bei 25 Grad Celsius sind eine Ausnahme. Fällt der Lüfter aus, kommt es zur Überhitzung und mitunter auch zur Selbstabschaltung des Wechselrichters.

Sind Wechselrichter in einer staubigen Umgebung installiert, kann auch eine Verschmutzung des Lüfters zu seinem vorzeitigen Ausfall führen. Im Wartungsplan sollten Reinigungen und gegebenenfalls ein regelmäßiger Austausch vorgesehen sein.

3.7 Datenlogger

Ein Datenlogger überwacht die Leistung der Wechselrichter und speichert deren Daten. Aus den Messwerten lässt sich ein Ertragsprotokoll erstellen. Via RS485-Schnittstelle oder Bluetooth wird der Datenlogger an den Wechselrichter angeschlossen. Die Datenübermittlung erfolgt in der Regel online via PC oder Mobiltelefon. Durch Vergleiche mit Referenzdaten kann der Datenlogger bei Störungen des Wechselrichters durch SMS oder E-Mail eine Störungsmitteilung senden.

4 Montagesysteme

Da die Module über kein eigenes Befestigungssystem verfügen, benötigen sie einen Träger oder Carrier, mit dem sie am Einsatzort sicher und dem vorgesehenen Einsatzzweck angemessen befestigt werden können. Die Anforderung an ein Montagesystem ist im Wesentlichen Standfestigkeit gegen Schnee- und Windlasten. Das Befestigungssystem sollte neben ausreichender Festigkeit auch eine Korrosionsbeständigkeit für 20 bis 25 Jahre gewährleisten.

4.1 Einwirkungen und Lasten, Montagesysteme und Laminatverklebung

Der Auslegung und dem Standsicherheitsnachweis eines Montagesystems beziehungsweise der Einheit Solargenerator und Montagesystem sind mindestens die Einwirkungen und Lasten nach DIN EN 1991 (Eurocode 1) Teil 1–3 und 1–4 sowie DIN 1055 (Einwirkungen auf Tragwerke) zugrunde zu legen. Bei der Berechnung des statischen Nachweises gemäß DIN 1055 ist der erweiterte Kombinationslastfall $S_k + S_e$ (Schneelast und Schneeanhäufung) zu berücksichtigen (vgl. RAL GZ 966 2008).

Montagesysteme können in starre und nachgeführte Systeme unterteilt werden. Starre Module sind mit dem Boden oder einem Baukörper fest oder schwimmend verbunden. Sie können vorgebaut oder eingefügt Teile der Fassade oder des Dachs bilden. Die häufigste Verwendung finden Module auf dem Dach. Gemeinsam ist diesen starren Systemen die Ausrichtung nach Süden mit einem Winkel von circa 30 Grad zum Horizont.

Bei Flachdächern findet man zwei vorherrschende Befestigungsmethoden. Module werden zum einen schwimmend auf dem Dach aufgestellt. Die Trägersysteme werden dazu auf die Dachhaut gestellt, ohne mit dieser verbunden zu sein. Gebräuchlich sind hier Systeme wie mit Kies befüllte Kunststoffwannen und Betontröge. Bei dieser Methode mangelt es häufig an der erforderlichen Windsicherheit.

Eine andere Befestigungsmethode besteht darin, die Dachhaut zu durchbohren und die Trägersysteme direkt mit der Unterkonstruktion zu verbinden.

Laminatverbundklebung

Eine weitere Befestigungsmethode ist die Laminatverbundklebung. Die Aufständerungswinkel werden dabei ohne Dachdurchdringung auf der Dachoberfläche verklebt. Bei dieser Methode sollte unbedingt ein Standsicherheitsnachweis (Statik) angefordert werden. Versicherungstechnisch werden diese Module – da mit dem Gebäude fest verbunden – zum Gebäudebestandteil.

4.2 Nachführsysteme

Den höchsten Ertrag erzielen Module, wenn die Sonne senkrecht auf ihre Oberfläche trifft. Mehrerträge von bis zu 30 Prozent gegenüber starren Systemen werden prognostiziert, wenn Module der Sonne im Tagesverlauf folgen. Dafür ist der höhere Herstellungs- und Reparaturaufwand gegenüber starren Systemen von Nachteil. Nachführanlagen verfügen über bewegliche Teile, die einem Verschleiß unterliegen und eine regelmäßige Wartung erfordern. Zudem wirkt sich auch der erhöhte Energieverbrauch nachteilig aus.

4.2.1 Einachsige Nachführung

Nachführsysteme werden in die einachsige und die zweiachsige Nachführung eingeteilt. Bei der einachsigen Nachführung unterscheidet man außerdem zwischen der vertikalen und der horizontalen Nachführung.

Bei der vertikalen Nachführung ist der Winkel zum Horizont wie bei einer starren Anlage fest eingestellt. Die Anlage folgt der Sonne um eine senkrechte Achse von Ost nach West.

Bei der horizontalen Nachführung folgen die Module dem Sonnenstand, indem sie um eine horizontale Achse gedreht werden. Dabei ist diese Achse nicht immer eine Waagerechte – es werden auch Nachführsysteme angeboten, bei denen sie um 20 Grad zum Horizont geneigt ist.

Der Vorteil der horizontalen Nachführung liegt in einer flachen Bauweise mit entsprechend verminderten Windlasten. Dieser Anlagentyp kommt in kleinem Maßstab auch als Aufdachanlage vor.

4.2.2 Zweiachsige Nachführung

Bei zweiachsig nachgeführten Anlagen werden die Module mithilfe einer Mechanik zusätzlich so ausgerichtet, dass die Strahlung permanent senkrecht auf die Moduloberfläche trifft. Dieses System verspricht den höchsten Stromertrag. Bei der Konzentratortechnik ist es eine zwingende Voraussetzung für den Betrieb. Dort ist eine Genauigkeit von 0,1 Winkelgrad erforderlich.

4.3 Sturmsicherheit

Wie der Sturm Kyrill gezeigt hat, sind viele Konstruktionen nicht sturmsicher. Von ihm waren insbesondere schwimmende – das heißt nur durch Ballast gesicherte – Flachdach- und nachgeführte Anlagen betroffen. Letztere sollen die Module ab einer vom Hersteller definierten Windgeschwindigkeit in eine waagerechte Position bringen. Viele Systeme sind dazu aber nicht in der Lage. Einige Konstruktionen wurden durch Windböen bereits so stark beschädigt, dass sie die angestrebte Position nicht mehr erreichen konnten. Scheinbar sind einachsige Anlagen von Schäden signifikant weniger betroffen als zweiachsige.

Bei den schwimmend aufgestellten Anlagen zeigte sich, dass die Sicherung mit Ballast allein nicht optimal ist. Viele Trägerkonstruktionen sind nicht ausreichend standsicher und gegen das Kippen gesichert. Hilfreich ist eine große Unterstützungsfläche, wie sie entsteht, wenn die Modulreihen untereinander eine starre Verbindung erhalten.

Sturmereignisse zeigten Mängel bei der Montage und Berechnung. Die Stürme Anatol und Lothar (Dezember 1999) sowie Kyrill (2007) zeigten,

dass Windgeschwindigkeiten mit über 200 Stundenkilometern keine Seltenheit mehr sind. Diese Tatsache muss auch in die Standfestigkeitsberechnung mit einfließen. Die höchste jemals in Deutschland gemessene Windgeschwindigkeit betrug 335 Kilometer pro Stunde (= 93 m/s), gemessen am 12. Juni 1985 auf der Zugspitze. Dieses Beispiel zeigt, dass Anlagen entsprechend ihrer örtlichen Exponierung berechnet werden müssen.

4.4 Fassadenanlagen

Bei Photovoltaikanlagen an Fassaden müssen die Richtlinien aus dem Glasbau beachtet werden. Für sie gibt es keine besonderen Normen. Der ausführende Installateur hat daher alle Normen und Zulassungsbedingungen aus dem Bauwesen zu berücksichtigen. Dies gilt insbesondere im Bereich von öffentlichen Gebäuden, wenn der Bereich vor der Fassade allgemein zugänglich ist.

Zwei Montagefälle werden unterschieden:

- Von einer Vertikalverglasung wird gesprochen, wenn Photovoltaikmodule parallel zur Wand – entweder direkt oder auch in einem gewissen Abstand – montiert sind.

- Eine Überkopfverglasung liegt vor, wenn die Module unter einem gewissen Winkel als „Vordachkonstruktion“ montiert sind, und der Bereich unter den Modulen betreten werden kann.

In allen Fällen besteht die grundsätzliche Gefahr, dass Glasmodule beschädigt und Passanten durch herabfallende Glasscherben gefährdet werden können. Dabei ist es grundsätzlich unerheblich, wodurch die Module schadhaft geworden sind.

5 Standsicherheitsnachweis (Statik)

Unter einem Standsicherheitsnachweis wird die für die Befestigungselemente und die Module notwendige Berechnung für den spezifischen Aufstellungsort verstanden. Keinesfalls ist das gleichzusetzen mit einer Statik für das Gebäude.

Bei der Aufstellung an oder auf einem Gebäude muss auch die Tragfähigkeit des Gebäudes neu berechnet werden. Diese Prüfung kann ohne Befähigungsnachweis weder der Installateur noch sein Systemlieferant leisten. Für eine prüffähige Statik werden Informationen zur Bauweise und zum Zustand des Gebäudes benötigt. Diese können entweder der ursprünglichen Statik entnommen werden oder ein Architekt oder Statiker ermittelt die notwendigen Daten, wozu auch ein Aufmaß vor Ort notwendig sein kann.

Probleme bestehen auch bei neueren Gebäuden: Sind diese nach der bis 2007 geltenden DIN 1055 berechnet worden, können sie nach der neuen DIN 1055, insbesondere bei Schneelast, an ihre Belastbarkeitsgrenzen stoßen. Die neue DIN 1055 geht in einigen Teilen Deutschlands von weitaus höheren Schneelasten aus als vor 2007. Die Schneelasten reichen von circa 65 Kilogramm pro Quadratmeter (0,65 kN/m^2) in Schneelastzone 1 bis circa 700 Kilogramm pro Quadratmeter (7 kN/m^2) in Schneelastzone 3 und Lagen über 1.000 Meter über Normalnull.

6 Kabelanforderungen

An Kabel sind folgende Anforderungen zu stellen:

mechanische Festigkeit	Druck-, Zug-, Biege- und Scherbeanspruchung
Witterungsbeständigkeit	UV, Ozon, Wärme und Kälte z. B. –55°C bis + 125°C
erd- u. kurzschlusssichere Verlegung	Einzelleitung mit doppelter Isolierung

Kabel sind wenig resistent gegen UVA- (400 bis 320 nm) und UVB-Strahlung (320 bis 280 nm). Wie bei einer Laboruntersuchung (vgl. Forschungsprojekt SIDENA, ISET Kassel 2005) an Leitungen vom Typ H07RN-F festgestellt wurde, ist dieser Leitungstyp auch nicht resistent gegen Ozoneinwirkung. Schon nach 24 Stunden zeigte sich eine signifikante Schädigung der Schlauchleitung. Noch im Jahr 2001 wurde die Gummischlauchleitung vom Typ H07RN-F in etwa zwei von drei aller Anlagen verbaut.

6.1 Aluminiumkabel

Besondere Sorgfalt ist notwendig, wenn Aluminiumkabel verbaut werden. Durch die Nichtbeachtung der besonderen Installationsvorschriften sind bereits einige Brände aufgetreten.

Aluminium hat gegenüber Kupfer folgende Nachteile:

Aluminium reagiert intensiv mit Luftsauerstoff und bildet dadurch eine nicht stromleitende Oxidschicht. Das abisolierte Leiterende muss somit sorgfältig durch Schaben, zum Beispiel mit einem Messer, von der Oxidschicht befreit werden. (Achtung: Keine Feilen, Schmirgelpapier oder Bürsten verwenden.) Unmittelbar nach dem Entfernen der Oxidschicht ist das Leiterende mit säure- und alkalifreiem Fett, zum Beispiel technischer Vaseline, einzureiben und sofort in der Klemme anzuschließen. Damit wird verhindert, dass sich eine neue Oxidschicht bildet. Ein ohmscher Widerstand durch die Oxidschicht kann von der Erhitzung des Kabels bis hin zum Brandschaden führen.

Der vorgenannte Arbeitsgang ist zu wiederholen, wenn der Leiter abgeklemmt wurde und wieder angeklemmt wird.

Aluminium neigt unter Last zum Kriechen (Schwinden, auch Retardation). So wird bei Werkstoffen eine zeit- und temperaturabhängige, plastische Verformung bezeichnet. Aufgrund der Retardation von Aluminium sind die Klemmen vor der Inbetriebnahme und nach den ersten 200 Betriebsstunden nachzuziehen.

Die Klemme muss im Bereich des Stromübergangs eine entsprechende Oberfläche haben, um die Fettschicht und eine – trotz korrekter Leiterbehandlung – vorhandene, sehr geringe Oxidschicht beim Anschluss zu durchbrechen. Sie muss herstellerseits für Aluminiumkabel zugelassen sein. Aufgrund ungeeigneter Klemmen kam es zu Ausfällen und sogar Bränden durch sich lösende Kontakte.

7 Blitzstrom und Überspannung

Der Blitzstrom einer Blitzentladung kann auf unterschiedliche Weise in Photovoltaikanlagen eingekoppelt werden:

- durch galvanische Kopplung
- durch magnetische Feldkopplung
- durch elektrische Feldkopplung

Darunter fallen:

- Überspannung infolge atmosphärischer Elektrizität (induktive, galvanische und kapazitive Einkopplungen)
- Schalthandlungen von induktiven und kapazitiven Verbrauchern (z. B. Elektromotoren und Kompensationsanlagen)
- Rückwirkungen aus dem Netz, beispielsweise durch Schalten von Netzteilen und Frequenzumrichtern.

Die galvanische Kopplung setzt eine direkte Einkopplung des Blitzstroms oder eines Teils davon voraus. Wenn eine bauliche Anlage vom Blitz getroffen wird, erzeugt der in die Erde fließende Strom üblicherweise eine galvanische Spannung.

Als magnetische Feldkopplung oder magnetische Induktion wird ein Vorgang bezeichnet, bei dem das magnetische Feld einer Blitzentladung Leiterschleifen durchsetzt. Magnetische Einkopplungen können durch den Abstand von Fangeinrichtungen und Ableitungen erheblich reduziert werden.

Die elektrische Feldkopplung setzt eine „elektrisch wirksame Antenne“ voraus, zum Beispiel den Modulrahmen.

7.1 Äußerer Blitzschutz

Prinzipiell gilt: Es muss auf jeden Fall eine Blitzschutz-Fachkraft nach DIN VDE 0185-305 hinzugezogen werden.

Wird eine Photovoltaikanlage auf einem Gebäude errichtet, erhöht sich die Wahrscheinlichkeit eines direkten Blitzeinschlags nicht, sofern die Anlage nicht mehr als anderthalb Meter über das Gebäude hinausragt.

Sofern kein äußeres Blitzschutzsystem vorhanden ist, wird empfohlen, die Funktionserdung des metallenen Montagegestells durchzuführen. Es ist ausreichend, die Modulrahmen und Gestelle an die Haupterdungsschiene des Gebäudes anzuschließen und die Gestelle untereinander zu verbinden. Der Leiterquerschnitt bei Kupferdraht sollte mindestens sechs Quadratmillimeter betragen (vgl. Merkblatt „Blitz- und Überspannungsschutz“ ZVEH).

Ist auf dem Gebäude bereits ein äußeres Blitzschutzsystem angebracht – oder wird es notwendig –, muss die Photovoltaikanlage in das Schutzkonzept integriert werden. Ziel ist es dabei, zu verhindern, dass der Blitz direkt in die Photovoltaikmodule einschlägt. Das bedeutet aber nicht, dass die Photovoltaikanlage an den Blitzableiter angeschlossen werden darf. Direktanschlüsse an Fangeinrichtungen sind unter allen Umständen zu vermeiden! Es wird empfohlen, auf ausreichende Trennungsabstände von einem halben bis zu einem Meter zu achten. Können diese Abstände nicht eingehalten werden, wird die Photovoltaikanlage selbst Teil des äußeren Blitzschutzsystems.

Bei Metalldächern, Metallfassaden und gegebenenfalls auch bei metallenen Attikaabdeckungen kann der Trennungsabstand nicht berücksichtigt werden. Deshalb sind geeignete Verbindungen zwischen dem Blitzschutzsystem und den Komponenten der Photovoltaikanlage herzustellen. Kabel und Leitungen sollten in einer blitzstromleitfähigen Abschirmung verlegt werden.

Der äußere Blitzschutz umfasst alle Einrichtungen und Maßnahmen zum Auffangen und Ableiten des Blitzes. Er besteht aus einer Fangeinrichtung, der Blitzleitung (mindestens 16 mm^2 Kupferleitung) und der Erdungsanlage (vgl. DIN EN 62305-3, Beiblatt 5).

Die Aufgaben des äußeren Blitzschutzes sind:

- das Auffangen von Direkteinschlägen
- das Ableiten des Blitzstroms zur Erde mit einem Erdungsleiter
- das Verteilen des Blitzstroms über die Erdungsanlage

Nachgeführte und konzentrierende Photovoltaikanlagen werden im Beiblatt 5 Anhang B der DIN EN 62305-3 besonders erwähnt.

Eine Blitzschutzanlage ist nicht wartungsfrei. Kontakte können sich lockern oder korrodieren. Eine Prüfung sollte im Abstand von drei bis fünf Jahren durchgeführt werden.

7.2 Innerer Blitzschutz

Der innere Blitz- und Überspannungsschutz beschreibt Maßnahmen und Einrichtungen zum Schutz im Gebäude. Jeder Blitzeinschlag im Umkreis von einem Kilometer hat eine indirekte Wirkung auf eine Photovoltaikanlage. Die Wahrscheinlichkeit von diesen indirekten Blitzeinwirkungen ist daher wesentlich höher als die eines direkten Blitzeinschlags. Die Voraussetzung für das Funktionieren des inneren Blitzschutzes ist ein lückenloser Potenzialausgleich nach VDE 0100, Teil 540 beziehungsweise IEC 364-5-54.

Induktive Einkopplungen können in die Photovoltaikmodule, in die Modulleitung und in die Gleichstromhauptleitung erfolgen. Um die Photovoltaikanlage vor Einkopplungen und netzseitiger Überspannung zu schützen, werden Überspannungsableiter in den Generatoranschlusskasten eingebaut. Bei Photovoltaikkomponenten, die vom Hersteller mit entsprechend ausgelegtem Überspannungsschutz (meist Varistoren) ausgestattet sind, kann auf den externen Schutz vor atmosphärischer Überspannung verzichtet werden.

Darüber, ob und wie eine Photovoltaikanlage geerdet wird, muss von Fall zu Fall entschieden werden. Es lassen sich wegen der unterschiedlichen Anforderungen keine generalisierenden Aussagen treffen. Dazu einige Beispiele:

- Bei Anlagen bis fünf Kilowatt mit Modulen der Schutzklasse II oder bei einem Schutzkleinspannungskonzept und gebäude- beziehungsweise erdnaher Aufständerung kann auf die Erdung des Trägergestells verzichtet werden.
- Bei der Verwendung von trafolosen Wechselrichtern wird die Erdung der Modulrahmen ab einer Fläche von zehn Quadratmetern empfohlen (siehe DGS).

Der Blitzschutz ist in jedem Bundesland individuell geregelt. In den Landesbauordnungen (LBO) werden keine Angaben zu Ausführung, Prüfung und Wartung der Blitzschutzanlage gemacht. Jedoch wird für bestimmte Gebäude zur Gewährleistung der öffentlichen Sicherheit ein Blitzschutz gefordert, zum Beispiel für Krankenhäuser, Versammlungsstätten und Schulen.

7.3 Erdungsanlagen

Freiflächenanlagen benötigen nach Beiblatt 5 Anhang D der DIN EN 62305-3 eine Erdungsanlage. Die Norm unterscheidet zwischen Schraubfundamenten einerseits und Platten-, Streifen- oder Rundfundamenten andererseits. Fundamente sind entsprechend der Norm mit einem Fundamenterder mit einer Mindestlänge von 2,5 Metern zu versehen. Sie müssen mehrfach mit der Betonbewehrung verbunden werden.

7.4 Normen für Blitzschutzanlagen

DIN EN 62305 Teil 1–4 (Neue Blitzschutznorm) (DIN VDE 0185-305 1–4)

DIN EN 62305 Teil 3 Beiblatt 5: Blitz- und Überspannungsschutz für Photovoltaik-Stromversorgungssysteme

DIN VDE 0100 Teil 712 (Photovoltaik-Versorgungssysteme)

DIN VDE 0100 Teil 540

DIN VDE 0185 Blitzschutz

Literaturempfehlung: Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft (GDV):

VdS 2010: Risikoorientierter Blitz- und Überspannungsschutz.

8 Ursachenverteilung und Schadenaufwand an Photovoltaikanlagen

BEISPIELHAFTE STATISTIK EINES GDV-MITGLIEDSUNTERNEHMENS

Ursache	Schadenaufwand	Schadenanzahl
Schneelast	6 %	6 %
Überspannung	5 %	9 %
Sturm	23 %	6 %
Diebstahl	9 %	2 %
Hagel	4 %	3 %
Marderbiss	3 %	8 %
Feuer	18 %	2 %
Blitzschlag	17 %	21 %
Sonstige Ursachen	15 %	43 %
	100 %	100 %

IV Biomasse

IV Biomasse

1 Grundlagen

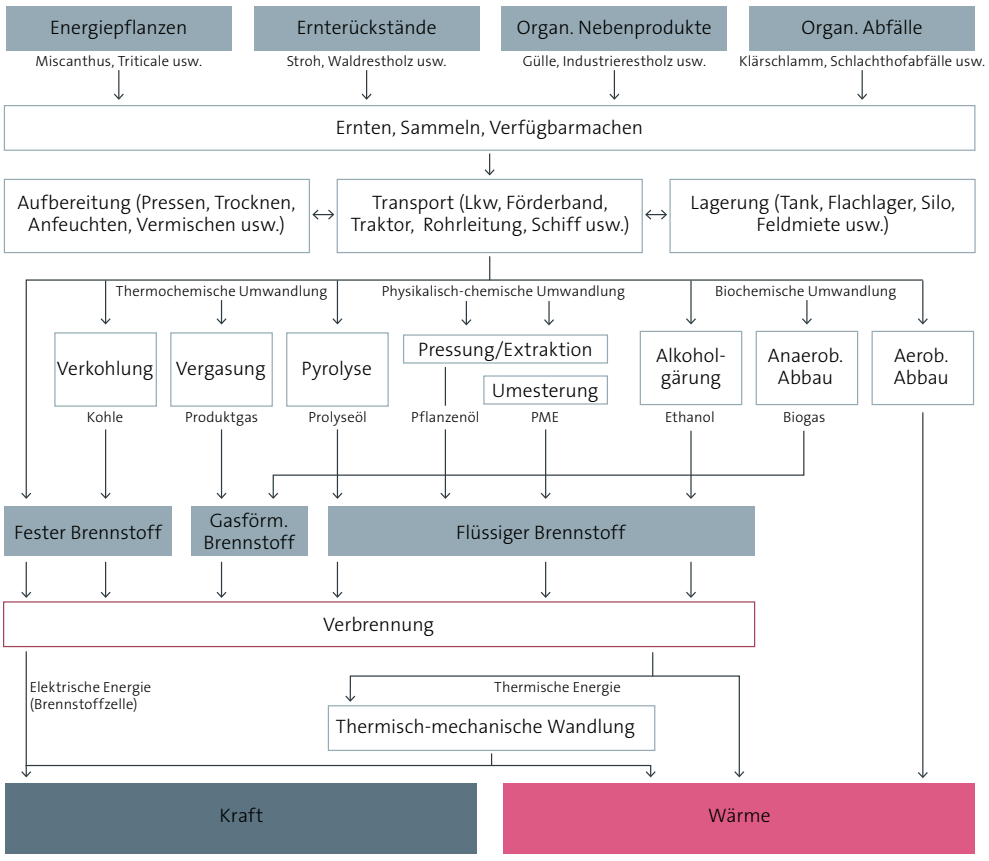
Biomasse

Unter dem Begriff Biomasse werden sämtliche Stoffe organischer Herkunft (d. h.: kohlenstoffhaltige Materie) verstanden. Biomasse beinhaltet somit:

- lebende oder abgestorbene (aber noch nicht fossile) Pflanzen- und Tiermasse (z. B. Holz, Stroh und Flotatfette),
- die daraus resultierenden Rückstände (so auch tierische Exkremente wie Dung) sowie
- alle weiteren organischen Stoffe, die durch eine technische Umwandlung entstanden sind oder bei der stofflichen oder Nahrungsmittelnutzung anfallen (u. a. Pflanzenöl, Alkohol, Papier, Schlachthofabfälle).

Die Abgrenzung der Biomasse gegenüber den fossilen Energieträgern beginnt beim Torf, dem fossilen Sekundärprodukt der Verrottung. Torf zählt im strengeren Sinn nicht mehr zur Biomasse. Dies widerspricht der in einigen Ländern (unter anderem in Schweden und Finnland) üblichen Definitionspraxis. Dort wird Torf aufgrund der hohen Nachbildungsraten auch zur Biomasse gezählt. Die Verarbeitungskette stellt sich bei der Biomasse wie folgt dar:

Typische Bereitstellungsketten zur End- bzw. Nutzenergie-Bereitstellung aus Biomasse



Quelle: Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.

Nutzung pflanzlicher Öle als Brenn- und Kraftstoff

Biokraftstoffe wie Rapsöl und Rapsöl-Methylester (RME, auch bekannt als Rapsdiesel) können als Treibstoff für den mobilen und stationären Einsatz verwendet werden. Allerdings müssen die Motoren entsprechend „angepasst" und vom Hersteller für die Biokraftstoffnutzung freigegeben sein.

Raps ist die bedeutendste Ölpflanze in Deutschland und nimmt auch unter den Industriepflanzen die Spitzenposition ein.

2 Energetische Nutzung

Die bei der Verbrennung freigesetzte Wärmeenergie kann für Heizzwecke oder zur Stromerzeugung eingesetzt werden.

Wärme aus fester Biomasse

Die Wärmegewinnung aus Holz hat historisch, kulturell und wirtschaftlich eine besondere Bedeutung. Techniken zur Verbrennung von Holz in Kleinanlagen sind weitgehend ausgereift und erprobt. Für Großfeuerungsanlagen gilt das nur bedingt. Verfahren zur thermischen Nutzung anderer fester Biomassen dagegen sind zwar verfügbar; langjährige Betriebserfahrungen liegen jedoch nur selten vor.

VERBRENNUNGSABLAUF	
Phase 1 (Trocknung)	Aufgrund der unterschiedlichen Eingangsfeuchte ist eine ausreichende Trocknung des Holzes mittels Wärmezufuhr notwendig. Das frei werdende Wasser (H_20) wird an die Atmosphäre abgegeben.
Phase 2 (Pyrolyse)	Durch Einblasen von Primär- beziehungsweise Unterluft entsteht aus Kohlenwasserstoff (HC), Kohlenstoffmonoxid (CO) und molekularem Wasserstoff (H_2) ein Pyrolysegas.
Phase 3 (Oxidation)	Durch Einblasen von Sekundärluft entsteht ein brennbares Gas, Wasser (CO_2 H_2O ($+N_2$)) und Wärme. Dabei werden auch unerwünschte Produkte wie Staub und Stickoxide (NO_x) erzeugt. Bei einer vollständigen Verbrennung entsteht hauptsächlich Asche.
3-T-Regel	„Time": Die Brennstoffteilchen oder Brenngase müssen solange in einer Zone mit hoher Temperatur (ca. 750 bis 850 °C) verbleiben, bis sie verbrannt sind. Das dauert circa zwei bis zweieinhalb Sekunden.
	„Temperature": Die Kohlenwasserstoffe (CH) und das Kohlenmonoxid (CO) haben eine hohe Zündtemperatur (ca. 650 °C). Es sind daher Temperaturen von rund 850 Grad Celsius notwendig.
	„Turbulence": Verwirbelung ist ebenfalls zwingend erforderlich, weil die Brenngase zäh sind und sich nicht ohne Zwang mischen. Daher ist auf ausreichende Sekundärluft mit hoher Düsenaustrittsgeschwindigkeit zu achten.

2.1 Feuerungstechniken

Kleinanlagen

Der Begriff Kleinfeuerungsanlagen umfasst in Deutschland laut Bundesimmissionsschutzverordnung (1. BImSchV) Anlagen von 15 Kilowatt bis zu einem Megawatt.

Unter diesen Begriff fallen handbeschickte Kaminöfen wie auch vollautomatisch arbeitende Anlagen.

Die Kleinfeuerungsanlagen lassen sich grundsätzlich nach Stückholz-, Hackschnitzel- und Pelletfeuerungen unterteilen. Für sehr feinstückige Materialien wie beispielsweise Säge- und Hobelspäne nutzt man die Einblasfeuerung, die eine thermische Leistung von 200 Kilowatt bis 50 Megawatt erreichen kann.

Grundsätzlich werden Kleinfeuerungsanlagen nach der Verbrennungsführung unterschieden:

- Verbrennung mit oberem Abbrand
- Verbrennung mit Durchbrand
- Verbrennung mit unterem Abbrand

Bei der Verfeuerung von Strohpellets oder Getreideganzpflanzenpellets ist es von zentraler Bedeutung, eine wassergekühlte Brennmulde zu verwenden, um einer Ascheerhitzung von über 1.000 Grad Celsius (und damit der Schlackebildung) entgegenzuwirken.

Anlagen mit beweglichem Rost sind betriebssicherer, aber auch teurer. Bei größeren Biomassefeuerungsanlagen kommen Schrägschubroste zum Einsatz.

Großanlagen

Unter Großanlagen sind jene Anlagen zu verstehen, die den Emissionsbestimmungen der „Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft“ (kurz: TA-Luft) unterliegen und im Sinne des Bundesimmissionsschutzgesetzes genehmigungspflichtig sind. Darunter fallen Anlagen im Bereich zwischen einem und 50 Megawatt thermischer Leistung (MW_{th}) sowie mit Halmgütern befeuerte Anlagen oberhalb von 100 Kilowatt thermischer Leistung (kW_{th}).

Biomasseanlagen sollen eine möglichst schadstoffarme Verbrennung gewährleisten. Daher ist die Verbrennungstechnik auf den einzusetzenden Brennstoff und die benötigte Wärmemenge abzustimmen.

Abbildung 1: Biomassekraftwerk mit angegliederter Rohmateriallagerhalle; Quelle: VGH

Verwendete Brennstoffe: Altholz der Kategorien A I (naturbelassen) bis A IV (schadstoffbelastet), Treibholz, nachwachsende Rohstoffe sowie andere Rohstoffe im Sinne der Biomasseverordnung zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Die Gesamtmenge beläuft sich auf circa 150.000 Tonnen pro Jahr.

Leistungsdaten: Das Kraftwerk erzeugt ganzjährig 20 Megawatt elektrisch (MW_{el}) und hat eine Feuerungswärmeleistung von 70 Megawatt. Die Dampfparameter betragen 500 Grad Celsius und 85 Bar.

Abbildung 2: Zugehörige Anlieferungsfläche mit Aufbereitung; Quelle: VGH

ÜBERSICHT DER FEUERUNGSTECHNIKEN			
Feuerungsart	**Beschickung**	**Geeignete Biomasse**	**Feuerungsleistung**
Vorofenfeuerung	Mechanisch	Hackschnitzel	35 kW–3 MW
Unterschubfeuerung	Mechanisch	Hackschnitzel + Späne	20 kW–2 MW
Rostfeuerung durch Hölzer	Mechanisch	Holz, Rinde, feuchte Brennstoffe + hoher Aschegehalt	ab 1 MW
Rostfeuerung durch Halmgüter	Mechanisch	Halmgutballen	2,5–20 MW
Wirbelschicht-feuerung	Mechanisch	Holz, Rinde, Brenn-stoffe + hoher Wassergehalt	ab 10 MW
Einblasfeuerung	Pneumatisch	Staub, Späne aus Holz + Halmgut	ab 200 kW

Quelle: Philipp Michaels

Weitere Informationen zu Feuerungstechniken unter: www.carmen-ev.de/biogene-festbrennstoffe/biomasseheizkraftwerke/dampfkraftprozesse/637-feuerungstechnologien

2.2 Wärme und Strom

Die sogenannte gekoppelte Erzeugung, das heißt die Umwandlung von Energie in die verschiedenen Formen von Kraft und Wärme, ist bei der Vielfalt möglicher Anlagensysteme eine der wichtigsten Techniken der rationellen Energieumwandlung.

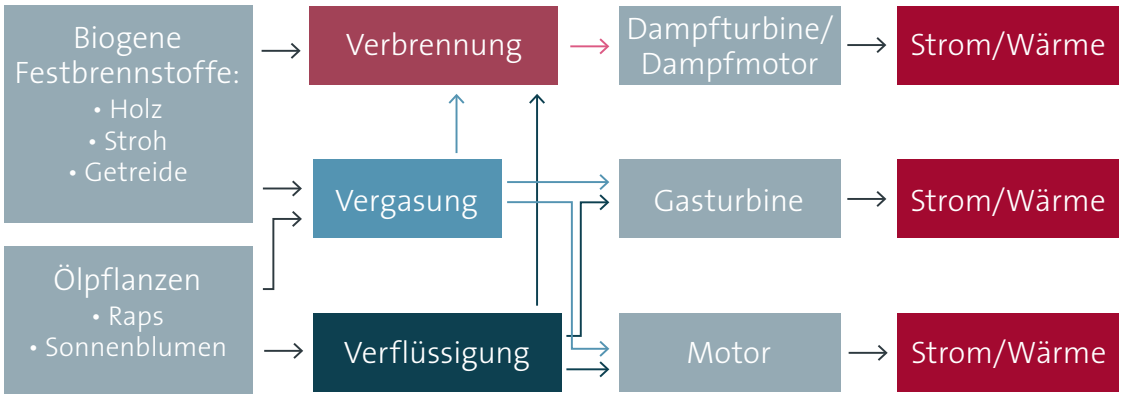
Kraft-Wärme-Kopplung

(Definition nach der Richtlinie des Vereins Deutscher Ingenieure, VDI 4661, www.vdi.de/uploads/tx_vdirili/pdf/2090463.pdf)

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist die gleichzeitige Umwandlung von zugeführten Energien in einer Energieanlage in mehrere Zielenergien, das heißt, mechanische oder elektrische Energie, Wärme oder Kälte – wobei diese Zielenergien jeweils an die Endverbraucher abgegeben werden (siehe auch Kapitel VII zum Thema Biogas).

Nicht alle Feuerungskonzepte sind dabei gleichermaßen zur Verbrennung von Biomasse geeignet wie zur Verbrennung fossiler Rohstoffe. Bei der Verfeuerung von fester Biomasse kommt als Arbeitsmaschine nur die Dampfturbine oder der Dampfmotor in Betracht.

Einsatzmöglichkeiten von Biomasse bei der Kraft-Wärme-Kopplung



Quelle: Philipp Michaels

Weitere Strom- und Wärmeerzeugungstechniken (Teilweise handelt es sich hierbei um Prototypen):

Stirlingprozesse

Stirlingmotore sind Verbrennungskraftmaschinen mit äußerer Wärmezufuhr. Die Wärme wird von außen auf ein im Motor eingeschlossenes Arbeitsgas übertragen. Das Gas wird im Motor permanent aufgeheizt und wieder abgekühlt, wodurch am Schwungrad mechanische Energie frei wird. Sowohl die Abwärme als auch die mechanische Energie lassen sich vielfältig nutzen.

Organic-Rankine-Cycle-Verfahren (ORC)

Der Organic-Rankine-Cycle-Prozess basiert auf einem Turbogenerator, der wie eine herkömmliche Dampfturbine arbeitet. Wärmeenergie wird erst in mechanische Energie und schließlich mittels eines Generators in elektrische Energie umgewandelt. Anstelle von Wasserdampf verdampft im ORC-System eine organische Flüssigkeit, deren Molekülmasse höher ist als beim Wasser. Das wiederum führt zu einer langsameren Umdrehung der Turbine, einem niedrigeren Druck sowie zu einem geringeren Verschleiß der Metallbestandteile und Laufschaufeln. Die Materialien, vor allem die Abdichtungen, müssen allerdings gegenüber der organischen Flüssigkeit in der Gasphase resistent sein.

Bei einer Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlage beruht der Prozess auf dem folgenden thermodynamischen Kreislauf:

1. Eine Wärmequelle erhitzt das Thermoöl in einem geschlossenen Kreislauf auf eine hohe Temperatur, normalerweise auf rund 300 Grad Celsius.

2. Das heiße Thermoöl wird von und zum Organic-Rankine-Cycle-Modul in dem geschlossenen Kreislauf gepumpt. Im ORC wird das dort befindliche organische Arbeitsmittel mithilfe des Thermoöls in einem entsprechenden Wärmeaustauschsystem (bestehend aus Vorwärmer und Verdampfer) verdampft.

3. Organischer Dampf dehnt sich in der Turbine aus und produziert mechanische Energie, die dann durch einen Stromerzeuger in elektrische Energie umgewandelt wird.

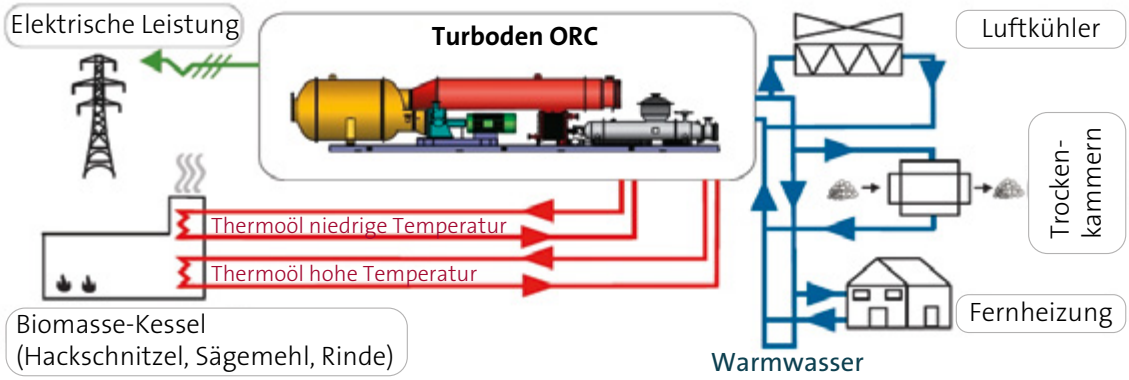
4. Der Dampf wird anschließend von einer Flüssigkeit im geschlossenen Kreislauf gekühlt und kondensiert.

Das Wasser erwärmt sich dabei auf 80 bis 90 Grad Celsius und wird für verschiedene Anwendungen genutzt, die Wärme erfordern.

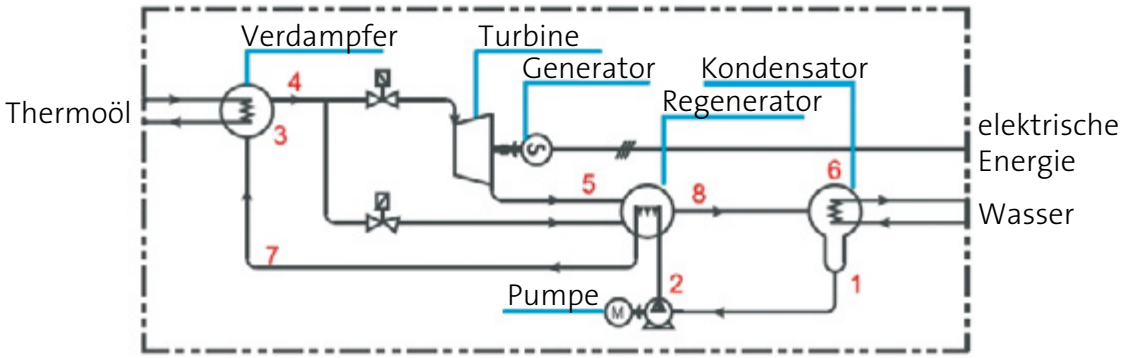
5. Die kondensierte organische Flüssigkeit wird zurück in den Regenerator gepumpt, um den Kreislauf zu schließen und einen neuen Prozess zu starten.

Effizienz

Das Organic-Rankine-Cycle-Verfahren verfügt über eine gute Gesamtenergieeffizienz. Circa 98 Prozent der eingehenden Wärmeenergie des Thermoöls werden in elektrische Energie (20 Prozent) beziehungsweise in Wärme (78 Prozent) umgewandelt. Dank der Wärmeisolierung kommt es nur zu einem minimalen Wärmeverlust (zwei Prozent).



Quelle: www.turboden.eu



Quelle: www.turboden.eu

2.3 Biogene Festbrennstoffe

Rohstoffangebot und -herkunft fallen sehr unterschiedlich aus. Es gibt eine große Auswahl von Brennstoffarten, Aufbereitungsformen und Materialqualitäten:

- Waldholz (Durchforstung und Ernte)
- Holzindustrie (Be- und Verarbeitungsrückstände)
- Landschaftspflege (Reststoffe aus der Pflege)
- Landwirtschaft (Stroh und Energiepflanzen)
- Entsorgung (Alt- und Gebrauchtholz)

Je nach Feuerungstechnik einer Anlage (mit entsprechender Filter- und gegebenenfalls auch Rauchgasreinigungstechnik) darf nur der vom Hersteller und vom Gesetzgeber zugelassene Brennstoff verwendet werden. Bei Nichtbeachtung besteht die Gefahr von Schäden an der Feuerungstechnik (inklusive der Zuführtechnik) und an der Umwelt.

3 Schadenpotenziale

Die Verbrennung von Holz (sofern es sich nicht um Altholz handelt) in Kleinfeuerungsanlagen ist weitgehend ausgereift. Hier liegen die meisten Erfahrungen vor.

Bei Großfeuerungstechniken ist auf Folgendes zu achten:

- Die Feuerung muss zum Brennstoff passen.
- Die Brennstoffzusammensetzung muss bekannt sein.
- Jeder Brennstoff sollte im Idealfall seine eigene Feuerung haben.

Auch hier gilt: Erfahrung zählt!

Bei der Verbrennung anderer Biomassen kann es zu Teerentstehung und zu Ascheversinterungen (also zu mineralischen Ablagerungen) kommen. Beides kann zu Problemen an der Feuerungstechnik führen.

Bei der Erzeugung von Wärme und Strom ist derzeit nur die klassische Anwendung mittels Wasserdampferzeugung und anschließender Entspannung über eine Dampfturbine oder einen Dampfmotor hinreichend ausgereift.

Vergasungs- und Verflüssigungsanlagen (Pyrolyse) haben noch keine Marktreife erlangt. Sie sind oft Anlagen mit Erstkonstruktionsmerkmalen und versicherungstechnisch als Prototypen einzustufen.

Werden Kraftmaschinen (Motoren oder Gasturbinen) mit diesen Treibstoffen gespeist, so müssen aufwendige Gasreinigungsstufen vorgeschaltet werden, um schwere Maschinenschäden zu vermeiden.

Es muss außerdem sichergestellt sein, dass die Mindestbrennstoffeigenschaften der jeweiligen Kraftmaschinen ständig überwacht und dauerhaft eingehalten werden.

Ferner muss auf eine Freigabe des jeweiligen Originalherstellers für den verwendeten Brenn- beziehungsweise Treibstoff geachtet werden.

Wartungskonzepte und damit verbundende Instandhaltungsverträge sind für Energieerzeugungsanlagen unverzichtbar. Es ist davon auszugehen, dass Betreiber mit der Zeit von einer vorbeugenden Instandhaltung zu einer zustandsorientierten Wartung übergehen. Das kann bedeuten, dass erst in letzter Minute gewartet und für das Restrisiko eine Versicherung in Anspruch genommen wird. Geeignete Revisionsklauseln, welche im Vorfeld definiert werden, können hier für Klarheit sorgen und somit das Risiko für alle Beteiligten überschaubarer machen.

Generell ist eine genaue Risikoanalyse zu empfehlen. Bestandteile der Risikoprüfung sollten neben der Besichtigung der Anlage auch Gespräche mit den Betreibern, mit den Wartungsfirmen und gegebenenfalls auch mit den Planern und Herstellern sein. Der Auftragnehmer sollte seine Fähigkeiten zudem über entsprechende Referenzanlagen nachgewiesen haben.

Nicht schlüsselfertige Anlagen beinhalten meist aufgrund von Abgrenzungsfragen hinsichtlich der jeweiligen Haftungen im Schadenfall ein höheres Kostenpotenzial.

Die bisher gemachten Schadenerfahrungen zeigen, dass eine sorgfältige Risikoprüfung sehr zu empfehlen ist.

Einige wichtige Ansatzpunkte für die Prüfung sind:

- Projektbeschreibung mit Zeitplan
- Liefervertrag
- Genaue Beschreibung der Biomasse
- Flussdiagramme der Arbeitsabläufe
- Betriebszeiten und Volllaststunden
- Technische Daten der Anlage und der Komponenten
- Geplante Maßnahmen, die einer vorzeitigen Abnutzung entgegenwirken
- Sicherheitseinrichtungen

Des Weiteren sollten folgende Fragen gestellt werden:

- Inwieweit liegen Erstkonstruktionsmerkmale vor?
- Ab wann und wie lange dauert der Probebetrieb?
- Wird die bestellte Leistung erbracht?
- Wurde die Anlage durch einen unabhängigen Sachverständigen oder Experten abgenommen?
- Gibt es aussagekräftige Referenzen vom Planer und Errichter?

4 Schadenerfahrungen

„Brände hat es in Biomassekraftwerken schon mehrfach gegeben. Wegen des umsichtigen Verhaltens der hoch qualifizierten Betriebsmannschaften konnten die Brände jedoch in den meisten Fällen bereits in der Entstehungsphase erkannt und bekämpft werden. Daher entstand meist kein größerer Schaden an den Anlagen, der den Betrieb nachhaltig gestört oder Umweltschäden verursacht hätte.

Durch das erhöhte Staubaufkommen bei der Verarbeitung und dem Transport von Biomasse und den spezifischen Eigenschaften des entstehenden Staubes ist grundsätzlich die Gefahr der Bildung explosionsfähiger Atmosphären zu unterstellen.“[1]

Beispielhafte Aufzählung von Schäden:

- Die Schlacke dringt in die Schamottsteine ein. Es entstehen Ablösungen oder Abzehrungen.
- Schlacke behindert die Verbrennung und den Abtransport.
- Im Brenngas enthaltenes Chlor sowie Schwefel können zu Schäden durch Hochtemperaturkorrosion an Bauteilen der Kesselanlage (beispielsweise am Überhitzer oder an den Kesselrohren) führen.
- Schäden an der Zuführtechnik führen zu Prozessstörungen.
- Defekte an den Rückbrandsicherungen können zu teuren Feuerschäden führen.
- Staubexplosionen kommen eher selten vor, führen dann aber zu erheblichen Schäden.
- Selbstentzündungen bei der Lagerung von Biomasse sind ebenfalls möglich.

Weitere Informationen siehe „Brand- und Explosionsschutz in Biomasse-Kraftwerken“, herausgegeben vom VGB PowerTech e. V., www.vgb.org/vgbmultimedia/VGB_S+018+Content-p-7676.pdf

1 Quelle: „Brand- und Explosionsschutz in Biomasse-Kraftwerken“, herausgegeben vom internationalen Fachverband für die Erzeugung und Speicherung von Strom und Wärme, VGB PowerTech e. V.

5 Fazit

Neben der klassischen Verbrennung von Festbrennstoffen könnte die Vergasung von Festbrennstoffen in der Zukunft eine Rolle für die energetische Nutzung von Biomasse und Reststoffen darstellen. Diese Technologie bietet die Möglichkeit zur Herstellung von Treibstoffen aus regenerativen Energieträgern. Ein weiterer Einsatzbereich für die Vergasung ist die Entwicklung kohlendioxidfreier Kohlekraftwerke. Fast alle Verfahren für die Kohlendioxid-Abtrennung setzen eine vorherige Vergasung voraus, da das Kohlendioxid aus dem Brenngas mit weitaus geringerem Aufwand abgetrennt werden kann als aus dem Brennstoff.

Alle derzeitigen Verfahren zur thermochemischen Biomassevergasung haben noch keine Marktreife erlangt. Der Nachweis eines störungsarmen, dauerhaften und wirtschaftlichen Betriebs ist noch nicht in Sicht. Aufgrund der Marktentwicklung und der politischen Vorgaben hinsichtlich der Kohlendioxid-Reduzierung und dem Einsatz von Biokraftstoffen (zum Beispiel „Biomass to Liquid“ oder Biomasseverflüssigung, kurz BtL) ist eine Markteinführung noch nicht in Sicht. Ob sich zentrale Großanlagen oder kleine und mittlere dezentrale Anlagen am Markt durchsetzen, bleibt abzuwarten.

Neben den technischen Herausforderungen, ein sauberes und motorengeeignetes Brenngas zu erzeugen, gilt es auch, logistische Herausforderungen (Bereitstellung, Aufbereitung, Lagerung und Transport) zu lösen.

6 Quellenangaben

Energie aus Biomasse/Grundlagen, Techniken und Verfahren (Springer-Verlag)

Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen
www.fnr.de

Pelletheizungen
www.fnr.de

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
www.bmu.de

Leitfaden Bioenergieanlagen – Planung und Installation, Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie e. V. (DGS)

Leitfaden Bioenergie
www.nachwachsende-rohstoffe.de

Rechtliche Anforderungen an Anbau und Gewinnung von Biomasse, Stiftung Umweltenergierecht, Christian Witschel

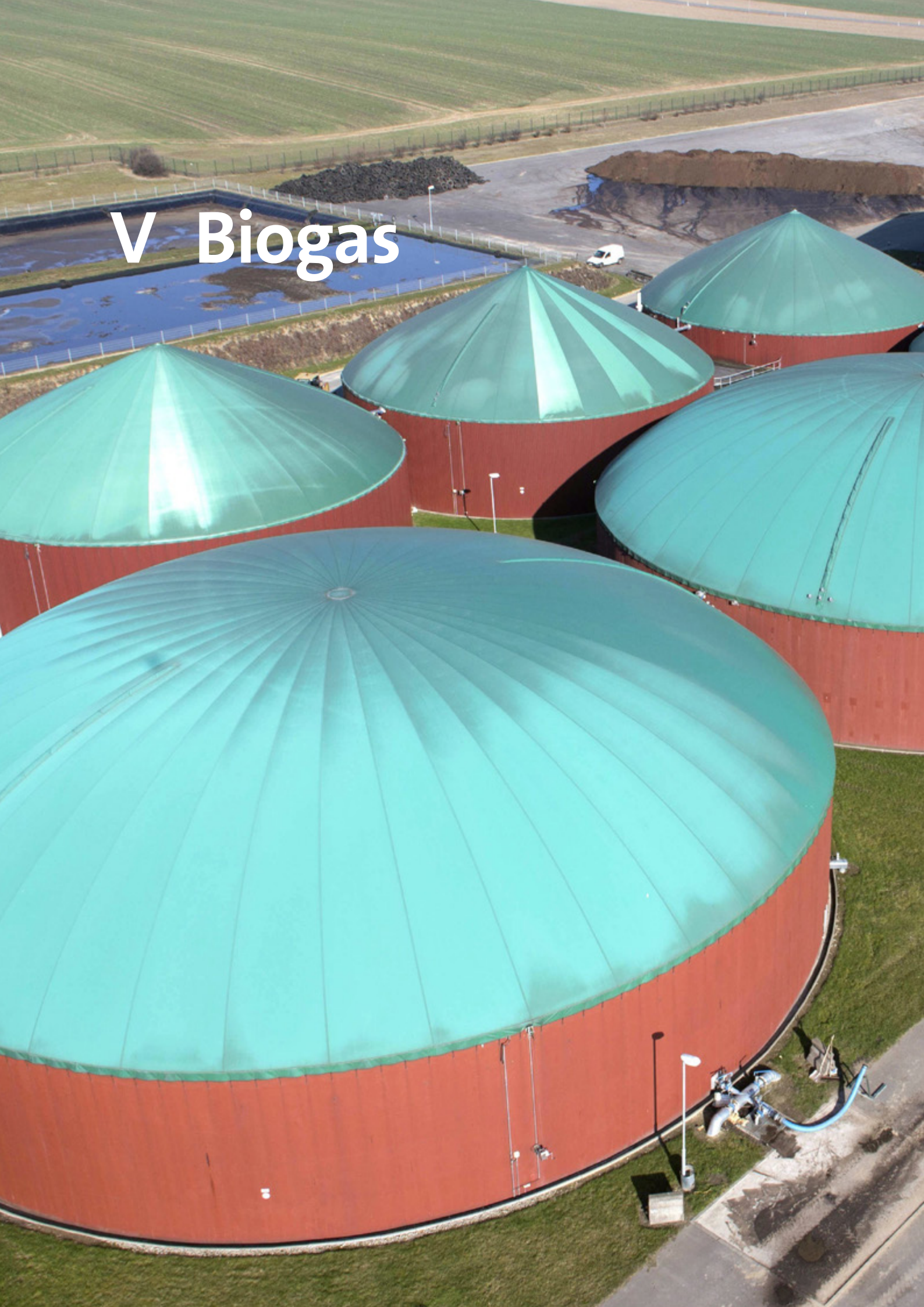
Die deutsche Biomasseverordnung
www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Gesetze-Verordnungen/biomasseverordnung_biomassev_2011.html

Altholzverordnung
www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/altholzv/gesamt.pdf

Europäische Normung für Biomasse-Festbrennstoffe
www.tfz.bayern.de/festbrennstoffe/brennstoffe/034721/index.php

Biogene Festbrennstoffe
www.carmen-ev.de/biogene-festbrennstoffe

V Biogas



V Biogas

1 Einführung/Grundlagen

Abbildung 1: Landwirtschaftliche Biogasanlage;
Quelle: VGH Versicherungen aus Niedersachsen

Biogas ist ein brennbares Gas, das durch Vergärung von unterschiedlichen Biomassen unter Luftabschluss, die sogenannte anaerobe Fermentation, entsteht. Die Herstellung erfolgt in Biogasanlagen. In landwirtschaftlichen Biogasanlagen werden Abfälle wie Mist, Gülle oder nachwachsende Rohstoffe vergoren.

Rohstoffe sind biogene Stoffe, wie zum Beispiel:

- vergärbare, biomassehaltige Reststoffe (Klärschlamm, Bioabfall, Speisereste)
- Wirtschaftsdünger (Mist, Gülle)
- bisher nicht genutzte Pflanzen sowie Pflanzenteile (Zwischenfrüchte, Pflanzenreste etc.)
- gezielt angebaute Energiepflanzen als nachwachsende Rohstoffe (NawaRo)

Das Gas kann zur Erzeugung von elektrischer Energie, zum Betrieb von Fahrzeugen oder zur Einspeisung in ein Gasversorgungsnetz eingesetzt werden. Für die Verwertung von Biogas ist der Methananteil sehr wichtig, da durch die Verbrennung Energie freigesetzt wird. Die Bezeichnung Biogas wird zusammenfassend für energiereiche Gase verwendet, die unter anaeroben Bedingungen durch Mikroorganismen aus Biomaterial gebildet werden:

- Klärgas: das bei der Reinigung von Abwasser entstehende Gas
- Faulgas: das erst in der Klärschlammfaulung produzierte Gas
- Deponiegas: aus einer Mülldeponie austretendes Gas

Entstehung

Biogas entsteht durch den natürlichen Prozess des mikrobiellen Abbaus organischer Stoffe unter Ausschluss von Sauerstoff (anaerob). Dabei setzen Mikroorganismen die enthaltenen Kohlenhydrate, Eiweiße und Fette in die Hauptprodukte Methan und Kohlendioxid um.

Weitere Informationen dazu im „Leitfaden Biogas – Von der Gewinnung zur Nutzung“ (FNR) unter 2. Grundlagen der anaeroben Fermentation

Zusammensetzung

Die Zusammensetzung von Biogas kann sehr unterschiedlich sein, weil sie von der Substratzusammensetzung und der Betriebsweise abhängt.

DURCHSCHNITTLICHE ZUSAMMENSETZUNG VON BIOGAS		
Bestandteil	**Konzentration**	**NawaRo-Anlagen: Typische Werte**
Methan (CH_4)	50–75 Vol.-%	53–56 Vol.-%
Kohlendioxid (CO_2)	25–45 Vol.-%	
Wasser (H_2O)	2–7 Vol.-% (20–40 °C)	
Schwefelwasserstoff (H_2S)	20–20.000 ppm	5–100 ppm vor A-Kohle
Stickstoff (N_2)	< 2 Vol.-%	
Sauerstoff (O_2)	< 2 Vol.-%	
Wasserstoff (H_2)	< 1 Vol.-%	

Quelle: Leitfaden Biogas – Von der Gewinnung zur Nutzung

Die Gasmischung besteht aus den Hauptkomponenten Methan (CH_4) und Kohlendioxid (CO_2). Dabei sind auch Stickstoff (N_2), Sauerstoff (O_2), Schwefelwasserstoff (H_2S), Wasser (H_2O), Wasserstoff (H_2) und Ammoniak (NH_3) enthalten.

Von Bedeutung im wassergesättigt anfallenden Biogas ist das zu 53 bis 56 Prozent (NawaRo) enthaltene Methan. Je höher dieser Anteil ist, desto energiereicher ist das Gas. Nicht nutzbar ist der Wasserdampf, der vor der energetischen Nutzung unbedingt entfernt werden muss.

Die weiteren gravierenden Störstoffe im Rohbiogas sind Schwefelwasserstoff und Ammoniak. Sie müssen durch eine Biogasreinigungsanlage hinreichend abgereinigt werden, um Schäden an Gasleitungen, Gasregelventilen, Gasmagnetventilen, Motoren und nachgeschalteten Komponenten (Schalldämpfer, Abgaswärmetauscher) zu verhindern. Durch diese Maßnahmen werden auch Gefährdungen des Menschen sowie Geruchsbelästigungen vermieden.

Blockheizkraftwerk (auch BHKW) mit Katalysatorbetrieb

Beim Einsatz von Katalysatoren zur Abgasreinigung muss der Schwefelwasserstoffgehalt nahe 0 ppm gehalten werden, um den Katalysator nicht zu schädigen. Es gibt bereits Katalysatoren, die relativ schwefelunempfindlich sind. Zu beachten sind die jeweiligen Standzeiten. Durch die Wirkungsweise des Oxidationskatalysators können Schwefelreste zu hochkorrosiven Schwefelverwendungen aufoxidiert werden, die bei Taupunktunterschreitung in kürzester Zeit das Abgasführungssystem (Abgaswärmetauscher, Schalldämpfer etc.) schädigen.

2 Anlagentechnik

2.1 Landwirtschaftliche Biogasanlagen

Abbildung 2: Luftaufnahme NawaRo-Anlage; Quelle: R. Evers

Die Anlagentechnik zur Biogasgewinnung und -verwertung ist sehr individuell. Die Auswahl an Komponenten- und Aggregatkombinationen ist nahezu unbegrenzt. Empfehlenswert ist eine fallspezifische Prüfung der Aggregat- und Systemeignung durch ein erfahrenes Planungsbüro mit Referenzen im Bereich des Biogasanlagenbaus. Bewährt haben sich schlüsselfertige Biogasanlagenerrichtungen, das bedeutet, die Übernahme des Auftrags für die Komplettanlage erfolgt durch einen einzelnen Anbieter (Generalunternehmer, auch GU).

Der Vorteil für den Bauherrn: Die eingesetzte Technik ist in der Regel aufeinander abgestimmt, und die Gewährleistung für die Einzelaggregate und die Gesamtanlage liegt beim Anlagenhersteller. Damit ist auch die Funktionalität des Prozesses (Biogasgewinnung) Teil der Gewährleistung. Der Haftungsübergang der fertiggestellten Anlage findet bei der Beauftragung eines Generalunternehmers im Regelfall erst nach der Leistungsabnahme statt, wenn die Anlage die Nennlast erreicht hat. Das ist deshalb so wichtig, da das Risiko des Anfahrens der Anlage der Hersteller trägt und bei einer zeitlichen Verzögerung kein finanzielles Risiko für den zukünftigen Betreiber entsteht, wenn beispielsweise der Übergabetermin nicht eingehalten werden kann. Das Risiko von Schnittstellenproblemen der verschiedenen technischen Komponenten ist minimiert, da der Generalunternehmer meist Konfigurationen einsetzt, mit denen bereits Erfahrungen vorliegen.

Die Nachteile für den Bauherrn: Da sehr viele Komplettanbieter standardisierte Anlagenmodule – mit weniger Flexibilität und nicht immer optimaler Qualität – anbieten, ist der eher geringe Einfluss des Bauherrn auf die Technikauswahl im Detail nachteilig. Das kann die Anpassung an die betrieblichen Gegebenheiten (zum Beispiel bei Substratauswahl oder Einbindung vorhandener Baulichkeiten) erschweren.

Im Gegensatz zu einer schlüsselfertigen Anlage wird bei einer Komponentenanlage nur die Planungsleistung vom Bauherrn eingekauft (Ingenieurvertrag). Die Bauabschnitte werden dann vom Bauherrn einzeln an die jeweiligen Fachfirmen vergeben. Diese Vorgehensweise erlaubt eine weiter gehende Einflussnahme des Bauherrn, kann aber nur empfohlen werden, wenn dieser ausreichend sachkundig ist. Denn bei Problemen mit dem Anfahrbetrieb und der Leistungsabnahme ist er oft auf sich allein gestellt. Auch Schnittstellenprobleme müssen selbst bereinigt und etwaige Regressansprüche einzeln mit den Fachfirmen abgehandelt werden. Im Schadenfall erweist sich das oft als sehr problematisch.

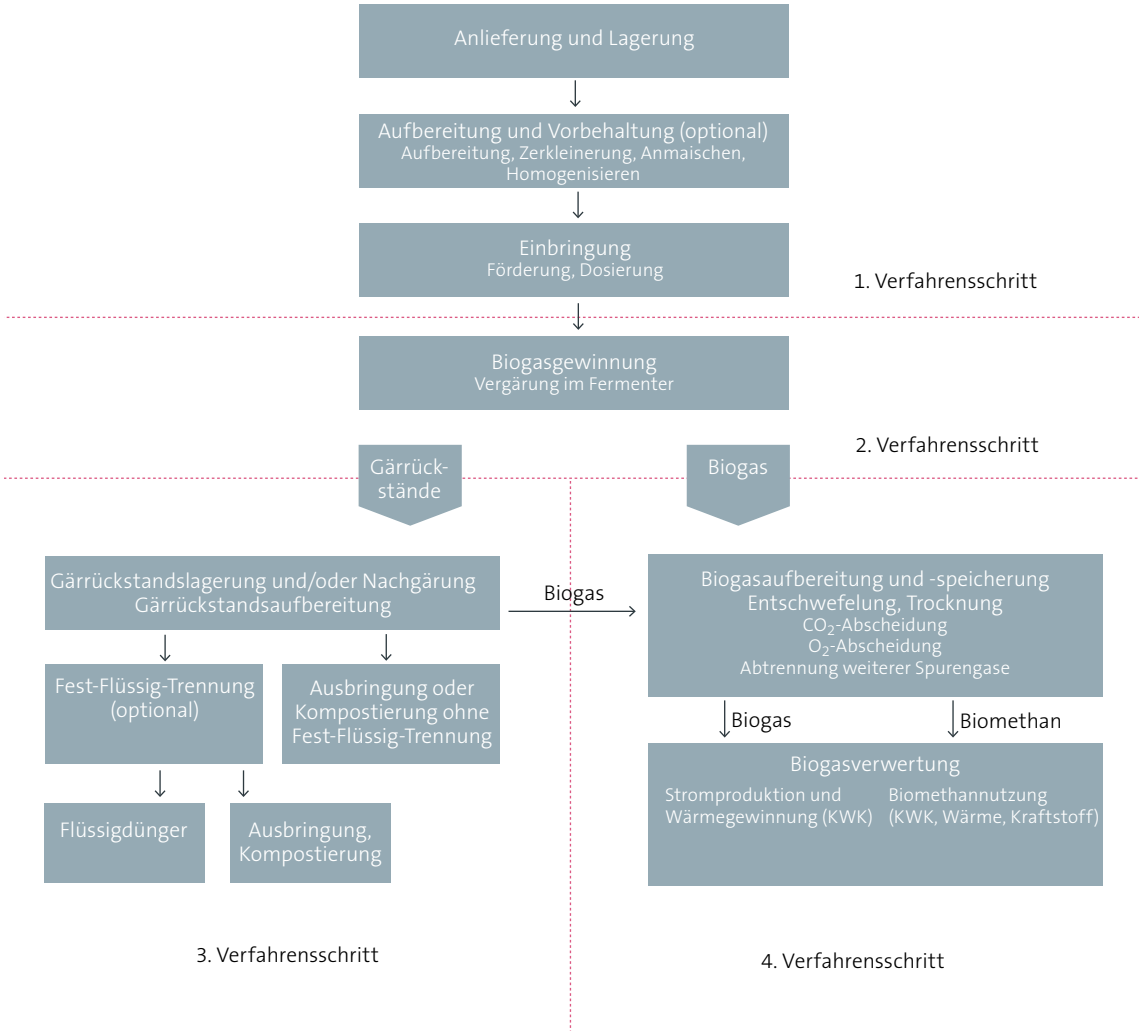
UNTERSCHEIDUNG DER VERFAHRENSVARIANTEN

Kriterium	Unterscheidungsmerkmale
Trockensubstanzgehalt der Substrate	Nassvergärung/ Feststoffvergärung
Art der Beschickung	diskontinuierlich/ quasikontinuierlich/ kontinuierlich
Anzahl der Prozessphasen	einphasig/zweiphasig
Prozesstemperatur	psychrophil/mesophil/ thermophil

Quelle: Leitfaden Biogas (FNR)

Die bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Deutschland am häufigsten umgesetzte Variante ist die Nassvergärung (kontinuierlich, mesophil) in klassischen Rundbehältern. Neben den guten Prozesseigenschaften ist der bequeme Zugang zur Technik im Reparaturfall von Vorteil.

Allgemeiner Verfahrensablauf bei der Biogasgewinnung:



Quelle: Leitfaden Biogas (FNR)

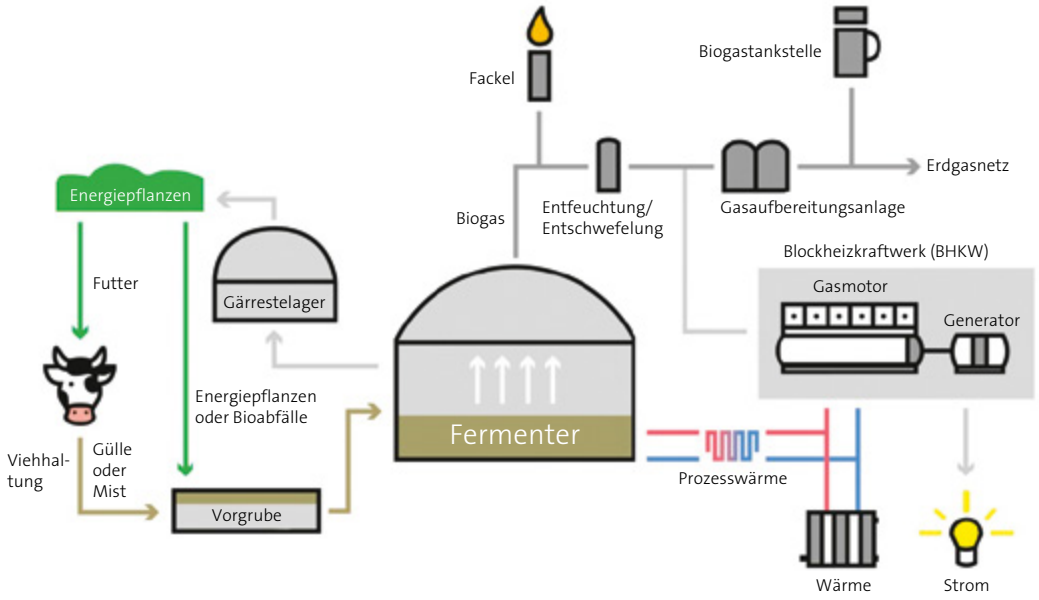
Weitere Informationen dazu im: „Leitfaden Biogas – Von der Gewinnung zur Nutzung“ (FNR) unter 3. Anlagentechnik zur Biogasbereitstellung

Publikation der deutschen Versicherer zur Schadenverhütung, VdS 3470: Biogasanlagen

Relevante technische und Arbeitsschutzregelwerke

Es gibt eine Reihe von Anlagen- und Arbeitssicherheitsregelwerken sowie gesetzliche Vorschriften zu beachten. Eine beispielhafte Auflistung dazu befindet sich auch im „Leitfaden Biogas“ (FNR) unter Punkt 3.4.

Schema einer landwirtschaftlichen Biogasanlage



Quelle: Philipp Michaels

2.2 Biogasaufbereitung und -einspeisung

Um das produzierte (Roh-)Biogas in das Erdgasnetz einspeisen zu können, ist es notwendig, die geforderte Gasqualität nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 (2.1) zu erzielen. Bei den Verfahren zur Biogasaufbereitung wird der Methangehalt im Biogas erhöht – gleichzeitig werden Kohlendioxid und weitere Störstoffe abgetrennt. Zuvor muss das Rohbiogas entschwefelt und getrocknet werden. In der Regel wird hierfür die biologische Entschwefelung im Fermenter (Gärbehälter) genutzt, gegebenenfalls auch durch Zugabe von Eisenhydroxid/Eisensalzen. Anschließend erfolgt eine Trocknung und Reinigung über Aktivkohle. Dieses Vorgehen ist vorgeschrieben und wichtig, um Korrosionsschäden zu vermeiden. In der Aufbereitung wird dann der Methangehalt von 50 bis 55 auf bis zu 98 Prozent erhöht.

In der Praxis kommen in Deutschland fünf verschiedene Aufbereitungsverfahren vor. Dazu zählen die Aminwäsche und die Druckwasserwäsche (auch DWW), die physikalischen und chemischen Wäschen, die Druckwechseladsorption (englisch: PSA – Pressure Swing Adsorption) und das Membranverfahren. Kryogene Verfahren zur Biogasaufbereitung werden bisher nicht großtechnisch genutzt. Die derzeit am häufigsten eingesetzten Verfahren sind die Aminwäsche und die Druckwasserwäsche.

Weitere Informationen dazu im „Leitfaden Biogasaufbereitung und Einspeisung“ (FNR)

Abbildung 3: Methanaufbereitung als Aminwäsche (links im Bild); Quelle: VGH

Abbildung 4: Druckerhöhungsstationen; Quelle: VGH

3 Schadenerfahrungen

Aufgrund des sehr breiten technischen Anlagenspektrums wird hier nur auf die typischen Anlagenschäden eingegangen. Die Aufzählung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und basiert auf den Schadenerfahrungen der letzten 16 Jahre.

Die Schadensituation wird bislang geprägt von folgenden Problembereichen:

- Blockheizkraftwerk – Motoren und Generatoren
- Rührwerke, Einbringtechnik, Schäden an der Dachkonstruktion

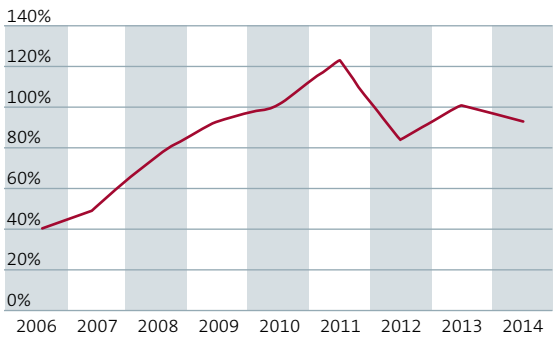
Die Häufigkeitsschäden verteilen sich zu einem Drittel auf die Gasgewinnung und zu zwei Dritteln auf die BHKW-Technik. Die Schadenhöhe liegt dabei zwischen 20.000 und 150.000 Euro für Maschinenbruch und Ausfallkosten (Betriebsunterbrechung, auch BU).

Schäden, die eher selten auftreten:

- Brandschäden
- Explosionen/Berstungen
- Sturmschäden
- Umweltschäden

Die Schadenhöhe kann dabei je nach Sachlage bis in den siebenstelligen Bereich gehen.

Schadenquoten von 2006 bis 2014



Quelle: GDV

3.1 Gasgewinnung

Eintragssystem/Pumpen

Je nach Herkunft und Zusammensetzung des Substrats führen Störstoffe (Steine, Reifen, Hölzer, abgebrochene Zinken und andere Fremdkörper) zu Schäden an der Eintragstechnik wie Kratzböden, Förderschnecken, Getrieben, Elektromotoren und Pumpen. Zu den Schadenbeseitigungskosten zählen auch Suchkosten, wenn zum Beispiel Fremdkörper in den Rohrleitungen stecken geblieben sind.

Sachschäden können aber auch durch mangelhafte Pflege und Wartung entstehen, wenn etwa bei einem Getriebe Feuchtigkeit oder Substrat durch eine Abdichtung eindringen und Zahnräder und Lagerung beschädigen, oder die Wicklung von einem Elektromotor durchbrennt, weil die Lüftungsschlitze nicht gereinigt wurden.

Kommt es zu Komplikationen, weil Ersatzteile nicht sofort lieferbar sind, kann die Biologie beeinträchtigt werden, sodass zusätzlich ein Ausfallschaden durch die verminderte Gasproduktion eintritt.

Rührwerkstechnik

Der weitaus größere Teil der Schadenaufwendungen im Bereich der Gasgewinnung ist an der Rührwerkstechnik festzustellen. Je nach Bauart und Einsatzweise kommt es hier häufig zu Ausfällen, sodass regelmäßige Revisionen empfehlenswert sind, die auch den Vorteil von geplanten Stillständen mit sich bringen. Sinnvoll sind hier technische Lösungen, die den Antrieb außen und kein Bodenlager haben, um im Havariefall das gesamte Rührwerk ohne Dachöffnung komplett bergen und überholen zu können. Wenn dann auch noch ein Reserverührwerk verfügbar ist, kann der Vorgang schnell abgeschlossen werden.

Eine sehr häufig eingesetzte Technik ist das Tauchmotorrührwerk. Dieses hängt an einem Seil aus Draht oder Kunststoff im circa 40 Grad Celsius warmen Substrat im Behälter und ist in

der Regel nur schlecht zugänglich. Der häufigste Ausfallgrund ist Verschleiß am Propeller, an der Abdichtung sowie durch Seilrisse oder Brüche an der Halterung (vgl. Abb. 5–6).

Muss bei größeren Havarien der Behälter komplett geleert werden, fallen Zusatzkosten für die Entleerung, Lagerung oder Entsorgung des Substrats an. Hinzu kommen Ausfallkosten durch das Ausbleiben der Gasproduktion. Diese Zusatzkosten können sich schnell auf 20.000 bis 100.000 Euro und sogar mehr belaufen, wenn es sich um eine Einspeiseanlage handelt.

Neben den Tauchmotorrührwerken kommen auch Großflügelrührwerke zum Einsatz. Hier ist im Havariefall oft der Behälter zu entleeren, um den Personenschutz zu gewährleisten und an die Technik zu gelangen (vgl. Abb. 7–9).

Zu berücksichtigen ist, dass es bei Rührwerksausfällen häufig zu Schwimmschichten kommt, die im Extremfall mehrere Meter mächtig werden und dann aufwendig aufgerührt, separiert und gegebenenfalls sogar ausgebaggert werden müssen. Die Folge sind dann oft erheblich angestiegene Schwefelwasserstoffkonzentrationen, die zumeist nicht hinreichende Beachtung finden und zu überhöhten Schwefelfrachten im Biogas führen, was wiederum schlecht für das Blockheizkraftwerk ist (Übersäuerung des Motorschmieröls mit Folgeschäden an der Motorentechnik, Buntmetallangriff, Korrosionen am Abgaswärmetauscher usw.) (vgl. Abb. 10 auf der nächsten Seite).

Abbildung 7: Bruchstelle; Quelle: VGH

Abbildung 5: Halterung defekt; Quelle: VGH

Abbildung 8: Abgerissener Rührwerksmast; Quelle: VGH

Abbildung 6: Abgerissener Propeller; Quelle: VGH

Abbildung 9: Blick in einen Behälter mit Aufputz-Beheizung und hoher Sedimentschicht. Am oberen Bildrand ist der Rest vom Großflügelrührwerk zu sehen. Der Behälter war sieben Jahre in Betrieb; Quelle: VGH

Fermenter/Behälter mit Holzbalken als Dachkonstruktion

Betriebsschäden an Holzbalken-Dachunterkonstruktionen durch ein Versagen der Holzbalkenkonstruktion sind leider keine Seltenheit mehr. Es gab bereits vereinzelte Balkenbrüche bei älteren Anlagen (älter als zehn Jahre). Der Aufwand für die Beseitigung der Balkenbrüche wurde jeweils im Rahmen von Bagatellschäden abgewickelt und meist nicht näher untersucht. Die Situation hat sich jedoch leider insofern verändert, als dass nicht nur die Häufigkeit dieser Ereignisse zunimmt – auch Reparaturkosten und Ausfallzeiten sind enorm gestiegen.

Neben den Großereignissen durch Feuer und Naturgefahren (wie Sturm, Hagel, Schneedruck, Frost und Gewitter) – die zwar nur selten auftreten, aber die durch sie verursachten Schäden meist im sechs- bis siebenstelligen Bereich liegen – wurden anhand von Schadenanalysen folgende Zusammenhänge festgestellt:

Holzbalken fällt in den Fermenter

Die Auflagertiefe der Sparren ist oft zu gering, da diese keine ausreichende Lagesicherheit aufweisen. Bei starker Durchbiegung ist die Lagesicherheit dann nicht mehr gegeben. Einzelne oder mehrere Holzbalken können so abrutschen, werden zu Treibgut im Behälter und führen zu Folgeschäden an der Rührwerkstechnik und gegebenenfalls auch an der Behälterbeheizung. Oft folgt dann eine komplette Behälterrevision mit entsprechend längeren Ausfallzeiten. Wenn das Substrat noch entsorgt werden muss, erhöhen sich die Kosten.

Einsturz einer Dachkonstruktion durch zu kurze Balkenschuhe

Abbildung 11: Durchbiegung von Balken; Quelle: VGH

Abbildung 12: Zu kurze Balkenschuhe; Quelle: VGH

Abbildung 10: Aufrühren einer Schwimmschicht Quelle: VGH

Abbildung 13: Schwefelbelege; Quelle: VGH

Eine sehr tückische Ausfallart ist das plötzliche Versagen der Holzkonstruktion durch die sogenannte Holzkorrosion oder auch Mazeration (vgl. Krause 2015). Durch die hohe Luftfeuchtigkeit sowie einen niedrigen pH-Wert löst sich die Holzstruktur auf, die Festigkeit nimmt ab, und es kommt schließlich zu einem Bruch (vgl. Abb. 14).

Unterdruckschäden

Ein unzulässiger Unterdruck im Behälter kann zum Beispiel dadurch entstehen, dass angeschlossene Blockheizkraftwerke mehr Biogas aus dem Behälter abziehen als produziert wird. Falls die vorhandenen Sicherheitseinrichtungen nicht ausreichen, nicht rechtzeitig funktionieren, falsch ausgelegt oder durch Wartungsfehler ausgefallen sind, kann dies auch zu einer Überlastung der Holzbalkenkonstruktion führen. Kommt es zum Versagen der gesamten Dachkonstruktion, sodass Sauerstoff in das System gelangt, führt das zu unerwünschten Nebeneffekten wie einer vermehrten Schwefelsäurebildung und einer Beeinträchtigung der Biologie.

Je nach Anlagenart und Größe liegen die Wiederherstellungskosten für die beschriebenen Schadenarten mit Ausfallkosten im höheren fünf- bis sechsstelligen Bereich.

Es ist daher zu empfehlen, die Holzbalkenkonstruktionen einer regelmäßigen Überprüfung im Rahmen einer Behälterrevision zu unterziehen. In Fachkreisen wird die Eignung von Holz als Werkstoff ernsthaft infrage gestellt. Immer häufiger wird nach größeren Havarien auf Gurtsysteme umgerüstet. Das Material der Gurte inklusive der möglichst säurefesten Beschläge muss für diesen Einsatz nachgewiesen geeignet sein. Auch hier hat es bereits Probleme gegeben, weil Gurte vom Rührwerk erfasst wurden und die gesamte Dachkonstruktion einstürzte.

Foliendächer/Dachhaut

Je nach Bauart des Gasspeichers liegt die Folie als Dach über dem Fermenter oder unter einem Tragluftdach. Als häufigste Ausfallursache sind Sturm und Hagelschäden zu nennen. Bei einem unzulässigen Überdruck kann es zu einem Aufreißen der Folien kommen (vgl. Abb. 15).

Behälterkorrosion

Die Behälter sind aufgrund der Substrate und der Biogaszusammensetzung einer erhöhten Korrosion ausgesetzt. Das gilt für Beton- und Edelstahlausführungen.

Edelstahlbehälter

Nach neueren Untersuchungen (vgl. Dr. Redeker/ Dr. Kuever 2016) werden Schäden an nicht rostenden Stählen im Bereich der Gasphase von Fermentern insbesondere durch mikrobiell induzierte Korrosion verursacht. Der Korrosionsmechanismus ist durch den chemischen Angriff der im Bereich von Schwefelablagerungen durch mikrobielle Prozesse gebildeten Schwefelsäure auf den nicht rostenden Stahl gekennzeichnet. Voraussetzungen für diesen Prozess sind die Gehalte von Schwefelwasserstoff und

Abbildung 14: Korrosiver Angriff; Quelle: VGH

Abbildung 15: Sturmschaden, circa 100.000 Euro; Quelle: R. Evers

Sauerstoff (O_2 ca. > 0,5 Volumenprozent) im Gasraum des Fermenters. Dabei wird mikrobiell zunächst Schwefelwasserstoff zu Schwefel und in einem zweiten Schritt Schwefel zu Sulfationen und Schwefelsäure oxidiert. Die Schwefelsäurebildung findet dabei auch an der Behälterwandung statt und führt zur Auflösung des Stahls. Äußerlich kennzeichnen diesen Prozess die gelben Ablagerungen von elementarem Schwefel im Gasraum und die Entstehung von schwarzen bis schwarzbraunen Eisensulfiden als Korrosionsprodukte an der Stahloberfläche.

Demzufolge muss der Schutz vor einem Korrosionsangriff konsequent erfolgen, um eine Bauteilschädigung zu vermeiden, da der Behälter dadurch undicht wird und unter Umständen in seiner Standsicherheit gefährdet ist. Nur mit einem richtig kalibrierten Gasanalysegerät können die erforderlichen Werte überwacht und der Korrosion entgegengewirkt werden.

Als eine Ursache wird die überwiegend angewendete Luftdosierung (biologische Entschwefelung) angesehen, bei der es vereinfacht zu folgender Reaktion kommen kann:

$S + O_2$ (Luftdosierung) + H_2O (100 Prozent rel. feuchtes Biogas) → H_2S (als Gas) → H_2SO_4

Schadensanalysen zeigen, dass dieser Prozess an der Grenze vom Gasraum zum Gärsubstrat am stärksten ausgeprägt ist.

Zur Vermeidung: Die Korrosion durch die gebildete Schwefelsäure kann durch die Einstellung der Luftdosierung vermieden werden, da kein Schwefel gebildet wird und sich die schwefeloxidierenden Bakterien nicht entwickeln beziehungsweise vermehren können. Der gebildete Schwefelwasserstoff würde dann nur geringe Korrosionserscheinungen verursachen und könnte durch eine nachgeschaltete biologische Entschwefelung oder chemische Aufbereitung entfernt werden (Quelle: DAS – IB GmbH, Kiel) (vgl. Abb. 16–17).

Abbildung 16: Durchkorrodierter Einlaufstutzen; Quelle: VGH

Betonbehälter

Beton unterliegt in Biogasanlagen unterschiedlichen Beanspruchungen, zwei davon sind wesentlich:

- der mehr oder weniger schwache chemische Angriff im flüssigkeitsberührten Bereich
- der starke chemische Angriff im Gasraum durch die biogene Schwefelsäurekorrosion

Der ausgewählte Beton muss diesen Anforderungen entgegenwirken. Besonders im Biogasfermenter wird der Beton zusätzlich beschichtet – in neueren Gülleanlagen häufig sogar der

Abbildung 17: Korrodierte Edelstahlwandung nach fünfjähriger Betriebszeit. Schadenhöhe circa 120.000 Euro; Quelle: DAS – IB GmbH

gesamte Fermenter. Es ist zu empfehlen, dabei einen hochwertigen Beton zu wählen, da damit zu rechnen ist, dass die Beschichtung eine kürzere Lebensdauer als das Betonwerk selbst aufweist. Im Fall von Fehlstellen oder Alterungserscheinungen der Beschichtung muss der dann ungeschützte Beton zumindest für eine gewisse Zeitspanne widerstandsfähig gegen auftretende Säure- und Sulfatbeanspruchung bleiben. Die regelmäßige Kontrolle der Beschichtung und deren kurzfristige Instandsetzung ist für eine Dauerhaftigkeit des Bauwerks unerlässlich. Kommt es zum Abplatzen von Beton, wird schnell die Armierung angegriffen, was unter Umständen die Standsicherheit des Bauwerks gefährdet. Ähnlich verhält es sich bei den Fahrsilos: Beim Versagen der Konstruktion infolge von biogener Schwefelsäurekorrosion gelangen Silagesickersäfte unkontrolliert in die Umgebung und können zu Umweltschäden führen (Quelle: Heidelberger Beton) (vgl. Abb. 18–19).

Weitere Informationen zum Thema Korrosion im „Leitfaden Korrosion metallischer Werkstoffe in Biogasanlagen“ (FNR)

Behälterschaden durch äußere Einwirkung

Abbildungen 18–19: Behälter eingeknickt, Schadenhöhe 200.000 Euro; Quelle: VGH

Aus unbekannter Ursache kollabierte der Behälter. Eine Wassersackbildung wird vermutet, denn andere Witterungsfolgen konnten ausgeschlossen werden. Ein innerer Betriebsschaden (Unterdruck etc.) konnte nicht hergeleitet werden.

3.2 Gasverwertung

Die überwiegende Nutzung von Biogas erfolgt durch die Verbrennung in einer Verbrennungskraftmaschine. Technisch durchgesetzt haben sich der Gasmotor mit Fremdzündung und der Diesel-Gasmotor mit Selbstzündung (Zündstrahlmotor). Die größten Aufwendungen für Betriebsschäden bei Biogasanlagen liegen derzeit im Bereich der motorischen Nutzung.

Hierzu im Folgenden einige typische Ausfallursachen:

Produktmängel bei Hochleistungsmotoren

An leistungsgesteigerten Motoren treten Kurbelwellenbrüche, Ventil- und Nockenwellenschäden sowie Pleuelstangenabrisse mit teilweisen Blockdurchschlägen auf. Es ist zu vermuten, dass einige dieser Motortypen nicht hinreichend erprobt wurden beziehungsweise nicht robust genug für den Einsatz in einer Biogasanlage sind (vgl. Abb. 20–23).

Die wenigsten Schäden treten an den Anlagen auf, die standardmäßig mit einer technischen Gastrocknung und einer mehrstufigen Aktivkohlefilteranlage ausgestattet sind und an denen die Regelwartungsintervalle nach den Vorgaben des

Abbildung 20: Kurbelwellenbruch nach 5.000 Betriebsstunden (Bh); Quelle VGH

Herstellers konsequent eingehalten werden. Leider trifft das nicht in allen Fällen zu.

Wartungsfehler/Motorschmieröl

Als Schmieröl dürfen nur die vom Motorhersteller freigegebenen Öle verwendet werden. Zusätzlich sind die Schmiervorschriften der jeweiligen Hersteller zu befolgen. In der Praxis ist oft zu beobachten, dass keine oder nur sporadische Ölanalysen durchgeführt werden. Die Analysewerte (Verunreinigungen, Alterung, alkalische Reserve, Säurezahl, Pufferfähigkeit gegen Säure etc.) können dann nicht ausreichend ausgewertet und beachtet werden. Werden diese Erkenntnisse aber nicht vor Ort umgesetzt, kommt es frühzeitig zu aufwendigen Überholungsarbeiten oder Totalausfällen, wie beispielsweise Kolbenfresser und Pleuelstangenabrisse. Sehr viele Motorschäden sind auf die Nichtbeachtung der Schmierölvorschriften der Motorhersteller zurückzuführen. Auffällig bei den Schadensanalysen war eine nicht immer optimale Unterstützung durch die Wartungsfirmen (vgl. Abb. 24–26).

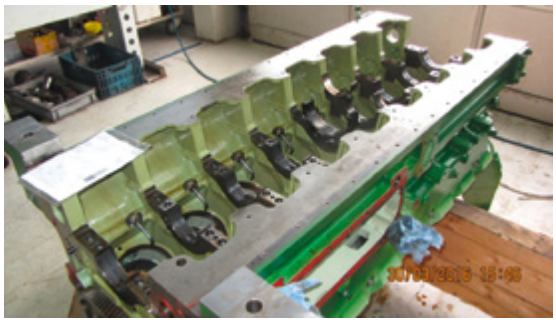
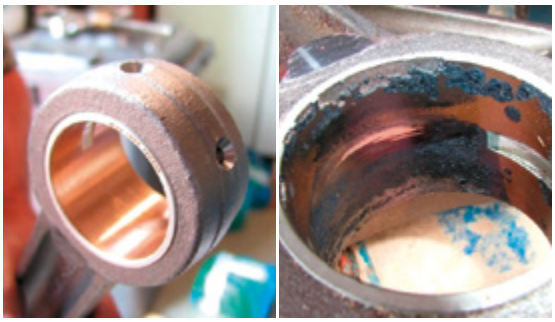


Abbildung 21: Folgeschaden am Motorblock; Quelle: VGH

Wartungsfehler/Kühlmittel

Auch das Kühlmittel muss regelmäßig untersucht und gewechselt werden. Wird es beispielsweise gecrackt, bilden sich Partikel, die sich im Kühlkreislauf ablagern und zu Verstopfungen führen können. Hierdurch entstehen sogenannte Hotspots, die lokale Überhitzungen mit sich bringen und schwere Motorschäden verursachen können. Wenn Verbrennungsgase in den Kühlkreislauf gelangen, kann das Kühlmittel übersäuern

Abbildung 22: Materialfehler am Stößel; Quelle: VGH



Abbildungen 24–25: Neue Pleuelstange (li.) und Korrodierte Pleuelaugenlager (re.); Quelle: VGH

Abbildung 23: Durch einen Materialfehler am Stößel wurde ein Nockenwellentausch notwendig; Quelle: VGH

Abbildung 26: Wasser im Schmieröl führte zum Kavitationsschaden an einem Kurbelwellenlager; Quelle: VGH

und es dadurch zu Schäden an der Laufbuchsenabdichtung (O-Ringe) kommen. Es muss immer ein vom Hersteller freigegebenes Produkt verwendet werden. Außerdem ist zu beachten, dass nur hochwertige temperaturbeständige O-Ringe eingesetzt werden (vgl. Abb. 27–28).

Bedienungsfehler durch den Betreiber

Die modernen Anlagensteuerungen verfügen über diverse Sicherheits- und Meldeeinrichtungen, die für eine optimale Motorüberwachung sorgen. Werden die Meldungen jedoch missachtet oder nicht richtig interpretiert, folgen meist schwerwiegende Motorausfälle (vgl. Abb. 29).

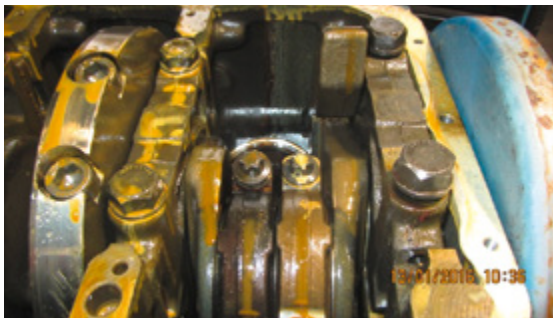


Abbildung 27: Kühlmittel im Schmieröl durch defekte Abdichtungen. Grund war ein falscher Kühlmittelzusatz; Quelle: VGH

Abbildung 28: Übermäßiger Rostansatz im gesamten Kühlkreislauf durch schlechte Kühlmittelaufbereitung; Quelle: VGH

Abbildung 29: Trotz Warnhinweisen aus der Motorsteuerung erfolgte ein Neustart; Quelle: VGH

Überspannungsschäden

Aufgrund des meist vorhandenen inneren Überspannungsschutzkonzepte sowie guter Erdungsverhältnisse sind Überspannungsschäden bei Biogasanlagen kein relevantes Thema.

3.3 Feuerschäden

Feuerschäden als Sekundärereignisse treten meist aufgrund von technischem Versagen auf. Ursächlich können ein Behälterbruch (selten), ein undichter Gasspeicher (selten), ein Motorbrand (häufiger) oder ein elektrischer Defekt (häufiger), der einen Brand auslöst, sein. Explosionsereignisse durch ausgetretenes Biogas sind sehr seltene Ereignisse. Das ist vermutlich auf die konsequente Beachtung des Explosionsschutzkonzepts zurückzuführen.

Elektrische Brandursachen

Besonders bei älteren Anlagen führten scheuernde Kabel und lose Kabelschuhe zu Bränden. Eine weitere Gefahr geht von einer unterdimensionierten oder schlecht verlegten Leistungsstromverkabelung aus. Bei Leistungserweiterungen stellt eine dann unterdimensionierte Schaltanlage ebenfalls ein Brandpotenzial dar. Nicht fachgerecht ausgeführte Installationen und das Außerachtlassen von wiederkehrenden Prüfungen bedingen immer wieder Brände, die dann im Millionenbereich liegen können.

Mechanische Brandursachen

Undichte oder scheuernde Kraftstoff-/Schmierölleitungen können ebenfalls zu Bränden führen, da in unmittelbarer Nähe meist ein rot glühender Turbolader ist, der als Zündquelle dient. Befindet sich zum Beispiel eine Ölzentrifuge in der Nähe eines Turboladers, kann bei einer Undichtigkeit schnell ein Brand ausgelöst werden. Wenn Motorteile wie bei einem Durchschlag aus dem Motorblock treten, kann sich ebenfalls Öl an hei-

ßen Teilen des Motors entzünden. Eine weitere Brandgefahr kann durch die Nachverbrennung von unverbrannten Brenngasen im Katalysatorbereich entstehen. Durch eine Temperaturüberwachung kann das vermieden werden (vgl. Abb. 30–32).

3.4 Umweltschäden

Umweltschäden durch den Austritt von Silagesickersäften oder auch Substrat aus Behältern kommen vor. Regelmäßige Schulungen wie zur „Technischen Regel für Gefahrstoffe“ (TRGS 529) müssen unbedingt durchgeführt werden.

Abbildungen 30–31: Turbolader, ca. 600 °C; Quelle: VGH

Silagesickersäfte (häufiger)

Durch undichte Lagerplätze (Platte und Seitenbefestigung/Fahrsilos) gelangte in der Vergangenheit immer wieder Sickersaft in die Umgebung. Daher ist auf jeden Fall auf eine sichere Abdichtung und ein funktionierendes Rückhaltesystem zu achten. Dabei sind die Vorschriften einzuhalten.

Behälterbruch (selten)

Es werden überwiegend Rundbehälter in Betonbauweise verwendet. Diese Bauweise ist nach den bisherigen Erfahrungen besonders robust – es kam zu sehr wenigen Behälterbrüchen. Inwieweit die Betonbehälter hinreichend gegen die Betonkorrosion beständig sind, bleibt aber abzuwarten.

Bei Metallbehältern kommen ebenfalls vereinzelt Behälterbrüche (z. B. Großereignisse) vor. Wenn ein solcher Bruch während oder kurz nach der Inbetriebnahme passiert, ist zumeist ein Material-, Konstruktions- oder Ausführungsfehler ursächlich. Bei Korrosionsangriffen kann im schlimmsten Fall neben der Undichte sogar eine Gefährdung der Standsicherheit eintreten.

Absperrschieber/Entnahmestellen (häufiger)

Bei ungesicherten Absperrschiebern sind durch unbefugtes Öffnen bereits Auslaufschäden eingetreten (vgl. Abb. 33).

Abbildung 32: Feuerwehr im Einsatz bei einem Motorbrand; Quelle: Freiwillige Feuerwehr Gartow

3.5 Großschadenereignisse

Januar 2006

Auf einer Biogasanlage zur Behandlung von Haushaltsabfällen in der Nähe von Göttingen platzten zwei Vergärungsbehälter. Circa sieben Millionen Liter Gärschlamm und Regenwasser ergossen sich über die zentrale Mülldeponie. Bei einem dritten der 20 Meter hohen Behälter bestand Einsturzgefahr. Die Brühe lief den Müllberg hinunter. Dabei wurden neben dem Gelände auch der Schneenbach und die Leine verunreinigt. Für die Bevölkerung bestand keine Gefahr. Durch die Wucht beim Platzen der stehenden Fermenter wurden ein angrenzendes Gebäude und ein Heizöltank beschädigt. Aus diesem liefen etwa 1.000 Liter Heizöl aus. Die Schadenhöhe betrug circa zehn Millionen Euro. Bis heute konnte die Schadenursache nicht eindeutig geklärt werden (vgl. Abb. 34–35).

Abbildung 33: Ausgelaufene Biomasse/Substrat; Quelle: VGH

Dezember 2007

Auf der Biogasanlage in Daugendorf in der Nähe von Riedlingen ereignete sich ein Behälterbruch. Durch ein mechanisches Versagen brach der rund 20 Meter hohe und 17 Meter breite Fermenter der Anlage. Dabei wurde die im Fermenter befindliche Biomasse bis zu 200 Meter um die Anlage verteilt. Mehrere Baugeräte wurden schwer beschädigt, die in unmittelbarer Nähe stehenden Gebäude zum Teil zerstört. Aus einem umgestürzten Tank liefen mehrere Hundert Liter Heizöl aus. Das Ereignis passierte kurz nach der Erstinbetriebnahme.

Der Sachschaden lag bei circa anderthalb Millionen Euro, der Schaden durch die Betriebsunterbrechung bei circa einer Million Euro (vgl. Abb. 36–37).

Abbildungen 34–35: Behälterbruch nach dem Befüllen; Quelle: www.as-nds.de

Abbildungen 36–37: Behälterbruch nach der Inbetriebnahme; Quelle: Thomas Warnack

4 Prävention

Um einen störungsfreien Betrieb zu gewährleisten, empfiehlt es sich, mit dem Hersteller der Anlage einen Vollwartungsvertrag abzuschließen. Insbesondere die Motoren haben aufgrund ihrer Betriebsweise und der schwankenden Biogasqualität einen höheren Wartungsbedarf. Wegen der Anforderungen der Regelenergie (diskontinuierlicher Motorbetrieb, Teillastfahrten, Motorstillstände und häufigere Starts) ist mit einer Verkürzung der Wartungsintervalle und einem höheren Verschleiß zu rechnen. Es gibt verschiedene Möglichkeiten, Wartungsverträge abzuschließen.

4.1 Wartungsverträge

Vertragsformen nach VDI-Richtlinie 4688:

- Inspektionsvertrag
- Wartungsvertrag
- Instandsetzungsvertrag
- Instandhaltungsvertrag (Vollwartungsvertrag)
- Full-Service-Vertrag

Grundsätzlich sollten Serviceverträge für ein Blockheizkraftwerk an der Richtlinie VDI 4680 gemessen werden. Darüber hinaus sind die Regelwartungspläne der Hersteller und Lieferanten für alle technischen Einrichtungen einzuhalten. Unverbindlich wird empfohlen, die Wartungsvorgaben im Versicherungsvertrag durch eine Revisionsklausel zur Obliegenheit zu machen.

4.2 Behälter-Revisionen

Empfehlenswert ist es, Behälter sowie deren technische Ausrüstung mindestens alle fünf Jahre zu kontrollieren. Dazu muss ein Behälter stillgelegt, entleert und gereinigt werden. Die Behälterwandungen und alle Einbauteile können dann auf Rissfreiheit und Funktion überprüft werden. So lassen sich außerplanmäßige Stillstände durch Technikausfall, die sich auf die gesamte Anlage ausweiten können, vermeiden.

Die Intervalle sind abhängig von der eingesetzten Technik und lassen sich gegebenenfalls mit einer Generalüberholung des gesamten Blockheizkraftwerks (oder nach einer tatsächlich eingetretenen Schadensituation) kombinieren.

4.3 Thermografie

Elektrische Schaltanlagen

Die Thermografie zur Zustandsüberprüfung der elektrischen Anlage (Einspeisung, Transformator, Mittelspannungsanlage, Niederspannungshauptverteilung und jeweiliger Steuerungsschrank) ist heute Standard. Bereits bei der Abnahme der Anlage lassen sich so Mängel feststellen (z. B. lose Generatorklemmen), die dann schnell und ohne großen Aufwand beseitigt werden können. Mit dieser Methode sind unzulässige Übergangswiderstände und andere defekte Bauteile (Hotspots) schnell lokalisiert und analysiert (vgl. Abb. 38–39).

Dichtigkeitsprüfung mit einer Methankamera

Für den visuellen Nachweis der Gasdichtigkeit kommt häufig eine Methankamera zum Einsatz, die Undichtigkeiten gut sichtbar macht. Weiter gehende Informationen dazu können zum Beispiel bei der DAS – IB GmbH eingesehen werden.

4.4 Ölanalysen vom Motorschmieröl

Wie bereits unter 3.2 beschrieben sind die Schmierölvorschriften der Motorhersteller unbedingt zu beachten. Da übersäuertes und verbrauchtes Schmieröl immer noch zu den häufigsten Ausfallursachen zählt, sollten im Interesse eines langlebigen Motorbetriebs regelmäßige Ölanalysen durchgeführt und ausgewertet werden. Die Ölanalyse gibt in der Trendbewertung wertvolle Hinweise, beispielsweise auf Verschleißzustände von Zylindern (Fe) oder Lager (Cu, Pb) sowie die allgemeine Alterung (Oxidation und Nitrifikation), die alkalische Reserve (auch TBN) und die Säurezahl (auch TAN) inklusive ph-Wert.

Bei konsequenter Anwendung lassen sich schwere Motorschäden vermeiden: Die Schadenpraxis zeigt aber, dass diese Möglichkeit oft gar nicht oder nicht richtig genutzt wurde.

Siehe dazu auch 3.2 Gasverwertung – Wartungsfehler/Motorschmieröl auf S. 110.

4.5 Blitz- und Überspannungsschutz

Soweit vorgeschrieben, ist ein äußerer Blitzschutz fachgerecht einzubauen. Dabei sollte beachtet werden, dass auch ein inneres Überspannungsschutzkonzept (Typ 1, 2, 3) Anwendung findet. Grundvoraussetzung ist eine gute Ableitung durch das Erdungssystem mit einem TN-S-Netzaufbau (5-Leiter) und einem zentralen Erdungspunkt, vorzugsweise am Transformator. Weitere Informationen können in den Publikationen zum Blitz- und Überspannungsschutz in den jeweils aktuellen GDV/VdS-Veröffentlichungen nachgelesen werden.

4.6 Flexible Stromproduktion (diskontinuierlicher Motorbetrieb)

Die Blockheizkraftwerktechnik ist grundsätzlich für einen Volllastbetrieb ausgelegt. Durch den voranschreitenden Ausbau der flukturierenden Erneuerbaren Energien wurde eine Neubewertung der restlichen Erzeugungsanlagen und somit auch der Biogasanlagen vorgenommen. Neben den wirtschaftlichen sind hier vor allem die technischen Anpassungen zu betrachten. Die Biogasanlagentechnik muss auf die Flexibilisierung der Strom- und Wärmeeinspeisung ausgerichtet werden. Neben den größeren Gas- und Wärmespeichern sollte sie so ausgelegt sein, dass ein sicherer und verschleißarmer Betrieb gewährleistet wird. Dazu sind auch die Freigaben der jeweiligen Motorhersteller zu berücksichtigen. So muss sichergestellt sein, dass bei Motorstillstand alle Aggregateteile betriebswarm gehalten werden, um Kondensationen und somit auch Korrosionen zu vermeiden. Je nach Motorgröße sind Vor- und Nachschmiersysteme für die Motorschmierung sinnvoll. Auch eine gegebenenfalls vorhandene Aktivkohle-Gasreinigung ist so anzupassen, dass zu jeder Betriebszeit eine ausreichende Abscheidung von Störstoffen erfolgen kann. Es ist zu empfehlen, die Wartungspläne an der geänderten Fahrweise der Anlage zu orientieren.

Weitere Informationen zum Thema Prävention in der Publikation der deutschen Versicherer zur Schadenverhütung, VdS 3470: Biogasanlagen.

Abbildung 38: Lasttrennschalter; Quelle: VGH

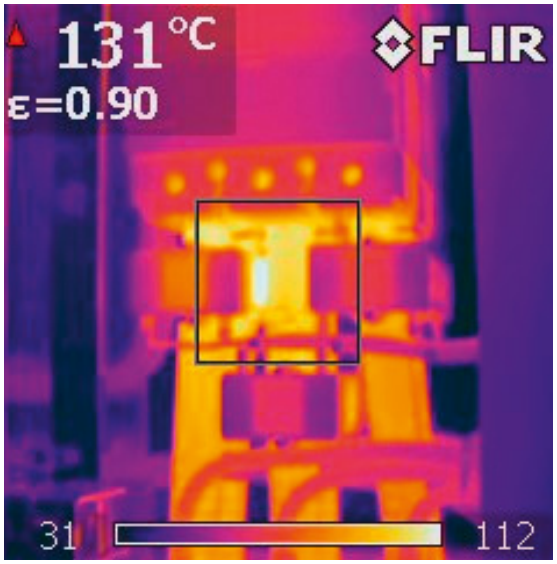


Abbildung 39: Infrarotaufnahme vom Lasttrennschalter mit zu hoher Temperatur; Quelle: VGH

4.7 Betreiberpflichten

Die Betreiberpflichten ergeben sich aus

- den gesetzlichen Vorgaben,
- der erteilten Genehmigung und
- weiteren behördlichen Verfügungen.

Eine grundsätzliche Pflicht besteht darin, eine Biogasanlage jederzeit ordnungsgemäß und sicher zu betreiben. Dafür muss die Anlage nach den einschlägigen Normen und technischen Regelwerken gebaut und an den Regeln des EG-Binnenmarktes ausgerichtet worden sein (CE-Konformität).

Für den laufenden Betrieb sind mindestens wiederkehrende Prüfungen nach

- Wasserrecht (VAwS/AwSV, JGSF VO),
- BetrSichV (§ 14),
- Prüfung nach Energierecht,
- Empfehlungen der Sachversicherer VdS,
- Immissionsschutzrecht (Störfallvorsorge § 29a BImSchG),

vorzunehmen.

5 GDV-Publikationen

Neben den gesetzlichen und behördlichen Vorschriften sowie den Sicherheitsregeln für Biogasanlagen der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften können folgende GDV-Publikationen zur Information herangezogen werden:

VdS 2000: Leitfaden für den Brandschutz im Betrieb

VdS 2010: Risikoorientierter Blitz- und Überspannungsschutz

VdS 2017: Überspannungsschutz für landwirtschaftliche Betriebe

VdS 2025: Elektrische Leitungsanlagen

VdS 2033: Elektrische Anlagen in feuergefährdeten Betriebsstätten und diesen gleichzustellende Risiken

VdS 2046: Sicherheitsvorschriften für elektrische Anlagen bis 1000 Volt

VdS 2057: Sicherheitsvorschriften für elektrische Anlagen in landwirtschaftlichen Betrieben

VdS 3470: Biogasanlagen

6 Ausblick

In den letzten 16 Jahren wurden erhebliche Anstrengungen unternommen, um die Herstellung von Biogas als festen Bestandteil der Erneuerbaren Energien zu etablieren. Nach zahlreichen Neuerungen (Optimierung des biologischen Prozesses, verbesserte Materialien, Motoren mit höheren Wirkungsgraden, Anschluss an Nahwärmenetze für eine sinnvollere Nutzung der Motorwärme etc.) ist aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen eine Beruhigung beim Bau von Neuanlagen eingetreten. Derzeit werden nur noch kleine Einheiten als 75-Kilowatt-Gülleanlagen neu errichtet. Für die bedarfsgerechte Einspeisung werden Altanlagen teilweise mit größeren Motoren von 500 bis 1.000 Kilowatt inklusive Gasspeichererweiterung aufgerüstet.

Aufgrund dieser Anpassungen sind bereits einige Anbieter vom Markt verschwunden, was sich bereits jetzt auf den Service der Altanlagen auswirkt. Der Betreiber eines Kraftwerks hat neben dem Sach- und Personenschutz zunehmend mit verschärften Umweltauflagen (u. a. Gewässerschutz) und Gesetzesänderungen zu tun. Es bleibt zu hoffen, dass er dabei nicht den Überblick verliert. Wie es wirtschaftlich mit den Biogasanlagen nach dem auslaufenden Erneuerbare-Energien-Gesetz (auch EEG) nach 20 Jahren Betrieb weitergeht, bleibt abzuwarten. Die konkurrierenden erneuerbaren Energieformen Wind- und Solarenergie erhalten ihren „Brennstoff“ kostenfrei geliefert. Die nachhaltig erzeugte Biomasse muss durch Anbau, Pflege, Ernte, Transport und Aufbereitung aufwendig bereitgestellt werden, sodass zu vermuten ist, dass nach Stand der heutigen Strompreise an der Börse, ein wirtschaftlicher Betrieb von Biogasanlagen nach Ablauf der EEG-Förderung nicht mehr möglich ist und es zu Stilllegungen kommt.

Sinkende Vergütungen werden auch Auswirkungen auf Wartung und Instandhaltung haben.

7 Fazit

Der Betrieb einer Biogasanlage unterliegt einer stärkeren Abnutzung als ursprünglich erwartet wurde. Der abrasive und korrosive Verschleiß setzt den Einsatz von hochwertigen verschleißresistenten Materialien voraus. Leider wird das nicht immer berücksichtigt, sodass es allein dadurch zu teuren Havarien kommt. Die Vorstellung von einem weitgehend automatisierten, störungsfreien Biogasbetrieb wurde in vielen Fällen nicht verwirklicht.

Jeder Verbrennungsmotor muss mit sauberem, trockenem Brenngas und unter Einhaltung der jeweiligen Schmiermittelvorschriften betrieben werden. Die Schadenpraxis zeigt, dass diese Grundvoraussetzungen in vielen Fällen nicht eingehalten wurden. So erreichen beispielsweise Hochleistungsmotoren mit ihren Wirkungsgraden die geplanten Revisionsintervalle nicht und müssen in kurzer Zeit grundüberholt werden. Allerdings gibt es auch bei Einhaltung dieser Voraussetzungen Technikausfälle durch weniger robuste Motoren mit Kurbelwellenbrüchen, abgerissene Pleuelstangen und Nockenwellenschäden. Die Auswahl der einzelnen Komponenten und die Erfahrung der Errichter- und Wartungsfirmen sind weitere wichtige Bausteine für einen störungsfreien und sicheren Anlagenbetrieb. Der wichtigste Einflussfaktor ist immer noch der Betreiber, der für den gesamten Biogas-Kraftwerksbetrieb zuständig und verantwortlich ist.

Ein Kraftwerksbetrieb erfordert ein erhebliches Maß an technischem Wissen (z. B. bei der Beachtung technischer Regeln und Vorschriften) und somit eine besondere Spezialisierung. Das ist nicht so nebenbei zu realisieren.

8 Quellenangaben

Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren, Kaltschmitt/Hartmann/Hofbauer (Hrsg.), Springer Verlag

Tagungsband: Biogasanlagen & Prüfungen und neueste Regelwerke/Entwicklungen am 20.09.2012 in Weimar, DAS – IB (Hrsg.) und weitere Tagungsbände

Tagungsband: 2. VDI-Fachkonferenz, Bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan am 18./19.09.2012 in Mannheim

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)

Leitfaden Biogas/Von der Gewinnung zur Nutzung

Leitfaden Biogasaufbereitung und -Einspeisung

Leitfaden Korrosion metallischer Werkstoffe in Biogasanlagen

Biogashandbuch Bayern – Materialienband

Beton für das landwirtschaftliche Bauen, Heidelberger Beton

VI Brennstoffzellen

VI Brennstoffzellen

1 Brennstoffzellen

Eine Brennstoffzelle ist eine galvanische Zelle, die die chemische Reaktionsenergie eines kontinuierlich zugeführten Brennstoffs und eines Oxidationsmittels in elektrische Energie umwandelt. Anders ausgedrückt findet in einer Brennstoffzelle der umgekehrte Prozess einer Elektrolyse statt. Bei dieser wird mithilfe eines elektrischen Stroms und zweier Elektroden Wasser in seine Bestandteile Sauerstoff und Wasserstoff zerlegt. Eine Verbrennung, wie der Name vermuten lässt, findet in einer Brennstoffzelle nicht statt. Allenfalls kann man von einer kalten Verbrennung sprechen.

Im Unterschied zu einer Verbrennungskraftmaschine wandelt die Brennstoffzelle chemische Energie direkt in elektrische Energie um und unterliegt damit nicht dem Carnot-Faktor, im Gegensatz zur konventionellen Stromerzeugung im Wärmekraftwerk:

chemische Energie ⇒ thermische Energie ⇒ kinetische Energie ⇒ elektrische Energie

Brennstoffzellen haben eine wechselvolle Entwicklung hinter sich. Um das Jahr 1838 gelang es erstmals, aus Wasserstoff und Sauerstoff Strom zu erzeugen. Die Entdeckung blieb zunächst ohne praktische Anwendung. In den 1960er-Jahren wurde die Brennstoffzelle für die Raumfahrt intensiver erforscht. Die Technik wurde in den Folgejahren an Bord von Satelliten und für den Apollo-Mondflug eingesetzt. Seit dem Jahr 2016 werden Pkw, Busse etc. und Hausheizungs-Blockheizkraftwerke sowie Großkraftwerke aus Serienproduktionen angeboten. Eine breite Markteinführung wird nach 2020 erwartet.

Unverändert gelten für alle Brennstoffzellentypen als Entwicklungsziele

- Verkleinerung der Systeme,
- Reduzierung der Kosten,
- Steigerung der Effizienz,
- Verlängerung von Einsatzdauer und Reichweite,
- Verringerung der Degradation (Alterung).

Das potenzielle Anwendungsspektrum der Brennstoffzelle ist sehr vielfältig. Neben Kleinstbrennstoffzellen im Ein- bis 500-Watt-Bereich, die die Energieversorgung für portable Computer, Telekommunikationsgeräte oder Mobiltelefone bereitstellen, handelt es sich vor allem um Blockheizkraftwerke (BHKW) mit Modulen im Leistungsbereich von 200 bis 300 Kilowatt zur Versorgung von Nahwärmenetzen oder Gebäudegruppen, Hotels und Krankenhäusern und um Kleinstsysteme (Mini-BHKW) mit einer Leistung zwischen einem und fünf Kilowatt zur Einzelgebäudeversorgung.

Zum Einsatz in Kraftwerken im Zehn- bis 100-Megawatt-Bereich gibt es ebenfalls eine Reihe von Vorschlägen. In Kombination mit Dampf- oder Gasturbinen sind prinzipiell hohe Gesamtwirkungsgrade erreichbar. In Asien sind Brennstoffzellen-Kraftwerke mit Leistungen im Zig-Megawatt-Bereich in Betrieb oder geplant.

Neu in der praktischen Anwendung ist die Wasserstofferzeugung durch Elektrolyseure auf Basis einer Protonen-Austausch-Membran (Proton Exchange Membrane, PEM). Deren Leistung reicht seit 2016 bis 1,25 Megawatt. Weiterentwicklungen sind zu erwarten.

2 Brennstoffzellenfunktion

Das Bauprinzip aller Brennstoffzellen ist identisch: In einer Brennstoffzelle wird die Gesamtreaktion von Wasserstoff mit Sauerstoff zu Wasser in zwei katalysierte Einzelreaktionen aufgetrennt.

Zwei Elektroden werden durch eine semipermeable (teildurchlässige) Membran oder einen Elektrolyten gasdicht voneinander getrennt. An eine Elektrode – die Anode – wird Wasserstoff oder ein wasserstoffreiches Gas herangeführt. Dort bilden sich positiv geladene Wasserstoffionen.

An der anderen Elektrode – der Kathode – entstehen aus Sauerstoff oder einem sauerstoffreichen Gas wie Umgebungsluft Sauerstoffionen mit negativer Ladung. Daraus resultiert eine elektrische Spannung zwischen den Elektroden. Die Elektronen fließen über einen äußeren Stromkreis und können dort Arbeit leisten, während der Ladungstransport in der Zelle durch die Bewegung von Ionen in der Membran oder im Elektrolyten erfolgt. Je nach System wandern Hydroxidionen, Protonen, Carbonationen oder Sauerstoffionen durch die Membran oder den Elektrolyten.

Die Elektrodenplatten/Bipolarplatten bestehen meist aus Metall oder Kohlenstoffnanoröhren oder -platten. Als Elektrolyt können gelöste Laugen, Säuren, Alkalicarbonat-Schmelzen, Keramiken oder Membranfolien dienen.

Bei der Protonen-Austausch-Membran wird auf beiden Seiten der Membran ein Katalysator benötigt, um die chemische Reaktion auszulösen. Dafür wird derzeit Platin eingesetzt, was die Herstellung allerdings erheblich verteuert. Aktuell wird intensiv nach preiswerteren Katalysatormaterialien geforscht. Erste gute Resultate gab es in Schweden mit einer Palladium-Wolfram-Mischung.

Den Strom liefert eine Reaktion von Sauerstoff mit dem Brennstoff, der neben Wasserstoff auch Methan oder Methanol oder eine andere organische Verbindung sein kann.

Für die Bruttoreaktion lässt sich unter Standardbedingungen (STC) theoretisch eine Zellspannung von 1,23 Volt bei 25 Grad Celsius errechnen. Da in technischen Zellen aber Verluste zu berücksichtigen sind, ergeben sich tatsächlich Zellspannungen im Bereich von 0,6 bis 0,9 Volt. Als ein guter Kompromiss zwischen steigender Stromstärke und absinkender Spannung hat sich ein Betrieb der Zelle bei Spannungen um etwa 0,7 Volt erwiesen.

Um höhere Spannungen und Leistungen zu erzielen, schaltet man mehrere Zellen in Reihe und/oder parallel zusammen. Wegen ihrer Stapelform wird diese Schaltung nach ihrem englischen Begriff Stack (= Stapel) benannt.

Brennstoffzellen erzeugen wie alle galvanischen Elemente Gleichstrom.

3 Übersicht

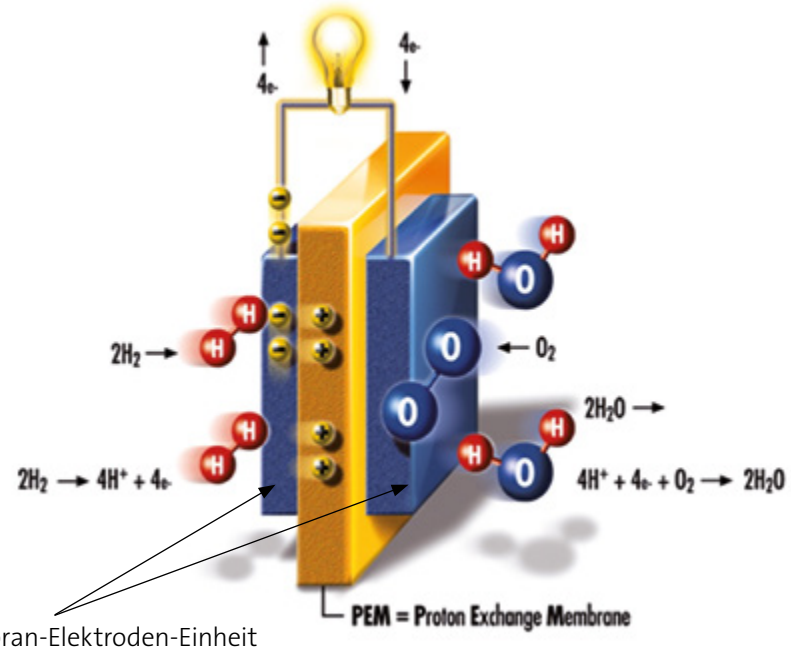
Bezeichnung	Kurzform	Amerikanische Bezeichnung	Betriebs-temperatur	Elektrolyt	Brennstoff
		W = elektrischer Wirkungsgrad	°C		
Polymer-elektrolyt-BZ	PEMFC	Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell W = 35–60 %	10–90 °C	Polymer-membran	Wasserstoff
Hochtempe-ratur-PEMFC	HT-PEMFC		HT-PEMFC 130–180 °C	Polymer-membran	Wasserstoff
Direkt-Methanol-BZ	DMFC	Direct Methanol/Ethanol Fuel Cell W = < 60 %	60–130 °C	Polymer-membran	Wasserstoff
Direkt-Ethanol-BZ	DEFC				
Phosphor-säure-BZ	PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell W = 38–40 %	11–220 °C	Konzentrierte flüssige Phosphorsäure (H_3PO_4)	Wasserstoff
Schmelz-karbonat-BZ	MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell W = 48–70 %	550–700 °C	Alkalicarbonat-Schmelzen	Erdgas, Methangas, Kohlengas, Wasserstoff
Alkalische BZ	AFC	Alkaline Fuel Cell W = 40–60 %	150–220 °C	40–60 % Kalilauge (KOH)	Wasserstoff und Sauerstoff
Festoxid-BZ	SOFC	Solid Oxide Fuel Cell W = 47–70 %	440–1.000 °C	Oxidkeramischer Elektrolyt	Erdgas, Biogas, Wasserstoff, Kohlengas

FC = Fuel Cell, englisch für Brennstoffzelle
BZ = Brennstoffzelle

3.1 Polymerelektrolyt-BZ (PEMFC)

Der Kern der PEM-Brennstoffzelle ist eine Folie, die Membran-Elektroden-Einheit (MEA). Diese besteht zum Beispiel aus Nafion, einem Sulfonsäure-Tetrafluorethylen-Polymer (PTFE). Sie ist von beiden Seiten mit Kohlenstoff beschichtet. In die Beschichtung ist ein Katalysator eingebettet, der aus Platinpartikeln, Palladium oder einer Platin-Ruthenium-Legierung bestehen kann (vgl. Abb. 1 auf der nächsten Seite).

Bei diesem Brennstoffzellentyp reagiert der gasförmige Wasserstoff am Katalysator. Dabei wird das Wasserstoffmolekül in seine positiv geladenen Wasserstoffionen und zwei Elektronen getrennt. Das positiv geladene Wasserstoffion H^+ (oder Proton) durchquert die Membran wegen des darin enthaltenen Überschusses an Proto-



MEA: Membran-Elektroden-Einheit
(Membrane Electrode Assembly)
Kohlenstoffträger mit Katalysatoren

Abbildung 1: Reaktion von Wasserstoff zu Strom und Wasser; Quelle: H-TEC EDUCATION GmbH

nen. Um leitfähig zu sein, muss die Folie feucht gehalten werden.

Im Gegensatz dazu können die negativ geladenen Elektronen nicht passieren. Dadurch kommt es zu einer Ladungstrennung, das heißt, zu einer elektrischen Spannungsdifferenz zwischen Anode und Kathode. Die negativ geladenen Elektronen wandern um die Membran herum und leisten dabei elektrische Arbeit. Die Protonen diffundieren durch die Elektrolyt-Membran zur Kathode. An der Kathode verbinden sich die Protonen, Elektronen und Sauerstoff, wiederum mithilfe eines Katalysators, zu Wasser.

Forschungsveröffentlichungen aus dem Jahr 2015 berichten über ein Verfahren, das zunächst die Fertigung der Katalysatorschichten vorsieht. Mittels Inkjet-Druck wird eine Polymer-Elektrolyt-Dispersion in flüssiger Form auf die Katalysatorschichten aufgedruckt. Bei dieser Methode verbindet sich die gedruckte Membranschicht aufgrund ihrer zunächst flüssigen Beschaffenheit besser mit den Katalysatorschichten. Die direkte Aufbringung der Membran auf die Elektrode ermöglicht sehr dünne Membranschichten mit der Folge einer Verringerung des protonischen Widerstands. Die Leitwerte liegen bei über vier Watt/Quadratzentimeter.

Das Brennstoffspektrum der PEM-Brennstoffzelle ist auf Wasserstoff und Sauerstoff beziehungsweise Umgebungsluft beschränkt.

Für die Leistungsfähigkeit einer Brennstoffzelle spielen die Eigenschaften der drei Membranschichten eine entscheidende Rolle. Die Katalysatorschichten sollen eine gute elektrische und protonische Leitfähigkeit aufweisen und wegen der Kosten möglichst wenig Platin enthalten. Weiterentwickelt werden muss auch die Membran selbst. Hier konzentriert sich die Forschung auf die Entwicklung neuer Polymere, die eine hohe chemische und mechanische Stabilität mit hoher protonischer Leitfähigkeit aufweisen. Die Folie verändert ihre Ausdehnung bei wechselndem Feuchtegrad, muss aber gleichzeitig mechanisch so in einem Rahmen befestigt bezie-

hungsweise abgedichtet sein, dass ein Übertritt des Wasserstoffs auf die Sauerstoffseite verhindert wird.

Die Luftversorgung hat einen großen Einfluss auf die Leistung und den Gesamtwirkungsgrad der Brennstoffzelle. Die spezifische Leistung hängt vom Druck der zugeführten Luft ab. Ein weiterer Leistungsfaktor ist die Luftstöchiometrie. Die Stöchiometrie wird definiert als das Verhältnis des eingebrachten Sauerstoffmassenstroms zum tatsächlichen Sauerstoffverbrauch. Die Leistung der Brennstoffzelle kann durch Erhöhung der Luftstöchiometrie signifikant erhöht werden.

Verschleißerscheinungen (Degradation) der PEM-Brennstoffzelle

In Laborversuchen wurde festgestellt, dass schwefelhaltige Schadgase (SO_2, H_2S) schon bei Konzentrationen im Millionstelbereich die Brennstoffzelle irreversibel schädigen. Auch eine Belastung mit Stickoxid (NO_x) führt zu einer Spannungsabnahme, die allerdings reversibel ist. Eine Beaufschlagung mit Luft beseitigt den Fehler. Durch Versuche wurde deutlich gemacht, dass im Fahrzeugbereich unbedingt Luftfilter eingesetzt werden müssen, um im Straßenverkehr Schadgase und Stickoxide von der Membran fernzuhalten.

Viele Materialien der PEM-Brennstoffzelle sind zum Teil äußerst aggressiven Atmosphären ausgesetzt. Analysen des Produktwassers haben gezeigt, dass darin Salpetersäure (HNO_3), Wasserstoffperoxid (H_2O_2), Fluorwasserstoff (HF) und Schwefelsäure (H_2SO_4) enthalten sind. PH-Werte unter 4 wurden nachgewiesen. Diese Verunreinigungen schädigen die Brennstoffzelle dauerhaft.

Die chemische Zersetzung der Membran ist ein weiterer Schädigungsmechanismus. Die PTFE-Membran (PTFE = Polytetrafluorethylen, auch: Polytetrafluorethen, Handelsname: Teflon) kann sich in Anwesenheit von Metallionen im Wasserstoffperoxid zersetzen. Als Katalysatorgift wirkt auch Kohlenmonoxid (CO). Bei niedrigen Temperaturen reagiert es mit dem Platinkatalysator, was meist zu seiner Zerstörung führt.

Wird der Wasserstoff durch Dampfreformierung erzeugt, muss das dabei produzierte Kohlenmonoxid bis auf einen Gehalt von < 10 ppm reduziert werden. Auch das dabei entstehende Ammoniak (NH_3) schädigt die Zelle. Beim Einsatz von Erdgas oder flüssigen Kohlenwasserstoffen ist deshalb ein großer technischer Aufwand für die Reformierung des Brennstoffs erforderlich. Durch das Spülen der Brennstoffzelle mit reinem Wasserstoff kann das Kohlenmonoxid wieder von der Membran entfernt werden.

Den durch die Membran hindurch auf die Kathodenseite diffundierenden Wasserstoff und den in die Gegenrichtung diffundierenden Stickstoff bezeichnet man als Crossover. Dieser Effekt zerstört die Brennstoffzelle. Ein völlig neues Konzept für die Anodengasführung soll zu einer längeren Lebensdauer und einem höheren Wirkungsgrad führen (Stand 2016).

Befeuchtung

Trockene Membranen sind nicht leitfähig. Um das Austrocknen zu verhindern, sollte die PEM-Brennstoffzelle im ausgeschalteten Zustand beidseitig abgedichtet werden. Auch Eisbildung kann die Startfähigkeit der Brennstoffzelle bei Umgebungstemperaturen unter dem Gefrierpunkt behindern. Es muss daher immer gewährleistet sein, dass die Diffusion der Brenngase nicht erschwert wird. Eine geeignete Elektrodenstruktur und eine Beheizung wirken der Eisbildung entgegen.

Wesentlichen Einfluss auf die Langzeitstabilität und den Wirkungsgrad von PEM-Brennstoffzellen hat neben der Luftbefeuchtung auch deren Reinheitsgrad. In Forschung und Entwicklung wird intensiv daran gearbeitet, die Befeuchtung zu optimieren und Filter zu entwickeln, die auch gegen Salznebel (wie sie z. B. beim Pkw-Einsatz auftreten) wirksam sind.

Das angestrebte Lebensdauer-Ziel einer PEM-Brennstoffzelle sind 40.000 bis 80.000 Betriebsstunden im Blockheizkraftwerk (= rund zehn Jahre) und 5.000 Betriebsstunden bei einem Pkw, was einer Laufleistung von rund 250.000 Kilometern entspricht.

Stationäre Anwendung der PEM-Brennstoffzelle

Bei der stationären Anwendung werden zwei unterschiedliche Konzepte verfolgt: einmal der Einsatz im Blockheizkraftwerk in einem Bereich von 200 bis 250 Kilowatt (analog zur PA-Brennstoffzelle), zum zweiten im Hausbereich mit Leistungen um ein bis fünf Kilowatt (vgl. 4. Gebäude-Energieversorgung).

Große Erwartungen werden auch an den Einsatz von PEM-Brennstoffzellen bei Kleinverbrauchern wie Laptops oder Mobiltelefonen geknüpft. Aus Laboratorien wird von der Entwicklung einer PEM-Brennstoffzelle in der Größe einer Kreditkarte (1,2 Volt) berichtet, die keinen Wasserdampf abgibt. Dahinter stehen Substratlagen aus Fullerenen („Fußballmoleküle", kugelförmige Kohlenstoffstrukturen von C_{60} oder höher), die die für die Reaktion benötigten Gase ohne Hilfe von Wasser durchlassen. Das vereinfacht die Konstruktion erheblich und ermöglicht eine Nutzung bei niedrigen Temperaturen.

Zusammenfassung

Die Degradation ist ein Alterungsprozess. Sie reicht von der betriebsbedingten normalen Abnutzung und der betriebsbedingten vorzeitigen Abnutzung bis hin zu korrosiven Angriffen oder Abzehrungen. Die Literatur unterscheidet zwischen mechanischer, thermischer und chemischer Degradation (vgl. Vogel: Zersetzungsmechanismen von Polymerelektrolytmembranen für Brennstoffzellenanwendungen).

Mechanismen, die Einfluss auf eine Degradation haben, sind:

- die Auflösung von Platin durch Wasser
- das Wassermanagement in der PEM-Brennstoffzelle
- die Korrosion der kohlenstoffhaltigen Katalysatorträger durch hohe Betriebsspannungen
- eine Katalysatorvergiftung durch Verunreinigungen im Wasserstoff und in der Luft
- der chemische Abbau von Ionomer-Materialien (Membran und Ionomer-Netzwerke in der Katalysatorschicht)
- eine Membranblockade durch den Einbau von Fremdionen, wodurch die Leitfähigkeit für H^+ gemindert wird
- eine mechanische Belastung der Membran durch Einspannen sowie Quellen und Schrumpfen
- die Versprödung von Dichtungen
- das Zusammenwachsen von Platin-Nanopartikeln, die dadurch ihre aktive Oberfläche verringern

3.2 Hochtemperatur-PEM-Brennstoffzelle (HT-PEMFC)

Bei der Hochtemperatur-PEM-Brennstoffzelle wird eine hochtemperaturfeste Kunststoffmembran (z. B. Polybenzimidazol, auch PBI) eingesetzt, in die Phosphorsäure (H_3PO_4) als Elektrolyt eingebunden ist. HT-PEM-Brennstoffzellen arbeiten bei Temperaturen zwischen 130 und 200 Grad Celsius und sind kostengünstiger, effizienter und zuverlässiger als konventionelle Niedertemperatur-Brennstoffzellen.

HT-PEM-Brennstoffzellen benötigen kein Wassermanagement und haben eine vereinfachte Gasaufbereitung. Die höhere Temperatur hat zur Folge, dass eine große Kohlenmonoxidtoleranz gegeben ist. Bei einer Betriebstemperatur von 160 Grad Celsius kann die Zelle ohne signifikanten Leistungsverlust betrieben werden. Belegt sind stabile Betriebszustände bis zu einem Kohlenmonoxid-Gehalt von 15 Prozent.

Durch das nicht erforderliche Wassermanagement wird der Betrieb der HT-PEM-Brennstoffzelle wesentlich vereinfacht. Notwendig ist eine Starttemperatur von circa 130 Grad Celsius. Langzeitstabilitäten von über 3.000 Stunden (Stand 2016) konnten mehrfach nachgewiesen werden.

Anforderungen an Bipolarplatten in HT-PEM-Brennstoffzellen:

- eine Trennung der Reaktionsgase und Kühlmedien
- gute elektrische und thermische Leitfähigkeit
- Robustheit gegenüber chemischen Einflüssen
- Widerstandfähigkeit gegenüber dem mechanischen Anpressdruck in der Zelle

3.3 Direkt-Methanol-Brennstoffzelle (DMFC)

Die Direkt-Methanol-Brennstoffzelle ist im Prinzip eine modifizierte PEM-Brennstoffzelle, die jedoch anstelle von Wasserstoffgas ein Methanol-Wassergemisch als Brennstoff verwendet. Dieser Brennstoff besteht entweder aus Methanol (CH_3OH) mit einer Temperatur von 80 bis 90 Grad Celsius oder Methanoldampf mit 120 bis 130 Grad Celsius. Als Katalysatormaterial wird zumeist eine Mischung aus Platin und Ruthenium eingesetzt. Das Methanol kann zusammen mit Wasser ohne vorherige Reformierung direkt der Anode zugeführt werden. Als Abgas entsteht bei der Reaktion Kohlendioxid.

Der Vorteil dieser Brennstoffzelle liegt in ihrer einfachen Handhabung und Nachfüllung. Die Leistungsdichte bleibt im Betrieb bei Raumtemperatur aber weit hinter der Leistungsdichte des Wasserstoffsystems zurück, sodass die DM-Brennstoffzelle lediglich für kleinste Leistungen Vorteile bietet. Der elektrische Wirkungsgrad liegt bei nur 20 bis 40 Prozent.

Die DM-Brennstoffzelle stellt für den Antrieb von Fahrzeugen eine interessante Alternative zur PEM-Brennstoffzelle dar. Forschungsbedarf besteht derzeit noch zur Stabilität der Edelmetallkatalysatoren (Vergiftung durch Kohlenmonoxid und andere Zwischenprodukte) sowie zur Zuverlässigkeit der verfügbaren Membranmaterialien. Ziel ist dabei die Verhinderung der Querdiffusion von Methanol zur Sauerstoffelektrode.

Die DM-Brennstoffzelle befindet sich auch im Jahr 2016 noch im Entwicklungsstadium. Die Forschung bemüht sich um die Klärung des Reaktionsmechanismus der Methanol-Oxidation. Einerseits muss die Aktivität der Anodenkatalysatoren verbessert werden, andererseits dringt Methanol durch die Membran zur Kathode und führt auch dort zur Methanol-Oxidation. Sowohl bei der Stromausbeute als auch in der Zellspannung sind Verluste die Folge.

Durch die Verwendung einer vom Fraunhofer-Institut entwickelten Kompositmembran lässt sich bei Methanol als Brennstoff das Crossover – also der Durchtritt des Methanols durch die Membran zur Kathode – verringern. Nachteilig bei der Akzeptanz von Methanol als Kraftstoff wirkt sich dessen Toxizität aus. Bei Hautkontakt kommt es zu gesundheitlichen Schäden. Ferner ist Methanol unbegrenzt mit Wasser mischbar. Daher wären bei Leckagen die bei Benzin oder Diesel üblichen Abscheider unwirksam. Allerdings ist Methanol gut biologisch abbaubar.

3.4 Alkalische Brennstoffzelle (AFC)

Alkalische Brennstoffzellen sind Niedertemperaturzellen, die üblicherweise in einem Temperaturbereich zwischen 60 und 220 Grad Celsius arbeiten. Die reguläre Betriebstemperatur liegt bei 80 Grad Celsius.

Als Betriebsgase werden Wasserstoff und Sauerstoff verwendet. Die der Kathode zugeführte Luft muss frei von Kohlendioxid sein, da durch Ausfällung von Kaliumcarbonat ansonsten eine Verstopfung der porösen Elektroden eintritt. Der Elektrolyt ist 30-prozentige Kalilauge (KOH). Beim Einsatz von geeigneten Gasaufbereitungseinheiten können auch andere Brenngase genutzt werden.

Der theoretische Wirkungsgrad liegt bei 83 Prozent. Die alkalische Brennstoffzelle bietet noch ein großes Entwicklungspotenzial. Forschungen beschäftigen sich auch im Jahr 2016 mit Materialien für Membranen und Elektroden.

3.5 Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC)

Der Brennstoff einer Phosphorsäure-Brennstoffzelle ist Wasserstoff oder ein wasserstoffreiches Gas. Die Reaktion findet an der Anode statt. Die PA-Brennstoffzelle wird mit konzentrierter, nahezu wasserfreier Phosphorsäure als Elektrolyt betrieben. Dieser liegt eingepresst in einer Matrix aus Siliciumcarbid vor, durch die die Protonen wandern. Als Katalysator wird Platin oder eine Platinlegierung wie Platin-Ruthenium verwendet.

Die Verwendung einer Säure als Elektrolyt erlaubt auf der Brennstoffseite auch den Einsatz von Kohlendioxid-haltigen Gasen, da Kohlendioxid nicht mit der Säure reagiert. Dadurch eignet sich die PA-Brennstoffzelle auch zur Stromerzeugung aus Kohlenwasserstoffen. Bei der Reformierung anfallendes Kohlendioxid muss nicht extra abgetrennt werden. Aufgrund der Betriebstemperatur von 135 bis 220 Grad Celsius ist auch die Toleranz gegenüber Kohlenmonoxid höher. Dessen Gehalt wird bis circa ein Prozent toleriert.

Sehr empfindlich reagiert die PA-Brennstoffzelle auf Abkühlung. Bei Temperaturen unter 42 Grad Celsius kristallisiert die Phosphorsäure aus: Die Zelle ist irreversibel zerstört.

Anlagen mit PA-Brennstoffzellen wurden als einziger Brennstoffzellentyp in nennenswerten Stückzahlen produziert, sodass erste Praxiserfahrungen vorliegen.

3.6 Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC)

In der Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle wird ein Elektrolyt in Form geschmolzener Alkalikarbonate (z. B. Lithiumkarbonat (Li_2CO_3) und Kaliumkarbonat (K_2CO_3)) fixiert und in einer hochporösen keramischen Matrix verwendet. Die Salzschmelze wird erst bei einer Temperatur oberhalb von 200 Grad Celsius flüssig. Die Betriebstemperatur liegt zwischen 550 und 700 Grad Celsius.

Die MC-Brennstoffzelle ist aus relativ preiswerten Materialien wie Nickel, Nickeloxid, Keramik und Stahl aufgebaut. Aufgrund der hohen Betriebstemperaturen sind keine Platinkatalysatoren notwendig – Nickel und Nickeloxid sind ausreichend aktive Elektrodenmaterialien.

Als Brenngas wird ein Gemisch aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid an der Anode zugeführt. Durch die interne Reformierung wird das Brenngas aus einem methanhaltigen Energieträger wie Erd- oder Biogas gewonnen. Der Sauerstofftransport von der Kathode zur Anode erfolgt durch die Wanderung von Carbonationen im Elektrolyten. Dazu wird die Kathode mit einem Gemisch aus Luft und Kohlendioxid versorgt. Um einen Kreislauf an Carbonationen zu erhalten, muss das Anodenabgas dem Luftstrom beigemischt werden. Dieses sogenannte Heiß- oder Anoden(ab)gas ist die eigentliche Besonderheit des MC-Brennstoffzellen-Konzepts.

Da Kohlendioxid in die Zellreaktionen der MC-Brennstoffzelle integriert wird, ist diese sehr gut zur Verstromung kohlenstoffhaltiger Brenngase geeignet. Unter Ausnutzung der Abwärme des Brennstoffzellen-Stacks wird das Brenngas zu Wasserstoff und Kohlendioxid reformiert (sogenannte interne Reformierung). Die MC-Brennstoffzelle ist prinzipiell in der Lage, unterschiedliche Brenngase (z. B. Erdgas, Kohlegas, Biogas) direkt zu verarbeiten.

Aufgrund der hochkorrosiven Karbonatschmelzen liegt ein Hauptproblem in der Werkstoffauswahl. Die Karbonatschmelzen greifen viele Materialien an, insbesondere auch das Trennmaterial zwischen den einzelnen Zellen. Auch die Kathode löst sich nach relativ kurzer Zeit auf.

Forschung und Entwicklung

Im Jahr 2017 ist das Hauptproblem der MC-Brennstoffzelle ihre geringe Standzeit und mangelnde Zyklenfestigkeit (Zyklus = Aufheizen–Betrieb–Abkühlen). Jeder Startvorgang reduziert die Lebenserwartung um rund zehn Prozent.

3.7 Festoxidbrennstoffzelle (SOFC)

Der Elektrolyt dieses Zelltyps besteht aus einem festen keramischen Werkstoff. Auf der Anodenseite findet eine Reaktion von Sauerstoff mit einem Brenngas, das Wasserstoff oder auch Kohlenmonoxid sein kann, statt. Auf der Kathodenseite herrscht Sauerstoffüberschuss, auf der Anodenseite Sauerstoffmangel, weil der Sauerstoff mit dem Wasserstoff reagiert. Es entsteht ein Gefälle, das den Sauerstoff von der Kathode zur Anode diffundieren lässt. Der Elektrolyt dazwischen ist nur für Sauerstoffionen durchlässig. Das Sauerstoffmolekül nimmt an den Grenzflächen zwischen Kathode und Elektrolyt zwei Elektronen auf. Dadurch wird es zum Ion und wandert durch den Elektrolyten. Auf der Anodenseite reagiert es erneut, gibt zwei Elektronen ab und erzeugt so einen Arbeitsstrom.

Der Elektrolyt der SO-Brennstoffzelle besteht aus einem festen, bei Temperaturen von 450 bis 1.000 Grad Celsius Sauerstoffionen leitenden, keramischen Material, zum Beispiel Yttrium-stabilisiertes Zirkonoxid. Modernere Bauformen verwenden Strontium- und Magnesium-dotiertes Lanthangalliumoxid (auch LSGM). Es trägt wesentlich zur Entwicklung von SO-Brennstoffzellen mit niedrigeren Temperaturen bei. Diese tragen die Bezeichnung IT-SOFC (englisch: intermediate-temperature SOFC oder auch Mitteltemperatur-SO-Brennstoffzelle).

Die Anode (= Brennstoffseite) besteht in der Regel aus Nickeloxid oder Nickel-Cermet und einem für Sauerstoffionen leitfähigen Elektrolytmaterial.

Die Kathode besteht aus keramischem Lanthan-Strontium-Manganit (auch LSM), das mit Yttrium-stabilisiertem Zirkonoxid vermischt sein kann.

In einem Jülicher Labor erreichte eine planare (flache) SO-Brennstoffzelle erstmals 40.000 Betriebsstunden mit einem Wirkungsgrad von 64 Prozent, was einer Betriebszeit von fünf Jahren entspricht. Für die industrielle Anwendung werden bis zu 80.000 Betriebsstunden erwartet.

Haushaltsanwendungen setzen auf kleine Anlagen („BlueGen“: 2 kW_{el}, 1 kW_{th}, Wirkungsgrad: 60 $\%_{el}$ und 25 $\%_{th}$). Als Energiequelle dient Erdgas, aus dem Wasserstoff durch Reformierung gewonnen wird.

Beim Röhrenkonzept – oft auch nach der entwickelnden Firma als Westinghouse-Konzept bezeichnet – werden auf eine tragende Struktur von 0,5 bis 1,5 Meter langen Rohren aus poröser Keramik Schichten mit 22 Millimetern Durchmesser aufgebracht. Sie bilden Anode, Elektrolyt und Kathode. Die zu Bündeln zusammengeschalteten Rohre werden von innen mit Luft und von außen mit Brennstoff beströmt.

Von Nachteil ist beim Röhrenkonzept, dass nur eine kleine, ringförmige Fläche zur Leitung des elektrischen Stroms zur Verfügung steht. Planare SO-Brennstoffzellen bieten aber technische Vorteile bei der Abdichtung der Elektroden-Gasräume.

In Abhängigkeit von der tragenden Struktur wird weiterhin zwischen metallgetragenen (Metal-supported Cell, MSC), anodengetragenen (Anode-supported Cell, ASC) und elektrolytgetragenen Zellen (Electrolyte-supported Cell, ESC) unterschieden. Durch den Einsatz von 3-D-Druckern, deren Tinte aus keramischen Partikeln und Lösungsmitteln besteht, lassen sich unterschiedliche Bauformen realisieren.

4 Gebäude-Energieversorgung mit Mini-BHKW

Von 2008 bis 2012 lief in Deutschland ein staatlich gefördertes Entwicklungsprogramm für Hausheizungs-Brennstoffzellen unter dem Namen „Callux“, deren Markteintritt im Jahr 2016 erfolgte. Ihre Bauweise beruht entweder auf einer PEM- oder einer SO-Brennstoffzelle. Jährlich sollen mehr als 1.000 Geräte installiert werden.

Ihren Brennstoff bezieht die Hausenergiezentrale aus Erdgas, aus dem in einem Reformer Wasserstoff gewonnen wird. Das Mini-BHKW liefert Strom und Wärme. Die Leistung der Mini-BHKW liegt je nach Hersteller zwischen anderthalb und fünf Kilowatt.

Abbildung 2: XellPOWER BZ; Quelle: Vaillant

5 Marktübersicht und Aussichten

Der Brennstoffzellenmarkt ist auch im Jahr 2016 durch lange Entwicklungszeiten und ein langsames Wachstum gekennzeichnet. Auch wenn sich 2015 die Herstellung von PEM-Brennstoffzellen gegenüber 2014 auf 180 Megawatt mehr als verdoppelt hat, bedeutet dies für die Märkte Nordamerika, Europa und Asien betrachtet auf dem Energiesektor nur einen Marktanteil im Ein-Prozent-Bereich gegenüber der konventionellen Energieerzeugung. Trotzdem lohnt es, sich mit dieser Technologie auseinanderzusetzen und die Entwicklung zu beobachten. Neben Newcomern steigen auch etablierte Firmen wie Siemens (auch Siemens-Westinghouse) und GE in diesen Markt ein.

Zur Brennstoffzellentechnologie gehören auch Wasserstofferzeuger (Elektrolyseure) sowie Lager- und Betankungseinrichtungen. Insbesondere Elektrolyseuren kommt eine ebenso große Bedeutung wie den Brennstoffzellen zu, zumal sie wie PEM-Brennstoffzellen aufgebaut sind. Bereits heute werden Elektrolyseure in Leistungsklassen bis 1,25 Megawatt in Serie gefertigt. Mit ihnen soll aus überschüssigem Strom aus der Wind- und Sonnentechnologie großtechnisch speicherfähiger gasförmiger Wasserstoff erzeugt werden, der den Bedarf der Industrie decken und auch zur Rückverstromung eingesetzt werden kann. Mit der Erzeugung von Wasserstoff wächst auch der Bedarf an Lagerstätten und Speicherformen. Wasserstoff kann sowohl flüssig als auch gasförmig gespeichert werden. Im gasförmigen Zustand wird er in Tanks bei einem Druck von bis zu 800 Bar eingelagert. Für Großlager wird an Kavernen gedacht, wie sie bereits in Großbritannien existieren. Deutschland verfügt über 51 Gaslagerstätten mit einer Kapazität von 24,6 Milliarden Kubikmetern (Stand 2016), die auch für Wasserstoff genutzt werden können.

In der Erforschung befinden sich alternative Formen der Speicherung:

- Metallhydridspeicher (Speicherung als chemische Verbindung zwischen Wasserstoff und einem Metall)
- Adsorptionsspeicherung (adsorptive Speicherung von Wasserstoff in hochporösen Materialien)
- Graphitnanofaser-Speicher

Quellen

E4tech: The Fuel Cell Industry Review 2015

Roland Berger Strategy Cunsultants: Stationary fuel cells in distributed generation

Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband

Netzwerk Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW

6 Betankungsinfrastruktur

Die Einführung von mobilen Brennstoffzellen für den Pkw- und Bus-Sektor ist eng verknüpft mit den Betankungsmöglichkeiten. Mitte 2016 gab es in Deutschland an die 20 so ausgerichteten Tankstellen, von denen zwölf öffentlich zugänglich waren. Gemeinsam mit der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) haben die Firmen Daimler, Linde, Air Liquide, Vattenfall und EnBW sowie die Tankstellenbetreiber OMV, Shell, Total einen Handlungsplan erarbeitet. Laut Informationen aus Teilnehmerkreisen sollen in den nächsten vier Jahren 100 Wasserstofftankstellen in den Ballungsräumen Hamburg, München, Berlin, Stuttgart, dem Rheinland und Frankfurt/Main entstehen. Die geplante Investitionssumme beträgt rund 350 Millionen Euro.

Der Wasserstoff wird entweder mit Lkw von zentralen Produktionsstellen angeliefert oder bei abgelegenen Tankstellen durch kleine Elektrolyseure lokal erzeugt.

6.1 Pkw

6.1.1 Marktentwicklung

Nahezu alle bekannten Pkw-Hersteller weltweit arbeiten an der Entwicklung eines Brennstoffzellenfahrzeugs. Führend in dieser Technologie sind japanische und koreanische Hersteller. Toyota hat Ende 2015 einen Pkw vorgestellt, dessen Produktion bis 2017 auf 3.000 Einheiten hochgefahren werden soll. Weitere Hersteller mit Serienfertigung sind Honda und Hyundai. Koreas Automobilindustrie konstruierte bereits 2013 das erste weltweit in Serie gefertigte Brennstoffzellenfahrzeug. Eine Weiterentwicklung zu einem um 43 Prozent reduzierten Preis soll 2018 folgen.

Die Unternehmensberatung Roland Berger hat eine Studie zu den Kosten und Marktaussichten für Brennstoffzellenfahrzeuge erstellt. Darin kommt man zu dem Schluss, dass die Kosten für Brennstoffzellen bis zum Jahr 2025 wahrscheinlich erheblich sinken. Der größte Kostentreiber

bei der Brennstoffzelle bleibt das Platin. Laut Studie werden Brennstoffzellenfahrzeuge so lange ein Nischenphänomen bleiben, bis eine Alternative zu Platin gefunden wird. Einen breiten Durchbruch auf dem Markt hält die Studie – selbst bei 80 Prozent geringeren Produktionskosten – für nicht realistisch. 2016 kostete ein Brennstoffzellensystem immer noch 45.000 Euro pro Fahrzeug. Eine erfolgreiche Einführung von Brennstoffzellenfahrzeugen ist laut Studie langfristig unwahrscheinlich – vor allem wegen des stark eingeschränkten Platinangebots.

6.1.2 Sicherheitsaspekte

Das Sicherheitskonzept der Fahrzeughersteller sieht prinzipiell vor, dass Tank- und Leitungssysteme sowie die Ventile an Bord eines Fahrzeugs vollständig dicht sein müssen. Brennstoffzellenfahrzeuge können daher auch in eine Garage einfahren. Für den Fall eines Brands muss sichergestellt sein, dass der durch das Feuer aufgeheizte Wasserstoff, der im Tank einen Druckanstieg verursacht, durch ein Entlastungsventil abgeblasen und im umgebenden Feuer mit verbrannt wird, bevor er eine explosionsfähige Mischung bilden kann.

Die Probleme der Speicherung in Druckbehältern gelten im Jahr 2017 als gelöst. Verwendet wird ausschließlich gasförmiger Wasserstoff. Durch den Einsatz neuer Materialien ist der Schwund durch Diffusion stark verringert. Waren für den Kfz-Bereich um das Jahr 2000 noch Drucktanks mit 200 bis 350 Bar üblich, so sind es 2016 schon 700- und 800-Bar-Tanks. Die Tanks der neuesten Generation (Typ IV) sind High-Density-Polyethylen-Tanks (kurz HDPE-Tanks), Behälter mit Kohlefaserumwicklung. Das komplette Wasserstofftanksystem für einen Pkw wiegt nur noch 125 Kilogramm. Auch Drucktanks bis zu 1.200 Bar sind technisch möglich. Verwendet werden zylindrische Tanks mit sphärischen Polkappen, da sich andere Formen nicht bewährt haben.

Alle Tanks sind mit Druckentlastungseinrichtungen und Schmelzsicherungen ausgestattet und sprechen auf Druck und Temperatur an. Die Regelarmatur schließt ein Druckreduktionsventil ein, das den Gasdruck vom Speicherdruckniveau (700–800 bar) auf das Druckniveau der Gasförderleitung zur Brennstoffzelle oder zum Motor reduziert (0,2–0,3 MPa). Wird bei einem Aufprall die Leitung vom Tank abgerissen, steht nur der deutlich verminderte Druck in der Förderleitung an.

Manche Hersteller sehen zusätzlich einen gehäuseartigen Prallschutz um das Ventil herum vor oder integrieren dieses in den Druckbehälter. Um die Zahl der Ventile so gering und die Längen der Rohrleitungen so kurz wie möglich zu halten, versucht man, mit so wenig Tanks wie möglich auszukommen. Die Rohrleitung sollte prinzipiell geschweißt sein.

Der Einbauraum der Wasserstofftanks wird belüftet und zum Fahrzeuginneren gasdicht abgeschlossen. Ferner sehen die Fahrzeughersteller an der höchsten Stelle im Innenraum sowie im Motorraum und auch über den Tanks Wasserstoffsensoren vor. Die Druckentlastungsleitung des Tanküberdruckventils wird meist unter den Wagen geführt, damit es im Notfall den durch eine Druckerhöhung abgeblasenen Wasserstoff gezielt dort freisetzt und gegebenenfalls abbrennen lässt, ohne vorher noch eine explosionsfähige Luftmischung herbeizuführen.

Die im Jahr 2017 im kommerziellen Einsatz befindlichen Drucktanks entsprechen allen Sicherheitsanforderungen und sind vom TÜV abgenommen. Seit 2016 strebt kein Hersteller mehr Flüssigwasserstoff als Speicherlösung an Bord von Fahrzeugen an.

Brennstoffzellenfahrzeuge verfügen über eine Lithium-Ionen-Batterie. Diese Batterie dient als zusätzliche Energiequelle für den Elektromotor und lässt sich intern und extern aufladen. Durch die Kombination von Brennstoffzelle und Batterie werden Reichweiten über 500 Kilometer erreicht. Die Batterie garantiert zugleich das Erreichen einer Tankstelle im Radius von 50 Kilometern.

6.2 Busse

Anders als bei Pkw- und stationären Brennstoffzellen hat Europa eine Marktführerschaft bei Brennstoffzellen-Bussen. Eine Interessengemeinschaft, bestehend aus fünf europäischen Busherstellern und den Städten Hamburg, London und weiteren Kommunen, plant bis 2020 bis zu 1.000 Busse zu produzieren beziehungsweise einzusetzen. Die Busse wurden bereits über längere Zeit getestet, so beispielsweise im Hamburger Personennahverkehr und in London. Außerdem hat sich in Europa neben anderen Initiativen auch eine „EU Fuel Cell Bus Coalition" mit 83 Mitgliedern gebildet, die den Einsatz solcher Busse fördern will. Darunter sind 35 Verkehrsunternehmen aus zwölf Ländern.

6.3 Gabelstapler

Im Jahr 2015 waren in den USA über 7.000 Brennstoffzellen-Gabelstapler im Einsatz, in Europa gerade einmal 70. Allein der Einzelhändler Walmart verfügt in den USA und in Kanada über 2.270 dieser Gabelstapler. BMW setzt in seinem Werk in Spartanburg (South Carolina) eine geschätzte Fahrzeuganzahl von 400 Einheiten plus 14 Betankungseinheiten ein.

Einer Studie zufolge werden in Nordamerika im Jahr 2025 rund 47.000 Elektrostapler im Einsatz sein. In dieser Zahl sind allerdings Lithium-Ionen-Akkus und Brennstoffzellen zusammengefasst.

Verlässliche Zahlen für Europa liegen hingegen nicht vor. Verschiedene Einsatzgebiete wurden getestet, so wie am Frankfurter Flughafen. Deutschland und Europa befinden sich noch im Demonstrationsstadium. Gabelstaplerhersteller sind die Firmen Linde, Still und Plug Power/Axane (eine Tochtergesellschaft des Air-Liquide-Konzerns).

6.4 Eisenbahn-Triebfahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb

Elektrische Eisenbahn-Triebfahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb werden ab Winter 2017 auf der Strecke Buxtehude–Bremervörde–Bremerhaven–Cuxhaven verkehren. Die Höchstgeschwindigkeit der Züge beträgt 140 Stundenkilometer und ihre Reichweite 600 bis 800 Kilometer. Die Firma Hydrogenics liefert die Brennstoffzellen für die Züge.

Die Landesnahverkehrsgesellschaft Niedersachsen bestellte insgesamt 14 Züge. Absichtserklärungen liegen auch von den Bundesländern Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und Hessen vor. Die Brennstoffzellenzüge sollen auf den Strecken Dieseltriebwagen ersetzen, deren Nebenstrecken noch nicht elektrifiziert sind. In Deutschland betrifft das aktuell mehr als 2.700 Züge.

6.5 Stationäre Anlagen

Japan und Südkorea forcieren die Nutzung von stationären Brennstoffzellenanlagen. Japan ist führend in der Mikro-BHKW-Anwendung für Haushalte. Dort waren im Jahr 2015 rund 140.000 Einheiten installiert. Ziel der japanischen Regierung ist es, bis 2020 1,4 Millionen und bis 2030 5,3 Millionen Einheiten zu realisieren.

Korea ist führend in der Stromgewinnung aus Brennstoffzellen-Großkraftwerken, die im Jahr 2016 eine Kapazität von geschätzten 220 Megawatt erreicht haben. Weitere 270 Megawatt sollen folgen.

In Europa haben sich verschiedene Hersteller an stationären Brennstoffzellen im Leistungsbereich um 0,5 Megawatt versucht. Über Kleinserien ist bis 2016 allerdings kein Hersteller hinausgekommen. Forschung und Entwicklung laufen gleichwohl weiter.

Die kanadische Firma Ballard errichtet ein Ein-Megawatt-AFC-Kraftwerk am Gelände von AkzoNobel in Bordeaux.

Im Kraftwerk Stade errichtet AFC Energy aus Großbritannien ein Kraftwerk, das im Endausbau 240 Kilowatt leisten soll. Dieser Hersteller hat sehr ambitionierte Pläne: In Thailand will er ein Sieben-Megawatt-Kraftwerk bauen, gefolgt von einem 50-Megawatt-Kraftwerk in Korea und einem 300-Megawatt-Kraftwerk in Dubai im Jahr 2020.

Erste Ansätze für die kommerzielle Nutzung von Mikro-Brennstoffzellen sind auch in Europa zu erkennen. So bieten unterdessen neun europäische Hersteller Mikro-Brennstoffzellen für Einfamilienhäuser an. Mittelfristig wird mit einem Absatz von bis zu 10.000 Einheiten gerechnet. Im Jahr 2015 wurden im Rahmen des „Callux"-Programms etwa 500 Einheiten installiert.

Innerhalb des europäischen Rahmenprogramms „ene.field" sollen bis Ende 2017 europaweit 1.000 Einheiten installiert sein.

In den USA dominieren nur wenige Hersteller den Brennstoffzellenmarkt. Sie produzieren MC-, PA-, stationäre und SO-Brennstoffzellen in beachtlichen Stückzahlen. Es wird von einem SO-Brennstoffzellen-Auftrag über 40 Megawatt, verteilt auf 170 Standorte, berichtet. Pro Kalenderjahr werden Anlagen mit einer Leistung von 200 Megawatt hergestellt.

Die Firma FCES INC. (Connecticut) ist Hersteller und Betreiber eines 15-Megawatt-DFC-Brennstoffzellenparks in Nordamerika sowie Lieferant des mit 59 Megawatt größten DFC-Brennstoffzellenparks der Welt in Südkorea.

6.6 Notstromversorgung und mobile Anlagen

Brennstoffzellen mit einer Leistung von 100 Watt und mehr eignen sich hervorragend für die Stromversorgung in abgelegenen Gebieten ohne Stromnetz – manchmal kombiniert mit einer Lithiumbatterie. Deren neue Fabrikate aus Turin (Firma Electro Power Systems) werden eine Kapazität von zwei Megawatt pro Jahr haben. Die Einsatzgebiete reichen vom Camping bis zum militärischen Einsatz.

Eine deutsche Werft produziert derzeit U-Boote, die ausschließlich mit Brennstoffzellen ausgerüstet sind.

Bei tragbaren Geräten wird die Niedertemperatur-Brennstoffzelle vom Typ PEM (Versorgung mit Wasserstoff) oder die Methanol-Brennstoffzelle (vgl. 3.3) eingesetzt.

Brennstoffzellen eignen sich auch hervorragend für die Notstromversorgung. Als Beispiel kann hier die Telecom Indien angeführt werden, die 400.000 Dieselgeneratoren und Akkus für eine USV-Notstromversorgung in Betrieb hat. Einige Hundert Methanol-Brennstoffzellen hat sie in einem Feldtest eingesetzt.

In Japan wird der Kawasaki City Airport im Notfall mit einer Mischung aus Photovoltaik (30 Kilowatt), USV-Batterien (350 Kilowattstunden), Elektrolyseuren, Wasserstoff, Wasser und Brennstoffzellen mit Strom versorgt.

6.7 Großelektrolyseure

Im Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseur (PEM-Elektrolyseur) wird destilliertes Wasser durch elektrischen Strom in Wasserstoff und Sauerstoff zersetzt. Der Elektrolyseur ist im Aufbau identisch mit der PEM-Brennstoffzelle. Wie bei dieser wird eine protonendurchlässige Polymermembran eingesetzt. Sie ist ebenfalls kathodenseitig mit einer porösen Elektrode aus Kohlenstoff und Platin als Katalysator beschichtet. Zusätzlich besteht eine Zelle aus einer Gasdiffusionsschicht (Gas Diffusion Layer, auch GDL). Anodenseitig ist sie mit Kohlenstoff und Edelmetallen wie Iridium und Ruthenium beschichtet. Die aktive Zellfläche liegt bei einem Quadratmeter und darüber.

An die Elektroden wird eine äußere Stromspannung angelegt und auf der Anodenseite destilliertes Wasser zugeführt. Die katalytische Wirkung der eingebetteten Metalle führt zur Zersetzung des Wassers auf der Anodenseite. Es entstehen Sauerstoff, freie Elektronen und positiv geladene H^+-Ionen. Diese Ionen diffundieren durch die Membran auf die Kathodenseite, auf der sie mit den Elektronen Wasserstoff bilden. Die Membran ist gasdicht und erlaubt einen Druckbetrieb bis 100 Bar und mehr. Für ein Kilogramm Wasserstoff werden zehn Liter demineralisiertes Wasser benötigt.

Weltweit werden jährlich über 600 Milliarden Kubikmeter Wasserstoff produziert, von denen bislang

über 95 Prozent durch einen kohlendioxidlastigen Gasreformierungsprozess hergestellt werden. Wasserstoff aus regenerativer Energie hat daher das Potenzial zu einem Schlüsselelement bei der Integration in die Stromerzeugung. Boston Consulting schätzt, dass bis zum Jahr 2030 über 150 Milliarden Euro an Investitionen in großindustrielle kohlendioxidfreie Wasserstofferzeuger getätigt werden.

Für die Herstellung von Wasserstoff setzen Hydrogenics in den USA, AREVA H_2Gen in Frankreich und Siemens auf die PEM-Elektrolyse (u. a. für Power-to-Gas-Systeme). Die Firma Nel Hydrogen setzt dagegen auf die alkalische Druckelektrolyse.

Elektrolyseure eignen sich für hohe Stromdichten und reagieren innerhalb von Sekunden auf Netzschwankungen. Daher nehmen sie hervorragend überschüssige oder nicht ins Netz integrierbare Energie auf.

Der Wasserstoff kann zur Rückverstromung über PEM-Brennstoffzellen oder Gasturbinen genutzt werden. Er steht aber auch als Grundstoff in der Industrie und als Treibstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge zur Verfügung. Durch PEM-Elektrolyseure kann er an Tankstellen „vor Ort“ und damit ohne lange Transportwege erzeugt werden. Der Netzanschluss erfolgt an das Mittel- oder Hochspannungsnetz.

Künftige Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff:

- als Energiespeicher, besonders geeignet für die Speicherung von elektrischer Energie aus Photovoltaik und Wind
- Rückumwandlung in elektrische und thermische Energie durch Brennstoffzellen bei einem Gesamtwirkungsgrad von 90 Prozent
- Rückumwandlung zur Netzstabilisierung
- Verwendung als Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge mit lokaler Elektrolyse

Die größten bis Anfang 2017 bekannt gewordenen Elektrolyseure sind im Energiepark Mainz installiert. Sie haben je Stack eine Leistung von 1,25 Megawatt bei einem Speicherdruck bis zu 35 Bar und eine Produktion von 225 Normkubikmeter pro Stunde. Ab 2018 sollen Großelektrolysesysteme neuerer Entwicklung mit 50 Megawatt und mehr verfügbar sein.

Abbildung 3: Im Energiepark Mainz ist ein Elektrolysesystem auf PEM-Basis installiert. Die Anlage hat eine Leistung von 1,5 Megawatt, in der Spitze zwei Megawatt und erzeugt zwischen 60 und 90 Kilogramm Wasserstoff/Stunde. Die Elektrolyseure sind auf eine Nutzungsdauer von 80.000 Betriebsstunden ≙ 10 Jahre ausgelegt; Quelle: Energiepark Mainz

7 Ausblick

Bis zum Jahr 2020 wird eine signifikante Steigerung bei der Automobil- und Busproduktion erwartet. Kaliforniens „Air Resources Board" rechnet bis dahin mit mehr als 18.000 Brennstofffahrzeugen. Andere Quellen vermuten weltweit etwa 35.000 Fahrzeuge – dabei plant allein ein japanischer Hersteller, rund 30.000 Fahrzeuge abzusetzen.

Realistisch erscheint auch eine staatliche Initiative in Japan. Dort sollen bis 2020 rund 40.000 Brennstoffzellenfahrzeuge zugelassen und 160 Tankstellen in Betrieb genommen werden.

Im Kraftwerkssektor werden etliche Nuklear- und Kohlekraftwerke stillgelegt. Dies eröffnet neue Marktchancen für Brennstoffzellen-Kraftwerke. Einen sehr großen Einfluss auf die Realisierung dieser Projekte hat dabei auch die staatliche Förderung. Diese ist aber volatil, sodass sämtliche Prognosen sehr unsicher und vage bleiben.

Regelwerke, Internetplattformen und Literatur

Die Europäische Kommission hat im Oktober 2014 die „Alternative Fuels Infrastructure Directive" (2014/94/EU) veröffentlicht. Diese verweist auf einige ISO-Normen, die künftig in aktualisierter Version für den Wasserstoffsektor aus dieser Richtlinie abgeleitet werden und somit Rechtskraft erlangen. Diese Normen betreffen die Auslegung von Wasserstofftankstellen, das Wasserstoffbetankungsprotokoll, die Geometrie der Wasserstoffbefüllkupplung sowie die Wasserstoffqualität. Es wird erwartet, dass die Anforderungen aus dieser Richtlinie spätestens bis zum Jahr 2020 in den relevanten Mitgliedstaaten rechtlich verbindlich sein sollen.

Weitere Informationen

www.now-gmbh.de
Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie

www.eihp.org
European Integrated Hydrogen Project

Töpler/Lehmann: Wasserstoff und Brennstoffzelle, Verlag Springer Vieweg

Vogel: Zersetzungsmechanismen von Polymerelektrolytmembranen für Brennstoffzellanwendungen

VII Geothermie

VII Geothermie

1 Energiepotenzial

Die in der Erde gespeicherte Wärme ist nach menschlichen Maßstäben unerschöpflich. Sie steht unabhängig von Tages- und Jahreszeit oder den herrschenden Klimabedingungen zur Verfügung. Die heute entwickelten Technologien ermöglichen es, diese Ressourcen praktisch überall zu nutzen.

Je tiefer man in das Innere der Erde vordringt, umso wärmer wird es. Eine Tatsache, mit der sich Bergleute immer auseinanderzusetzen hatten. Heute weiß man, dass die Temperatur in den obersten Erdschichten im Mittel um drei Grad Celsius pro 100 Meter zunimmt. Im obersten Erdmantel herrschen nach heutigen Erkenntnissen circa 1.300 Grad Celsius, im Erdkern wahrscheinlich bis zu 5.000 Grad Celsius. Unmittelbar an der Erdoberfläche werden die Temperaturen fast ausschließlich durch die Sonne bestimmt. Da der Boden die Wärme schlecht leitet, ist in der Regel spätestens unterhalb von 20 Metern Tiefe kein Einfluss der Sonne mehr festzustellen.

In der Erdkruste gespeicherte Energie

Will man diese geothermische Energie für die menschliche Versorgung verwerten, nutzt man normalerweise nicht den ständig nachfließenden Wärmestrom, sondern das sehr viel höhere Potenzial der im Gestein oder in Fluiden (Wasser oder Dampf) gespeicherten Erdwärme.

GESPEICHERTE GEOTHERMISCHE ENERGIE UND WELTENERGIEVERBRAUCH	
geothermische Energie (weltweit bis 3.000 m)	43×10^{24} Joule
davon 85 % mit T < 100 °C	36×10^{24} Joule
Weltenergieverbrauch (1987)	$0{,}3 \times 10^{21}$ Joule/a
davon 40 % mit T < 100 °C	$0{,}1 \times 10^{21}$ Joule/a

Vergleicht man die bis in 3.000 Meter Tiefe gespeicherte geothermische Energie mit dem Weltenergieverbrauch, so scheinen wir uns um Energieprobleme keine Sorgen mehr machen zu müssen. Auf die heutigen Möglichkeiten der Bohrtechnik bezogen, reicht das, was eher im oberflächennahen Bereich gespeichert ist, schließlich aus, um den Bedarf der Menschheit für die nächsten 100.000 Jahre zu decken. Aber das wäre zu einfach gedacht, und man würde einem Trugschluss aufsitzen:

- Nur ein Teil der gespeicherten Wärme kann tatsächlich genutzt werden.

- 85 Prozent der geothermischen Energie in diesen Tiefenbereichen verfügen lediglich über Speichertemperaturen von weniger als 100 Grad Celsius.

Obwohl mindestens 40 Prozent des Weltenergieverbrauchs gerade in dem letztgenannten Temperaturbereich liegen, ist die Nutzung nur dort möglich, wo gleichzeitig entsprechende Abnehmer vor Ort zur Verfügung stehen, die mit diesem Angebot auch etwas anfangen können.

Unter den Erneuerbaren Energien nimmt die Geothermie wegen ihrer Eigenschaften eine besondere Stellung ein, denn sie steht unabhängig von Witterung, Tag- und Nachtzeiten immer bedarfsgerecht zur Verfügung. Geothermische Energie ist Grundlastenergie.

2 Die Nutzungsarten

Um die Wärme aus dem Untergrund gewinnen zu können, braucht man gewöhnlich ein Transportmittel: das Fluid, also Dampf, Wasser oder Sole. Man kann die Nutzungsarten danach unterscheiden, ob das Fluid bereits im Untergrund vorhanden ist oder erst künstlich eingebracht werden muss. Nachfolgend eine Auswahl möglicher Systeme, die Übergänge sind dabei fließend.

<table>
<tr><td>Petrophysikalische Systeme</td><td colspan="2">Nutzung der im Stein gespeicherten Energie, z. B.</td><td>Magma-Körper
Hot-Dry-Rock (auch HDR)</td></tr>
<tr><td>Hydrothermale Systeme mit hohem Temperaturangebot</td><td colspan="3">Hochdruckwasserzonen
Dampfsysteme
Heißwassersysteme</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Hydrothermale Systeme mit niedrigem Temperaturangebot</td><td rowspan="3">Aquifere (wasserführende Schichten im Untergrund) mit</td><td>heißem (> 100 °C)</td><td rowspan="3">Thermalquellen (> 20 °C)</td></tr>
<tr><td>warmem (40–100 °C)</td></tr>
<tr><td>oder Niedrigtemperaturwasser (25–40 °C)</td></tr>
<tr><td>Oberflächennahe geothermische Systeme (Temperaturbereich bis max. 25 °C, max. bis 400 m Tiefe)</td><td colspan="3">Erdkollektoren
Erdwärmesonden
Grundwasserbohrungen</td></tr>
<tr><td>Weitere Nutzungsarten</td><td colspan="3">tiefe Erdwärmesonden (ab 400 m Tiefe)
Energiepfähle, erdberührte Betonbauteile
saisonale Speicherung
Aquiferspeicher
Grubenwärme, Tunnelwärme</td></tr>
</table>

2.1 Oberflächennahe Geothermie

Die mittlere Erdtemperatur nahe der Erdoberfläche schwankt in Deutschland jahreszeitlich zwischen sieben und zwölf Grad Celsius. In circa zehn Metern Tiefe liegt sie fast konstant bei zehn Grad Celsius und nimmt dann zum Erdinneren hin zu. Auch dafür bietet sich ein breites Anwendungsspektrum in kleinen und mittleren dezentralen Anlagen zur Bereitstellung von Wärmeenergie und Klimakälte für:

- Ein- oder Mehrfamilienhäuser, Wohnblocks, Gebäudegruppen
- öffentliche Gebäude wie Verwaltungen, Krankenhäuser, Schulen
- Gewerbebetriebe usw.

Die Nutzung oberflächennaher Geothermie ist in der VDI 4640 „Thermische Nutzung des Untergrunds“ geregelt.

Da der Temperaturbereich zwischen sieben und zwölf Grad Celsius zum direkten Heizen zu gering ist, wird er mittels erdgekoppelter Wärme-

pumpen auf das benötigte Temperaturniveau (ca. 35–55 °C) angehoben. Hierfür wird das immense Erdwärmepotenzial über Erdwärmekollektoren, Erdwärmesonden, Grundwasserbrunnen oder erdberührte Betonpfähle erschlossen. In Deutschland werden etwa die Hälfte der Wärmepumpen an Erdwärmesonden installiert, circa zehn Prozent nutzen Grundwasser. Die übrigen 40 Prozent bedienen sich der Außenluft als Wärmequelle und sind somit nicht der Geothermie zuzurechnen. Durch einen Betrieb in umgekehrter Richtung kann im Sommer auch Kälte bereitgestellt werden.

2.1.1 Arbeitsprinzipien von Wärmepumpen

Generell kann eine Wärmepumpe als ein Aggregat bezeichnet werden, das Wärme auf einem niedrigen Temperaturniveau aufnimmt und unter Hinzunahme von Antriebsenergie (mechanische Energie oder höhere Temperaturen) Wärme auf einem höheren, nutzbaren Temperaturniveau abgibt. Damit eignet sich eine Wärmepumpe grundsätzlich für die Nutzung oberflächennaher Geothermie zu Heizzwecken – Wärme wird aus der Erde bei Temperaturen von etwa minus fünf bis plus zehn Grad Celsius gewonnen und mit circa 35 bis 55 Grad Celsius an die Heizung abgegeben. Je niedriger dabei der Temperaturhub ist (z. B. 0 auf 35 °C), desto weniger Antriebsenergie wird benötigt, und desto besser ist die Energieeffizienz.

In der Praxis sieht der Arbeitsmittelkreislauf folgendermaßen aus: Durch Wärmezufuhr auf niedrigem Temperaturniveau wird ein Medium mit tiefem Siedepunkt verdampft, die gasförmige Phase dann in einem Kompressor verdichtet (in der Praxis bis > 20 bar) und dadurch erhitzt. Unter hohem Druck gibt das Arbeitsmittel seine Wärme zur Nutzung ab (Heizungswasser, Luftstrom) und kondensiert dabei. Durch ein Drosselorgan (Kapillarrohr, Expansionsventil) tritt das Arbeitsmittel wieder mit geringem Druck in den Teilkreislauf ein und wird dem Verdampfer zugeführt.

Für den Antrieb von Wärmepumpenkompressoren werden überwiegend Elektromotoren eingesetzt. Bei größeren Einheiten (> 100 kW Heizleistung) stehen auch Wärmepumpen zur Verfügung, deren Kompressor durch einen Gas- oder Dieselmotor angetrieben wird.

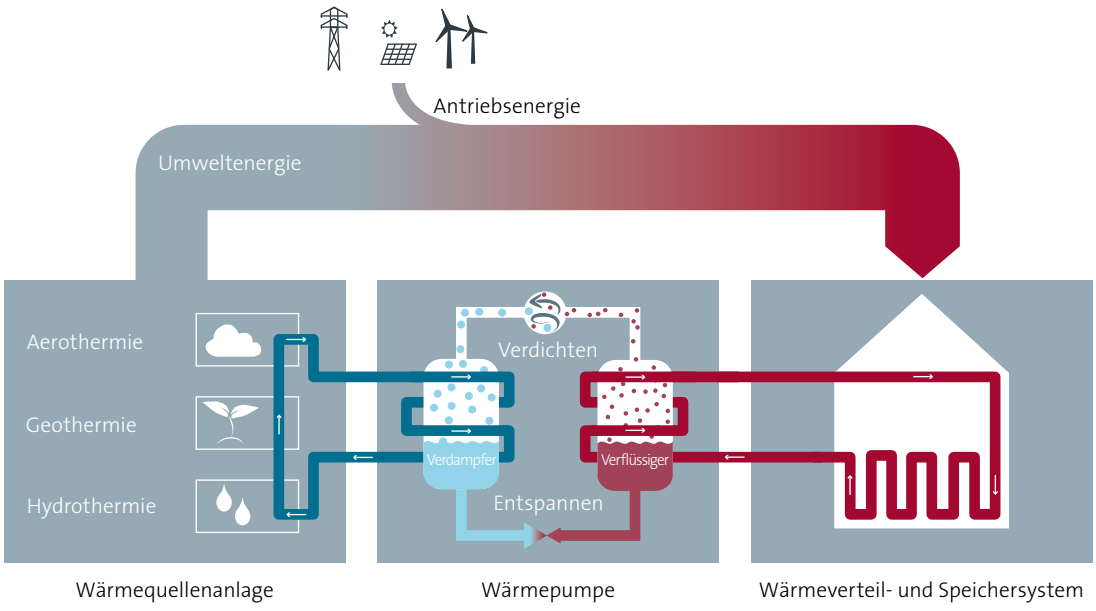


Abbildung 1: Arbeitsprinzipien von Wärmepumpen; Quelle: Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V.

2.1.2 Grundwasserwärmepumpen

Abhängig vom Standort lässt sich Grundwasser über Brunnen entnehmen und direkt zur Wärmepumpe bringen. Es muss jedoch auch wieder in den Untergrund eingeleitet werden, sodass neben Förderbrunnen auch Schluckbrunnen einzurichten sind. Grundwasserwärmepumpen können relativ hohe Wärmequellentemperaturen nutzen und vermeiden Wärmetauscherverluste im Untergrund. Das wirkt sich günstig auf die Jahresarbeitszahlen aus. Bei größeren Anlagen sind diese Systeme daher den Erdwärmesonden wirtschaftlich überlegen.

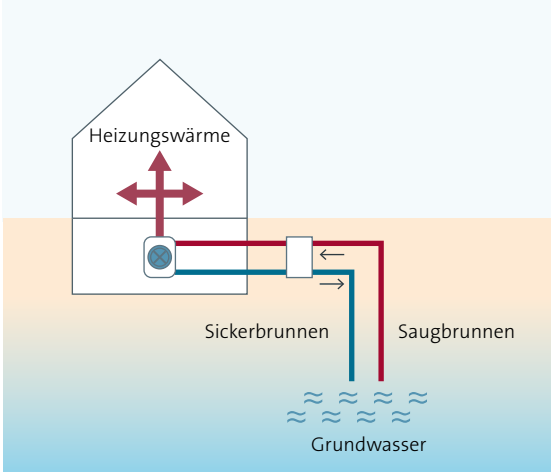


Abbildung 2: Grundwasserwärmepumpen; Quelle: ERGO

2.1.3 Erdwärmekollektoren

Erdwärmekollektoren werden normalerweise horizontal – ähnlich wie eine Fußbodenheizung – in 80 bis 160 Zentimetern Tiefe verlegt. Durch das geschlossene Rohrsystem zirkuliert ein Wasser-Glykol-Gemisch als Wärmeträger. Die durch Sonne und Regen ins Erdreich eingebrachte Wärme wird über das Trägermedium entnommen und der Wärmepumpe zugeführt.

Um Erdwärmekollektoren nutzen zu können, ist eine ausreichend große Fläche erforderlich (für ein Einfamilienhaus etwa eine Grundfläche von 200 bis 250 Quadratmetern). Erdwärmekollektoren unterliegen den an der Oberfläche herrschenden Witterungseinflüssen. Eine Wärmepumpe ist bei Kopplung an einen Erdwärmekollektor daher gezwungen, in der Zeit des größten Wärmebedarfs mit besonders ungünstigen Wärmequellentemperaturen auszukommen.

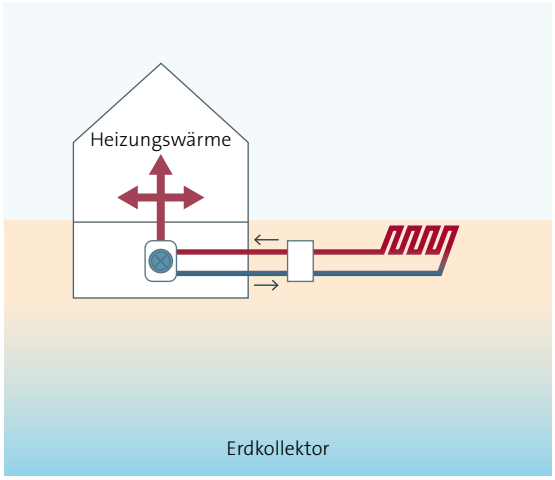


Abbildung 3: Erdwärmekollektoren; Quelle: ERGO

2.1.4 Erdwärmesonden (EWS)

Erdwärmesonden sind die in Mittel- und Nordeuropa verbreitetsten Anlagentypen. Ihr Flächenbedarf ist gering, und sie nutzen ein konstantes Temperaturniveau. Es handelt sich bei Erdwärmesonden um senkrechte oder schräge Bohrungen – bei einem Ein- beziehungsweise Zweifamilienhaus sind diese in der Regel nicht tiefer als 100 Meter. Im Vorfeld der Bohrung ist eine genaue Planung bezüglich der Dimensionierung und der Bodenbeschaffenheit notwendig. Je nach Bodenklasse speichert der Untergrund entweder viel Wärme – und kann dadurch auch viel abgeben – oder aber das Gegenteil ist der Fall. In das Bohrloch werden zwei Kunststoffrohre eingebracht. In ihnen zirkuliert eine Wärmeträgerflüssigkeit, die die Wärme aus dem umgebenden Erdreich aufnimmt und an eine Wärmepumpe weiterleitet.

Besonders effizient arbeiten Erdwärmesonden im Winter, da die Temperatur im Erdreich ab einer Tiefe von rund zehn Metern ganzjährig annähernd gleich ist.

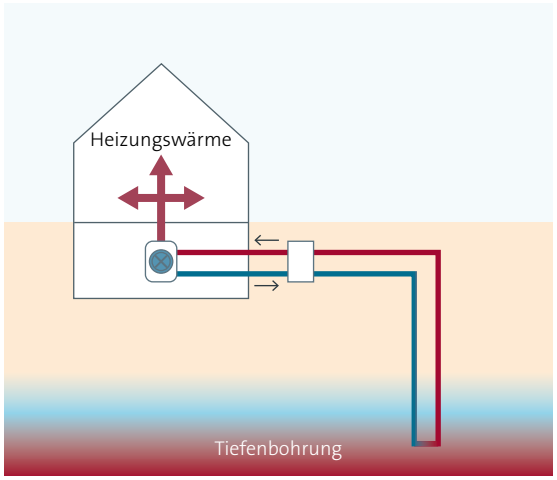


Abbildung 4: Erdwärmesonden (EWS); Quelle: ERGO

2.1.5 Kohlendioxid-Erdsonde

Bei dieser Technik befindet sich im Sumpf, dem unteren Teil einer unter Druck stehenden Erdsonde, flüssiges Kohlendioxid. Durch die Erdwärme verdampft es und steigt in der Mitte der Sonde in die Höhe. Am oberen Teil der Sonde gibt es seine Kondensationswärme über einen Wärmetauscher an den Kältemittelkreislauf der Wärmepumpe ab. Das Kohlendioxid-Kondensat läuft anschließend an der Innenseite der Sonde wieder zurück in die Tiefe, und der Kreislauf beginnt von Neuem. Anders als bei der üblichen Sondentechnik kann hier auf eine Solepumpe verzichtet werden, weil der Kreislauf selbstständig ohne elektrische Hilfsenergie funktioniert.

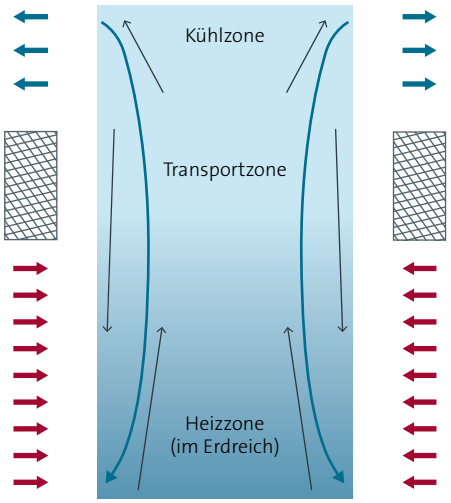


Abbildung 5: Kohlendioxid-Erdsonde; Quelle: ERGO

2.1.6 GRD-Verfahren

Eine weitere effiziente Variante, die Erdwärme zu erschließen, ist der Einbau von Erdwärmesonden mit dem GRD-Verfahren (für Geothermal Radial Drilling). Bei diesem Verfahren wird von einem kleinen Schacht (ein Meter Durchmesser, ein Meter Tiefe) aus strahlenförmig in verschiedene Richtungen und Neigungen gebohrt und der oberflächennahe Bereich eines Grundstücks dreidimensional erfasst. Die Neigungen betragen 35 bis 65 Grad bei Bohrtiefen zwischen 30 und 40 Metern. Die Vorteile des Verfahrens liegen in der einfachen und unkomplizierten Technik und der kostengünstigen Erstellung.

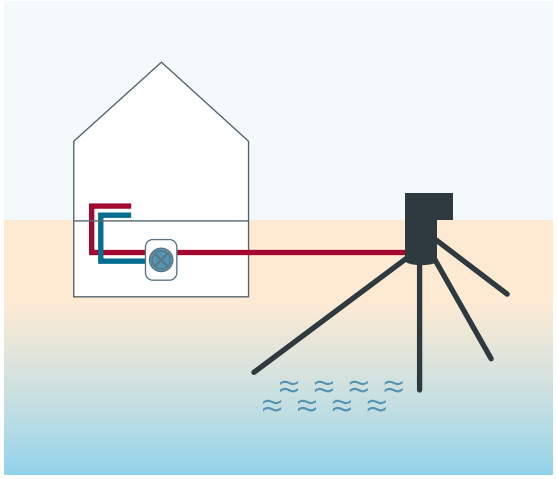


Abbildung 6: GRD-Verfahren; Quelle: ERGO

2.1.7 Erdberührte Betonbauteile, Energiepfähle

Betonbauteile lassen sich nicht nur als tragende oder architektonische Elemente einsetzen. Als Schlagwort für diese Technologie hat sich der Begriff Energiepfahl durchgesetzt. Er rührt aus der Nutzung von Gründungspfählen zu Heizzwecken her. Grundsätzlich lässt sich jedoch jede erdberührte Betonfläche entsprechend einrichten. Der Einbau der Wärmetauscher kann nur im Rahmen der Errichtung des Bauwerks selbst erfolgen. Eine Nachrüstung bereits vorhandener Betonflächen ist nicht möglich.

Der Mehraufwand, um die infrage kommenden Bauteile als Wärmequelle zu nutzen, ist relativ ge-

ring. Der wirtschaftliche Vorteil ergibt sich vor allem daraus, dass nur solche Bauteile herangezogen werden, die aus statischen Gründen sowieso errichtet werden müssen. Zusätzliche Bohr- oder Verlegearbeiten, wie etwa bei Erdwärmekollektoren oder Erdwärmesonden, fallen nicht an. Als Wärmetauscher werden in der Regel flexible Kunststoffrohre verwendet. Bei Fertig- und Ortbetonpfählen werden diese noch vor dem Versetzen des Pfahls an der Armierung befestigt und in Beton eingegossen.

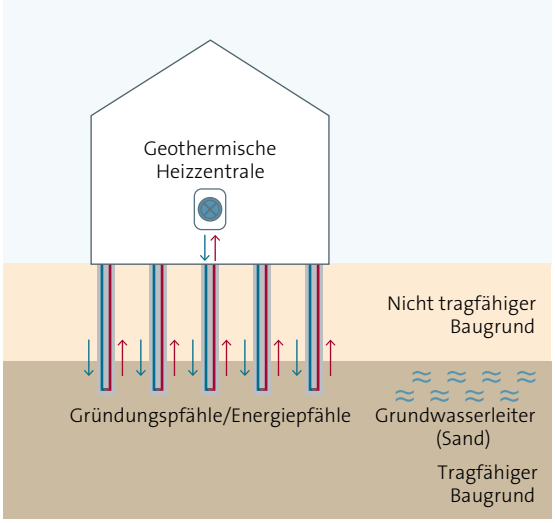


Abbildung 7: Gebäude mit Erdwärmenutzung; Quelle: ERGO

2.2 Prinzip der hydrothermalen Nutzung

Das Angebot an geothermischer Energie ist in Deutschland aufgrund nur weniger Gebiete mit geeigneten thermischen Eigenschaften begrenzt. Diese liegen vor allem im Oberrheingraben bei Wiesbaden und Landau und im Uracher Vulkangebiet südlich von Stuttgart. Weitere bekannte Heißwasservorkommen sind im Bereich des bayerischen Molassebeckens sowie in der Eifel beispielsweise im Raum Aachen und in Norddeutschland zu finden.

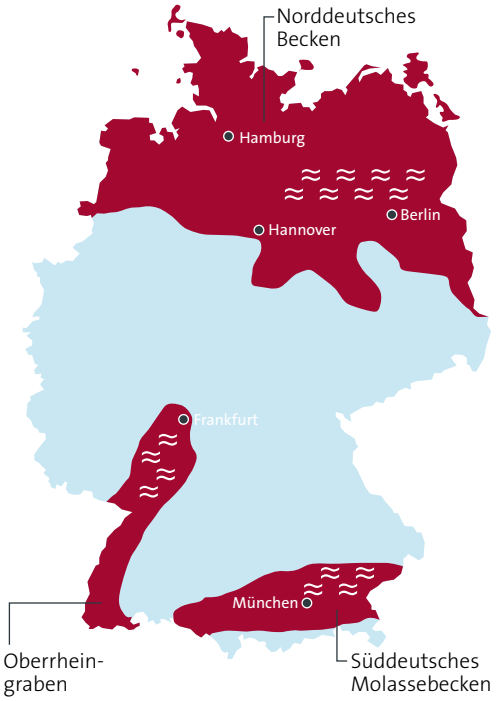


Abbildung 8: Heißwasservorkommen in Deutschland; Quelle: ERGO

Das allgemeine Prinzip der hydrothermalen Nutzung beruht darauf, dass das in tieferen Schichten vorhandene Thermalwasser über eine Bohrung an die Erdoberfläche gefördert (Förderbohrung) und nach dem Wärmeentzug über eine zweite Bohrung (Injektionsbohrung) wieder in die Entnahmeschicht verbracht (Dublettenprinzip) wird. Die in der Regel erforderliche Rückführung der Wässer in den Untergrund dient einerseits der Aufrechterhaltung des hydraulischen Regimes, andererseits können vor allem hochmineralisierte Wässer aus Gründen des Umweltschutzes nicht oberirdisch abgeleitet werden. Der Wasserkreislauf zwischen Förder- und Injektionsbohrung wird als geschlossener Primärkreislauf betrieben. Die Wärme wird dem Thermalwasser über Wärmetauscher entzogen und über einen sekundären Kreislauf an den Verbraucher abgegeben.

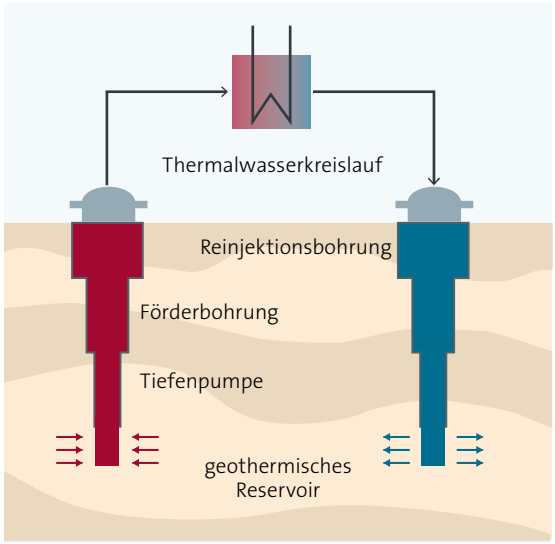


Abbildung 9: Allgemeine Prinzip der hydrothermalen Nutzung; Quelle: ERGO

2.3 Hot-Dry-Rock-Verfahren (HDR)

Anders als bei der Nutzung hydrothermaler Lagerstätten ist beim HDR-Verfahren nicht zwingend eine ergiebige wasserführende Gesteinsschicht erforderlich. Bei diesem Verfahren werden im tiefen Untergrund Klüfte durch das Einpressen großer Wassermengen unter hohem Druck erzeugt (hydraulische Stimulation). Dadurch wird zwischen Injektions- und Produktionsbohrung ein Zirkulationssystem mit vergleichsweise kurzen Verweilzeiten hergestellt. Als Wärmeträgermedium dient Wasser, das entweder bereits im Untergrund vorhanden ist oder von oben mit starken Wasserpumpen zugeführt wird. Das Erreichen der für den wirtschaftlichen Betrieb notwendigen Temperaturen in entsprechenden Tiefen ist dabei mehr ein finanzielles und weniger ein technisches Problem. Die in HDR-Projekten gewonnenen Erkenntnisse über die Stimulation des Untergrunds werden in Zukunft verstärkt auch bei der Erschließung hydrothermaler Lagerstätten zur Verbesserung der Speichereigenschaften eingesetzt. Dies verringert das Fündigkeitsrisiko und gibt der Geothermie weitgehende Standortunabhängigkeit.

Im Rahmen eines EU-Projekts wurde nach Voruntersuchungen in Rosemanowes Quarry (Großbritannien), dem deutschen Bad Urach sowie Soultz-sous-Forêts (Frankreich) das im Elsass am Rand des Rheingrabens liegende Soultz für ein HDR-Projekt ausgewählt.

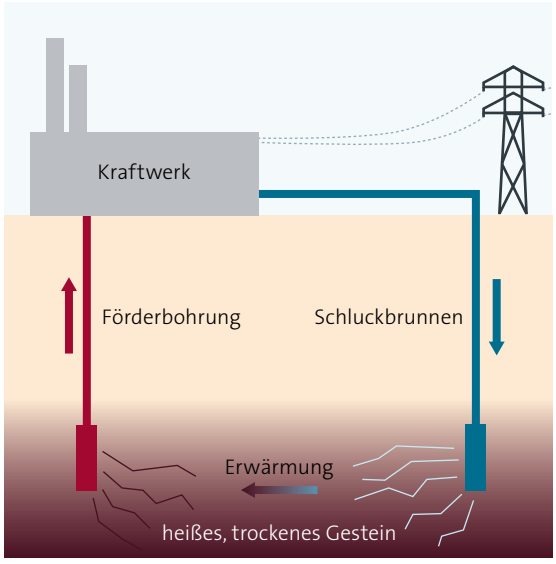


Abbildung 10: HDR-Prinzip; Quelle: ERGO

3 Projektierung einer hydrothermalen Anlage

Bei der Entwicklung von Tiefengeothermie-Projekten muss schon in einer frühen Planungsphase ein Konzept zur Geothermie-Nutzung, wie zum Beispiel zu Zielhorizont, Erschließungsart, Stromgewinnung und Wärme-/Kältegewinnung, erstellt werden. Ein Überblick über sämtliche notwendigen Verfahrensschritte von der Planung bis zur Inbetriebnahme des Kraftwerks beziehungsweise der Fernwärmeversorgung ist zwingende Voraussetzung.

Grundsätzlich ist die vorhandene Geologie für den Erfolg eines Geothermie-Projekts von entscheidender Bedeutung (→ die Projektierung folgt den geologischen Anforderungen). Der Grundstein für den Projekterfolg wird daher im Weiteren in der Prospektions- und Explorationsphase gelegt.

Die Prospektionsphase beinhaltet die systematische Suche nach vorhandenen Lagerstätten oder Reservoirs durch geeignete Untergrunderkundungen (Datenerhebung durch 3-D-Seismiken, Geophysik, bereits bekannte Bohrungen usw.) und eine fundierte wissenschaftliche Auswertung der gewonnenen Daten, um einen geeigneten Explorationsstandort zu erhalten.

Während der Explorationsphase (lokale Erkundung und Erschließung von Lagerstätten) werden planerisch unter anderem das Vorhandensein von Speicherhorizonten geprüft, Untergrundtemperaturen erhoben und zuletzt die Bohrlandepunkte, der optimale Bohrstandort sowie die Bohrpfade festgelegt.

Zu den notwendigen Planungsschritten gehören beispielsweise Punkte, die in der folgenden Tabelle aufgelistet sind.

I Vorstufe	II Machbarkeitsstudie	III Exploration	IV Erschließung
Zielstellung	Feinkonzept zur Vorstudie	Beauftragung eines Planungsbüros	Errichtung der Übertageanlagen
Ermittlung geowissenschaftlicher Grundlagen, insbesondere geologischer Schnitte durch das Untersuchungsgebiet, Interpretation seismischer Profile	Investitionskosten, Betriebskosten, Wirtschaftlichkeitsberechnung	Beantragung eines Erlaubnisfelds bei der Bergbehörde	Produktion
Tiefenlage der wasserführenden Schichten	Risikoanalyse (bohrtechnisches Risiko, seismisches Risiko, Fündigkeitsrisiko usw.)	Bohrkonzeption und Durchführung der Bohrung, gegebenenfalls Stimulationsmaßnahmen	
technisches Grobkonzept der Geothermieanlage	Projektablaufplan		
Erschließungsvarianten (Dublette, Entfernung der Bohrungen zueinander, Ablenkungen)			
Kostenschätzung			

3.1 Bohrablauf

Geothermische Bohrungen sind gegenwärtig weitgehend von den Entwicklungen in der Erdölindustrie abhängig. Wegen der vergleichsweise geringen Anzahl geothermischer Bohrungen waren umfangreiche und speziell auf die Geothermie zugeschnittene Weiterentwicklungen der Bohrtechnik bisher nicht realisierbar. Die Lage änderte sich jedoch mit der Aufnahme der geothermischen Stromerzeugung in das Erneuerbare-Energien-Gesetz, aus der auch eine neue Marktsituation für die Tiefbohrindustrie resultierte. So können nun technische Innovationen zum Tragen kommen, deren Verwirklichung bislang aufgrund der Marktsituation nicht angeschoben wurde. Die wichtigste Neuerung seit Jahrzehnten ist das gerichtete Bohren. Hierbei lenken Steuermodule Bohrmeißel und Bohrstrang in die gewünschte Richtung. Mit dieser Technologie können Förder- und Injektionsbohrung von einem Bohrplatz aus in unterschiedliche Richtungen durchgeführt werden. Dadurch wird der erforderliche Abstand zwischen den Bohrungen sichergestellt.

Die bohrtechnische Erschließung des Untergrunds ist bei der Tiefengeothermie weitaus komplexer als bei der oberflächennahen Geothermie, denn eine solche Bohrung ist im Durchmesser größer, dringt tiefer vor und hat andere Umgebungsbedingungen wie Druck, Wärme und Härte. Diese Problemstellungen führten zur Entwicklung verschiedener Bohrtechniken. Die gebräuchlichste Form ist heute das Rotary-Bohrverfahren.

3.2 Rotary-Bohrverfahren

Beim Rotary-Bohrverfahren wird ein Bohrmeißel mittels eines elektrischen Motors in Bewegung gesetzt. Die Drehmomentübertragung erfolgt über eine hohle Mitnehmerstange, die den Antrieb mit dem Meißel verbindet. Während des Bohrfortschritts wird diese stetig verlängert. Der Meißel, der bei der Arbeit stumpf und unbrauchbar wird, sollte auch ausgewechselt werden können. Um seine Haltbarkeit zu verlängern, muss er gekühlt werden. Darüber hinaus wird in das hohle Bohrgestänge eine Flüssigkeit gepresst, um das Bohrklein aus dem Bohrloch zu entfernen. Damit nicht ständig neues Spülmittel nachgepumpt werden muss, wird die Bohrspülung, sobald sie mitsamt dem Bohrklein über Tage angelangt ist, gereinigt und wiederverwendet.

3.3 Spülmitteleinsatz

Bohrspülungen dienen während des Bohrvorgangs dem Austrag des erbohrten Bodenmaterials (Bohrklein) aus dem Arbeitsbereich des Meißels. Des Weiteren muss eine Stützfunktion auf die Bohrlochwand übernommen werden, um dem Gebirgsdruck entgegenzuwirken.

Dazu wird die eingesetzte Spülflüssigkeit speziell auf die zu durchbohrende Geologie abgestimmt, indem ihr spezifisches Gewicht und ihre Zusammensetzung verändert werden. In der Regel kommt dazu eine wasserbasierte Spülung (Suspension) mit verschiedensten mineralischen oder polymeren Zusätzen, wie zum Beispiel Tonsuspensionen oder Betonit, zur Anwendung,

Ohne die stützende Wirkung würden lockere Gesteinsschichten in die Bohrung gedrückt und damit den Bohrfortschritt behindern oder blockieren. Weiterhin könnte das unter hohem Druck stehende Spülmittel in poröse oder gar (trink-) wasserführende Schichten eindringen. Damit dies vermieden wird, muss die Spülflüssigkeit durch geeignete Zusätze „verdickt“ werden.

3.4 Verrohrung bis zum Entnahmepunkt

Die Stützfunktion der Spülung reicht mit zunehmender Bohrtiefe nicht mehr aus, um die Stabilität der Bohrlochwand zu gewährleisten. Folglich muss das Bohrloch in gewissen Abständen durch die Einbringung von Stahlrohren (sogenannte Casings) gegen Einsturz abgesichert werden. Gleichzeitig erreicht man damit einen Torsionsschutz – quasi ein verlängertes Bohrfutter.

Mit zunehmender Tiefe reduziert sich der Durchmesser der Casings teleskopartig. In den unterschiedlichen Tiefen sind die Rohre aber nicht nur unterschiedlich breit, sondern haben auch dem

jeweiligen Durchmesser entsprechende Aufgaben. Der Rohrdurchmesser steht wiederum in Abhängigkeit zur endgültigen Teufe. Insofern kann eine Bohrung gemäß ihrer Verrohrung grob in folgende Abschnitte unterteilt werden:

Standrohr

Das Standrohr bildet den ersten Teil der Bohrung und hat von allen Casings den größten Durchmesser – zum Beispiel ein 20″-Rohr, das bis in eine Tiefe von circa 40 Metern eingebaut wird. Die Aufgabe besteht zunächst darin, eine grundlegende Bohrführung für das Bohrgestänge einzurichten und den Bohrturm vor Unterspülungen zu schützen. Im Normalfall wird das Standrohr in den Untergrund gerammt. Im Anschluss wird es – wie alle folgenden Rohre auch – mit der Bohraußenwand verbunden, indem von unten Zement in den Zwischenraum von Bohrwand und Rohr (den sogenannten Ringraum) eingepresst wird.

Ankerrohrtour

Nach dem Setzen des Standrohrs wird dessen zementierter Boden mit einem kleineren Durchmesser (z. B. 17,5″) durchbohrt und weiter abgeteuft. Die Ankerrohrtour „verankert“ gleichsam das Bohrgestänge über einen Blowout-Preventer (auch BOP) mit dem Antrieb. Dieser ist notwendig, damit plötzliche Gasaustritte vermieden werden. Außerdem werden durch die Ankerrohrtour die tiefer gelegenen Trinkwasserhorizonte geschützt.

Arbeitsrohrtour

Bei der Arbeitsrohrtour handelt es sich um den Hauptteil des Bohrungsaufbaus, in dem die Bohrarbeiten bis zum Zielhorizont ausgeführt werden. Die Arbeitsrohrtour sichert die abgeteufte Bohrung gegen Einsturz. Bei Richtbohrarbeiten dient sie zudem dazu, die Schleiflasten am Ablenkpunkt aufzunehmen. Mit dem Ende der Arbeitsrohrtour wird der Meißel durch den Zielhorizont vorangetrieben und unterstützt damit als Produktionsrohrtour.

Im Weiteren können die Bohrarbeiten durch eine Stimulation des Zielhorizonts ergänzt werden, wenn die Zuflussrate unmittelbar nach dem Bohren nicht den Erwartungen entspricht oder ein darauffolgender Pumpversuch unbefriedigende Förderraten nachweist.

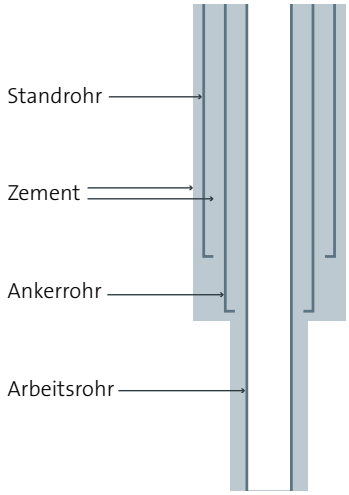


Abbildung 11: Verrohrung; Quelle: ERGO

Bohrlochkomplettierung

Die Bohrlochkomplettierung im unteren Bereich kann in Abhängigkeit zu den geologischen Bedingungen in zwei Varianten erfolgen. Die erste, die sogenannte Open-Hole-Komplettierung, kommt dann zum Einsatz, wenn der Förderhorizont bezüglich seiner petrophysikalischen Eigenschaften relativ stabil ist, wie beispielsweise im Granit. Dann erfolgt keine Komplettierung der Bohrung beziehungsweise kein Rohreinbau.

Ist dagegen der Förderhorizont brüchig oder instabil, wird der Förderbereich verrohrt. Um Thermalwasser fördern zu können, werden die Rohre (auch Liner genannt) mit Schlitzen versehen und frei hängend von der Arbeitsrohrtour mittels Packer eingebracht. Bei dieser Variante spricht man von einer Cased-Hole-Komplettierung.

3.5 Bohrlochmessungen

Bohrlochmessungen sind notwendig, um die jeweiligen geophysikalischen Parameter wie Dichte/Porosität, tektonisches Spannungsverhalten usw.

zu lokalisieren und zu bestimmen. Neben diesen wichtigen Daten liefern sie auch Aufschluss über die korrekte Durchführung der Bohrarbeiten (Neigung der Bohrung) sowie die Festigkeit und Stärke der Zementierungen. Weiterhin können Bohrlochmessungen unterteilt werden in Messungen während des Bohrfortschritts (MWD = Measurement While Drilling, Mud-Logging) und Messungen nach dem Erreichen des Zielhorizonts.

Measurement While Drilling

Measurement While Drilling nutzt eine Messsonde hinter dem Bohrmeißel, mit der während des Bohrens verschiedene Messungen durchgeführt werden können. Für eine Geothermiebohrung lohnt sich ihr Einsatz insofern, als dass bei einer Richtbohrung der Verlauf der Bohrung geortet werden kann, indem ein Druckimpuls – ähnlich dem seismischen Verfahren – in die Spülflüssigkeit gegeben wird, der am Bohrkopf aufgenommen wird. Durch eine computerunterstützte Berechnung lässt sich ermitteln, wo sich der Meißel im dreidimensionalen Gebirgsraum befindet (vgl. Abb. 12).

Mud-Logging

Das Mud-Logging ist eine Untersuchungsmethode, mit der die erzielte Teufe ermittelt werden kann, auch wenn die eigentliche Messung beziehungsweise Entnahme oberirdisch erfolgt. Mit Mud-Logging wird das ausgespülte Bohrklein geprüft, indem ihm in bestimmten zeitlichen Abständen eine Probe entnommen und mikroskopisch untersucht wird. Mithilfe einer Analyse der im Bohrklein enthaltenen fossilen Einlagerungen und Bestandteile kann ein grobes geologisches Schichtenverzeichnis erstellt werden, aus dem auf die erbohrte Teufe zu schließen ist.

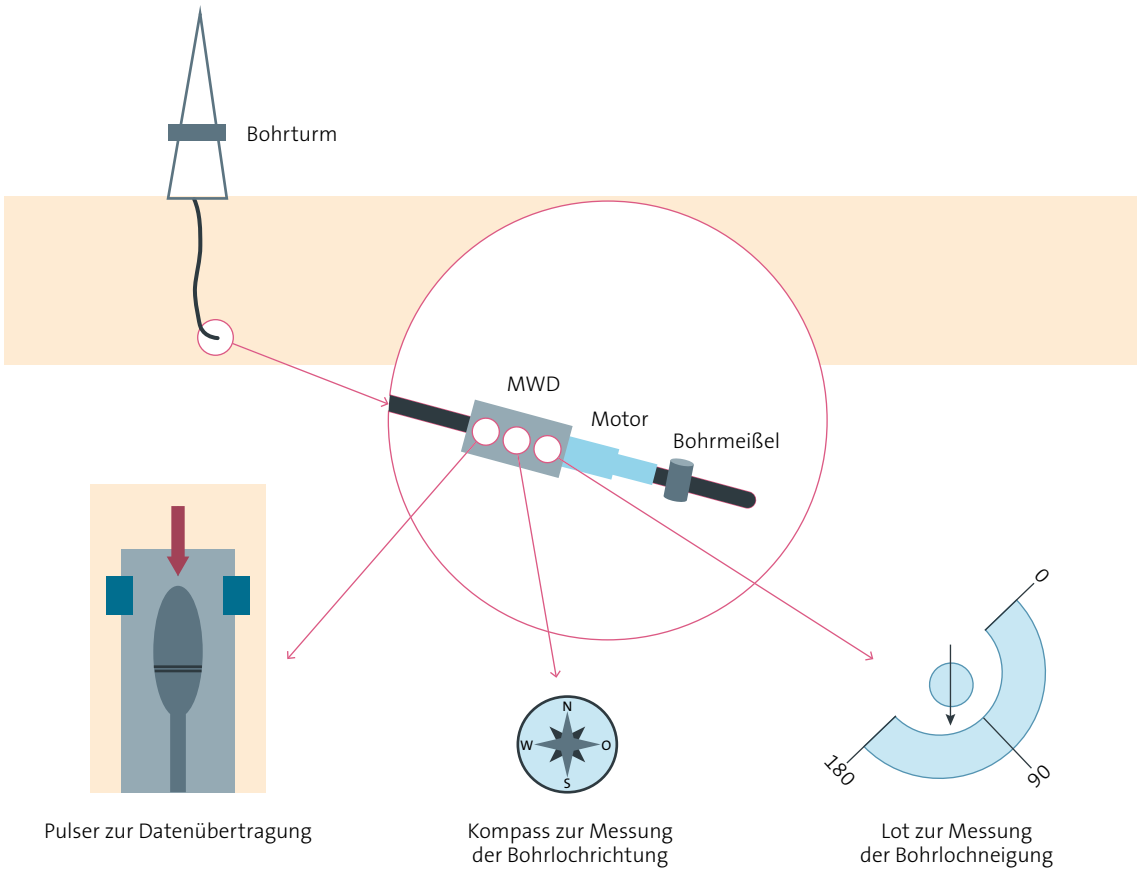


Abbildung 12: Measurement While Drilling; Quelle: ERGO

3.6 Stimulationsmaßnahmen

Nach der Bohrung und den Bohrlochmessungen stehen die hydrothermalen Parameter vorläufig fest. Falls sie nicht den Erwartungen gemäß der geologischen Machbarkeitsstudie entsprechen, werden zur Verbesserung Stimulationsverfahren eingesetzt. Ein häufig angewandtes Verfahren im Molassebecken ist die Säurestimulation. Bei diesem Verfahren wird eine hoch konzentrierte Säure in die erbohrten Zielhorizonte injiziert, um das anstehende Mineral zu lösen und aufzubrechen. Dabei werden reine Salz-, Zitronen- oder Essigsäure oder Mixturen dieser Säuren miteinander in das Bohrloch eingepresst. Mit der Säurestimulation erzielt man erhebliche Produktionssteigerungen in kalkhaltigen Lagerstätten.

3.7 Multilaterale Bohrungen

Bei der multilateralen Bohrung wird von der Produktionsbohrung ein Seitenast in ein anderes Target gebohrt und dadurch der Kontakt zum Reservoir verbessert. Da beide Bohrungen offen sind, können auch beide für die Produktion genutzt werden. Dieses Verfahren wir eingesetzt, wenn das Mutterbohrloch nicht die gewünschte Fündigkeit erbringt.

4 Risiken der Bohrtechnik

Es gibt kaum eine geothermische Tiefbohrung, die nicht unter erschwerten Bedingungen abgeteuft wird. Da die geologischen Voraussetzungen lokal verschieden sind, gibt es keine „Standardroutine“, um Tiefbohrungen bohrtechnisch zu bewältigen. Zur Bohrtechnik zählen die Bohrungsart (Richtbohrung), das Bohrgestänge, der Einsatz von verschiedenen Werkzeugen, die in das Bohrloch eingebracht werden, sowie die Spülungszusammensetzung und die Ringraumzementation. Alle bohrtechnischen Einrichtungen müssen individuell an alle geologischen Gegebenheiten angepasst werden, um optimal die Zielteufe zu erreichen.

4.1 Technologische Risiken

Die technologischen Risiken können zum Beispiel darin liegen, dass bei einer Richtbohrung die Ablenkung in einer ungünstigen Gesteinsformation erfolgt. Dies kann in einem instabilen Bereich zu Bohrspülungsverlusten und in zu massiven harten Bereichen zu Winkelabweichungen führen. Das hat zum Resultat, dass der Bohrfortschritt nicht den geplanten Erwartungen entspricht. Es kommt zu Verzögerungen und folglich auch zu einer Kostenerhöhung.

Weiterhin kann der Umlenkdruck am Umlenkpunkt zum „Auskavernen“ des Gesteins führen, wodurch ein späterer Rohreinbau erschwert wird und sich beim späteren Betrieb eine latente Schwachstelle bildet, weil es hier an seitlichem Halt fehlt.

Als weiteres technologisches Risiko ist der Bruch des Bohrgestänges aufgrund eines überhöhten Torsionsdrucks zu nennen. Dadurch kann eine Kettenreaktion im Bohrloch eintreten und im schlimmsten Fall die unverrohrte Bohrwand teilweise einstürzen, sodass die Bohrung möglicherweise oberhalb des Einsturzbereichs seitlich abgelenkt und parallel zur bereits abgeteuften, zugeschütteten Bohrung weitergeführt wird. Dies kann gleichermaßen zu einem Zeitverzug und einer erheblichen Kostenerhöhung führen.

Eine den geologischen Bedingungen nicht adäquate Meißelplanung kann zweierlei Auswirkungen haben. Zum einen kann ein falscher Meißeleinsatz den Peripheriebereich der Bohrung (Bohrwand) strukturell so schädigen, dass die Stabilität nicht mehr gewährleistet ist. Dadurch kann die Bohrwand einstürzen und den unteren Bohrbereich zuschütten, sodass in der Folge der Bohrkopf stecken bleibt und der weiterlaufende obertägige Antrieb durch die Torsionskraft das Gestänge abschert. Zum anderen kann eine falsche Meißelwahl zur schnelleren Abnutzung und damit zu häufigem Auswechseln führen. Verzögerungen im Bohrfortschritt und eine erhebliche Kostensteigerung sind dadurch vorprogrammiert.

Weiterhin birgt eine falsche Zusammensetzung der Spülflüssigkeit ein technologisches Risiko. Es besteht hier die Gefahr, dass die Spülflüssigkeit nicht ausreichend thixotrop ist, sodass die Stabilität beispielsweise während eines Werkzeugwechsels nicht gewährleistet werden kann und das Bohrloch im unverrohrten Bereich kollabiert.

Auch die Zusammensetzung des Ringraumzements kann sich nachteilig auswirken. So kommt es vor, dass die Zementierung nicht wie gewünscht aushärtet und dadurch Rohrtouren stellenweise unzureichend hinterfüllt sind. In diesen Bereichen können die radialen und axialen Gebirgskräfte auf das Rohr nicht nachhaltig aufgenommen werden. Die Folgen im späteren Betrieb sind Ermüdungserscheinungen sowie die Undichtigkeit im hydraulischen und pneumatischen Sinne.

4.2 Geologische Risiken

Das geologische Risiko ist von den hydraulischen Gesteinseigenschaften, dem vor Ort tatsächlich herrschenden Temperaturniveau sowie von den geologischen Rahmenbedingungen abhängig. Bohrtechnische Risiken sind beispielsweise das Beherrschen von Überdrücken, die in einigen geologischen Horizonten in Erscheinung treten können, die Gefahr von totalen Spülungsverlusten

(z. B. im Bereich von Störungen), das Antreffen von Kohlenwasserstoffen oder das Festwerden beziehungsweise Abreißen des Bohrgestänges.

4.3 Festwerden

Neben geologischen und technischen Fragen stellt ein zu langsamer Bohrfortschritt einen zusätzlichen Risikobereich dar. In Kombination mit dem seitlich auf die Bohrung einwirkenden Gebirgsdruck kann es zu einer Verformung des noch unverrohrten Bohrlochs kommen, sodass die Form eines Ovals entsteht. Sofern alle Fangmethoden versagen, kann der Bohrkopf nicht mehr gezogen werden. In der Folge muss die Bohrung sektional aufgegeben, der Bohrkopf abgetrennt, das Bohrloch teilverfüllt (zementiert) und oberhalb des Bereichs wieder seitlich abgelenkt werden.

4.4 Fangarbeiten

Fangarbeiten, um Bohrequipment oder Messwerkzeuge zu bergen, sind aufwendig und kostspielig. Die Kosten für das Vorhalten eines Bohrgeräts einschließlich einer Bohrmannschaft belaufen sich auf circa 50.000 Euro pro Tag. Der Aufwand für Fangarbeiten kann so schnell eine Million Euro übersteigen. Ein möglicherweise erforderlicher Sidetrack schlägt nochmals in gleicher Größenordnung zu Buche. Der Verlust von hochempfindlichen Messwerkzeugen kann die Aufwendungen um eine weitere Million Euro erhöhen.

4.5 Fündigkeitsrisiko

Das Fündigkeitsrisiko, also die Frage nach der Eintrittswahrscheinlichkeit der prognostizierten Werte für Temperatur und Menge des Thermalwassers, hat einen entscheidenden Einfluss auf die Investitionsbereitschaft in geothermische Projekte. Mit steigendem Erkundungsumfang sinkt in aller Regel das Fündigkeitsrisiko. Dabei ist weniger die Temperaturvorhersage für einen definierten Zielhorizont problematisch, sondern die Aussage zu potenziellen Förderraten. Bei den hohen Bohrkosten ist dieses Risiko erheblich. Bestimmend sind die zu erzielenden Parameter Massenstrom, Temperatur und Nachhaltigkeit beziehungsweise Dauer der möglichen Nutzung. Einen bisherigen Ansatz, dieses Risiko finanziell abzusichern, stellt ein staatlich initiierter Versicherungsfonds dar. Dieser soll die Zeit überbrücken, bis verwertbare statistische Daten vorliegen, und das Risiko damit für die Versicherungswirtschaft „berechenbar“ machen. Nicht unter den möglichen Versicherungsschutz fallen geologische und technische Risiken.

Die Fündigkeitsversicherung deckt den Schaden, der eintritt, wenn die Bohrung trotz Stimulationsmaßnahmen nicht zum geplanten Zweck genutzt werden kann. Die maximale Schadenhöhe errechnet sich aus den Bohrkosten plus den Kosten für Stimulationsmaßnahmen. Das Fündigkeitsrisiko wird durch die Parameter Fließrate (Schüttung) und Temperatur definiert.

Für den Abschluss einer solchen Versicherung müssen verschiedene Informationen vorliegen, wie:

- geologische und hydrogeologische Gutachten zum geplanten Projekt
- Machbarkeitsstudie über das geplante Projekt
- Projektplan
- Referenzdaten (benachbarte Bohrungen mit Testergebnissen)
- Bohrplan mit Stimulationsmaßnahmen und Kosten
- Definition der versicherten Ereignisse

5 Thermalwasserkreislauf

Der Thermalwassertransport zwischen der Förderbohrung und dem Maschinenhaus und von dort zur Injektionsbohrung erfolgt über größtenteils erdverlegte wärmeisolierte Rohrleitungen. Die in Norddeutschland energetisch genutzten Thermalwässer sind sehr salzhaltig. Die tiefenabhängige Salzkonzentration kann hier über 300 Gramm pro Liter erreichen (Meerwasser enthält durchschnittlich 35 g/l). Im Thermalwasser sind meist geringe Anteile gelöster Gase als „Schichtgase" nachweisbar, die sich vorrangig aus Stickstoff (N_2), Kohlendioxid (CO_2), mitunter auch Schwefelwasserstoff (H_2S) und Methan (CH_4) sowie Spuren von Helium (He) zusammensetzen. Solche Wässer wirken ausgesprochen korrosiv auf die meisten Metalle. Ein Korrosionsschutz des Thermalwasserkreises ist deshalb zwingend erforderlich. Da das Thermalwasser in seiner Zusammensetzung möglichst nicht verändert werden darf (z. B. durch Entfernen einzelner Komponenten oder die Zugabe von Hemmstoffen bzw. die pH-Wert-Anhebung in den basischen Bereich), sind Korrosionsschutzmaßnahmen vorrangig auf die Materialauswahl oder die Beschichtung begrenzt. Falls es Temperatur und Druck in der Anlage zulassen, werden daher glasfaserverstärkte oder vernetzte Kunststoffe eingesetzt. Dies betrifft beispielsweise die Verrohrung innerhalb der Bohrungen oder die verbindende obertägige Rohrleitung, die beide aus glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK) erstellt werden. Einfache Stahlrohrleitungen kommen dagegen im Normalfall nicht infrage.

Der Thermalwasserkreis wird unter einem Druck von bis zu 16 Bar betrieben. Zusätzlich werden die mit Thermalwasser in Berührung kommenden Anlagenteile mit sogenanntem Inertgas (z. B. Stickstoff) beaufschlagt. Dies gilt für die Ringräume und die Druckhaltesysteme innerhalb der Anlage. Damit soll der Sauerstoffeintrag in den Thermalkreis verhindert werden, da nicht nur die Bildung von Oxidations- und Korrosionsprodukten, sondern auch die bei einem Kontakt der Thermalwässer mit Sauerstoff auftretenden Redoxpotenzialänderungen, insbesondere bei der Reinjektion der Wässer, zu erheblichen Problemen führen können. Zusätzlich sollte auch während des Betriebs in regelmäßigen Abständen der Sauerstoffgehalt der Injektionswässer messtechnisch bestimmt werden, um gegebenenfalls rechtzeitig vor einer starken Veränderung des Speichers zu reagieren.

Außer den im Bohrloch installierten Filtern sind oberirdisch weitere im Thermalwasserkreislauf angeordnet. Eine Filteranlage unmittelbar nach der Fördersonde hält bei der Bohrung mitgeförderte Partikel zurück. Das dient dem Schutz des oberirdischen Anlagenaufbaus – zum Beispiel vor Sedimentation in Bauteilen, die mit geringer Strömungsgeschwindigkeit passiert werden. Die mitgeführten Partikel können sowohl aus dem Förderhorizont selbst stammen als auch Fremdstoffe aus den Sondeneinbauten, der Pumpe oder der Verrohrung sein. Eine weitere in der Regel mit feinmaschigeren Filtern ausgestattete Filteranlage ist vor der Einleitung des Thermalwassers in die Injektionsbohrung installiert. Sie verhindert den Eintrag von feinsten Partikeln aus dem Förderhorizont und chemischen Fällungsprodukten in die Injektionssonde und damit in den Speicherhorizont. Im Verhältnis zum Fördervolumenstrom ist die Menge der abgeschiedenen Feststoffpartikel sehr gering.

Das Slopsystem (Auffangbehältnis) nimmt diejenigen Thermalwässer auf, die bei Wartungsarbeiten am Wärmeüberträger oder beim Filterwechsel anfallen oder durch geringe Leckströme an Dichtungselementen austreten. Dies gilt auch für die beim Anfahren der Anlage anfallenden Thermalwässer aus der Spülung der Bohrung und des obertägigen Anlagenkreises. Die aus der Erde entzogene Wärme wird in einem Wärmetauscher an einen Sekundärkreis zur Nutzung im Heizsystem oder im Kraftwerk übertragen. So sind die Kreise vollständig stofflich und hydraulisch voneinander getrennt. Die Auslegung der Hydraulik und die Materialauswahl erfolgen für jeden Kreis eigenständig. Diese oben genannten Anforderungen gelten allein für den Thermalwasserteil.

6 Geothermische Kraftwerke

Um die Wärme aus der Erde in elektrische Energie umzuwandeln, stehen verschiedene Prozesse und Anlagen zur Verfügung. Alle beinhalten eine Turbine, in der das Arbeitsmedium entspannt und dabei über eine Welle einen Generator antreibt. Der klassische Dampfkraftprozess (Clausius-Rankine-Prozess) und der offene Gasturbinenprozess bilden dafür die Basis. Das aus der Bohrung geförderte Fluid (Thermalwasser, Dampf oder eine Mischung aus beidem) dient entweder direkt als Arbeitsmedium oder überträgt die Wärme in einem Wärmetauscher an ein Sekundärfluid. Neben Reservoirtemperatur, Dampfgehalt und Druck legen der Gehalt an nicht kondensierbaren Gasen, die Mineralisation und nicht zuletzt die Ergiebigkeit eines Geothermievorkommens fest, welche Arten von Kraftwerken zur Stromerzeugung im jeweiligen Fall infrage kommen:

- Anlagen zur direkten Nutzung des Fluids werden ab Reservoirtemperaturen von 150 Grad Celsius eingesetzt. Alle diese Prozesse profitieren von möglichst geringen Anteilen an nicht kondensierbaren Gasen und einer geringen Mineralisation.

- Binäranlagen werden ab Reservoirtemperaturen von 80 Grad Celsius verwendet, höhere Temperaturen sind möglich und verbessern den Wirkungsgrad erheblich. Durch die Wahl eines geeigneten Arbeitsmittels kann das jeweilige Temperaturniveau bestmöglich genutzt werden. Die für Geothermieanlagen typischen verfahrenstechnischen Fragestellungen beschränken sich auf den Thermalwasserkreis. Deswegen werden Binäranlagen auch gern bei Lagerstätten, die prinzipiell aufgrund des Dampfgehalts und der Temperatur zur direkten Nutzung geeignet wären, aber eine hohe Mineralisation oder hohe Anteile an nicht kondensierbaren Gasen aufweisen, eingesetzt. Dabei nutzen sie entweder das gesamte Enthalpiegefälle oder arbeiten als zweite Stufe hinter einer Gegendruckturbine.

6.1 Rankine-Kreislauf

Der Rankine-Kreislauf mit organischem Arbeitsmittel (Organic Rankine Cycle, ORC) gleicht, wenn man die einzelnen Komponenten betrachtet, dem klassischen Rankine-Kreislauf:

Das Arbeitsmedium wird vorerwärmt, verdampft, überhitzt und dann in der Turbine entspannt. Anschließend kondensiert es, und die Speisepumpe erhöht wieder den Druck. Der wesentliche Unterschied liegt in den Prozessparametern Druck und Temperatur. Beide liegen weit unter den Werten, wie sie in Dampfkraftwerken vorherrschen. Die Bedingungen für die verwendeten Arbeitsstoffe werden von der Temperatur der zur Verfügung

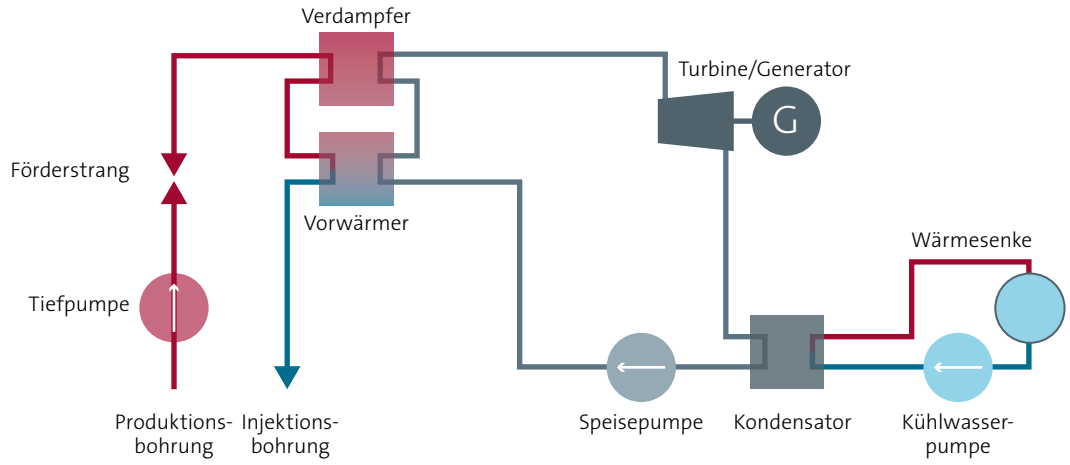


Abbildung 13: Funktionsprinzip Organic-Rankine-Cycle (ORC); Quelle: Clausius-Rankine-Prozess mit organischem Arbeitsmittel, www.asue.de

stehenden Wärmequelle bestimmt. Das Arbeitsmittel sollte bei vergleichsweise niedrigen Temperaturen verdampfen, ungiftig sein und keine klimaschädigende Wirkung haben. Zurzeit werden kurzkettige Kohlenwasserstoffe (z. B. Pentan) und sogenannte azeotrope Gemische (Ammoniak/Wasser in entsprechender Zusammensetzung) eingesetzt. Das Arbeitsmittel wird so gewählt, dass seine thermodynamischen Eigenschaften optimal zur vorhandenen Wärmequelle passen. ORC-Anlagen mit der typischen 0,5- bis 1,5-Megawatt-Leistung werden weltweit seit über 15 Jahren sicher und zuverlässig betrieben.

Durch die Verwendung organischer Arbeitsmittel treten verschiedene technische Fragestellungen auf:

- Turbinen sind meist Sonderturbinen, da sich das Arbeitsmittel stark von Wasser unterscheidet (Molekulargewicht, geringere spezifische Wärmekapazität).
- Die Arbeitsmittel sind oftmals aggressiv, sodass die Oberflächen der Turbinen und der Wärmeüberträger beschichtet oder auf andere Art gegen Korrosion geschützt werden müssen.
- Die Dichtung der Kreisläufe ist aufwendiger als bei Wasser und dadurch in manchen Fällen nur schwer realisierbar.

6.2 Kalina-Kreislauf

Beim Kalina-Kreislauf werden Zweistoffgemische (z. B. Ammoniak/Wasser) als Arbeitsmedien verwendet. Der besondere Vorteil des Kalina-Prozesses liegt in den günstigeren Wärmeübertragungsverhältnissen bei Verdampfung und Kondensation. Beide Zustandsänderungen erfolgen im Gegensatz zum Rankine-Prozess nicht isotherm. Vielmehr wird jeweils die Eigenschaft der Gemische genutzt, durch Änderungen der Konzentration auch Temperaturänderungen zu bewirken. Dies geschieht durch die Konzentrationsänderung der Einzelphasen von Wasser und Ammoniak bei konstanter Gesamtkonzentration und konstantem Druck. Dabei verdampft das Gemisch unter stetig ansteigenden Temperaturen beziehungsweise kondensiert unter stetig sinkenden Temperaturen. Die größten technischen Schwierigkeiten wurden bisher in der Zersetzung des Ammoniaks und den damit erforderlichen erheblichen Aufwendungen zum Ausschleusen der Zersetzungsprodukte gesehen.

Ein bedeutender Vorteil gegenüber ORC-Anlagen ist der höhere thermodynamische Wirkungsgrad, insbesondere bei niedrigen Vorlauftemperaturen (< 140 °C). In Abhängigkeit von den Rahmenbedingungen werden Verbesserungen von bis zu 50 Prozent erwartet.

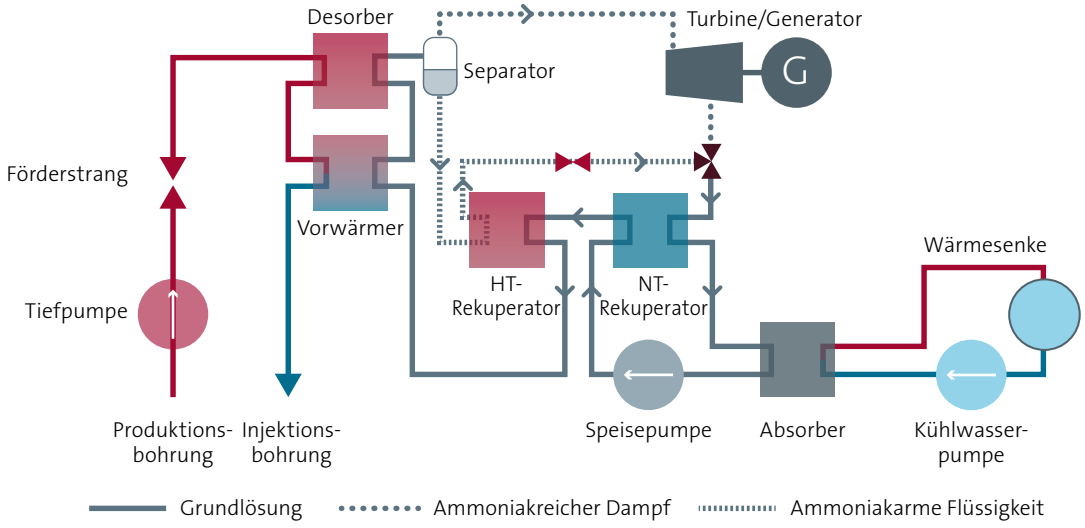
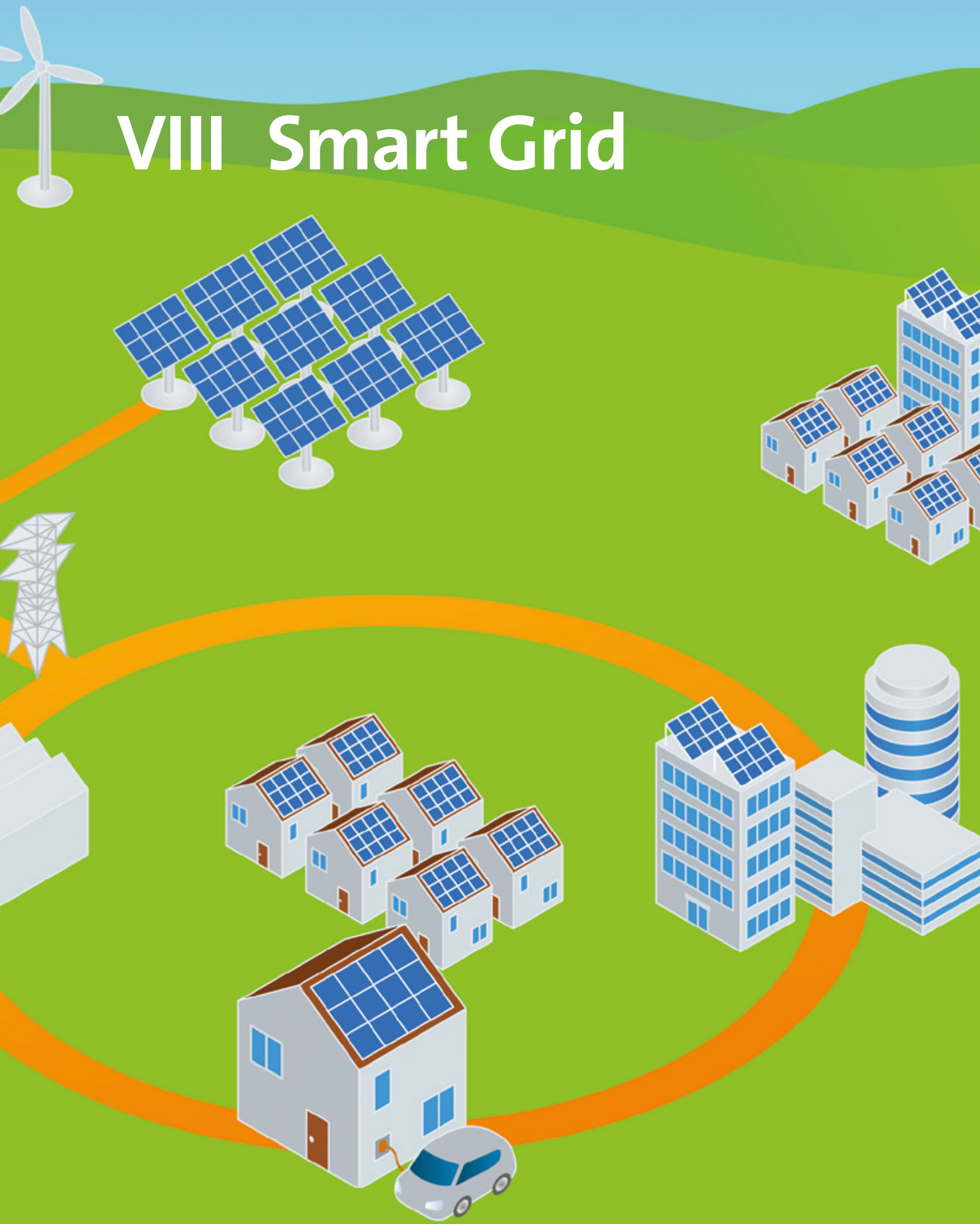


Abbildung 14: Funktionsprinzip Kalina-Kreislauf; Quelle: Kalina-Kreislauf nach Leibowitz und Mlac, www.asue.de

VIII Smart Grid



HOSPITAL

VIII Smart Grid

Einleitung

Der aus dem Englischen stammende Begriff Smart Grids bezeichnet sogenannte intelligente Stromnetze. Er zielt auf eine Steuerung der Netze, der Erzeuger und der Verbraucher, also eine Regulierung aller beteiligten Parteien, ab.

Dabei geht es um die zukünftige Gestaltung der Netze und die An- und Einbindung der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs. Die Thematik ist nicht auf Deutschland beschränkt; vielmehr bedarf es aufgrund der Klimaziele und Veränderungen neuer Regelungen in Europa und weltweit.

1 Ausgangssituation

Nicht nur in Deutschland, sondern europaweit steht der Strombereich vor großen Veränderungen.

Die in Betrieb befindlichen Kraftwerke sind vielfach veraltet. In Deutschland hat der Ausbau der Erneuerbaren Energien vor allem dafür gesorgt, dass manche Kraftwerke nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. Die Betreiber würden diese Kraftwerke gern abstellen, allerdings muss dies durch die Bundesnetzagentur genehmigt werden. Um stabile Netze zu gewährleisten, werden diese Kraftwerke allerdings noch benötigt. Der massive Ausbau im Bereich der Erneuerbaren Energien, speziell der Windenergie und Photovoltaik, bringt es mit sich, dass sich die wetterbedingten Schwankungen bei der Erzeugung von Strom aus diesen beiden Energiequellen in einer hohen Fluktuation im Stromnetz zeigen. Gleichzeitig erfolgt ein Paradigmenwechsel. Vor dem Ausbau der Erneuerbaren Energien wurde die Energieerzeugung zentral durch große Kraftwerke bewerkstelligt. Inzwischen erfolgt die Stromerzeugung häufig dezentral. Durch den gleichzeitig geplanten Ausstieg aus der Kernenergie hat sich der Handlungsdruck in Deutschland zusätzlich erhöht, da auch in Zukunft die zuverlässige und stabile Verfügbarkeit von Strom vorhanden sein soll. Zudem erfolgt die Energiegewinnung oft dezentral, aber nicht in der Nähe der Verbraucher. Die Stromerzeugung aus Windenergie – der mit Abstand stärkste Bereich innerhalb der Erneuerbaren Energien – erfolgt überwiegend im nördlichen Teil Deutschlands. Durch den Ausbau auf See wird dieser Effekt noch verstärkt. Ein Großteil des Stroms wird in Süddeutschland benötigt. Aufgrund dieses Ungleichgewichts ist ein erheblicher Ausbau der Netze notwendig, um den Strom an die Stelle zu bringen, an der er benötigt wird.

2 Die zukünftigen Anforderungen und Gestaltungen des Strommarktes

Die europäische Klimapolitik hat mit dem Beschluss der Reduzierung der sogenannten Treibhausgase bis 2030 um 40 Prozent und der gleichzeitigen Steigerung des Anteils der Erneuerbaren Energien bis 2030 auf 27 Prozent an der gesamten Stromerzeugung Eckpunkte gesetzt. Ziel der Bundesregierung ist eine Reduktion der Emissionen von mindestens 40 Prozent bis 2020 und 80 bis 95 Prozent bis 2050 gegenüber 1990. Das soll vor allem durch den Ausbau Erneuerbarer Energien und eine Steigerung der Energieeffizienz erreicht werden. Diese Ziele sind in ihren Grundzügen bereits im Energiekonzept von 2010 festgeschrieben. Durch das Aktionsprogramm Klimaschutz kann Deutschland bis 2020 zusätzlich zwischen 62 und 78 Millionen Tonnen Treibhausgase einsparen. Dies soll auch dadurch erreicht werden, dass 2,7-Gigawatt-Kohlekraftwerke schrittweise vom Netz genommen werden. Durch diese Maßnahme soll die Dekarbonisierung des Strombereichs vorangetrieben werden.

Nach heutigem Stand gibt es drei wesentliche Möglichkeiten der Energieerzeugung im künftigen Stromsystem: Kernkraftwerke, thermische Kraftwerke mit „Carbon Capture and Storage“-Technologie (CCS) und Erneuerbare Energien. Dabei spielt es eine große Rolle, inwieweit die Energie in Zukunft gespeichert werden kann.

Darüber hinaus sind erhebliche Anstrengungen notwendig, um die Stromnetze an die zukünftigen Herausforderungen anzupassen.

Abbildung 1: Neubau Hochspannungsmast; Quelle: Teko

Zuletzt ist es wichtig, die Verbrauchsseite beeinflussen beziehungsweise zumindest teilweise steuern zu können.

2.1 Energieerzeugung

Die Energieerzeugung aus den bereits vorhandenen und bekannten Energiequellen Kohle, Gas, Kernenergie und den Erneuerbaren Energien ist hinlänglich bekannt. Die Steuerung der Einspeisemengen erfolgt bereits heute durch die Netzbetreiber.

Im Folgenden werden die sich neu entwickelnden Technologien und ihr Zusammenhang mit den bestehenden Methoden beleuchtet.

2.1.1 Batteriespeicher

Batteriespeicher sind zunächst einmal keine vollkommen neue Technologie. Die Speicherung von Energie gibt es in vielfältigen Anwendungsbereichen, wie Fahrzeugen oder Telefonen. Neu ist die Größe der Batteriespeicher und die damit verbundenen Problematiken. Durch die Speicherung ist es möglich, den aus den Erneuerbaren Energien gewonnenen Strom zwischenzuspeichern und bei Bedarf abzurufen und ins Netz einzuspeisen. Um eine Speicherung in erforderlicher Kapazität und wirtschaftlichem Rahmen vornehmen zu können, bedarf es weiterer Forschungen. Die größten Speicher weltweit haben eine Leistung von 32 Megawatt.

Energie in größeren Mengen wurde bisher in Pumpspeicherwerken „gespeichert“. Indem in Zeiten der geringen Stromnachfrage Wasser hochgepumpt wird, kann in Zeiten größerer Nachfrage Wasser abgelassen und auf diese Weise Strom erzeugt werden.

Anhand eines Projekts der RWTH Aachen soll dieser Prozess beleuchtet werden.

Batteriespeicher mit Fünf-Megawatt-Leistung

Die RWTH Aachen hat sich zusammen mit ihren Partnern aus der Industrie zum Ziel gesetzt, fundierte Aussagen über die Kosten und Einsparpotenziale von Batteriespeicherkraftwerken zu gewinnen.

Dazu wurde ein Batteriespeicherkraftwerk mit einer Leistung von fünf Megawatt errichtet, das im September 2016 in Betrieb gegangen ist.

Projektdaten

Projektstatus	in Betrieb
Typische Anlagengröße (Energie)	5 MWh
Typische Anlagengröße (Leistung)	5 MW
Speicherverlust	ca. 0,1 %/Tag
Brauchbarkeitsdauer der Anlage	technologieabhängig bis zu 20 Jahren
Ansprechzeit bei Bereitstellung der Energie	ca. 100 ms
Wirkungsgrad (AC/AC)	je nach Anwendung und Batterietyp ca. 90 %
Zyklenfestigkeit	je nach Anwendung und Batterietyp bis zu 10.000
Typische Entladezeit	45–60 min
Typische Zeit zwischen Ein- und Auslagerung	stark anwendungsabhängig – von Sekunden bis zu mehreren Stunden
Anwendungsbeispiele	Integration von Erneuerbarer Energie, Regelleistung, Stromhandel
Projektlaufzeit	Juli 2013 bis Juni 2017

Die Besonderheit von M5BAT ist der modulare Aufbau des Mittelspannungsspeichers, bei dem unterschiedliche Batterietechnologien miteinander verknüpft werden. M5BAT steht für „Modularer multi-Megawatt multi-Technologie Mittelspannungsbatteriespeicher“. Es werden Lithium-Ionen-Batterien als kurzfristige Leistungsspeicher eingesetzt, Hochtemperaturbatterien dienen der Energiebereitstellung über mehrere Stunden und Bleibatterien werden bei kurzen und bei mittleren Entladezeiten eingesetzt.

Während des Baus und Betriebs der Anlage ermitteln die Wissenschaftler technische und wirtschaftliche Optimierungspotenziale. Zudem erarbeiten sie sogenannte Zielkostenansätze für Speicheranwendungen – wie Primär- und Sekundärregelung. Diese erlauben Aussagen darüber, ab welchen Erlösen Batteriespeicherkraftwerke – unter Berücksichtigung der Kostendegression insbesondere bei Batteriezellen – wirtschaftlich betrieben werden können oder welche regulatorischen Anreize geschaffen werden müssen. Die Ergebnisse werden dann in einem Handbuch für Batteriespeicherkraftwerke zusammengefasst, das für die Kostenplanung und den Einsatz von Batteriespeicherkraftwerken dienen soll.

Im laufenden Betrieb das Batteriekraftwerk weiter optimieren

Die Errichtung und der Betrieb der Anlage soll belastbare Aussagen zur Lebensdauer, zu Kosten und Einsatzpotenzialen ermöglichen. Dazu gehören neben den eigentlichen Kosten für die Batteriezelle vor allem auch Peripherien für die Installation der Batterieanlage. Diese enthalten neben der Unterbringung auch die Batteriemanagement- und Batterie-Diagnosesysteme sowie die zentrale Anlagensteuerung und das thermische Management. Die Forscher erproben und optimieren das Zusammenspiel der unterschiedlichen Batterietypen für verschiedene Anwendungsprofile. Zudem soll ein Energiemanagementsystem der Anlage an den einzusetzenden Batterien, dem Wechselrichter und der Leittechnik entstehen.

Elektrochemische Speicher sind dadurch interessant, dass sie nicht wie Druckluftspeicher und Pumpspeicherwerke an geografische Voraussetzungen geknüpft sind und dass mit verhältnismäßig geringen Planungsfristen für die Errichtung zu rechnen ist. Es ist daher notwendig, die Kompetenzen zur Entwicklung kostengünstiger Bauformen, zum optimierten Betrieb und zur vergleichenden Technologiebewertung aufzubauen und die Leistungsfähigkeit verschiedener Technologien unter realistischen Einsatzbedingungen ergebnisoffen zu prüfen.

Neue Formen von Batterien

Redox-Flow-Zellen nutzen chemisch gespeicherte Energie zur Stromerzeugung. Insofern ähneln sie Akkumulatoren, jedoch mit einem entscheidenden Unterschied: Anders als bei Batterien bilden der elektrochemische Speicher und der Energiewandler keine untrennbare Einheit. Redox-Flow-Batterien speichern Energie in Elektrolytlösungen, indem gelöste Salze an Membranen Elektronen aufnehmen und abgeben. Das Tankvolumen für die Elektrolyte bestimmt den Energiegehalt des Akkumulators.

2.1.2 Carbon Capture and Storage (CCS)

Carbon Capture and Storage beschäftigt sich mit Technologien, die es ermöglichen, Carbon oder genauer gesagt Kohlendioxid dauerhaft im Erdreich zu speichern.

Die rechtliche Grundlage hierzu wurde mit dem Gesetz zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid am 17. August 2012 gelegt. Damit wird die Richtlinie 2009/31/EG zur geologischen Kohlendioxidspeicherung umgesetzt.

Auf dieser Grundlage sollen in Deutschland Anlagen der CCS-Technologie umgesetzt und erprobt werden. Diese Demonstrationsprojekte sind sowohl zeitlich als auch mengenmäßig begrenzt. Das maximale Speichervolumen für ein Projekt liegt bei 1,3 Millionen Tonnen Kohlendioxid jährlich. Insgesamt dürfen in Deutschland mithilfe dieser Technologie im Rahmen des Projekts maximal vier Millionen Tonnen Kohlendioxid jährlich in unterirdische Speicher gebracht werden. Der Untergrund ist im Hinblick auf die Eignung als Langzeitspeicher von Kohlendioxid zu untersuchen. Negative Auswirkungen auf Menschen und Umwelt sollen vermieden werden.

Die Anträge auf Speicherzulassung mussten bis Ende 2016 gestellt werden.

Der Ansatz bei dieser Technologie ist die deutliche Reduzierung des Kohlendioxidausstoßes bei den industriellen Prozessen, der Energiegewinnung und der Erdgasgewinnung. Damit ließe sich ein erheblicher Beitrag zu den Klimaschutzzielen leisten.

Technologien zur Abscheidung von Kohlendioxid

Zur Abtrennung von Kohlendioxid bei Kraftwerken gibt es verschiedene Möglichkeiten.

Bei dem Prozess der Pre-Combustion wird der Festbrennstoff vergast und das Kohlendioxid abgetrennt. Durch den Prozess wird beispielsweise aus Kohle ein Brenngas erzeugt und kompri-

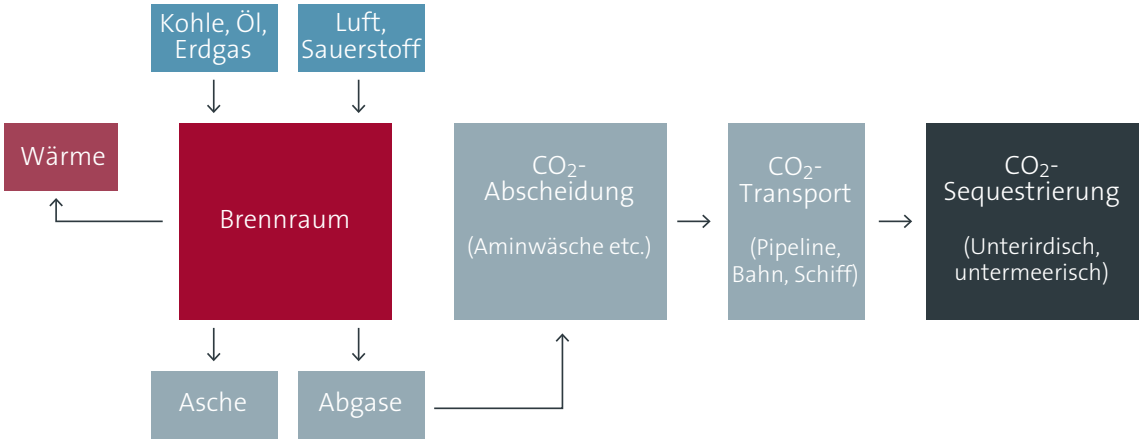


Abbildung 2: Prozess CO_2-Speicherung; Quelle: Teko

miert. Bei dem anschließenden Reinigungsprozess wird das Kohlendioxid aus dem Gas herausgelöst, bevor es in eine Gasturbine geleitet wird.

Eine weitere Möglichkeit besteht mit dem Oxyfuel-Prozess. Das Verfahren basiert auf der Zugabe von reinem Sauerstoff. Der Festbrennstoff wird verbrannt und das entstehende Kohlendioxid anschließend abgetrennt.

Als dritte Methode ist das Post-Combustion-Verfahren zu nennen. Bei diesem Prozess wird nach dem herkömmlichen Verfahren der Energiegewinnung gearbeitet. Die Methode setzt auf die Reinigung der entstehenden Rauchgase. Die Rauchgasreinigung wird heute schon in allen Anlagen eingesetzt, aber nicht zu Reduzierung von Kohlendioxid, sondern von Stickoxiden. Durch eine zusätzliche Reinigungsstufe kann die Kohlendioxidabscheidung erfolgen.

Es können sich noch weitere Verfahren für die Kohlendioxidminderung entwickeln. Damit lassen sich auch in anderen Bereichen der Industrie die Abgabe von Kohlendioxid an die Umwelt reduzieren. Forschungen zielen auf die Steigerung der Effizienz dieser Prozesse.

Das gewonnene Kohlendioxid wird anschließend in geeigneten Bodenschichten gespeichert. Dabei kann auf die Erfahrungen, die im Bereich der Ölindustrie gemacht wurden, zurückgegriffen werden.

Die Nutzung des eingelagerten Kohlendioxids ist eine weitere Herausforderung, die in Ergänzung zur Speicherung betrachtet wird.

2.1.3 Umwandlung von Energie in Gas (Power to Gas)

Weltweit erste industrielle Power-to-Gas-Anlage

Forscher verfolgten im Projekt WOMBAT die Idee, das Strom- und Gasnetz miteinander zu verbinden. Überschüssiger Strom aus regenerativen Quellen soll zur Gewinnung von Wasserstoff genutzt werden. Dieser wird mit Kohlendioxid in einer Biogasanlage zu Methan, also der Hauptkomponente von Erdgas, synthetisiert. So lässt sich die komplexe Infrastruktur der Gaswirtschaft vom Transport bis zur Speicherung nutzen.

Projektstatus	Projekt beendet
Typische Anlagengröße Energie	Kapazität des Erdgasnetzes
Typische Anlagengröße Leistung	6 MW
Energiedichte volumetrisch	Analog Erdgasnetz
Wirkungsgrad AC/ VN CH_4	54 % ± 3 %
Brauchbarkeitsdauer der Anlage (ein Zyklus/ Tag)	Zielwert: > 20 Jahre
Ansprechzeit bei Bereitstellung der Energie	30 s
Typische Entladezeit	Variabel durch sehr hohe Verstromungsleistung im Netz
Typische Zeit zwischen Ein- und Auslagerung	Beliebig durch orts- und zeitunabhängige Speicherung
Anwendungsfelder, Beispiele	Bereitstellung von e-gas für Mobilität unter Verwendung von elektrischer Überschussenergie. Einsatz als Sekundärregelleistung (SRL) möglich
Laufzeit	Juli 2012 bis September 2016

Der Name des Projekts WOMBAT leitet sich von „Wirkungsgrad-Optimierung Methanisierungs- und Biogas-Anlagen-Technologie“ ab. An der Anlage in der niedersächsischen Gemeinde Werlte wollen die Wissenschaftler die gesamte Prozesskette von der Elektrolyse und Methanisierung bis

hin zur Nutzung optimieren. Dazu gehören technische Optimierungen am Anlagenverbund sowie systemische Analysen zu den Rückkopplungen in den Netzen und im Mobilitätsbereich. Untersucht wird auch, wie Vermarktungswege für die eingespeicherte Energie etabliert werden können. Die Forscher wollen aufzeigen, wie die Gesamtwirtschaftlichkeit der Technologie erreicht werden kann und zur ökologischen Optimierung für die Sektoren Energie und Mobilität beitragen. Die weltweit erste Power-to-Gas-Pilotanlage im industriellen Maßstab bietet die Möglichkeit, Erkenntnisse aus dem laufenden Betrieb einer solchen Anlage zu ziehen.

Synergien im Verbund

Ein besonderer Forschungsschwerpunkt liegt auf den Synergien mit der Biomethananlage des Projektpartners EWE. Die Wissenschaftler prüfen, inwieweit der Wirkungsgrad eines Verbunds Biomethan-/Power-to-Gas-Anlage (PtG-Anlage) durch ein spezifisches Wärmemanagement gegenüber einem Einzelbetrieb der beiden Anlagen gesteigert werden kann. Dieser Ansatz erscheint vielversprechend, denn in der PtG-Anlage gibt es verschiedene Wärmequellen, wie den Elektrolyseur und die Methanisierungseinheit. In der Biomethananlage hingegen wird für einige Prozessschritte Wärme benötigt, zum Beispiel für die Hygienisierung der Abfälle, für die Fermenter-Beheizung und für die Kohlendioxidabtrennung. Ein Austausch der Wärmemengen erscheint naheliegend. Besondere Herausforderungen ergeben sich aber durch den intermittierenden Betrieb der PtG-Anlage, dem ein kontinuierlicher Wärmebedarf der Biomethananlage gegenübersteht.

Ein Großteil des eingespeicherten synthetischen Methans soll als Kraftstoff für Erdgasfahrzeuge genutzt werden. Im Rahmen des Projekts sollen Möglichkeiten gefunden werden, die Erlöse für das erneuerbare Methan und die Kosten für sein Inverkehrbringen zu optimieren. Auf diese Weise soll gezeigt werden, wie PtG-Anlagen innerhalb eines marktwirtschaftlichen Rahmens noch vor Eintreten einer energiewirtschaftlichen Notwendigkeit kostendeckend betrieben und damit weiterentwickelt werden können.

Die Optimierung des Verbunds Biomethananlage/PtG-Anlage soll durch ein umfassendes Monitoring begleitet und dokumentiert werden. Dazu wird ein technisches Konzept mit einer Reihe von Messpunkten entwickelt, mit dem Stoff- und Energieströme in hoher zeitlicher Auflösung über die Dauer des Projektvorhabens erfasst und analysiert werden können. Durch die unterschiedlichen zu analysierenden Betriebsstrategien, die zudem in Abhängigkeit der Situation im Stromnetz, der Witterung usw., also unter wechselnden Bedingungen, umgesetzt und analysiert werden sollen, wird die PtG-Anlage mit erhöhtem personellen Aufwand gefahren. Ziel ist eine Optimierung nach unterschiedlichen Kriterien (Stabilisierung Stromnetz, Reduzierung nicht nutzbarer Strommengen, Wirtschaftlichkeit, Gesamtökologie des Verbunds PtG/BGA, Standfestigkeit Elektrolyse/Methanisierung), sodass schließlich im Sinne einer weitgehenden Automatisierung des Anlagenbetriebs sinnvolle und stabile Regelalgorithmen entwickelt werden können.

Bei der Optimierung im Bereich der Nutzung der eingespeicherten Energiemengen werden systemische Untersuchungen unter Zuhilfenahme klassischer Life-Cycle-Assessments und Szenario-Analysen vorgenommen.

PtG-Anlagen werden ihre Systemdienstleistung nur erbringen können, wenn eine Gesamtwirtschaftlichkeit erreicht werden kann und somit eine gewisse Verbreitung der Technologie über entsprechende Investments möglich erscheint. Daher liegt ein besonderer Fokus auf der Analyse und Optimierung der Stellgrößen, die einen großen Einfluss auf Kosten und Erlöse haben.

Regelbetrieb seit Ende 2013

Im Mai 2011 wurde die Entscheidung getroffen, gemeinsam mit dem Anlagenbauer SolarFuel (heute: ETOGAS) im Emsland eine industrielle Power-to-Gas-Anlage neben eine bestehende Biomethananlage des Energieversorgers EWE zu bauen. Dabei soll das für die Methanisierung benötigte Kohlendioxid aus der Biogasaufbereitung genutzt werden.

Die PtG-Anlage hat ihren Regelbetrieb seit Ende 2013 aufgenommen. Grundsätzliche Vorarbeiten wurden in den Bereichen Monitoring Wärmemanagement, Strombezug sowie Life-Cycle-Analyse und Inverkehrbringen des Energieträgers e-gas in Angriff genommen.

Hinzu kommen in diesem Jahr unter anderem Optimierungsmaßnahmen an der Biomethan-Anlage, die eine verbesserte Versorgung der e-gas-Anlage mit hochkonzentriertem Kohlendioxid gewährleisten sollen. Mit der Inbetriebnahme der e-gas-Anlage im Laufe des Sommers können auf Basis der Monitoring-Installationen Daten erhoben werden und später die ersten technischen Optimierungsmaßnahmen bezüglich des Betriebs der beiden Anlagen im Zusammenspiel eingeleitet werden. Für 2014 und die Folgejahre sind dann ökologische wie ökonomische Optimierungen in der Fahrweise beider Anlagen vorgesehen, insbesondere vor dem Hintergrund der Verfügbarkeit von Substraten für die Biogasanlage und der konkreten Netzsituation (Strom und Gas) am Anlagenstandort Werlte.

2.2 Stromnetze und Infrastruktur

Das deutsche Stromnetz ist weit verzweigt und gut ausgebaut. Unterteilt wird das Netz in

a) Übertragungsnetze (Höchstspannung)

und

b) Verteilnetze, die wiederum in Hochspannungs-, Mittelspannungs- und Niederspannungsnetze unterteilt werden.

Den Netzbetreibern obliegt es, die Netze entsprechend dem Bedarf weiterzuentwickeln und für einen sicheren Betrieb zu sorgen. Im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) werden die Verantwortlichkeiten klar geregelt. Neben der Verantwortung zum Betrieb, der Erhaltung und der Modernisierung des Netzes haben die Netzbetreiber für einen offenen Zugang von Stromhändlern und Stromlieferanten zu den Netzen zu sorgen.

Das deutsche Übertragungsnetz ist derzeit auf vier Gesellschaften aufgeteilt. Dies sind TenneT, 50Hertz Transmission, Amprion und TransnetBW.

Die Übertragungsnetze ermöglichen einen Transport von Strom über große Entfernungen mit einer relativ geringen Übertragungsverlustrate. Der Strom wird mithilfe dieser Netze in ganz Deutschland verteilt und an die Netze der anderen europäischen Staaten angebunden. Das Netz verfügt über circa 35.000 Kilometer. Bisher erfolgt die Übertragung mit Drehstrom und einer Höchstspannung von 220 oder 380 Kilovolt. Zukünftig soll die Übertragung bei den neuen Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen mit bis zu 525 Kilovolt erfolgen.

Mit den Verteilernetzen wird der Strom aus den Übertragungsnetzen bis hin zum Endverbraucher übertragen. Der Strom wird dabei nicht in Gänze diesen Weg gehen, weil Strom auch in die Verteilnetze eingespeist und von dort direkt zum Verbraucher geleitet wird.

Bei den Verteilnetzen wird zwischen Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung unterschieden.

Die Nutzung der verschiedenen Netze und Spannungen dienen dem möglichst verlustarmen Transport von Strom und werden in Abhängigkeit des Transportwegs bestimmt. Umspannwerke und Transformatorenstationen sorgen dafür, dass die Spannung für den Wechsel zwischen den Netzen hoch- oder runtertransformiert wird.

Das Hochspannungsnetz wird mit einer Spannung von 60 bis 220 Kilovolt betrieben. Das Netz umfasst circa 77.000 Kilometer.

Von Mittelspannung spricht man bei sechs bis 60 Kilovolt. Das Leitungsnetz umfasst circa 480.000 Kilometer.

Das Niederspannungsnetz mit 230 oder 400 Volt regelt die Verteilung zu den privaten Haushalten und größtenteils den gewerblichen oder kommunalen Nutzern, sofern sie nicht bereits einen Anschluss an das Hochspannungs- beziehungs-

weise Mittelspannungsnetz haben. Die Länge des Netzes umfasst circa 1.123.000 Kilometer.

Zukünftige Anforderungen an die Stromnetze

Die Änderungen bei der Energieerzeugung sorgen für einen erheblichen Anpassungsbedarf bei den Stromnetzen. Das gilt für alle Stromnetze. Die Schwankungen in der Erzeugung sind durch die Erneuerbaren Energien groß geworden und die Erzeugung folgt nicht mehr dem Bedarf, sondern den Naturgegebenheiten. Zusätzlich stehen wir in Deutschland vor dem Problem, dass es zusätzlich eine örtliche Diskrepanz zwischen den Erzeugungsstandorten und den Nachfragestandorten gibt. Die Erzeugung aus Windenergie ist im Norden sehr ausgeprägt. Im Süden von Deutschland gibt es viele Industriestandorte. Der Ausbau der Übertragungsnetze ist für den zukünftigen Netzbetrieb enorm wichtig und bedeutet ein erhebliches Investitionsvolumen.

Zusätzlich wird diese Thematik durch den Ausbau der Windenergie auf See noch verstärkt. Um dies in den Griff zu bekommen, sind zusätzliche Regeln notwendig, die den Ausbau auf See mit dem Ausbau der Übertragungsnetze an Land harmonisieren.

Der Vorteil der Energieerzeugung auf See liegt in der höheren Verlässlichkeit. Durch die konstanteren Windverhältnisse auf der Nord- und Ostsee ist die Energieerzeugung planbarer als an Land.

Die geeigneten Standorte für Deutschland liegen 20 bis 40 Kilometer vor der Küste in der sogenannten ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ). Andere europäische Länder haben weitaus küstennähere Standorte.

Für die in der Ostsee erzeugte Energie kommt Drehstrom zum Einsatz. Im Gegensatz dazu nutzt man bei dem Strom, der in der Nordsee erzeugt wird, aufgrund der größerer Entfernung in der Regel Gleichstrom.

Welche Offshore-Anbindungsleitungen in den nächsten Jahren gebaut werden sollen, wird alle zwei Jahre mit dem Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) festgestellt, den die Bundesnetzagentur in der Regel zusammen mit dem Netzentwicklungsplan an Land (NEP) bestätigt. Auf dessen Grundlage werden von den Übertragungsnetzbetreibern die erforderlichen Maßnahmen umgesetzt.

Durch die vielen kleinen Einheiten und die höhere Anzahl an Einspeisepunkten sowie durch die Nutzung der deutschen Netze zum Stromhandel zwischen den europäischen Partnern steigt die Belastung der Netze zusätzlich an.

Nur mithilfe neuer Leitungen auf der Höchstspannungsebene kann die Distanz zwischen Erzeugungsschwerpunkten (Norddeutschland) und Verbrauchszentren (Süddeutschland) gelöst werden. Durch das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) sind die rechtlichen Voraussetzungen dafür geschaffen worden.

Die Steuerung und Koordination der unterschiedlich agierenden, dezentralen Komponenten erfolgt durch den informationstechnischen Zusammenschluss mit einem Energiemanagementsystem. Diese sogenannten Virtuellen Kraftwerke (VK) oder Regenerativen Kombikraftwerke (RKW) erweitern die Möglichkeiten zur bedarfsgerechten Energiebereitstellung erheblich. Es reicht jedoch nicht aus, den Energiebedarf jederzeit zu decken, sondern der Betrieb des Netzes muss durch Systemdienstleistungen (SDL) aktiv unterstützt werden. Die Energiewirtschaft bezeichnet diese von den verteilt agierenden, regenerativen Energieträgern geforderte Eigenschaft als Kraftwerkseigenschaft.

Der Begriff Kraftwerkseigenschaften für regenerative Energieanlagen deutet an, dass die Erzeugung entsprechend den Systemanforderungen kontrollierbar und zuverlässig sein muss und die Anlagen das elektrische Netz bei Störungen stützen müssen. Wenn in Zukunft die Erneuerbaren Energien und besonders die Windenergie immer häufiger die gesamte Last im Netz decken, werden die konventionellen Kraftwerke gedrosselt oder ganz abgeschaltet. Dann werden regenerative Energieanlagen, die Systemdienstleistungen

bereitstellen müssen, genutzt, um das Netz stabil zu fahren.

Zu den Dienstleistungen gehören neben der Regelleistungsbereitstellung (Frequenzhaltung, Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve) auch die Blindleistungsbereitstellung (Spannungshaltung) und das Netzengpassmanagement. Weitere Systemdienstleistungen wie die Schwarzstartfähigkeit sind zwar bedeutend, stehen jedoch nicht im Fokus der Herausforderungen. Diese Fähigkeiten basieren auf der Steuerung der Wirk- und Blindleistung der Anlagen sowie dem Verhalten bei Netzstörungen wie zum Beispiel dem Fault-Ride-Through-Verhalten.

Mit Regelenergie wird die Energie, die ein Netzbetreiber benötigt, um unvorhergesehene Leistungsschwankungen in seinem Stromnetz auszugleichen, bezeichnet. Es wird dabei zwischen positiver und negativer Regelenergie unterschieden. Bei dem Ausgleich von plötzlich erhöhter Nachfrage bei nicht ausreichendem Angebot spricht man von **positiver Regelenergie** – mehr Strom muss schnell in die Netze eingespeist werden. Der Ausgleich von erhöhtem Angebot und plötzlich schwacher Nachfrage wird hingegen **negative Regelenergie** genannt – Strom muss aus dem Netz genommen werden. Die Bereitstellung negativer Regelenergie darf nicht mit der Zwangsabregelung von Stromerzeugern im Einspeisemanagement verwechselt werden.

Für den Ausgleich von Leistungsungleichgewichten sind die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission, Amprion, EnBW Transportnetze und TenneT TSO für ihre jeweiligen Regelzonen verantwortlich. Die Übertragungsnetzbetreiber dürfen diesen Ausgleich nicht einfach untereinander herbeiführen, sondern müssen die Regelenergie ausschreiben. Die Verfahrensweise und die Ergebnisse sind unter www.regelleistung.net nachzulesen. Die Ausschreibungen erfolgen für die positive und die negative Regelenergie und für die

- **Primärregelenergie** (wird zur schnellen Stabilisierung des Netzes innerhalb von 30 Sekunden benötigt),
- **Sekundärregelenergie** (muss innerhalb von fünf Minuten in voller Höhe zur Verfügung stehen),
- **Minutenreserve** (wird zur Ablösung der Sekundärregelenergie eingesetzt, ist mit einer Vorlaufzeit von bis zu 7,5 Minuten zu erbringen und wird mindestens 15 Minuten lang in konstanter Höhe abgerufen).

Erdkabel im Übertragungsnetz

Die Planung der Nord-Süd-Trasse im Übertragungsnetz ist auf Widerstand gestoßen. Der rasche Ausbau wurde verhindert, die geplanten Freileitungen konnten nicht errichtet werden. Aufgrund dessen hat sich die Bundesregierung zu einer unterirdisch über Erdkabel erfolgenden Übertragung entschlossen und die gesetzlichen Grundlagen dafür geschaffen. Zukünftig sollen bei den sogenannten Stromautobahnen in Nord-Süd-Richtung aber auch Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ-Leitungen) zum Einsatz kommen (z. B. SuedLink). Aufgrund fehlender Erfahrungen mit Drehstrom erfolgt die Übertragung mit Gleichstrom. Grund ist, dass diese neue Technologie im sogenannten vermaschten Drehstromnetz noch technische Herausforderungen birgt. Diese müssen vor einem weitergehenden Einsatz erst geklärt werden, damit es zu keinen Einschränkungen bei der Versorgungssicherheit kommt. In einem Pilotprojekt im nordrhein-westfälischen Raesfeld werden derzeit erste praktische Erfahrungen gesammelt.

2.3 Stromverbraucher

Bei den Verbrauchern handelt es sich sowohl um private als auch gewerbliche, industrielle oder kommunale Verbraucher.

Der Verbrauch unterliegt tages- und jahreszeitlichen Schwankungen, die teilweise planbar sind. Zusätzlich gibt es Stromanforderungen durch Geräte, die sich verschieben lassen. Das können bei Privatleuten beispielsweise Wärmepumpen und Tiefkühler sein. Das kann zweierlei Effekt haben. Zum einen kann mittels der Steuerung dieses Prozesses der Bedarf dem Angebot angepasst

werden. Das wird in der Praxis nicht vollständig gelingen, kann allerdings sehr effizient sein.

Zum anderen hat der Verbraucher den Vorteil, dass der Strombezug in Zeiten verlegt werden kann, zu denen der Strom günstiger zu beziehen ist. Um das zu ermöglichen, ist der Einbau von sogenannten **intelligenten Zählern** notwendig. Diese Zähler sind mit einer Datenfernübertragung ausgestattet und erlauben so, kurzfristig innerhalb eines Tages schwankende Preise realisieren zu können.

Das gilt nicht nur für private Verbraucher, sondern ebenso für Unternehmen. Diese können durch die gezielte Abschaltung (Lastabwurf) ebenso für eine reduzierte Nachfrage sorgen und zur Netzstabilität beitragen. Dabei kann es sich auch nur um kurzzeitige Abschaltungen handeln, wenn beispielsweise der Wind weniger stark ist. Anstatt dann zusätzliche Kapazitäten der Erzeugung anzufordern, wird der Bedarf – also die Nachfrage – dem Angebot angepasst. Dieses Verfahren hat zudem den Vorteil, dass es keinen Stromverlust durch die Netzübertragung nach sich zieht und damit günstiger ist. Die möglichen Reduzierungen auf der Nachfrageseite reichen in der Regel nicht aus, um die Änderungen durch die nicht nachfrageorientierte Erzeugung im Bereich der Erneuerbaren Energien auszugleichen und wird von den Eingriffen auf der Angebotsseite begleitet.

In den Auswirkungen erzielt die Lastverschiebung die gleichen Effekte wie der Einsatz von Speicherkraftwerken zur Angebotsanpassung: Die Lasterhöhung (Zuschalten der Last bei Stromüberschüssen) entspricht der Ladung eines Speichers, die spätere Lastminderung der Speicherentladung; daher fungiert Lastverschiebung als „virtueller Speicher“.

3 Auswirkungen auf den Bereich der Versicherungen

Für die Versicherungswirtschaft ergeben sich aus diesem Transformationsprozess veränderte (in Bezug auf die bereits vorhandenen) und neue Risiken (durch die neuen Technologien und die Anbindung an die bestehenden).

Die durch die Änderungen herbeigeführten Risiken wirken sich besonders im Bereich der technischen Versicherungen aus. Die Thematik kann aber auch im Bereich der Haftpflichtversicherungen zu Anpassungen führen.

Die Fahrweise der konventionellen Kraftwerke ändert sich. Es werden insgesamt weniger Betriebsstunden gefahren und die Anzahl der Starts nimmt zu. Der daraus resultierenden Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit wird durch den Abbau von Instandhaltungsmaßnahmen oder durch Verlängerung von Wartungs- und Revisionsintervallen versucht zu begegnen. Letztendlich kann es aufgrund der wirtschaftlichen Situation zu hohen Verlusten und in letzter Konsequenz zu Stilllegungen führen. Zudem ist eine Anpassung der Leit- und Anlagentechnik aufgrund der geänderten Verhältnisse erforderlich, da diese nicht für diesen Betrieb ausgelegt sind. Das führt zu einem erheblich größeren Schadenrisiko in Bezug auf die Sachschäden als auch auf die daraus resultierenden Schäden durch die Betriebsunterbrechung.

Die Regelung von Revisionsintervallen nach Betriebsstunden ist vor dem Hintergrund der geänderten Fahrweise nicht mehr sinnvoll, da die höhere Belastung durch die Vielzahl von Starts nicht erfasst wird.

Wenn die Stromspannung von 50 Hertz zu sehr schwankt, weil die Netzbetreiber es nicht schaffen, die Spannung konstant zu halten, kann es zu unplanmäßigen Abschaltungen mit erheblichen Schäden an den herkömmlichen Energieerzeugungsanlagen kommen.

Auf der anderen Seite ergeben sich auch Chancen durch neue Einnahmemöglichkeiten. Die Ausschreibungen im Bereich der Regelenergie können für die Betreiber von konventionellen Kraftwerken zusätzliche Einnahmen bedeuten. Die Regelenergie wird von den Netzbetreibern nach einem festgelegten Verfahren regelmäßig für einen bestimmten Zeitraum ausgeschrieben. Die Ausschreibung erfolgt für die Primär-, Sekundärregelenergie und die Minutenreserve getrennt. Die Erzeuger können Angebote abgeben, die den Preis und die bereitgestellte Menge enthalten. Der Netzbetreiber wählt im Bedarfsfall die für ihn günstigsten Angebote aus und der Erzeuger erhält die entsprechende Vergütung. Die Ergebnisse werden unter www.regelleistung.net veröffentlicht. Die Ausschreibung betrifft dabei sowohl die positive als auch die negative Regelenergie. Von positiver Regelenergie spricht man, wenn zusätzliche Erzeugungskapazitäten angefordert werden und von negativer Regelenergie, wenn die Nachfrage reduziert wird. Damit kommt es auch bei Unternehmen, die keine Energieerzeugung haben, zu Schwankungen, die bei der Risikoerfassung nicht berücksichtigt werden. Diese Unternehmen können dann dafür, dass sie im Bedarfsfall ihren Bedarf reduzieren, Vergütungen erhalten. Die dadurch erzielten Einnahmen können in die Versicherungssummen der Betriebsunterbrechungsversicherung einfließen, obwohl sie mit der eigentlichen Produktion des Unternehmens nichts zu tun haben.

Die Folgen für die Versicherer liegen in der gestiegenen Schadeneintrittswahrscheinlichkeit durch die höheren Belastungen der Anlagen beim An- und Abfahren und die Kosteneinsparungen im Bereich der Wartung und Instandhaltung. In den VDI-Nachrichten ist dazu am 27. Oktober 2016 ein Artikel unter der Überschrift „Kraftwerke fahren auf Verschleiß“ erschienen. Im Bereich der Betriebsunterbrechungsversicherung wird die Risikoerfassung und die Berechnung von möglichen Ausfallschäden wesentlich schwieriger und unübersichtlicher. Die Folge der veränderten Fahrweise ist eine bei Weitem ungleichmäßigere Verteilung der Einnahmen über das Jahr mit einer großen Schwankungsbreite. Zusätzlich ist die Bereitstellung von Regelenergie weniger erfassbar. Durch den Ausschreibungsprozess und die Volatilität bei der Anforderung sind mehr Variablen zu berücksichtigen.

Trotz des aufgezeigten höheren Risikos sinken dadurch tendenziell die Versicherungssummen – und damit einhergehend auch die Prämien – im Bereich der Betriebsunterbrechungsversicherung.

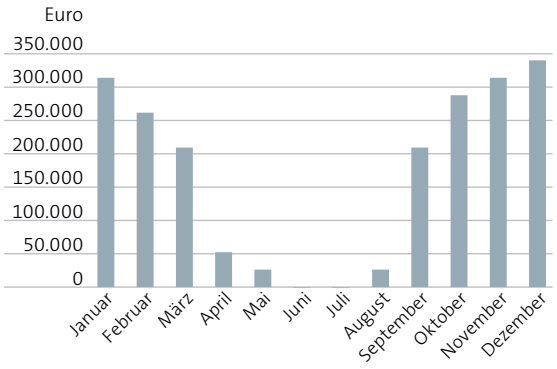


Abbildung 3: Verteilung der Versicherungssumme über das Jahr; Quelle: Teko

Durch den Merit-Order-Effekt wird zugunsten der Erneuerbaren Energien auf den Strom aus dem Bereich der konventionellen Kraftwerke verzichtet. Die vorrangige Einspeisung von aus Erneuerbaren Energien erzeugtem Strom ins Netz ist gesetzlich verankert.

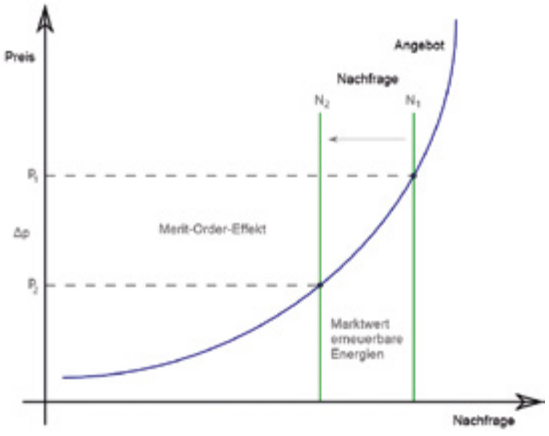


Abbildung 4: „Merit-Effekt“; Quelle: Wikipedia, Andromedus

Eine weitere neue Thematik entsteht durch die teilweise Befreiung der Netzkosten der strombeziehenden Unternehmen. Diese ist abhängig von der Höhe des Strombezugs und der Benutzungsdauer.

Unternehmen mit einem Strombezug von mehr als zehn Gigawattstunden pro Jahr können ein reduziertes Netzentgelt gemäß § 19 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) beantragen.

Die Verordnung sieht folgende Staffel vor:
20 Prozent des Netzentgelts bei > 7.000 VBh/a
15 Prozent des Netzentgelts bei > 7.500 VBh/a
10 Prozent des Netzentgelts bei > 8.000 VBh/a

Durch die Befreiung zahlt das Unternehmen den sich nach der Staffel ergebenden geringeren Anteil des Netzentgeltes. Zeigt sich jedoch nach Ablauf des Jahres, dass der Strombezug geringer war, dann ist das entsprechend höhere Entgelt nachzuentrichten. Im Falle des vollständigen Wegfalls der Befreiung und im Vorfeld angesetzter höchster Befreiungsstufe kann es zu einer Verzehnfachung des Netzentgeltes kommen.

Das kann beispielweise durch einen größeren Schaden an den Produktionsanlagen ausgelöst werden. Der Ausfall der Produktion durch einen Maschinenschaden für eine Dauer von 42 Tagen kann bei einem Durchfahrbetrieb bereits den Wegfall bedeuten.

Hierzu ein Beispiel: Ein Betrieb plant einen Strombezug in Höhe von 98,4 Gigawattstunden pro Jahr bei einer Bezugsspitze von zwölf Megawatt und einer Bezugsdauer von 8.200 vorläufigen Betriebsstunden im Jahr (VBh/a).

Durch einen Maschinenschaden kommt es zu einer Betriebsunterbrechung von zwei Wochen. In der Zeit werden 3,6 Gigawattstunden weniger als geplant bezogen. Die Benutzungsdauer reduziert sich auf 7.900 Betriebsstunden im Jahr. Die Voraussetzungen für die höchste Befreiungsstufe sind damit nicht mehr gegeben – trotz des weiterhin deutlich über zehn Gigawattstunden liegenden Bezugs.

Wenn das auf zehn Prozent reduzierte Leistungsentgelt 500.000 Euro beträgt, dann verdoppelt es sich auf 1.000.000 Euro, wenn der Betrieb nur noch eine auf 20 Prozent reduzierte Netzentgeltbefreiung erhält. Bei vollständigem Wegfall erhöht sich das Netzentgelt auf 5.000.000 Euro.

Die Preisregelung für das Netzentgelt ist nachfolgender Tabelle zu entnehmen.

	Jahresbenutzungsdauer ≥ 2.500 h/a			
Entnahmestelle im	Leistungspreis EUR/kW/a Netto	Leistungspreis EUR/kW/a Brutto	Arbeitspreis Ct/kWh Netto	Arbeitspreis Ct/kWh Brutto
Hoch-spannungsnetz	40,61	48,32	0,07	0,08
einschl. Umspannung	43,92	52,27	0,33	0,39
Mittel-spannungsnetz	44,34	52,76	0,56	0,67
einschl. Umspannung	54,74	65,15	0,46	0,55
Nieder-spannungsnetz	39,93	47,52	1,36	1,62

Quelle: Teko

Für den Versicherer ergibt sich damit die Situation, dass neben dem eigentlichen Produktionsausfall ein „weiterer“ Schaden hinzukommen kann. Dabei handelt es sich um ein separates Risiko, das erfasst und kalkuliert werden müsste.

Das Gleiche gilt für Unternehmen, die von der EEG-Umlage teilweise befreit sind. Das sind Unternehmen mit einem Stromverbrauch, der bei mehr als einer Gigawattstunde pro Jahr liegt. Wenn der Bezug von einer Gigawattstunde unterschritten wird, entfällt die Ermäßigung. Geregelt wird das in den §§ 40 ff. des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG).

Der Strompreis für den Verbraucher steigt durch die vielen Umlagen und die steigende Höhe der Umlagen. Ab 2017 wird die EEG-Umlage auf 6,88 Cent pro Kilowattstunde steigen.

Das führt dazu, dass die Erzeuger von Strom nach Möglichkeit den Strom nicht mehr ins Netz einspeisen, sondern für die Abdeckung des eigenen Bedarfs nutzen. Das ist insbesondere bei Unternehmen der Fall, die für die Herstellung eines Produkts Strom benötigen und eigene Energieerzeugungsanlagen besitzen. Der Vorteil liegt in der kostengünstigeren Produktion. Im Falle der Unterbrechung durch einen Schaden muss der Strom aus dem Netz bezogen werden. Dadurch entstehen dem Unternehmen höhere Kosten (Mehrkosten).

Eine weitere Thematik stellt die Erzielung von Umsatzerlösen für die vermiedene Netznutzung bei der Erzeugung von regionalem Strom dar. In § 18 der StromNEV finden sich die Regelungen und Voraussetzungen hierzu. Erzeuger von Strom, die keine Förderung gemäß EEG erhalten und Strom vor Ort erzeugen, bekommen eine Vergütung, wenn Strom nicht durch die Netze oder besser gesagt nicht durch alle Ebenen der Netze geleitet werden muss, weil der Strom in der Nähe verbraucht wird. Die Höhe der Vergütung richtet sich nach dem Netz, in das das Unternehmen einspeist. Wenn das Unternehmen auf Niederspannungsebene den Strom einspeist, wurden Höchst- und Mittelspannungsnetz vermieden und der Energieerzeuger erhält daraus die mögliche Vergütung. Speist das Unternehmen in das Mittelspannungsnetz, dann fällt die Vergütung geringer aus, weil nur das Höchstspannungsnetz vermieden wurde. Die Vergütung ist jedoch nicht nur von der Netzebene der Einspeisung abhängig, sondern auch von der selbst erzeugten Spitze im Mai und der Spitze des vorgelagerten Netzbetreibers im November. Die Spitze ist die über eine Viertelstunde gemessene Höchstleistung. Es handelt sich damit um eine zeitunabhängige Vergütung, die zudem vom Unternehmen nur teilweise beeinflusst werden kann. Die Vergütung für die vermiedene Netznutzung kann sich je nach Unternehmen im siebenstelligen Eurobereich bewegen. Das ist zum Beispiel bei Stadtwerken der Fall. Für den Betriebsunterbrechungsversicherer handelt es sich aufgrund des Anfallcharakters um ein Spitzenrisiko. Der Informationsbedarf des Versicherers ist bei diesen Risiken ebenfalls höher.

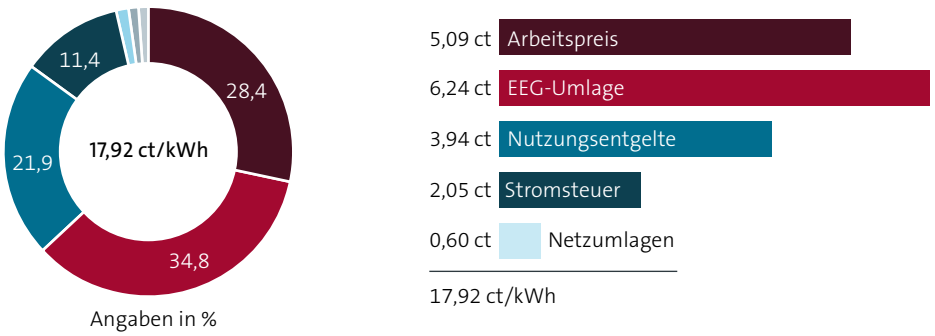


Abbildung 5: Zusammensetzung des Strompreises je Kilowattstunde; Quelle: Teko

4 Fazit

Eingeleitet durch die zunehmende Bedeutung der Erneuerbaren Energien, die Klimaziele und den Ausstieg aus der Kernenergie befindet sich der Stromsektor in einem Wandel, der mit einem erheblichen Aufwand verbunden ist. Die Veränderungen sind dabei so einschneidend wie noch nie seit Bestehen der Bundesrepublik. Die Veränderungen beschränken sich nicht auf Deutschland und führen europaweit zu bedeutenden Wandlungen.

Von vielen Kreisen wird dies als das Projekt unseres Jahrhunderts betrachtet. Die Neuerungen sind für alle Seiten signifikant und aufgrund des lange andauernden Veränderungsprozesses immer wieder herausfordernd.

Die Kreation von sogenannten intelligenten Netzen ist der Versuch, diesen Veränderungsprozess zu begleiten.

Durch die immer stärkere Verknüpfung von Angebot, Transport und Nachfrage mittels verbundenen Steuerungen ist die Anfälligkeit für sogenannte Cyberrisiken ebenfalls gestiegen beziehungsweise wird noch weiter steigen. Bei der großen Anzahl von Einheiten ist ein großes Feld von Angriffsflächen gegeben. Kriminelle Elemente können sich dies zunutze machen und mit Angriffen drohen, wenn nicht Zahlungen erfolgen. Außerdem kann durch das Vorgeben einer erhöhten Nachfrage, die ein erhöhtes Angebot nach sich zieht, der Zusammenbruch eines oder aller Netze erreicht werden.

Durch weitere technische Entwicklungen können und müssen sich weitere Änderungen ergeben. Noch sind nicht alle Probleme im Kontext des eingeleiteten Wandels gelöst und die Aufrechterhaltung der Stromversorgung und der Netzstabilität ist ohne die konventionellen Stromerzeuger derzeit noch Zukunftsmusik.

Die Versicherungswirtschaft und speziell der Bereich der Technischen Versicherung steht vor der großen Aufgabe, diesen Veränderungsprozess zu begleiten. Dabei ist eine aktive Rolle eine Zielsetzung, aber auch eine Herausforderung. Dieser Aufgabe stellen sich die deutschen Versicherer, wie auch schon mit dem Code of Conduct im Bereich der Offshore-Windenergie gezeigt.

Die sich ergebenden Veränderungen werden immer komplexer und anspruchsvoller und die dabei zutage tretenden möglichen Unterbrechungen können nicht allein von einem Risikoträger bewältigt werden.

5 Quellenangaben

www.tennet.eu/de/unsere-kernaufgaben/netzanschluss-und-systemdienstleistungen/systemdienstleistungen/

www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Netze-und-Netzausbau/stromnetze-der-zukunft.html

difu.de/publikationen/difu-berichte-12012/energiewende-eine-strategische-herausforderung-fuer-die.html

www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Analysen/Trends_im_deutschen_Stromsektor/Analyse_Energiewende_Paradox_web.pdf

www.bos-ten.net

germanwatch.org/5465

bdi.eu/artikel/news/steigende-stromkosten-herausforderung-fuer-die-industrie/

www.eon.com/de/ueber-uns/publikationen/standpunkte/archive-eon-points-of-view-2013/die-energiewende-herausforderung-fuer-die-deutsche-volkswirtschaft-und-fuer-eon.html

www.agora-energiewende.de/de/presse/agoranews/news-detail/news/was-getan-werden-muss-um-europas-stromsektor-fit-zu-machen-fuer-die-2030-herausforderung/News/detail/

ejournals.duncker-humblot.de/doi/abs/10.3790/vjh.82.3.155

www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2014/th2014_05_01.pdf

www.bundesnetzagentur.de/

www.wemag.com/ueber_die_wemag/oekostrategie/Energiespeicher/Batteriespeicher/

www.sma-sunny.com/tag/batteriespeicher/

www.sma.de/produkte/batterie-wechselrichter.html

de.wikipedia.org/wiki/Batterie-Speicherkraftwerk

www.regelleistung.net

www.photovoltaik.org/wissen/smart-grid

www.smartgrids-net.de/

www.wemag.com/ueber_die_wemag/oekostrategie/Energiespeicher/Batteriespeicher/

www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/stromspeicher/photovoltaik-speicher

Aichele/Doleski (Hrsg.): Smart Market – Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt, Springer Vieweg, 2014

European Commission: JRC-IET: JRC Scientific and Policy Reports. Smart Grid projects in Europe: Lessons learned and current developments. Europäische Kommission, 2013

Knab/Strunz/Lehmann: Smart Grid: The Central Nervous System for Power Supply – New Paradigms, New Challenges, New Services, Universitätsverlag der TU Berlin, Berlin 2010

VDE/FNN: Herausforderungen beim Umbau der Netze. Berlin 2011

Augenstein/Einhellig/Kohl: Die Realisierung des „Smart Grids“ – in aller Munde, aber nicht in der Umsetzung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 61. Jg., Heft 7, etv Energieverlag GmbH, Essen 2011, S. 28–31

IX Betriebsunterbrechungsrisiken im Bereich der Erneuerbaren Energien

IX Betriebsunterbrechungsrisiken im Bereich der Erneuerbaren Energien

Einleitung

Für den Betreiber von Anlagen im Bereich der Erneuerbaren Energien bestehen – neben Haftungsrisiken – zwei Schwierigkeiten. Zum einen muss infolge eines Schadens die Anlage selbst wiederhergestellt werden, und zum anderen entfällt in der Zeit des Ausfalls der geplante Ertrag.

Der geplante Gewinn dient der Finanzierung, der Deckung der Kosten und der Gewinnerzielung aus dem Betrieb der Anlagen. Nach Ablauf der Finanzierung wird der Gewinnanteil höher. Der Anteil der Kosten kann durch einen gestiegenen Erhaltungsaufwand ebenfalls steigen.

In die betriebswirtschaftliche Planung müssen diese Aspekte miteinbezogen und in den verschiedenen Lebensphasen der Anlagen entsprechend berücksichtigt werden. Das Gleiche gilt für Schwankungen bei den Einnahmen. Die Vergütungspreise sind zwar im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgelegt, aber die Erzeugungsmenge und die Kosten der Erzeugung schwanken.

Durch die im Laufe der Jahre immer weiter gesunkenen Vergütungssätze gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz ist ein zusätzlicher Druck hinsichtlich der Ausführungen der Anlagen entstanden.

Menschliches Versagen oder Fehler sind bei jeglicher Technik ein Faktor. Durch fehlerhafte Installation, Wartung oder Einstellung der Anlagen entstehen häufig Schäden. Dieser Faktor ist nicht unbedeutend, er wird im Folgenden aber nicht besonders betrachtet, weil er kein spezifisches Problem der Erneuerbaren Energien allgemein oder einer darunter gefassten Technik ist.

Die Auswirkungen dieser einzelnen Aspekte kommen bei den einzelnen Bereichen der Erneuerbaren Energien unterschiedlich zum Tragen und werden in den folgenden Kapiteln dargestellt.

Die Darstellung der einzelnen Techniken steht nicht im Vordergrund dieses Kapitels. Hierfür stehen die entsprechenden Kapitel zur Windenergie etc. zur Verfügung.

Im Folgenden wird auf die allgemeine Situation im Bereich der Erneuerbaren Energien eingegangen. In den Unterkapiteln werden spezielle Aspekte in den einzelnen Bereichen dargelegt.

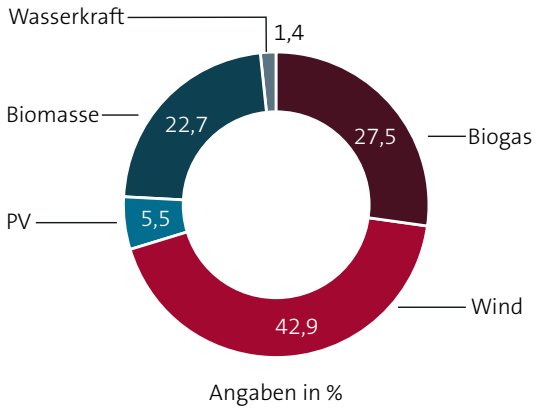


Abbildung 1: Prämienverteilung Erneuerbare Energien; Quelle: Teko

1 Windenergieanlagen

Den höchsten Anteil an den Erneuerbaren Energien hat die Windenergie. Bei der Betrachtung der Risiken ist zwischen den Windenergienanlagen an Land (onshore) und denjenigen auf dem Wasser (offshore) zu unterscheiden. Die betriebswirtschaftlichen Risiken sind nicht nur aufgrund der Höhe der Investitionsvolumen sehr unterschiedlich, sondern auch wegen der unterschiedlichen Bedingungen an Land und auf dem Wasser.

Abbildung 2: Durch Brand beschädigte Windenergieanlage; Quelle: Teko

1.1 Onshore

Im Jahr 2015 wurden 77,1 Terawattstunden aus dem Bereich der Windenergie onshore erzeugt. Die Anzahl der Anlagen betrug 25.980 mit insgesamt 41,7 Gigawatt installierter Leistung. Bei den aufgestellten Anlagen handelt es sich um Anlagen verschiedener Größen, die entweder einzeln oder in Windparks stehen.

Der Betreiber von Windenergieanlagen hat sich bei den Risiken der Betriebsunterbrechung neben denen aus der Technik, den Wetterverhältnissen und dem Kostenmanagement auch mit der rechtlichen Seite aus dem Netzanschluss zu beschäftigen.

Die Erlöse werden durch die im Erneuerbare-Energien-Gesetz geregelte Einspeisevergütung erzielt. Es besteht aber auch die Möglichkeit der Direktvermarktung mit dem Ziel, hieraus höhere Erträge zu erzielen. Weitere Optionen gibt es zurzeit nicht.

Der hohe Anteil an Erneuerbaren Energien und insbesondere der Windenergie führte zu einer Anpassung im Erneuerbare-Energien-Gesetz bezogen auf die Einspeisung. Die Netzanschlussregeln mussten bezüglich der Netzsicherheit geändert werden. Gerade an windreichen Tagen kann es zu Abschaltungen von Windenergieanlagen durch den Netzbetreiber kommen. Durch die Windanlagensteuerung ist dies möglich. Der Wunsch der Netzbetreiber, einen direkten Zugriff auf die Windparksteuerung zu bekommen, um die Energieerzeugung in dem Park wie in einem Kraftwerk regeln zu können, ist durch die Zunahme der Erzeugung aus diesem Bereich immer größer geworden. Das EEG 2009 verpflichtet Betreiber von Anlagen mit mehr als 100 Kilowatt installierter Leistung dazu, diese mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung sowie zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung auszurüsten. Die Bundesregierung regelt in der Rechtsverordnung zur Verbesserung der Netzintegration bei Windenergieanlagen vor allem die Anforderungen

- an das Verhalten der Anlagen im Fehlerfall,
- an die Frequenzhaltung,
- an das Nachweisverfahren,
- an den Versorgungswiederaufbau (zusätzlich nur bei Neuanlagen),
- an die Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung,
- bei der Erweiterung bestehender Windparks (zusätzlich nur bei Altanlagen) sowie
- bei der Nachrüstung von Altanlagen in bestehenden Windparks.

1.1.1 Technische Risiken

Die Risiken sind begründet in den Windenergieanlagen, der Peripherie und dem Netzanschluss der Anlagen.

Die Belastung der Anlagen ist durch die wechselhaften Bedingungen (Windverhältnisse) deutlich höher als bei anderen Risiken, der Anspruch an die Haltbarkeit der Komponenten entsprechend schwieriger. Die Lebenserwartung einer Windenergieanlage von 20 Jahren kann nicht von allen Komponenten erzielt werden. Durch den Schaden an der Technik entstehen vielfach längere Betriebsstillstände. Zu den Komponenten mit den längsten Lieferzeiten zählen Getriebe, Generatoren und Transformatoren. Darüber hinaus haben Kabelschäden zugenommen.

Wenn es zu Brandschäden kommt, hat das in der Regel einen Totalschaden zur Folge.

Ursachen hierfür liegen in der Überlastung von elektrischen Anlagen. Das Versagen von Bremssystemen und ein Schmiermittelmangel in Generator- oder Getriebelagern können ebenfalls Brandschäden auslösen.

Löschsysteme in der Gondel sind meistens nicht vorhanden. Da die Gondeln für die Feuerwehr bei der Brandbekämpfung zudem nicht zu erreichen sind, kann die Feuerwehr die Anlage nur kontrolliert abbrennen lassen und dafür sorgen, dass es nicht zu weiteren Schäden durch abstürzende Teile infolge des Brands kommt. Die Anzahl dieser Schäden ist zwar relativ gering, aber dafür sind die finanziellen Folgen umso größer.

Die Ausfalldauer hängt von den Reparaturzeiten, den Lieferzeiten der beschädigten oder zerstörten Teile, dem Wetter und der Verfügbarkeit von Auto- oder Raupenkränen ab.

1.1.2 Naturgefahren

Die häufigsten Schäden an den Anlagen entstehen durch Blitzschlag. In der Regel beschränken sich die Schäden auf die Flügel. Bei falschem oder unzureichendem Blitzschutz kann es zu Schäden an weiteren Komponenten kommen, bis hin zum Totalschaden durch Brand.

Weiterhin sind Schäden aus Starkwind oder Überschwemmungen nicht häufig, aber auch nicht auszuschließen. Insbesondere bei Starkwind kann ein Versagen der Bremssysteme zu einem Brand oder einem Schaden durch Überdrehzahl führen.

1.1.3 Behördliche Auflagen

Ist der Schaden so groß, dass eine Neuerrichtung der Windenergieanlage notwendig ist, sind die behördlichen Auflagen zu berücksichtigen. Im Genehmigungsbescheid für die Errichtung einer Windenergieanlage ist der Anlagentyp festgeschrieben. Der Betreiber hat keine Möglichkeit, eine neue Anlage auf dem Platz der beschädigten Anlage zu errichten, wenn der Genehmigungsbescheid nicht mehr gültig ist oder keine Genehmigung für ein Repowering vorliegt. In beiden Fällen ist ein neues Genehmigungsverfahren notwendig, das die Betriebsunterbrechung zusätzlich verlängert.

1.1.4 Wartungsverträge

Wartungsverträge können das Risiko des Betreibers begrenzen. Dabei gibt es verschiedene Ausprägungen der Wartungsverträge. Vom Vertrag – der lediglich die Arbeiten der normalen Wartungen umfasst – bis hin zum Vollwartungsvertrag besteht eine große Spannbreite. Enercon hat mit dem Enercon PartnerKonzept (EPK) als erster Hersteller einen Vollwartungsvertrag auf den Markt gebracht. Andere Hersteller haben nachgezogen, und es existieren auch herstellerunabhängige Firmen, die entsprechende Verträge anbieten.

Die Schwierigkeit bei der Betrachtung derartiger Verträge liegt in den unterschiedlichen Ausprägungen. Der Inhalt muss sehr genau geprüft werden. Ein Vollwartungsvertrag kann viele Einschränkungen beinhalten, die Risiken aus dem Vollwartungsvertrag ausschließen. Der Ausschluss kann sich dabei auf bestimmte Teile grundsätzlich beziehen oder auch Einschränkungen nach einem

Punktesystem oder durch Höchstgrenzen festlegen. Genauso ist zu prüfen, ob einzelne Risiken ausgeschlossen wurden. In der Regel sind alle Gefahren, die von außen auf die Anlage einwirken, ausgeschlossen. Schäden durch Windgeschwindigkeiten unterhalb der vom Hersteller angegebenen Überlebenswindgeschwindigkeiten sollten allerdings mitabgedeckt sein.

Leider lässt sich aus der Vertragstypbezeichnung des Vollwartungsvertrags keine verlässliche Aussage über den bestehenden Deckungsinhalt treffen, da auch diese Verträge variieren.

Für die herstellerunabhängigen Anbieter besteht zusätzlich die Schwierigkeit der Bevorratung der Ersatzteile, um diese im Schadenfall zur Verfügung zu haben.

Die Vollwartungsverträge enthalten eine bestimmte zugesagte Verfügbarkeit der Windenergieanlage oder des Windparks. Die Berechnung dieser Verfügbarkeit setzt sich aus verschiedenen Faktoren wie geplanten Stillständen, Stillständen außerhalb des Einflussbereichs der Wartungsfirma, Reparaturstillständen und anderen zusammen. Es gibt hierfür ebenfalls keine einheitliche Definition. Die definierte Verfügbarkeit liegt in der Regel zwischen 95 und 97 Prozent. Wird die Verfügbarkeit unterschritten und ist die Unterschreitung vom Wartungsunternehmen zu verantworten, dann werden Zahlungen an den Betreiber fällig.

Das Risiko von Schäden, die nicht vom Wartungsvertrag erfasst sind, verbleibt beim Betreiber.

1.1.5 Schadenbetrachtung aus Sicht der Maschinenbetriebsunterbrechungsversicherung

Die oben aufgeführten Faktoren stellen durch die damit verbundene Variabilität eine große Herausforderung für den Versicherer dar. Dies bezieht sich zum einen auf den notwendigen Versicherungsschutz und zum anderen auf die Berechnung des jeweiligen Ausfallschadens.

In Abhängigkeit von dem eingetretenen Schaden müssen die einzelnen Faktoren betrachtet werden, um die Entschädigungsleistung ermitteln zu können. Die zu berechnende Energiegewinnung ist dabei in erster Linie abhängig von den Windverhältnissen im Ausfallzeitraum.

Ist eine benachbarte, baugleiche Anlage vorhanden, dann kann diese als Referenz herangezogen werden. Voraussetzung dafür ist allerdings, dass die Anlage in dem Zeitraum nicht selbst aufgrund eines Schadens oder einer Wartung gestanden hat. Sind keine Vergleichswerte vorhanden, wird der Aufwand wesentlich größer, um festzustellen, wie viel Wind an den jeweiligen Tagen vorhanden war und welche Energieausbeute daraus hätte erzielt werden können.

Neben den bereits erwähnten Faktoren kann der Ausfall der Windenergieanlage auch durch einen Schaden am Umspannwerk oder der parkexternen Verkabelung erfolgen. Dieser Schaden (Rückwirkungsschaden) kann ebenfalls versichert werden. Insbesondere, wenn es sich um einen Windpark handelt, hat der Schaden am Umspannwerk einen Ausfall des gesamten Windparks zur Folge.

Bei der Erweiterung von Windparks kann es sein, dass die neue Windenergieanlage mit einer alten verkabelt wird und der Ausfall der bereits vorhandenen Anlage zum Ausfall der neuen Anlage führt. Der daraus resultierende Bedarf zur Absicherung ähnelt demjenigen, der bei einem Ausfall von Umspannwerken eintritt. Unterschiede können sich durch die Eigentumsverhältnisse der einzelnen Windenergieanlagen ergeben.

Variable Kosten fallen bei Onshore-Windenergieanlagen so gut wie nicht an und können bei der Schadenbetrachtung vernachlässigt werden.

1.2 Offshore

1.2.1 Besonderheiten von Standorten auf See

An den guten Standorten im Küstenbereich liegt die Jahresenergieproduktion einer Windenergieanlage bei circa 25 bis 30 Prozent des bei Volllast theoretisch möglichen Jahresertrags. An Offshore-

Abbildung 3: Trianel Offshore-Windpark Borkum West II; Quelle: Teko

Standorten werden wegen der konstanteren und höheren Windgeschwindigkeiten merklich höhere Auslastungen der Windkraftwerke erwartet, die zwischen 45 und 50 Prozent (3.942 bis 4.380 Vollstunden) liegen könnten. Daraus ist zu entnehmen, dass theoretisch circa 66 Prozent mehr Stromausbeute möglich wären. Zu beachten ist, dass die Einschaltwindgeschwindigkeiten der Windkraftanlage zwischen 2,5 und 4,0 Metern pro Sekunde liegen und die Abschaltung meist bei circa 20 bis 25 Metern pro Sekunde erfolgt. Die Nennleistung wird bereits bei circa zwölf bis 15 Metern pro Sekunde erreicht.

Berücksichtigt werden muss, dass durch die Trafo- und Leitungsverluste zum Festland nicht unerhebliche Verluste bei der Übertragung bis an Land erfolgen und sich die zu vergütende Strommenge damit reduziert.

Bei Offshore-Windparks ist eine Reservehaltung an Land unerlässlich, um die Verfügbarkeit der Anlagen sicherzustellen.

In Abhängigkeit der Größe des Windparks und seiner Entfernung zum Einspeisepunkt am Festland wird die elektrische Energie mittels Seekabel entweder direkt oder über eine Umspannstation im Windpark an Land geführt.

Diese Seekabel müssen vor Beschädigungen durch von außen einwirkende Ereignisse geschützt werden. Dies geschieht in der Regel durch Einspülen des Seekabels in den Untergrund. An neuralgischen Punkten wie zum Beispiel der Kreuzung von Schifffahrtsrouten bieten über den Seekabeln angebrachte Steinschüttungen oder Spezialmatten zusätzliche Sicherheit. Die Verlegung erfolgt mit Spezialschiffen. Es gibt nur wenige Firmen, die das hierfür erforderliche Know-how mitbringen. Die Querung bereits im Meer liegender Leitungen (Crossings) sowie von Deichen an der Küste mit Horizontal Directional Drilling (HDD) stellen besonders hohe Anforderungen an die Projektierung und die ausführenden Unternehmen dar.

Bei Offshore-Anlagen sind zusätzlich die Wetterabhängigkeit bei der Erreichbarkeit der Anlagen und die Abhängigkeit von der Verfügbarkeit der notwendigen Service- beziehungsweise Spezialschiffe (Kranschiff, Jack-up, Kabelverleger) zu berücksichtigen. Für umfangreiche Retrofit- oder Schadenbehebungsmaßnahmen kann es sich als günstiger erweisen, die gesamte Gondel an Land zu bringen, um dort wetterunabhängig notwendige Arbeiten ausführen zu können.

Offshore-Kraftwerke speisen in das 380-Kilovolt-Netz ein. Die Netzanbindungen zählen mit zu den Haupt-Risikokomponenten eines Offshore-Kraftwerks. Im Schadenfall sind alle angebundenen Windenergieanlagen vollständig vom Netz getrennt, sofern keine Redundanzen bestehen. Das Gleiche gilt für zentrale Kabeltrassen zur Anbindung eines Parks an den Einspeisepunkt in das Verteilernetz, wie sie bei heutigen Offshore-Windparks üblich ist. Hier wird die Planung gefordert, die zwischen redundanten oder einfachen Lösungen betriebswirtschaftliche Abwägungen zu treffen hat. Die Seekabelverbindungen zwischen den einzelnen Windenergieanlagen mit Entfernungen von 500 bis 1.000 Metern erfordern technische Innovationen. Rein optisch könnte ein Windpark eine rechteckige oder quadratische Form erhalten, mit einer Kantenlänge von zum Beispiel zehn Kilometern. Bei beispielsweise 120 Windenergieanlagen eines Windparks werden Untergruppen gebildet, die an zentrale Mittelspannungsschaltanlagen gebündelt werden. Diese Mittelspannungsschaltanlagen werden in einem Umspannwerk zusammengefasst. Im Mittelspannungsbereich können die Windenergieanlagen zu fünft oder zehnt in Stich- oder Ring-

leitungen gebündelt werden. Das hätte den Vorteil, dass beim Ausfall einer Stich- oder Ringleitung nur eine begrenzte Zahl von Anlagen betroffen ist. Fällt die Sammelleitung aus, wäre die Anzahl wesentlich höher.

Die heute existierenden Hochspannungsnetze an Land sind größtenteils ausgelastet und können die Aufgabe der Abführung zusätzlicher Offshore-Leistung mit Sicherheit nicht erfüllen. Für den Zeitraum von 2012 bis 2020 müssten nach heutiger Planung weitere vorgesehene Leistungen über Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen (HGÜ) in die südlich gelegenen Ballungs- und Verbrauchszentren transportiert und dort in das Verbundnetz eingespeist werden, wozu diese Transportkapazitäten in die Mitte und den Süden Deutschlands gleichzeitig deutlich ausgebaut werden müssten.

Bei größeren Windparks ist es wirtschaftlich, den erzeugten Strom auf einem höheren Spannungsniveau und gegebenenfalls als Gleichstrom vom Windpark ans Festland zu transportieren, um Übertragungsverluste zu minimieren. Die hierfür erforderliche Technik wird auf einer eigenen Plattform zusammengefasst.

Um die Anzahl der Seekabelverbindungen zu den Netzknoten an Land nicht unnötig in die Höhe zu treiben, fasst der Netzbetreiber jeweils mehrere Windparks zu Clustern zusammen und stellt pro Cluster eine große Umspannplattform bereit, die den Strom aus den einzelnen parkeigenen, kleineren Plattformen des Clusters übernehmen kann.

Der Standort dieser Plattform wird in Abhängigkeit von den Umgebungsbedingungen festgelegt. Aufgrund der zentralen Bedeutung für den Betrieb des Windparks wird in der Regel ein Standort gewählt, der möglichst wenig den Gefahren durch die Schifffahrt ausgesetzt ist. Zusätzlich können auf den Plattformen für die Umspannstation Aufenthaltsräume für Wartungspersonal und Notstrom-Dieselaggregate für den Windpark untergebracht werden. Die Dieselaggregate sollen bei einer Störung der Verbindung zum Land die Energieversorgung der überlebenswichtigen Funktionen des kompletten Windparks sicherstellen.

Bei größeren Entfernungen zum Festland muss für die Übertragung der elektrischen Leistung Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung eingesetzt werden, um Leitungsverluste zu minimieren. Die entsprechenden Gleichrichter auf der Seeseite der Kabel müssten dann ebenfalls auf dieser Plattform untergebracht werden. Diese Technik wird erstmals auf der Plattform BorWin Alpha eingesetzt, um die Verluste durch die 125 Kilometer lange Seekabelverbindung über Norderney und Hilgenriedersiel zum Festland zu minimieren. Erfahrungen gibt es bereits mit derartigen Anlagen für die Stromversorgung großer Ölbohrplattformen.

In den großen Windparks übernimmt jeweils eine eigene Umspannplattform den produzierten Strom der einzelnen Windenergieanlagen und spannt diesen vor der Übergabe an die Station des Übertragungsnetzbetreibers von Mittelspannung (ca. 30 kV) auf Hochspannung (110 kV und höher) um. Topside und Jacket werden in der Regel an Land vorgefertigt.

1.2.3 Beurteilung aus Sicht eines Maschinen-Betriebsunterbrechungs-Versicherers

Einige Einflussfaktoren, die eine Betriebsunterbrechung auf See maßgeblich negativ beeinflussen können, wurden bereits in den vorangehenden Kapiteln dargestellt. An dieser Stelle werden noch einmal vier dieser Faktoren herausgestellt, die als wesentlich zu betrachten sind. Dies soll aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass auch andere Ursachen zu erheblichen Betriebsunterbrechungen führen können.

Verzögerte Reparatur durch eingeschränkte Verfügbarkeit von Spezialschiffen

Durch die Vielzahl parallel startender Offshore-Projekte sind Engpässe bei der Bereitstellung von für eine Reparatur benötigten Spezialschiffen programmiert. Zu diesen Schiffen zählen vor allem große Kranschiffe, Hubplattformen und Kabelverleger. Hersteller und Projektverantwortliche

reagierten teilweise bereits auf den zu erwartenden „Flaschenhals“ und gaben eigene Schiffe in Auftrag – die ersten Einheiten befinden sich bereits im Einsatz, mittelfristig ist mit einer Entzerrung dieses Engpasses zu rechnen. Für die Beurteilung des Betriebsunterbrechungsrisikos wird es zukünftig eine maßgebliche Rolle spielen, welchen Zugriff der Windparkerrichter oder -betreiber auf solche Spezialschiffe hat und ob gegebenenfalls durch ein Naturgefahrenereignis oder einen Serienschaden mehrere Parks gleichzeitig betroffen sind.

Verzögerte Reparatur infolge maritimer Umgebungsbedingungen

Maritime Umgebungsbedingungen können den Zugang zur Windenergieanlage und die Durchführung der notwendigen Reparaturarbeiten zum Teil über eine längere Zeit verhindern. Eine Reparatur ist in dieser Zeit meist nicht möglich. Sofern nur eine einzelne Windenergieanlage nicht betrieben werden kann, hält sich der finanzielle Schaden in „vertretbaren“ Grenzen. Fallen mehrere Anlagen über eine längere Zeit aus, ist der daraus folgende Unterbrechungsschaden nicht mehr akzeptabel. Es ist somit verständlich, wenn in diesem Zusammenhang der Einsatzmöglichkeit von Transport- und Spezialschiffen und den für die Instandsetzung erforderlichen Wetterbedingungen eine hohe Bedeutung zukommen.

Mensch und für die Reparatur erforderliches Material müssen nach Möglichkeit zu jedem Zeitpunkt sicher an die Windenergieanlage gebracht werden (Transport auf See und Übersetzen vom Transportmittel an die WEA).

In diesem Zusammenhang sollte berücksichtigt werden, dass viele der Reparatur ausführenden Unternehmen aufgrund bislang fehlender Praxis offshore auch mit den unangenehmen Randbedingungen, wie Seegang mit mehr als zwei Meter großen Wellen, zurechtkommen müssen. Wahrscheinlich werden einige Reparaturen allein deswegen nicht zeitnah ausgeführt werden, weil körperliche Probleme (z. B. Übelkeit) die Reparaturmannschaft darin hindern.

Der Zugang zur Windenergieanlage mit dem Hubschrauber, bei dem die Monteure aus der Luft auf eine Plattform abgesetzt beziehungsweise abgeseilt werden, ist auch bei manchen Anlagentypen eingeplant. Erfahrungen zeigen jedoch, dass das Abseilen bei Extrembedingungen (z. B. starkem Wind) aus dem Hubschrauber nicht frei von Gefahren für den Menschen ist. Allerdings bietet aber gerade dieser Ansatz bei den deutschen Offshore-Projekten einen erheblichen Vorteil durch die kürzeren Transportzeiten und die damit bessere Nutzung passabler Witterungsfenster.

Schäden an der AC-Umspannplattform

Bei Ausfall der Umspannplattform selbst oder von Teilen ihrer technischen Einrichtung, zum Beispiel den Transformatoren, ist die Einspeisemöglichkeit des gesamten Windparks betroffen. Es ergibt sich in der Regel eine „Flaschenhals“-Situation, die letztlich zu einem vollständigen Betriebsunterbrechungsschaden führen kann. Ob der Parkbetrieb zumindest in Teilen aufrechterhalten werden kann, wird dadurch bestimmt, inwieweit die Spannungsumwandlung in zwei oder mehreren voneinander unabhängigen parallel geschalteten Strängen erfolgt. Häufig wird auch, anstelle von einzelnen Großkomponenten (z. B. Transformatoren), die schwer auszutauschen sind und lange Lieferzeiten haben, zwei parallel arbeitende Einheiten mit Reservekapazität realisiert.

So könnten Schäden wie im Offshore-Windpark Nysted gemindert werden. Dort fiel im Juni 2007 – noch innerhalb der Garantiezeit – die Transformatorstation nach einem Fehler im Haupttransformator aus. Der 140 Tonnen schwere und vier Jahre alte Transformator eines italienischen Herstellers musste ausgebaut und an Land gebracht werden. Der Transformator ist zentraler Einspeisepunkt für 72 Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von jeweils 2,3 Megawatt, die bis zum Abschluss der mehrere Monate dauernden Reparatur keine Energie in das Netz einspeisen konnten.

Schäden an der HVDC-Umspannplattform

Über eine HVDC-Konverterstation können bis zu drei Windparks ausspeisen. Dies hat zur Folge, dass es im Falle eines Verlusts der HVDC-Plattform zu erheblichen Rückwirkungsschäden für die einzelnen Windparkbetreiber kommen kann, da eine Ausspeisung nicht mehr möglich ist. Der Wiederbeschaffungszeitraum im Falle eines Totalverlusts liegt bei bis zu 24 Monaten. Die entgangenen Einspeisevergütungen eines Parkbetreibers liegen bereits im Bereich einiger 100 Millionen Euro pro Jahr. Dieses Szenario birgt neben den Naturgefahren ein erhebliches Kumulierungspotenzial für die Versicherungswirtschaft.

Seekabelschäden

Das zweite Ereignis, das eine sehr bedeutsame Unterbrechung des Betriebs der Windenergieanlage zur Folge haben kann, ist die Beschädigung des Seekabels. Seekabel lassen sich in der Bedeutung für den Windpark grundsätzlich unterscheiden in interne und externe Parkverkabelung.

Während die interne Parkverkabelung durch Schäden falsch ankernder Serviceschiffe oder Beschädigungen durch Transport- oder Reparaturschiffe (z. B. Jack-up) gefährdet ist, ist die externe Parkverkabelung zum Beispiel durch die Notankerung von in Seenot geratenen Schiffen bedroht.

Die Auswirkungen der Beschädigung eines Seekabels können sehr unterschiedlich sein. Die Konsequenzen reichen bei Beschädigung der internen Parkverkabelung von der Betriebsunterbrechung einzelner Windenergieanlagen über den Ausfall einzelner Produktionslinien (in Reihe geschaltete WEA) bis hin zum Ausfall des gesamten Windparks bei Beschädigung der externen Parkverkabelung. Eine Beschädigung der externen Parkverkabelung kann bei einem Offshore-Windpark mit einer Größe von 80 Windenergieanlagen und einer Leistung von fünf Megawatt je Windenergieanlage zu einem Ertragsausfall pro Tag von circa 800.000 Euro führen.

Seekabelschäden können längere Reparaturzeiten nach sich ziehen, da nicht nur die für die Reparatur notwendigen Spezialisten, ROVs (Remote Operating Vehicle), geeignete Schiffe sowie auch erforderliche Kabelkapazitäten zur Verfügung stehen müssen. Sind diese Voraussetzungen erfüllt, bleibt ein geeignetes Wetterfenster für die Operation abzuwarten.

Das größte Schadenpotenzial ist bei den Offshore-Windparks im Bereich der Betriebsunterbrechung vorhanden. Rückwirkungsschäden durch den Ausfall der an Land vorhandenen Leistungen sind nicht auszuschließen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben zudem die Eingriffsmöglichkeit bei einem zu großen Angebot auf der Stromerzeugerseite. Dann können nur reduzierte Leistungen abgenommen werden. Der aufgrund dieser Maßnahme nicht erzeugte Strom wird mit 90 Prozent vergütet.

2 Photovoltaikanlagen

Abbildung 4: Photovoltaikanlage; Quelle: Teko

Grundsätzlich ist im Bereich der Photovoltaikanlagen zwischen Boden- und Dachanlagen zu unterscheiden.

Die möglichen Volllaststunden im Jahr betragen zwischen zehn und 20 Prozent je nach Standort der Anlage.

Im Grunde ist die Technik bei diesen Anlagen die gleiche. Die zu beachtenden Gefahren sind jedoch unterschiedlich.

Andere Anlagen aus dem Bereich der Erzeugung von Strom aus der Sonnenenergie werden hier nicht betrachtet, weil diese derzeit eine geringe Rolle spielen.

2.1 Dachanlagen

Die Erzeugung von Energie aus Dachanlagen ist abhängig von der zur Verfügung stehenden Dachfläche. Im Januar 2012 waren die Strompreise erstmals höher als die Einspeisevergütung für die Anlagen.

Daraus ergibt sich eine Änderung in der Nutzung. Die bis dahin errichteten Anlagen profitieren von den höheren Vergütungssätzen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. In letzter Zeit werden die Anlagen eher dazu genutzt, den Eigenverbrauch zu reduzieren. Damit das funktionieren kann, werden zusätzlich Batteriespeicher installiert. Dadurch wird die Möglichkeit geschaffen, den erzeugten Strom zwischenzuspeichern und bei Bedarf aus dem Speicher zu beziehen. In welchem Umfang die Speicherung erfolgt, ist auch abhängig von der Zielsetzung des Betreibers. Will der Betreiber möglichst autark vom Fremdstrombezug sein, werden größere Speicher verwendet, als wenn der Betreiber auf die Ersparnis der Stromkosten abzielt. Der höhere Investitionsaufwand wird in beiden Fällen den eingesparten Kosten durch den Speicher gegengerechnet. Es sind Lithium- und Bleibatterien im Handel erhältlich. Zusätzlich ist es möglich, Gleichstrom (DC), Wechselstrom (AC) oder beides einzuspeisen. Dies ist ebenfalls vom verwendeten System abhängig.

2.1.1 Technische Risiken

Der Ausfall der Photovoltaikanlage oder von wesentlichen Teilen kann Schäden erheblich vergrößern – insbesondere dann, wenn Teile nicht mehr zu beziehen sind. Viele Hersteller sind vom Markt verschwunden, und der Austausch gegen Module eines anderen Herstellers kann nicht einfach vorgenommen werden, weil die einzelnen Komponenten auf den ursprünglichen Typ abgestimmt wurden und nur mit diesem kompatibel sind. Ohne die Anpassung an das Gesamtsystem sind weitere Schäden unvermeidlich.

Das größte Risiko entsteht nach wie vor durch die schlecht ausgeführte Installation beziehungsweise durch die falsche Verlegung von Kabeln und die Nichtbeachtung von Sicherheitsvorschriften.

Durch die zusätzlich verwendeten Komponenten für die Speicherung ist das Ausfallrisiko gestiegen. Neben dem Ausfall der Photovoltaikanlage sind nun zusätzliche Komponenten vorhanden, wodurch die Ausfallwahrscheinlichkeit des Gesamtsystems erhöht wird. Welche Technik weniger anfällig ist, lässt sich aus den bisher gewonnenen Erfahrungen noch nicht ableiten.

2.1.2 Naturgefahren

Bei den Naturgefahren sind es nicht nur die Wetterverhältnisse, die eine Rolle spielen, sondern es kommen durch Tiere verursachte Schäden hinzu.

Häufig treten Schäden an Kabeln durch Marderverbiss auf.

Hierzu empfehlen sich Schutzeinrichtungen, insbesondere in Gebieten mit höherem Aufkommen der Tiere.

Beschädigungen durch Hagel nehmen tendenziell zu. Dies ist auf der einen Seite der Häufigkeit der Ereignisse geschuldet und zum anderen der potenziell gestiegenen Größe der Hagelkörner und der damit verbundenen größeren Energie, die auf die Photovoltaikmodule beim Aufprall einwirkt.

Eine weitere Gefahrenquelle sind Schneedruck und Eislasten. In Wintern mit viel Schnee und längeren Frostperioden steigt dieses Risiko. Dies war zuletzt im Winter 2009/2010 der Fall. Durch den Schnee, der infolge von Sonneneinstrahlung zu schmelzen beginnt, und den Frost in der Nacht bilden sich Eisschichten. Durch weitere Schneefälle werden die tragbaren Lasten überschritten, und Modulreihen brechen ein.

Die in Blitzen enthaltene Energie führt nicht nur beim direkten Blitzeinschlag in die Anlage, sondern auch bei indirekter Blitzeinwirkung zu Schäden.

Im schlimmsten Fall entsteht dadurch ein Feuer, das zum Abbrennen der gesamten Anlage und des Gebäudes führt.

Schäden durch Sturm sind ebenfalls nicht unbedeutend. Eine Beschädigung kann durch das Lösen von nicht ausreichend befestigten Anlagen oder Anlagenteilen erfolgen sowie durch herumfliegende Teile des Dachs oder beispielsweise Äste von Bäumen.

2.1.3 Diebstahl

Diebstahlschäden stellen eine große Gefahr im Bereich Photovoltaik dar. Module und auch Wechselrichter werden gern entwendet, um diese anderweitig zu veräußern.

2.1.4 Gebäude

Eine zusätzliche Gefahrenquelle können das Gebäude selbst beziehungsweise die darin gelagerten Waren sein. Kommt es beispielsweise zu einem Feuerschaden, dann kann die Anlage – auch ohne beschädigt zu sein – nicht betrieben werden. Die in dem Gebäude gelagerten Waren können zudem eine erhöhte Brandgefahr darstellen. In einer Scheune gelagertes Stroh oder Heu stellen eine erhebliche Brandgefahr dar.

2.1.5 Schadenbetrachtung aus Sicht des Elektronik-Betriebsunterbrechungs-Versicherers

Durch die Integration der Speicher in die Systeme ist die Ermittlung des Betriebsunterbrechungsschadens deutlich anspruchsvoller geworden. Bei der Berechnung des Ausfalls ist eine weitere Variable hinzugekommen.

Welche Leistung aufgrund der Sonneneinstrahlung hätte erzeugt werden können, ist von der Jahreszeit und den Wetterverhältnissen im jeweiligen Jahr abhängig. Module, die mit Schnee bedeckt sind, können unabhängig von ihrem Zustand keinen Strom erzeugen. Durch Alterung der Anlagen lässt die Leistung der Anlagen nach. Verschmutzungen können zu einem weiteren Verlust bei der Einspeisung führen.

Während in früheren Jahren nur die entgangene Einspeisevergütung für die Berechnung des Ausfalls relevant war, stellt sich heutzutage die Frage, inwieweit der erzeugte Strom zum Eigenbedarf genutzt wurde – entweder direkt oder durch den Speicher.

Im Fall von Brandschäden kann die Ausfalldauer je nach Schaden zwischen wenigen Tagen und einem Jahr oder länger liegen.

Die Versicherer haben Modelle entwickelt, um die Schadenabwicklung möglichst zu vereinfachen. Dabei wird das Jahr in eine sogenannte Sommer- und Wintervergütung eingeteilt.

Dadurch kann sich die Berechnung des Ausfallschadens von dem tatsächlichen entfernen, aber die Differenz steht in keinem Verhältnis zum Aufwand, der nötig ist, um die tatsächlichen Ausfälle zu vermeiden. Noch schwieriger wird es bei der Berechnung der durch den Speicher ersparten Kosten für den Strombezug. Wenn nur der Speicher ausfällt, dann beschränkt sich die Schadenhöhe auf den Anteil der Stromerzeugung, der nicht gespeichert werden konnte. Dieser Strom kann jedoch ins Netz eingespeist werden. Die Differenz ist in Abhängigkeit der Größe des Speichers relativ gering. Der Anteil kann sich durch die Entwicklung der Strompreise für die privaten Haushalte und die weitere Entwicklung der Einspeisevergütung aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz noch vergrößern.

Im Falle des Ausfalls der Photovoltaikanlage selbst, erhöht sich der Unterbrechungsschaden durch die fehlende Speicherung.

Eine Betrachtung der Stromverbräuche des Haushalts oder des Betriebs vor und nach dem Schadenzeitraum kann eine Annäherung erzielen.

Die Thematik ist noch relativ neu, und es hat sich noch kein entsprechendes System hierfür etabliert.

Es ist auf jeden Fall notwendig, dieses Risiko bei der Anmeldung zur Versicherung mit zu erfassen, weil die dadurch entstehenden Erträge in Form von ersparten Bezugskosten in der Deckung sonst nicht enthalten sind.

SCHADENBEISPIEL

Aufgrund eines Überspannungsschadens kam es zu einer Beschädigung von 1.010 Photovoltaikmodulen. Dies führte zu einem Ausfall von 24 Strings mit 20 × 195 Wp-Modulen sowie 52 Strings mit 20 × 190 Wp-Modulen. Dadurch verringerte sich die Anlagenleistung um 291,20 kWp.

Die Bypassdioden der betroffenen Module wurden ausgetauscht und die Module im Anschluss auf etwaige anderweitige Beschädigungen überprüft. Dabei wurden noch 111 Module mit 190 Wp sowie 29 Module mit 195 Wp festgestellt, die irreparable Beschädigungen aufwiesen. Diese Module wurden demontiert und durch intakte Module der Anlage ersetzt, wodurch nach Beendigung der Arbeiten lediglich sieben Strings (mit jeweils 20 Modulen) mit einer Leistung von 27,16 kWp außer Betrieb waren.

Der Austausch der 140 beschädigten Module erfolgte anschließend. Seit diesem Zeitpunkt läuft die Photovoltaikanlage wieder mit ihrer vollen Leistung.

Der Gesamtschaden durch die Betriebsunterbrechung belief sich auf 14.000 Euro.

2.2 Bodenanlagen

Die Gesamtleistung von Bodenanlagen ist um ein Vielfaches höher als die von Dachanlagen. Die Gefährdungen sind oftmals die gleichen wie bei den Dachanlagen. Es gibt aber auch Unterschiede. Im Folgenden sollen nur die Unterschiede betrachtet werden.

2.2.1 Naturgefahren

Bei den Bodenanlagen ist das Überschwemmungsrisiko erheblich höher als bei den Dachanlagen. Die Tendenz bei dieser Art von Schäden zeigt dabei einen Anstieg infolge der sich ändernden Wetterbedingungen.

2.2.2 Diebstahl

Die Bodenanlagen sind für Diebe ein oftmals lohnenderes Ziel als die Dachanlagen. Das liegt an der Menge der zu entwendenden Teile und der einfacheren Möglichkeit, die Teile zu demontieren. Das resultiert nicht nur aus der Tatsache, dass die Diebe auf kein Dach klettern müssen, sondern auch daraus, dass sich in der Nähe

niemand befindet, und die Sicherungsmaßnahmen nur unzureichend sind, weil die Kosten dafür nicht aufgewendet werden sollen. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer Anlage kann sich durch die fehlenden Investitionen in Sicherheitseinrichtungen besser darstellen.

2.2.3 Schadenbetrachtung aus Sicht des Elektronik-Betriebsunterbrechungs-Versicherers

Fehlende oder nicht ausreichende Schutzmaßnahmen stellen aus Sicht des Versicherers ein erhebliches Gefahrenpotenzial dar, das der Betreiber maßgeblich beeinflussen kann. Der Umfang der notwendigen Schutzmaßnahmen wird aus den Schadenerfahrungen der Versicherer als notwendige Maßnahmen für den Versicherungsschutz benannt. Die aus den Diebstählen resultierenden Unterbrechungsschäden sind durch den Umfang und die Dauer bedeutend.

Wenn eine Anlage von einer Überschwemmung betroffen ist, dann kann das Ausmaß der Unterbrechung dadurch minimiert werden, dass die Anlage rechtzeitig abgeschaltet wird, und vor Inbetriebnahme eine vollständige Trocknung und gegebenenfalls Reinigung durchgeführt wird. Dafür gibt es Spezialfirmen, auf die zurückgegriffen werden kann.

Bei den Bodenanlagen wird der Ertrag in der Regel mit den Einspeisevergütungen aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz erzielt. Größere Batteriespeicherwerke sind allerdings im Kommen. Der Unterschied zu den Dachanlagen besteht in der Identität der Eigentümer. Es handelt sich um eigens gegründete Gesellschaften, die den im Batteriespeicher gespeicherten Strom selbst vermarkten. Die Situation ist in solchen Fällen wie bei den Dachanlagen zu betrachten, bei denen der Betreiber der Photovoltaikanlage und auch der Versicherer allerdings keinen Einfluss auf den Schaden am Batteriespeicher haben. Der daraus resultierende sogenannte Rückwirkungsschaden stellt den Unterbrechungsschaden bei dem Betreiber der Bodenanlage dar.

Wenn der Strom aus der Bodenanlage in ein privates Umspannwerk einspeist wird, kann es ebenfalls zu einem Rückwirkungsschaden kommen. Die Situation tritt auch bei dem Anschluss an ein öffentliches (vom Netzbetreiber errichtetes und betriebenes) Umspannwerk auf. Das Ausfallrisiko ist dort aber geringer.

3 Biomasse

Bei der Biomasse kommen sowohl feste als auch flüssige Stoffe zum Einsatz. Wird das Biomaterial zur Erzeugung von Gas eingesetzt, dann handelt es sich bei der eingesetzten Technik um Biogasanlagen. Werden die Stoffe jedoch als Brennstoff eingesetzt, dann sind es Biomassekraftwerke, die zum Einsatz kommen.

3.1 Biogasanlagen

Die Biogasanlagen umfassen den Prozess der Gaserzeugung und -aufbereitung bis hin zur energetischen Nutzung mithilfe eines Blockheizkraftwerks (BHKW). Es besteht auch die Möglichkeit, das aufbereitete Gas ins Gasnetz einzuleiten.

3.1.1 Technische Risiken

Das größte technische Risiko besteht im Bereich der Motoren im Blockheizkraftwerk. Die wechselhafte Qualität des erzeugten Biogases führt zu einer hohen Beanspruchung der Motoren und zu Schäden. Schäden an den Rührwerken, häufig durch zu hohe Schwefelgehalte, sind ebenfalls zu beachten – ebenso Schäden in der Gasaufbereitung.

Die Schäden werden oftmals durch das Überfahren von Wartungsintervallen stark begünstigt. Das gleiche gilt für fehlende oder nicht ausreichend durchgeführte Kontrollen der eingesetzten Motorenöle.

Dadurch können auch Brandschäden ausgelöst werden.

3.1.2 Naturgefahren

Schäden durch Naturgefahren spielen keine sehr große Rolle. Durch Sturm und Hagel kommt es in einigen Fällen zu Defekten.

3.1.3 Schadenbetrachtung aus Sicht des Maschinen-Betriebsunterbrechungs-Versicherers

Der Versicherer muss den gesamten Prozess, angefangen mit der Anlieferung des zu verwertenden Materials bis hin zu den erzeugten Energien und der Verbringung eventueller Reststoffe, betrachten.

Zu prüfen ist, welche Verpflichtungen zur Abnahme beziehungsweise Lieferung bestehen. Die Einspeisung des erzeugten Stroms wird nach EEG vergütet. Die Vergütung ist im EEG gestaffelt. Dabei ist zu beachten, dass wenn es sich um relativ kurze Ausfallzeiten handelt, der Versicherer lediglich die geringste Vergütungsstufe ersetzt, weil die höheren Vergütungen durch die Einspeisung im übrigen Jahr bereits erzielt wurden oder werden. Der Betreiber kann zusätzlich Einnahmen durch die Wärmelieferung an beispielsweise ein Gewächshaus erzielen. Diese sind dann ebenfalls in die Versicherungen mit der entsprechenden Summe miteinzubeziehen. Zu prüfen ist in diesem Fall, ob eine Lieferverpflichtung besteht. Wenn dies der Fall ist, dann hat der Betreiber der Biogasanlage die daraus resultierenden Mehrkosten durch die Bereitstellung der Wärme zu tragen. In welcher Höhe diese Verpflichtung besteht, ist dem Liefervertrag zu entnehmen.

Bezüglich der zu beziehenden Biomassen ist zu prüfen, ob die Abnahmeverpflichtung ganz oder teilweise besteht. Wenn eine solche Verpflichtung vorliegt, dann können dadurch im Falle eines längeren Ausfalls erhöhte Kosten entstehen, weil die Lagerkapazitäten nicht ausreichend vorhanden sind, die Biomasse verkauft wird und zu einem anderen Abnehmer transportiert werden muss.

In der Regel muss der Biogasanlagenbetreiber für die Entsorgung der Gärreste bezahlen. Dies ist ebenfalls zu prüfen, wie auch die Höhe der Kosten, die für die Entsorgung anfallen.

Wenn die zeitliche Verzögerung, die durch den schadenbedingten Ausfall der Biologie im Fermenter entsteht, mitversichert werden soll, dann sollten zusätzlich die Wiederbeschaffungsmöglichkeiten hierfür im Fokus stehen.

SCHADENBEISPIEL

In einem 2.500 Kubikmeter fassenden Fermenter kommt es zu einem Schaden am Rührwerk. Der Schaden wurde verursacht durch den Eintrag einer Eisenstange mit der Maissilage in den Fermenter. Die Eisenstange diente vorher der Befestigung der Folie, die über die Maissilage gespannt war. An den Fermenter angeschlossen waren insgesamt drei Blockheizkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 1.100 Megawatt. Das Rührwerk musste infolge eines Bruchs getauscht werden. Der dadurch verursachte Stillstand dauerte 43 Tage. Der Betriebsunterbrechungsschaden belief sich auf 130.000 Euro.

3.2 Biomassekraftwerke

Abbildung 5: Biomassekraftwerk; Quelle: Teko

Bei den Biomassekraftwerken handelt es sich in der Regel um Kraftwerke, die Holz der verschiedenen Qualitäten (A1 bis A4) verwenden.

3.2.1 Technische Risiken

Die meisten Schäden treten im Bereich der Kessel oder der Turbine auf. Im Kessel kommt es zu Unregelmäßigkeiten bei der Verbrennung durch inhomogene Brennstoffe. Die Folge sind Anbackungen und Abrasionen durch erhöhte Rauchgasgeschwindigkeiten infolge der Ablagerungen.

Im Bereich der Turbinen sind Schäden als Folge von schlechter Wasserqualität an den auch im konventionellen Bereich eingesetzten Turbinen zu beobachten.

Die höhere Schadenhäufigkeit bei Biomassekraftwerken beruht auch auf fehlenden Sicherheitseinrichtungen und nicht ausreichender Qualifikation der Betreiber.

3.2.2 Naturgefahren

Naturgefahren spielen nur eine untergeordnete Rolle bei Biomasseheizkraftwerken.

3.2.3 Schadenbetrachtung aus Sicht des Elektronik-Betriebsunterbrechungs-Versicherers

Unterbrechungsschäden können durch Störungen an der Feuerungstechnik eintreten. Die Gründe liegen oft an einer nicht optimalen Brennstoffaufbereitung (Stückigkeit, Restfeuchte) oder daran, dass die Biomasse nicht zur Feuerungstechnik passt.

Ebenso wie bei den Biogasanlagen ist der gesamte Prozess, der an den Betrieb des Biomasseheizkraftwerks gekoppelt ist, zu erfassen.

Die Einspeisung des erzeugten Stroms wird nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vergütet. Die Einnahmen sind unter Abzug der Kosten, die im Unterbrechungsfall nicht mehr anfallen, für die Bildung der Versicherungssumme anzusetzen. Einnahmen durch eventuell erfolgte Wärmelieferung sind hinzuzurechnen. Besteht eine Verpflichtung zur Lieferung der Wärme, dann sind die Kosten für die anderweitige Wärmeerzeugung, beispielsweise gasgefeuerte Kessel, in Form von Mehrkosten mit in die Versicherung aufzunehmen. Ein Einblick in den Liefervertrag gibt Auskunft über den bestehenden Umfang der Verpflichtung.

Bezüglich der zu beziehenden Biomassen ist zu prüfen, ob eine Abnahmeverpflichtung ganz oder teilweise besteht. Wenn eine solche Verpflichtung besteht, dann können dadurch im Falle eines längeren Ausfalls erhöhte Kosten entstehen, weil die Lagerkapazitäten nicht ausreichend vorhanden

sind und die Biomasse verkauft und zu einem anderen Abnehmer transportiert werden muss.

Die Kosten für die Entsorgung der Asche sind in Abzug zu bringen.

SCHADENBEISPIEL

Kurz nach der Inbetriebnahme der Dampfturbine nach der Revision und der Instandsetzung des Generators wurde die Turbine aufgrund hoher Lagerschwingungen automatisch abgeschaltet. Auslöser der Schwingungen war ein Zahnausbruch im Sonnenritzel des Lastgetriebes. Nachdem die Turbine etwa acht Stunden im Drehwerk getörnt wurde, kam es zu einem Defekt des Turbinenläufers. Ursachen für diese beiden, voneinander unabhängigen Sachschäden sind ein Materialfehler im Sonnenritzel sowie eine ungeeignete Bearbeitung der Kupplung und die mangelhafte Entwässerung der Turbine vor der Remontage nach der Revision.

Das Getriebe wurde provisorisch instandgesetzt und die Turbine konnte weiter betrieben werden. Nach acht Monaten wurde das alte Sonnenritzel gegen ein neues getauscht. Der Betriebsunterbrechungsschaden betrug 1,2 Millionen Euro.

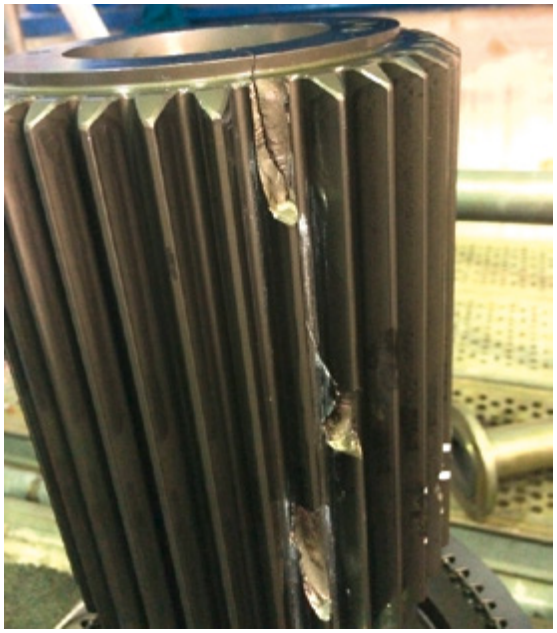


Abbildung 6: Gerissenes Sonnenritzel mit Zahnausbrüchen; Quelle: Teko

4 Geothermie

Die Gewinnung von Energie aus Erdwärme erfolgt in Deutschland in zwei Bereichen. Der erste Bereich ist die Nutzung der Wärme für Gebäude. Die oberflächennahe Geothermie nutzt den Untergrund bis zu einer Tiefe von circa 400 Metern und Temperaturen bis 25 Grad Celsius für das Beheizen und Kühlen von Gebäuden, technischen Anlagen oder Infrastruktureinrichtungen. Hierzu wird die Wärme aus dem Erdreich und oberflächennahen Gestein oder aus dem Grundwasser gewonnen.

Der zweite Bereich ist der der Tiefengeothermie. Diese nutzt Lagerstätten, die in größeren Tiefen als 400 Meter unter Geländeoberkante erschlossen werden. Nutzbar sind trockene Tiefengesteine, bei denen die Wärme im Gestein gespeichert ist, und hydrothermale Schichten, in denen die Wärme im Gestein und Wasser gespeichert sind.

In Deutschland liegen die hierfür infrage kommenden Schichten zwischen 1.000 und 5.000 Metern. Die Schwierigkeit, die benötigen Verhältnisse anzutreffen, ist in dieser Tiefe begründet. Bohrungen sind teuer und wenn diese nicht zum gewünschten Erfolg führen, dann ist das Interesse schnell erloschen und die Anzahl der Rückschläge durch solche Fehlversuche kann insgesamt zu einer sehr zurückhaltenden Nachfrage führen.

Diese hohe Hürde zu Beginn lenkt die Betrachtung auf das Errichtungsrisiko. Die Bohrungen an sich stellen ein nicht einfaches Risiko dar, aber das Antreffen der erforderlichen Parameter das noch größere. Dieses Risiko bezeichnet man als Fündigkeitsrisiko.

In Deutschland werden zurzeit 15 Standorte zur Erzeugung von Strom aus der Erdwärme genutzt. Insgesamt sind es 34 Standorte, die Erdwärme aus Tiefengeothermie nutzen. Die Leistung beträgt insgesamt 37,69 Megawatt elektrisch und 280,68 Megawatt thermisch.

4.1 Fündigkeitsrisiko

Das Fündigkeitsrisiko – das heißt die Frage nach der Eintrittswahrscheinlichkeit der prognostizierten Werte für Temperatur und Menge des Thermalwassers – hat einen entscheidenden Einfluss auf die Investitionsbereitschaft in geothermische Projekte. Mit steigendem Erkundungsumfang sinkt in aller Regel das Fündigkeitsrisiko. Dabei ist weniger die Temperaturvorhersage für einen definierten Zielhorizont problematisch als vielmehr die Aussage zu potenziellen Förderraten. Bei den hohen Bohrkosten ist dieses Risiko erheblich. Bestimmend sind die zu erzielenden Parameter Massenstrom, Temperatur und Nachhaltigkeit beziehungsweise Dauer der möglichen Nutzung. Ein bisher diskutierter Ansatz, dieses Risiko finanziell abzusichern, ist ein staatlich initiierter Versicherungsfonds. Dieser soll die Zeit überbrücken, bis verwertbare statistische Daten vorliegen und das Risiko damit für die Versicherungswirtschaft berechenbar machen. Nicht unter den möglichen Versicherungsschutz fallen geologische und technische Risiken.

Die Munich Re hat jedoch bereits im Fall des Geothermieprojekts Unterhaching ein „versicherungstechnisches Pilotprojekt“ gewagt, indem sie die europaweit erste privatwirtschaftliche Fündigkeitsversicherung für eine geothermische Tiefbohrung abschloss. Weitere Projekte folgten.

Die Fündigkeitsversicherung deckt den Schaden, der eintritt, wenn die Bohrung trotz Stimulationsmaßnahmen nicht für den geplanten Zweck eingesetzt werden kann. Die maximale Schadenhöhe errechnet sich aus den Bohrkosten plus den Kosten für Stimulationsmaßnahmen. Das Fündigkeitsrisiko wird durch die Parameter Fließrate (Schüttung) und Temperatur definiert.

Für den Abschluss einer solchen Versicherung müssen verschiedenen Informationen vorliegen, wie

- geologische und hydrogeologische Gutachten zum geplanten Projekt,
- Machbarkeitsstudie über das geplante Projekt,
- Projektplan,
- Referenzdaten (benachbarte Bohrungen mit Testergebnissen),
- Bohrplan mit Stimulationsmaßnahmen und Kosten sowie
- Definition der versicherten Ereignisse.

4.2 Ausfall der Geothermieanlage

4.2.1 Technische Risiken

Neben den hohen Risiken der Bohrung sind im Betrieb die normalen Risiken eines Kraftwerks zu beachten.

4.2.2 Naturgefahren

Durch das geförderte Thermalwasser ergeben sich die Herausforderungen für den Wasserkreislauf des Systems. Die Zusammensetzung dieser Thermalwässer führt vielfach zu Schäden an der Technik. Insbesondere die Tiefenpumpen sind sehr anfällig und müssen regelmäßig getauscht werden.

4.2.3 Schadenbetrachtung aus Sicht des Maschinen-Betriebsunterbrechungs-Versicherers

Das Betriebsrisiko ist im Gegensatz zum Errichtungsrisiko überschaubarer. Die Stromerzeugung erfolgt mithilfe von ORC-Turbinen von bis zu einer Fünf-Megawatt-Leistung. Dennoch können Schäden von mehreren Monaten Dauer eintreten.

Die unterirdische Technik, insbesondere die Pumpen, sind nach wie vor sehr anfällig und müssen regelmäßig ersetzt werden.

Das Kraftwerk kann relativ konstant über das ganze Jahr betrieben werden; 8.000 Betriebsstunden können erreicht werden.

5 Wasserkraft

5.1 Technische Risiken

Die Technik im Bereich der Wasserkraft ist altbewährt. Der Ausbau ist zumindest in Deutschland nur beschränkt möglich. Dadurch ist der Markt nicht von Innovationen gekennzeichnet. Es gibt eine Vielzahl von kleinen und mittelgroßen Anlagen.

Nicht betrachtet werden hier die Anlagen, die sich in Staudämmen befinden und von den großen Energieerzeugern betrieben werden, aber den größten Teil der Energieerzeugung in diesem Bereich beitragen.

Diese werden meistens nicht im Bereich der Technischen Versicherungen versichert.

5.2 Naturgefahren

Hier sind vor allem die Wassergefahren zu nennen. Durch die Erfahrungen der Vergangenheit sind diese aber weitgehend beherrschbar.

5.3 Schadenbetrachtung aus Sicht des Maschinen-Betriebsunterbrechungs-Versicherers

Die Tatsache, dass die meisten Anlagen tatsächlich alt sind und häufig nur nebenbei betrieben werden, stellt das größte Problem aus Sicht der Versicherer dar. Die Anlagen sind meistens nicht sehr groß und haben eine relativ überschaubare Leistung und damit ebenso einen eingeschränkten Ertrag.

Wartungen und Revisionen der Anlagen werden nicht immer ausreichend durchgeführt. Die Folge sind Schäden, die sich im Bereich von mehreren Monaten bewegen.

6 Ausblick

Die weitere Entwicklung im Bereich der Erneuerbaren Energien wird sich durch die Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2017 prägend ergeben. Die Ergebnisse, die sich durch die vorgesehenen Ausschreibungen einstellen werden, sind eine spannende Angelegenheit. Es bleibt abzuwarten, ob es durch die Ausschreibung zu Einsparungen kommt, die sich negativ auf die Zuverlässigkeit und/oder Standzeit von Komponenten niederschlagen.

Hohes Entwicklungspotenzial ist im Bereich der Geothermie weiterhin gegeben. Dort bleibt es aber abzuwarten, inwieweit sich die gesetzlichen Rahmenbedingungen im Hinblick auf die mögliche Erschließung entwickeln.

Die Herausforderungen für die Branche bleiben hoch. Das Thema Speicherung von Energie und Verfügbarkeit ist neben den damit verbunden technischen Herausforderungen auch eine Frage der möglichen Umsetzungsgeschwindigkeit.

7 Fazit

Die Erneuerbaren Energien werden weiter an Bedeutung gewinnen. Die Verteilung auf die verschiedenen Bereiche wird sich in absehbarer Zeit nicht wesentlich ändern. Inwieweit die Branche vom Ausstieg aus der Kernenergie und dem Rückgang im Bereich der fossilen Brennstoffe profitieren kann, bleibt abzuwarten.

Eine Unabhängigkeit von festen Vergütungssätzen für den erzeugten Strom sollte das Ziel sein, da ohne den Wettbewerb langfristig keine Grundlage für den Betrieb von Erneuerbaren Energien gegeben ist.

Die Versicherungswirtschaft muss auf die sich ergebenden Veränderungen im Bereich der Erneuerbaren Energien reagieren und diese möglichst eng begleiten. Dass die Versicherer Willens sind, dies zu tun, haben sie bereits in der Vergangenheit bewiesen und zuletzt mit dem Code of Conduct im Bereich der Offshore-Windenergie gezeigt. Von diesem Engagement kann der Bereich der Erneuerbaren Energien profitieren.

8 Quellenangaben

www.wind-energie.de/themen/statistiken

www.energy-charts.de

www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html

www.wind-energie.de/sites/default/files/attachments/page/statistiken/factsheet-status-offshore-windenergieausbau-jahr-2015.pdf

www.bdew.de/internet.nsf/id/FEC1048098958F93C1257E430028B3A1/$file/Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%20%282015%29_11.05.2015_final.pdf

www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/in-deutschland.html

www.geothermie-zentrum.de/archiv/geothermie/tiefengeothermie.html

www.gdv.de/2015/01/wie-schaeden-durch-schneedruck-und-dachlawinen-versichert-sind/

www.pv-magazine.de/unternehmensmeldungen/details/beitrag/die-5-hufigsten-schadensursachen-an-photovoltaik-anlagen_100019563

www.wetteronline.de/wetterrueckblick/2010-03-01-wi

www.solista-solar.de/lithium-batteriespeicher-photovoltaik/

www.solista-solar.de/aktuelle-eeg-verguetungssaetze-fur-photovoltaik-dachanlagen-2013/

www.solista-solar.de/lohnt-sich-photovoltaik-noch-2014/

www.pv-magazine.de/marktuebersichten/batteriespeicher/

www.wemag.com/ueber_die_wemag/oekostrategie/Energiespeicher/Batteriespeicher/

www.sma-sunny.com/tag/batteriespeicher/

www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/stromspeicher/photovoltaik-speicher

www.gdv.de/2012/06/so-vermeiden-sie-schaeden-an-photovoltaikanlagen/

vds.de/fileadmin/vds_publikationen/vds_3145_web.pdf

www.photovoltaik-guide.de/marder-verursachen-die-haeufigsten-schaeden-bei-photovoltaikanlagen-25652

www.pv-sos.de/schaden-an-photovoltaik-anlage.html

www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Home/home.html

www.iwr.de/re/wf/E_preis.html

www.bdew.de/internet.nsf/res/7BD63123F7C9A76BC1257F61005AA45F/$file/160218_Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG_2016_final.pdf

www.wind-energie.de/themen/eeg/zeitstrahl-eeg

www.gdv.de/2007/09/hintergrund-gefaehrliche-guelle/

www.gdv.de/tag/biogasanlagen/

www.gdv.de/2015/11/schadenverhuetung-bei-biogasanlagen/

www.gdv.de/2016/04/gdv-stellt-schadenverhuetungskonzept-fuer-biogasanlagen-und-offshore-windenergie-vor/

www.gdv.de/wp-content/uploads/2016/04/VdS_Schadenverhuetungskonzept_Biogasanlagen_2016.pdf

www.wemag.com/ueber_die_wemag/oekostrategie/Energiespeicher/Batteriespeicher/

X Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current (Wechselstrom)
AF	Air Forced
AFC	Alkaline Fuel Cell (Alkalische Brennstoffzelle)
AN	Air Natural
ASC	Anode-supported Cell
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
B+L	Biomass to Liquid (Biomasseverflüssigung)
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BOP	Blowout-Preventer
BU	Betriebsunterbrechung
BWP	Bundesverband Wärmepumpe
BZ	Brennstoffzelle
CCS	Carbon Capture and Storage
CFK	Kohlenstofffaserverstärkter Kunststoff
CMS	Condition Monitoring System
CTV	Crew Transfer Vessel
DC	Direct Current (Gleichstrom)
DEFC	Direct-ethanol Fuel Cell
DGS	Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e. V.
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell (Direkt-Methanol-Brennstoffzelle)
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
DWW	Druckwasserwäsche

EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENS	Einrichtung zur Netzüberwachung mit Schaltorganen
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESC	Electrolyte-supported Cell
EWS	Erdwärmesonde
EWTC	European Wind Turbine Committee
EZE	Zertifikat für Erzeugungseinheiten
FC	Fuel Cell, englisch für Brennstoffzelle
FET	Stahl-Fundamenteinbauteil
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbaren Energien e. V.
GDL	Gas Diffusion Layer (Gasdiffusionsschicht)
GFK	Glasfaserverstärkter Kunststoff
GiPV	Gebäudeintegrierten Photovoltaik
GRD	Geothermal Radial Drilling
GU	Generalunternehmer
HDD	Horizontal Directional Drilling
HDPE	High-Density Polyethylene
HDR	Hot-Dry-Rock
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen
HT-PEMFC	Hochtemperatur-Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle
HVDC	High-voltage, Direct Current (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, HGÜ)
IGBT	Insulated-gate Bipolar Transistor (Bipolartransistor mit isolierten Gate-Elektrode
INDCs	Intended Nationally Determined Contributions
IP	International Protection
ISET	Institut für Solare Energieversorgungstechnik

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LBO	Landesbauordnung
M5BAT	Modularer multi-Megawatt multi-Technologie Mittelspannungsbatteriespeicher
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell (Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle)
MEA	Membrane Electrode Assembly (Membran-Elektroden-Einheit)
MPP	Maximum Power Point
MSC	Metal-supported Cell
MWD	Measurement While Drilling
MWS	Marine Warranty Surveyor
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NEP	Netzentwicklungsplan
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
OCoP	Offshore Code of Practice
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
ORC	Organic Rankine Cycle
OSS	Offshore Substation
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell (Phosphorsäure-Brennstoffzelle)
PEM	Proton Exchange Membrane (Protonen-Austausch-Membran)
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell (Polymerelektrolytbrennstoffzelle)
PID	Potential Induced Degradation (Potenzialinduzierte Degradation)
PSA	Pressure Swing Adsorption (Druckwechsel-Adsorption)
PtG-Anlage	Power-to-Gas-Anlage
PVT	Photothermie
RKW	Regenerative Kombikraftwerke
ROV	Remote Operating Vehicle

SDL	Systemdienstleistungen
SMA	Service & Maintenance Agreement
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell (Festoxid-Brennstoffzelle)
STC	Standard Test Conditions (Standard-Testbedingungen)
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TA Luft	Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft
TCO	Transparent Conducting Oxide (Transparente, elektrisch leitfähige Oxide)
TP	Transition Piece
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (Rahmenüber-einkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen)
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.
VK	Virtuelle Kraftwerke
WEA	Windenergieanlage
ZVEH	Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke

GDV
DIE DEUTSCHEN VERSICHERER

Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e. V.

Wilhelmstraße 43 / 43 G, 10117 Berlin
Postfach 08 02 64, 10002 Berlin

Tel. 0 30/20 20-50 00, Fax 0 30/20 20-60 00
berlin@gdv.de, www.gdv.de