



Deutsches
Patent- und Markenamt

Erfinderaktivitäten 2012

Schwerpunkt: Erneuerbare Energien



Inhalt

Vorwort	3
Solarthermie <i>Dipl.-Ing. Beate Schenk, Dipl.-Ing. Daniela Gruhler, Dipl.-Ing. Klaus Skwara</i>	4
Photovoltaik auf dem Weg zu einer tragenden Säule der Stromversorgung: Hocheffizienz-Solarzellen und zuverlässige Hochleistungs-Photovoltaik-Module mit geringen Herstellungskosten <i>Dr. Alessandra Sani, Dr. Ralf Henninger, Dipl.-Phys. Martin Jaumann</i>	13
Solargläser für die Photovoltaik <i>Dr. Agnieszka Bes, Dr. Alessandra Sani, Dr. Ralf Henninger</i>	27
Von der Windmühle zur Windenergieanlage <i>Dipl.-Ing. Silke Neumann, Dr. Christian Schäfer</i>	42
Regelung von Generatoren in Windkraftanlagen <i>Dipl.-Ing. Johannes Öttl</i>	48
Gasturbinen im Brennpunkt regenerativer Energieerzeugung <i>Dipl.-Ing. Gianni Monti, Dipl.-Ing. Kai Brotzeller</i>	60
Biomass-to-Liquid – Biokraftstoffe der 2. Generation <i>Dr. Sandra Pröckl</i>	69
Energiespeicherung – eine besondere Herausforderung auch für erneuerbare Energien, am Beispiel von Windenergieanlagen <i>Dipl.-Ing. Mario Liebschner</i>	77
Elektrofahrzeuge als Energiespeicher für erneuerbare Energien <i>Dipl.-Ing. Martina Schué, Dr. Helmut Seitz</i>	83
Weiterentwicklung von Wärmespeichern zur Nutzung erneuerbarer Energien <i>Dipl.-Ing. Astrid Thalhammer, Dipl.-Ing. Knud Engelke</i>	92
Smart Grids <i>Dipl.-Ing. Walid Maghroum</i>	102

Vorwort

Sehr geehrte Leserinnen und Leser,

die neue Ausgabe der „Erfinderaktivitäten“ des Deutschen Patent- und Markenamts widmet sich speziell den erneuerbaren Energien.

Der Umbau der Energieversorgung in Deutschland ist eine enorme technische Herausforderung. Die Intensivierung der Forschung und die Entwicklung innovativer Energietechnologien haben bereits zu vielen neuen Lösungen geführt. Dies spiegelt sich auch in den Patentanmeldezahlen wider (die genauen Zahlen hierzu können Sie dem Jahresbericht 2012 entnehmen).

Forschungsschwerpunkte liegen zum Beispiel in den Bereichen der Solar- und Windenergie. Aber was ist, wenn gerade keine Sonne scheint und kein Wind weht? Welche Energiespeicher garantieren eine stabile Stromversorgung? Wie können intelligente Netze und Stromzähler helfen, Schwankungen beim wetterabhängigen Sonnen- und Windstrom auszugleichen? Wie lässt sich Energie aus Stroh gewinnen? Wie werden die Rotorblätter einer Windenergieanlage gereinigt? Die Antworten zu diesen Fragen finden Sie in den nächsten Kapiteln.

Die Artikel wurden von den mit den jeweiligen Fachgebieten befassten Patentprüferinnen und Patentprüfern geschrieben. Dadurch ermöglichen wir Ihnen einen Einblick in die Fülle von Erfindungen und zukunftsweisenden Entwicklungen auf diesem aktuell spannenden Gebiet.

Die in den Artikeln genannten Schriften umfassen den bis zum Redaktionsschluss am 12. April 2013 der Öffentlichkeit bekannten Stand der Technik.

Viel Spaß beim Lesen wünscht Ihnen,

Dr. Thomas Flaschke
(Redaktion)

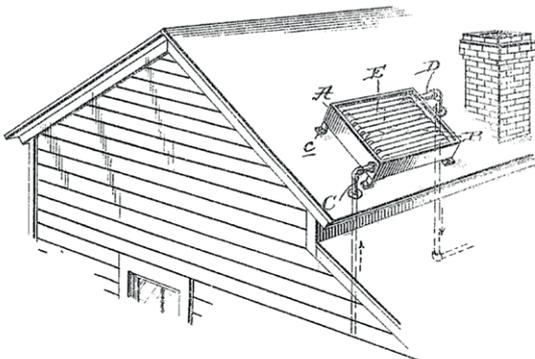
Solarthermie

Dipl.-Ing. Beate Schenk, Dipl.-Ing. Daniela Gruhler, Dipl.-Ing. Klaus Skwara, Patentabteilung 1.15

Unter Solarthermie versteht man die Umwandlung der Sonnenenergie in nutzbare Wärmeenergie. Ein Wärmeträger, häufig Wasser aber unter anderem auch Thermoöle, Salzschnmelzen oder Luft, wird in einem Sonnenkollektor erwärmt und zur weiteren Nutzung Verbrauchern zugeführt. Die Sonnenenergie kann dabei in thermischen Solaranlagen oder solarthermischen Kraftwerken genutzt werden. Der folgende Artikel gibt einen Überblick über die technischen Entwicklungen bei beiden Nutzungsarten.

1 Einleitung

Horace-Bénédict de Saussure erfand im 18. Jahrhundert die Vorläufer der heutigen Sonnenkollektoren [1]. Im vergangenen Jahrhundert gab es zunächst nur wenige Patentanmeldungen auf dem Gebiet der Solarthermie, wie beispielsweise das im Jahr 1912 veröffentlichte amerikanische Patent US 1 034 465 A. Seit 1973 steigen die Patentanmeldezahlen auf diesem Gebiet jedoch stetig an.



Figur 1: Ein bereits im Jahr 1912 bekannt gewordener Solar-
kollektor (US 1 034 465 A).

2 Thermische Solaranlagen

2.1 Absorber

Die wichtigste Komponente in thermischen Solaranlagen ist der Absorber. Er hat die Aufgabe, die einfallende Solarstrahlung zu absorbieren, in thermische Energie umzuwandeln und diese dann einem Wärmeträger, zum Beispiel einer Flüssigkeit, zuzuführen.

Folglich wird der Wirkungsgrad eines Absorbers dadurch bestimmt, wie gut er die solare Strahlung absorbiert und in thermische Energie umwandeln kann. Die wichtigsten Kenngrößen eines Absorbers sind dessen Absorptionsvermögen, das durch den Absorptionskoeffizienten definiert ist, sowie dessen Emissionsvermögen, das durch den Emissionskoeffizienten definiert ist. Dabei wird mit dem Absorptionsvermögen die Aufnahmefähigkeit des Absorbers für kurzwellige Strahlung, also für Solarstrahlung, bezeichnet und mit dem Emissionsvermögen die Wärmeabstrahlung des Absorbers [2]. Zur Erhöhung des Wirkungsgrades eines Absorbers wird auf diesem eine Beschichtung aufgebracht.

Eine einfache Absorberbeschichtung stellt ein dunkler oder schwarzer hitzebeständiger Lack, der sogenannte Solarlack dar. Der Solarlack besitzt einen hohen Absorptionskoeffizienten für die Solarstrahlung, das heißt, viel solare Energie wird absorbiert, allerdings ist auch der Emissionskoeffizient hoch, so dass ein großer Teil dieser absorbierten Energie durch Wärmestrahlung wieder abgegeben wird. Diese Art der Absorberbeschichtung, nämlich eine schwarz gefärbte Oberfläche, stellt eine kostengünstige Möglichkeit zur Verbesserung des Wirkungsgrades dar. Sie findet überwiegend in Gebieten mit einem sehr hohen Strahlungsangebot Verwendung, da dort die Wärmeverluste durch Abstrahlung vertretbar sind [2].

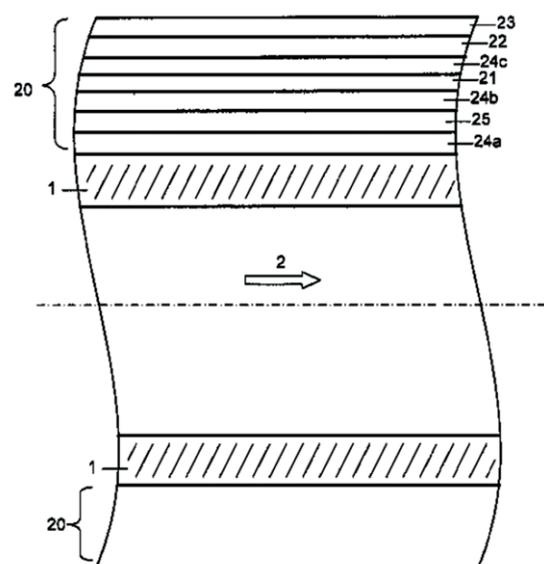
Eine deutliche Verbesserung des Wirkungsgrades kann durch selektive Absorberbeschichtungen erreicht werden. Die Grundlage dieser selektiven Absorber-

beschichtungen bildet das unterschiedliche Absorptions- und Emissionsverhalten von schwarzen und weißen Körpern [2]. Die selektive Absorberschicht verhält sich für die Solarstrahlung wie eine schwarze Oberfläche, das heißt, sie kann sehr gut die Energie absorbieren. Wohingegen sich die selektive Absorberschicht im Bereich der Wärmestrahlung wie eine weiße, beziehungsweise reflektierende Oberfläche verhält und somit kaum Wärme abstrahlt. Folglich vereint eine selektive Absorberschichtung einen hohen Absorptionskoeffizienten für die Solarstrahlung mit einem geringen Emissionskoeffizienten für die Wärmestrahlung.

Die ersten selektiven Absorberschichtungen wurden mit galvanischen Beschichtungsverfahren hergestellt. Wohl am bekanntesten ist das Schwarzchrombeschichten oder das Schwarznickelbeschichten. Bei dem in der DE 30 29 637 C2 beschriebenen Verfahren zur Herstellung einer selektiven Absorberschichtung wird auf einem, vorher auf dem Substrat aufgebracht, hellmatten Nickeluntergrund in einem Schwarzchrombad durch Tauch- oder Durchziehverfahren eine dünne Schwarzchromschicht galvanisch abgeschieden. Eine auf diese Weise hergestellte selektive Absorberschicht besitzt einen Absorptionskoeffizienten größer als 0,95 und einen Emissionskoeffizienten kleiner als 0,11. Dies bedeutet, dass der Absorber mehr als 95% der einfallenden Strahlungsenergie absorbiert und weniger als 11% der Energie abstrahlt, die ein, die maximale Energie abgebender, idealer schwarzer Körper abstrahlen würde.

Zu den neueren Beschichtungsverfahren zählen die physikalische Gasphasenabscheidung, kurz PVD-Verfahren (Physical Vapour Deposition) genannt, und die chemische Gasphasenabscheidung, kurz CVD-Verfahren (Chemical Vapour Deposition) genannt. Üblicherweise werden bei diesen Beschichtungsverfahren mehrere dünne funktionale Schichten auf das Substrat aufgedampft. Der prinzipielle Schichtaufbau bei diesen Verfahren wird beispielsweise in der DE 10 2004 010 689 B3 beschrieben. Dabei werden auf einem Substrat eine Barriere- oder Diffusionssperrschicht, eine Reflexionsschicht, eine Absorptionsschicht (Cermet-schicht) und eine abschließende Antireflexionsschicht

aufgebracht. Zur Verbesserung der Eigenschaften einer selektiven Absorberschichtung können darüber hinaus, wie zum Beispiel in der DE 10 2009 049 471 B3 beschrieben, weitere funktionelle Schichten auf das Substrat aufgebracht werden (vergleiche Figur 2). Hier werden zur Verbesserung der Haftung der einzelnen Schichten und zur Erzielung einer in sich stabileren Absorberschichtung auf der Außenseite eines Stahlrohrs 1 (Substrat) eine erste Barrierschicht 24a, eine Haftvermittlerschicht 25 zur Verbesserung der Haftung der Gesamtschicht, eine zweite Barrierschicht 24b, eine Reflexionsschicht 21, eine dritte Barrierschicht 24c, eine Absorptionsschicht 22 und abschließend eine Antireflexionsschicht 23 aufgebracht. Dabei verhindern die ersten beiden Barrierschichten 24a und 24b wirkungsvoll das Diffundieren von Material aus dem Stahlrohr 1 in die Reflexionsschicht 21. Die dritte Barrierschicht 24c verhindert das Diffundieren von Material aus der Reflexionsschicht 21 in die Absorptionsschicht 22. Wobei die dritte Barrierschicht 24c bei geeigneter Zusammensetzung der Reflexions- und der Absorptionsschicht auch entfallen kann, da dann eine Diffusion durch eine weitere Barrierschicht nicht gehemmt werden muss. Der Absorptionskoeffizient dieser selektiven Absorberschichtung ist größer als 0,955 und der Emissionskoeffizient kleiner als 0,09.



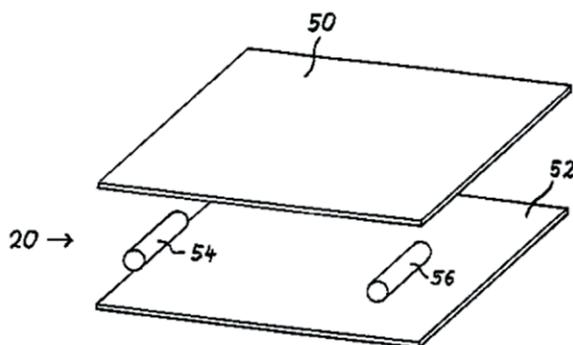
Figur 2: Schnitt durch ein, von einem Wärmeträger 2 durchströmtes Absorberrohr, bestehend aus einem Stahlrohr 1 und einer auf der Außenseite des Stahlrohrs 1 aufgetragenen selektiven Absorberschichtung 20 (DE 10 2009 049 471 B3).

2.2 Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung

In privaten Haushalten wird die Sonnenenergie hauptsächlich zur Warmwasserbereitung und zur Heizungsunterstützung genutzt. Im Mittelmeerraum genügt aufgrund der hohen Sonnenenergie schon ein geschwärzter mit Wasser gefüllter Behälter zur Warmwasserbereitung. In nördlicheren Breiten mit weniger Sonneneinstrahlung ist der technische Aufwand zur Nutzung der Sonnenenergie höher. Damit ergeben sich für die Entwicklung von Solarkollektoren zwei häufige Problemstellungen: Die Wirtschaftlichkeit und die Steigerung des solaren Ertrages.

2.2.1 Kostengünstige Kollektoren

Um die Wirtschaftlichkeit der Solarkollektoren zu steigern, versucht man durch einfachere Herstellungsverfahren der Absorber Kosten einzusparen. Dazu schlägt die DE 198 61 180 B4 vor (siehe Figur 3), zwei aus Kupfer- oder Stahlblech bestehende Absorber-Flächenstücke 50 und 52 parallel aneinander zu legen und einen Einlassstutzen 54 und einen Auslassstutzen 56 in den Randbereich zwischen den Absorber-Flächenstücken einzufügen. Die Absorber-Flächenstücke 50 und 52 werden miteinander verbunden, so dass ein fluiddichter Verbindungskanal (Fluidkanal) zwischen dem Einlassstutzen 54 und dem Auslassstutzen 56 ausgebildet wird. Der Verbindungskanal wird mit einem Innendruck beaufschlagt, so dass die Querschnittsfläche des Verbindungskanals erhöht wird, wobei der Absorber vor der Druckbeaufschlagung in den Innenraum eines Formteils eingebracht wird, der in etwa die vorgesehene Form des Absorbers aufweist.

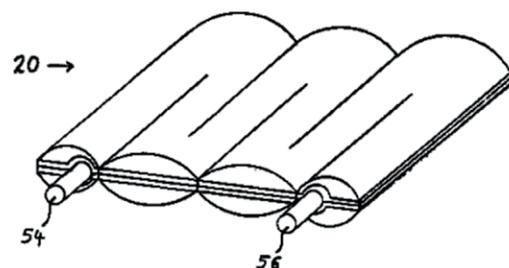


Kosten können aber auch durch die Wahl der Werkstoffe eingespart werden. So bestehen bei einem Solarkollektor gemäß der DE 10 2007 032 155 B3 alle Bauteile einschließlich des Gehäuses, des Absorbers und eines Isolationskörpers aus dem gleichen Kunststoffmaterial, insbesondere aus Polycarbonat (vergleiche Figur 4).

Das Kunststoffgehäuse weist eine transparente und eine dunkel eingefärbte Kunststoffschale auf, die in einem Twinsheet-Verfahren miteinander verschweißt sind. Der Isolationskörper und eine Flüssigkeitsleit-einheit E, A sind zwischen die Kunststoffschalen 11a, 12a und 12b eingelegt. Auf diese Weise kann mit einfachen Mitteln ein Solarkollektor unter Berücksichtigung niedriger Kosten hergestellt werden. Dadurch, dass alle Bauteile aus dem gleichen Kunststoffmaterial bestehen, kann der Solarkollektor nach seiner Nutzung komplett entsorgt werden, ohne in Einzelteile zerlegt werden zu müssen. Durch den sortenreinen Aufbau des Solarkollektors können somit auch beim Recycling Kosten eingespart werden.

2.2.2 Kollektoren mit höherem Wirkungsgrad

Die Steigerung des solaren Ertrages erreicht man mit einem höheren Wirkungsgrad. Dies kann durch die in Kapitel 2 genannten selektiven Absorberbeschichtungen und durch die Vermeidung von Wärmeverlusten erzielt werden. Dazu werden die Kollektoren auf der sonnenabgewandten Seite mit einer Wärmeisolierung aus geschäumtem Material versehen. Auf der sonnenzugewandten Seite ist üblicher Weise eine aus einer Glasscheibe bestehende transparente Abdeckung angebracht, wodurch Verluste durch Wärmekonvektion

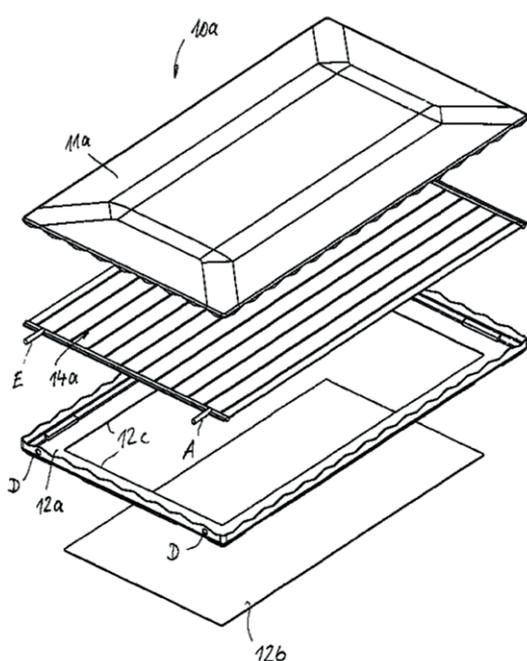


Figur 3: Herstellung eines Absorbers 20 aus zwei Absorber-Flächenstücken 50, 52 und Anschlussstutzen 54, 56 (DE 198 61 180 B4).

verringert werden. Eine weitere Verbesserung kann durch zwei transparente Deckgläser erreicht werden. Ähnlich wie bei isolierten Fensterscheiben wird der konvektive Wärmetransport reduziert, indem der Zwischenraum evakuiert oder mit einem Edelgas mit geringer Wärmeleitfähigkeit gefüllt wird.

3 Solarthermische Kraftwerke

Wer von Solarstrom spricht, meint meistens Strom aus Photovoltaikanlagen auf Hausdächern, landwirtschaftlichen Flächen oder Autobahnen. In Photovoltaikanlagen wird das Sonnenlicht direkt in Strom umgewandelt. Anders als in thermischen Solaranlagen, die Wärme für die Prozesstechnik oder die Gebäudetechnik nutzbar machen, wird die Wärme in solarthermischen Kraftwerken (auch Concentrated Solar Power [CSP]-Plants) zur Stromerzeugung genutzt. Obwohl das Sonnenlicht in solarthermischen Kraftwerken erst in thermische, dann in mechanische und schließlich in elektrische Energie umgewandelt wird, erreichen die solarthermischen Kraftwerke je nach Bauart höhere Wirkungsgrade als übliche Photovoltaikanlagen. Kommerziell betriebene solarthermische Kraftwerke wurden in den letzten Jahren vor allem in den Vereinigten Staaten von Amerika (USA) und Spanien gebaut.



Figur 4: Absorber 14a und mehrschaliges Gehäuse 11a, 12a, 12b eines Kollektors aus Kunststoff (DE 10 2007 032 155 B3).

3.1 Grundprinzip

In solarthermischen Kraftwerken wird das einfallende Sonnenlicht mithilfe von Spiegeln gebündelt und in Wärmeenergie umgewandelt. Durch die Konzentration der Strahlen werden im Kollektor Temperaturen von 400 bis 1 200 °C erreicht [3]. Diese Wärme lässt sich in einem konventionellen Dampfkraftwerk oder mit einem durch thermische Energie angetriebenen Stirlingmotor zur Stromerzeugung nutzen. Übliche solarthermische Kraftwerke werden als Dampfkraftwerke betrieben, wobei sie im Wesentlichen die Funktion eines solaren Dampferzeugers erfüllen. Sie umfassen einen konventionellen Kraftwerksteil mit einer oder mehreren Dampfturbinen und Stromgeneratoren. In den Dampfturbinen wird der überhitzte Wasserdampf entspannt, wobei die thermische Energie in mechanische Energie umgewandelt wird. In den Stromgeneratoren wird schließlich die mechanische in elektrische Energie umgewandelt. Der überhitzte Wasserdampf wird den Dampfturbinen über ein Solarfeld bereitgestellt. Ein Beispiel für ein solches solarthermisches Kraftwerk ist der DE 10 2007 005 562 A1 zu entnehmen (vergleiche Figur 5).

3.2 Aktuelle Bauarten solarthermischer Kraftwerke

Es gibt verschiedene Konzepte für die Nutzung der Sonnenwärme zur Energiegewinnung, die sich in zwei Kategorien einteilen lassen:

- Kraftwerke, die die Direktstrahlung der Sonne mit Reflektoren auf ein lineares Absorberrohr bündeln (Parabolrinnen-Linear-Fresnel Kraftwerke) und
- Kraftwerke, die die Direktstrahlung der Sonne mit Reflektoren auf einen zentralen Receiver konzentrieren (Paraboloide, Solarturmkraftwerke).

Diese Kraftwerke verwenden fokussierende Reflektorflächen, um das einfallende Sonnenlicht auf einen Absorber oder ein Absorberrohr zu konzentrieren. Die Reflektoren oder der Absorber werden der Sonne nachgeführt. Parabolrinnen-Linear-Fresnel Kraftwerke sammeln die Wärme in vielen über die Fläche verteilten Absorbern oder Absorberrohren, während

in Solarturmkraftwerken und Paraboloidkraftwerken die Strahlung der Sonne mit Punktkonzentratoren auf einen Brennpunkt gebündelt wird. Die Homepage von National Renewable Energy Laboratory (NREL) gibt dem interessierten Leser eine Übersicht über die weltweit laufenden CSP Projekte, die Daten für die Kraftwerksauslegung und die zur Verfügung gestellte Kraftwerksleistung sowie Möglichkeiten zur Energiespeicherung: www.nrel.gov/csp/solarpaces/by_technology.cfm.

3.2.1 Parabolrinnenkraftwerke

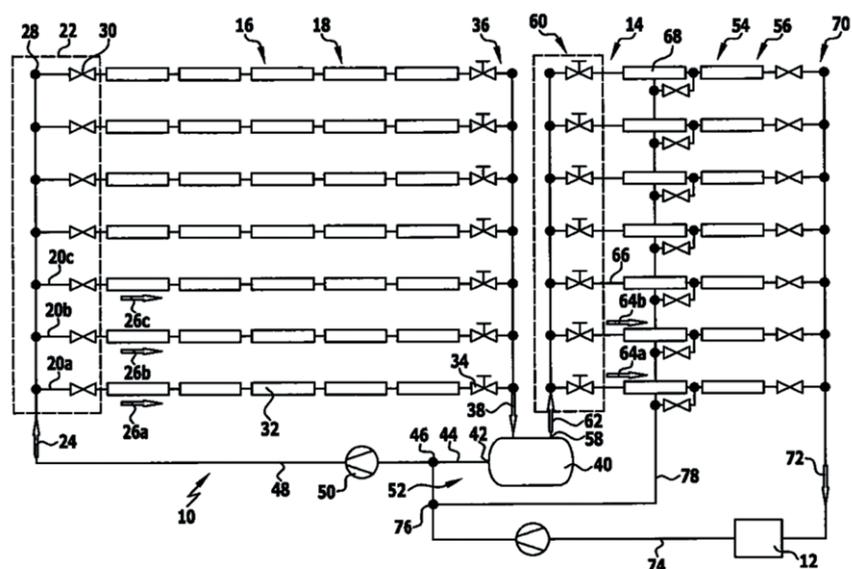
DESERTEC ist ein Energiekonzept, das zur Erzeugung von Ökostrom energiereiche Standorte auswählt. Im Rahmen dieses Konzepts soll unter anderem in besonders sonnenreichen Wüsten Strom erzeugt werden. Dabei ist neben den Fresnel-Systemen vor allem der Einsatz von Parabolrinnenkollektoren vorgesehen. Das Kollektorfeld eines Parabolrinnenkraftwerkes besteht vorzugsweise aus vielen parallel geschalteten Parabolrinnen, also gewölbte Spiegel, den sogenannten Linienkonzentratoren.

Parabolrinnenkollektoren bündeln das Sonnenlicht auf ein in der Brennnlinie verlaufendes Absorberrohr. Die Länge eines solchen Parabolrinnenkollektors liegt je nach Bautyp zwischen 20 und 150 Metern. In den Absorberrohren wird die konzentrierte Sonnenstrahlung in Wärme umgesetzt und an einen zirkulierenden Wärmeträger abgegeben. Die Parabolrinnen werden aus Kostengründen meist nur einachsig der Sonne nachgeführt. Sie sind deshalb in Nord-Süd-Richtung angeordnet und werden der Sonne im Tagesverlauf von Ost nach West nachgeführt.

Viele Parabolrinnenkollektoren führen den zirkulierenden Wärmeträger in einem geschlossenen

Kreislauf. Verwendet werden entweder Thermoöle, Salzschnmelzen oder Heißluft. Im nachgeschalteten Dampferzeuger wird die Wärme des erhitzten Wärmeträgers auf das Wasser eines zweiten geschlossenen Wasser-Dampf-Kreislaufs eines konventionellen Kraftwerkteils übertragen. Hierdurch wird Wasserdampf erzeugt, der eine oder mehrere Dampfturbinen zur Stromerzeugung antreibt. Bei Thermoölanlagen sind hierzu Temperaturen bis zu 390°C erreichbar. Wärmespeicher (zum Beispiel Salzschnmelze-Tanks) können am Tag gewonnene Wärme aufnehmen und dann abgeben, wenn gerade keine Sonne zur Verfügung steht. Damit ist auch nachts ein Antrieb der Dampfturbinen möglich, was eine weitere Verbesserung des Wirkungsgrades bedeutet.

Alternativ dazu kommt die Direktverdampfung (DISS = Direct Solar Steam) ohne Wärmetauscher aus, da der überhitzte Wasserdampf direkt in den Absorberrohren erzeugt wird. Hierbei werden Temperaturen von über 500°C erreicht. Der überhitzte Wasserdampf wird anschließend wie in einem Dampfkraftwerk einer zentral angeordneten Dampfturbine zugeführt, die an einen Stromgenerator gekoppelt ist. Der besondere Vorteil dieses Kraftwerkstyps ist die konventionelle, relativ leicht verfügbare Technik. Ein Beispiel für ein Parabolrinnenkraftwerk geht aus der DE 10 2011 004 269 A1 hervor.



Figur 5: Schematische Darstellung eines solarthermischen Kraftwerks mit dem Solarfeld 14, einem ersten Erhitzungsabschnitt 16, dem Verdampferabschnitt 18, dem Überhitzungsabschnitt 56 sowie dem Generator 12 (DE 10 2007 005 562 A1).

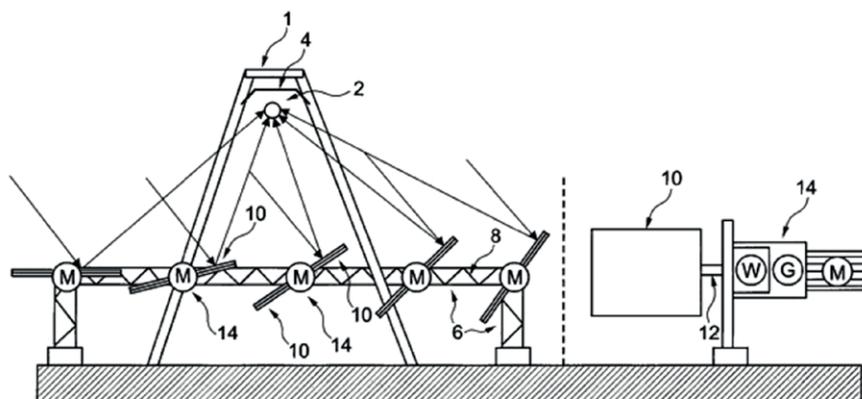
Die Direktverdampfung von Wasser als Wärmeträger in den Parabolrinnen wird als großer Schritt in der Entwicklung der Parabolrinnentechnologie angesehen, weil aufgrund der Verringerung der Wärmeverluste mit einer Wirkungsgradverbesserung zu rechnen ist. Problematisch hierbei ist jedoch die Zwei-Phasen-Strömung in den Rohren. Dort, wo das Wasser in Dampf umgewandelt und überhitzt wird, entstehen sehr hohe Drücke, die zu Instabilitäten in den Absorberrohren führen.

Um dynamische Instabilitäten zu vermeiden wird in der DE 10 2011 004 267 A1 beispielsweise ein Parabolrinnenkollektor als Dampferzeuger beschrieben, wobei die Sonnenkollektorstränge eine erste und eine zweite Stufe aufweisen, zwischen denen eine Druckausgleichseinrichtung angeordnet ist.

Ein weiteres Beispiel zur Vermeidung der dynamischen Instabilitäten wird in der DE 10 2009 013 254 A1 beschrieben, wobei im Inneren des Absorberrohrs durch eine Wasserdampf durchlässige, jedoch Wasser undurchlässige Membran im Absorberrohr eine Phasentrennung eines Wasser/Wasserdampfgemisches erreicht wird.

3.2.2 Linear Fresnel-Systeme

Eine Weiterentwicklung der Parabolrinnen sind sogenannte Fresnel-Spiegel-Kollektoren. Ein Beispiel für ein solches Linear-Fresnel-System wird in der DE 10 2010 035 292 A1 beschrieben (vergleiche Figur 6).



Figur 6: Lineare Fresnel-Kollektoranlage mit Fresnel-Spiegelstreifen 10, Antriebsmodul 14 und einem fluiddurchströmten Absorberrohr 2 (DE 10 2010 035 292 A1).

Diese weist einen zentralen Solarturm 1 auf, an dem in dessen oberem Endbereich ein Absorberrohr 2 montiert ist. Das Absorberrohr 2 erstreckt sich dabei im Wesentlichen horizontal und wird von einem wärmeleitenden Fluid oder Wasser (Wasserdampf) durchströmt. Das Sonnenlicht wird über mehrere zu ebener Erde angeordnete parallele, ungewölbte oder leicht gewölbte Fresnel-Spiegelstreifen 10 (nach dem Prinzip einer Fresnellinse) auf ein Absorberrohr 2 gebündelt. Strahlung, die das Absorberrohr 2 dabei verfehlt, wird von einem Sekundärreflektor 4, der oberhalb des Rohres 2 angeordnet ist, auf das Absorberrohr 2 gelenkt. Die Spiegelstreifen 10 werden über ein Antriebsmodul 14 einachsrig nachgeführt. Diese Bauweise verbindet demzufolge die Funktionsprinzipien von Parabolrinnenkollektoren und Turmkraftwerken miteinander, wobei sowohl auf gewölbte Spiegel als auch auf mehrachsige Sonnenstandsnachführungen verzichtet wird und der modulare Aufbau erhalten bleibt. Das Absorberrohr 2 wird im Gegensatz zu den meisten Parabolrinnenkonstruktionen nicht bewegt. So können sehr lange Kollektoren gebaut werden, die durch fehlende Rohrbögen und flexible Verbindungen geringe Strömungswiderstände für den Wärmeträger aufweisen.

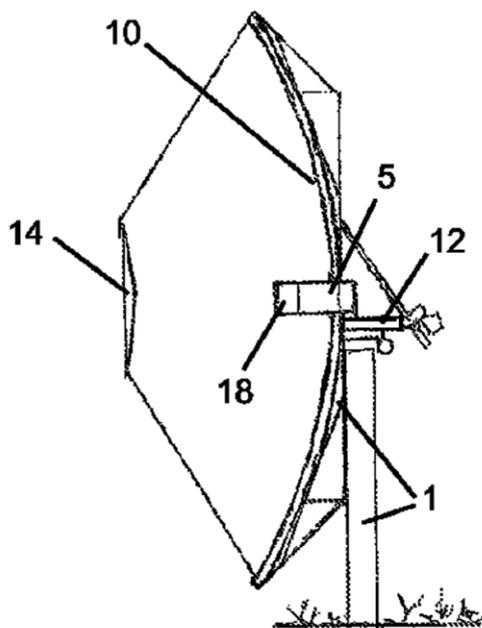
3.2.3 Dish Kraftwerke

Beim Dish-Kraftwerk bilden Parabolspiegel und Strahlungsempfänger eine feste Einheit. Der Strahlungsempfänger ist dabei im Brennpunkt des Parabolspiegels fixiert und als Wärmetauscher ausgebildet, der solare Energie in thermische Energie für den Stirlingmotor umwandelt. Das Sonnenlicht wird von dem Parabolspiegel auf den Strahlungsempfänger fokussiert.

Bei Paraboloidkraftwerken, auch Dish-Stirling- oder Dish-Farm-Anlagen genannt, sind Paraboloidspiegel zweiachsrig

drehbar auf einem Gestell montiert. Diese reflektieren das Sonnenlicht auf einen im Brennpunkt angebrachten Wärmeempfänger. Diese Bauform ist sehr kompakt – die Spiegel werden mit Durchmessern von 3 bis 25 m ausgeführt, womit Leistungen von bis zu 50 kW pro Modul erreichbar sind.

Bei Dish-Stirling-Anlagen ist dem Strahlungsempfänger ein Stirlingmotor nachgeschaltet, der die thermische Energie direkt in mechanische Arbeit umsetzt. Durch die Konzentration der Sonneneinstrahlung auf den Empfänger entstehen im Stirling-Motor Temperaturen von über 700°C. Aufgrund des hohen Wirkungsgrades von mehr als 30% sind diese Anlagen schon weit entwickelt. Die Module eignen sich zur dezentralen Energieversorgung in abgelegenen Regionen und erlauben es, beliebig viele dieser Module zu einem großen Solarkraftwerk zusammenzuschalten. Ein Ausgestaltung der Dish-Stirling-Anlage ist in der WO 2011/053895 A1 veranschaulicht (vergleiche Figur 7). Ein Einheit bestehend aus einem Stirlingmotor 5 und einem Empfänger 18 ist an einem ersten Reflektor 10 montiert und wird mit Hilfe eines Sonnensensors 12 dem Sonnenstand nachgeführt. Ein zweiter Reflektor 14 dient dazu, die vom ersten Reflektor 10 reflektierten Sonnenstrahlen gezielt auf den Empfänger zu richten.

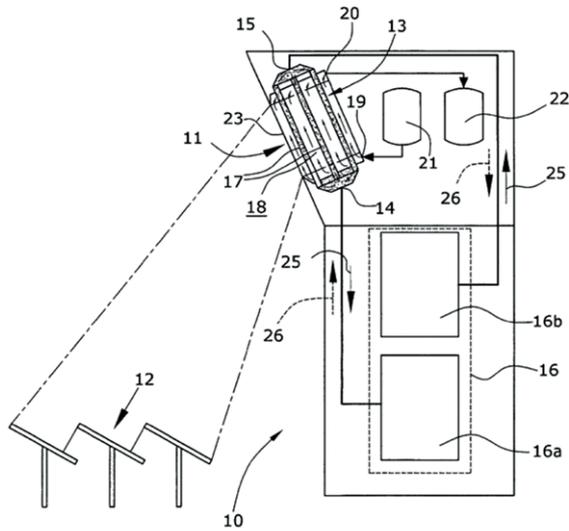


Figur 7: Dish-Stirling-Anlage mit einem Reflektor 10, einem Stirlingmotor 5 und einem davor geschalteten Empfänger 18 (WO 2011/053895 A1).

Bei den selten eingesetzten Dish-Farm-Anlagen befindet sich im Brennpunkt ein Absorber, in dem ein Wärmeträger erhitzt und zur Dampferzeugung genutzt wird. Zu diesem Zweck werden mehrere Paraboloidspiegel zusammengeschaltet.

3.2.4 Solarturm-Kraftwerke zur Stromerzeugung

Für heutige Solarturm-Kraftwerke kommen mehrere alternative Auslegungskonzepte in Betracht. Hierbei wird zwischen Solarturm-Kraftwerken mit Direktverdampfung und mit indirekter Verdampfung unterschieden. Ein Solarturm-Kraftwerk umfasst ein Solarfeld, einen Solarturm und einen konventionellen Kraftwerksteil. Am oberen vertikalen Ende des Solarturms ist ein Strahlungsempfänger angeordnet. Der Strahlungsempfänger enthält einen Absorber, der das einfallende Sonnenlicht absorbiert und es in thermische Energie umsetzt. Dabei tritt eine sehr starke Erwärmung des Absorbers ein. Der Absorber besteht aus hochtemperaturbeständigem Material, das Temperaturen bis zu 1 200°C Stand halten kann. Hierfür eignen sich insbesondere Keramiken oder hochwarmfeste Stähle. Ein Beispiel für ein Solarturm-Kraftwerk mit einem Strahlungsempfänger ist in der DE 10 2010 053 902 A1 (vergleiche Figur 8) gezeigt. Das Solarfeld 12 besteht hierbei aus Heliostaten, die als einzeln nachführbare Spiegel ausgeführt um den Solarturm herum platziert sind. Bei Sonnenschein richten sich hunderte bis tausende automatisch positionierende Spiegel 12 (Heliostate) so aus, dass das Sonnenlicht auf den zentralen Strahlungsempfänger 11 reflektiert wird. Im Strahlungsempfänger 11 ist einen Absorber 13 angeordnet, der das einfallende Sonnenlicht absorbiert und es in thermische Energie umsetzt. Geeignete Wärmeträgermedien sind Gase, Salzschnmelzen oder flüssige Metalle. Sie fließen durch parallele Absorberrohre im Innern des Absorbers 13. Das Wärmeträgermedium wird dem Wärmespeicher 16 zur späteren Verwendung zugeführt. Durch starke Konzentration der Sonneneinstrahlung entstehen an der Spitze des



Figur 8: Solarturm-Kraftwerk mit einem Heliostatenfeld 12, mit Strahlungsempfänger 11 und einem fluiddurchströmten Absorber 13 (DE 10 2010 053 902 A1).

Türme 10 Temperaturen bis zu mehreren 1 000 °C. Die technisch sinnvoll handhabbaren Temperaturen liegen bei rund 1 300 °C. Die Temperaturwerte und der damit erreichbare thermodynamische Wirkungsgrad sind somit deutlich höher als bei Parabolrinnenkraftwerken.

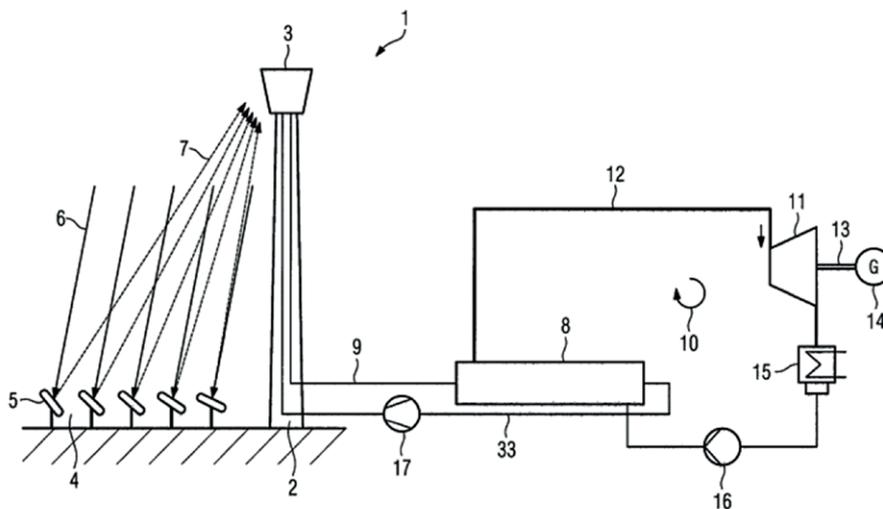
3.2.4.1 Indirekte Verdampfung

Beim Konzept der indirekten Verdampfung wird im Strahlungsempfänger Luft erhitzt und die erhitzte Luft einem Dampferzeuger mit Verdampferheizfläche

zugeführt. Alternativ kommt als Wärmeträger flüssiges Nitratsalz zum Einsatz. Ein entsprechendes Solarturm-Kraftwerk mit indirekter Verdampfung zeigt die DE 10 2011 004 270 A1 (vergleiche Figur 9). Im Dampferzeuger 8 wird die Wärme der erhitzten Luft auf Wasser eines Wasser-Dampf-Kreislaufs 10 eines konventionellen Kraftwerkteils mit einer Dampfturbine 11 übertragen und somit Wasserdampf erzeugt. Über eine Dampfleitung 12 wird der Dampf der Dampfturbine 11 zur Entspannung zugeführt. Die Dampfturbine 11 ist mit einer Welle 13 mit dem Generator 14 verbunden, der die mechanische Leistung in elektrische Leistung umwandelt.

3.2.4.2 Direktverdampfung

Beim Konzept der Direktverdampfung gemäß der DE 10 2010 040 216 A1 wird die konzentrierte Solarstrahlung auf einen im Solarturm angeordneten Strahlungsempfänger konzentriert. Der Strahlungsempfänger ist in parallel geschaltete Absorberrohre aufgeteilt, die durch die konzentrierte Solarstrahlung aufgeheizt werden, wobei die Absorberrohre die Wärme an das Speisewasser eines geschlossenen Wasser-Dampf-Kreislaufs abgeben. In einer ersten Stufe wird das Speisewasser verdampft und in einer zweiten Stufe überhitzt. Im konventionellen Kraftwerksteil wird dieser überhitzte Dampf anschließend in einer Turbine entspannt, die einen Generator zur Erzeugung von elektrischer Energie antreibt.



Figur 9: Solarturm-Kraftwerk 1 mit Dampferzeuger 8, Heißluftleitung 9, Dampfleitung 12 und Dampfturbine 11 mit Generator 14 (DE 10 2011 004 270 A1).

4 Zusammenfassung und Ausblick

Durch die zunehmende Effizienzsteigerung der solarthermischen Anlagen gewinnen diese immer mehr an Bedeutung. Auch auf dem Gebiet der Prozesswärme finden solarthermische Anlagen immer mehr Anwendung, wie beispielsweise bei Lackierereien zum Trocknen von Autolack oder zum Kühlen von Lagerräumen [4].

Eine Studie des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) über „Solarthermische Kraftwerke für den Mittelmeerraum“ identifiziert ein für den Bau von solarthermischen Kraftwerken zur Stromerzeugung verfügbares Flächenpotential von 95 000 km². Im nordafrikanischen Mittelmeerraum soll das langfristige Flächenpotential sogar 768 000 km² betragen. Zur Verbesserung des globalen Verbundnetzes sind allerdings noch Hochspannungs-Seeverbindungen notwendig, damit die Nutzung der Solarturm-Kraftwerke im kommerziellen Maßstab möglich ist. Weitere Entwicklungen auf diesem Gebiet könnten zu Kostenreduktionen führen [5].

Nichtpatent-Literaturverzeichnis

- [1] Solarthermie. In: Wikipedia, Die freie Enzyklopädie. Bearbeitungsstand 06.06.2013.
URL: de.wikipedia.org/wiki/Solarthermie
[abgerufen am 07.06.2013]
- [2] HADAMOVSKY, H.-F.; JONAS, D.: Solarstrom, Solarthermie. 2., aktualisierte Auflage. Würzburg: Vogel-Buchverlag, 2007. – ISBN: 978-3-8343-3088-8
- [3] DLR: Solarthermische Kraftwerke sind zuverlässige Technologie für die Energiewende, 07.12.2011. URL: www.dlr.de/dlr/desktopdefault.aspx/tabid-10200/449_read-1898
[abgerufen am 04.02.2013]
- [4] BERNER, J.: Im Fokus – Prozeßwärme – Fresnelkollektoren: Trockener Lack und kalter Sprudel. In: Sonne, Wind & Wärme, 2012, H. 15, S. 30-31. –ISSN 0944-8772
- [5] MOHR, M.; SVOBODA, P.; UNGER, H.: Praxis solarthermischer Kraftwerke. Berlin: Springer 1999, S.172. – ISBN 3-540-65973-0

Photovoltaik auf dem Weg zu einer tragenden Säule der Stromversorgung: Hocheffizienz-Solarzellen und zuverlässige Hochleistungs-Photovoltaik-Module mit geringen Herstellungskosten

Dr. Alessandra Sani, Dr. Ralf Henninger, Dipl.-Phys. Martin Jaumann, Patentabteilung 1.33

Die Photovoltaikindustrie macht derzeit große Fortschritte in Bezug auf Effizienz und Kostenreduktion. Nach einigen grundlegenden Informationen werden in diesem Artikel verschiedene Hocheffizienz-Solarzellen und Hochleistungs-Photovoltaik-Module, die sich bereits in der industriellen Produktion oder kurz davor befinden, vorgestellt und näher beleuchtet.

1 Einleitung: 100 % erneuerbare Energien als Ziel

Für den Endenergieverbrauch wurden im Jahr 2011 in Deutschland 332,2 Milliarden Euro ausgegeben [1]. Die jährlich von der Sonne auf die Erdoberfläche einstrahlte Energie beträgt mit circa 3 300 000 Exajoule [2] das 6 400-fache des gesamten Weltprimärenergieverbrauchs im Jahr 2011 in Höhe von 516 Exajoule [3]. Dass durch erneuerbare Energien 100% des gesamten deutschen Energiebedarfs, das heißt für Strom, Wärme und Verkehr, bereitgestellt werden könnte, wurde bereits wissenschaftlich nachgewiesen [4]. Für die Transformation des heutigen Energiesystems in ein nachhaltiges Energiesystem würden natürlich zunächst Mehrkosten anfallen. Diese wären jedoch eine kluge Investition in die Zukunft, denn zwischen 2020 und 2030 würde der Mix erneuerbarer Energien die Kostengleichheit mit den fossilen Energieträgern erreichen. Ab dann würde eine Kosteneinsparung erzielt, so dass in der Summe zwischen 2010 und 2050 allein in den Sektoren Strom und Wärme 730 Milliarden Euro eingespart werden könnten, was einen enormen volkswirtschaftlichen Nutzen darstellt [4]. Hinzu käme noch der Wettbewerbsvorteil, der sich für die exportorientierte deutsche Wirtschaft durch eine Vorreiterrolle ergäbe. In einer anderen Veröffent-

lichung [5] wird anschaulich gezeigt, wie Deutschland komplett mit 100% erneuerbaren Energien versorgt werden könnte, die in Deutschland produziert werden. Ferner gibt es eine Reihe weiterer interessanter Studien, so zum Beispiel zum Bereich 100% erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland [6] sowie zum Thema 100% erneuerbare Energien für die Elektrizitätsversorgung in Deutschland [7], [8], [9], [10]. In diesen Zukunftsszenarien nimmt neben der Windkraft auch die Erzeugung von Strom durch Solarzellen eine wichtige Stellung ein, nämlich mit einem Photovoltaik-Stromerzeugungsanteil zwischen 17% [8] und 42% [7]. Dies erfordert in begrenztem Maße Speichersysteme, und zwar Kurzzeitspeicher, zum Beispiel Redox-Flow-Batterien, und Langzeitspeicher, zum Beispiel chemische Energiespeicher in Form von Wasserstoff oder erneuerbarem Methan (Stichwort „Power to Gas“) [4]. Bei Wahl des richtigen Verhältnisses zwischen Photovoltaik und Windkraft ist jedoch nur relativ wenig Speicherkapazität nötig, da sich diese beiden Energiequellen jahreszeitlich sehr gut ergänzen [10]. Es stellt sich die Frage, wo wir Ende 2012 in Deutschland standen. Photovoltaik-Module mit einer Leistung von circa 32 GWp, verteilt auf etwa 1,3 Millionen Anlagen, waren installiert und deckten im Jahr 2012 rund 5,7% des Nettostromverbrauchs

[11]. Photovoltaik hat die schnellste Kostenreduktionsrate aller erneuerbarer Energien und liefert Strom mittlerweile billiger als Offshore-Windkraftanlagen. In der Ausgabe 2004/2005 der Erfinderaktivitäten wurden bereits die Grundlagen der Photovoltaik sowie verschiedene Solarzellentypen vorgestellt [12]. Inzwischen erreichen Silizium-Solarzellen mehrerer Firmen mit industriellen Herstellungsprozessen einen Wirkungsgrad von über 20% [13]. Diese Hocheffizienz-Solarzellen und Hochleistungs-Photovoltaik-Module sowie die zugehörigen Herstellungsverfahren werden im Folgenden vorgestellt.

2 Hocheffizienz-Solarzellen

Es gibt zahlreiche Möglichkeiten, um die Effizienz von kristallinen Silizium-Solarzellen zu erhöhen, zum Beispiel durch einen selektiven Emitter, Al_2O_3 -Passivierung, optimierte Metallisierung, passivierte Kontakte oder Kontakte ausschließlich auf der Rückseite. Eine Auswahl interessanter Entwicklungen wird nachfolgend näher beschrieben.

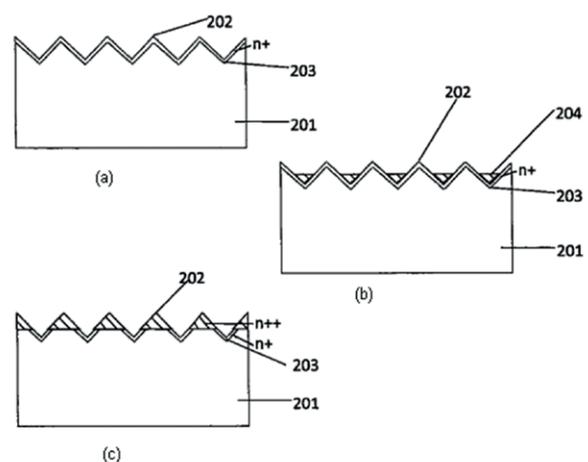
2.1 Selektiver Emitter

Unter dem Begriff „selektiver Emitter“ versteht man einen inhomogenen Emitter, wobei die Bereiche, die an die Metallisierungen angrenzen, deutlich stärker dotiert sind als der restliche Emitter. Diese Technologie vereinigt die Vorteile von hoch und niedrig dotierten Emitter-Bereichen: Die hoch dotierten Bereiche verbessern den ohmschen Kontakt, reduzieren das Kurzschlussrisiko und erlauben ein stabileres Prozessfenster für das Kontaktfeuern. Die niedrig dotierten Bereiche zeigen eine bessere Transparenz bei kürzeren Wellenlängen sowie niedrige Rekombinationsverluste. Solarzellen mit selektivem Emitter zeigen einen Effizienzgewinn von 0,6% im Vergleich zu Solarzellen mit homogenem Emitter [14], jedoch sind die Mehrkosten bei ihrer Herstellung wegen der zahlreicheren Prozessschritte zu berücksichtigen. Die Herausforderung der letzten Jahre war, erfolgreiche Verfahren zur Herstellung von selektiven Emittern zu entwickeln, die einer niedrigen Zahl von zusätzlichen Prozessschritten

bedürfen und in den bestehenden Fertigungslinien verwendbar sind.

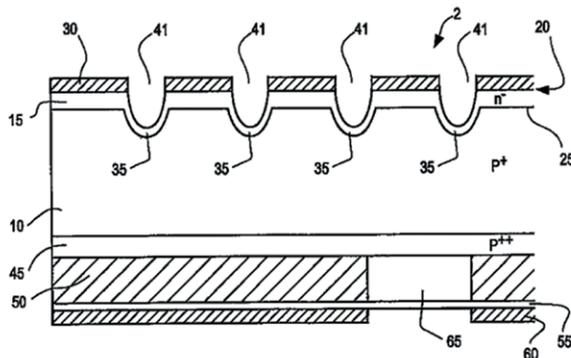
2.1.1 Diffusion mit der Anwendung einer Maske

Dieser Verfahrenstyp basiert auf der Diffusion des Dotierstoffs in die Halbleiterschicht, wobei die Verwendung einer Maske die Herstellung von hoch und niedrig dotierten Bereichen erlaubt. Die einfachste Methode ist der sogenannte zwei-Stufen-Emitter, wobei die zwei Bereiche des Emitters durch zwei verschiedene Diffusionsprozesse realisiert sind (DE 10 2008 017 647 A1). Bei einer ersten Diffusionsbehandlung wird ganzflächig ein schwach dotierter Bereich ausgebildet. Danach wird auf die Halbleiteroberfläche eine Maske abgeschieden. In der Maske befinden sich lokale Öffnungen gemäß einem Muster, welches der Frontelektrodenstruktur entspricht. Durch die lokalen Öffnungen wird mittels eines zweiten Diffusionsprozesses der Dotierstoff ins Halbleitersubstrat eingebracht; somit wird dieses bei den lokalen Öffnungen stark dotiert. Das zwei-Stufen-Emitter-Verfahren kann trotz des zusätzlichen Maskenschrittes erfolgreich verwendet werden, um selektive Emitter auch in reflexionsmindernden Oberflächentexturen herzustellen, wie in Figur 1 (aus der DE 10 2010 044 271 A1) gezeigt wird. Mit der Aufbringung einer aufgespritzten organischen Maske (204) wird ein selektiver Emitter realisiert, wobei die stark dotierten Bereiche (n^{++}) sich an den Maxima der Oberflächentextur befinden.



Figur 1: Schematische Darstellung des zwei-Stufen-Emitter-Verfahrens aus der Schrift DE 10 2010 044 271 A1: (a) Herstellung der schwach dotierten Bereiche; (b) Aufbringung der Maske; (c) Herstellung der hoch dotierten Bereiche.

Ein vergleichbares Verfahren erlaubt die Herstellung eines selektiven Emitters in Verbindung mit Grabenkontakten, wobei die stark dotierten Bereiche 35 sich am Boden von Gräben 41 im Halbleitersubstrat befinden, wie in der Figur 2 (aus der WO 2005/083 799 A1) dargestellt ist. Eine Antireflexionsschicht 30 dient dabei gleichzeitig als Maske für die Grabenätzung und die starke Dotierung, so dass nur in den Gräben die stark dotierten Bereiche ausgebildet werden. In die Gräben werden anschließend die Frontkontakte zum Beispiel galvanisch eingebracht. Diese besondere Ausführungsform eines selektiven Emitters ist somit geeignet für die Herstellung von eingegrabenen Frontkontakten.



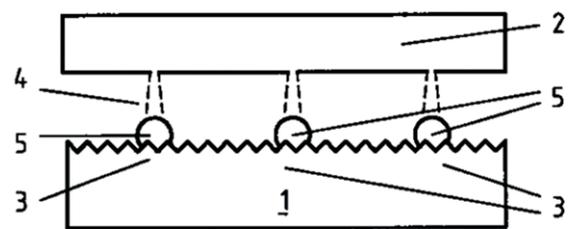
Figur 2: Maskiertes Halbleitersubstrat mit starker Dotierung 35 in Gräben zusätzlich zu einer flächigen niedrigen Dotierung 15 an der Vorderseite (aus der WO 2005/083 799 A1).

Beim industriellen Verfahren ist es aber erstrebenswert, den selektiven Emitter durch eine einzige Diffusion zu erreichen. Dies wurde in der DE 10 2006 003 283 A1 durch das Ausbilden einer Dotierstoffquelle auf der strukturierten Maske realisiert. Aus dieser Dotierstoffquelle wird Dotierstoff in den Halbleiter eindiffundiert. In die Bereiche, die unter der Maske liegen, gelangt nur wenig Dotierstoff in das Halbleitersubstrat, wohingegen der Dotierstoff durch die Öffnungen der Maske ungehindert diffundiert. Somit werden stark und schwach dotierte Bereiche gleichzeitig erzeugt.

2.1.2 Diffusion mit Hilfe von Paste

Das Aufbringen und Entfernen einer Maskierungsschicht verursacht einen Mehraufwand beim Herstellungsprozess. Da sehr feine Strukturen angestrebt

werden, gestaltet sich zudem ihre Strukturierung aufwendig. Für die Herstellung einer zweistufigen Dotierung kann jedoch, wie die DE 10 2008 027 851 A1 zeigt, auf die Maske verzichtet werden. Die stark dotierten Bereiche werden dann mittels Eindiffusion aus einer selektiv aufgetragenen Dotierstoffquelle gebildet. Diese wird gemäß dem Muster des selektiven Emitters mittels Tintenstrahldruckverfahren (DE 10 2008 027 851 A1) oder Siebdruckverfahren (US 2007/0 290 283 A1) auf die Oberfläche des Halbleitersubstrats aufgebracht.

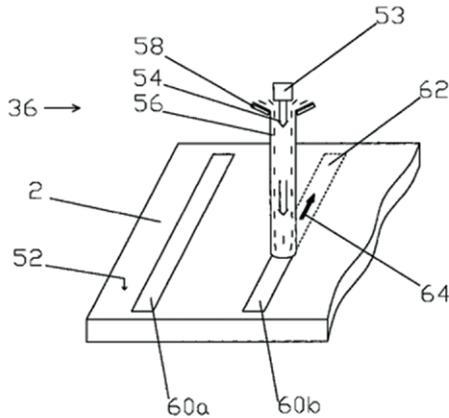


Figur 3: Darstellung des Aufbringens einer Dotierstoffquelle auf das Halbleitersubstrat mittels einer Tintenstrahldruckeinrichtung (aus der DE 10 2008 027 851 A1).

2.1.3 Laser-Dotieren

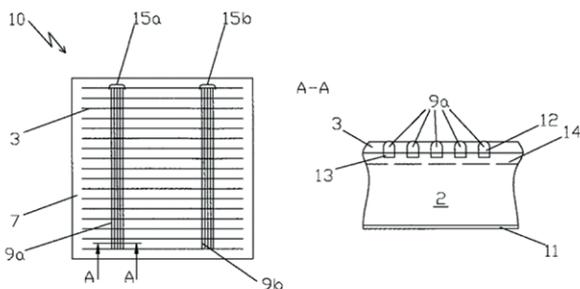
Es ist auch möglich, stark dotierte Bereiche mittels Laser-Dotierens zu bilden [15]. Bei diesem Verfahren wird eine Dotierstoffquelle auf die Halbleiteroberfläche aufgebracht und durch lokales Erhitzen mittels Laserstrahl der Dotierstoff ins Halbleitersubstrat eingetrieben. Verschiedene Dotierstoffquellen werden eingesetzt. Gemäß der DE 10 2007 010 872 A1 ist der Dotierstoff in einer Flüssigkeit gelöst, die den zu bearbeitenden Bereich als Flüssigkeitsfilm abdeckt und die gleichzeitig die Dotierung des Substrats und die Strukturierung der Passivierungsschicht ermöglicht. Ein gleiches Ergebnis erzielt man mit Verfahren, bei denen der Laser in einem Flüssigkeitsstrahl geführt wird. Dabei wird der Flüssigkeitsstrahl sowohl als Ätzmedium als auch als Dotierstoffquelle verwendet, siehe Figur 4 aus der DE 10 2009 022 018 A1.

Nach der DE 10 2010 010 813 A1 kann auch dotiertes Glas als Dotierstoffquelle verwendet werden. Bei diesem Verfahren fungiert ein dotiertes Glas, das nach der Herstellung des schwach dotierten Emitters auf der Halbleiteroberfläche bleibt, als Dotierstoffquelle für



Figur 4: Schematische Darstellung eines in einem Flüssigkeitsstrahl geführten Laserstrahls zum lokalen Dotieren der Oberfläche einer Solarzelle (aus der DE 10 2009 022 018 A1).

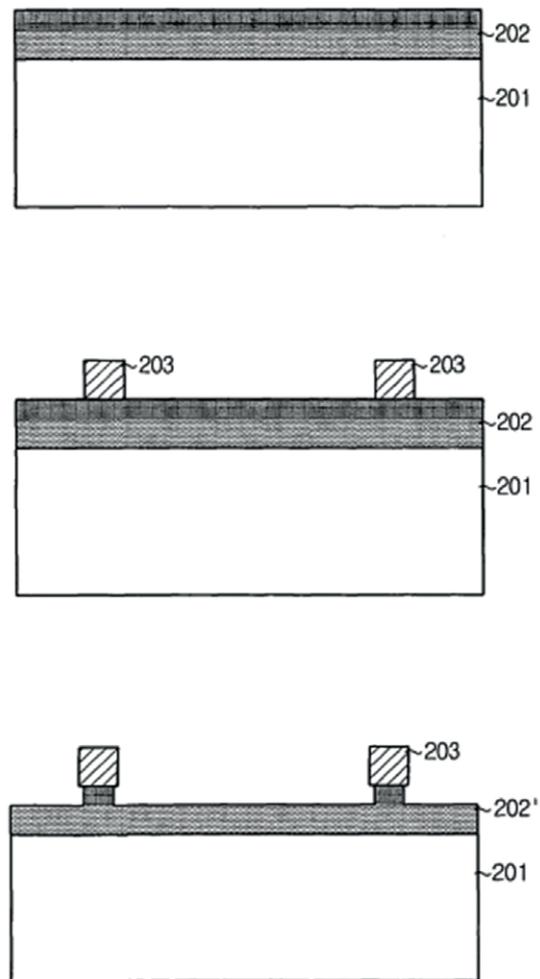
die folgende Laserbehandlung. Während des lokalen Erhitzens wird lediglich ein geringer Anteil des Halbleitersubstrats angeschmolzen und rekristallisiert. Da ein Laserstrahl sehr gut fokussiert werden kann, ist mit ihm die Ausbildung eines selektiven Emitters mit feinen, dotierten Strukturen möglich, wie zum Beispiel in der Figur 5 (aus der DE 10 2009 022 018 A1) gezeigt. Der selektive Emitter wird dabei aus einem flächigen schwach dotierten Bereich 14 und stark dotierten Bereichen 13, die an einen Sammelfinger 15a angrenzen, gebildet. Der Sammelfinger 15a besteht hier aus mehreren feinen, zum Beispiel mittels Galvanik abgeschiedenen, parallelen Metallbahnen 9a, die wiederum mit mehreren Kontaktfingern 3 verbunden sind.



Figur 5: Teilschnittdarstellung einer Solarzelle mit Kontaktfingern und Sammelfingern sowie an die mehreren Metallbahnen der Sammelfinger angrenzenden stark dotierten Bereiche eines selektiven Emitters (aus der DE 10 2009 022 018 A1).

2.1.4 Rückätzen

Diese Methode basiert auf einem Rückätzprozess, der schematisch in der Figur 6 (aus der EP 2 323 173 A2) dargestellt ist. Nach einem Diffusionsprozess ist die Verteilung des Dotierstoffs innerhalb des dotierten Bereichs 202 des Halbleitersubstrats von der Tiefe abhängig, das heißt die Konzentration des Dotierstoffs ist höher an der Oberfläche. Auf diese Oberfläche wird eine strukturierte Ätzmaske 203 aufgebracht und der nicht von der Maske bedeckte höher dotierte Bereich wird durch Ätzen entfernt. Die abgedeckten verbleibenden Bereiche bilden die stark dotierten Bereiche des selektiven Emitters. Auf diese stark dotierten Bereiche werden anschließend die Frontkontakte abgeschieden (nicht gezeigt).



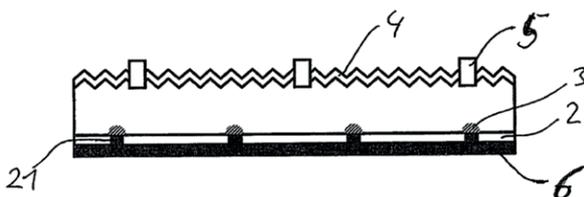
Figur 6: Schematische Darstellung der Herstellung einer Solarzelle mit selektivem Emitter mittels Rückätzens (aus der EP 2 323 173 A2).

2.1.5 Ionenimplantation

Bei der Herstellung eines selektiven Emitters mit Hilfe einer Maske kann statt einer Diffusion eine Ionenimplantation durchgeführt werden. Diese Technologie erfordert ein zwei-Stufen-Emitter-Verfahren. In einem ersten Schritt wird eine homogene schwach dotierte Schicht implantiert und in einem zweiten Schritt die hoch dotierten Bereiche innerhalb der ersten Schicht implantiert (US 2009/0 308 439 A1). Natürlich entsteht auch im Rahmen der Implantationsverfahren der Bedarf eines maskenlosen Prozesses (US 2009/0 317 937 A1). Dieser wird realisiert durch die lokale Änderung des Ionenstrahlstroms bei den Regionen des Halbleitersubstrats, wo die stark dotierten Bereiche vorgesehen sind.

2.2 PERC (Passivated Emitter and Rear Cell)

Während das Konzept des selektiven Emitters im Wesentlichen die Vorderseite der Solarzelle verbessert, kann durch eine sogenannte PERC-Struktur (Passivated Emitter and Rear Cell) die Kontaktierung der Rückseite in Bezug auf die Rekombinationsverluste optimiert werden (Figur 7). Dabei wird der ganzflächige Rückseitenkontakt durch Punktkontakte 21 ersetzt, die eine ganzflächige Passivierungsschicht 2 auf der Rückseite durchdringen. Auf der Passivierungsschicht 2 befindet sich dann die Rückseitenmetallisierung 6. So wird ein großflächiger Kontakt zwischen Silizium und Metall vermieden.

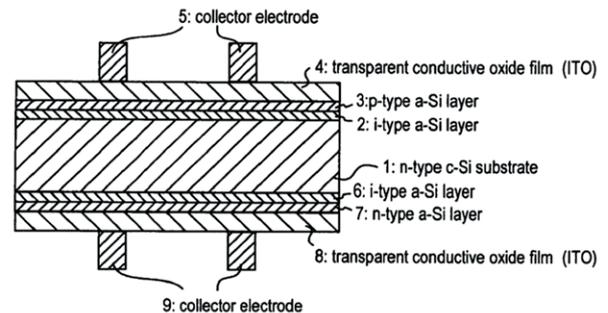


Figur 7: PERC (Passivated Emitter and Rear Cell, aus der DE 10 2010 036 893 A1).

2.3 Heteroübergangssolarzelle

Eine weitere sehr interessante Variante zur Passivierung und Kontaktierung stellen die HIT®-Solarzellen (Heterojunction with Intrinsic Thin layer) dar, für

die es seit Anfang 2012 in der internationalen Patentklassifikation (IPC) die neue IPC-Untergruppe H01L 31/0747 gibt. Der Aufbau einer HIT®-Solarzelle wird in Figur 8 (aus der EP 1 643 564 A2) gezeigt.



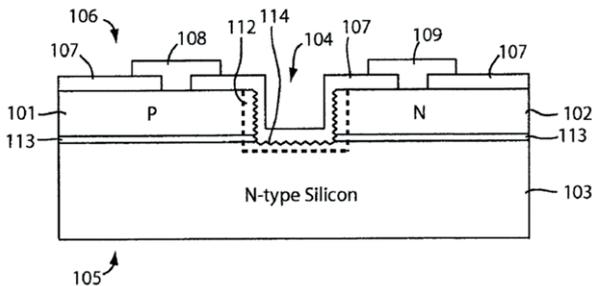
Figur 8: HIT®-Solarzelle (Heterojunction with Intrinsic Thin layer, aus der EP 1 643 564 A2).

Dabei wird auf n-dotiertem monokristallines Silizium 1 eine wenige Nanometer dünne Schicht aus intrinsischem amorphem Silizium 2 und 6 auf der Vorder- und Rückseite abgeschieden. Auf der Vorderseite befindet sich des Weiteren die Schichtfolge p-dotiertes amorphes Silizium 3, ein transparentes, leitfähiges Oxid 4 und Stromsammelschienen 5 aus Metall sowie auf der Rückseite n-dotiertes amorphes Silizium 7, ein transparentes, leitfähiges Oxid 8 und Stromsammelschienen 9 aus Metall. Diese Solarzellen werden industriell gefertigt mit einem typischen Wirkungsgrad von 21,6%, was bei einem kommerziell erhältlichen Photovoltaik-Modul zu einem mittleren Modulwirkungsgrad von 19,0% führt. Der Wirkungsgradrekord einer HIT®-Solarzelle beträgt 24,7% bei einer Fläche von 102 cm² und einer Dicke von 98 µm [16]. Erreicht wurde dies durch verbesserte Passivierungseigenschaften der Schichten aus amorphem Silizium, wodurch die Rekombinationsverluste reduziert werden, durch eine Optimierung der transparenten, leitfähigen Schicht sowie durch eine kleinere Fläche der Stromsammелеktroden, wodurch die Verschattungsverluste reduziert werden [16].

2.4 Passivierte Kontakte

Der theoretisch mögliche Wirkungsgrad von Silizium-Solarzellen beträgt circa 29%. Eine Möglichkeit, diesem Ziel näher zu kommen, besteht in der Verwendung

passivierter Kontakte [17]. Eine erste Realisierungsvariante wurde bereits im Abschnitt 2.3 vorgestellt, nämlich die Bildung eines Heteroübergangs zwischen kristallinem und amorphem Silizium. Bei einer weiteren Variante werden die passivierten Kontakte durch den Schichtaufbau Silizium 103, Tunneloxid 113, dotiertes Polysilizium 101 und 102, Metall 108 und 109 erzielt, vergleiche Figur 9 (aus der US 2009/0 308 438 A1).



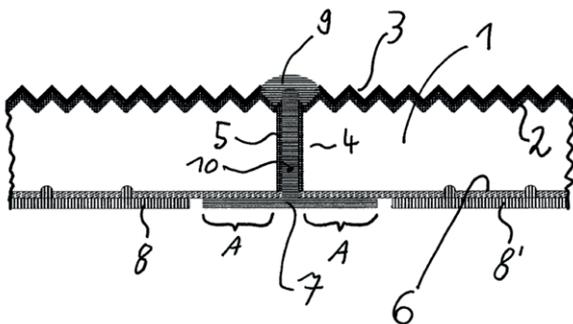
Figur 9: Rückkontaktsolarzelle mit passivierten Kontakten (aus der US 2009/0 308 438 A1).

2.5 Rückkontaktsolarzelle

Um die optischen Verluste aufgrund der Abschattung durch die Metallkontakte auf der Vorderseite der Solarzelle zu vermeiden, können die Stromsammelschienen sowohl für die p-Kontakte als auch für die n-Kontakte auf der Rückseite ausgebildet sein.

2.5.1 MWT (Metal-Wrap-Through)

Es gibt eine relativ einfache Möglichkeit, eine Solarzelle mit Kontakten auf der Vorder- und der Rückseite zu einer Rückseitenkontaktsolarzelle zu machen:



Figur 10: MWT (Metal-Wrap-Through, aus der DE 10 2010 026 960 A1).

dabei werden die vorderseitigen Kontakte über durch die Solarzelle hindurchgehende Metall-Vias auf die Rückseite geführt, was mit Metal-Wrap-Through (MWT) bezeichnet wird und in der Figur 10 (aus der DE 10 2010 026 960 A1) dargestellt ist. Ferner ist es möglich, MWT und PERC zu kombinieren.

2.5.2 IBC (Interdigitated Backside Contact)

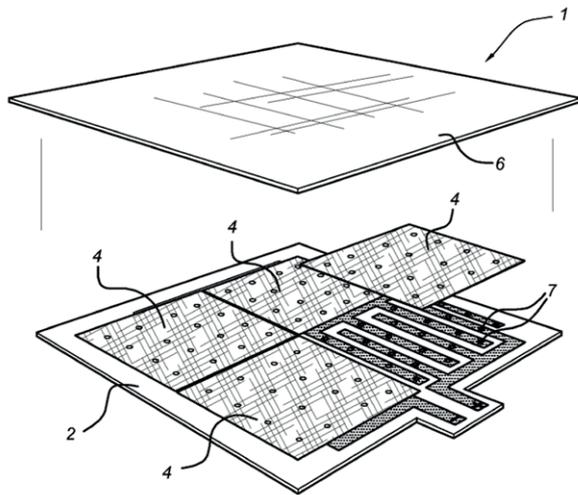
Eine andere Möglichkeit besteht darin, dass sowohl die p- als auch die n-Stromsammelschienen als ineinandergreifende Kammstrukturen ausgebildet sind, das heißt es muss ein eigenständiges, für diesen Aufbau optimiertes Solarzellendesign verwendet werden, welches in Figur 9 (aus der US 2009/0 308 438 A1) zu sehen ist. Hier werden passivierte Kontakte 108, 101, 113 und 109, 102, 113, ein texturierter 114 Trenngraben 104 zwischen den p- und n-Kontakten sowie relativ kleine Öffnungen in der rückseitigen Passivierungsschicht 107 für die Metallkontakte 108 und 109 verwendet. Ferner ist die Vorderseitenpassivierung optimiert [18], was in der Figur 9 nicht dargestellt ist. Der mittlere Wirkungsgrad dieser Solarzelle unter Produktionsbedingungen beträgt 23,6% [18], [19], was bei einem kommerziell erhältlichen Photovoltaik-Modul zu einem typischen Modulwirkungsgrad über 21,5% führt [20]. Die beste Solarzelle mit diesem Aufbau erreichte einen Wirkungsgrad von 24,2% bei einer Fläche von 155,1 cm² [21].

3 Photovoltaik-Module

3.1 Verdrahtungsfolien

Die elektrische Verschaltung im Modul erfolgt üblicherweise durch Solarzellenverbinder zwischen den einzelnen Solarzellen. Um die Zahl der Herstellungsschritte zu reduzieren und damit Kosten zu sparen, kann bei Rückkontaktsolarzellen diese Verschaltung integriert mittels einer Verdrahtungsfolie ausgeführt werden, siehe Figur 11 (aus der WO 2010/027 265 A2). Zu diesem Thema gibt es zahlreiche weitere Patentanmeldungen, so zum Beispiel die US 5 972 732 A, die DE 10 2006 052 018 A1, die DE 10 2009 002 823 A1, die

DE 10 2009 023 901 A1, die DE 10 2009 026 149 A1, die US 2009/0 065 043 A1, die DE 10 2010 004 112 A1 und die DE 10 2011 055 754 A1.



Figur 11: Integrierte Verschaltung von Rückkontaktsolarzellen mittels Verdrahtungsfolie (aus der WO 2010/ 027 265 A2).

3.2 Potentialinduzierte Degradation (PID)

Unter potentialinduzierter Degradation, kurz PID, versteht man einen reversiblen Effekt, durch den der Energieertrag kristalliner Solarzellenmodule im Betrieb stark abnimmt, weil in Bereichen der Module der Parallelwiderstand der Solarzellen degradiert ist, bis hin zum Kurzschluss, und so die gesammelten Ladungsträger infolge von Leckströmen ungenutzt abfließen. Was hinter diesem Effekt steckt und welche technischen Abhilfemaßnahmen bisher dagegen gefunden wurden, wird in diesem Abschnitt näher erläutert.

3.2.1 Historie

In Studien aus dem Jahr 2003 wurde beschrieben, dass die transparenten leitfähigen Kontakte von Dünnschichtmodulen irreversibel korrodieren können, wenn eine hohe negative Spannung zwischen den Dünnschicht solarzellen und dem Deckglas anliegt. Als Ursache wird darin angegeben, dass Natriumionen aus dem Deckglas in die Kontakte driften und dort zu einer chemischen Zersetzung der Kontakte führen [22] (vergleiche auch die DE 20 2006 008 936 U).

Zu kristallinen Rückkontaktzellen mit n-dotiertem Siliziumsubstrat wurde im Jahre 2006 das Phänomen einer spannungsinduzierten Degradation bekannt, die aber anders als beim bekannten Effekt bei Dünnschicht solarzellen durch eine Gegenspannung umkehrbar, also reversibel, ist. In den Jahren 2007 und 2010 wurde dann auch bei ein- und multikristallinen Modulen mit p-dotiertem Siliziumsubstrat und den Kontakten auf der Vorder- und Rückseite PID nachgewiesen. Zur Vermeidung von Leistungseinbußen stehen heute für ältere Anlagen praktikable technische Lösungen zur Verfügung. Immer mehr Firmen hingegen bieten neue Solarzellen und Solarzellenmodule an, die einer potentialinduzierten Degradation nicht mehr unterliegen. Eine einheitliche PID-Sicherheitszertifizierung zum Sicherstellen der Produktqualität ist in Vorbereitung [23].

3.2.2 Hintergrund

In der Regel werden die Solarzellen im Modul in Reihe geschaltet. Indem dabei der positive Pol mit dem negativen Pol der nächsten Zelle verbunden wird, addieren sich die Spannungen der einzelnen Zellen. Die nutzbare Spannung einer einzelnen Zelle hängt dabei im Wesentlichen von dem Substratmaterial ab und beträgt für Silizium circa 0,6 V. Die Ausgangsspannung eines beleuchteten Moduls aus 60 in Reihe geschalteten Zellen beträgt somit circa 36 V, die zwischen dem Plus- und Minuspol des Moduls anliegen. Der nutzbare Strom des Moduls hingegen entspricht bei einer reinen Reihenschaltung dem einer einzelnen Zelle – bei Zellen aus Silizium der heute üblichen Maße von 156 mm x 156 mm (das entspricht fast 9 Zoll über die Diagonale der quadratischen Solarzellen) sind das bis zu 9 A bei einer Bestrahlungsstärke von 1 000 W/m² unter Berücksichtigung der Absorption in der Atmosphäre in gemäßigten Breiten.

Für Photovoltaik-Anlagen werden Module wiederum in mehreren Strängen in Reihe geschaltet, so dass sich die Spannungen der einzelnen Module in einem Strang addieren und die sogenannte Systemspannung ergeben. Die Modulhersteller garantieren üblicherweise eine Isolationsfestigkeit bis 1 000 V. Deshalb sind bis zu

1 000 V durchaus übliche Spannungen. Das bedeutet, dass zwischen dem Modul am Ende eines Strangs der Anlage und dem Erdpotential im Betrieb maximal 1 000 V anliegen.

Mit den gängigen Prüfnormen (IEC 61215, 61730) wird dazu jedoch nur getestet, ob zwischen den Klemmen eines Moduls und dem Modulrahmen 1 000 V und kurzfristig auch höhere Spannungen anliegen können, ohne dass dies im Modul zu einem elektrischen Durchschlag führt. Eine im Betrieb auftretende Leistungsdegradation wird bisher durch eine Prüfnorm nicht erfasst.

3.2.3 Das Phänomen PID

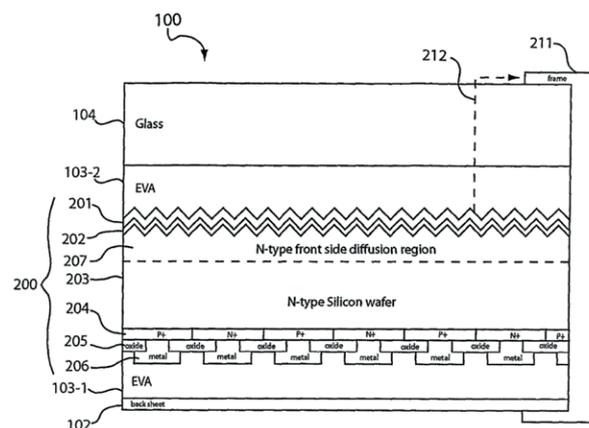
Felduntersuchungen haben ergeben, dass bei betroffenen Freiflächenanlagen nur die Module am Ende eines Strangs ausfallen, also die Module, an denen im Betrieb die höchsten Spannungen gegenüber dem Erdpotential anliegen. Außerdem hat sich gezeigt, dass die Leckströme und die Leistungseinbuße umso stärker ausfallen, je höher die auftretenden Spannungen, je höher die Luftfeuchtigkeit und je höher die herrschenden Temperaturen sind. Während betroffene Module mit Rückkontaktsolarzellen aus n-dotiertem Substrat bei hohen positiven Spannungen ausfielen, führte bei betroffenen Modulen mit Solarzellen aus p-dotiertem Substrat und mit Kontakten auf der Vorder- und Rückseite eine hohe negative Spannung zu PID-Degradation. Als Erklärung [24] gilt für Rückkontaktzellen mit n-dotiertem Siliziumsubstrat, dass in dem elektrischen Feld zwischen den Solarzellen 200 auf hohem positiven Potential und dem Rahmen 211 beziehungsweise Deckglas 104 auf Erdpotential Ladungen abfließen (Leckstrompfad 212) und sich dadurch negative Ladungen an der Grenzfläche zwischen der Anti-reflexionsschicht 201 an der Vorderseite der Solarzellen und dem Einbettungsmaterial 103-2 sammeln (vergleiche Figur 12). Diese negativen Ladungen ziehen lichterzeugte positive Löcher aus dem Halbleitersubstrat 203 an, mit welchen lichterzeugte Elektronen aus dem Halbleitersubstrat rekombinieren. Somit tragen diese vom Sonnenlicht erzeugten Ladungsträger nicht mehr zum Nutzstrom bei, der über die Elektroden 206 auf der Rückseite abgeleitet wird.

Für Solarzellen aus p-dotiertem Siliziumsubstrat mit Vorder- und Rückseitenkontakt wird davon ausgegangen, dass ein hohes negatives Potential der Zellen gegenüber dem Rahmen beziehungsweise dem feuchten Deckglas dazu führt, dass positive Natriumionen aus dem Glas durch das Einbettungsmaterial in die Anti-reflexionsschicht der Solarzelle wandern und dort zu einer Schwächung der Raumladungszone bis hin zu lokalen Kurzschlüssen zwischen n- und p-Gebieten der Solarzelle führen [23], [25], [26].

In der DE 10 2010 017 461 A1 werden für das Phänomen PID zusammenfassend positive Natrium-, Kalium-, Magnesiumionen oder negative Hydroxidionen verantwortlich gemacht, die innerhalb des Deckglases und des Einbettungsmaterials aus Kunststoff im äußeren elektrischen Feld zu den Solarzellen wandern.

Der indirekte Nachweis der Leckströme und Kurzschlüsse erfolgt mit Wärmebildkameras im Feld oder mit Elektrolumineszenz im Labor, wobei die degradierten oder kurzgeschlossenen Zellen dunkel erscheinen.

Interessanterweise haben weitere Untersuchungen gezeigt, dass PID bei Modulen mit teurem natriumfreien Quarzglas nicht auftritt. Ebenso lässt sich PID unterbinden, indem die Modulrahmen nicht geerdet wurden und trockene Glasflächen vorlagen. Bei Temperaturen um den Gefrierpunkt trat ebenfalls keine PID auf [25].



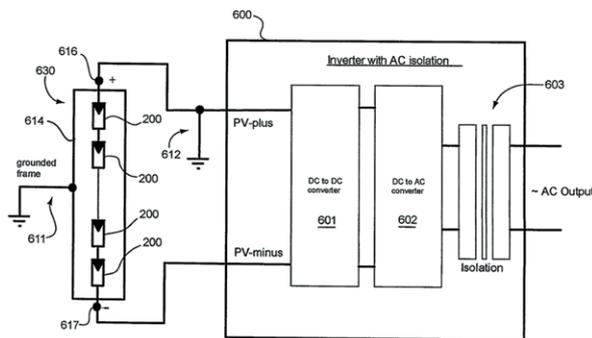
Figur 12: Leckströme zwischen einer Rückkontaktsolarzelle und dem geerdeten Modulrahmen (aus der WO 2006/096 247 A2).

3.2.4 Abhilfe auf Systemebene

■ Erdung

Bei Solaranlagen mit einem Transformatorwechselrichter kann im Falle von Solarzellen mit Vorder- und Rückkontakten und p-dotiertem Halbleitersubstrat der negative Pol auf Erdpotential gelegt werden. Dann liegen die Solarzellen am Anfang des Strangs auf hohem positivem Potential gegenüber Erdpotential und die positiven Natriumionen wandern nicht mehr zu den Solarzellen hin. Dies ist bei Systemen mit einem Transformator (galvanische Trennung) einfach möglich. Allerdings sind diese in der Regel teurer als trafolose Systeme (Wirkungsgrad bis 99%) und weisen einen geringeren Wirkungsgrad auf [23], [25].

Bei Rückkontaktsolarzellen (200) mit n-dotiertem Substrat ist entsprechend der positive Pol (616) der Solaranlage (630) mit dem Erdpotential (612) zu verbinden, wie dies in Figur 13 gezeigt ist.

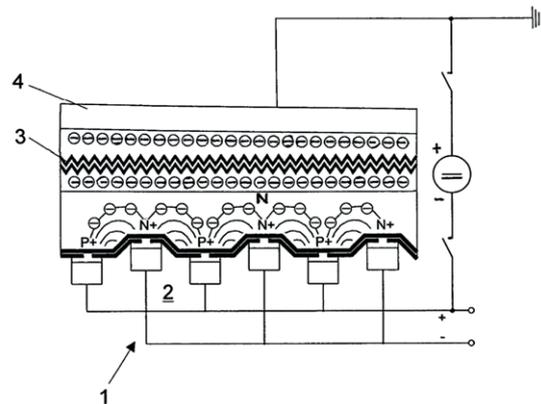


Figur 13: Erdung des positiven Pols einer Solaranlage mit Rückkontaktsolarzellen aus n-dotiertem Substrat (aus der WO 2006/096 247 A2).

■ Gegenspannung in der Nacht

Bei Solaranlagen mit einem trafolosen Wechselrichter war bisher eine Erdung eines Pols der Solaranlage wegen der fehlenden galvanischen Trennung nicht möglich. In diesen Fällen kommen Vorschaltgeräte zum Einsatz, die in der Nacht die Zellen mit einer Spannung beaufschlagen, die die PID umkehrt. Dabei werden Solarzellen mit p-dotiertem Substrat und Vorder- sowie Rückkontakten auf ein hohes positives Potential gesetzt, so dass die Natriumionen wieder von der Solarzellenoberfläche weg wandern.

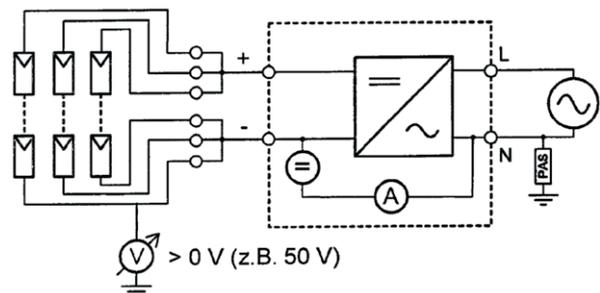
Die Module in der Regel vollständig regeneriert werden können [23], [25]. Neuere trafolose Wechselrichtertopologien dagegen kommen ohne ein solches Vorschaltgerät aus, weil sie schon im Betrieb negative Potentiale an den Modulen verhindern. Im Falle von Rückkontaktsolarzellen mit n-dotiertem Substrat werden, wie in Figur 14 gezeigt, die Zellen der Module 2 über Nacht auf ein hohes negatives Potential relativ zu dem Deckglas 4 gelegt, um den Effekt der PID umzukehren.



Figur 14: Beschaltung einer Rückkontaktsolarzelle mit einer externen Spannungsquelle zur Umkehrung der PID (aus der WO 2007/022 955 A1).

■ Vorspannung im Betrieb

In Dünnschichtmodulen kommen transparente leitfähige Oxidschichten (TCO) zum Einsatz. Hinsichtlich der Vermeidung von TCO-Korrosion ist die Druckschrift DE 20 2006 008 936 U1 zu nennen. Hier hat sich herausgestellt, dass die Erdung des negativen Pols der Solaranlage allein nicht ausreicht. Vielmehr ist zur Vermeidung einer Wanderung von Natriumionen an die TCO-Kontakte der negative Pol noch zusätzlich auf ein positives Potential anzuheben, vergleiche Figur 15.



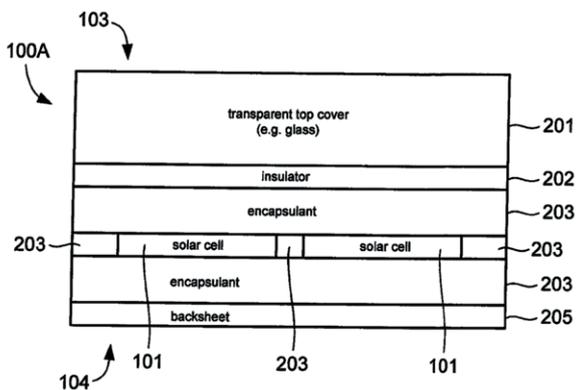
Figur 15: Positive Vorspannung des Minuspols einer Dünnschichtsolaranlage (aus der DE 20 2006 008 936 U1).

- **Isolation der Module gegenüber der Aufständigung**
Für Glas-Glas-Module, insbesondere Dünnschicht-solarzellenmodule, stehen isolierte Schienenprofile zur Verfügung, wodurch bei Regen eine leitende Verbindung zwischen der Glasoberfläche und dem geerdetem Montagesystem unterbunden wird [23].

3.2.5 Abhilfe auf Modulebene

- **Natriumarme Frontabdeckungen**
Mit natriumarmen Frontabdeckungen, zum Beispiel Quarz- oder Borosilikatglas, lässt sich zwar PID nahezu vermeiden, jedoch sind die Materialien verhältnismäßig teuer [23], [25].
- **Diffusionsdichte Einbettungsmaterialien**
Zudem werden diffusionsdichte Einbettungsmaterialien gesucht, die Leckströme und eine Wanderung von Ionen unterbinden können. Hier kommen zum Beispiel Silikon oder Ionomere in Frage [23]. Diese Kunststoffe sind in der Regel jedoch noch teurer und entsprechen nicht gängigen qualifizierten Prozessen der bestehenden Herstellungslinien.

- **Diffusionsbarrieren**
Die Verwendung von Diffusionsbarrieren 202, vergleiche Figur 16, die direkt auf die dem Modul zugewandten Seite des Deckglases 201 aufgebracht werden, haben den Vorteil, dass der Laminier- und Einkapselungsprozess an sich nicht geändert werden muss und als Einbettungsmaterial 203 zum Beispiel bewährtes Ethylenvinylacetat (EVA) verwendet werden kann. Als eine solche Barrierschicht wird

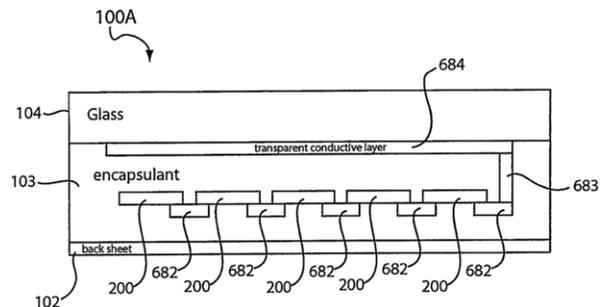


Figur 16: Solarzellenmodul mit einer zusätzlichen Barrierschicht gegen Leckströme (aus der WO 2011/016 894 A1).

in der WO 2011/016 894 A1 zum Beispiel Ethylen-Tetrafluorethylen (ETFE) genannt.

- **Leitfähige abschirmende Schichten**

Ein ganz anderer Ansatz, vergleiche Figur 17, besteht darin, auf die dem Modul zugewandte Seite des Deckglases 104 eine leitfähige abschirmende Schicht 684 aufzubringen, die mit einem der Kontakte 682 der verschalteten Solarzellen 200 elektrisch verbunden wird. Die empfindliche Oberseite der Solarzellen wird so elektrisch abgeschirmt, so dass in deren Antireflexionsschicht keine störenden Ladungsträger gelangen können.

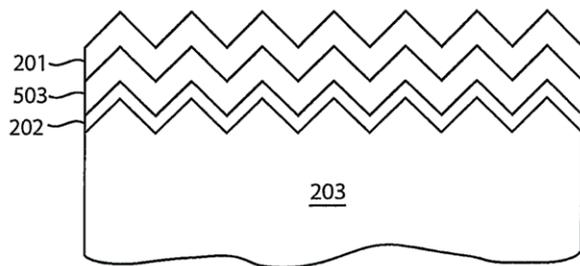


Figur 17: Solarzellenmodul mit einer abschirmenden Beschichtung aus transparentem leitfähigem Oxid auf der Unterseite des Deckglases (aus der WO 2006/096 247 A2).

3.2.6 Abhilfe auf Zellebene

- **Bei Rückseitenkontaktzellen mit n-Substrat**
Als Abhilfe auf Zellebene wird in der WO 2006/096 247 A2 das Anbringen einer leitfähigen Schicht auf der passivierten Oberfläche der Solarzelle angegeben. Ziel ist es dabei, eine Schicht mit einem geringen Querwiderstand bereitzustellen, über die die negativen Ladungen aus der Antireflexionsschicht zu natürlich vorkommenden Schwachstellen der Passivierung transportiert werden können. Hier können die negativen Ladungen in den Halbleiterkörper abfließen beziehungsweise neutralisiert werden, so dass eine Aufladung der Antireflexionsschicht unterbunden wird. Dazu werden mehrere Ausführungsvarianten angegeben, die vom Prinzip her aber gleich wirken sollen. Die leitfähige Schicht kann dabei über oder

unter der Antireflexionsschicht angeordnet sein, solange ein Transport zu Schwachstellen in dem Schichtstapel aus Passivierung und Antireflexionsschicht möglich ist. Zudem kann die Passivierung als Tunnelschicht oder mit gezielt eingebrachten Schwachstellen ausgebildet sein. Exemplarisch zeigt Figur 18 eine Lösung, bei der eine leitende Schicht 503 aus einem transparenten leitfähigen Oxid zwischen einer Antireflexionsschicht 201 aus Siliziumnitrid und einer Passivierung 202 aus Siliziumoxid an der Vorderseite der Solarzelle 203 angeordnet ist.



Figur 18: Schema der Vorderseite einer Rückkontaktsolarzelle mit einer leitfähigen Schicht als Bestandteil der Beschichtung der Lichteinfallseite. Die Kontakte auf der Rückseite sind nicht dargestellt (aus der WO 2006/096 247 A2).

Als weitere Variante wird in der WO 2006/096 247 A2 auf die Passivierungsschicht und die Antireflexionsschicht eine bis zu 1 µm dicke Diffusionsbarrierenschicht aus Siliziumoxid aufgebracht, um Leckströme und eine Wanderung von Ionen in die Solarzelle zu unterbinden.

In der WO 2007/022 955 A1, vergleiche Figur 19, wird eine solche leitfähige Schicht 5 zusätzlich, zum Beispiel am Rand der Solarzelle, mit den n-Gebieten (n+) auf der Rückseite über einen Widerstand 6 verbunden, um die unerwünschten Ladungen aus der Antireflexionsschicht 3 gezielt abzuleiten und so definiert eine Aufladung der Antireflexionsschicht zu verhindern.

■ **Bei Solarzellen mit p-Substrat und Vorder- und Rückseitenkontakten**

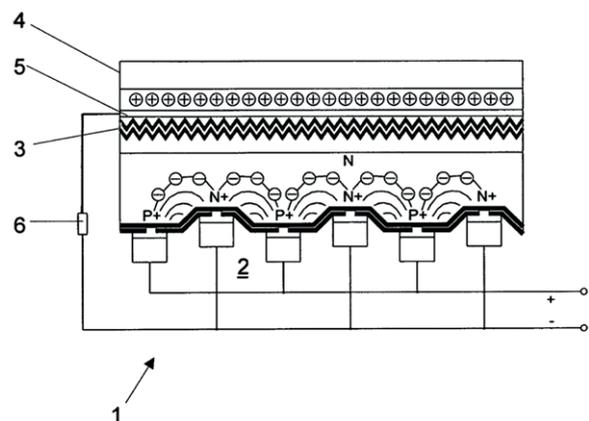
Für beidseitig kontaktierte Solarzellen ist als Abhilfe eine Modifizierung der Antireflexionsschicht

bekannt geworden [23], [25]. Dabei wird die auf der Halbleiteroberfläche aufliegende Antireflexionsschicht mit Dotierstoffen oder leitfähigen Kanälen zur Vermeidung von Aufladungseffekten an der Oberfläche versehen (DE 10 2009 044 052 A1 und DE 10 2010 017 461 A1). Figur 20 zeigt zu einer beidseitig kontaktierten Solarzelle (oben) eine erste Ausführungsform (Mitte, vereinfacht ohne Oberflächenstruktur) mit einer dotierten Antireflexionsschicht 2 auf dem Emitter 12 und eine zweite Ausführungsform (unten) mit leitfähigen Kanälen 3 durch die Antireflexionsschicht oder entlang der Oberfläche der Antireflexionsschicht.

In der DE 10 2010 037 355 A1 wird als eine weitere Lösung eine leitfähige Schicht aus Siliziumphosphid-Präzipitaten unmittelbar auf dem Emitter erzeugt, wodurch der Effekt der PID zumindest stark vermindert wird.

3.2.7 Elektrische PID-Prüfprogramme für kristalline Module

Bisher gibt es noch keinen standardisierten Test zur Prüfung der PID-Resistenz. Die existierenden Prüfnormen IEC 61730 und IEC 61215 zum Beispiel prüfen unter vielen anderen Punkten lediglich die Spannungsfestigkeit und Kriechströme bei 1 000 V und mehr sowie unter Bewässerung bei 500 V.



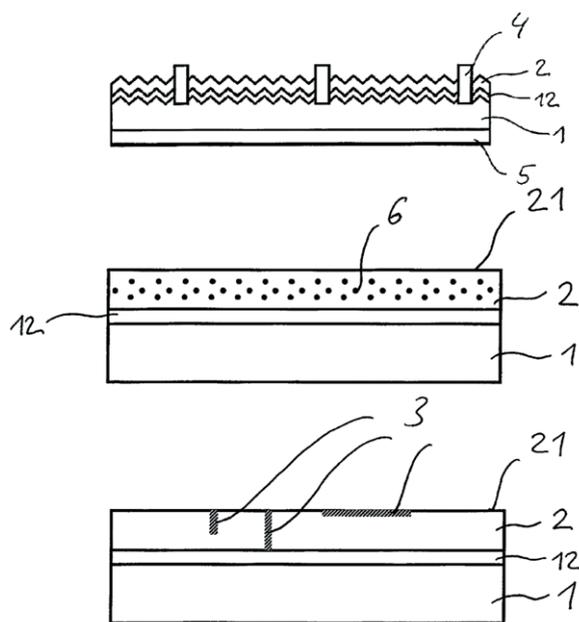
Figur 19: Schema einer Rückkontaktsolarzelle mit einer leitfähigen Schicht an der Vorderseite, die über einen Widerstand mit Kontakten auf der Rückseite verbunden ist (aus der WO 2007/022 955 A1).

In Diskussion und Erprobung sind hier Tests, bei denen zwischen den Zellen des Moduls und einer auf die Vorderseite aufgelegten flächigen Elektrode oder einem durchgehenden Wasserfilm auf dem Deckglas eine Spannung von 1 000 V angelegt wird bei Testzeiten bis zu 168 h und bei erhöhten Temperaturen bis zu 85 °C. Dabei muss der Abfall der Nennleistung bei Beleuchtung unter einem bestimmten Wert liegen [27], [28], [29], [30]. Insbesondere wird hier zu klären sein, welche Testbedingungen eine realistische Vorhersage über die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls liefern, zumal die Belastung im Feld von den klimatischen Bedingungen sehr stark abhängt. Einige Anbieter verwenden daher freiwillig schärfere Testbedingungen zum Nachweis einer PID-Resistenz [23].

Das Thema wird weiter aktuell bleiben, zumal höhere Systemspannungen in Richtung 1 500 V bei großen Anlagen wegen geringeren Übertragungsverlusten und geringeren Leiterquerschnitten eine weitere Kostenersparnis versprechen [31].

4 Photovoltaik-Anlagen

Die Vergütung für Strom aus Photovoltaik-Anlagen ist mittlerweile deutlich geringer als der Strombezugspreis für Haushalte. Daher ist es erstrebenswert, möglichst viel des selbst erzeugten Photovoltaik-Stroms auch selbst zu verbrauchen, das heißt einen hohen Eigenverbrauchsanteil zu haben. Speicher helfen, dieses Ziel zu erreichen und sind deshalb stark im Kommen. Darüber hinaus kann damit auch eine Notstromversorgung bei Netzausfall integriert werden, was durchaus sehr interessant ist. Wird die Photovoltaik-Anlage mit Speicher zusätzlich noch mit einem Blockheizkraftwerk (BHKW) im Heizungskeller kombiniert, so kann im Notfall auch ein längerer Zeitraum – egal ob im Sommer oder im Winter – überbrückt werden. Viele Menschen möchten energieautark sein.



Figur 20: Schema einer beidseitig kontaktierten Siliziumsolarzelle (oben) mit einer dotierten Antireflexionsschicht (Mitte) und alternativ mit einer mit leitfähigen Kanälen versehenen Antireflexionsschicht (unten) auf dem Emitter (aus der DE 10 2010 017 461 A1).

5 Ausblick

Eine schnelle Umstellung auf 100% erneuerbare Energien ist für eine risikofreie, nachhaltige Energieversorgung ohne CO₂-Emissionen zwingend notwendig. Im künftigen Stromversorgungssystem wird die Photovoltaik eine tragende Säule sein, die sich sehr gut mit der Windkraft ergänzt. Die Photovoltaik hat in den letzten Jahren sowohl durch Forschung und Entwicklung als auch durch eine industrielle Serienproduktion enorme Fortschritte hinsichtlich Effizienz und Kostenreduktion erzielt. Für die Zukunft sind neben einer zunehmenden Standardisierung große Stückzahlen unabdingbar, weshalb die Markteinführung der Photovoltaik kontinuierlich fortgesetzt und auch die Markteinführung von Speichersystemen konsequent durchgeführt werden muss, um möglichst schnell zum Ziel 100% erneuerbare Energien zu gelangen.

Literaturverzeichnis:

- [1] BMWi/BMU: Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“. Dezember 2012, S. 99
- [2] Zwischenbericht der Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ des 11. Deutschen Bundestages: Schutz der Erdatmosphäre: Eine internationale Herausforderung. Band 1. Bonn: Economica Verlag, 1990. S. 462
- [3] BP Statistical Review of World Energy. Juni 2012
- [4] Fachausschuss „Nachhaltiges Energiesystem 2050“ des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien: Energiekonzept 2050: Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 % erneuerbaren Energien. Juni 2010
- [5] WAFFENSCHMIDT, E.: 100 % Erneuerbare Energien. Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V, Feb. 2008
- [6] HENNING, H.-M. und PALZER, A.: 100 % erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Nov. 2012
- [7] QUASCHNING, V.: Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. In: Fortschritt-Berichte VDI, VDI Verlag, Reihe 6, 2000, Nr. 437 - ISBN 3183437066
- [8] Sachverständigenrat für Umweltfragen: 100 % erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. Mai 2010
- [9] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Schlussbericht Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. März 2012
- [10] WELTER, PH.: Herr Altmaier, so geht's! PHOTON hat eine Vollversorgung mit Sonne und Wind bis 2030 durchgerechnet – ein Handlungsleitfaden. In: Photon 10/2012, Das Solarstrom-Magazin, Oktober 2012, S. 14- 34 – ISSN 1430-5348
- [11] WIRTH, H.: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fassung vom 8.1.2013, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. URL: www.pv-fakten.de [recherchiert am 30.01.13]
- [12] JAUMANN, M.: Solarzellen. In: Erfinderaktivitäten 2004/2005, Deutsches Patent- und Markenamt, S. 60-69
- [13] Gedrängel in der ersten Klasse. In: Photon 10/2011, Das Solarstrom-Magazin, Oktober 2011, S. 112 – ISSN 1430-5348
- [14] SCARDERA, G. [u.a.]: High Efficiency Phosphorus Emitter for Industrial Solar Cells: Comparing Advanced Homogeneous Emitter Cells and Selective Emitters using Silicon Ink Technology. In: Proceedings of the 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2012, S. 923-925
- [15] AMETOWBLA, M. [u.a.]: Laser Processing of Crystalline Silicon Solar Cells. In: Proceedings of the 20th Photovoltaic Specialist Conference, 2005, S. 1277-1280
- [16] Panasonic erreicht 24,7 % Wirkungsgrad mit HIT®-Solarzelle. URL: www.solarserver.de/solar-magazin/nachrichten/aktuelles/2013/kw07/panasonic-erreicht-247-wirkungsgrad-mit-hit-solarzelle.html [recherchiert am 08.03.13]
- [17] SWANSON, R. M.: Approaching the 29 % limit efficiency of silicon solar cells. In: Conference Record of the 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005, S. 889-894. - ISBN 0-7803-8707-4
- [18] SMITH, D. D. [u.a.]: Generation III high efficiency lower cost technology: Transition to full scale manufacturing. In: Conference Record of the 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2012, S. 1594-1597. - ISBN 978-1-4673-0064-3
- [19] BUNEA, G. [u.a.]: Setting new standards in c-Si module efficiency and reliability: SunPower's roadmap to 21 % efficiency production modules. In: Proceedings of the 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2012, S. 3205-3208
- [20] SunPower Corp. press-release 3. April 2013: SunPower Launches X-Series Family of Solar Panels with World-Record Efficiencies of 21.5 Percent. URL: us.sunpowercorp.com/about/newsroom/press-releases/?relID=137192 [recherchiert am 08.04.13]
- [21] COUSINS, P. J. [u.a.]: Generation 3: Improved Performance at Lower Cost. In: Conference Record of the 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2010, S. 275-278. -ISBN 978-1-4244-5890-5

- [22] RUTSCHMANN, I.: TCO-Korrosion: Chemische Prozesse zersetzen den Frontkontakt im Modul. In: Photon 03/2012, Das Solarstrom-Magazin, März 2012, S. 88
- [23] RUTSCHMANN, I.: Leistungsschwund im Verborgenen. In: Photon 11/2012, Das Solarstrom-Magazin, November 2012, S. 34-44
- [24] SWANSON, R. [u.a.]: The Surface Polarization Effect in High-Efficiency Silicon Solar Sells. In: Proceedings of the 15th PVSEC, Shanghai, China, 2005
- [25] KOCK, T.; EIKELBOOM, E.: Leistungsdegradation, Schleichender Verlust. In: Sonne Wind & Wärme, 8/2012, S. 224-227
- [26] BAUER, J. und BREITENSTEIN, O.: Fehler in PID-Grafik. In: Photon 12/2012, Das Solarstrom-Magazin, Dezember 2012, S. 6 (erratum zu [22])
- [27] RÖPCKE, I.: Mehr Test für mehr Sicherheit. In: Sonne Wind & Wärme, 08/2012, S. 176-179
- [28] SCHÜTZ, M. [u.a.]: Investigations of Potential Induced Degradation of Silicon Photovoltaic Modules. In: 26th EUPVSEC, Hamburg, 2011
- [29] KOCH: Polarization Effects and Tests for Crystalline Silicon Cells. In: 26th EUPVSEC, Hamburg, 2011
- [30] NAGEL, H.; METZ, A.; WANGEMANN, K.: Crystalline Si Solar Cells and Modules Featuring Excellent Stability Against Potential-Induced Degradation. In: 26th EUPVSEC, Hamburg, 2011
- [31] SCHWARZBURGER, H.: Hoch spannend. In: Solar Investor's guide, das Magazin Erneuerbare Energien, Sonderausgabe September 2012, S. 10-14 – ISSN 6946-7556

Solargläser für die Photovoltaik

*Dr. Agnieszka Bes, Patentabteilung 1.45,
Dr. Alessandra Sani, Dr. Ralf Henninger, Patentabteilung 1.33*

Die überwiegende Anzahl der Photovoltaik-Module weist heute wenigstens eine Glasscheibe auf, nämlich als witterungsbeständiges Deckglas, durch welches das Licht auf die Solarzellen fällt, oder als Substratglas, auf das die aktiven Schichten von Dünnschichtszellzellen aufgebracht werden. Nach einigen grundsätzlichen Informationen zum verwendeten Glasmaterial wird in diesem Artikel näher auf die Beschichtungen dieser Solargläser und deren Funktion eingegangen.

1 Einleitung

Die direkte Umwandlung von Licht in elektrischen Strom mit Solarzellen hat sich in einem breiten Anwendungsspektrum etabliert. Solarzellen finden Anwendung im Kleinen, zum Beispiel in Taschenrechnern, in Fahrzeugschiebedächern oder bei Parkscheinautomaten, oder im Großen, beispielsweise an Schallschutzwänden, in Fassadenelementen, auf Dach- und Lagerflächen oder auf Freiflächen. Photovoltaik-Module sind somit aus dem Alltag kaum mehr wegzudenken.

Bei den gebräuchlichsten Solarzellen wird grob zwischen waferbasierten und Dünnschichtszellzellen unterschieden. Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal ist das verwendete Material der lichtempfindlichen Schicht. Weltweit am häufigsten verwendet wird Silizium, und zwar in Form von monokristallinen (c-Si) oder multikristallinen (mc-Si) Wafern sowie amorphen (a-Si) oder mikrokristallinen ($\mu\text{c-Si}$) Dünnschichten auf zum Beispiel Glassubstraten. Andere wichtige Halbleitermaterialien sind sogenannte Verbindungshalbleiter aus mehreren Elementen, die eine direkte Bandlücke aufweisen und daher hoch absorbierend sind: III-V-Halbleiter, wie zum Beispiel GaAs, in Form von Wafern sowie II-VI-Halbleiter, wie zum Beispiel CdTe, oder I-III-VI-Halbleiter, insbesondere CIS- oder CIGS, in Form von mikrokristallinen Dünnschichten auf Glassubstraten. CIGS, das wegen seiner Kristallstruktur den Chalkopyriten zugeordnet wird, steht hier für eine Gruppe von Verbindungen mit der Summenformel $\text{Cu}(\text{In}_{1-x}\text{Ga}_x)(\text{S}_{1-y}\text{Se}_y)_2$ aus den Ele-

menten Kupfer, Indium, Gallium, Schwefel und Selen, wobei Gallium und Selen auch fehlen können. Eine umfassendere Übersicht über verschiedene Solarzellenkonzepte wird zum Beispiel in [1] und spezieller zu Dünnschichtszellzellen in [2] gegeben.

Im Jahr 2011 bestanden von den weltweit produzierten Solarzellen und Modulen (hier wird die produzierte elektrische Leistung zugrunde gelegt) 87,9% aus einkristallinen oder multikristallinen Silizium-Wafern. In der Summe bestanden jedoch schon 11,3% aus Dünnschichten, nämlich 5,5% aus CdTe, 3,4% aus amorphem Silizium oder Tandemstrukturen aus amorphem und mikrokristallinem Silizium sowie 2,4% aus CIGS [3].

Beste Wirkungsgrade von Modulen aus einkristallinem Silizium liegen mit Stand 2012 bei 21,4% (Modulfläche: circa $1,6 \text{ m}^2$) und aus multikristallinem Silizium bei 18,5% (Fläche: circa $1,5 \text{ m}^2$). Die höchsten Modulwirkungsgrade von Dünnschichtszellzellen liegen bei 15,3% für CdTe (Fläche: circa $0,7 \text{ m}^2$), bei 15,7% für CIGS (Fläche: circa $1,0 \text{ m}^2$) und bei 10,5% für Tandemzellen (Fläche: circa $1,4 \text{ m}^2$) aus amorphem und mikrokristallinem Silizium (a-Si/a-SiGe/ $\mu\text{c-Si}$) [4]. Alle diese verschiedenen Module – flexible Module und mit zum Beispiel Plexiglas versiegelte Module einmal ausgenommen – haben gemeinsam, dass sie wenigstens eine Glasscheibe als wesentlichen Bestandteil aufweisen. Diese Solargläser dienen dabei als witterungsbeständige Deckgläser für sowohl ein- und multikristalline Solarzellen- als auch für Dünnschichtszellzellenmodule sowie als Aufwachssubstrate für die Dünnschichtszellzellen.

Im Folgenden wird zunächst auf Substratgläser und Dünnschichtsolarzellen und anschließend auf Deckgläser und Modulaspekte näher eingegangen.

2 Substratgläser

Die Abscheidung der dünnen photoaktiven Schichten von Dünnschichtsolarzellen erfolgt bei hohen Prozesstemperaturen, um gute elektrische Eigenschaften und somit hohe Modulwirkungsgrade zu erzielen. Die Temperaturen bei der Abscheidung liegen dazu zwischen 450 °C und 600 °C. Die Maximaltemperatur wird maßgeblich durch das Substratglas begrenzt, denn ab einer sogenannten Transformationstemperatur kann es zu einer Verformung des Glases und infolgedessen zu fehlerhaften Dünnschichtmodulen sowie zu Problemen beim abschließenden Laminierprozess kommen. Andererseits werden bei Dünnschichtsolarzellen auf Verbindungshalbleiterbasis bei höheren Abscheidetemperaturen, das heißt mehr als 550 °C, in der Regel eine höhere Kristallinität mit weniger Kristallfehlphasen und damit höhere Wirkungsgrade erzielt (siehe die DE 10 2010 023 366 A1). Die Entwicklung geht daher dahin, die Transformationstemperaturen der Substratgläser zu erhöhen, um dadurch den Herstellprozess bei höheren Abscheide- und Abkühlraten durchführen zu können. Dies wird beispielsweise durch eine Anpassung des Glasherstellungsprozesses möglich, wie im Folgenden dargestellt wird.

2.1 Wassergehalt

Die DE 10 2010 023 366 A1 betrifft die Verwendung von Substratgläsern für CdTe- und CIGS-Solarzellen, die einen Wassergehalt zwischen 5 mMol/l und 25 mMol/l aufweisen. So werden Halbleitertgifte (zum Beispiel Eisen, Arsen und Bor) durch den vorhandenen Wassergehalt gerade noch im Glas in ausreichendem Maße chemisch gebunden und können nicht ohne Weiteres aus dem Glas in den Halbleiter gelangen. Die Halbleitertgifte werden als solche bezeichnet, weil sie in den Dünnschichten Rekombinationszentren bilden,

die zu einem Einbruch der Leerlaufspannung und des Kurzschlussstroms führen. Ferner wurde festgestellt, dass ein Wassergehalt über 25 mMol/l insbesondere für Photovoltaik-Solarzellen aus CIGS-Dünnschichten nachteilig ist, da ihre elektrische Leistungsfähigkeit dadurch abfallen kann.

Die Einstellung des Wassergehaltes in den Substratgläsern auf weniger als 25 mMol/l kann in unterschiedlicher Weise erfolgen. Beispielsweise kann dies durch die Auswahl der Ausgangsmaterialien und die Verfahrensbedingungen bei der Herstellung des Glases erreicht werden. Die Ausgangsmaterialien können dazu speziell getrocknet werden. Auch die Auswahl geeigneter Läutermittel, wie zum Beispiel Sulfate oder Chloride, kann zur Verringerung des Wassergehalts beitragen. Über die Schmelzbedingungen, etwa durch Einblasen trockener Luft in die Glasschmelze, kann ebenfalls bewirkt werden, dass möglichst wenig Wasser im fertigen Glas enthalten ist. Entsprechend hergestellte Gläser mit einem Wassergehalt von weniger als 25 mMol/l und einem hohem Gehalt an Na₂O von mehr als 10 Gew.-% zeigen vorteilhaft zudem einen insbesondere an CIGS-Dünnschichten angepassten Wärmeausdehnungskoeffizienten von 8,5 · 10⁻⁶/K und eine Transformationstemperatur im Bereich von mehr als 600 °C.

2.2 Zusammensetzung

Die DE 10 2009 050 988 B3 beschreibt die Zusammensetzung eines Na₂O-haltigen Substratglases einer CIGS-Dünnschichtsolarzelle näher. Dieses enthält weniger als 0,5 Gew.-% B₂O₃, weniger als 0,5 Gew.-% BaO und in der Summe weniger als 2 Gew.-% CaO + SrO + ZnO aber 8 Gew.-% bis maximal 16 Gew.-% Na₂O und in der Hauptsache SiO₂. Dagegen sind Natriumionenhaltige Substratgläser für Si-basierte und CdTe-basierte Dünnschichtsolarzellen nachteilig. Daher werden für solche Solarzellen eher Gläser verwendet, die stattdessen Lithium- oder Kaliumionen enthalten. Diese Substratgläser weisen auch Transformationstemperaturen von mehr als 600 °C auf.

2.3 Angepasste Prozessführung gegen Verformung

Die DE 10 2011 004 441 A1 schlägt vor, die Substrate, die auf Transportwellen durch Heiz- und Beschichtungskammern bewegt werden, auf der Ober- und Unterseite unterschiedlich stark zu erwärmen, so dass die Beschichtungstemperatur erhöht werden kann, ohne dass sich die Substrate aufgrund der Erweichung verformen. Die Unterseite weist dazu eine um bis 8 °C höhere Temperatur auf. Als Substratglas ist dann auch ein Natron-Kalk-Glas einsetzbar, das eine Transformationstemperatur kleiner als 570 °C aufweist. Das so erwärmte Substrat wird dann mit den aktiven Halbleitermaterialien beschichtet. Möglich als Halbleitermaterial sind unter anderem CdTe, CIS, CIGS oder CZTS (Verbundhalbleiter aus Kupfer, Zink, Zinn und Schwefel).

2.4 Beschichtungen mit leitfähigen transparenten Kontakten (TCO)

Die DE 10 2008 005 283 B4 bezieht sich auf ein Verfahren zur Beschichtung eines Substratglases bei hohen Temperaturen mit einem transparenten, elektrisch leitfähigen Metalloxid, kurz TCO (Englisch: „Transparent Conductive Oxide“). Als Abscheideverfahren wird eine chemische Dampfabscheidung bei Atmosphärendruck, kurz APCVD (Englisch: „Atmospheric Pressure Chemical Vapour Deposition“), eingesetzt. Die Beschichtung der auf das Endmaß des herzustellenden photovoltaischen Moduls zugeschnittenen Glasscheibe erfolgt dabei bei Temperaturen über 540 °C, also sehr nahe an der Transformationstemperatur des Glases. Diese hohen Beschichtungstemperaturen werden gewählt, weil dies zu einer verbesserten Leitfähigkeit der transparenten, elektrisch leitfähigen Metalloxidschicht führt, ohne dass die optische Absorption im infraroten Spektralbereich erhöht wird. Unmittelbar nach dem Beschichten wird die Glasscheibe durch Anblasen, beispielsweise mit Luft, sehr rasch abgekühlt, nämlich mit bis zu 300 °C/min auf eine Temperatur von 450 °C. Dadurch wird das 3 bis 6 mm starke Glas vorgespannt und erhält so eine hohe Biege- und Temperaturwechselfestigkeit. Diese mit zum Beispiel dotiertem Zinn-

oxid ($\text{SnO}_2\text{:F}$) oder dotiertem Zinkoxid (ZnO:Al oder ZnO:Ga) beschichteten Gläser dienen unter anderem bei der Herstellung von CdTe-Dünnschichtszellens als Substratgläser.

Die DE 11 2011 100 593 T5 beschreibt ein Substratglas mit einer transparenten Elektrode, die eine besonders hohe Leitfähigkeit aufweist. Dieses umfasst ein TCO und einen ultradünnen Metallfilm (kleiner als 10 nm), der auf dem TCO aufgebracht ist. Außerdem ist der ultradünne Metallfilm, allerdings nicht in seiner gesamten Tiefe, oxidiert oder von einer Oxidschicht bedeckt. Auf den ultradünnen Metallfilm kann zusätzlich noch ein leitendes Gitter, beispielsweise durch Siebdruck, aufgebracht werden, um die Leitfähigkeit weiter zu erhöhen. Dieses Gitter kann aus Metall oder seinerseits aus TCO bestehen. Auf diese Weise ist das untere TCO geschützt und der Verlust an Transparenz durch den ultradünnen Metallfilm und das Gitter wird durch den mit der Oxidschicht erzielten Anti-reflexionseffekt reduziert.

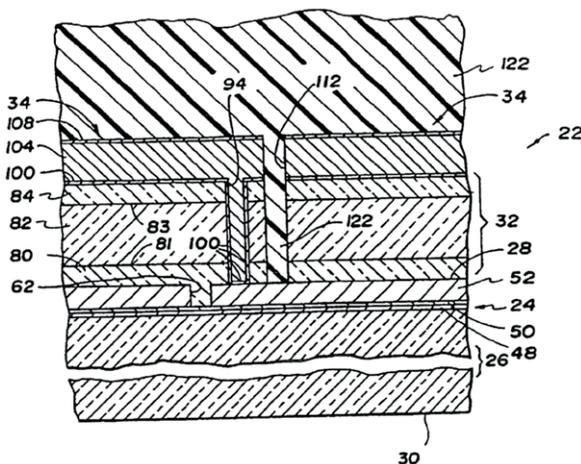
3 Dünnschichtszellens

Dünnschichtszellens unterscheiden sich von den waferbasierten Solarzellen vor allem in ihren Herstellungsverfahren und durch die Schichtdicken der eingesetzten Materialien. Da die verwendeten Verbindungshalbleiter eine direkte Bandlücke besitzen, weisen sie einen sehr hohen Absorptionskoeffizienten auf. Somit reicht im Vergleich zu waferbasierten Silizium-Solarzellen bei Dünnschichtszellens eine etwa 100-mal dünnere Schicht (circa 2 μm) aus, um das Sonnenlicht zu absorbieren. Mit den zur Verfügung stehenden materialspezifischen Beschichtungsverfahren können mit geringem Energieaufwand großflächige Module erzeugt werden, wobei Halbleiter-, Zell- und Modulherstellung in einer Prozesslinie erfolgen. Die mikrokristallin abgeschiedenen Verbindungshalbleiter CdTe und CIGS weisen dabei eine raue reflexionsarme Oberfläche auf, wodurch diese Module insbesondere bei diffusem und schwachem Lichteinfall noch vergleichsweise hohe Stromausbeuten liefern.

Auf die Dünnschichtsolarzellen, die bisher die höchsten Wirkungsgrade erzielen und am meisten verbreitet sind, sowie auf deren Herstellungsverfahren wird im Folgenden näher eingegangen.

3.1 Cadmiumtellurid (CdTe)-Solarzellen

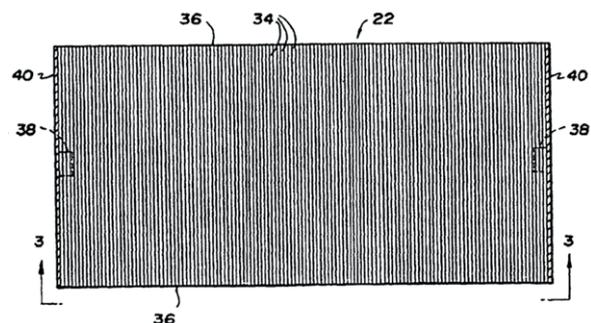
In Figur 1 ist der typische Querschnitt einer CdTe-Dünnschichtsolarzelle dargestellt. Der eigentliche Absorber 82 macht dabei eine circa $1,6 \mu\text{m}$ dicke Schicht aus Cadmiumtellurid aus. Die aktiven Schichten werden auf einem Glassubstrat 26 aufgebracht, das dem Modul seine Stabilität gibt und zugleich die wetterfeste Lichteinfallseite bildet. Auf die Rückseite der aktiven Schichten wird ein ebenfalls wetterfestes Hüllmaterial 122 aus Kunststoff aufgebracht. Die Folge der Schichten einer CdTe-Solarzelle ist von der Lichteinfallseite aus gesehen: Glassubstrat 26, Barrierschichten 48 und 50, Frontkontakt aus transparentem leitfähigen Zinkoxid 52, n-dotiertes Cadmiumsulfid 80, intrinsisches Cadmiumtellurid 82, 100 nm dickes p-dotiertes Zinktellurid 84 und ein Rückkontakt aus zwischen 10 nm dicken Nickelschichten (Oxidationschutz) eingebettetem 300 nm dickem Aluminium 104. Somit liegt der Zelle eine nip-Dotierfolge der aktiven Halbleiterschichten zugrunde. Weil das Licht durch das Glassubstrat einfällt, ist die Zelle in umgekehrter Reihenfolge auf dem Glassubstrat aufgebracht, weshalb man auch von einer sogenannten Superstrat-Anordnung spricht.



Figur 1: Schichtaufbau und integrierte Serienverschaltung einer CdTe-Dünnschichtsolarzelle (aus der DE 693 34 189 T2).

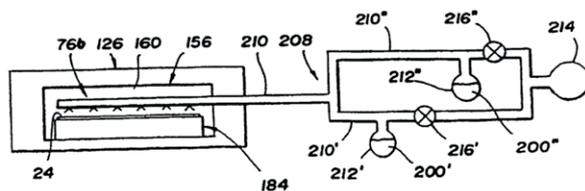
Eine integrierte Serienverschaltung ist in für die meisten Dünnschichttechnologien typischer Weise realisiert. Dabei werden die transparenten Frontkontakte benachbarter Zellen durch schmale Gräben 62 voneinander isoliert. Die Halbleiterschicht aus Cadmiumsulfid füllt diese Gräben zwar auf, stellt jedoch wegen ihrer geringen Leitfähigkeit nur einen zu vernachlässigenden Leckstrompfad dar. Gering dazu versetzte eingebrachte Gräben 94 durch die Halbleiterschichten hindurch sind von dem Rückkontakt aufgefüllt. Durch diese Grabenfüllung wird die Rückseite einer Zelle mit dem Frontkontakt der benachbarten elektrisch verbunden, wodurch diese in Reihe geschaltet werden. Durch dazu leicht versetzte Isolationsgräben 112 wird erzielt, dass die Schichtstapel benachbarter Zellen ansonsten keinen elektrischen Kontakt aufweisen. Die Gräben werden in der oben genannten Reihenfolge häufig auch mit P1, P2 und P3 bezeichnet.

In Figur 2 ist ein Modul in Draufsicht gezeigt, in dem mehrere solcher streifenförmigen Zellen 34 auf einem gemeinsamen Substrat seriell verschaltet sind. Bei Beleuchtung werden die gesammelten Ladungsträger dann über den Plus- und Minuspol des Moduls, die durch die freigelegten Kontakte 40 am linken und rechten Rand gebildet werden, abgeleitet. Eine einzelne Zelle liefert bei offenen Klemmen eine Spannung von fast $0,9 \text{ V}$, was wegen der im Vergleich zu Silizium höheren Bandlücke von CdTe ($1,56 \text{ eV}$) über der von Silizium ($1,1 \text{ eV}$) von fast $0,7 \text{ V}$ liegt. Durch die hohe Anzahl von Zellen liefern Dünnschichtmodule beispielsweise Spannungen bei offenen Klemmen von bis zu 80 V und am optimalen Arbeitspunkt von etwa 60 V bei Strömen von 1 A bis 2 A bei 1000 W/m^2 einstrahlter Lichtleistung.



Figur 2: Draufsicht auf ein CdTe-Dünnschichtmodul mit vielen streifenförmigen Zellen, die integriert in Reihe geschaltet sind (aus der DE 693 34 189 T2).

Der zentrale Prozess, die Abscheidung der Absorberschicht aus CdTe, wird in Figur 3 dargestellt. Bei diesem typischen Verfahren wird das Glassubstrat 24 in eine Abscheidungskammer 156 transportiert und anschließend ein Unterdruck in der Kammer von circa 6 mbar erzeugt. In die Abscheidungskammer wird dann gasförmiges Cadmium und Tellur aus Sublimationsquellen 200' und 200'' mittels eines Trägergases 214, wie Stickstoff, geleitet 210 und mit mehreren Düsen 76b auf dem Glassubstrat verteilt, wo die Dämpfe als mikrokristalline Schicht aus CdTe kondensieren. Die CdTe-Schicht besteht dann aus einer geschlossenen mikrokristallinen Schicht aus Kristalliten mit einem Durchmesser von 3 bis zu 5 µm. In der gezeigten Abscheidervorrichtung kann die Temperatur der Sublimationsquellen zur besseren Prozesskontrolle getrennt gesteuert werden. Das Glassubstrat wird während der Abscheidung auf einer Temperatur von 550 °C bis 640 °C gehalten und dann durch Einleiten von zum Beispiel Stickstoffgas rasch abgekühlt, um Kompressionsspannungen im Glas zu erzeugen, die dieses verfestigen.



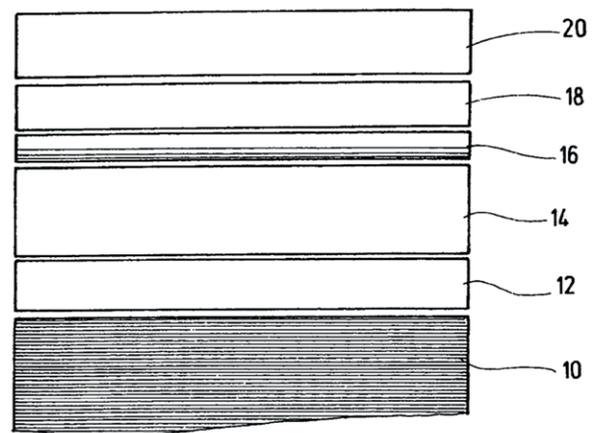
Figur 3: Beschichtungskammer für die CdTe-Abscheidung und Zuführung von verdampftem Cadmium (Cd) und Tellur (Te) aus getrennten Sublimationsquellen (aus der DE 693 34 189 T2).

In der DE 100 03 491 A1 wird eine vergleichbar abgeschiedene CdTe-Schicht durch eine Temperaturbehandlung in Cadmiumchlorid-Dampf ausgeheilt, um die elektrischen Eigenschaften noch zu verbessern. Dieser Prozessschritt zum Ausheilen findet heute breite Anwendung. Ein Recyclingprozess von CdTe-Modulen ist fest in die Produktionsprozesse und Vertriebsprozesse mit eingebunden [5], [6].

3.2 Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS)-Solarzellen

In Figur 4 ist der typische Querschnitt einer CIGS-Dünnschichtsolarzelle dargestellt. Der eigentliche

Absorber 14 macht dabei eine Halbleiterschicht aus Kupfer, Indium, Gallium, Schwefel und Selen aus. Die Dicke ist vergleichbar zu der einer CdTe-Solarzelle. Im Unterschied zu der zuvor beschriebenen CdTe-Solarzelle ist jedoch die Lichteinfallseite nicht das Glassubstrat, sondern die dem Glassubstrat abgewandte Seite 20 des Halbleiterschichtstapels. Die Folge der Schichten einer CIGS-Solarzelle ist von der Lichteinfallseite aus gesehen: ein Frontkontakt aus 1 µm dickem transparenten, leitfähigen Zinkoxid 20, eine dünne Schicht aus 10 nm dickem intrinsischen Zinkoxid 18, eine bis 100 nm dicke n-leitende Pufferschicht 16, eine p-leitende CIGS-Schicht 14, ein Rückkontakt aus Molybdän 12 und das Glassubstrat 10. Als Pufferschicht wird eine Schichtfolge von bis zu 10 nm dickem CdS auf der Seite des CIGS-Absorbers und bis zu 80 nm dickem Zn(S, O) auf der Seite des Frontkontakts vorgeschlagen, um einen verbesserten Bandverlauf der Solarzelle zu erzielen. Somit liegt der Zelle eine np-Dotierfolge der aktiven Halbleiterschichten vor. Weil das Glassubstrat hier nur als Aufwachssubstrat dient, wird von einer Substrat-Anordnung gesprochen.



Figur 4: Schichtaufbau einer CIGS-Dünnschichtsolarzelle (aus der DE 10 2009 054 973 A1).

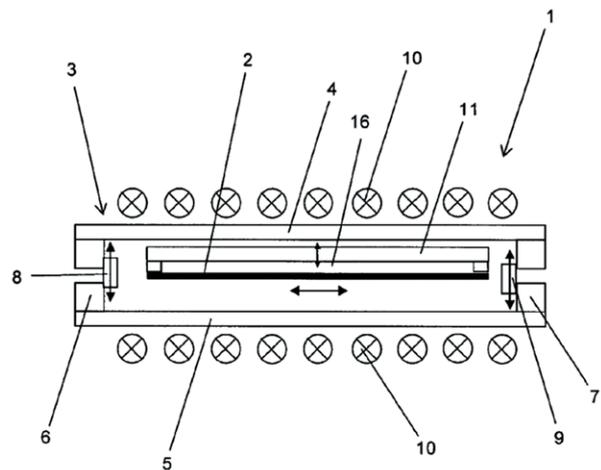
Eine Serienschaltung erfolgt analog wie in Figur 1 bereits für CdTe-Solarzellen gezeigt. Als wetterfeste Abdeckung wird auf die Lichteinfallseite in einem Laminierverfahren ein Deckglas mit einer Schmelzklebefolie aus EVA (Ethylvinylacetat) ohne Lufteinschlüsse aufgebracht (in Figur 4 nicht dargestellt).

Typischerweise erfolgt die Herstellung der CIGS-Halbleiterschicht in einem sequentiellen Prozess. In einem ersten Schritt werden Vorläuferschichten aus Kupfer, Indium, Gallium und Selen auf dem mit dem Rückkontakt beschichteten Substratglas, zum Beispiel mit Sputtern, aufgebracht. In einem zweiten Schritt werden diese Vorläuferschichten in einer Reaktionskammer mit zusätzlichem Schwefel und Selen bei Temperaturen im Bereich von 500°C bis 600°C zur Reaktion gebracht, wodurch sich in einer chemischen Reaktion die Halbleiterschicht bildet. Die hohen Temperaturen sind nötig, damit die Atome der Vorläuferschicht mit hoher Diffusionsgeschwindigkeit zur Kristallisationsfront gelangen, um dort mit den Chalkogenen Selen und Schwefel reagieren zu können.

Aus der schon bezüglich des Wassergehalts von Substratgläsern genannten DE 10 2010 023 366 A1 ist ergänzend hierzu zu entnehmen, dass ein zusätzliches Bereitstellen von Natriumionen während der Wachstumsphase zu einem verbesserten Einbau der Chalkogene in das Kristallgitter, zu größeren Kristalliten und einer stärkeren kristallographischen Vorzugsausrichtung führt. Außerdem wird dadurch eine Passivierung der Korngrenzen bewirkt, was wiederum zu einer Reduktion der Rekombination im Volumenanteil und zu einer höheren Leerlaufspannung führt. Ein homogenes Bereitstellen von Natriumionen kann unter anderem durch ein Substratglas mit einem hohen Anteil von Na_2O in Verbindung mit einem geringen Wassergehalt erzielt werden, weil die Natriumionen darin eine hohe Beweglichkeit aufweisen. Es ist aber auch das Aufbringen zusätzlicher Natriumquellen möglich.

Da die verwendeten Materialien bei diesen hohen Temperaturen sehr reaktiv sind, muss der Rückkontakt aus einem inerten Material bestehen. Typischerweise wird hier Molybdän, das in einem Sputterverfahren auf große Substratglasfläche homogen aufgebracht wird, verwendet. Eine Reaktionskammer für die Umsetzung von Vorläuferschichten ist in Figur 5 gezeigt. Großtechnisch werden hier sogenannte Lampenöfen 1 eingesetzt, die ein schnelles thermisches Prozessieren (Englisch: „Rapid Thermal Processing“) ermöglichen. Die mit Molybdän und den Vorläuferschichten beschichteten Substrate 2 werden dazu über Schleusen 8 in den

Lampenofen gefahren. Dort wird eine Prozesshaube 11 auf das Substrat abgesenkt und bildet mit diesem einen flachen Prozessraum 16. In diesen können gasförmige Komponenten, wie H_2S , H_2Se , Se- oder Schwefeldampf und inerte Gase, zugeführt werden. Da die Boden- und Deckenfläche 4,5 des Ofens transparent sind, können die Punktlichtquellen 10 (Wärmestrahler) wartungsfreundlich außerhalb der Kammer und insbesondere außerhalb des Prozessraums angeordnet sein. Mit dem Lampenofen wird dann das Substrat sehr schnell erwärmt; hoch genug, um die vollständige chemische Umsetzung der Vorläuferschichten zu erzielen, und kurz genug, um eine Erweichung des Substrates zu vermeiden.



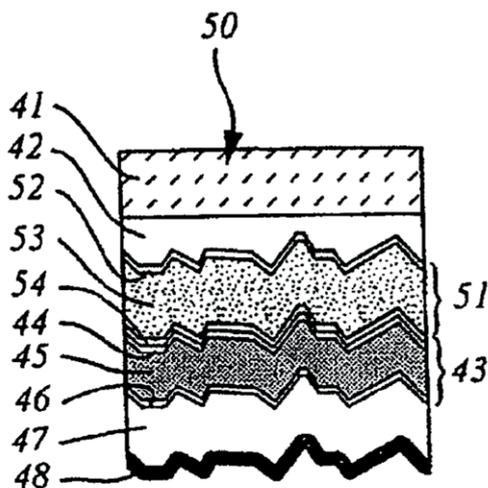
Figur 5: Lampenofen zum thermischen Umsetzen von Vorläuferschichten aus zum Beispiel Kupfer, Indium, Gallium und Selen in Selen- und Schwefeldampf (sequentieller Prozess) zu CIGS (aus der DE 10 2008 022 784 A1).

Anschließend werden die Substrate ausgeschleust und schließlich nasschemisch mit der Pufferschicht und mittels Sputtern mit der transparenten Frontelektrode flächig beschichtet. Die Strukturierung des Rückkontakts und der Halbleiterschichten erfolgt prozessbegleitend mit einem Laser.

3.3 Tandemsolarzellen aus amorphem und mikrokristallinem Silizium (a-Si/ $\mu\text{c-Si}$)

In Figur 6 ist ein typischer Aufbau einer Tandemsolarzelle mit einem Absorber aus **mikrokristallinem** Silizium ($\mu\text{c-Si}$) und **amorphem** Silizium (a-Si) dargestellt.

Als Kurzbezeichnung wird somit auch die Bezeichnung mikromorph verwendet. Wie bei der bereits vorgestellten CdTe-Solarzelle weist diese eine Superstrat-Anordnung auf, das heißt das transparente Wachstums-substrat bildet zugleich die wetterfeste Lichteinfallseite. Die Folge der Schichten einer mikromorphen Solarzelle ist von der Lichteinfallseite aus gesehen: ein Glassubstrat (41), ein texturiertes, transparentes, leitfähiges Oxid (42), eine einige 100 nm [7] dicke obere Zelle aus hydriertem amorphem Silizium (51), die aus einer dünnen p-dotierten Teilschicht (52), einer dickeren intrinsischen Teilschicht (53) und einer dünnen n-dotierten Teilschicht (54) besteht, eine einige µm dicke [7] unteren Zelle aus hydriertem mikrokristallinen Silizium (43), die aus einer dünnen p-dotierten Teilschicht (44), einer dickeren intrinsischen Teilschicht (45) und einer dünnen n-dotierten Teilschicht (46) besteht, eine weitere Schicht aus transparentem, leitfähigem Oxid (47) sowie eine reflektierende Rückelektrode (48), zum Beispiel aus Aluminium. Den einzelnen Zellen liegt somit eine pin-Dotierfolge der aktiven Halbleiterschichten zugrunde. Auf der Lichteinfallseite ist die amorphe Zelle angeordnet, die eine vom Wasserstoffanteil abhängige Bandlücke von 1,8 eV aufweist, so dass sie den niederenergetischen Teil des Sonnenspektrums passieren lässt. Die untere mikrokristalline Zelle hat hingegen wie einkristallines Silizium eine Bandlücke von 1,1 eV und kann den restlichen Teil des Sonnenspektrums nutzen. Der nichtabsorbierte Teil des Lichts wird von der Rückelektrode reflektiert und läuft ein



Figur 6: Schichtaufbau einer Tandemsolarzelle aus einer amorphen und einer mikrokristallinen Dünnschichtsolarzelle, die auch mikromorph genannt wird (aus der DE 696 36 253 T2).

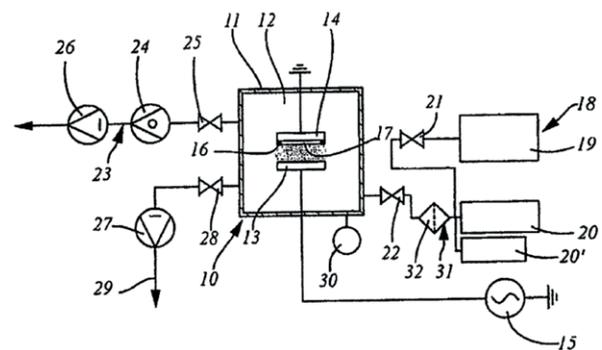
erneutes Mal durch die Zellen, weshalb diese materialsparend noch dünner ausgelegt werden können.

Zur weiteren Verbesserung kann die amorphe Zelle mit Kohlenstoff versetzt werden und zwischen dieser und der mikrokristallinen Zelle eine weitere amorphe Siliziumzelle, der Germanium zumengt wird, eingefügt werden. Mit dieser Tripel-Tandem-Solarzelle wird das Sonnenspektrum noch effektiver ausgenutzt (siehe die DE 696 36 253 T2).

Zur Verbesserung der Zelle ist weiterhin aus der EP 1 478 030 A1 bekannt, dass zwischen die amorphe Zelle und die mikrokristalline Zelle eine zusätzliche Zwischenschicht aus 10 bis 90 nm dickem leitfähigem Oxid zur Verbesserung der Lichtausbeute durch interne Reflexion eingefügt wird.

Die Serienverschaltung im Modul erfolgt vergleichbar wie bei den zuvor erläuterten Dünnschichtsolarzellen.

Der zentrale Prozess, die Abscheidung der amorphen und mikrokristallinen Schicht, kann mit den gleichen Abscheidervorrichtungen erfolgen, da mit der Schichtdicke der mikrokristalline Anteil der Schicht ansteigt. Ein weit verbreitetes Verfahren ist die Plasmaabscheidung, kurz PECVD (Englisch: „Plasma-Enhanced Chemical Vapor Deposition“), vergleiche Figur 7. Das mit transparentem, leitfähigem Oxid beschichtete Glas-substrat (17) wird dabei auf einem geerdeten Substrat-halter (14) in einer Vakuumkammer (11) angeordnet. Zwischen dem Substrathalter und einer Gegenelektrode (13) wird zur Abscheidung unter Zuführung (18) von Prozessgasen (19, 20, 20') (zum Beispiel Silan (SiH₄),



Figur 7: Schemadarstellung einer Plasmaabscheidervorrichtung (aus der DE 696 36 253 T2).

Wasserstoff und Argon) ein Plasma gezündet, indem eine hochfrequente Wechselspannung (15) im Bereich von typischen 13,56 MHz oder höheren 70 MHz an die Gegenelektrode angelegt wird. Mit der Frequenz wächst die Abscheiderate. Dabei hat sich gezeigt, dass die mikrokristalline intrinsische Schicht vorteilhafterweise weniger als $2 \cdot 10^{19}$ Sauerstoffatome je cm^3 enthalten sollte, um höhere Wirkungsgrade zu erzielen (siehe DE 696 36 253 TZ).

4 Deckgläser

An die Deckgläser, die die Solarmodule auf der zur Sonne gewandten Seite abschließen und als transparente strahlungs- und witterungsbeständige Abdeckung dienen (dazu zählen also auch die Substratgläser von Dünnschichtsolarzellen in Superstrat-Anordnung), werden hohe Anforderungen gestellt. Photovoltaik-Anlagen und auch thermische Solarkollektoren sind daher durch spezielles, gehärtetes Glas gegen Umwelteinflüsse und mechanische Beschädigungen geschützt. Zugleich soll es nicht nur bruchfest sondern auch leicht sein, damit das Gewicht der Module möglichst gering ist, um den Transport und die Installation zu erleichtern.

Die Leistungsfähigkeit dieser Solarmodule hängt dabei maßgeblich vom eingesetzten Glas und dessen Beschichtungen ab, da die gesamte Solarstrahlung die Glasabdeckung vor ihrer Umwandlung in elektrische Energie durchdringen muss. In aller Regel wird dafür spezielles Solarglas eingesetzt. Dieses zeichnet sich durch eine hohe Reinheit in der chemischen Zusammensetzung und Beschichtungen zur Minderung von Reflexionsverlusten aus. Damit wird eine gegenüber normalem Glas deutlich höhere Lichttransmission erreicht.

4.1 Vorspannen, mechanische Eigenschaften

In der Solarbranche werden vorgespannte Dünngläser eingesetzt, um das Gewicht von Glas-Glas-Modulen zu senken. Es besteht allerdings das Problem, dass Kratzer durch die Oberflächenspannungszone hindurch reichen, was die Festigkeit erheblich reduziert.

Die DE 10 2010 009 584 A1 beschreibt zur Lösung ein Verfahren zum chemischen Vorspannen von Lithium-Aluminosilikat-Gläsern. Mit dem Verfahren kann zeitsparend bei moderaten Temperaturen eine tiefere Druckspannungszone von mehr als 80 μm Dicke mit einer Oberflächenspannung größer als 800 MPa in höchstens 8 Stunden Behandlung aufgebaut werden, indem das Deckglas in einer Mischschmelze vorgespannt wird. In der Mischschmelze sind dazu zumindest zwei Alkaliionen-Spezies mit unterschiedlichen Ionenradien enthalten. Bei Temperaturen zwischen 380 °C und 420 °C kommt es beispielsweise in einer Schmelze aus $\text{NaNO}_3/\text{KNO}_3$ zu einem Austausch von Lithiumionen aus dem Glas gegen Natrium- und Kaliumionen aus der Schmelze, wodurch die Druckspannungszone im Glas erzeugt wird.

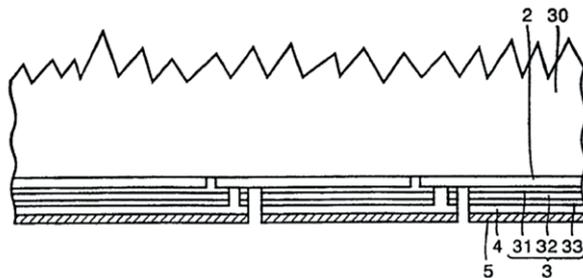
4.2 Antireflexionsgläser

Die Solargläser zeigen neben der gewünschten hohen optischen Transparenz auch starke Lichtreflexionen. In der Photovoltaik ist Lichtreflexion jedoch unerwünscht. Denn je mehr Licht reflektiert wird, desto weniger Licht gelangt auf die Solarzellen und desto geringer ist der Wirkungsgrad der Module. Antireflektierende Schichten und Strukturen schaffen Abhilfe und steigern die Modulleistung. Ein Mittel ist, das Deckglas auf der Lichteinfallseite mit einer rauen Antireflexionsoberfläche zu versehen. Dazu kann das Deckglas an der Oberfläche aufgeraut oder mit einer rauen oder planen mehrschichtigen Antireflexions-schicht beschichtet werden.

4.2.1 Texturiertes Glas

Das in der DE 698 36 960 T2 beschriebene Solarzellenmodul umfasst ein Glassubstrat mit einer ersten und einer zweiten Oberfläche und eine auf der ersten Oberfläche des Glassubstrates ausgebildete Dünnschichtsolarzelle in Superstrat-Anordnung, vergleiche Figur 8. Das Glassubstrat aus einem Strukturglas (30) ist an seiner Lichteinfallseite mit Vertiefungen und Vorsprüngen versehen, welche den Antireflexionseffekt bewirken. Die Dünnschichtsolarzelle besteht,

wie weiter oben schon beschrieben, aus einer ersten transparenten Elektrodenschicht (2), einer hoch absorbierenden Halbleiterschicht (3) und einer zweiten Elektrodenschicht (5) an der Rückseite.



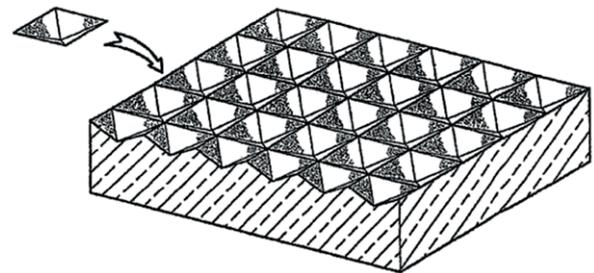
Figur 8: Querschnitt eines Dünnschichtsolarzellenmoduls mit einem texturierten Substratglas (aus der DE 698 36 960 T2).

In der DE 10 2009 026 197 A1 wird das Herstellungsverfahren eines vergleichbaren texturierten Solarglases näher beschrieben. Das Verfahren zur Herstellung des reflexionsverminderten TCO-Glassubstrats umfasst in einem ersten Schritt das Abscheiden einer TCO-Schicht auf einer Seite des Substrats. In einem zweiten Schritt wird die Antireflexionsstruktur auf der gegenüberliegenden nicht beschichteten Seite des Glassubstrats erzeugt, indem das Substrat in eine ätzende Lösung eingetaucht wird. Die ätzende Lösung aus einer Säure und/oder Lauge wird dabei so ausgewählt, dass das Glas an der unbeschichteten Seite oberflächlich geätzt und dadurch mit einer rauen Oberflächentextur versehen wird, aber gleichzeitig die optisch transparente, elektrisch leitfähige Schicht auf der anderen Seite nicht angegriffen wird. Die Antireflexionsstruktur weist schließlich eine Rautiefe von 50 nm bis 200 nm und eine mittlere Transmission im Wellenlängenbereich von 300 nm bis 1 300 nm von über 90% auf.

Die DE 602 22 166 T2 beschreibt ein tief strukturiertes Solarglas mit großer Lichtdurchlässigkeit. In die lichtempfangende Seite dieses Walzglases sind regelmäßig angeordnete, inverse pyramidenförmige Strukturen eingepreßt, vergleiche Figur 9. Besonders bei flach einfallendem Licht spielt dieses texturierte Solarglas seine Vorteile aus. Die Lichtstrahlen treffen dann nahezu senkrecht auf die Pyramidenflächen, wodurch sie vom Glas fast nicht reflektiert werden, sondern in

das Glas eingekoppelt werden und auf die Solarzelle dahinter treffen. Zusätzlich macht sich das Solarglas den Lichtfalleneffekt zunutze. Die Pyramidenstruktur wirft nämlich den Teil des von den Solarzellen aus dem Inneren des Solarmoduls reflektierten Lichts wieder auf die Zelle zurück, wodurch das Licht beim erneuten Auftreffen schließlich doch in elektrische Energie umgewandelt werden kann.

Dieses Deckglas kann auf der texturierten Seite oder der gegenüberliegenden Rückseite zusätzlich mit einer Antireflexionsbeschichtung versehen sein.



Figur 9: Schematische Ansicht eines texturierten Walzglases (aus der DE 602 22 166 T2).

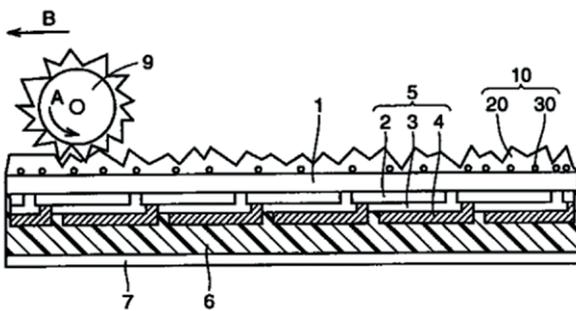
4.2.2 Antireflexionsbeschichtung auf der Lichteinfallseite

Starre Dünnschichtsolarmodule in Superstrat-Anordnung weisen meist, wie schon in Figur 6 gezeigt, als transparentes Substrat eine Glasscheibe auf, die auf der Modulinnenseite mit einer Schicht aus einem texturierten, transparenten, leitfähigen Metalloxid als Frontelektrodenschicht beschichtet ist, auf der aufeinander eine Halbleiterschicht und eine zum Beispiel metallische Rückelektrodenschicht abgedichtet sind. Die Textur des TCO setzt sich in allen darauf abgedichteten Schichten fort, so dass der Weg des Lichts durch die Reflexion und Lichtstreuung an den inneren Grenzflächen möglichst groß wird. Entsprechend hoch ist die Absorption des Lichts auch bei sehr geringen Dicken der aktiven Halbleiterschichten.

In der DE 10 2010 051 606 A1 wird ein solches Substratglas auf der Lichteinfallseite zusätzlich mit einer Antireflexionsschicht versehen, die eine raue Oberfläche und eine mittlere Brechzahl, die niedriger als die Brechzahl des Glases der Glasscheibe ist, aufweist.

Das Prinzip ist auch hier, dass durch Lichtstreuung das Licht besser in das Glas eingekoppelt wird.

In der EP 1 058 320 A2, siehe Figur 10, wird eine entsprechende gesondert aufgebraachte Antireflexschicht 20 auf der Lichteinfallseite des Substratglases eines Dünnschichtsolarzellenmoduls durch Prägen 9 mit einer rauen Textur versehen. Die Lichtstreuung wird zusätzlich durch in der Schicht enthaltene Partikel 30 verbessert. Sowohl die Schicht als auch die streuenden Partikel können aus organischem oder anorganischem Material bestehen.



Figur 10: Texturierung einer Antireflexionsschicht (20) durch ein Prägeverfahren (aus der EP 1 058 320 A2).

Eine Entspiegelung von Deckgläsern von Solarzellenmodulen kann aber auch durch planare Mehrschichtsysteme realisiert werden. Die Wirkung dieser mehrschichtigen Antireflexionsschichten beruht auf Interferenz. Dabei wird mit einer Beschichtung der Glasoberfläche aus zwei oder mehr dünnen Schichten unterschiedlicher Brechzahl ein Teil der reflektierten Strahlung über destruktive Interferenz ausgelöscht, was aus Gründen der Energieerhaltung zu einer erhöhten Transmission führt.

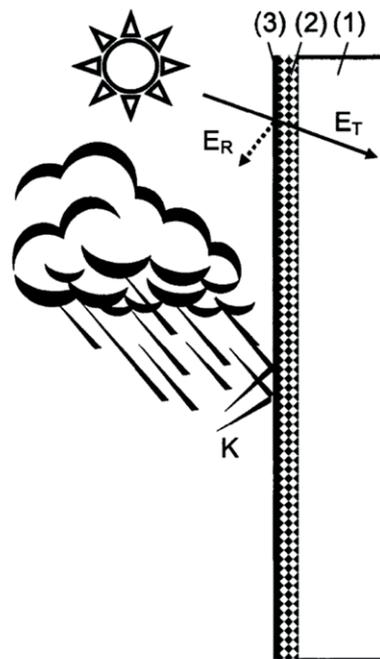
Alternativ ist eine Entspiegelung jedoch auch durch ein planares Einschichtsystem möglich, wenn deren Brechzahl ungefähr der mathematischen Wurzel der Brechzahl des darunterliegenden Glases entspricht. Die Anpassung der Brechzahl kann für das Einschichtsystem über eine Beschichtung der Glasoberfläche mit einem porösen Film, im Übrigen aber auch über eine Ätzung der Glasoberfläche, erfolgen. Poröse Entspiegelungsschichten können jedoch einen Teil der Entspiegelungswirkung verlieren, wenn bei Lagerung an Luft durch Aufnahme von Luftfeuchtigkeit Wasser

eingelagert wird. Zudem hat sich gezeigt, dass poröse Entspiegelungsschichten relativ leicht verschmutzen können, wodurch es zu Einbußen der Transmission kommt. Durch häufiges Reinigen der Entspiegelungsschichten kann es wiederum zu Beschädigungen der Schicht und damit ebenfalls zu einer Verringerung der Transmission kommen.

Die DE 10 2005 020 168 A1 schlägt daher vor, das Glas mit einer Antireflexionsbeschichtung aus porösen Nanopartikeln in Form eines Silikatfilmes zu versehen und zusätzlich darauf eine hydrophobe Beschichtung, zum Beispiel aus Silan, unpolaren Kohlenwasserstoffverbindungen oder Silikonen, zur Erhöhung der Langzeitstabilität dieser porösen Silikatfilme abzuscheiden. Das Aufbringen vergleichbarer hydrophober Schichten ist auch zusammen mit einer Glasreinigung von bereits installierten Modulen möglich (siehe zum Beispiel die EP 1 059 676 A2).

4.2.3 Kratz- und wetterfeste Antireflexionsbeschichtung

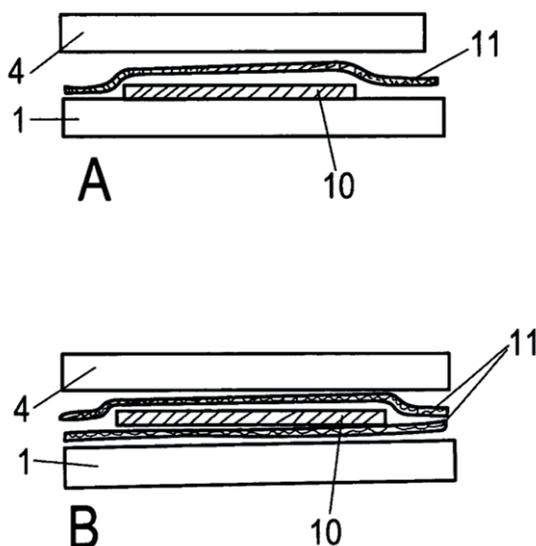
Die DE 10 2009 008 141 A1 schlägt ein Solarglas vor, das eine witterungsstabile entspiegelte Oberfläche aufweist, vergleiche Figur 11. Die entspiegelte Glasober-



Figur 11: Ein Querschnitt eines reflexionsarmen Deckglases (aus der DE 10 2009 008 141 A1).

fläche wird durch eine Silikate und Leerräume beinhaltende Struktur gebildet, die durch eine Lösung aus HF, SiF₄, NaF und/oder Gemische davon erzeugt wird. Auf dem transparenten Glaskörper 1 mit der entspiegelten Glasoberfläche 2 wird dann mindestens eine glasartige Schutzschicht 3 aus zum Beispiel Silizium- oder Metalloxid aufgebracht. Dadurch werden eine Verunreinigung der entspiegelten Oberfläche sowie eine witterungsbedingte Degradation minimiert.

Ein anderes Problem zeigt sich beim Kalk-Natron-Glas, das preisgünstig herzustellen ist und daher häufig verwendet wird. Die Entspiegelungsschichten auf einem solchen Kalk-Natron-Glas weisen zwar eine gute Abriebfestigkeit auf, jedoch sind sie nicht ausreichend klimabeständig. Denn bei Feuchte-Wärme-Belastung kommt es an der Oberfläche des Substratglases zu Ausblühungen infolge von Glaskorrosion und damit verbunden zu Eintrübungen, wodurch der Wirkungsgrad eines Solarmoduls erheblich verschlechtert werden kann. Um die Klimabeständigkeit zu verbessern, schlägt die DE 10 2009 023 161 A1 ein Solarglas mit einer porösen Entspiegelungsschicht und einer zusätzlichen Barrierschicht vor. Auf das Glassubstrat wird dazu zuerst eine Barrierschicht (Siliziumoxid, Titanoxid, Aluminiumoxid oder Zinnoxid) gegen Natriumionendiffusion und erst dann mittels eines Sol-Gel-Verfahrens die poröse Entspiegelungsschicht aufgebracht.



Figur 12: Schematische Darstellungen von Glas-Glas-Solarmodulen mit einer (A) und mit zwei (B) Laminierfolien (aus der DE 10 2009 010 351 A1).

Die DE 10 2008 056 792 A1 beschreibt eine Entspiegelungsschicht, die umweltbeständige, abriebfeste und selbstreinigende Eigenschaften kombiniert. Dazu wird eine titanoxidhaltige poröse Entspiegelungsschicht mittels eines Sol-Gel-Verfahrens aufgebracht. Die Entspiegelungsschicht besteht aus Siliziumoxid-Nanopartikeln, die in einer Matrix aus Titanoxid eingebettet sind. Zwischen dem Glassubstrat und der Entspiegelungsschicht ist ebenso eine Korrosionsschutzschicht angeordnet, die verhindert, dass Alkaliionen aus dem Glas in die Entspiegelungsschicht diffundieren. Der selbstreinigende Effekt ist auf die photokatalytische Wirkung des TiO₂ in der Anatase-Modifikation in Verbindung mit dem UV-Anteil des Lichtes zurückzuführen.

5 Module mit Deckgläsern

In den meisten Fällen werden die Solarmodule auf der Rückseite mit einer undurchsichtigen wetterfesten Folie (Englisch: „back sheet“) versiegelt. Das Deckglas auf der Lichteinfallseite und ein Rahmen sorgen für die nötige Stabilität. Diese Bauform ist bei vergleichsweise geringem Gewicht recht stabil; weist jedoch auch Nachteile auf. So ist das Modul unter Umständen auf ganzer Fläche wegen der Rückseitenfolie lichtundurchlässig.

5.1 Glas-Glas-Module

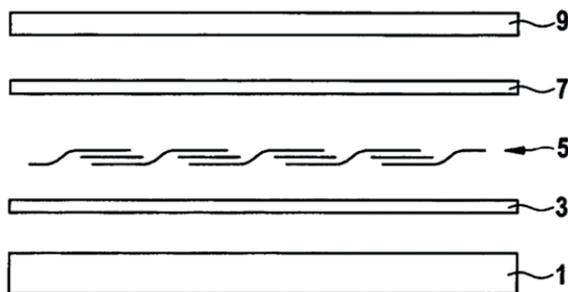
Gerade in der Architektur werden daher auch Solarmodule eingesetzt, deren Vorder- als auch Rückseite aus Glas bestehen; diese werden als Glas-Glas-Module bezeichnet. Durch die bereichsweise Transparenz, ein durch gezieltes Anordnen der waferbasierten Solarzellen oder lokales Abtragen der Dünnschichten gestaltbares Erscheinungsbild und die hohe Stabilität sind diese besonders geeignet für zum Beispiel Überdachungen, Fenster oder Fassadenelemente.

Figur 12 zeigt schematisch solche Glas-Glas-Module zu einem Zeitpunkt des Herstellungsprozesses, bevor die Bestandteile in einem abschließenden Laminierprozess ohne Lufteinschlüsse kompakt verbunden werden.

Dazu werden in der Regel Schmelzfolien eingesetzt. Die Teilabbildung A entspricht dem Fall, dass eine auf einem Glassubstrat 1 abgeschiedene Dünnschichtsolarzelle 10 und ein Deckglas 4 mit einer solchen Schmelzfolie zusammengeführt wird. Die Teilabbildung B zeigt den Fall, dass eine waferbasierte Solarzelle 10 und je ein Deckglas auf der Vorderseite 1 und auf der Rückseite 4 mit je einer Schmelzfolie 11 verbunden wird. Durch das anschließende Laminieren (nicht dargestellt) werden die Solarzellen schließlich durch das Schmelzen der Folien vollständig mit dem Einbettungsmaterial, das durch die Schmelzfolien gebildet wird, umschlossen.

5.2 Laminieren

Bei der Herstellung eines Solarmoduls werden häufig Ethylvinylacetat (EVA) oder Polyvinylfluorid (PVF) als Einbettungsmaterial verwendet, siehe Figur 13. Auf die Deckglasscheibe 1 wird eine zugeschnittene Schmelzfolie 3 aus dem Einbettungsmaterial positioniert. Mit Querverbindern (nicht dargestellt) werden mehrere Stränge aus mit Solarzellenverbindern in Reihe geschalteten Solarzellen 5, auch Solarzellenstrings (gezeigt ist nur einer) genannt, miteinander verbunden. Diese Querverbinder werden dann mit den Kontakten in der Anschlussdose verlötet (nicht gezeigt). Anschließend wird eine weitere zugeschnittene EVA-Folie 7 aufgelegt und darüber eine Rückseitenfolie angeordnet. Als nächster Produktionsschritt erfolgt das Laminieren des Moduls unter Vakuum bei circa 140 °C oder im Autoklav mit Überdruck (um 10 bar) und ebenfalls 140 °C.



Figur 13: Schematische Darstellungen eines Wafer-basierten Moduls vor dem Laminieren (aus der DE 10 2010 040 112 A1).

Durch das Laminieren schmelzen die EVA-Folien auf und fließen zu einer klaren, dreidimensional vernetzten und nicht mehr aufschmelzbaren Kunststoffschicht zusammen, in der die Solarzellen nun vollständig eingebettet sind, und die fest mit dem Deckglas und der Rückseitenfolie verbunden ist.

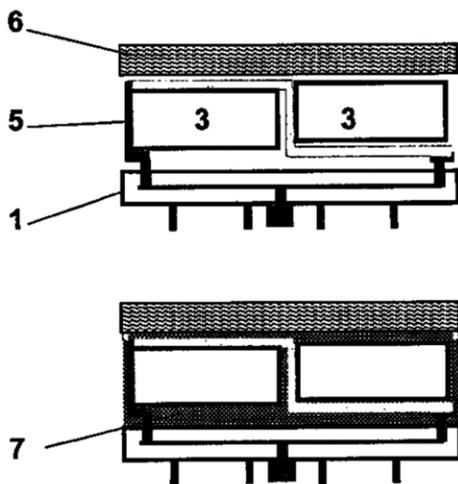
Trotz der innigen Verbindung zwischen dem Einbettungsmaterial und dem Deckglas kann es insbesondere im Randbereich des Moduls über längere Betriebsdauer zu Delamination kommen. In der DE 10 2010 040 112 A1 wird daher eine Plasmabehandlung zur Aktivierung der Kantenbereiche des Deckglases durchgeführt, um eine bessere Haftung im Randbereich zu erreichen. Ein Haftvermittler kann während oder nach der Plasmabehandlung aufgebracht werden.

5.3 Gießen

Durch die relativ dicke Deckglasscheibe und den Modulrahmen aus Aluminium weisen konventionelle Solarmodule zwar eine hohe Belastbarkeit bei Wind und durch Schneelast auf, besitzen jedoch dadurch auch ein zusätzliches Gewicht.

In der DE 10 2008 012 286 A1, siehe Figur 14, wird deshalb der Modulrahmen und die Rückseitenfolie durch einen leichten verwindungssteifen Kunststoffträger 1 mit rippenartigen Verstrebungen (schwarz dargestellte Streben) ersetzt, der mittels Spritzgießen, Spritzprägen oder Pressen einfach als separates Teil herstellbar ist. In diesem Kunststoffträger sind bereits die Anschlussdose und elektrische Zuführungen eingearbeitet. Zudem ist er durch Füllstoffe gut wärmeleitend. Die Verbindung des Kunststoffträgers mit den Solarzellen und dem Deckglas erfolgt mit einem Gießverfahren. Dazu werden die mit Solarzellenverbindern serienverschalteten Solarzellen 3 mit den elektrischen Anschlüssen des Kunststoffträgers verbunden 5 und das Deckglas 6 darüber angeordnet. Die Zwischenräume werden dann mit einer Vergussmasse 7, vergleiche Figur 14 (unten), blasenfrei aufgefüllt. Die Vergussmasse dient so als ganzflächige Verklebung,

die dem Modul eine hohe Biegefestigkeit verleiht, und umschließt die Solarzellen vollständig. Als Vergussmasse für dieses Gießverfahren eignen sich zum Beispiel transparente Polyurethansysteme.



Figur 14: Querschnitte eines Solarmoduls vor (oben) und nach (unten) der Verfüllung mit Vergussmasse (aus der DE 10 2008 012 286 A1).

Das Gießverfahren kann auf verschiedene Schritte aufgeteilt werden. In der DE 10 2009 022 725 A1 erfolgt in einem solchen Verfahren der Verguss in getrennten Schritten. Dabei wird in mehreren Gießschritten unter Wenden der Zwischenprodukte eine innige Verbindung zwischen einem Deckglas, einer Trägerstruktur, die auch Kontakte aufweisen kann, und den Solarzellen hergestellt. Zwischen den einzelnen Überflutungen mit Polyurethan werden die elektrischen Zu- und Rückführungen hergestellt. Diese Kontaktleitungen und Anschlusspunkte sind schließlich vollständig in das vernetzende Material eingehüllt.

6 Beschichten mit Farbauftrag

In vielen Anwendungen ist ein einheitliches Erscheinungsbild des Solarmoduls mit seiner Umgebung gewünscht. Wie durch Farbschichten das optische Erscheinungsbild angepasst werden kann und welche technischen Funktionen diese Schichten darüber hinaus erfüllen können, wird im Folgenden dargestellt.

6.1 Farbeneinheitlichkeit

Im Automobilbereich werden Solarmodule zum Beispiel als Sonnendächer verbaut. Dazu werden häufig Dünnschichtmodule eingesetzt. Um durch das Modul ausreichend Licht in die Fahrgastzelle hindurchtreten zu lassen, wird ein durchsichtiges Hüllmaterial verwendet. Zudem werden zusätzlich zu den bereits im Abschnitt 3.1 gezeigten Isoliergräben noch gezielt weitere Sichtgräben in Gestalt breiter Isoliergräben mit dem Laser eingebracht, die in Form optisch ansprechender Muster für ausreichende Transparenz sorgen. Die feinen Isoliergräben stören das Erscheinungsbild dieser Muster jedoch oft empfindlich. In der EP 2 528 102 A1 erfolgt daher nach dem Einbringen der Gräben der Auftrag einer elektrisch nicht leitenden Farbschicht, die die schmalen Isoliergräben füllt, die breiten Sichtgräben jedoch offen lässt. Diese Beschichtung kann entweder aus einer dunkleren Schicht oder aus einer Vielzahl von Materialien mit unterschiedlichen Farben bestehen. Besonders interessant ist eine zweilagige Beschichtung, wobei eine erste untere Schicht aus einem schwarzen Material, das zuverlässig die Strahlung blockieren kann, und eine zweite obere Schicht aus einem Material mit derselben Farbe wie die des Fahrzeuginnenraums bestehen.

Bei der technischen Umsetzung dekorativer Farbaufträge ist immer ein Kompromiss, zwischen dem optischen Erscheinungsbild und dem Wirkungsgrad des Moduls zu schließen. Zum Beispiel sind bei den erwähnten halbtransparenten Dünnschichtmodulen, durch den Abtrag aktiver Solarzellenbereiche oder bei auf der Lichteinfallseite mit Farbschichten versehenen Modulen durch Abschattung, die stromsammelnde Fläche und entsprechend der Wirkungsgrad zugunsten einer ästhetischen Wirkung verkleinert.

Aufgrund dieser Entwicklung sind neue architektonische Konzepte möglich, die erfolgreich eingesetzt werden. In der WO 2008/008 624 A2 werden zum Beispiel Solarmodule als Ersatz für Dachziegel vorgeschlagen. Das Deckglas dieser Module ist mit einem Farbauftrag versehen, der das Erscheinungsbild eines

herkömmlichen Dachziegels aufweist, jedoch für die Solarzellen ausreichend lichtdurchlässig ist. Die Farbschicht kann dabei auf der äußeren oder inneren Seite des Deckglases aufgebracht oder in das Einbettungsmaterial eingearbeitet werden und zudem durch eine raue Oberfläche reflexionsmindernde Eigenschaften aufweisen. Der Farbauftrag kann aus im Infraroten durchlässigen Nanopartikeln aus Titanoxid oder Zinkoxid, deren Farbe durch ihre Größe einstellbar ist, und Bindemittel bestehen. Im Falle von organischen Farbpigmenten wird eine zusätzliche UV-Licht absorbierende Schutzschicht aufgebracht, die ein Ausbleichen der Farbe verhindert.

6.2 Licht-Schutz der Randdichtung

Wie bereits in Abschnitt 5.2 erwähnt, ist der Rand des Solarmoduls hinsichtlich Delamination ein empfindlicher Bereich, insbesondere weil in dieser Region keine Solarzellen angeordnet sind, sondern nur das Einbettungsmaterial. Unter Bestrahlung mit Sonnenlicht werden daher die Mitte und der Rand des Solarzellenmoduls unterschiedlich erwärmt, was zu thermischer Verspannung führt. Dies ist besonders problematisch bei zerbrechlichen Substraten wie Glas, bei denen die thermische Belastung mikroskopische Risse verursachen kann. Ebenso problematisch ist die Alterung von zusätzlichen polymeren Randabdichtungen, die durch den UV-Anteil des Sonnenlichtes hervorgerufen wird.

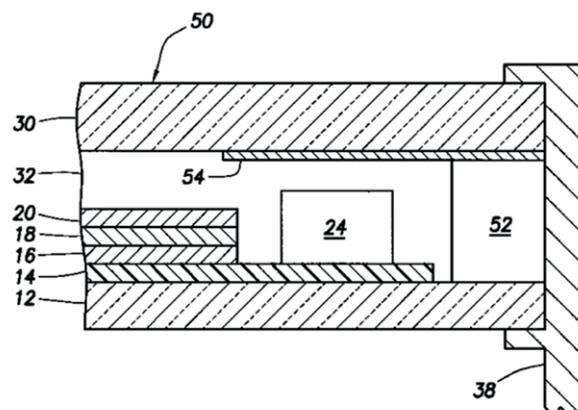
In der WO 2007/071 703 A1 wird dieses Problem durch eine lichtundurchlässige Schicht am Rand des Deckglases gelöst. Figur 15 zeigt bei einer Dünnschicht-solarzelle 14, 16, 18 und 20 mit einem polymeren Einbettungsmaterial 32 aus Harz eine solche lichtundurchlässige Beschichtung 54 über einer Randabdichtung 52 und einer Stromsammelschiene 24. Diese Beschichtung kann lackiert oder mittels Siebdruck auf die Innen- oder Außenseite des Deckglases 30 aufgebracht werden. Sie kann auch ein Kleberband sein. Statt einer Beschichtung kann das Glas aber auch selber lokal behandelt werden, zum Beispiel durch die Zugabe eines Pigments oder durch den Einschluss einer opaken Schicht.

7 Gebäudeintegrierte Photovoltaik (Englisch: „Building Integrated PV“, kurz BIPV)

Funktionelle gebäudeintegrierte Fassaden sind der neue Trend der Architektur. Sie verbinden Design mit bewährter Solartechnologie. Dabei spielen Farbigekeit der Fassade und definierte Lichttransmission im Fensterbereich eine wichtige Rolle. Auf diese Weise stehen dem Architekten große Flächen für die Energieerzeugung bei gleichzeitig vorhandener gestalterischer Freiheit zur Verfügung.

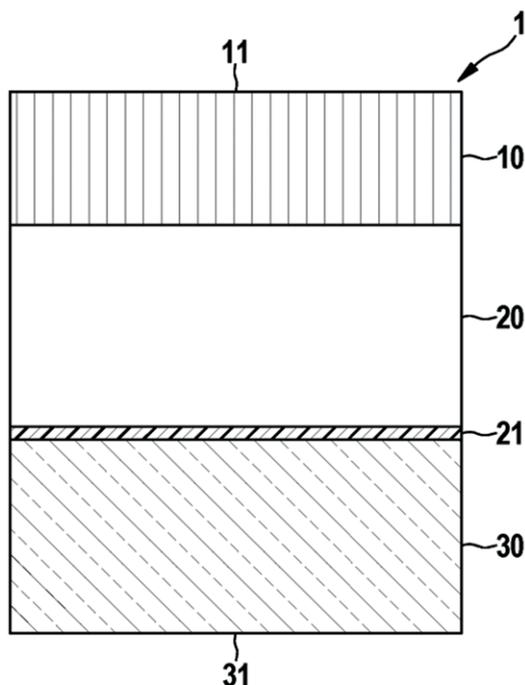
Bei transparenten Solarzellen wird das Sonnenlicht bei bestimmten Wellenlängen des Spektralbereichs absorbiert, wodurch nur die längeren Wellenlängen des Spektrums transmittiert werden. Das durchgelassene Licht hat daher einen Orange- beziehungsweise Rot-Ton und führt zu einer Farbverfälschung im Innern des Gebäudes. Die DE 10 2011 077 126 A1 schlägt dazu vor, transparente Solarmodule mit hinterlegten optischen Filterbeschichtungen einzusetzen, um die Wirkung der Innenfarbtonänderung zu verringern. Diese Fassadenelemente können sowohl als Sonnenschutz als auch als Sichtschutz wirken.

In Figur 16 ist ein solches Fassadenelement gezeigt. Auf der Lichteinfallseite ist das Substrat beziehungsweise Deckglas 10 und dahinter die transparente Solarzelle 20 angeordnet. Auf der der Fassade zugewandten Seite ist auf der Rückseite des Moduls eine dünne Isolierschicht 21 und die Filterschicht 30 aufgebracht. Diese Filterschicht kann als Neutralfilter ausgebildet sein. Der Filter besteht dann zum Beispiel



Figur 15: Lichtundurchlässige Schicht 54 am Rand des Deckglases eines Glas-Glas-Moduls (aus der WO 2007/071 703 A1).

aus einem transparenten Glassubstrat mit einer dünnen reflektierenden Metallschicht, in die mit einem Laser Gräben eingebracht sind. Der Filter kann auch als Absorptionsfilter gestaltet werden, der auf einer Schicht aus leitfähigem Oxid eine dünne Absorberschicht, zum Beispiel aus amorphem Silizium oder sogar CIGS, aufweist, mit der der transmittierte Wellenlängenbereich eingestellt werden kann. Auch der Absorptionsfilter kann strukturiert werden, um die Transmission zu erhöhen.



Figur 16: Eine schematische Darstellung einer PV-Anordnung mit einer Filterschicht (30) (aus der DE 10 2011 077 126 A1).

8 Ausblick

Im Hinblick auf garantierte Modulleistungen von mehr als 80% der ursprünglichen Modulleistung nach 25 Jahren ist die Qualität der Verkapselung ein zentraler Punkt. Solargläser und deren Beschichtungen spielen hier eine wichtige Rolle. Auch für weitere Entwicklungen in diesem Bereich, zum Beispiel noch leichtere Module, preisgünstigere Herstellungsverfahren oder flexible Module, muss diese garantierte Modulleistung sichergestellt sein.

Literaturverzeichnis

- [1] JAUMANN, M.: Solarzellen. In: Erfinderaktivitäten 2004/2005, Deutsches Patent- und Markenamt, S. 60-69
- [2] PAPATHANASIOU, O.: Forschung & Technik, „Second Solar“-Kandidaten. In: Photon 01/2009, Das Solarstrom-Magazin, Januar 2009, S.78-97 – ISSN 1430-5348
- [3] HERING, G.: Das Jahr des Drachen. In: Photon 04/2012, Das Solarstrom-Magazin, April 2012, S. 42-75 – ISSN 1430-5348
- [4] GREEN, M.; u.a.: Solar cell efficiency tables (Version 41). In: Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2013, Vol. 21, Nr. 1, DOI: 10.1002/pip.2352, S. 1-11 –ISSN 1062-7995
- [5] SOLLMANN, D.; PODEWILS, C.: Wie gefährlich ist Cadmiumtellurid?. In: Photon 03/2009, Das Solarstrom-Magazin, März 2009, S. 52 – ISSN 1430-5348
- [6] SCHWARZBURGER, H.: Fluch des Butterbergs. In: Erneuerbare Energien, Das Magazin, Oktober 2012, S. 50-53 – ISSN 0946-7556
- [7] FUHS, W.; STIEBIG, H.; REBER, S.: Dünnschicht-Solarzellen aus Silicium. In: FVS Themen, 2003. S. 42-47

Von der Windmühle zur Windenergieanlage

Dr.-Ing. Christian Schäfer, Dipl.-Ing. Silke Neumann, Patentabteilung 1.15

Dieser Beitrag gibt einen Überblick über die Entwicklung der Windenergieanlagen von ihrer Entstehung bis in die heutige Zeit. Nach einer kurzen Abhandlung über die historische Entwicklung der Windmühle wird auf die heutigen Problemstellungen und deren Lösungen bei Windenergieanlagen eingegangen. Hier stehen vor allem die Größe der Anlagen, ihre Bauart und ihre Verwendung, insbesondere die Nutzung auf See durch Offshore-Windenergieanlagen, im Fokus.

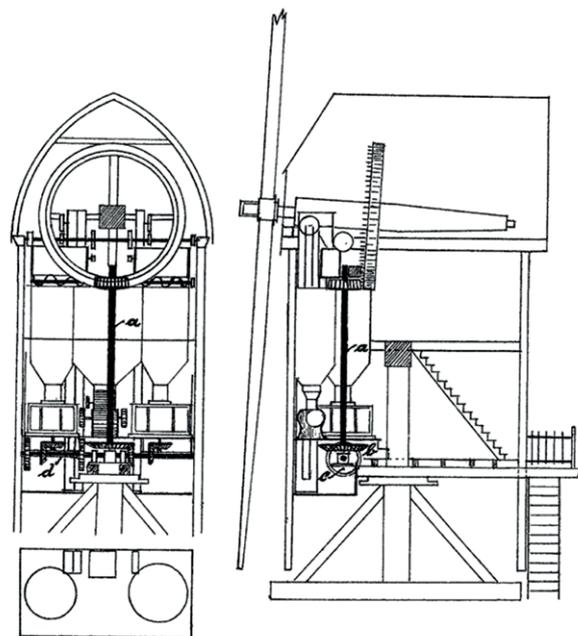
1 Historische Entwicklung

Die heutige Nutzung von Windenergie ist eine Wiederentdeckung einer altbekannten Technologie; ihre Ursprünge sind schon Jahrtausende alt. Der erste wissenschaftlich belegte Fund reicht ins Jahr 644 zurück – es ist von Windmühlen aus dem persisch-afghanischen Grenzgebiet Seistan die Rede. Diese ersten Windmühlen hatten vertikale Drehachsen mit Segeln aus Strohmatte oder Stoffen und wurden vor allem zum Malen von Getreide genutzt [1]. Die Windenergie gewinnt durch die knappen Energieressourcen und die globale Umweltverschmutzung heute wieder mehr an Bedeutung, wenn auch zu einem anderen Zweck.

Windmühlen mit horizontaler Drehachse wurden wahrscheinlich in Europa erfunden. Zumindest stammt der erste belegbare Nachweis einer sogenannten Bockwindmühle aus dem Jahr 1180 aus dem damaligen Herzogtum Normandie. Ein paar Jahrhunderte später traten dann die ersten Turmwindmühlen auf. Das Windrad befand sich bei dieser Bauart auf einem steinernen runden Turm [1].

Als Beispiel einer Bockwindmühle wird auf die Figur der Patentschrift DE 173498 A aus dem Jahre 1905 verwiesen (Figur 1). Kennzeichnend für diesen Windmühlentyp ist der Bock, auf dem das sogenannte Mühlenhaus drehbar gelagert ist. Als Neuerung wurde in dieser Patentschrift beansprucht, dass die Mahlgänge auf dem unteren Boden aufgestellt sind und durch ein liegendes Kegelrädervorgelege von unten angetrieben werden. Die Entwicklung ging dann rasant weiter. Verschiede-

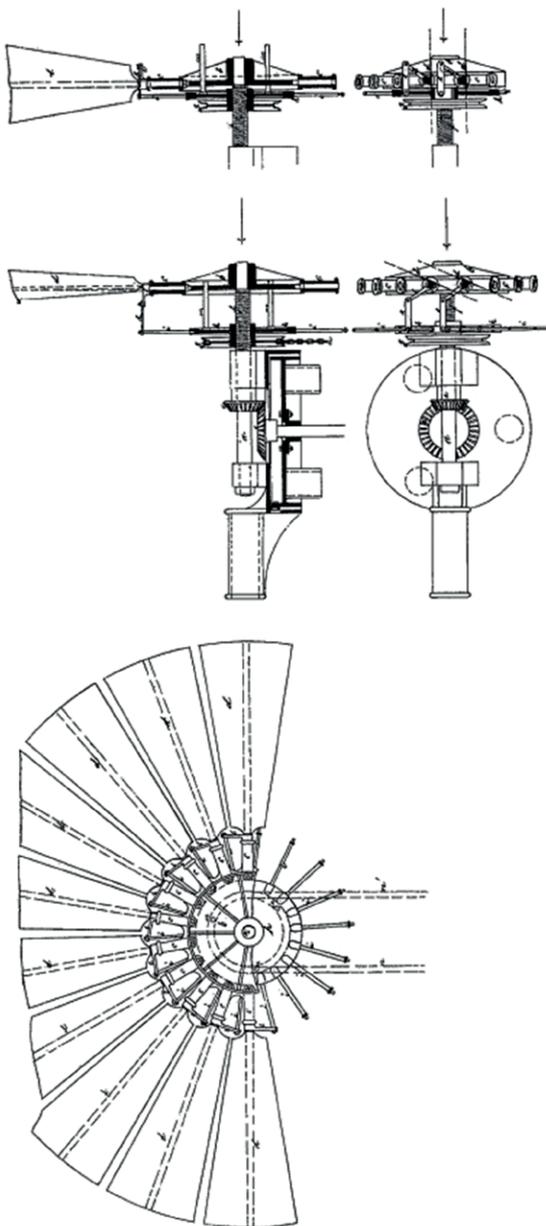
ne Typen von Windenergieanlagen entwickelten sich über die Wippmühle, bei der die Bockwindmühle zum Antrieb von Wasserschöpfwerken eingesetzt wird, die Turmwindmühle, bei der das Mühlenhaus aus einem steinernen Rundbau besteht, bis hin zur Holländer-Windmühle, bei der sich nur noch die Dachhaube mit dem Windrad dreht, um die Windnachführung zu realisieren [1].



Figur 1: Bockwindmühle aus der deutschen Patentschrift DE 173498 A.

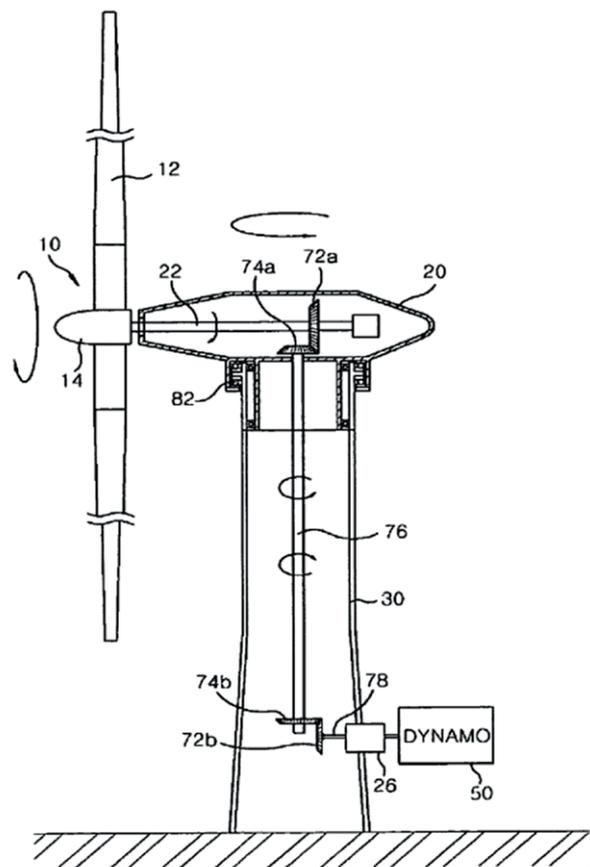
Parallel zur Entwicklung in Europa wurden in Amerika zu Beginn des 19. Jahrhunderts viele Windradpumpen entwickelt und gebaut. Als Vorreiter zur modernen pitch-geregelten Windenergieanlage wurde von dem Mechaniker Daniel Halladay die Halladaysche Wind-

turbine entwickelt. Erstmals waren die Flügelblätter der Windmühle nicht fest mit der Welle verbunden, sondern an einem Ring beweglich aufgehängt; so konnte eine Veränderung des Einstellwinkels der Flügel realisiert werden [1]. Die Figur 2 aus der deutschen Patentschrift DE 3769 A aus dem Jahre 1878 zeigt den grundsätzlichen Aufbau einer Halladayschen Windturbine, wobei hier jedoch bereits die Neuerung vorgesehen war, Windflügel des Windrades während des Ganges zu verstellen.



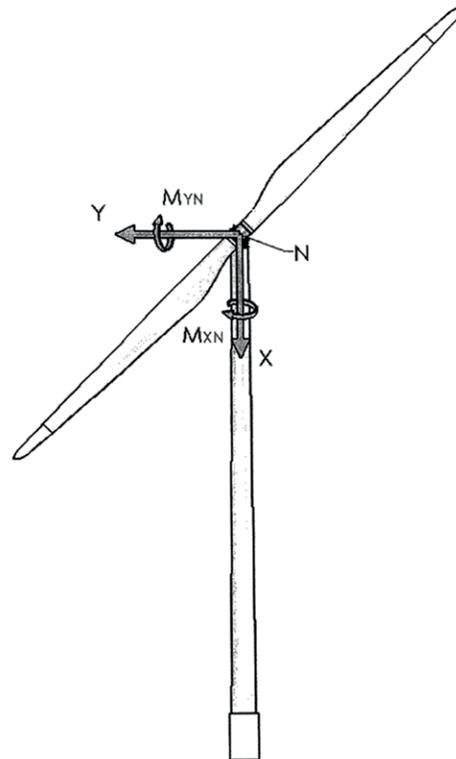
Figur 2: Halladaysche Windturbine mit der Neuerung, dass die Windflügel während des Ganges verstellt werden können (Patentschrift DE 3769 A aus dem Jahre 1878).

Die erste Windenergieanlage, die Strom erzeugte, wurde 1891 in Dänemark von Poul La Cour gebaut. Angeregt durch die dänische Regierung, die die Erzeugung der damals noch neuen Energieform Elektrizität auch in ländlichen Regionen vorantreiben wollte, entwickelte La Cour eine Windenergieanlage, die einen Dynamo antrieb. Besonders interessant bei seinem Konzept war, dass zur Energiespeicherung der Strom mittels Elektrolyse in Wasserstoffgas umgewandelt wurde, der dann zum Betrieb von Gaslampen diente [1]. Die amerikanische Patentanmeldung US 2012/0286519 A1, die im November 2012 veröffentlicht wurde, nimmt direkt auf die Windenergieanlage von Poul La Cour Bezug. In Figur 3 ist der schematische Aufbau mit einem an der Windenergieanlage angeschlossenen Dynamo zu erkennen. In der Patentanmeldung wird als Neuerung ein System zur Reduktion des vom Dynamo auf den Antriebsstrang der Windenergieanlage rückwirkenden Moments beansprucht.



Figur 3: La Cours Windenergieanlage mit Dynamo als Stand der Technik in der amerikanischen Patentanmeldung US 2012/0286519 A1.

Im 20. Jahrhundert wurden dann die noch heute üblichen Windenergieanlagen-Systeme entwickelt. Die in diesem Jahrhundert am weitesten verbreiteten Anlagen waren die zwei- beziehungsweise dreiblättrigen Windenergieanlagen mit horizontaler Achse sowie die dreigängigen Vertikalläufer: der Savonius-, der Darrieus- und der H-Darrieus-Rotor. Neben diesen Hauptsystemen entwickelten sich noch Windenergieanlagen mit Konzentratoren, die dazu dienten, die Leistungsausbeute zu erhöhen, indem der Wind durch Leitschaufeln, Mantel oder Diffusoren gebündelt wurde. Als Beispiele für diese Entwicklungen sei hierzu jeweils eine Patentschrift beziehungsweise Patentanmeldung mit dem jeweiligen Erfindungsgedanken angegeben. In der Patentanmeldung DE 10 2009 036 517 A1 wird ein Zweiblattroter gezeigt, wobei zur Verminderung der mechanischen Belastung der Komponenten der Windenergieanlage der Pitch-Winkel der Rotorblätter abhängig von der mechanischen Verformung der Nabe eingestellt wird (siehe Figur 4).

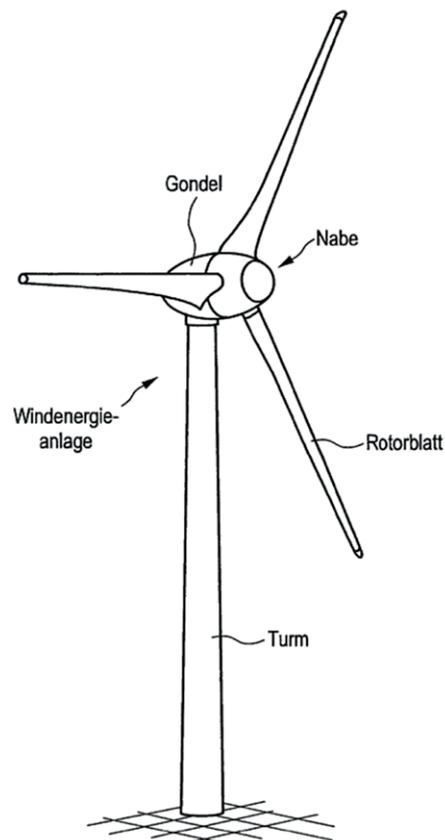


Figur 4: Horizontalläufer mit zwei Rotorblättern aus der DE 10 2009 36 517 A1.

Beispielhaft für einen Horizontalläufer mit drei Rotorblättern sei hier auf die DE 10 2010 052 272 A1 hingewiesen. Gegenstand dieser Patentanmeldung ist eine Notenergieversorgung des Pitchantriebes, um die Rotorblätter im Falle eines Notaus in die Fahnenstellung zu fahren (siehe Figur 5).

Ein modifizierter Savonius-Rotor ist in der französischen Patentanmeldung FR 2 968 726 A1 gezeigt; Figur 6 zeigt den grundsätzlichen Aufbau des Rotors. Durch einen „inneren Abstand“ der Leitschaufeln wird eine Effizienzsteigerung des Savonius-Rotors erzielt.

Die Figuren 7 und 8 zeigen den klassischen Aufbau eines Darrieus- und eines H-Darrieus-Rotors. Die Neuerung, die in der Patentschrift DE 603 15 367 T2 für den Darrieus-Rotor beansprucht wird, ist eine Steigerung der Effizienz des Darrieus-Rotors durch Fluidkanäle, die das Fluid Luft in den Darrieus-Rotor einführen, um dieses anschließend wieder über die Rotoren an die Umgebung abzugeben. Der grundsätzliche Aufbau eines H-Darrieus-Rotors ist in der DE 20 2007 010 873 U1 gut zu erkennen. Als Neuerung wird ein spezieller Aufbau des Rotors angeführt.



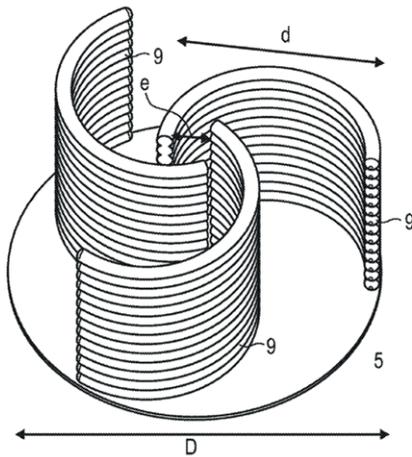
Figur 5: Horizontalläufer mit drei Rotorblättern aus der DE 10 2010 052 272 A1.

2 Aktuelle Entwicklungen, Problematiken und Lösungen

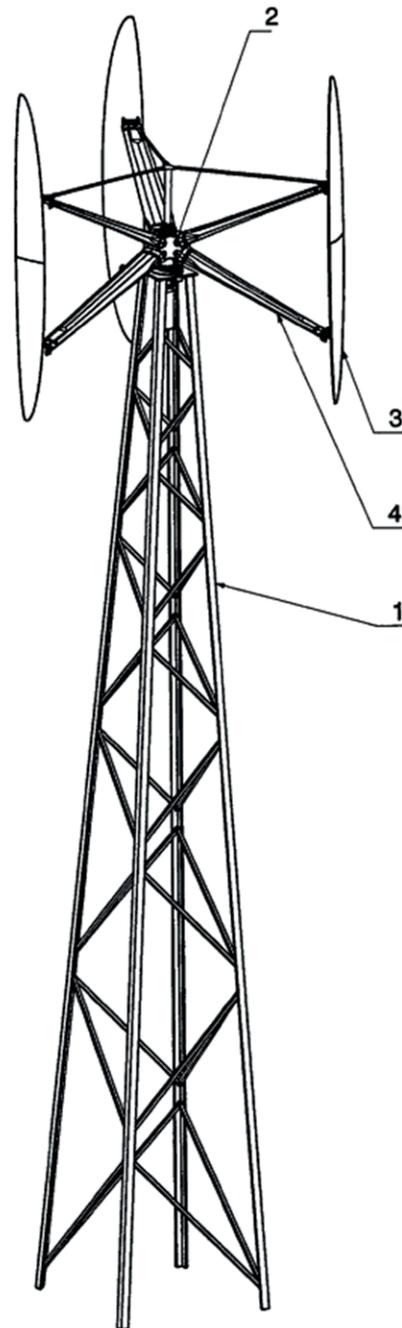
Vorstehend wurden die wesentlichen Entwicklungen der Windenergieanlagen bis ins 21. Jahrhundert anhand von verschiedenen Patenten beziehungsweise Patentanmeldungen gezeigt. Im Folgenden wird auf spezielle Problematiken eingegangen, die sich bei der heutigen Technologie von Windenergieanlagen ergeben. Hierbei soll vor allem der Horizontalläufer

mit drei Rotorblättern ins Zentrum der Betrachtung gestellt werden, da sich dieses Windenergieanlagenkonzept Anfang des 21. Jahrhunderts im „großen Stil“ durchzusetzen scheint. Anlagen bis über 5 MW werden hier zum Standard.

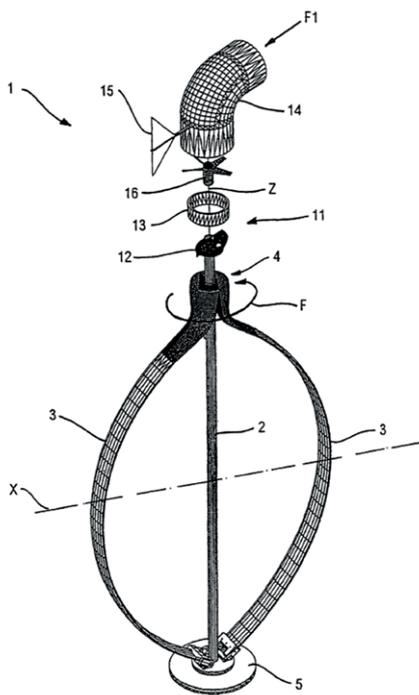
Besondere Problemstellungen der heutigen Windenergieanlagen liegen in ihrer Größe, dabei wird hier besonders auf die Länge der Rotorblätter eingegangen.



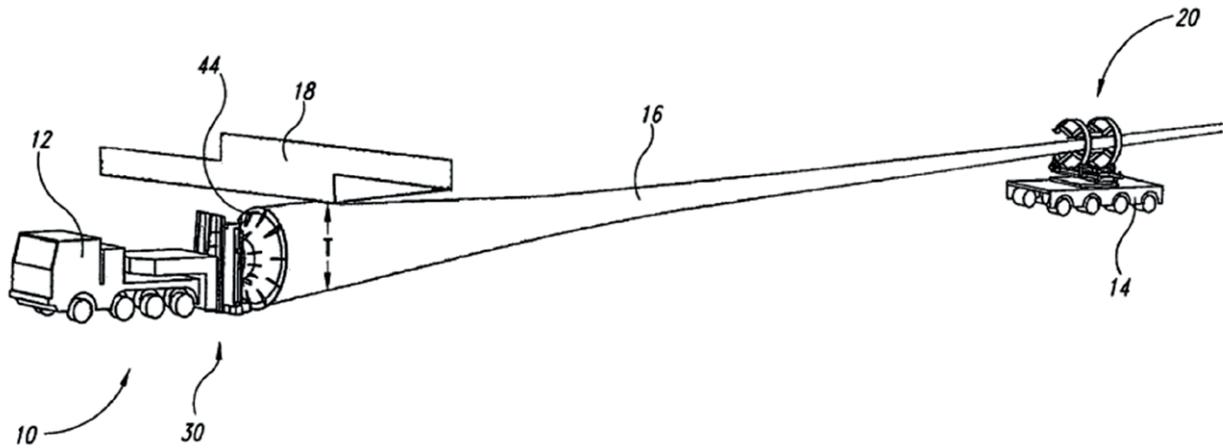
Figur 6: Savonius-Rotor nach der französischen Patentanmeldung FR 2 968 726 A1.



Figur 8: H-Darrieus-Rotor mit speziellem Aufbau nach der DE 20 2007 010 873 U1.



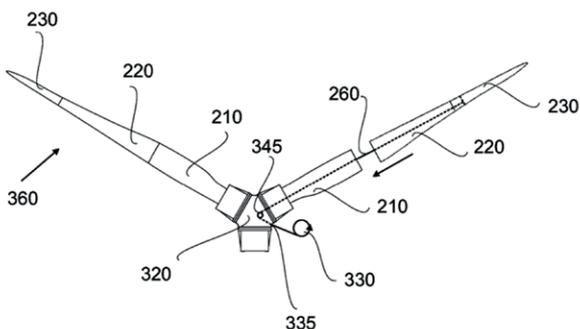
Figur 7: Darrieus-Rotor mit Fluidkanälen zur Effizienzsteigerung nach der DE 603 15 367 T2.



Figur 9: Rotorblatttransport, aus der Patentschrift US 7 581 934 B2.

Die Größe der Windenergieanlagen, also einerseits ihre Höhe und andererseits der große Rotordurchmesser, stellt eine umfassende Problematik heutiger Anlagen dar. Dabei treten neben der Stabilität der Windenergieanlage auch die Montage und der Transport der Anlagen zum Aufstellungsort in den Vordergrund. Zur Veranschaulichung wird hier die Patentschrift US 7 581 934 B2 angeführt, die als Lösung ein zweigeteiltes Fahrzeug für den Transport eines Rotorblattes 16 einer Windenergieanlage vorschlägt, welches spezielle Halterungen für das Rotorblatt aufweist (siehe Figur 9).

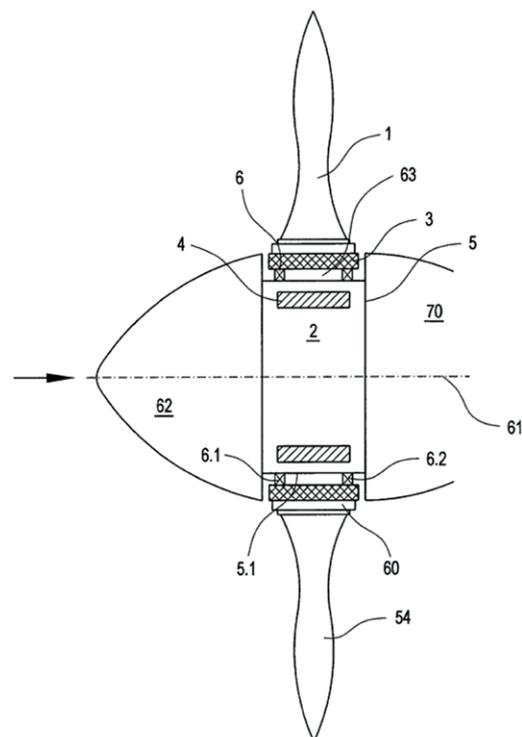
Die Patentanmeldung DE 10 2011 056 704 A1 zeigt als Alternative eine Segmentierung der Rotorblätter in mehrere Abschnitte 210, 220, 230, die durch ein Kabel 260 miteinander verspannt werden. So kann der Transport und die Montage der Rotorblätter wesentlich vereinfacht werden (siehe Figur 10).



Figur 10: Segmentierte Rotorblätter, aus der DE 10 2011 056 704 A1.

Neben Windenergieanlagen mit Getrieben, meist mehrstufigen Planetengetrieben, um die langsame Drehzahl des Rotors mit den Rotorblättern deutlich zu erhöhen und in etwa in den Bereich der Netzfrequenz von 50 Hz zu kommen, existieren auch getriebelelose Windenergieanlagen, wobei dann die Frequenzerhöhung durch die Anordnung der Magnetfeldspulen des Generators und im Umrichter stattfindet.

Die Vor- und Nachteile dieser Windenergieanlagenbauweisen sind umstritten. Beide Systeme haben sich

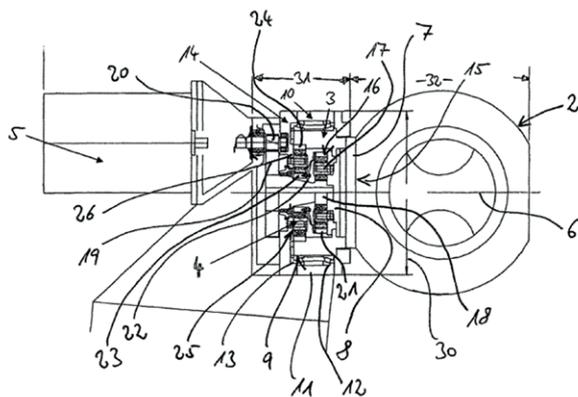


Figur 11: Getriebelelose Windenergieanlage nach der DE 10 2007 024 528 A1.

durchgesetzt und finden in der heutigen Windenergienutzung gleichermaßen ihre Umsetzung. Ein Beispiel für eine getriebelose Windenergieanlage zeigt die Patentanmeldung DE 10 2007 024 528 A1 (siehe auch Figur 11), in der ein speziell ausgeführter elektrischer Generator mit einer coaxialen Anordnung von Läufer 3 und Stator 4 beansprucht wird.

Ein Beispiel für eine Windenergieanlage mit Getriebe in sehr kompakter Bauweise zeigt die WO 2008/104257 A1 (siehe Figur 12). Hier wird ein Getriebe einer Windenergieanlage beansprucht, wobei das Getriebe zumindest zum Teil innerhalb eines Hohlräume der Antriebswelle angeordnet ist.

Die Problematik bei Offshore-Windenergie liegt auf der Hand: Neben der äußerst schwierigen Aufstellung solcher Anlagen ist auch die Wartung und Instandhaltung von Offshore-Windenergieanlagen schwierig. Abschließend zu den Ausführungen zur aktuellen Entwicklung von Windenergieanlagen wird daher noch eine Lösung der Versorgung von Offshore-Anlagen gezeigt. Die Patentanmeldung DE 103 19 764 A1 verwendet hierzu ein Unterwasserfahrzeug 10 (siehe Figur 13), welches als druckfestes Unterwasserfahrzeug ausgebildet und mit einer Einrichtung zum druckdichten Ankoppeln an einen an der Windenergieanlage 12 vorgesehenen Einstieg versehen ist.



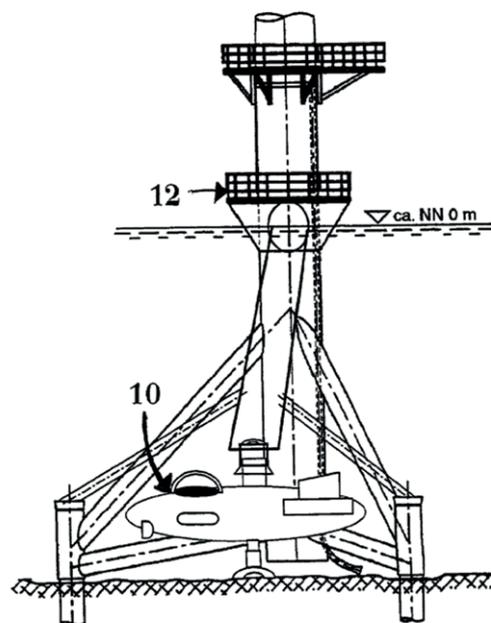
Figur 12: Windenergieanlage mit Getriebe, nach der WO 2008/104257 A1.

3 Fazit

Neben den in Kapitel 2 gezeigten Problemstellungen gibt es viele technische Aufgaben, die Gegenstand von Patentanmeldungen aus den letzten Jahren sind. Hierzu gehören neben Anmeldungen, die sich mit Hindernisbefreiung, Blitzschutz, Reinigung, Kühlung, Brandschutz bis hin zu Enteisung befassen, auch Anmeldungen, die sich mit der Steuerung und Regelung der Windenergieanlagen beziehungsweise ganzer Windenergieanlagenparks beschäftigen. Abschließend – um auch einen kleinen steuerungstechnischen Aspekt mit ins Augenmerk zu nehmen – wird noch auf die Patentschrift DE 10 2007 056 161 B4 hingewiesen. Zum Zwecke der Reinigung der Rotorblätter werden diese bei Regen mit einer höheren Drehzahl angetrieben. Die steigenden Anmeldezahlen auf dem Gebiet der Windenergieanlagen belegen, wie viel Potenzial auf dem Gebiet der Windenergieanlagen-Forschung vorhanden ist.

Literatur

- [1] HAU, E.: Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. Springer Verlag. Berlin 1988. – ISBN 0387500650



Figur 13: Versorgung von Offshore-Windenergieanlagen, nach der DE 103 19 764 A1.

Regelung von Generatoren in Windkraftanlagen

Dipl.-Ing. Johannes Öttl, Patentabteilung 1.32

Die Stromerzeugung aus Windenergie erfolgt mittels Windkraftanlagen, die je nach Windstärke und Anlagengröße elektrische Leistung im einstelligen MW-Bereich in das Stromnetz einspeisen. Für die Umwandlung der mechanischen Energie in elektrische Leistung werden wegen ihrer Robustheit Drehstromgeneratoren verwendet. Bei Windkraftanlagen kann infolge von Windschwankungen der Generator nicht mit konstanter Leistung betrieben werden. Dies stellt einen wesentlichen Unterschied zu fossilen Kraftwerken dar. Über Windblattverstellereinheiten, sowie Kopplung der Generatoren mittels Umrichter an das Stromversorgungsnetz und geeignete Regelungsverfahren können trotzdem die von den Netzbetreibern geforderten Kriterien eingehalten werden. Weitere Anforderungen stellen die Reaktion auf Netzspannungsschwankungen und Netzkurzschlüsse dar. Im Folgenden werden Patentanmeldungen zitiert, die Lösungen in Bezug auf die Generatorregelung anbieten.

1 Allgemeiner Aufbau einer Windkraftanlage

Mittels Windenergieanlagen soll mit dem stochastischen Primärenergieträger Wind erzeugte Elektroenergie in ein regionales Versorgungsnetz eingespeist werden. Für Windkraftanlagen mit größeren Leistungen ab circa 1,5 MW werden Synchron- und Asynchrongeneratoren verwendet, die zur Entkopplung der Generatorfrequenz von der Netzfrequenz in Verbindung mit Umrichtern betrieben werden. Derartige Umrichter sind mit Gleichrichtern, Gleichspannungs-Zwischenkreisen und Wechselrichtern versehen. Dadurch sind sie in der Lage, Drehstrom variabler Frequenz und Spannung zu liefern und an die Erfordernisse des Netzes anzupassen, um elektrische Energie mit nahezu konstanter Frequenz und Spannung in das Netz einzuspeisen. Außerdem ist es möglich, die von der Windkraftanlage erzeugte Energie ganz oder nur teilweise über den Umrichter zu führen. Aus der DE 103 44 392 A1 (siehe Figur 1) ist ein allgemeiner Aufbau einer Windenergieanlage bekannt. Eine mit der Bezugsziffer 1 bezeichnete Windenergieanlage umfasst einen Turm 2 und ein an seinem oberen Ende angeordnetes Maschinengehäuse 3 mit einem Rotor 4. Die Windenergieanlage 1 ist über eine Anschlusseinrichtung 5 mit einem Stromnetz 6 verbunden. Beim Stromnetz 6 handelt es

sich um ein Mittelspannungsnetz oder ein zur Verkehrsübertragung elektrischer Energie dienendes Hoch- oder Höchstspannungsnetz. Die Anschlusseinrichtung 5 weist geeignete Umspannmittel auf, um die von der Windenergieanlage 1 gelieferte elektrische Leistung auf ein zur Einspeisung in das Netz 6 geeignetes Spannungsniveau anzuheben. Der Rotor 4 ist an der Stirnseite des Maschinengehäuses 3 drehbeweglich gelagert und weist drei an einer Mittelnabe angeordnete Rotorblätter 41 auf (siehe Figur 2). Der Anstellwinkel der Rotorblätter 41 kann über eine Blattwinkelverstellereinrichtung 44 verändert werden. In dem Maschinengehäuse 3 sind als Hauptbaugruppen ein Generator 30, ein Wechselrichtersatz 31 sowie eine Steuereinheit 32 angeordnet. Als Generatoren werden Asynchrongeneratoren, doppeltgespeiste Asynchrongeneratoren sowie fremd- oder permanenterregte Synchrongeneratoren eingesetzt. Der Rotor 4 treibt über eine Antriebswelle 42 direkt oder indirekt über ein Getriebe (nicht dargestellt) den Generator 30. Dieser wandelt die vom Rotor 4 gelieferte mechanische Leistung in elektrische Leistung, die dann als Drehstrom beziehungsweise -spannung dem Wechselrichtersatz 31 zugeführt wird. Der Wechselrichtersatz 31 weist an seiner dem Generator 30 zugewandten Eingangsseite einen passiven oder aktiven Wechselrichter 310 auf. Von diesem wird die Generatorspannung über einen Zwischenkreis 311 mit

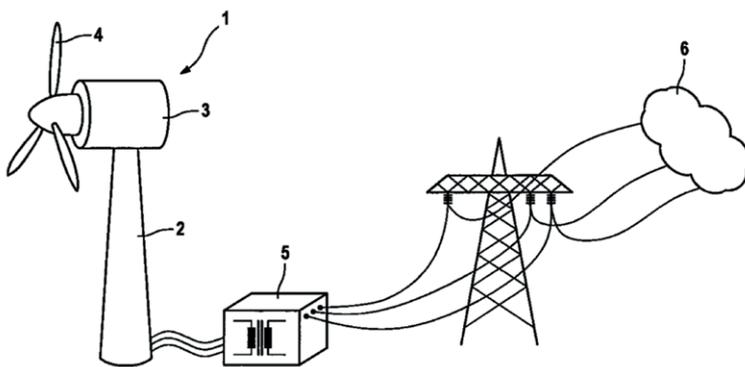
einem Speicherkondensator 312 als Gleichspannung zu einem Wechselrichter 313 geführt. Dort wird die elektrische Leistung in einen dreiphasigen Drehstrom beziehungsweise -spannung umgewandelt. Als Bauteile des Wechselrichters werden Dioden, Thyristoren, Insulated-Gate Bipolar Transistoren (IGBTs), oder Gate-Turn-Off Thyristoren (GTOs) verwendet. Der Betrieb des Wechselrichtersatzes 31 wird durch die Steuereinheit 32 gesteuert. Sie bestimmt die Spannung, den Strom sowie die Aufteilung der abgegebenen Leistung in Wirk- und Blindleistung. Die von dem Wechselrichtersatz 31 als Drehstrom abgegebene elektrische Leistung wird über die Anschlusseinrichtung 5 dem Stromnetz 6 zugeführt. Die Spannung sowie die Phasenlage der abgegebenen elektrischen Leistung werden gemessen und zu der Steuereinrichtung 32 zurückgeführt. Bei den alternativen Generatorarten ist der Umrichter in geeigneter Weise angepasst. Die Steuereinrichtung 32 umfasst einen Betriebsführungsprozessor 323, ein Blindleistungssteuermodul 321 sowie eine Begrenzungseinrichtung 322. Das Blindleistungssteuer-

modul 321 dient dazu, die von dem Wechselrichter 31 an das Netz abgegebene Blindleistung zu steuern. Die Begrenzungseinrichtung 322 sorgt dafür, dass der von dem Blindleistungssteuermodul 321 ausgegebene Wert für die Blindleistung bestimmte Grenzen nicht überschreitet. Die Steuereinheit 32 ist optional über einen Datenbus 33 mit einer Datenfernübertragungseinheit 34 verbunden. Sie ist dazu ausgebildet, Vorgaben und Parameteränderungen von einer entfernt liegenden Zentrale zu empfangen und an die Steuereinheit 32 zu übermitteln. Im Gegenzug sendet sie Informationen über den Betrieb der Windenergieanlage an die entfernt liegende Zentrale.

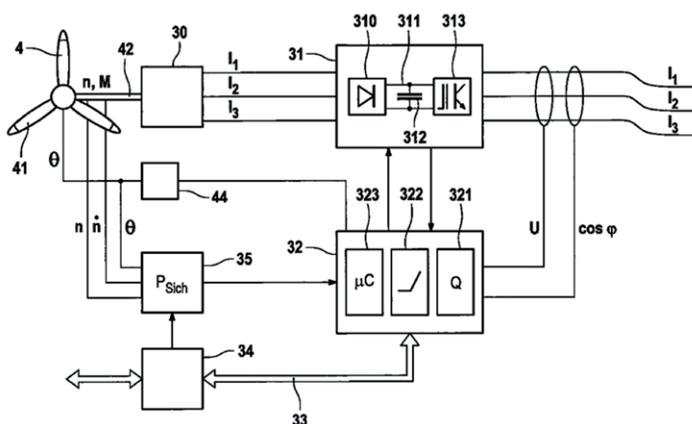
1.1 Synchrongeneratoren

Die DE 100 40 273 A1 zeigt eine Windenergieanlage mit Synchrongenerator, die einen modularen Aufbau aufweist und dadurch Inbetriebnahme und Instandsetzung erleichtert. Dies wird auch durch die Ver-

wendung von Gleichkomponenten für Gleichrichter, Wechselrichter und Transformator erreicht. Die Figur 3 zeigt vier redundante Statorsegmente 121 bis 124, Gleichrichter 141 bis 144, Wechselrichter 161 bis 164, sowie Transformatoren 181 bis 184. Die vier Statorsegmente bilden zusammen die Form eines einteiligen Ringgenerators, in dem zentrisch der nicht gezeichnete Läufer des Generators durch die Rotornabe mit den daran befestigten Rotorblättern rotiert. Der Rotor des Generators ist entweder mit Permanentmagneten bestückt oder mit Rotorwicklungen, wobei durch deren Ansteuerung dafür gesorgt wird, dass das Rotorfeld synchron mit dem Statorfeld bei optimalen Phasenversatz umläuft. Da die einzelnen Statorn 121 bis 124 nicht nur mechanisch sondern auch elektrisch voneinander getrennt sind, werden in den Wicklungen separate Spannungen induziert. Diese Wechselspannungen



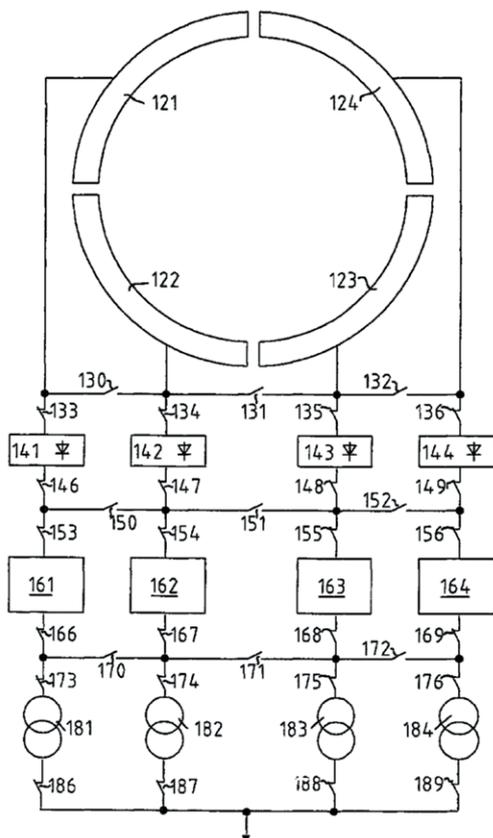
Figur 1: Windkraftanlage mit Netzanschluss (DE 103 44 392 A1).



Figur 2: Generator mit Regelung (DE 103 44 392 A1).

werden durch Leiter zu den Gleichrichtern 141 bis 144 geführt. Jedem Gleichrichter ist ein Wechselrichter nachgeschaltet (161 bis 164), welcher eine Einspeisung der Spannung mit der gewünschten Netzfrequenz und gewünschter Phasenlage ermöglicht. Jedem Wechselrichter ist wiederum ein Transformator nachgeschaltet, über den die vom Wechselrichter erzeugte Wechselspannung beispielsweise auf 20 kV hochtransformiert und in ein Mittelspannungsnetz eingespeist wird.

Durch die jeweilige Zuordnung von Gleichrichter, Wechselrichter und Transformator zu jedem Statorstrang wird eine Redundanz des Systems erreicht, so dass auch bei Ausfall eines der 4 Stränge, die übrigen Stränge noch Energie an das Netz abgeben können. Durch die zusätzlich angebrachten Schalteinrichtungen lässt sich bei Ausfall einer elektrischen Komponente die Energie auf die übrigen Einrichtungen verteilen.



Figur 3: Modularer Synchrongenerator (DE 100 40 273 A1).

Im einfachsten Fall weist der Synchrongenerator lediglich dreiphasige Wicklungen auf, die über den gesamten Umfang ausgeführt und über einen Umrichter mit dem Netztrafo verbunden sind.

Die DE 102 10 164 A1 schlägt vor, den generatorseitigen Gleichrichter als einen selbstgesteuerten Wechselrichter auszuführen, um damit die Leistungsausbeute des Generators zu erhöhen.

1.2 Asynchrongeneratoren

Die DE 10 2007 039 697 A1 zeigt eine doppelgespeiste Asynchronmaschine, wie sie in drehzahlvariablen Systemen, wie Windkraftanlagen eingesetzt wird. Hierbei ist der Stator der Asynchronmaschine mit dem Netz und der Rotor über Schleifringe mit einem Umrichter verbunden, mit dem eine Spannung beziehungsweise ein Strom in den Rotor eingeprägt werden kann. Der Umrichter besteht aus einem anlagenseitigen und einem netzseitigen Wechselrichter, die über einen Zwischenkreis miteinander verbunden sind. Der Vorteil der doppelgespeisten Asynchronmaschine liegt in der reduzierten Bauleistung des Umrichters gegenüber der Gesamtleistung, die in ein Netz gespeist werden kann. Dadurch hat ein System mit einer doppelgespeisten Asynchronmaschine einen vergleichsweise hohen Wirkungsgrad. Allerdings muss wegen des asynchronen Betriebs, also der Schlupfgeschwindigkeit zwischen Statorfluss- und Rotorgeschwindigkeit, meist ein Getriebe eingesetzt werden. Die Figur 4a zeigt die Rotorblätter 4 einer Windkraftanlage, welche über ein Getriebe 3 den Generator 1 antreiben. Der Stator 1a ist über einen Netztransformator 5 mit dem Netz verbunden. Der Rotor 1b ist elektrisch mit einem Umrichter 6 und dieser über eine Drossel 7 und ein Netzfilter 8 mit dem Netztransformator 5 verbunden. Der maschinenseitige Wechselrichter 6a und der netzseitige Wechselrichter 6b des Umrichters 6 sind über einen Spannungszwischenkreis 6c miteinander gekoppelt. Der Umrichter 6 wird über eine Steuereinheit 9 angesteuert. Figur 4b zeigt ein elektrisches Ersatzschaltbild für eine Asynchronmaschine, bestehend aus Stator- und Rotorwiderständen R_2 , R_1 sowie Wechsel- und Streuinduktivitäten L_h , $L_{2\sigma}$, $L_{1\sigma}$. Diese Parameter werden für die Auslegung der Generatorregelung verwendet.

2 Allgemeine Generatorregelung für Synchron- und Asynchrongeneratoren

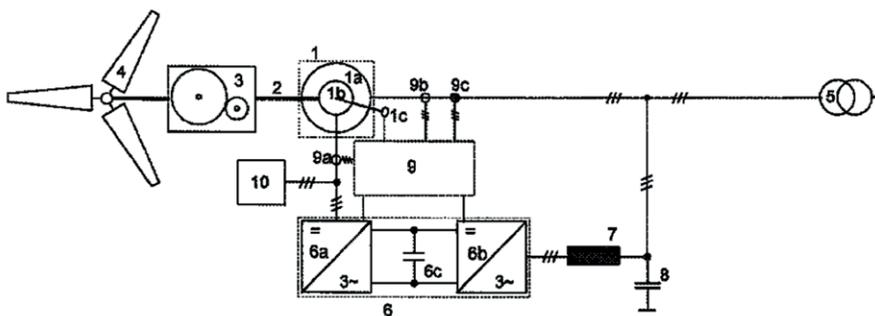
Beim Betrieb von Windenergieanlagen wird neben der für die Energiegewinnung maßgeblichen Wirkleistung auch Blindleistung erzeugt. Die Blindleistung kann einerseits dazu dienen, einen durch einzelne Komponenten der Windenergieanlage selbst hervorgerufenen Blindwiderstand zu kompensieren, um ein mit der Windenergieanlage gekoppeltes Versorgungsnetz nicht damit zu belasten. Zusätzlich kann durch ein gezieltes Bereitstellen von Blindleistung auch eine Stützung der Spannung des Versorgungsnetzes erreicht werden. Üblicherweise wird die Blindleistung Q durch Vorgabe eines sogenannten Leistungsfaktors $\cos \varphi$ bestimmt, der einen bestimmten Wertebereich überstreichen kann, beispielsweise von 0,95 kapazitiv bis 0,95 induktiv. Der Phasenwinkel φ beschreibt die Phasenverschiebung zwischen Spannung und Strom. Der Leistungsfaktor $\cos \varphi$ entspricht dem Verhältnis aus Wirkleistung P und Scheinleistung S : $\cos \varphi = P/S$. Für die Scheinleistung S gilt dabei der Zusammenhang: $S^2 = P^2 + Q^2$. Für einen vorgegebenen Leistungsfaktor ist die Blindleistung der Wirkleistung proportional, so dass bei geringer Wirkleistung in der Regel nur eine geringe

Blindleistung zur Verfügung gestellt wird. Sofern der Leistungsfaktor fest vorgegeben ist, üblicherweise vom Betreiber des Versorgungsnetzes, kann dadurch im Teillastbetrieb nicht die maximal mögliche Blindleistung erzeugt werden.

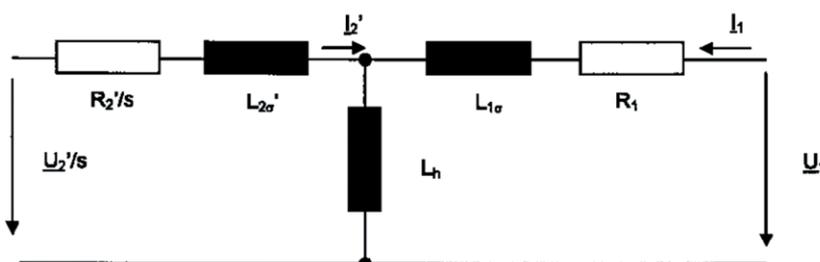
Gleichzeitig müssen die elektrischen Komponenten der Windenergieanlage so ausgelegt sein, dass der sich bei der maximalen Wirk- und Blindleistung einstellende Stromfluss nicht zu einer Überlastung führt. In der Regel sind die elektrischen Komponenten so auszulegen, dass sie der Belastung, selbst bei kurzzeitig über der Nennleistung liegender Wirkleistung und gleichzeitiger maximaler Blindleistung, standhalten.

Um die Windenergieanlage bei hohen Windgeschwindigkeiten vor einer Überlastung zu schützen, wird die Wirkleistung auf einen Maximalwert begrenzt. Es erfolgt dazu in der Regel eine Drehzahlregelung des Rotors durch Variieren des Anstellwinkels der Rotorblätter bei vorgegebenem, maximalem Drehmoment. Die DE 10 2005 034 635 A1 beschreibt ein Verfahren, das ermöglicht, bei starken Windschwankungen die Regelung des Generators schnell anzupassen. Hierfür sind eine feldorientierte Regelung mit einem Feldstrom- und einem Momentenstromregler vorgesehen,

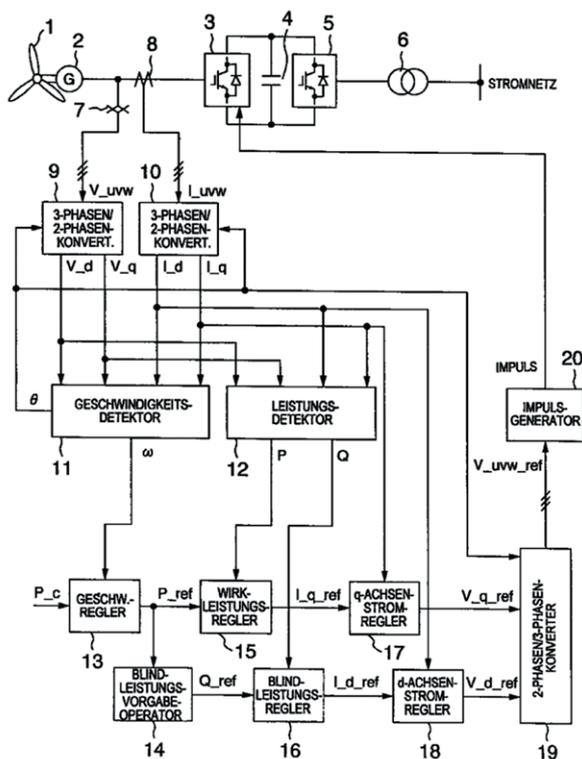
denen ein Blindleistungs- sowie Wirkleistungsregler überlagert sind. Dem Wirkleistungsregler ist ein Geschwindigkeitsregler überlagert sowie ein externer Steuereingang hierfür. Es wird ein Geschwindigkeitsbereich definiert; wenn die Drehgeschwindigkeit der Anlage außerhalb dieses Bereichs liegt, wird der externe Steuereingang vernachlässigt, und die Geschwindigkeit so geregelt, dass sie in den festgelegten Bereich zurückkehrt, um so ein Abschalten der Anlage vermeiden zu können (siehe Figur 5).



Figur 4a: Asynchrongenerator mit rotorseitigen Umrichter (DE 10 2007 039 697 A1).



Figur 4b: elektrisches Ersatzschaltbild einer Asynchronmaschine (DE 10 2007 039 697 A1).



Figur 5: Generatorregelung mittels Wirkleistungs- und Blindleistungsreglern (DE 10 2005 034 635 A1).

Die DE 10 2006 039 693 A1 beschreibt ein Verfahren, bei dem unabhängig von den Windverhältnissen eine vorgegebene Blindleistung erreicht werden kann. Dieses Verfahren bezieht sich auf eine Windenergieanlage mit regelbarer Wirkleistung, wobei jedem Wert der Wirkleistung ein durch eine minimale und eine maximale Blindleistung definiertes Intervall zugeordnet ist, und die Ist-Blindleistung innerhalb dieses Intervalls steuerbar ist. Das Verfahren sieht vor, die Wirkleistung zu reduzieren, wenn eine Soll-Blindleistung außerhalb des der aktuellen Wirkleistung zugeordneten Blindleistungsintervalls liegt.

Von Windparks und deren Windenergieanlagen wird verlangt, dass sie spannungstützend mit dem elektrischen Netz verbunden sind. Es ist daher vorgesehen, dass von den einzelnen Windenergieanlagen beziehungsweise von dem Windpark insgesamt eine spannungsabhängige Blindleistungsbereitstellung erfolgt. Diese wird auch als Automatic Voltage Regulation (AVR) bezeichnet. Bei Spannungsschwankungen, die sich innerhalb gewisser Bereiche halten, wird, durch Bereitstellung von Blindleistung, Blindstrom,

Phasenwinkel oder Leistungsfaktor die Spannung im Netz konstant gehalten. Die DE 10 2007 057 925 A1 definiert hierfür Spannungsbereiche mit entsprechenden Grenzwerten, in denen die Blindgröße beeinflusst wird, um die Spannungsschwankungen auszugleichen.

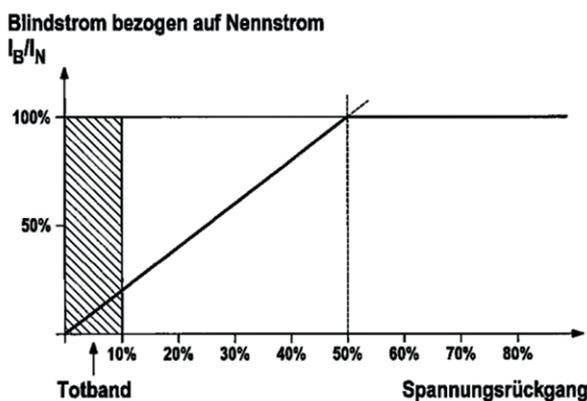
2.1 Netzspannungsschwankungen

Windenergieanlagen sind häufig zu sogenannten Windparks zusammengefasst. Die durch Windenergieanlagen bereitgestellte Kraftwerkskapazität ist beträchtlich. Man geht daher dazu über, die Windenergieanlagen nicht mehr an Verteilungsnetze im Mittelspannungsbereich, sondern direkt an das Übertragungsnetz im Hoch- und Höchstspannungsbereich anzuschließen. Das bringt geänderte Anforderungen an das Verhalten der Windenergieanlage bei Spannungseinbrüchen mit sich. Sie sollen bei einem kurzzeitigen Spannungseinbruch nicht mehr, wie früher üblich, vom Netz getrennt werden. Sie müssen das Netz bei einem Spannungseinbruch stützen und Wirkleistung in das Netz einspeisen. Tritt eine Netzstörung auf, die zu einer Absenkung der Netzspannung führt, so muss entsprechend der bereits zitierten DE 103 44 392 A1 von der Windenergieanlage zur Stützung des Netzes Blindstrom eingespeist werden. Die Höhe des einzuspeisenden Blindstroms bemisst sich nach Vorgaben des Netzbetreibers.

Ein Beispiel dafür ist in Figur 6 gegeben. Es handelt sich hier um einen einfachen Zusammenhang zwischen dem Spannungsrückgang im Netz und dem einzuspeisenden Blindstrom. Es ist auch möglich, dass vom Netzbetreiber über Datenfernübertragung der von der Windenergieanlage zu liefernde Blindstrom direkt übermittelt wird. Die Bestimmung des gewünschten Stützblindstroms erfolgt gemäß Figur 7 in Schritt 132. Dieser Stützblindstrom stellt die untere Grenze für den Blindstrom dar; sollte der in Schritt 112 berechnete Sollwert niedriger liegen, so wird er über diese Begrenzung auf den Mindestwert angehoben (Schritt 113). Aus dem somit korrigierten Blindstromsollwert wird basierend auf dem maximalen Scheinstrom (142) ein maximal zulässiger Wirkstrom berechnet (Schritt 114). Dieser maximal zulässige Wirkstrom wird nach unten

hin durch den in Schritt 122 ermittelten Sicherheitsmindestwirkstrom (Schritt 123) begrenzt. Der sich daraus ergebende Wirkstrom, der mindestens so groß wie der Sicherheitsmindestwirkstrom ist, stellt eine obere Grenze für den in Schritt 102 berechneten Wirkstromsollwert dar (Schritt 103). Aus diesem sogenannten begrenzten Wirkstromsollwert wird durch Multiplikation mit der Netzspannung (Schritt 106) der begrenzte Wirkleistungssollwert berechnet. Dementsprechend wird aus dem korrigierten Blindstromsollwert ebenfalls durch Multiplikation mit der Netzspannung ein begrenzter Blindleistungssollwert berechnet (Schritt 116). Dieser Wert wird dem Wechselrichtersatz 31 zugeführt. Damit ist ein sicherer Betrieb der Windenergieanlage gewährleistet.

Unter einer Sicherheitsmindestwirkleistung wird diejenige Wirkleistung verstanden, die erforderlich ist, die Drehzahl der Windenergieanlage so regeln zu können, dass sie einen zulässigen Arbeitsbereich nicht verlässt, und dass die mechanische Belastung des Antriebsstrangs unterhalb gewisser Grenzen gehalten wird. Das schnelle Bereitstellen von Blindleistung zur Stützung des Netzes und die damit einhergehende Verringerung der erzeugten Wirkleistung auf die Sicherheitsmindestwirkleistung stellt eine Stoßbelastung dar, die zu einer starken mechanischen Belastung führen kann. Das gilt besonders für ein zwischen Rotor und Generator angeordnetes Getriebe. Durch eine solche Stoßbelastung können Schwingungen des Antriebsstrangs angeregt werden. Um sie zu dämpfen, ist ein Stoßschwingungsdämpfungsmodul vorgesehen. Es ist dazu ausgebildet, in elektrische und auch



Figur 6: Netzeinspeiserichtlinie bei einem Netzspannungseinbruch (DE 103 44 392 A1).

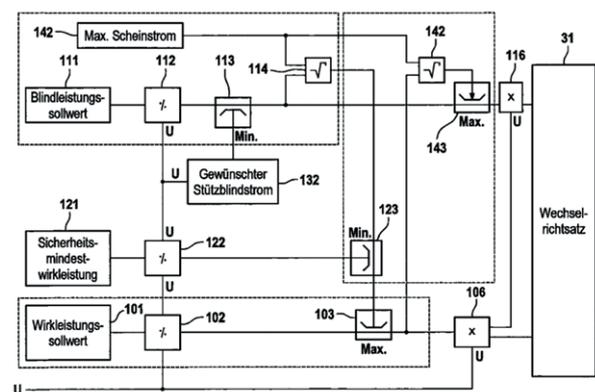
mechanische Parameter der Windenergieanlage so einzugreifen, dass die durch die Stoßbelastung angeregten Eigenfrequenzen des Antriebsstrangs und der Rotorblätter gedämpft werden.

2.2 Kurzschlussstrombegrenzung

Synchron- und Asynchrongeneratoren mit Umrichtern, über welche der gesamte Strom beziehungsweise die volle elektrische Energie dem Netz zugeführt wird, sind nicht dazu geeignet, Kurzschlussströme zu führen, da diese die Umrichter oder die Generatoren zerstören würden. Daher wird der Strom beim Anwachsen auf kritische Werte zurückgefahren beziehungsweise begrenzt.

3 Generatorregelung für Synchrongeneratoren

Die DE 10 2007 029 655 A1 (siehe Figur 8a) zeigt, wie aus der Windgeschwindigkeit und der Generator-drehzahl ein Arbeitsbereich für die Ausgangsleistung definiert wird. Hierbei wird der Anstellwinkel der Schaufeln berechnet und die Wirkleistung bestimmt (siehe Figur 8b), wobei die Blindleistung entsprechend den Stromnetzbedingungen vorgegeben wird. Hierfür sind ein generatorseitiger Wechselrichter mit überlagertem Spannungsregler, sowie ein netzseitiger Wechselrichter mit Wirk- und Blindleistungsreglern mit unterlagerten feldorientierten Stromreglern vorgesehen.



Figur 7: Korrektur von Wirk- und Blindleistungssollwerten bei einem Netzspannungseinbruch (DE 103 44 392 A1).

Die DE 103 93 971 A1 beschreibt eine Berechnung der induzierten Spannung eines Synchrongenerators aus den gemessenen Strömen und Spannungen und eine Bestimmung der Rotorgeschwindigkeit und des Rotorwinkels. Die DE 10 2011 077 651 A1 führt eine Kompensation der Luftspaltexzentrizität eines Synchrongenerators über die Ansteuerung durch, indem die Erregerströme umlaufzyklisch variiert werden. Die DE 10 2008 022 617 A1 zeigt eine Windenergieanlage mit Generator- und netzseitigen Multilevel-Stromrichter, bei der der Generator samt zugehörigem Wechselrichter in der Gondel untergebracht wird, während der netzseitige Wechselrichter unten im Turm oder in einer Stromrichterstation angebracht ist. In letzterem Fall ist es möglich, mehrere Anlagen über den Zwischenkreis an diese Station parallel anzuschließen.

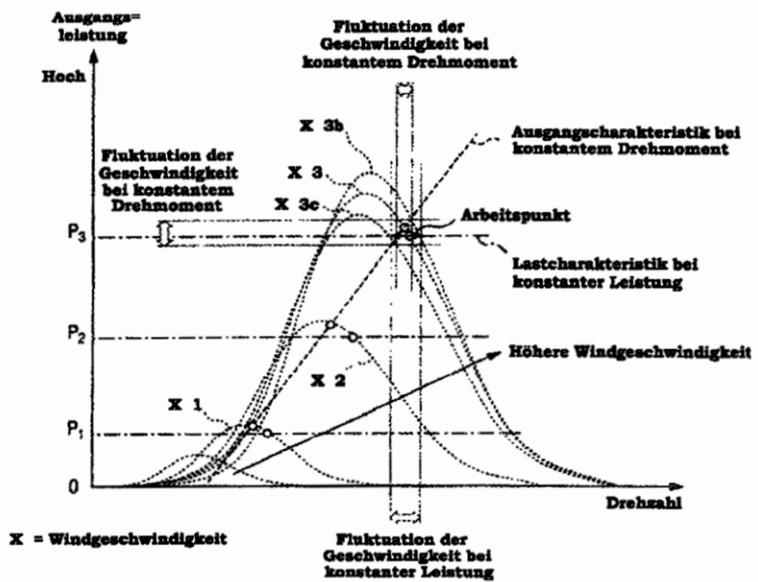
3.1 Netzspannungsschwankungen

Die DE 101 36 974 A1 beschreibt ein Verfahren zur Leistungsabgabe eines elektrischen Generators an ein Netz, bei dem die Spannung an einem vorgegebenen Punkt im Netz erfasst wird und der Phasenwinkel in Abhängigkeit von wenigstens einer im Netz erfassten Spannung kapazitiv oder induktiv verändert wird, bis die Spannung einen vorgegebenen Sollwert annimmt.

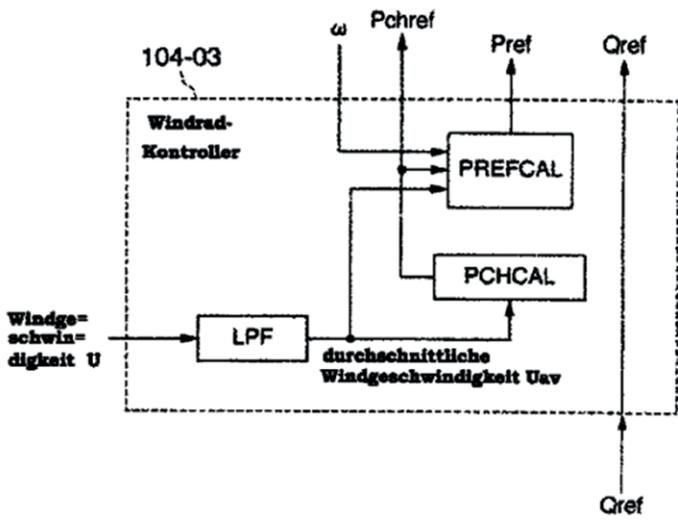
3.2 Kurzschlussstrombegrenzung

Die DE 101 19 624 A1 und die DE 101 38 399 A1 beschreiben ein Verfahren, das die von dem Generator an das Netz abgegebene Leistung in Abhängigkeit von einem an das Netz abgegebenen Strom regelt. Um die Anlage vor Überlastung zu schützen, ist der Strom ein Wechselstrom mit einer vorgebbaren Frequenz, die der Netzfrequenz entspricht, wobei

der abgegebene Strom einen vorher definierten Wert nicht überschreiten soll. Auf diese Weise kann selbst bei einem Kurzschluss im Netz die Windenergieanlage weiterhin Leistung an das Netz abgeben und das Netz stützen, ohne dass in Folge des Kurzschlusses der Strom den vorgegebenen Grenzwert überschreitet. Steigt nunmehr der gemessene Strom einer Phase über einen vorbestimmten Maximalwert an, wird der Umrichter zwischen Generator und Netz so gesteuert, dass der Strom unterhalb des vorgegebenen Maximalstroms sinkt. Die aufgrund der Strombegrenzung



Figur 8a: Einstellung des Generatorarbeitspunkts (DE 10 2007 029 655 A1).



Figur 8b: Leistungsberechnung aus Windgeschwindigkeit und Drehzahl (DE 10 2007 029 655 A1).

nicht ins Netz eingespeiste elektrische Windenergie wird anderweitig verwendet, beispielsweise über einen Widerstand (Dumpload) abgegeben, oder in einem Zwischenspeicher (zum Beispiel Kondensator, Capstan) gespeichert.

4 Generatorregelung für Asynchrongeneratoren

Die DE 10 2011 008 615 A1 bestimmt ein Blindleistungssollsignal für den Anteil, den der netzseitige Wechselrichter zur angeforderten Blindleistung beiträgt. Ein Schlupfsignal wird aus der Frequenz des Netzes und Drehzahl des Generators bestimmt. Ein Verstärkungswert wird in Abhängigkeit von dem Schlupfsignal berechnet. Das Blindleistungssollsignal für den netzseitigen Wechselrichter wird mittels des Verstärkungswerts modifiziert. Die schlupfabhängige Verstärkungsfunktion erzeugt eine Vergrößerung beziehungsweise Verkleinerung des von diesem Wechselrichter erbrachten Anteils an der Sollblindleistung. So kann der Anteil des netzseitigen Wechselrichters bei keinem oder nur geringem Schlupf (also bei Betrieb im oder nahe am Synchronpunkt, das heißt im Synchronbereich) erhöht werden, um den beim Betrieb im Synchronbereich häufig an seiner Belastungsgrenze betriebenen maschinenseitigen Wechselrichter zu entlasten. Umgekehrt braucht bei größerem Schlupf der netzseitige Wechselrichter nicht mehr einen so großen Anteil zu übernehmen, sondern kann einen kleineren Teil der Blindleistung beisteuern.

Die DE 10 2007 018 888 A1 beschreibt eine Steuerung, bei der eine netzverträgliche Bestimmung der Sollblindleistung lediglich auf dem gemessenen oder geschätzten Schein- oder Wirkstrom basiert. Damit wird eine Anpassung der Blindleistung an die Wirkleistung erreicht. Dabei kann mit geringem Aufwand eine Kompensation von Reaktanzen der Verbindungsleitung, zum Beispiel von Transformatoren für Mittel- beziehungsweise Hochspannung durchgeführt werden. Mit Hilfe eines Streckenmodells wird es möglich zu bestimmen, wie sich der Leistungsfaktor, ausgehend von der Windenergieanlage selbst über die Betriebsmittel hin zum Netz, verändert. Das Modell erlaubt eine Berechnung, auf welche Blindleistung

die Windenergieanlage einzustellen ist, um am Netz einen gewünschten (und von den Anschlussrichtlinien geforderten) Ziel-Leistungsfaktor zu erreichen. Das Streckenmodell ermöglicht damit eine effektive Vorwärtsregelung; das heißt, es kann allein aus dem Stromfluss der Windenergieanlage der Leistungsfaktor am Netz bestimmt werden.

Die DE 10 2007 032 179 A1 unterscheidet zwischen einer Normal- und einer Hochlastbetriebsart, bei der die Erregung des Generators gegenüber der Normalbetriebsart vermindert ist. Durch die Untererregung wird ein zusätzlicher Blindstrom erzeugt, der zu einer Absenkung der Rotorspannung führt. Damit kann die Rotorspannung auch bei hoher Last auf einen zulässigen Wert begrenzt werden. Die Windenergieanlage kann somit auch bei höheren Drehzahlen betrieben werden, und es kann ein stärkerer Generator mit höherer Leistung mit unverändertem Umrichter vorgesehen sein.

Die DE 10 2008 003 299 A1 verändert das Modulationsverfahren des rotorseitigen Umrichters im synchronen Bereich, abhängig vom thermischen Verhalten seiner Schaltelemente. Damit wird eine Überlastung der Bauelemente vermieden.

Die DE 10 2008 037 566 A1 beschreibt ein softwarebeziehungsweise hardware-basiertes Dämpfungsglied, welches veränderbare Dämpfungseigenschaften aufweist. Die Dämpfung der Regelung eines Generators kann an veränderte Resonanzeigenschaften angepasst werden, um so in einem Windpark auftretende Instabilitäten zu vermeiden, zum Beispiel, wenn der Windpark um eine neue Windenergieanlage erweitert oder wenn eine Windenergieanlage, zu Wartungszwecken, vom Netz getrennt wird. Durch derartige Änderungen können neue Resonanzen im System entstehen, welche durch Anpassung des Filters ausreichend gedämpft werden können.

4.1 Netzspannungsschwankungen und Netzfehler

Das Verbleiben der Windenergieanlage am Netz während der Dauer eines Spannungseinbruchs wird als

„Low Voltage Ride Through“ bezeichnet. Um möglichst schnell nach der Spannungsänderung wieder einen definierten Betrieb mit Wirk- und Blindleistungsregelung zu ermöglichen und die mechanische Belastung des Antriebsstranges bei transienten Netzspannungsänderungen zu reduzieren, schlägt die DE 10 2007 014 728 A1 ein Verfahren zum Betrieb einer doppeltgespeisten Asynchronmaschine bei transienten Netzspannungsänderungen vor. Nach Erkennen einer transienten Netzspannungsänderung wird ein wenigstens aus dem Rotor- und dem Statorfluss bestimmter Sollwert der elektrischen Größe in den Rotor derart eingeprägt, dass sich der Rotorfluss dem Statorfluss annähert.

Das Drehmoment der elektrischen Maschine ist proportional dem Kreuzprodukt aus Rotor- und Statorfluss. Durch das Annähern von Statorfluss und Rotorfluss wird damit das auftretende elektrische Drehmoment aktiv reduziert. Für die Ermittlung des Sollwerts, der in den Rotor eingeprägt werden soll, wird ein optimaler Wert der elektrischen Größe generiert, der die Raumzeiger von Rotorfluss und Statorfluss schnellstmöglich annähert. Wenn im Idealfall die Winkellagen der Zeiger des Rotor- und des Statorflusses in Übereinstimmung gebracht werden, tritt kein elektrisches Drehmoment mehr auf. Das obige Verfahren soll dabei nicht nur die Winkellage von Stator- und Rotorfluss annähern, sondern auch die Amplitude. Somit kann nicht nur das Drehmoment, sondern es können auch die auftretenden Maschinenströme reduziert werden. Die kurzschlussartigen Ströme und das entsprechende Drehmoment, welche bei transienten Netzspannungsänderungen auftreten, können somit schnell abgebaut und die Regelung wieder auf eine Wirk- und Blindleistungsregelung umgestellt werden.

Die DE 10 2008 017 715 A1 behandelt auch das Verhalten bei einem Netzspannungseinbruch. Im Fehlerfall werden die Wechselrichter von mindestens einem Steuermodul angesteuert, das über Führungsgrößen das Drehmoment beziehungsweise die Wirkleistung und die Blindleistung derart steuert, dass eine Trennung der Asynchronmaschine vom Netz nur dann erfolgt, wenn die Netzspannung eine vorbestimmte

Spannungszeit-Kennlinie unterschreitet. Dabei wird der Verlauf der Spannungszeit-Kennlinie durch mehrere vorwählbare Parameter in dem Steuermodul festgelegt, so dass das Fault Ride Through-Verhalten der Anlage an die von den Energieversorgern vorgeschriebenen Netzanschlussregeln angepasst werden kann.

Die DE 10 2008 007 448 A1 zielt darauf ab, einen zuverlässigen Betrieb der Windenergieanlage bei Schwankungen der Netzspannung zu gewährleisten und gleichzeitig einen zuverlässigen Schutz der Windenergieanlage gegenüber Beschädigungen zu ermöglichen, ohne dass eine Abschaltung der Windenergieanlage notwendig ist. Dies wird erreicht, indem in Abhängigkeit der Statorspannung und des Netzstroms mit einem Netzmodell eine Netzspannung ermittelt wird. Aus der ermittelten Netzspannung und einem vorgebbaren, zwischen Statorspannung und Netzspannung bestehenden, maximalen Phasenwinkel wird die maximal abgebbare Wirkleistung der Windenergieanlage bestimmt. Die abgegebene Wirkleistung wird in Abhängigkeit der ermittelten maximal abgebbaren Wirkleistung und einer von der Steuerungseinrichtung vorgegebenen Sollwirkleistung geregelt. Folglich kann die tatsächlich abgegebene Wirkleistung in Abhängigkeit der maximal abgebbaren Wirkleistung geregelt werden. Kritische Betriebsituation können so vermieden werden, ohne dass ein Leerlaufbetrieb oder eine Deaktivierung der Windenergieanlage erforderlich ist.

Die bereits beschriebene DE 10 2007 039 697 A1 zeigt ein Verfahren zur Kompensation von Rotordrehmomentüberschwingungen, Zwischenkreisspannungs- oder Blindleistungspendelungen bei Auftreten von Netzasymmetrien bei einer doppeltgespeisten Asynchronmaschine. Hierbei ist vorgesehen, dass jeweils aktuelle Maschinengrößen gemessen oder abgeleitet werden und jede Maschinengröße rechnerisch jeweils in eine Mit-, eine Gegensystemkomponente sowie optional eine DC-Komponente zerlegt wird. Für die Mitsystemkomponenten, Gegensystemkomponenten und optional für die DC-Komponenten der Maschinengrößen sind jeweils separate Regelglieder zur Regelung einer Stellgröße vorhanden, denen die jeweiligen Komponenten der Maschinengrößen als Eingangskomponenten zugeführt werden und deren

Ausgangswerte additiv überlagert werden. Dabei sind die Regelglieder dahingehend ausgebildet, die Stellgröße derart zu regeln, dass den Drehmoment-, Zwischenkreisspannungs- oder Blindleistungspendungen entgegengewirkt wird.

Die DE 10 2004 013 131 A1 beinhaltet einen Netzspannungsanalysator, wodurch eine Leistungsfaktorregelung bei Auftreten einer Netzstörung in eine Netzspannungsregelung in Abhängigkeit von Rotorströmen und Rotordrehzahl übergeht.

Die DE 10 2006 054 870 A1 weist eine Gegensystemregelung mit einem Phasensteuermodul auf. Damit kann der verfügbare Strom je nach Betriebssituation für Wirk- oder Blindleistung im Gegensystem vorgegeben werden. Die Gegensystemregelung ist phasenspezifisch, so dass bei unsymmetrischen Netzbedingungen, eine Stabilisierung des Netzes erreicht werden kann. Im Falle eines Netzfehlers kann der Netzstabilisierung oder der Anlagenschonung Vorrang eingeräumt werden. Bei Anlagenschonung wird vorrangig Wirkstrom im Mitsystem eingespeist, um Schwingungen im Triebstrang und Drehzahländerungen ausregeln zu können. Bei Netzstabilisierung wird in Priorität Blindstrom im Mit- und Gegensystem eingespeist, je nach symmetrischem und unsymmetrischem Anteil der auftretenden Spannung. Es wird eine Abwägung zwischen dem Blindstrom im Mitsystem und dem Blindstrom im Gegensystem vorgenommen. Während ersterer spannungsstabilisierend im Netz wirkt, sorgt letzterer für eine Verringerung von Spannungsasymmetrien.

Die DE 10 2006 060 323 A1 beschreibt eine Änderung des Generatormoments, im Falle einer Netzspannungsänderung, um Momentenschwankungen, die durch die Netzspannungsänderung hervorgerufen wurden, zu dämpfen.

In der DE 10 2007 060 958 A1 ist eine Steuerung vorgesehen, die einen Detektor zum Erkennen eines Netzeinbruchs und dessen Ende sowie einen Restmomentgeber aufweist, welcher einen Vorgabewert für ein Drehmoment des Generators nach Erkennen des Netzeinbruchs bereitstellt. Die Steuerung umfasst

außerdem einen Initialisator, der eine Komponente der Drehmomentsteuereinheit nach Erkennen des Netzeinbruchs auf dem Vorgabewert initialisiert. Mit dem Initialisieren der Drehmomentsteuereinheit am Ende des Netzeinbruchs, auf einen vorbestimmten Drehmomentwert, kann das Schwingungsverhalten der Windenergieanlage, bei Wiederkehr der Netzspannung deutlich verbessert werden. Auf diese Weise kann die Überlastung des Triebstrangs bei Wiederkehr der Netzspannung auf 1/4 vermindert werden.

4.2 Kurzschlussstrombegrenzung

Die DE 10 20007 042 246 A1 dient zur Reduktion oder Elimination von Ausgleichsströmen beziehungsweise Kurzschlussströmen bei transienten Netzspannungsänderungen, indem nach Erkennen einer transienten Netzspannungsänderung mit dem netzseitigen Umrichter ein Kompensationsstrom in das Netz eingeprägt wird, der den statorseitigen Ausgleichströmen entgegenwirkt.

Die DE 10 2007 035 570 A1 ermöglicht die Ausbildung eines statorseitigen Kurzschlussstroms, indem ein maschinenseitiger Rotorstrom im Falle eines Kurzschlusses aufrechterhalten wird, und so der läuferseitige Umrichter vor Überlastung geschützt wird.

Die DE 10 2004 003 657 A1 zeigt eine direkt mit dem Netz verbundene Asynchronmaschine mit einem Umrichter als Bypass zur Überbrückung von Netzkurzschlüssen oder zur Blindleistungseinspeisung in das Netz.

5 Schwachwindbetrieb und Anfahrbetrieb

Die DE 10 2010 039 332 A1 zeigt eine doppeltgespeiste Asynchronmaschine mit einem rotorseitigem Wechselrichter, der mit einer Batterie sowie einem schaltbaren Widerstand (Crowbar) verbunden ist. Hiermit kann überschüssige Energie im übersynchronen Betrieb zum Ausgleich von Windschwankungen aus dem Läufer in die Crowbar, sowie Energie aus der Batterie zum Anfahren in den Läufer bei untersynchronen Betrieb gespeist werden. Dieses Verfahren lässt

sich auch auf einen mit dem Netz verbundenen Umrichter anwenden, wobei die Crowbar im Spannungszwischenkreis des Umrichters angeordnet wird.

Die DE 10 2009 054 971 A1 zeigt eine Steuerung für einen Umrichter mit Aufwärtswandler und Abwärtswandler im Zwischenkreis, wobei der Aufwärtswandler in der Anlaufphase zum Einsatz kommt. Der Abwärtswandler wird im Normalbetrieb zur Ladung eines Hilfsenergiespeichers eingesetzt.

Die DE 10 2006 008 014 A1 behandelt den Schwachwindbetrieb. Der von dem Windrotor direkt oder über ein Getriebe angetriebene Generator läuft mit niedriger Drehzahl. Sie liegt weit unter der durch die Netzfrequenz und die Polradzahl bestimmte Synchrondrehzahl. Das bedeutet, dass ein hoher Schlupf im Asynchrongenerator auftritt. Das aus dem Generator und dem Umrichter gebildete elektrische System der Windenergieanlage ist aber nur bis zu einem bestimmten Schlupf ausgelegt. In der Regel ist dies ein Grenzschlupf von etwa 25 %. Will man diesen Bereich nach unten zu niedrigeren Drehzahlen hin erweitern, so ist dafür an sich ein größer dimensionierter Umrichter erforderlich. Die erste Alternative besteht darin, für den Schwachwindbetrieb die Wicklung des Stators des Generators kurzzuschließen. Der Generator gibt dann die erzeugte elektrische Leistung allein über den Rotorkreis aus. Das bedeutet, dass die gesamte Leistung durch den Umrichter fließen muss. Die Asynchronmaschine wird also in diesem Fall mit einer Art Vollumrichter-Konzept betrieben. Die sich aus der Verwendung einer doppeltgespeisten Asynchronmaschine ergebenden Vorteile werden damit zumindest für diese Betriebsart aufgegeben.

Die zweite Alternative besteht darin, eine Stern-Dreiecks-Umschaltung für den Stator vorzusehen. Bei dieser Umschaltung handelt es sich um eine bewährte Schaltung, um Drehstrommaschinen in zwei verschiedenen Arbeitspunkten zu betreiben.

Die DE 10 2006 008 014 A1 schlägt vor, mittels eines Transformators mit umschaltbaren Primärwicklungen die elektrische Leistung abgebende Wicklung des Generators je nach Betriebszustand auf einem höheren oder niedrigeren Spannungsniveau zu betreiben. Bei Starkwindbetrieb ist der Stator mit der ersten Primär-

wicklung verbunden, bei Schwachwindbetrieb mit der zweiten. Dabei verhält sich das Wicklungsverhältnis des Trafos in der Regel so, dass die zweite Primärwicklung ein geringeres Spannungsniveau als die erste Primärwicklung aufweist. Damit wird erreicht, dass der Stator im Schwachwindbetrieb auf einem niedrigeren Spannungsniveau gehalten ist. Das bedingt, dass auch die Rotorspannung zwangsläufig sinkt. Die niedrigere Spannung am Rotor wiederum ermöglicht einen Betrieb mit höherem Schlupf. So kann bei ansonsten unverändertem Generator und Umrichter ein Schlupf von gut 35 % erreicht werden, verglichen mit einem herkömmlichen Maximalwert von 25 %.

6 Ausgleich von Windschwankungen

Die DE 10 2010 009 056 A1 beschreibt Verfahren zum Ausgleichen von Schwankungen der Wirkleistungsabgabe eines Generators an ein Energieversorgungsnetzwerk mittels eines wiederaufladbaren Energiespeichers. Dieser ist im Zwischenkreis eines Umrichters vorgesehen, der zwischen den Generator und das Netz geschaltet ist. Die Regelung der Zwischenkreisspannung erfolgt durch den Umrichter.

6.1 Turmschattenproblematik

Die DE 10 2008 013 415 A1 zeigt eine netzverträgliche Ansteuerung einer Windenergieanlage mit einem sogenannten Turmschattenausgleichsregler. Die periodischen Drehzahlschwankungen, die dadurch verursacht werden, dass immer dann, wenn ein Rotorblatt der Anlage vor dem Turm durchläuft, es durch den Luftstau vor dem Turm für einen Moment deutlich weniger Energie aufnimmt, werden über einen Drehzahlausgleichsregler mit entsprechender Vorsteuerung kompensiert.

7 Inselbetrieb, Netzfehler und Überwachung

Unter einem Inselnetz wird ein Netzfehler verstanden, bei dem ein Teil des Netzes, an dem die jeweilige Windenergieanlage angeschlossen ist, nicht mehr mit

dem Gesamtnetz in der Weise verbunden ist, dass gleiche Spannungs- und Frequenzverhältnisse herrschen.

Die DE 10 2007 049 251 A1 beruht auf dem Gedanken, drei verschiedene Aspekte zu kombinieren. Der erste Aspekt liegt darin, einen Netzfehler und damit die mögliche Bildung eines Inselnetzes zu erkennen. Der zweite Aspekt sieht vor, für die Windenergieanlage einen eigenen Referenzwert in Bezug auf die Netzfrequenz oder Phase bereitzustellen, so dass sie nicht auf eine in Folge des Netzfehlers nicht mehr zur Verfügung stehende Führung durch das Netz angewiesen ist. Der dritte Aspekt besteht darin, dass bei Inselnetzbildung eine schnelle Frequenzregelung bereitgestellt wird, welche die Windenergieanlage mit ihrem Umrichter so regelt, dass die abgegebene elektrische Leistung eine solche Frequenz und möglichst auch Phasenlage aufweist, die mit derjenigen gemäß dem Referenzwert übereinstimmt. Dies bedeutet, der Frequenzregler verändert die Wirkleistungseinspeisung derart, dass die Regeldifferenz möglichst den Wert Null erreicht. Damit wird erreicht, dass der Umrichter auch im Falle einer zeitweiligen Inselnetzbildung eine solche Netzfrequenz (und Phasenlage) beibehält, die synchron zum Restnetz ist. Ausgleichsströme, treten damit nicht oder nur in geringem Umfang auf. Damit können Windenergieanlagen bei Kurzschlüssen und dadurch auftretender zeitweiliger Bildung eines Inselnetzes, wie dies bei Anschluss der Windenergieanlagen an langen nicht vermaschten Netzausläufern auftreten kann, nahezu synchron mit dem Restnetz weiter betrieben werden.

Viele weitere Patentanmeldungen beinhalten die Überwachung von Umrichtern, Generatoren sowie Netzen. Die DE 10 2010 019 zeigt beispielsweise ein Zustandsüberwachungssystem einschließlich Leistungsüberwachung für eine Windkraftanlage.

8 Ausblick

Windenergieanlagen gehören heute zu den wirtschaftlichsten erneuerbaren Energiequellen und haben daher ein sehr großes Potential für die Energieerzeugung an windreichen Standorten.

Ihr Einsatz im Offshore-Bereich stellt weitere Herausforderungen an die Hersteller: Hierfür sind eine Erhöhung der Robustheit und Zuverlässigkeit der Anlagen gefordert, was sowohl den mechanischen Aufbau, den Generatöraufbau, sowie die Leistungselektronik und Steuerungstechnik betrifft.

Gasturbinen im Brennpunkt regenerativer Energieerzeugung

Dipl.-Ing. Gianni Monti, Dipl.-Ing. Kai Brotzeller, Patentabteilung 1.13

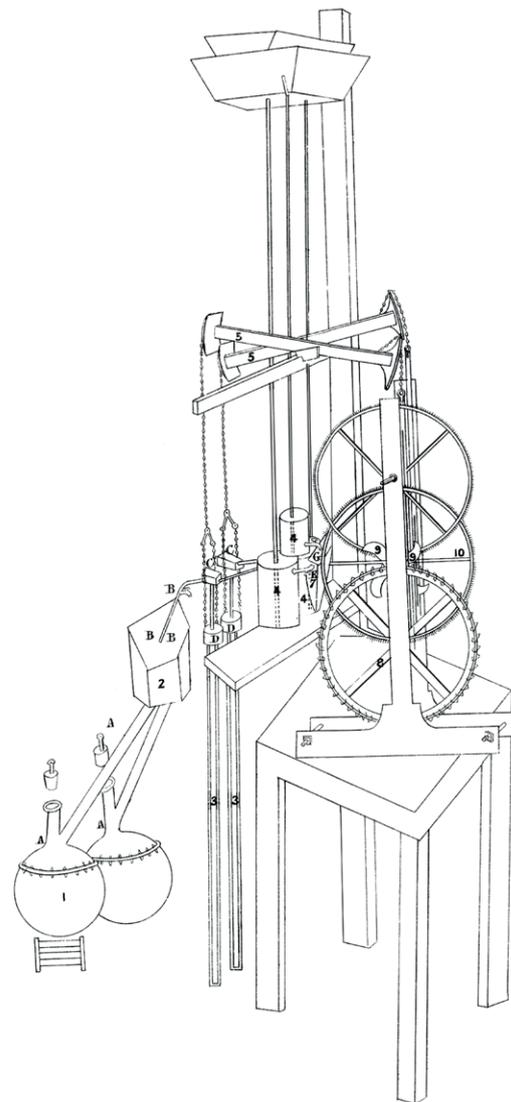
Gasturbinen spielen seit über 70 Jahren eine Rolle bei der Erzeugung elektrischer Energie. Bis in die heutige Zeit werden hierfür vorwiegend fossile Brennstoffe herangezogen. Durch ihre Eigenschaften bei der Spitzenlastunterstützung und die Verwendung alternativer Brennstoffe kann die Gasturbine im Zusammenspiel mit der regenerativen Energieerzeugung vorteilhaft zur Stromversorgung beitragen. Gasturbinen bieten darüber hinaus Möglichkeiten bei der Energiespeicherung innerhalb von Stromnetzen. Hierzu sind Anpassungen und Entwicklungen zu effizienten Gesamtsystemen nötig, von denen in diesem Beitrag einige im Rahmen aktueller Patentliteratur vorgestellt werden.

1 Einleitung

Die Erzeugung von elektrischer Energie in Kraftwerken durch Wandlung der in Brennstoffen gespeicherten Energie in Antriebsenergie ist ein bedeutendes Einsatzgebiet moderner Gasturbinen. Zur Stromerzeugung kommen nach wie vor überwiegend fossile Brennstoffe, vor allem Erdgas, zum Einsatz. Das endliche Vorkommen fossiler Brennstoffe lässt auch in Zukunft eine stetige Preissteigerung dieser erwarten. Beim Einsatz von Gasturbinen zur Stromerzeugung werden seitens der Hersteller und der weiteren Fachwelt daher konstruktive Merkmale und funktionelle Verfahren zur Nutzung alternativer, insbesondere biogener, Brennstoffe in Betracht gezogen. Dazu wird in diesem Beitrag im Lichte des relevanten technologischen Hintergrundes und des Umfelds der elektrischen Energieerzeugung die Rolle der Gasturbine diskutiert. Darüber hinaus werden Eigenschaften oder Ausprägungen der Gasturbine erläutert, die hinsichtlich der Spitzenlastunterstützung und Energiespeicherung in elektrischen Netzen, in denen auch regenerative Energiequellen genutzt werden, von Vorteil sind.

2 Geschichtlicher Rückblick

Das erste Patent (GB 1791/1883 A) für eine Gasturbine erhielt im Jahr 1791 John Barber in Großbritannien.

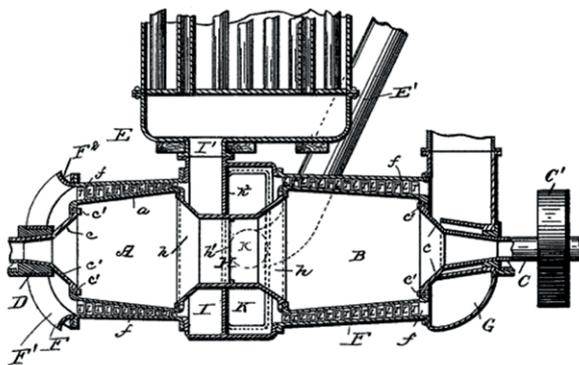


Figur 1: Darstellung der Barber'schen Gasturbine in der Patentschrift GB 1791/1833 A aus dem Jahr 1791.

Die in Figur 1 abgebildete Skizze dieser Gasturbine zeigt erhitzte Behältnisse 1, in denen Gas gewonnen und zu einem Wärmetauscher 2 zur Abkühlung geleitet wird. Dieses Gas wird daraufhin in einem Zylinder 4 komprimiert und mit verdichteter Luft aus einem weiteren Zylinder in einer Brennkammer 7 gezündet, um ein mit der Brennkammer in Wirkung stehendes Schaufelrad 8 zu bewegen. Aus der Bewegung des Schaufelrads wird wiederum die für die Zylinder erforderliche Kompressionsarbeit entnommen. Aufgrund des damaligen Technologiestands war es nicht möglich, diese Kompressionsarbeit für einen stabilen Betrieb der Gasturbine zu leisten.

Im Jahr 1897 erhielt Franz Stolze ein Patent in Deutschland und später auch in den Vereinigten Staaten von Amerika (US 667 744 A) für eine Gasturbine, auf deren konstruktiven Merkmalen auch die heutigen Gasturbinen zur Stromerzeugung beruhen.

Auch die nach seinen Plänen gebaute Gasturbine konnte aufgrund des damaligen Technologiestands jedoch noch keine Nutzleistung erzielen [2].



Figur 2: Heißluftmaschine nach Stolze, gemäß der US 667 744 A.

1940 gelang es dann in den städtischen Elektrizitätswerken des schweizerischen Neuenburgs mit einer von BBC (Brown, Boveri & Cie) gebauten Gasturbine eine Gesamtleistung von 4MW zur Stromerzeugung zu erzielen [1]. Dieses als Spitzenlast- und Notstromanlage genutzte Kraftwerk war bis ins Jahr 2002 in Betrieb und gilt als das erste Gasturbinenkraftwerk zur kommerziellen Stromerzeugung. Anders als beim Gasturbinenkonzept von Barber sind hier wie bei Stolze (siehe Figur 2) Verdichter und Turbine koaxial auf einer Welle angebracht. Einer vom Verdichter

komprimierten Luft wird in einer Brennkammer Brennstoff zugeführt und verbrannt, worauf die heißen Verbrennungsgase das Turbinenlaufrad durch Expansion in Bewegung setzen und schließlich in die Umgebung abgeführt werden. Das Turbinenlaufrad treibt wiederum den Verdichter an, so dass sich bei stabiler Verbrennung ein stationärer Betrieb einstellen kann. Der entsprechende, idealisierte thermische Kreisprozess wird Joule-Prozess oder auch Brayton-Prozess genannt.

Die Weiterentwicklung der Gasturbine ist nicht zuletzt durch Wissen aus dem Bereich der Flugtechnik ermöglicht worden. Zum Beispiel wurde 1922 von W. Bauersfeld vorgeschlagen, die Tragflügeltheorie auch für die Entwicklung der Turbomaschinenbeschaukelung anzuwenden [2]. In den 1930–1940er Jahren konnte auf Erfahrungen aus den aufgrund des zweiten Weltkrieges rasch vorangetriebenen Entwicklungen erster Fluggasturbinen zurückgegriffen werden. Die folgenden Jahre und Jahrzehnte ermöglichten Verbesserungen durch Technologien und Methoden zur Optimierung des Verdichterwirkungsgrades (durch aerodynamische Maßnahmen) sowie zur Weiterentwicklung der Turbine (Material, Kühlung, keramischen Beschichtung), die ebenfalls der Flugtechnik entnommen werden konnten.

In den späten 1940er Jahren wurden die ersten Gasturbinenkraftwerke zur kommerziellen Stromerzeugung in den USA eingeführt [2]. Insbesondere von Bedeutung war hierbei die Gasturbine der General Electric Company von 1949 [4], die einen 3,5 MW Generator antrieb und deren Abgase zusätzlich zur Kondensatvorwärmung des bereits existierenden Dampfkraftwerks Belle Isle verwendet wurden. Die damit verbundene Steigerung des Gesamtwirkungsgrades bei der Stromerzeugung war Vorbild für die heute weit verbreiteten Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD-Kraftwerke), die erstmalig in den 1960er Jahren in Betrieb gingen [2]. BBC trug deutlich zur Leistungssteigerung der Gasturbine bei und konnte dadurch 1986 erstmalig eine Leistung von 140 MW mit der damals größten Gasturbine der Welt [3] erreichen. Gasturbinenanlagen sind im Weiteren mit unterschiedlichen konstruktiven und funktionellen

Ausprägungen zu komplexen mechatronischen Systemen entwickelt worden, wobei Kraftwerksgasturbinen mittlerweile über 350 MW bereitstellen und im GuD-Prozess Wirkungsgrade von knapp über 60 % erreicht werden.

3 Gasturbinenbrennstoffe

Schon früh ging man dazu über, Gasturbinen so auszurüsten, dass auch alternative Brennstoffe verbrannt werden konnten, wenn diese am Energieerzeugungsort leicht verfügbar waren. Hierzu zählte zunächst das Hochofen- beziehungsweise Gichtgas. Dieses Gas, das als Brennstoff vor allem Kohlenmonoxid (CO) enthält, fällt bei der Erzeugung von Roheisen im Hochofenprozess an. Die Knappheit von Erdöl und Erdgas führte zur Erzeugung von synthetischen Brennstoffen als Produkte der Kohlevergasung oder aus der Vergasung biogener Stoffe. Gemäß Lechner und Seume [2] unterscheidet man prinzipiell folgende Gasturbinen-Brennstoffarten anhand ihres Heizwertes:

- Hochkalorische gasförmige Brennstoffe ohne Wasserstoff
- Wasserstoffhaltige, hochkalorische gasförmige Brennstoffe
- Mittelkalorische gasförmige Brennstoffe
- Niederkalorische gasförmige Brennstoffe
- sowie flüssige Brennstoffe wie Dieselöle, Schweröle oder auch das aus nachwachsenden Rohstoffen herstellbare Methanol.

Wichtige Kenngrößen der Brennstoffe sind unter anderem der Heizwert, die Flammgeschwindigkeit und die Selbstzündzeit, die Einfluss auf die Verbrennungseigenschaften und damit auch auf die Verbrennungstechnik und die Konstruktion der eingesetzten Brenner haben. So erwähnen Lechner und Seume, dass wasserstoffhaltige Brennstoffe höhere Flammgeschwindigkeiten und kürzere Selbstzündzeiten besitzen als Erdgas. Die Brenner müssen zur Wahrung einer stabilen Verbrennung dementsprechend angepasst werden. Weiter ist dort genannt, dass bei niederkalorischen Brennstoffen die Verbrennung aufgrund des geringeren Heizwerts mit sehr geringem

Luftüberschuss betrieben werden muss. Auch dies hat Auswirkungen auf die Ausführung der entsprechenden Brenner. Bei der funktionalen Auslegung von Gasturbinen spielt auch die Entflammbarkeit, die das Entzündungsverhalten bei einem bestimmten Flammpunkt beziehungsweise Temperatur darstellt, der verwendeten Brennstoffe eine wichtige Rolle. Die damit zusammenhängenden oberen und unteren Entflammbarkeitsgrenzen geben einen Wertebereich an, in dem der Brennstoff sich noch entzünden lässt. Als Brennstoff für Gasturbinen ist auch reiner Wasserstoff denkbar. Aufgrund seines hohen Flammpunkts und seiner kurzen Selbstzündzeit stellt reiner Wasserstoff als Gasturbinenbrennstoff bislang jedoch noch eine Herausforderung für die Brennerstabilität und vor allem für die einzusetzenden Werkstoffe dar.

4 Die Gasturbine im Umfeld erneuerbarer Energien

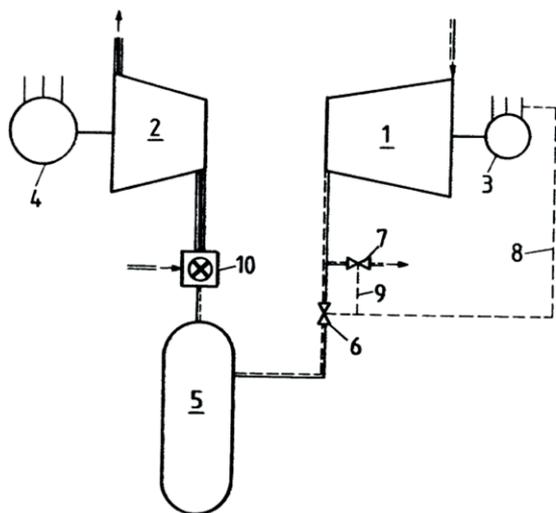
4.1 Schnellstartfähigkeit und Regelbarkeit

Aufgrund ihrer Schnellstartfähigkeit und aufgrund der möglichen hohen Lastwechselgradienten können sowohl Gasturbinenkraftwerke als auch kombinierte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke Lastspitzen abfangen. Diese Eigenschaft ist vor allem dann von Nutzen, wenn ein elektrisches Netz eine hohe Fluktuation der Stromeinspeisung aufweist. Reine Gasturbinenkraftwerke können innerhalb weniger Minuten auf Nenndrehzahl hochgefahren und belastet werden. Typische Anlagen erreichen Anfahrzeiten von 5 Minuten bis Nenndrehzahl und Lastgradienten von 30 MW/min [2].

4.2 Die Gasturbine in der Anwendung des Luftspeicherkraftwerks

Eine Herausforderung im Zusammenhang mit der Energieerzeugung mittels erneuerbaren Energien ist die Energiespeicherung. Eine Möglichkeit der Energiespeicherung bietet die Technologie der Luftspeicherkraftwerke, die auch CAES (Compressed Air Energy Storage) oder kurz CAS (Compressed Air Storage) genannt wird. Ist in Niedriglastzeiten ein Überschuss

an elektrischer Energie vorhanden, wird durch einen Elektromotor ein Verdichter angetrieben. Die verdichtete Luft wird in unterirdischen Kavernen (beispielsweise in Salzstöcken) gespeichert, anstatt sie direkt einer Brennkammer zuzuführen. In Spitzenlastzeiten wird die gespeicherte Luft dann den Kavernen entnommen, und nach Wärmezufuhr in einer Brennkammer in einer Turbine entspannt, wodurch ein Generator zur Stromerzeugung angetrieben werden kann. Die schematische Darstellung einer solchen Anlage kann der Figur 3 entnommen werden. Diese zeigt einen Elektromotor 3, der einen Verdichter 1 antreibt. Die verdichtete Luft wird in einen Luftspeicher 5 geleitet. Bei Bedarf wird die verdichtete Luft dem Luftspeicher entnommen. Dabei wird der Luft über eine Brennkammer 10 Wärme zugeführt, bevor sie in einer Turbine 2 entspannt wird. Die Turbine treibt einen Generator 4 an, der elektrische Energie in ein Stromnetz einspeist.



Figur 3: Schematische Darstellung eines Luftspeicherkraftwerks gemäß DE 27 56 490 A1.

Derzeit existieren weltweit zwei Luftspeicherkraftwerke. Eines befindet sich im niedersächsischen Huntorf und liefert eine Spitzenleistung von 290 MW; das andere in McIntosh, Alabama, USA und hat eine Spitzenleistung von 110 MW [7].

Durch die Speicherung und das Wiederverwenden von Wärme, die bei der Verdichtung der Luft beim Aufladen der Kaverne entsteht, können die Wirkungsgrade solcher Anlagen gesteigert werden.

4.3 Die Gasturbine in Verbindung mit der Brennstoffzellentechnologie

Ähnlich wie bei der Verbindung der Gas- und Dampfturbinenprozesse beruht die Kombination von Brennstoffzelle und Gasturbine auf der Nutzung von Abwärme. Keramische Hochtemperaturbrennstoffzellen (Solid Oxide Fuel Cell, SOFC) sind besonders für die Verbindung mit Gasturbinen geeignet, da die Betriebstemperatur dieses Brennstoffzellentyps bei circa 800°C bis 1 000°C liegt. Die Abwärme einer solchen SOFC kann in einer Gasturbine genutzt werden und durch die Nachschaltung eines Dampfturbinenprozesses der Wirkungsgrad der Anlage weiter verbessert werden. Bei der Verwendung von Hochtemperaturbrennstoffzellen mit einem nachgeschalteten Gas- und Dampfturbinenprozess werden derzeit Wirkungsgrade von ungefähr 70% erwartet [5].

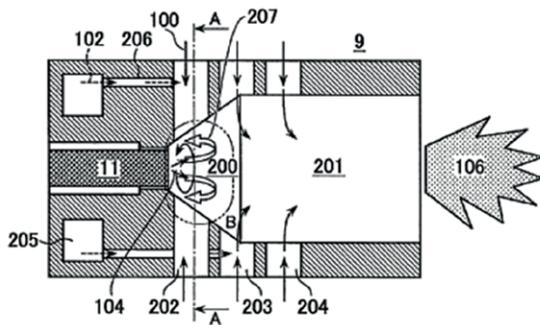
5 Aktuelle Anmelderstrategien

Aktuelle Patentliteratur über stationäre Gasturbinen, die zur elektrischen Energieerzeugung mit alternativen Brennstoffen betrieben werden, beinhalten sowohl konstruktive Maßnahmen, insbesondere zur Zuführung von Brennstoff oder Heißgasen, als auch Verfahren zum geregelten und gesteuerten Betrieb.

5.1 Brennkammer und Injektoren

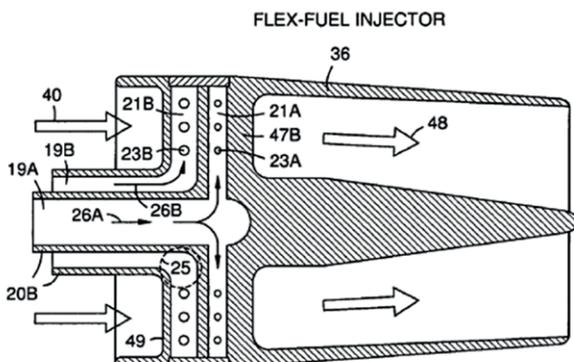
Ein von der Anmelderschaft hervorgehobener Aspekt bei der Konstruktion von Gasturbinen ist die Ausgestaltung der unmittelbar am Verbrennungsort befindlichen Elemente, der Brennkammer und der Injektoren. Die EP 2 525 149 A2 beinhaltet eine speziell für die Vermischung und Verbrennung unterschiedlicher Brennstoffe ausgestaltete Brennkammer (Figur 4). Ein flüssiger Brennstoff wird über die Düsenanordnung 11 mit über den Luftkanälen 100 und 202 verteilten weiteren gasförmigen Brennstoffen 102 und 205 mit höherer Entflammbarkeitsgrenze, wie zum Beispiel Brennstoffe, die aus Biomasse gewonnen wurden, im Bereich 200 vermischt. Mittels der radial zur Brennkammerlängsachse verteilten Kanäle 203 und 204 wird das Gemisch

durch weitere Luftzufuhr im Bereich 201 mit Sauerstoff angereichert, um schließlich der Verbrennung 106 zugeführt zu werden. Die senkrechte Anordnung der Düsenanordnung 11 zu den Kanälen 100 und 202 und die Ausgestaltung der Brennkammer ermöglichen es, durch eine optimierte Vermischung der Brennstoffe Flammrückschläge zu vermeiden. Dies fördert einen stabilen Verbrennungsbetrieb der Gasturbine unter Verwendung von flüssigen und gasförmigen Brennstoffen mit von einander abweichenden Entflammbarkeitsgrenzen.



Figur 4: Brennkammer mit orthogonaler Einspritzung unterschiedlicher Brennstoffe aus EP 2 525 149 A2.

Zur verbesserten Vermischung von Brennstoffen mit unterschiedlicher Energiedichte zeigt die WO 2010/036286 A1 einen in radial verteilten Brennkammern einer Gasturbine angeordneten Injektor 36 (siehe Figur 5), in dem Brennstoffe 26A und 26B mit unterschiedlicher Energiedichte jeweils über die konzentrisch angeordneten Kanäle 19A und 19B durch die jeweiligen Öffnungen verschiedener Durchmesser 23A und 23B eingebracht werden. Der Injektor enthält außerdem durch den Luftstrom 40 durchströmte

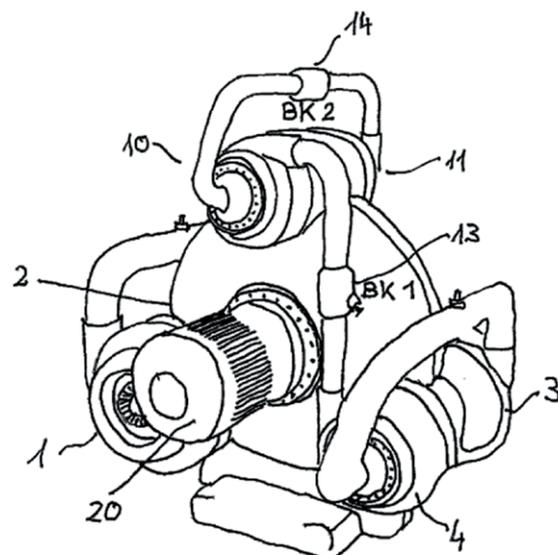


Figur 5: Injektor 36 zur Einspritzung verschiedener Brennstoffe (WO 2010/036286 A1).

Flügel 47B, die eine Verwirbelung und somit eine optimierte Vermischung der Brennstoffe im Luft-Kraftstoffgemisch 48 bewirken. Dazu wird die Strömungsrates im Kanal 19B derart eingestellt, dass der damit verbundene Druck im Wesentlichen dem Gegendruck entspricht, der sich im Kanal 19A ausbildet.

5.2 Mikrogasturbinen

Durch vermehrte Überlegungen zur dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung werden derzeit häufig Patentanmeldungen eingereicht, die sich mit der Konstruktion und dem Betrieb von Mikrogasturbinen befassen. Die DE 10 2011 102 599 A1 zeigt eine Mikrogasturbinenanordnung, die mit zu Staub zerkleinerter Biomasse betrieben werden soll. Der in Figur 6 veranschaulichte, zentral angeordnete Generator 20 steht mittels eines Planetengetriebes mit den Verdichtern 1 und 4 und mit Turbinen 10 und 11 in mechanischem Eingriff. Den Turbinen sind jeweils die Brennkammern 13 und 14 zugeordnet. Insbesondere der Verdichter 1 weist zur verbesserten dynamischen Zuführung von Luft verstellbare Leitschaufeln auf. Die Gasturbine sieht zur Verbesserung des Verdichtungsprozesses eine zwischen den Verdichterstufen vorgesehene Wassereinspritzung vor. Zur Wirkungsgradsteigerung wird das Abgas jeder Turbine in die nächste Turbine geleitet.

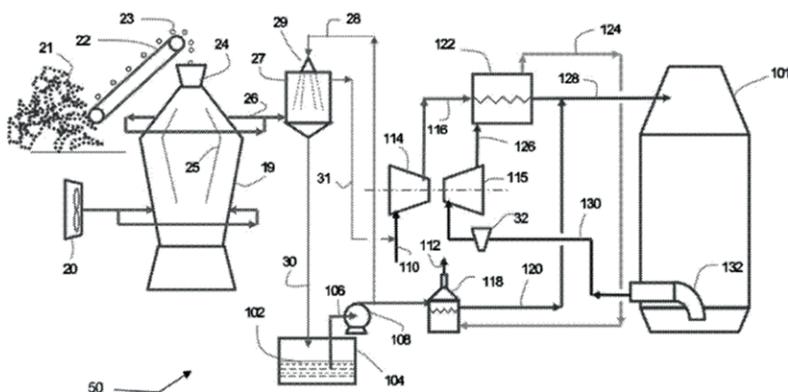


Figur 6: Radiale Mikrogasturbinenanordnung aus DE 10 2011 102 599 A1

5.4 Betrieb mit Biomasse

In vielerlei Hinsicht sind aktuelle Erfinderaktivitäten zum Betrieb der Gasturbine durch eine Verbrennung von Biomasse von Interesse. Zum einen finden hierfür eine große Vielfalt an regenerierbaren Stoffen Verwendung und zum anderen können die durch exklusive Verbrennung von fossilen Brennstoffen bekannten umweltschädliche Wirkungen meist vermieden werden.

Die US 2012/0297773 A1 beschreibt ein Verfahren, in dem gemäß Figur 8 organische Feststoffe in einen Vergaser 25 befördert werden um dort durch ein Gebläse 20 teilweise zu oxidieren. Dabei entstehen durch eine zeit- und temperaturabhängige Reaktion der Feststoffe beispielsweise Kohlenmonoxid, Methan und Wasserstoff enthaltendes Mischgas. Um das Mischgas von Partikeln zu befreien, die für Gasturbineelemente schädlich sein können, wird das Gas innerhalb des Gasreinigers 29 mit Wasser vermischt. Diese Mischung wird über den Behälter 102 durch den Kompressor 106 unter Druck dem Verdampfer 108 zugeführt, der mit Wärme des Wärmetauschers 122 erwärmt wird und die Abscheidung des Wassers bewerkstelligt. Das mit erhöhter Temperatur und Druck ausgeschiedene Mischgas wird mit gekühlter Luft des Kompressors 114 gemischt und in die Reaktionskammer 101 zur nahezu vollständigen Oxidation geleitet. Die daraus entstehenden Abgase werden schließlich zur Turbine 115 geleitet, um dort zu expandieren. Der vom Verdampfer 108 erzeugte Wasserdampf kann zum Betrieb einer zusätzlichen Dampfturbine verwendet werden.



Figur 8 : Anlage zum Gasturbinenbetrieb mit regenerativen Brennstoffen gemäß US 2012/0297773 A1.

Ein weiteres Beispiel zum Betrieb einer Gasturbine mit regenerativen Brennstoffen ist aus der WO 2012/095243 A1 bekannt. Diese Gasturbine kann neben Bio-Brennstoffen auch mit minderwertigen, stark Asche bildenden Brennstoffen, wie zum Beispiel feuchtem Holz betrieben werden, um die Lastschwankungen einer nachgeschalteten Dampfturbine zu kompensieren, die mit der Wärme aus Solarkollektoren betrieben wird.

5.5 Betrieb mit Wasserstoff

Aufgrund geringer Emissionen und dem hohen Heizwert ist die Verwendung von Wasserstoff zum Betrieb von Gasturbinen ein aktueller Forschungsschwerpunkt. Ein Verfahren zum emissionsreduzierten Betrieb einer Gasturbine mittels Wasserstoff zeigt die US 8 056 344 B2. Zur Verwendung von Wasserstoff als Brennstoff für den unteren Leistungsbereich ist ein Regelungssystem 12 (siehe Figur 9) vorgesehen, das einen Atmosphärendruck ATP, die Temperatur ATT am Turbineneinlass und die Turbinendrehzahl v_c erfasst. Daraus berechnet das Regelungssystem gemäß dem Turbinenmodell TEM die Temperatur T_c am Einlass der Brennkammer, die mit der Turbinenleistung in Zusammenhang steht. Die Turbine wird mit Wasserstoff betrieben, wenn T_c kleiner oder gleich einer Schwellenwerttemperatur T_s ist. Weiterhin wird T_c auch von einer Regelungseinheit verwendet, die den Bedarf an Wasserstoff H_2FD ermittelt und dazu den erforderlichen Massenfluss an Wasserstoff aufgrund

des aktuell gemessenen Wasserstoff-Massenflusses H_2FI bestimmt. In einem weiteren Ausführungsbeispiel wird vorgeschlagen, eine reduzierte Menge an Wasserstoff auch für mittlere und höhere Leistungsbereiche vorzusehen, um Emissionen über den gesamten Leistungsbereich der Gasturbine reduzieren zu können.

Die kanadische Offenlegungsschrift CA 2 739 420 A1 zeigt ein Verfahren zum Betrieb einer Gasturbine mit Wasserstoff zur Stromerzeugung,

der durch aufeinanderfolgende Reformierungs- und Trennungsprozesse an mit Dampf angereicherter Biomasse gewonnen wird. Neben der „sauberen“ Verbrennung von Wasserstoff in der Gasturbine bietet dieses Verfahren den Vorteil, die im Trennungsprozess anfallende CO₂-Menge weiterzuverwenden, um diese somit nicht in die Atmosphäre gelangen zu lassen. Alternativ zur Gasturbine wird die Verwendung einer Brennstoffzelle vorgeschlagen.

5.6 Betrieb mit Brennstoffzellen

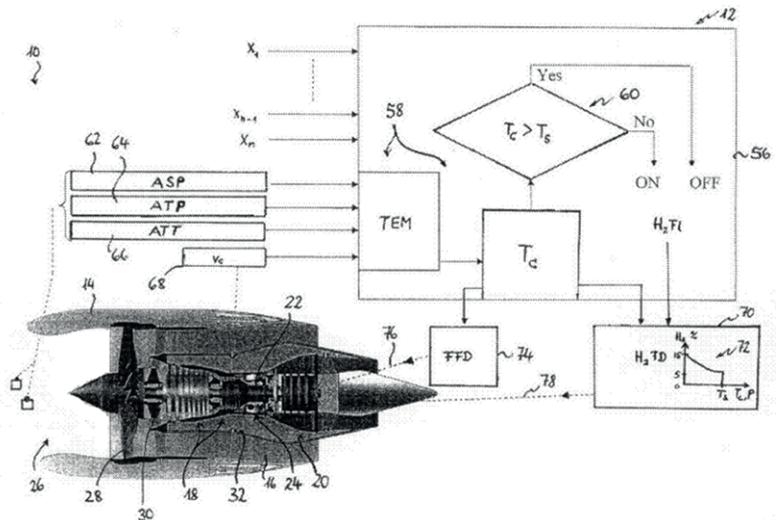
Eine weitere Gruppe innovativer Anmeldungen stützt sich auf eine Kombination von Brennstoffzellen und Gasturbinen. Wie in der WO 2012/01311 A2 beschrieben, wird gemäß Figur 10 die bei nahezu Atmosphärendruck arbeitende Brennstoffzelle mit einem, durch einen Reformier erzeugten, stickstofffreien Gasgemisch befüllt. Die in der Brennkammer der Mikrogasturbine verbrannten Gase aus der Brennstoffzelle werden im Entspanner der Mikrogasturbine expandiert, die nach dem Brayton-Joule-Zyklus betrieben wird. Nach Abscheidung des Wassers wird Kohlendioxid im Kompressor verdichtet, um einer weiteren Verwendung zugeführt werden zu können. Das in der genannten Anmeldung beschriebene Verfahren ermöglicht dadurch eine umweltfreundliche Erzeugung von elektrischer Energie unter Abscheidung von Kohlendioxid.

Ein weiteres Verfahren zum kombinierten Betrieb von Brennstoffzelle und Gasturbine wird in der WO 2011/042771 A1 diskutiert. Das Verfahren sieht einerseits eine Stromerzeugung und Energiespeicherung durch einen ersten Strang vor, in dem durch Elektrolyse gewonnener Wasserstoff durch eine Brennstoffzelle geführt wird. Andererseits wird ein

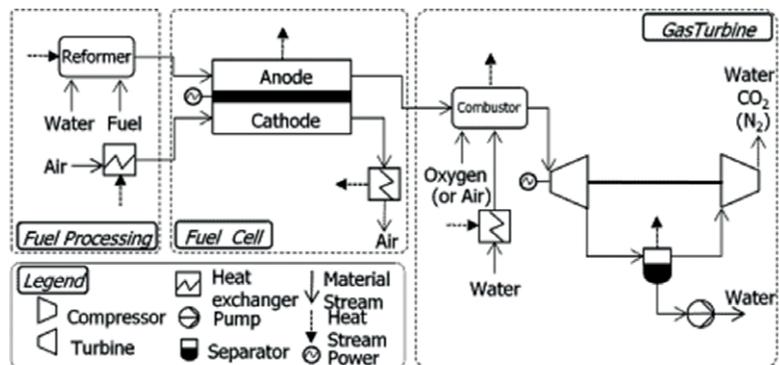
aus Biomasse erzeugtes Mischgas einer Turbine zugeführt, wobei für die Landwirtschaft nützliche organische und anorganische Düngestoffe erzeugt werden.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Gasturbinen, die zur elektrischen Energieerzeugung eingesetzt werden, finden vorteilhafte Verwendung zur Spitzenlastunterstützung und Energiespeicherung innerhalb von Stromnetzen. Hierfür kommen nach wie vor überwiegend fossile Brennstoffe zum Einsatz. Derzeit werden daher auch Patentanmeldung eingereicht, die konstruktive Merkmale und Verfahren zur Nutzung alternativer, insbesondere biogener, Brennstoffe in Betracht ziehen. Ein Vergleich der Inhalte dieser Patentliteratur mit herkömmlichen technischen



Figur 9 : Regelungsschema zur Gasturbine aus US 8 056 344 B2.



Figur 10 : Schematische Übersicht der Brennstoffzellen betriebenen Mikrogasturbine aus der WO 2012/01311 A2.

Lösungen macht deutlich, dass Gedanken und Ideen zum Einsatz von Gasturbinen zur regenerativen Energieerzeugung von ausgeprägter Vielfalt sein können. Mit Spannung bleibt abzuwarten, welche technischen und funktionellen Ausprägungen der Gasturbinen in einer zukünftig wahrscheinlich stärker durch regenerative Ansätze geprägten „Kraftwerkslandschaft“ vorrangig sein werden.

Literatur

- [1] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE: Turbomaschinen Wie große Energiemengen auf kleinstem Raum umgewandelt werden können. 2006
- [2] LECHNER, C.; SEUME J. : Stationäre Gasturbinen. Berlin: Springer, 2003 - ISBN: 3-540-42831-3
- [3] SCHOSSING W., GILSON, N.: Chronik der Elektrotechnik Kraftwerke, Frankfurt am Main:Verband der Elektrotechnik Elektronik Informations-technik e.V. (VDE), URL: www.vde.com/wiki/chronik_neu/Wiki-Seiten/Kraftwerke.aspx#Lit825 [abgerufen am 10.04.2013]
- [4] SOMERSCALES, E. F. C. ; HENDRICKSON, R. L.: 3500 kW gas turbine at the Schenectady Plant of the General Electric Company. New York, N.Y.: American Society of Mechanical Engineers, 1984. 17 S. URL: files.asme.org/asmeorg/Communities/History/Landmarks/5501.pdf [abgerufen am 10.04.2013]
- [5] REBHAN, E. : Energiehandbuch Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie. Berlin: Springer, VDI, 2002 - ISBN: 3-540- 41259-X
- [6] GRÜNWALD, R.; RAGWITZ, M.; SENSFUSS, F.; WINKLER, J.: Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung. Berlin: Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB), 2012
Berichte des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB); Arbeitsbericht Nr. 147
- [7] OERTEL, D.: Energiespeicher – Stand und Perspektiven. Berlin: Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB), 2008.
Berichte des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB); Arbeitsbericht Nr. 123.
- [8] SOLARES, C.: Microturbines. Butterworth Heinemann. 2007 - ISBN-13: 978-0750684699

Biomass-to-Liquid – Biokraftstoffe der 2. Generation

Dr. Sandra Pröckl, Patentabteilung 1.44

Durch immer strengere Klimaziele sowie durch Bestrebungen, unabhängig von fossilen Energieträger zu werden, unternimmt man diverse Anstrengungen, um den Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen auch für Kraftstoffe auszubauen. Dafür sind Fortschritte bei der Herstellung der Biokraftstoffe unabdingbar. Dieser Beitrag beinhaltet sowohl eine Auswahl an Biokraftstoffen als auch die Entwicklungen bei deren Herstellungsverfahren.

1 Einleitung

Durch fossile Kraftstoffe ist man unausweichlich an die endliche Ressource Rohöl gebunden und insbesondere vom schwankenden, aber tendenziell steigenden Preis pro Barrel Rohöl abhängig. Im Hinblick darauf und auf die Reduzierung der Kohlendioxidemissionen gibt es immer mehr Bestrebungen, herkömmliche, fossile Kraftstoffe durch Biokraftstoffe zu ersetzen.

Durch die Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien wird jedem Mitgliedsland der Europäischen Union (EU) vorgeschrieben, welchen Anteil die erneuerbaren Energien vom Bruttoendenergieverbrauch haben müssen. Für Deutschland sind dies 18% bis 2020 [1]. Da es sich um verbindliche Quoten handelt, kann die Nichteinhaltung der Ziele von der EU sanktioniert werden. Um die vorgeschriebene Quote zu erreichen, müssen auch Kraftstoffe zum Teil aus nachwachsenden Rohstoffen gewonnen werden. Diese werden jedoch nur berücksichtigt, wenn die erzielte Minderung an Treibhausgasemissionen mindestens 35% im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen beträgt. Ab 2017 muss die erzielte Minderung 50% betragen und ab 2018 muss die Reduzierung bei 60% liegen. Des Weiteren gibt es diverse Vorschriften, um zu verhindern, dass seltene oder bedrohte Ökosysteme, verschiedene Wälder oder Grünflächen zur Gewinnung von Kraftstoffen herangezogen werden. Dazu muss eine Zertifizierung erfolgen [1]. Laut Statistik des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie lag der Anteil an Biokraft-

stoffen 2011 im Deutschland bei 5,94%. Dies ist ein leichter Rückgang im Vergleich zu 2010 [2]. Weltweit nahm die Produktion an Biokraftstoffen 2011 im Vergleich zu 2010 geringfügig um 0,7% zu, jedoch gibt es generell in der EU einen abnehmenden Trend. Da in Italien und Spanien der stärkste Rückgang zu verzeichnen ist [3], kann dies auch durch ökonomische Auslöser wie die Wirtschaftskrise bedingt sein. Es gibt verschiedene Ansätze, Kraftstoffe aus biologischem Material zu erzeugen.

1.1 Biokraftstoffe der 1. Generation

Bei den sogenannten Biokraftstoffen der ersten Generation wird nur die Frucht der jeweiligen Pflanze verwendet. Der Kraftstoff wird entweder extrahiert beziehungsweise gepresst (Pflanzenöl) oder durch Vergärung (Ethanol) gewonnen. Die Produktion ist relativ kostengünstig, allerdings können hierbei nur geringe Anteile der Pflanzen verwendet werden und diese Anteile stehen zusätzlich in Konkurrenz zu Nahrungsmitteln.

■ Pflanzenölkraftstoff

Bei Pflanzenölkraftstoffen wird nur das Öl verwendet, das einen Bruchteil der Pflanze ausmacht, und gegebenenfalls raffiniert. In Deutschland wird bevorzugt Rapsöl verwendet. Theoretisch können auch Altöle verwendet werden, aber diese müssen aufwändig gereinigt werden. Da sich Pflanzenöl in

seinen Eigenschaften vom Dieseldieselkraftstoff deutlich unterscheidet, sind Anpassungen der Motoren nötig [4]. Des Weiteren ist der Heizwert geringer als der von Diesel, so dass 1 l Rapsöl 0,96 l Diesel ersetzen kann [5]. Durch Hydrierung und gegebenenfalls anschließende Isomerisierung der Pflanzenöle können die Eigenschaften deutlich verbessert werden.

■ Fettsäuremethylester (Biodiesel)

Pflanzenöle werden meist zu Fettsäuremethylester (FAME) umgeestert, um negative Auswirkungen auf die Motoren zu verhindern. Diese kommen dadurch den Eigenschaften von herkömmlichem Dieseldieselkraftstoff sehr nahe und können daher in den gängigen Dieselmotoren eingesetzt werden, sofern diese vom Hersteller für Biodiesel freigegeben wurden. Für die Umesterung wird allerdings Methanol aus fossilen Quellen eingesetzt, so dass es sich nicht um einen reinen nachwachsenden Rohstoff handelt. Das bei der Umesterung entstehende Glycerin kann anderweitig eingesetzt werden [6]. Dieseldieselkraftstoff darf derzeit bis zu 7% Fettsäuremethylester enthalten [7]. Der Heizwert von Rapsmethylester ist allerdings geringer als der von Diesel, so dass 1 l Biodiesel nur 0,92 l Diesel ersetzen kann [5].

■ Bioethanol

Bioethanol der ersten Generation wird je nach Region aus Zuckerrohr, Zuckerrüben, Getreide oder Mais hergestellt. In Brasilien wird seit über 30 Jahren Bioethanol aus Zuckerrohr gewonnen. Das Ethanol wird zu fossilem Kraftstoff in Mengen von 20 bis 25% beigemischt. Dort gibt es auch reine Ethanolfahrzeuge [5, 8]. Ethanol aus anderen Rohstoffen spielt bislang nur eine untergeordnete Rolle. Derzeit laufen an einer Pilotanlage in Straubing Versuche Ethanol aus cellulosehaltigen Pflanzenresten, wie Stroh oder Holz, (Bioethanol der zweiten Generation, so genannter Celluloseethanol), zu gewinnen und diesen entweder in entsprechend angepassten Fahrzeugen oder als Beimischung zu herkömmlichen Kraftstoffen zu verwenden [9]. Dadurch würde die Kraftstoffherzeugung nicht in Flächenkonkurrenz mit der Nahrungsmittelerzeugung geraten. Derzeit wird ein Anteil von bis zu 10% Ethanol herkömmlichem Benzin zugemischt (E10) [10].

Bei höheren Anteilen ist eine Anpassung der Motoren, Schläuche und Dichtungen notwendig. Durch den geringeren Heizwert ersetzt 1 l Bioethanol nur 0,65 l Benzin [5, 11].

1.2 Biokraftstoffe der 2. Generation

Bei den Biokraftstoffen der zweiten Generation können im Wesentlichen die ganze Pflanze beziehungsweise auch kohlenwasserstoffhaltige Reststoffe wie Pflanzenreste, Abfall, Klärschlamm und Biomüll verwendet werden.

■ Algenkraftstoff

Eine relativ neue Entwicklung sind Kraftstoffe aus Algen. Diese können theoretisch im Abwasser auf ungenutzten Flächen kultiviert und mit Abgasen aus Kraftwerken „gefüttert“ werden. Sie brauchen allerdings ausreichend Sonnenlicht. Je nach Algengattung werden mehr pflanzliche Öle oder mehr Kohlenhydrate produziert. Die Öle können entweder raffiniert und als Diesel eingesetzt werden oder die Kohlenhydrate können zu Ethanol fermentiert werden. Algenkraftstoff ist bislang nicht kommerziell erhältlich, allerdings hat EADS zur Internationalen Luft- und Raumfahrt ausstellung Berlin 2010 die ersten Rundflüge mit einem Flugzeug präsentiert, das mit reinem Algenkraftstoff betankt wurde [12].

■ Biobutanol

Biobutanol entsteht als Nebenprodukt der Acetonherstellung im Aceton-Butanol-Ethanol (A.B.E.)-Prozess. Hierbei wird Biomasse mittels *Clostridium acetobutylicum* [13] fermentiert, um Aceton zu gewinnen. Als Nebenprodukt entsteht Biobutanol. Durch geeignete Mutation des Bakteriums ließe sich die Ausbeute an Biobutanol steigern. Herkömmlichem Benzin kann bis zu 15% Biobutanol beigemischt werden, sofern ein Gesamtsauerstoffgehalt von 3,7% nicht überschritten wird [9]. Der Heizwert ist herkömmlichem Ottokraftstoff sehr ähnlich. Biobutanol ist nicht hygroskopisch wie Ethanol, so dass eine Beimischung ohne besondere Anpassung der Motoren möglich ist. 1 l Biobutanol ersetzt 0,9 l Benzin [5].

■ BtL-Kraftstoffe

BtL-Kraftstoffe (Biomass-to-Liquid) werden aus Biomasse hergestellt und sind synthetische Kraftstoffe. Dazu wird die Biomasse entweder verflüssigt und raffiniert oder zunächst vergast und das entstehende Synthesegas wird anschließend durch das Fischer-Tropsch-Verfahren in viele Typen von maßgeschneiderten Diesel- oder Ottokraftstoffen synthetisiert.

2 Vorstellung der Patente

Da BtL-Kraftstoffe, die sowohl aus Reststoffen der Nahrungsmittelherstellung, als auch aus verschiedenen Abfällen und Klärschlämmen bestehen können, immer mehr Aufmerksamkeit erlangen, werden hier die Neuerungen der Herstellung für diese speziellen Kraftstoffe vorgestellt.

Bei der Herstellung sind mehrere Verfahrensschritte notwendig. Die Biomasse wird bereitgestellt und im Allgemeinen muss sie vorbehandelt werden. Aufgrund des hohen Wassergehalts wird sie getrocknet und anschließend zerkleinert. Anschließend erfolgt die Vergasung der Biomasse. In manchen Fällen wird die Biomasse auch nur verflüssigt, dann entfällt die Trocknung, Gasreinigung und Gasaufbereitung. Anschließend erfolgt die Fischer-Tropsch-Synthese und das entstandene Produkt wird raffiniert. Zur Vergasung beziehungsweise Verflüssigung der Biomasse werden unterschiedliche Verfahren eingesetzt, die im Folgenden erläutert werden.

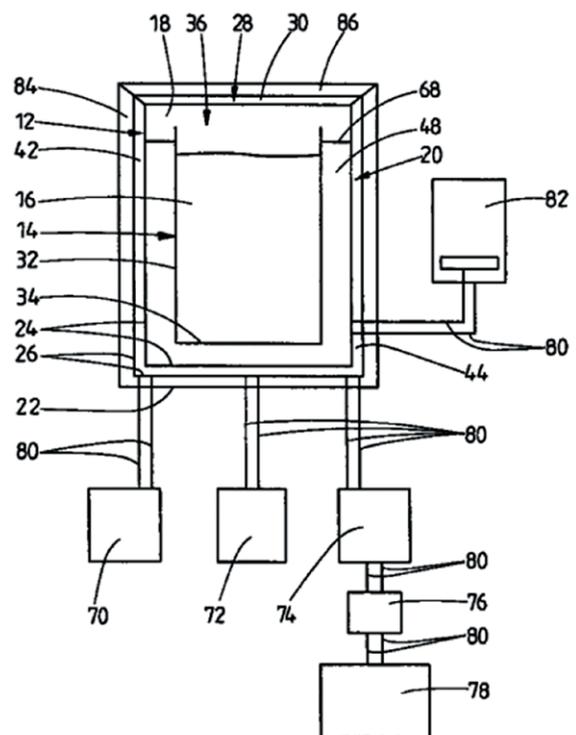
■ Mikrowelle

Zur Umsetzung der Biomasse zu Leichtölen oder gasförmigen Stoffen verwendet die DE 10 2009 033 216 A1 ein mikrowelleninduziertes Mikroplasma. Dazu wird die Biomasse, die aus Stroh, Holz oder anderen nachwachsenden Rohstoffen, oder sonstigen kohlenwasserstoffhaltigen Reststoffen, wie Kunststoffabfällen, besteht, mit einem zeolitischen Katalysator zu Pellets verpresst und mit Mikrowellen bestrahlt. Durch die homogene Erhitzung der Pellets werden die Moleküle des Ausgangsmaterials im Reaktor depolymerisiert. Die entstehenden Produkte werden abgeführt und destilliert, und können

somit den geltenden Spezifikationen angepasst werden. Durch die Destillations- und Desorptionschritte können Schwefel und sonstige Verunreinigungen entfernt werden. Der verbleibende Reststoff, der etwa 10–20 Vol% beträgt, wird in den Kreislauf zurückgeführt. Zur Erwärmung der gesamten Reaktionsmasse dient ein zusätzlicher Ölkreislauf, der aus dem angeschlossenen Blockheizkraftwerk mit Energie versorgt wird.

■ Hydrothermalverfahren

Zur hydrothermalen Carbonisierung von Biomasse wird die Biomasse mit Wasser und Zusatzstoffen, insbesondere Katalysatoren wie Zitronensäure, in einen Druckbehälter eingebracht und erhitzt. Die DE 10 2011 014 208 A1 verwendet dazu einen doppelwandigen Reaktor mit einem Hohlraum 42, in den ein Thermomedium 44 zur Aufheizung des Innenraums 18 eingeleitet wird (Figur 1). Im Innenraum befinden sich das organische Material, Wasser und Zusatzstoffe. Der Innenraum ist gegenüber der Umgebung druckfest abdichtbar. Der Innenbehälter ist als Ganzes entfernbar, so dass die Reinigung außerhalb des Druckbehälters 12 erfolgen kann. Währenddessen kann ein wei-

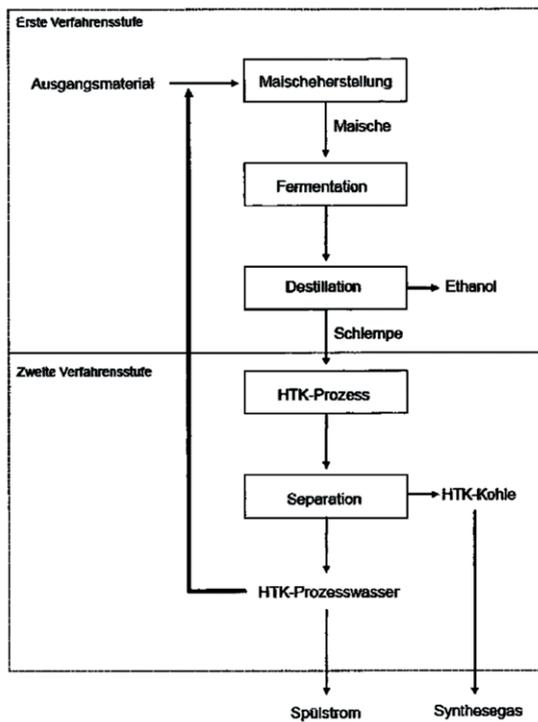


Figur 1: Doppelwandiger Reaktor mit Thermomedium im Hohlraum 42 (aus DE 10 2011 014 208 A1).

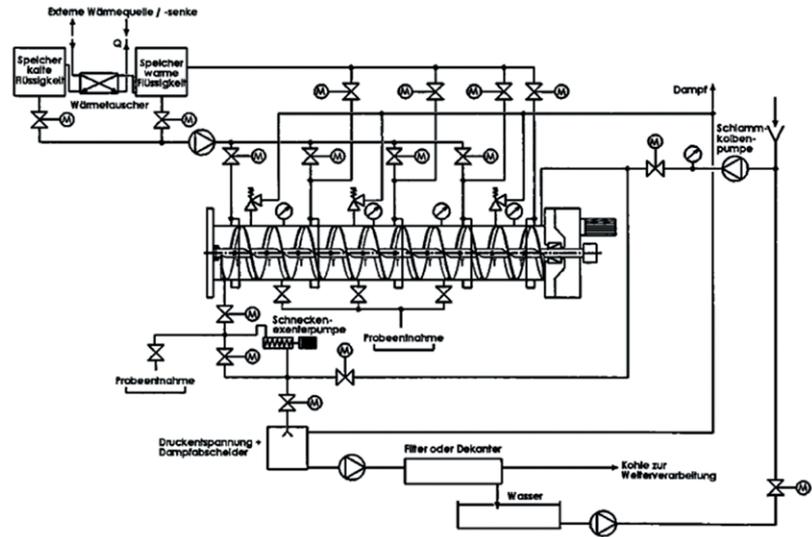
terer Innenbehälter eingesetzt werden, was zu einer höheren Auslastung des Druckbehälters führt. Als Produkt entsteht in erster Linie Synthesegas, das weiterverarbeitet werden kann.

Die DE 10 2009 007 302 A1 (siehe Figur 2) schlägt vor, einen als Rohrleitung ausgebildeten Druckreaktor mit Förderschnecke zu verwenden. Biomasse, Wasser und Katalysator werden durch die Rohrleitung transportiert, reagieren miteinander und das Reaktionsprodukt wird mittels einer Auslassöffnung entnommen. So kann die hydrothermale Carbonisierung als kontinuierliches Verfahren betrieben werden. Als Produkt entsteht Kohle, die durch Vergasung zu Kraftstoffen weiterverarbeitet werden kann.

Bei einer Herstellung gemäß der DE 10 2010 060 656 A1 (vergleiche Figur 3) kommt vor der hydrothermalen Carbonisierung noch eine weitere Verfahrensstufe



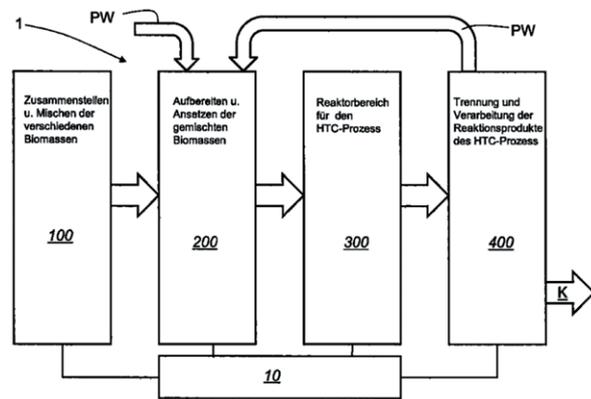
Figur 3: Zweistufiges Verfahren zur Synthesegasherstellung (aus DE 10 2010 060 656 A1).



Figur 2: Als Rohrleitung ausgebildeter Druckreaktor mit Förderschnecke (aus DE 10 2009 007 302 A1).

hinzu. Dazu wird aus der Biomasse und Wasser eine Maische hergestellt. Mikroorganismen wandeln die Kohlenhydrate aus dieser Biomasse in Alkohol um, woraus mittels Destillation Ethanol gewonnen wird, der ebenfalls als Kraftstoff eingesetzt werden kann. Die verbleibende Schlempe des Fermentationsprozesses wird mittels Druck und Temperaturen von 180–250 °C behandelt. Daraus entsteht zunächst HTC-Kohle, die zu Synthesegas umgesetzt wird, das weiterhin zu Kraftstoffen umgesetzt werden kann. Das anfallende Prozesswasser dieser zweiten Verfahrensstufe wird wieder der ersten Verfahrensstufe zugeführt.

In der DE 10 2010 000 576 A1 und in der DE 10 2010 000 580 A1 (siehe Figur 4) wird ein System zur hydrothermalen Carbonisierung beschrieben, wobei die



Figur 4: Hydrothermale Carbonisierung mit verschiedenen Biomassen (aus DE 10 2010 000 580 A1).

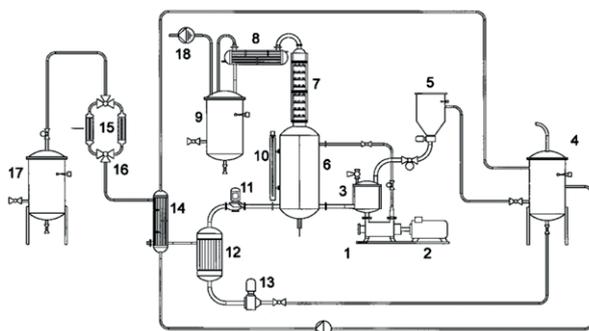
unterschiedlichen Typen an Biomasse auf Fremd- oder Schadstoffe untersucht und anschließend in einem Reaktor vermischt werden, so dass ein vordefinierter Anteil an Fremdstoffen nicht überschritten wird. Danach wird die so gemischte Biomasse unter Druck und erhöhten Temperaturen behandelt, so dass als Reaktionsprodukt Kohle oder Synthesegas entsteht, welches zu Kraftstoffen weiterverarbeitet werden kann.

■ Katalytisch drucklose Verölung

Die Alternative zum Hydrothermalverfahren ist eine drucklose Aufarbeitung der Biomasse wie in Figur 5 aus der DE 10 2010 018 320 A1 gezeigt wird. Dazu werden Biomasse und schwefelhaltiger Dieselkraftstoff aus dem Tank 4 mit Kalk und einem Katalysator im Reaktionsbehälter 6 erwärmt, wobei die Biomasse dann gleichzeitig als Lieferant für naszierenden Wasserstoff dient. Durch den naszierenden Wasserstoff werden die Reststoffe mittels eines Katalysators hydriert, der Schwefel reagiert zu Schwefelwasserstoff und wird mittels Kalkmilch ausgefällt. Die entstehenden gasförmigen Produkte werden über die Destillationskolonne 7 abgeführt und in den Leichtfraktionsbehälter 9 geleitet. Anschließend können diese Gase zur Energiegewinnung herangezogen werden. Die nicht flüchtigen Produkte werden unten aus dem Reaktionsbehälter 6 über einen Filter 12 geleitet, in den Reinproduktbehälter 17 gepumpt und können als Kraftstoffe verwendet werden.

■ Autokatalytisch drucklose Verdampfung

Die DE 10 2009 030 809 B3 und die DE 10 2010 014 768 A1 (vergleiche Figur 6) offenbaren eine Erwärmung von Biomasse mit Schweröl auf unter 500 °C ohne

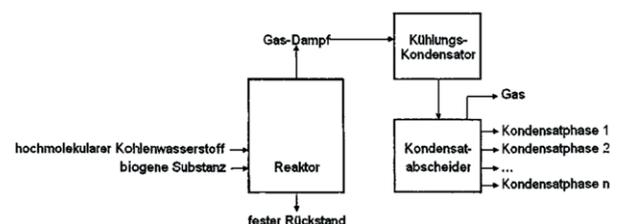


Figur 5: Anlage zur katalytisch drucklosen Verölung, mit Reaktionsbehälter 6 und Leichtfraktionsbehälter 9 (aus DE 10 2010 018 320 A1).

weitere Zugabe eines Katalysators. Die zerkleinerte und getrocknete Biomasse wird in einen Reaktor eingebracht, in dem sich bereits beheiztes Schweröl befindet. Dadurch wird die Biomasse schnell auf Reaktionstemperatur gebracht. Die flüchtigen Reaktionsprodukte werden abgezogen, gekühlt und kondensiert. Die nicht kondensierbaren Gase werden aufgefangen und zur Energiegewinnung für den Prozess verwendet. Das aufgefangene Kondensat trennt sich in eine hydrophobe und eine hydrophile Phase, wobei die hydrophobe Rohölphase weiterverarbeitet wird und als Kraft- oder Brennstoff eingesetzt wird.

■ Weiterverarbeitung des Synthesegases

Sofern die Biomasse nicht direkt verflüssigt wurde, muss das entstandene Synthesegas von Staubpartikeln beziehungsweise sonstigen Fremdstoffen und -gasen gereinigt und einer Wassergas-Shift-Reaktion unterzogen werden. Anschließend wird das Gas mittels Fischer-Tropsch-Synthese zu Kraftstoffen verarbeitet. In der DE 10 2011 014 971 A1 und in der DE 11 2010 001 421 T5 (siehe Figur 7) wird der Synthesegasstrom mit einem Wassergas-Shift-Katalysator in Gegenwart von Wasser beziehungsweise Dampf in Kontakt gebracht, von stickstoff- und schwefelhaltigen Verbindungen befreit, das noch vorhandene Kohlendioxid entfernt, dann das Molverhältnis H_2/CO angepasst und mittels Katalysator in Kohlenwasserstoffe umgewandelt. Die entstandenen Produkte können fraktioniert werden und die einzelnen Fraktionen als Diesel oder Naphtha et cetera eingesetzt werden. Der große Vorteil ist, dass die entstanden Produkte im Wesentlichen schwefel- und stickstofffrei sind.



Figur 6: Schema der Anlage für die autokatalytisch drucklose Verdampfung (aus DE 10 2010 014 768 A1).

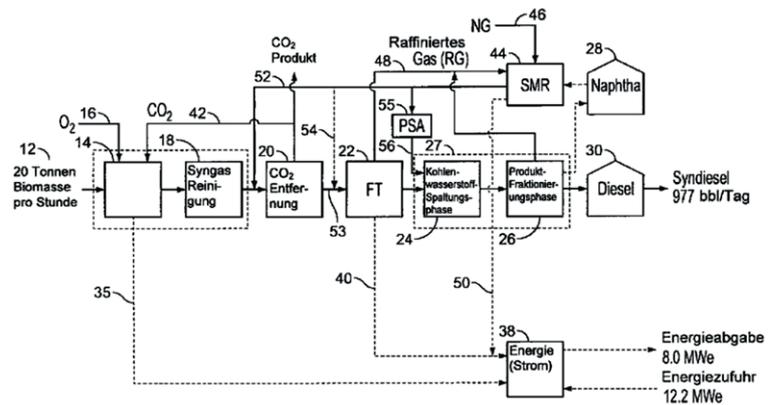
3 Fazit

Die Bewertung der einzelnen Biokraftstoffarten im Hinblick auf Treibhausgaseinsparung, Investitionskosten und tatsächlichen Einsatzmöglichkeiten ist im Allgemeinen schwierig [14]. Insbesondere die Kohlendioxideinsparung unterliegt regionalen Aspekten. So lange der Rohstoff vor Ort angebaut werden kann, ohne dass große Mengen Dünger beziehungsweise Pflanzenschutzmittel und weite Transportwege nötig sind, kann eine hohe Kohlendioxideinsparung erreicht werden. Des Weiteren ist es ökonomisch und ökologisch sinnvoll, wenn die ganze Pflanze zu Kraftstoff umgewandelt werden kann und diese ursprünglich nicht als Nahrungsmittel dient. Gleichzeitig sollte die Pflanze auf Flächen wachsen, die nicht für den Nahrungsmittelanbau genutzt werden können. Diese Anforderungen treffen am ehesten noch auf Algenkraftstoffe zu, da die Bioreaktoren im Prinzip überall aufgestellt werden können, wo genug Sonne, Wasser – auch Schmutz- oder Salzwasser – und Kohlendioxid zur Verfügung stehen. Derzeit werden sie nur in Versuchsanlagen gezüchtet. Des Weiteren treffen die genannten Anforderungen auf BtL-Kraftstoffe zu, sofern diese tatsächlich nur aus Reststoffen gewonnen werden. Doch auch hier gibt es derzeit nur eine Pilotanlage am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) [15, 16]. Eine weitere Demonstrationsanlage für BtL-Kraftstoffe in Freiberg ist nach der Insolvenz von Choren durch den Lindekonzern übernommen worden [17]. Es wird demnach noch eine gewisse Zeit dauern, bis Biokraftstoffe eine Alternative zu fossilen Kraftstoffen bilden. Gegenwärtig ist die Herstellung von Biokraftstoffen im Allgemeinen subventioniert, trotzdem sind die Herstellungskosten immer noch sehr hoch [14], so dass erst ein steigender Rohölpreis und effizientere Herstellungsverfahren Biokraftstoffe konkurrenzfähig machen. Nur durch die weitere Verwen-

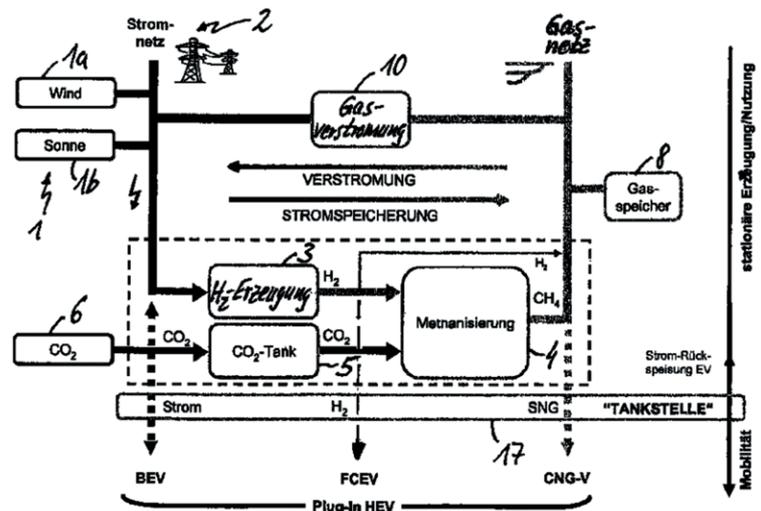
dung von Reststoffen als Tierfutter oder zur Herstellung von Biogas, durch effizientere Anbaumethoden der Rohstoffe und durch Optimierung der Prozesse können Biokraftstoffe wettbewerbsfähig werden [18].

4 Ausblick

Durch die Kombination von verschiedenen Mobilitätsmodellen – wie Elektroauto, Wasserstoffauto, gasbetriebenes Auto und durch Biomasse erzeugte Kraftstoffe – mit stationärer Energieerzeugung aus Biomasse, Wind- und Sonnenenergie kann ein Modell für die Energieerzeugung und die derzeit schwierige Stromspeicherung erreicht werden. Wie in Figur 8 aus der DE 10 2009 018 126 A1 beschrieben, wird elektrischer



Figur 7: Verfahren zur Biomassevergasung und Dieselproduktion mit integrierter Energiegewinnung (aus DE 10 2011 014 971 A1).



Figur 8: Energieversorgungssystem mit regenerativen Energien und Stromspeicherung (aus DE 10 2009 018126 A1).

Strom durch Windkraft- und Solaranlagen erzeugt. Zudem wird Kohlendioxid aus Biomasse gewonnen, welches zu Synthesegas umgewandelt wird. Bei Bedarf wird weiterer Wasserstoff mittels des aus Windkraft- und Solaranlagen gewonnenen Stroms durch Elektrolyse von Wasser erzeugt. Der dabei entstehende Sauerstoff kann in den Vergasungsreaktor der Biomasse eingeführt werden, während überschüssiger Wasserstoff für den Betrieb von Wasserstoffautos verwendet werden kann. Das Synthesegas reagiert entweder zu Methan, was ins Gasnetz eingespeist werden oder in einem Gasspeicher zwischengelagert werden kann. Es könnte auch für die Betankung von Erdgasfahrzeugen zur Verfügung stehen. Das Synthesegas kann ebenfalls in flüssige Kraftstoffe umgewandelt werden, um herkömmliche Fahrzeuge damit zu betanken. Das gespeicherte Methan im Gasspeicher kann bei Bedarf in das Gasnetz eingespeist werden oder aber auch verstromt werden. Hierbei treten hohe Verluste auf [19]; aber es ist eine Möglichkeit den nicht kontinuierlich aus regenerativen Energien erzeugbaren Strom zu speichern.

In der DE 10 2011 106 622 A1 ist ein weiteres System zur Erzeugung und Speicherung von verschiedenen Energien offenbart. Der aus regenerativen Energien erzeugte Strom wird entweder gleich in das Stromnetz eingespeist oder für die Elektrolyse von Wasser eingesetzt, wobei der Wasserstoff zunächst in einem Tank zwischengespeichert wird. Der Wasserstoff kann ebenso in Form von Ammoniak gespeichert werden, das zum Beispiel als Grundchemikalie in der Düngemittelindustrie Verwendung findet. Der Wasserstoff kann aber auch direkt zum Betanken von Fahrzeugen oder zur Herstellung von Synthesegas aus Biomasse genutzt werden, welches wiederum zur Herstellung von Kraftstoffen oder zur Wärmeerzeugung in Haushalten verwendet werden kann. Durch die Strategie, Strom- und Kraftstofferzeugung sowie -speicherung bei gleichzeitiger Energieeinsparung zu koppeln, kann mittel- oder langfristig eine Energie- und Kraftstoffversorgung mit geringerer Beteiligung fossiler Brennstoffe – oder sogar ohne diese – erreicht werden.

Literaturverzeichnis

- [1] Richtlinie 2009/28/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Hrsg.): Zahlen und Fakten; Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklungen; Letzte Aktualisierung 06.02.2013.
URL: www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten/gesamtausgabe.html [abgerufen am 05.04.2013]
- [3] BP: BP Statistical Review of World Energy, Juni 2012
- [4] FLASCHKE, T.: Biomasse getankt? Die Anpassung der Motorsteuerung an die momentan vorliegenden Kraftstoffeigenschaften. In: DPMA – Erfinderaktivitäten 2009
- [5] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (Hrsg.): Biokraftstoffe – Eine vergleichende Analyse, Gützlów 2009
- [6] VERTÈS, A.; [et al.] (Hrsg.): Biomass to Biofuels. Chichester: John Wiley & Sons, 2010. Kap. 1. – ISBN 978-0-470-51312-5
- [7] Norm DIN EN 590 Mai 2010. Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Dieselkraftstoff – Anforderungen und Prüfverfahren
- [8] RARBACH, M.; SÖLTL, Y.: Zellulose-Ethanol aus Agrar-Reststoffen. In: MTZ – Motortechnische Zeitschrift, Vol. 74, 2013, Nr. 4. – ISSN 2192-8843
- [9] Bundesministerien für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV), für Bildung und Forschung (BMBF), für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (Hrsg.): Roadmap Bioraffinerien, 2012
- [10] Norm DIN EN 228 Januar 2013. Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren
- [11] MOUSDALE, D.: Introduction to Biofuels. Boca Raton: CRC Press, 2010. Kap. 1. – ISBN 978-1-4398-1207-5

- [12] EADS: Erste Flüge weltweit mit reinem Biotreibstoff aus Algen. 2010 – Firmenschrift
- [13] GOHO, A. M.: Bakterien produzieren Butanol. In: Technology Review, 2008, Nr. 5. – ISSN 1613-0138
- [14] STAHLSCHMIDT, R. [et al.]: Ermittlung spezifischer Kosten und ökologischer Auswirkungen der Erzeugung von BtL-Kraftstoffen. In: Erdöl Erdgas Kohle, Vol. 126, 2010, Nr. 10. – ISSN 0179-3187
- [15] DINJUS, E.; DAHMEN, N.: Das Bioliq-Verfahren – Konzept, Technologie und Stand der Entwicklung. In: MTZ – Motortechnische Zeitschrift, Vol. 71, 2010, Nr. 12. – ISSN 2192-8843
- [16] VIETH, T. (Hrsg.): Bioliq-Pilotanlage: Hochdruck-Flugstromvergasung erfolgreich in Betrieb. In: Erdöl Erdgas Kohle, Vol. 129, 2013, Nr. 4, S. 130. – ISSN 0179-3187
- [17] VIETH, T. (Hrsg.): Linde Engineering Dresden erwirbt die von Choren entwickelte Carbo-V-Technologie. In: Erdöl Erdgas Kohle, Vol. 128, 2012, Nr. 3, S. 101. – ISSN 0179-3187
- [18] KNEBEL, A.: Biokraftstoffe – Rahmenbedingungen, Klima- und Umweltbilanz, Marktentwicklungen. In: Renewes Spezial, Vol. 54, Januar 2012
- [19] STERNER, M. [et al.]: Speichertechnologien als Lösungsbaustein einer intelligenten Energieversorgung – Fokus Strom-Gasnetzkopplung. In: E-World energy & water, Essen, 2011

Energiespeicherung – eine besondere Herausforderung für erneuerbare Energien, am Beispiel von Windenergieanlagen

Dipl.-Ing. Mario Liebschner, Patentabteilung 1.15

Die Energiewende ist beschlossen. Im Jahr 2022 soll das letzte Kernkraftwerk in Deutschland vom Netz genommen werden [1]. Erneuerbare Energien, die Wind, Wasser oder Sonne nutzen, sollen dann 35 % des benötigten Strombedarfs des Industriestandorts Deutschland decken. Langfristig sollen 80 % des deutschen Strombedarfs aus Wind erzeugt werden, sagen Visionäre.

Die Schwankungen der Stromproduktion durch erneuerbare Energien stehen jedoch meist nicht im Einklang mit dem Verhalten der Stromverbraucher. Zeiten mit einem Überschuss an Strom und Zeiten mit einem Überbedarf an Strom sind die Folge. Dies temporär auszugleichen und Ausfälle zu verhindern, wird immer mehr eine herausfordernde Aufgabe sein. Die Energiespeicherung wird in Zukunft mehr dazu beitragen müssen. Dieser Beitrag gibt einen Überblick über den derzeitigen Stand der Energiespeicher.

1 Einleitung

Im Jahr 2012 lag der Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien am gesamten Stromverbrauch bei etwas über 20 %. Das sind über 136 Milliarden kWh. Die über 20 000 in Deutschland betriebenen Windkraftanlagen haben davon 50 Milliarden kWh in die Netze eingespeist.

Wind, Wasser oder Sonne – die erneuerbaren Energien sind wetterabhängige Erzeugungstechniken und somit starken Schwankungen unterworfen. Das Stromnetz dagegen ist sehr sensibel und verkraftet nur geringe Schwankungen. Es kann keine Energie speichern, das heißt es muss zu jeder Zeit genauso viel Strom produziert oder eingespeist werden wie entnommen wird. Das intelligente Stromnetz, „Smart Grid“ ist als eine Lösung bereits in der Erprobung. Um den Bedarf gleichmäßiger zu verteilen, erfolgt eine zeitliche Steuerung einzelner Verbraucher wie Kühlschränke oder Waschmaschinen in Abhängigkeit von der Stromproduktion.

Die Energiespeicherung wird ebenfalls als Lösungsansatz verfolgt. Das Ziel für beispielsweise die Kombination „Wind plus Energiespeicher“ wäre, die Überproduktion zu speichern und wieder abrufbar zu machen, wenn zum Beispiel eine längere Windflaute herrscht. An der Speicherung von Windkraftenergie wird schon seit über 100 Jahren gearbeitet und geforscht. Die durch die Windkraft dem Wind entnommene Energie wird dabei in elektrische, mechanische oder auch chemische Energie umgewandelt und einem Speicher zugeführt. Durch die teilweise notwendige Transformation sind die erzielbaren Wirkungsgrade sehr unterschiedlich. Die Spanne reicht von 30 % bis über 90 % Wirkungsgrad. Gravierende Unterschiede gibt es ebenfalls in der möglichen Kapazität der einzelnen Technologien, die eine Energie von einigen Kilowattstunden bis Megawattstunden speichern können.

2 Anwendungen verschiedener Technologien zur Energiespeicherung

2.1 Überblick

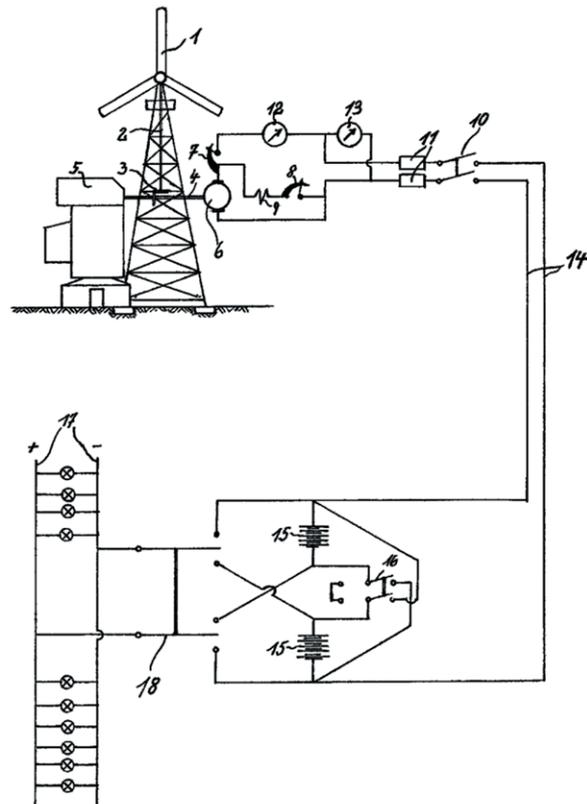
Nachfolgend soll ein Überblick über die verschiedenen Arten von Speichertechnologien für den von Windkraftanlagen produzierten Strom aufgezeigt werden. Dabei wurde eine Unterteilung vorgenommen, die sich nach der möglichen Dauer der Energieentnahme aus dem Speicher richtet, also nach der Speicherkapazität. Die Speicherung von Energie für eine Entladezeit von einer bis mehreren Stunden stellt dabei einen kurzen Zeitraum dar und von einem bis zu mehreren Tagen einen mittelfristigen Zeitraum. Als Speicherung der Energie über einen langen Zeitraum wird eine Technologie angeführt, welche die Energie beispielsweise über mehrere Monate, beziehungsweise saisonal, speichern und abrufen kann. Die aufgeführten Technologien können sich durch neue Entwicklungen in den aufgeführten Grenzen der einzelnen Anwendungen verschieben. Neue Kapazitäten in Verbindung mit verbesserten Anwendungen und innovativen Lösungen können in Zukunft dazu führen, dass das Speichervolumen enorm erweitert wird.

2.2 Anwendungen für einen kurzen Speicherzeitraum

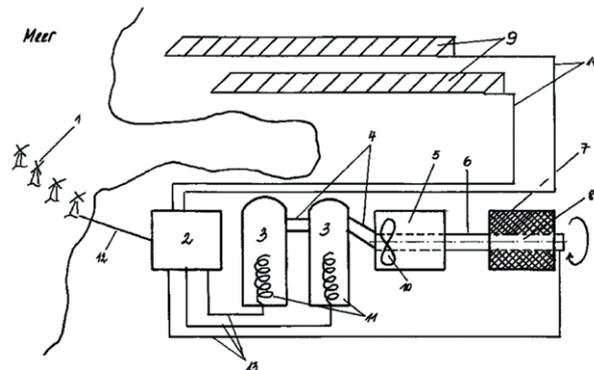
Die direkte Speicherung von elektrischer Energie hat den Vorteil, dass die Energie nicht erst in eine andere Energieform transferiert und später wieder zurück gewandelt werden muss. Kondensatoren, Spulen und Batterien können hierbei zur Anwendung kommen. Kondensatoren und Spulen haben mit über 90% einen sehr hohen Wirkungsgrad, sind bisher aber bezüglich ihrer Speicherkapazität nur von geringer Bedeutung. Eine übliche Speicherform sind Batterien. Sie sind größtenteils für kurzfristige Anwendung gedacht. Lithium-Ionen-Batterien oder Redox-Flow-Batterien haben bei annähernd gleichem Wirkungsgrad eine Speicherkapazität von circa dem 1 000-fachen gegenüber Kondensatoren und Spulen. Akkumulatoren haben bezüglich der Anzahl an Ladezyklen allerdings nur eine begrenzte Haltbarkeit. Ebenso ist das Vorkommen an den benötigten Metallen für diese Batte-

rien begrenzt, weil häufig sogenannte „Seltene Erden“ verwendet werden.

Eine frühe Anwendung von Akkumulatoren bei Windenergieanlagen zeigt die Figur 1. Ein Akkumulator wird über einen von Windkraft angetriebenen Generator geladen. Im Bedarfsfall, also beispielsweise bei einer Windflaute, wird der Generator als Motor für eine Mühle eingesetzt und dabei vom Akkumulator gespeist.



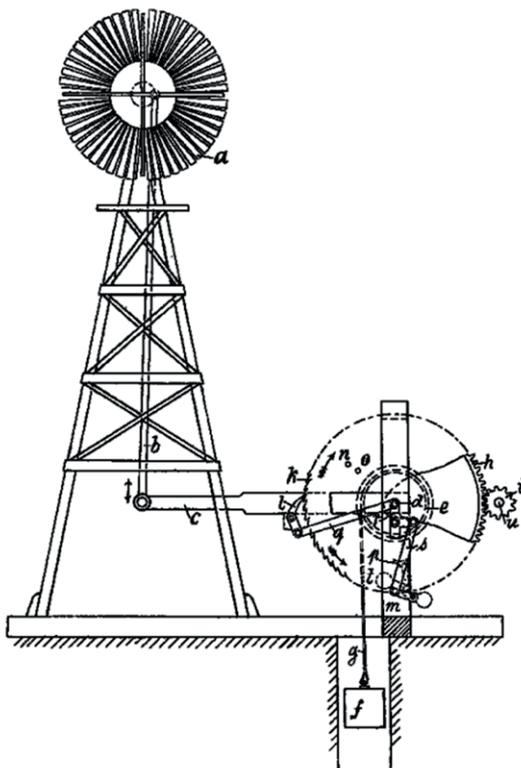
Figur 1: Speicherung in einem Akkumulator für einen gleichmäßigen Lauf (DE 870 680 B, anno 1943).



Figur 2: Speicherung der Windenergie in Großakkumulatoren und Freisetzen über eine Dampfturbine (DE 10 2009 010 499 A1).

Selbst Großbatterien mit einer Kapazität von mehreren MWh eignen sich nur bedingt für größere Strommengen über einen längeren Zeitraum. Sie werden überwiegend für die kurzzeitige Überbrückung von Stromschwankungen oder Ausfällen eingesetzt. Die Figur 2 zeigt eine solche Anwendung. Die Großbatterie ist in Form eines Akkumulatoren-Akku-Hauses 2 ausgebildet und zwischen den Off-Shore-Windrädern 1 und einem Verbraucher in Form großer Wassertanks 3 angeordnet.

Statt elektrische Energie zu speichern, kann auch potentielle Energie gespeichert werden. Jede Masse, die in ihrer vertikalen Lage veränderbar ist, ist in der Lage Energie zu speichern. Aus diesem Grunde wurde schon früh daran gedacht, schwere Massen mit Hilfe von Windkraftanlagen anzuheben und im Bedarfsfall diese Energie wieder abzurufen. Die Figur 3 zeigt ein Windrad a mit dessen Hilfe eine Masse f angehoben wird, wodurch ihr potentielle Energie zugeführt wird. Bedingt durch den Aufbau ist diese Anlage zwar effizient und mit einem hohen Wirkungsgrad versehen, aber lediglich für kleinere Energiemengen im gesamten System einsetzbar.

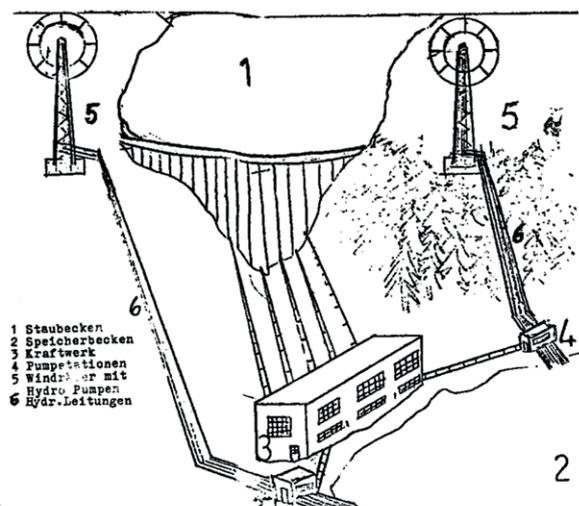


Figur 3: Nutzung potentieller Energie durch das Anheben einer Masse durch den Antrieb eines Windrades (DE 113 580 A, anno 1899).

2.3 Anwendungen für einen mittelfristigen Speicherzeitraum

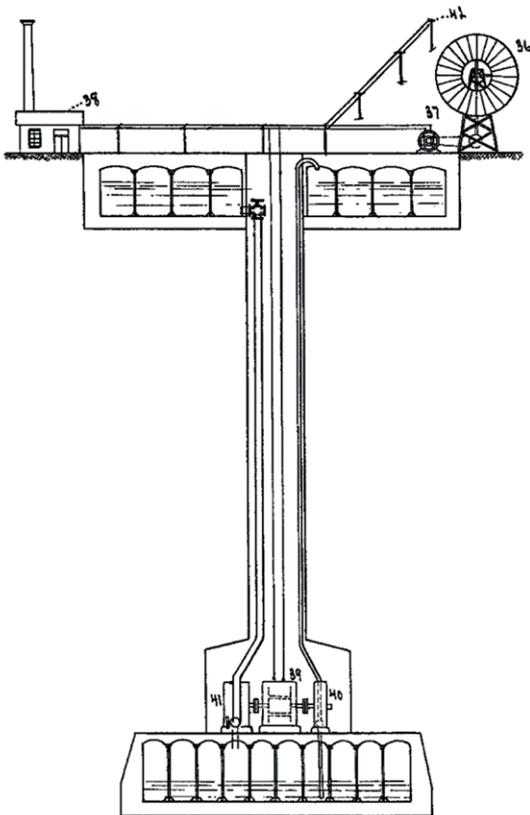
Das klassische Beispiel für eine Speicherung beziehungsweise Abgabe der Energie für einen längeren Zeitraum ist das Pumpenspeicherkraftwerk. Dieser Anlagentyp wird schon seit Jahrzehnten erfolgreich eingesetzt. Es ist der derzeit gängigste großtechnisch verfügbare Stromspeicher. Die Figur 4 zeigt hierzu ein Anwendungsbeispiel. Wasser wird dabei vom tiefer gelegenen Speicherbecken 2 durch die Windkraftträder 5 in das höher gelegene Staubecken 1 gepumpt und dort gespeichert. Bei Bedarf werden die Leitungen geöffnet und das Wasser fließt über das Kraftwerk 3 vom Staubecken 1 zum Speicherbecken 2, wobei Strom erzeugt wird. Ein Beispiel dafür ist das Schluchseekraftwerk im Schwarzwald. Dieses Pumpenspeicherkraftwerk arbeitet nach folgendem Prinzip: Wassermassen werden, wenn ein Stromüberschuss vorhanden ist, über 400 m bergauf gepumpt. Bei Bedarf an Speicherenergie fließt das Wasser wieder bergab und treibt dadurch die Turbinen zur Stromerzeugung an. Der Ausbau dieser Technologie ist nicht immer unumstritten, wie die aktuelle Diskussion über einen Speichersee auf dem Jochberg zwischen Kochel- und Walchensee zeigt.

Es gibt zudem unterirdische Lösungen für ein Pumpspeicherkraftwerk, wobei beispielsweise ausgediente Kohlestollen oder Salzstöcke, die ebenfalls eine Fall-



Figur 4: Pumpspeicherkraftwerk mit Windrädern (DE 29 48 062 A1).

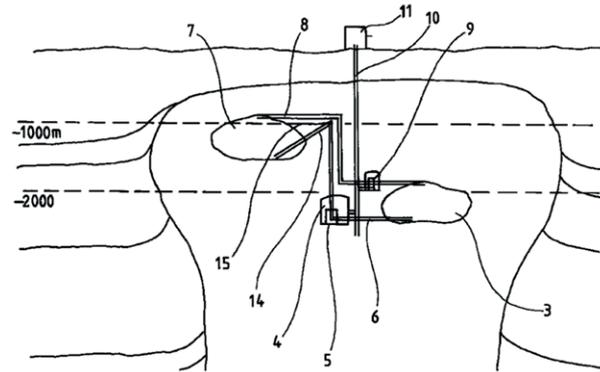
höhe von mehreren 100 m haben können, für die Speicherung potentieller Energie genutzt werden. Die Figur 5 zeigt hier ein sehr frühes Anwendungsbeispiel dieser Technologie. Das obere Staubecken ist an der Erdoberfläche und das untere Speicherbecken in einem Minengang eines ausgedienten Schachtes weit unter der Erdoberfläche angeordnet. Das Windrad 36 treibt über einen Motor 39 eine Pumpe 40 an, die das Wasser vom unteren Speicherbecken in das obere Staubecken pump. Im Bedarfsfall wird das Ventil am oberen Staubecken geöffnet und das Wasser gelangt über das Fallrohr in das untere Speicherbecken, wobei es seine potentielle Energie an die Turbine 41 abgibt und am Generator 39 Strom erzeugt wird.



Figur 5: Speicherung von Wasserkraft in potentieller Energie in einem „ausgedienten“ Bergwerk (DE 215 657 A, anno 1907).

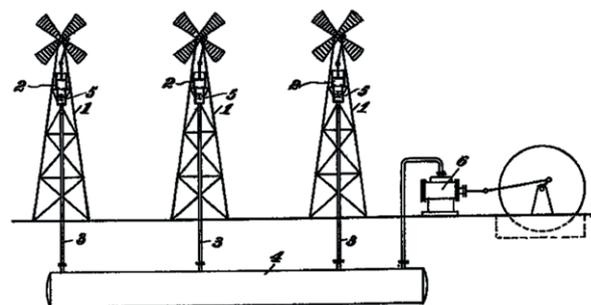
Diese Art der Energiespeicherung weist mit über 80% einen der höchsten Wirkungsgrade auf [2]. Außerdem kann es ohne jegliche Chemie, Luft- und Wasserbelastung betrieben werden. Die bisher genutzte Speicherenergie in Deutschland verwendet fast ausschließlich diese Technik.

Die Figur 6 zeigt eine komplette unterirdische Anwendung. Dabei ist das obere und das untere Staubecken 7 beziehungsweise Speicherbecken 3 in einem ausgedienten Bergwerk oder Salzstock angeordnet und können ebenfalls mehrere 100 m Höhendifferenz aufweisen.



Figur 6: Speicherung von Wasser in Form von potentieller Energie in einem Salzstock mit mehreren hundert Metern Höhenunterschied (DE 10 2006 003 982 A1).

Auch Druckluftspeicher können über einen längeren Zeitraum Energie speichern. Dazu wird Luft sehr hoch verdichtet und in großen Hohlräumen gespeichert, die zumeist unter der Erde liegen. Ein frühes Anwendungsbeispiel zeigt die Figur 7. Die Windräder treiben hierbei direkt Kompressoren 2 an, deren abgegebene Druckluft in einer unterirdischen großen Rohrleitung 4 gesammelt wird und bei Bedarf über eine Druckluftmotor 6 abrufbar ist.



Figur 7: Anlage zur Speicherung von Druckluft (DE 410 948 A, anno 1922).

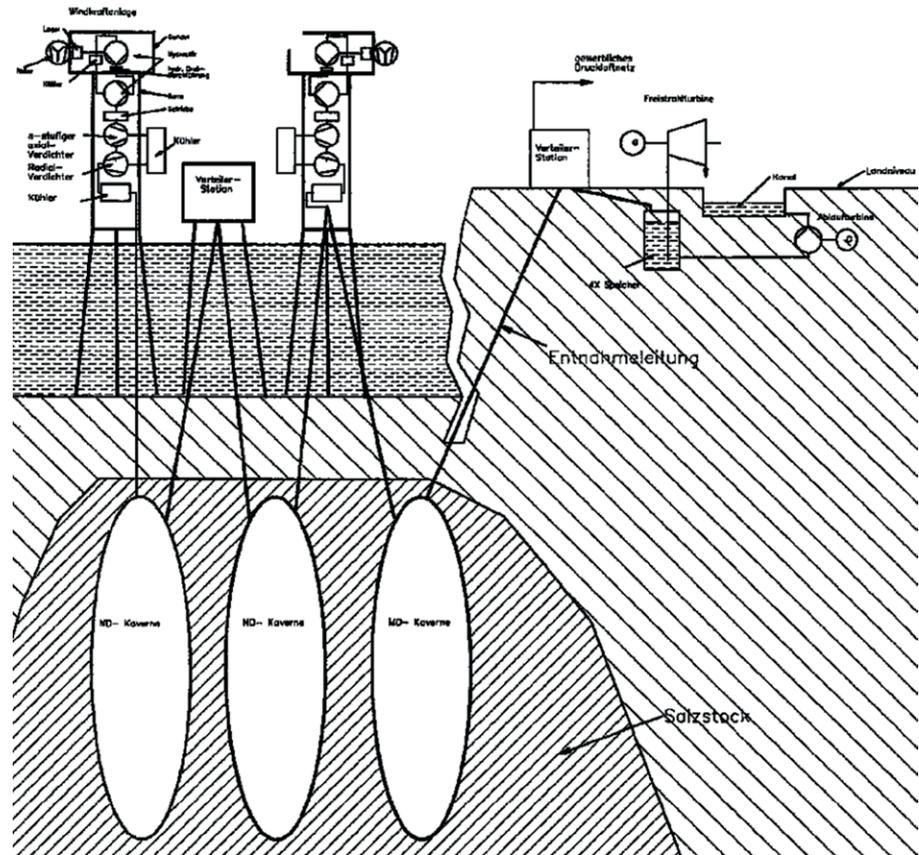
Zur Rückgewinnung dieser Energie wird die komprimierte Luft über Gasturbinen geleitet, die Strom erzeugen. Die Konfiguration eines Druckluftspei-

chers ist bezüglich der Kompressorleistung, der Speicherkapazität und der Gasturbine variabel. So kommen Felskavernen, Aquiferen, Porenspeicher, Bergwerke oder auch Salzstöcke in Frage, die ein geometrisches Speichervolumen von circa 150 Millionen m³ und damit circa 300 MW Speicherenergie haben können. Die Figur 8 zeigt ein mögliches Anwendungsbeispiel dieser Technologie. Mehrere Windräder treiben mehrstufige gekühlte Verdichter an, die ihre Druckluft an große Kammern in Form von Kavernen in einem Salzstock zur Speicherung abgeben. Bei Bedarf kann die Energie dieses Druckluftspeichers abgerufen werden.

Die strömungsdynamischen Prozesse (zum Beispiel: Wärmeverluste und Undichtigkeiten) haben jedoch einen großen Einfluss, dass bisher lediglich ein Wirkungsgrad von durchschnittlich circa 50% erreicht wird.

2.4 Anwendungen für einen langen Speicherzeitraum

Einen größeren Anteil an der gesamten Speicherkapazität verspricht man sich in Zukunft durch die Speicherung von Strom in Form von chemischer Energie mit der sogenannten Power-to-Gas-Technologie. Dabei wird Wasser mit Hilfe von überschüssigem Strom durch Elektrolyse in Sauerstoff und Wasserstoff aufgespalten. Die Gase können anschließend unter anderem in Kavernen nahezu verlustfrei gespeichert werden. Bei Bedarf werden diese Gase dann wieder zusammengeführt und der daraus gewonnene Strom wird ins Netz



Figur 8: Speicherung von Druckluft in einem Salzstock (DE 102 20 499 A1).

einspeist. Diese Technik hat noch den Vorteil, dass Wasserstoff ein hervorragender Brennstoff und leicht transportierbar ist. Er kann überdies auch zum Antrieb von Autos mit Brennstoffzellen genutzt werden. Die Figur 9 zeigt beispielhaft eine Speicherung mit Hilfe der Elektrolyse. Die elektrische Energie der Windräder 1 wird zu einer Elektrolyseanlage 6 geleitet, die nach der Aufspaltung den Sauerstoff und den Wasserstoff in jeweils einem Tank 8 speichert und bei Bedarf an verschiedene Verbraucher 30, 31, 32 zur Stromerzeugung abgibt.

Ein weiterführendes Verfahren erzeugt sogenanntes „Windgas“. Hierbei wird Wasser ebenfalls durch Elektrolyse in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Der Wasserstoff wird anschließend in einem zweiten elektrochemischen Schritt mit dem als „Klimakiller“ kritisierten Treibhausgas Kohlendioxid unter Hilfe eines Katalysators zu Methan oder Ethan synthetisiert. Das Kohlendioxid wird dazu der Luft, Biogasanlagen oder Abgasen entnommen. Das künstliche Ergas hat

eine viel höhere Speicherdichte als Wasserstoff und einen niedrigeren Flüchtigkeitsgrad. Dieses Windgas hat auch den Vorteil, dass es in das bestehende Erdgasnetz ohne Probleme eingespeist und durch bestehende Gaskraftwerke genutzt werden kann. Auch Fahrzeuge, die mit Erdgas fahren, können an Tankstellen mit diesem „Windgas“ versorgt werden.

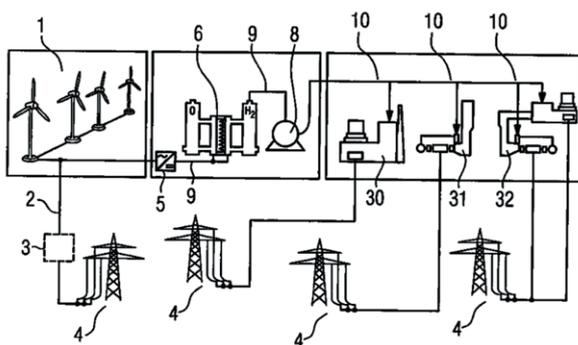
Die Figur 10 zeigt solch ein Anwendungsbeispiel. Eine Windenergieanlage 1a liefert den Strom zur Elektrolyse um Wasserstoff zu erzeugen 3. Von der Biogasanlage 6c wird Biogas anschließend mit dem Wasserstoff zu „Windgas“ methanisiert 4 und zum möglichen Gasspeicher 8 weitergeleitet.

Die Speicherkapazität der bereits vorhandenen Infrastruktur des deutschen Erdgasnetzes ist enorm, so dass mehrere GWh Energie problemlos gespeichert werden können.

Diese Art der Energiespeicherung ist jedoch mit einem Wirkungsgrad zwischen 30 % und 40 % noch nicht sehr effizient, auch wenn damit nur der überschüssige Strom gespeichert würde.

3 Zusammenfassung und Ausblick

Die Speicherung erneuerbarer Energien, speziell von Windkraftanlagen, steht am Anfang ihrer Entwicklung. Neue Technologien müssen teilweise erst vom Labor in brauchbare Lösungen umgesetzt werden. Entwicklungen im Bereich Energiespeicherung sind vorhanden. Das zeigen nicht zuletzt die Patentan-



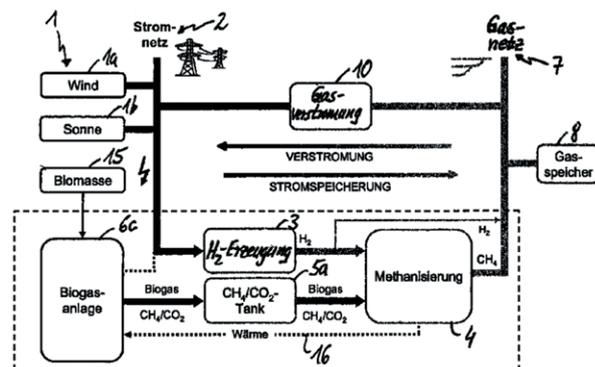
Figur 9: Speicherung von Windkraftenergie durch Elektrolyse (DE 10 2005 046 919 A1).

meldungen auf diesem Gebiet, sei es im kleinen und kurzfristigen Bereich, oder im großen Maßstab über einen langen Zeitraum. Die Umsetzung der einen oder anderen Lösung wird noch dauern, und verantwortungsvolles Handeln wird gefragt sein. Da sich die Rahmenbedingungen im Verbrauch von Strom ständig ändern sind keine realistischen Angaben, wie viel Energiespeicherkapazität ab einem bestimmten Jahr zur Verfügung stehen müssen, möglich.

Als Fazit bleibt festzustellen, dass durch die Nutzung immer komplexerer Technologien, neuer Materialien und eine Erhöhung des Wirkungsgrades, die Energiespeicherung von Strom aus erneuerbarer Energie in Zukunft effektiver möglich sein wird, wenngleich sie nur einen begrenzten Betrag zu unserem Energiebedarf im Verbund mit anderen erneuerbaren Energien liefern wird. Eine möglichst effektive und umweltschonende Energiespeicherung lässt somit auf weitere interessante Erfindungen auf diesem Gebiet hoffen.

Literaturverzeichnis

- [1] Die Bundesregierung: Erneuerbare Energien. URL: www.erneuerbare-energien.de/P632/ [abgerufen am 02.04.2013]
- [2] Deutsche Bank: DB Research, Aktuelle Themen, Natürliche Ressourcen, „Moderne Stromspeicher“, Josef Auer, 31.01.2012. URL: www.dbresearch.de/PROD/DBR_INTERNET_DE-PROD/PROD000000000284196.pdf [abgerufen am 02.04.2013]



Figur 10: Erzeugung von künstlichem Erdgas zur Speicherung (DE 10 2009 018 126 A1).

Elektrofahrzeuge als Energiespeicher für erneuerbare Energien

Dipl.-Ing. Martina Schué, Dr. Helmut Seitz, Patentabteilung 1.32

Energiespeicher von Elektrofahrzeugen bieten sich als Zwischenspeicher von elektrischer Energie an, besonders aufgrund der Schwankungen bei der Erzeugung von regenerativen Energien. Interessant wird diese Art der Zwischenspeicherung, wenn die gesamte Batteriekapazität aller Personenkraftwagen hochgerechnet wird – vorausgesetzt, dass sämtliche Pkws in Deutschland durch Elektrofahrzeuge ersetzt werden; dies würde ungefähr der 10-fachen Kapazität aller deutschen Pumpspeicherkraftwerke entsprechen. Möglich wird dies, weil ein Großteil der Fahrzeuge meistens geparkt ist und durch ein optimiertes Lademanagement erreicht wird, so dass der normale Ladevorgang vorrangig dann stattfindet, wenn ein Überschuss an regenerativer Energie vorliegt. Hierzu werden nachfolgend Gesichtspunkte einiger regenerativer Energiequellen, Formen der Zwischenspeicherung, Abgrenzungen in der dezentralen Energiespeicherung als uni- und bidirektionale V2G (Vehicle to Grid)-Verfahren sowie Kommunikations- und Ladeschnittstellen beleuchtet.

1 Einleitung

Die Emission von Treibhausgasen durch das Verbrennen von fossilen Energieträgern wird allgemein als Hauptursache für die Klimaveränderungen der letzten Jahrzehnte angesehen. Dabei nimmt der Verkehr (Straßen-, Flug- und Schiffsverkehr) mit circa 16% [1] einen signifikanten Anteil an der Emission von Treibhausgasen ein. Ein möglicher Beitrag zur Reduktion der Treibhausgase im Verkehrssektor wäre: Elektro- statt Verbrennungsmotoren einzusetzen. Zum einen weisen Elektromotoren einen deutlich höheren energetischen Wirkungsgrad und damit verbunden geringere Verbrauchskosten pro gefahrenen Kilometer auf [1]; zum anderen sollte der dazu nötige elektrische Strom konsequenterweise nicht aus fossilen Energieträgern, deren Vorrat ohnehin begrenzt ist, erzeugt werden, sondern vorzugsweise aus regenerativen Energiequellen.

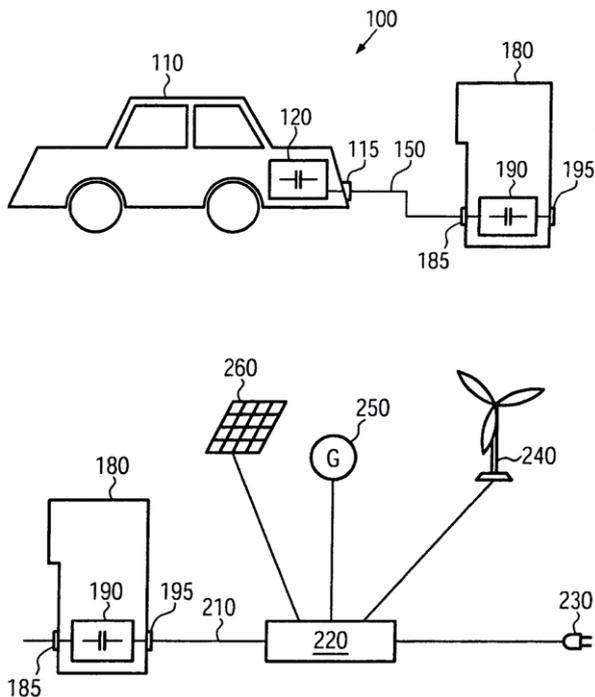
2 Grundlage für eine dezentrale Energiespeicherung

Um zu entscheiden, welche regenerativen Energieformen interessant für die elektrische Ladung von

Elektrofahrzeugen sind, muss der Ort der Energieerzeugung in Betracht gezogen werden:

- Soll das Fahrzeug selbst als Erzeugungsort dienen, so bleiben aus wirtschaftlichen Gründen nur Energiequellen, die das aerodynamische Verhalten des Fahrzeugs möglichst nicht verschlechtern. Da nur Elektrofahrzeuge betrachtet werden, bietet sich damit nur die Solarenergie an. Erweitert man den Kreis der Fahrzeuge auch auf Hybridfahrzeuge, können auch Biogasmotoren oder Vergleichbares ins Auge gefasst werden.
- Sieht man als Erzeugungsort die Ladestation oder im weiteren Sinn das öffentliche Netz vor, kommen alle Arten der regenerativen Energie von der Wasser- oder Windkraft, Solarenergie oder Geothermie sowie nachwachsende Rohstoffe in Betracht. Im Bereich der Ladestation finden daher hauptsächlich Entwicklungen, die als erstes mit regenerativen Energien assoziiert werden, wie Solar- und Windenergie, Anwendung (einen Überblick findet sich in der Druckschrift DE 10 2008 052 827 A1).

In Figur 1a ist eine Ladestation 180 für ein elektrisches Fahrzeug 110 mit einem Energiespeicher 120 dargestellt. Die Ladestation 180 enthält zu dem noch einen elektronischen Zwischenspeicher 190. In Figur 1b ist zu erkennen, dass unterschiedliche Energiequellen, insbesondere eine Windkraftanlage 240 oder eine Photovoltaikanlage 260, die Ladestation mit Strom versorgen.



Figuren 1a und 1b: Speisung eines Zwischenspeichers (190) in Ladestation anhand von regenerativen Energien (aus DE 10 2010 015 758 A1).

Der Ausbau von regenerativen Energieerzeugern (insbesondere Photovoltaik- und Windkraftanlagen) als Ersatz von Verbrennungskraftwerken und Kernkraftwerken führt zu neuen Problemen auf Seiten der Stromnetze: So unterliegen diese Energiequellen sowohl zeitlich als auch örtlich signifikanten Schwankungen, die das Stromnetz ausgleichen muss. Um bei einem plötzlichen starken Überangebot an regenerativ erzeugtem Strom die Stabilität des Stromnetzes aufrecht zu erhalten, stehen verschiedene Optionen zur Wahl. Einerseits kann einfach die Stromerzeugung unterbrochen beziehungsweise reduziert werden (beispielsweise durch das Drehen der Windräder aus dem Wind), oder andererseits kann versucht werden, die überschüssige Energie zwischen

zu speichern. Während die erste Option den Nachteil einer Verschwendung von potentieller Energie aufweist, bedarf es bei der zweiten Option geeigneter Zwischenspeicher, die auch noch zuverlässig durch die unterschiedlichen, lokalen Generatoren erreicht werden müssen.

Seit vielen Jahren werden allgemein Pumpspeicherkraftwerke zum Speichern von elektrischer Energie verwendet [2]. Aufgrund von geographischen Gegebenheiten können Pumpspeicherkraftwerke unter ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten nur in bestimmten Gegenden (zum Beispiel Skandinavien, Alpen) sinnvoll vorgesehen werden. Die räumliche Trennung von Energieerzeugung und Zwischenspeicherung führt zu neuen Herausforderungen an das Stromnetz. Aufgrund des Ausbaus der regenerativen Energiequellen und der damit zu erwartenden Energieschwankungen fehlen Kapazitäten bei den deutschen Pumpspeicherkraftwerken. Die momentane Kapazität beträgt ungefähr 40 GWh, [2], der erwartete Bedarf liegt bei ungefähr 22 TWh [2]. Diese Aspekte führen dazu, dass das Konzept der Energiespeicherung überdacht werden muss.

Die nutzbare Batteriekapazität eines Elektrofahrzeugs beträgt heutzutage zwischen 10 und 20 kWh. Vorausgesetzt, dass sämtliche Pkws in Deutschland (ungefähr 40 Millionen) durch Elektrofahrzeuge ersetzt würden, erhielte man mit einer gesamten Speicherkapazität von ungefähr 0,5 TWh ungefähr die 10-fache Kapazität der deutschen Pumpspeicherkraftwerke, auch wenn nur ein Teil dieser Batteriekapazität zu einem bestimmten Zeitpunkt verfügbar sein würde. Zukünftig ist davon auszugehen, dass die Batteriekapazität der Elektrofahrzeuge signifikant steigen wird, um durch die Vergrößerung der Reichweite deren Akzeptanz zu steigern. Üblicherweise verfügen auch die Ladestationen über einen Zwischenspeicher, so dass auch deren Batteriekapazität als Zwischenspeicher für das gesamte Stromnetz noch hinzuzurechnen ist. Durch die gleichmäßigere räumliche Verteilung der Elektrofahrzeuge über ganz Deutschland im Vergleich zu den schon existierenden oder erst geplanten Orten der Pumpspeicherkraftwerke können Kosten für den Netzausbau im Hinblick auf die Verbindung der Zwischenspeicher an das Stromnetz gespart werden.

Es liegt daher nahe, sich konzeptionell mit dezentraler Energiespeicherung und deren Formen zu befassen. Die dezentrale Zwischenspeicherung bietet sich sowohl auf der Fahrzeugseite wie auf der Ladestationsseite an. Damit bestimmt der Ort des Zwischenspeichers wieder seine Art.

Natürlich gibt es Überlegungen, Schwungräder auf Elektrofahrzeugen zu installieren, allerdings spielen für diesen Einsatzort Gewicht und Abmessungen eine entscheidende Rolle. In Fahrzeugen werden daher neben Brennstoffzellen häufiger aber die klassischen elektrischen und elektrochemischen Energiespeicher als Zwischenspeicher verwendet. Im Bereich der Ladestation dagegen finden sich alle Arten von Energiespeicher und deren Kombinationen. In Figur 2 ist die Verwendung eines Schwungrads 5 in einer Ladestation 1 für ein Elektrofahrzeug 2 dargestellt.

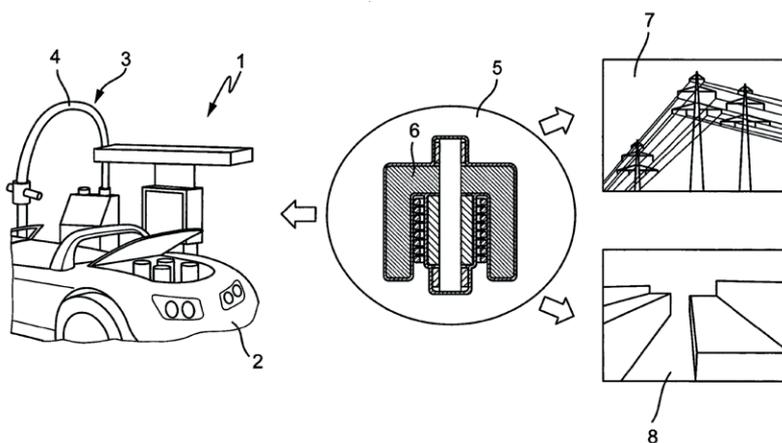
Hinzu kommen Überlegungen wie aus der DE 10 2010 024 278 A1, Batterien, die aufgrund ihres Wirkungsgrades nicht mehr in Elektrofahrzeugen eingesetzt werden können, für diese Aufgabe zu nutzen. Auch wenn diskutiert wurde, dass sich jede Art von regenerativer Energiequelle prinzipiell nutzen lässt, wird in den Druckschriften vornehmlich auf die Energieerzeugung aus Solar- und Windkraft gesetzt. Diese Energieformen bedingen bekanntermaßen eine diskontinuierliche Energiezufuhr und sind durch Zwischenspeicherung auszugleichen. Damit entsteht auch die Möglichkeit einer Schnellladung, indem auf Seiten der Ladestation wie beispielsweise in der DE 10 2010 024 278 A1 zur Ladestromerhöhung der Zwischen-

speicher zum Bereitstellen eines netzunabhängigen Stroms zugeschaltet wird. Ein weiterer Aspekt ergibt sich aufgrund der langen Standzeiten von Fahrzeugen, dass heißt nicht nur aufgrund der Standzeiten, die durch Batterieladung bedingt sind. Es ist davon auszugehen, dass der größte Anteil der Elektrofahrzeuge über die Ladestationen die meiste Zeit mit dem Netz verbunden ist und somit fast ununterbrochen als Zwischenspeicher zur Verfügung steht, wobei selbstverständlich garantiert bleiben muss, dass die Batterien der Elektrofahrzeuge beim geplanten Start voll geladen sind. Durch ein optimiertes Lademanagement sollte erreicht werden, dass der normale Ladevorgang vorrangig dann stattfindet, wenn ein Überschuss an (regenerativer) Energie vorliegt.

3 Energieschnittstellen für unterschiedliche Ladekonzepte

Die Lade- / und Entladeschnittstellen sind für den Einsatz von Elektrofahrzeugen und Ladestationen als dezentrale Zwischenspeicherung schon aus den Überlegungen zur Ladung von Elektro- beziehungsweise Hybridfahrzeugen seit langem bekannt und müssen bezüglich der zu übertragenden Energie nicht angepasst werden. Die damit einhergehende zunehmende Komplexität der Kommunikation wird im nachfolgenden Kapitel 5 Kommunikationsschnittstellen behandelt. Als Hauptursache für die zögerliche Verbreitung von Elektrofahrzeugen werden allgemein die Nachteile der heute erhältlichen Batterien als Antrieb

von Elektromotoren im Vergleich zu konventionellen Verbrennungsmotoren angesehen. Die Nachteile sind beispielsweise folgende: geringere Reichweite bei den heute üblichen Batterien, zusätzliches Gewicht, Einschränkungen in Bezug auf Lebensdauer und Gefahrenpotentiale der Batterien (zum Beispiel Feuergefahr bei Lithium-Ionen-Batterien), höhere Kosten (Anschaffungskosten des Fahrzeugs) und längere Ladezeiten im Vergleich zum Tanken.



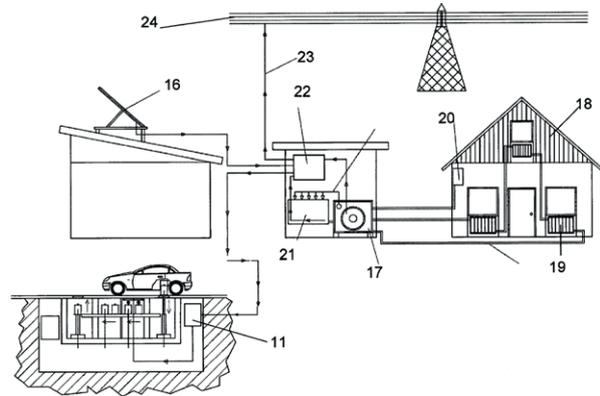
Figur 2: Aufladestation 1 mit Solarzellen und Schwungrad 5 als Energiezwischenspeicher (aus DE 10 2009 055 845 A1).

Bezüglich des Batterieladevorgangs werden unterschiedliche Ansätze verfolgt:

3.1 Batterie-Wechsel-Station

Die Batterien sind nicht fest im Auto eingebaut, sondern können ausgetauscht werden. Zum Laden fährt das Auto trotzdem eine Ladestation an, aber anstelle einer elektrischen Verbindung werden die entladenen Batterien über eine halb- oder vollautomatische Vorrichtung aus dem Fahrzeug entnommen sowie voll geladene Batterien wieder eingesetzt. Dieses Konzept hat den Vorteil, dass im Allgemeinen der Austausch der Batterien wesentlich schneller abläuft als der eigentliche Ladevorgang. Es ist damit fast vergleichbar mit dem Tanken von konventionellen Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren. Ein möglicher Nachteil ist die geringere Flexibilität beim Einbauort der Batterien im Fahrzeug (für einen effizienten Austausch müssen die Batterien gut von außen erreichbar sein) sowie der – im Vergleich zu den klassischen Ladestationen – größere Abstand zwischen den Batterietauschstationen. Dieses kann ein Nachteil bei Berufspendlern sein, die somit jeden Tag ein- bis zweimal extra die Batterietauschstationen anfahren müssen anstelle eines einfachen Plug-in Zuhause oder bei der Arbeit. Zudem müssen im Prinzip doppelt so viele Batterien produziert werden, da zu jeder Batterie im Fahrzeug eine zweite Batterie in der Umtauschstation als Ersatz zum Austausch geladen wird. Bei diesem Verfahren werden in (vergleichsweise wenigen) Ladestationen eine Vielzahl von zum Austausch bereit stehenden Batterien geladen. Die größere Anzahl der Batterien erleichtert die Verwendung der Batterien als Zwischenspeicher für das Stromnetz in Bezug auf die Flexibilität welche Anzahl der Batterien als Zwischenspeicher zur Verfügung stehen. Ein potentieller Nachteil kann die verringerte räumliche Verteilung sein und damit einhergehend ein aufwändigerer Anschluss an das Stromnetz. Dafür müssen die Batterietauschstationen keine oder nur sehr wenige Zwischenspeicher aufweisen. Ein Beispiel zeigt die DE 10 2009 018 180 A1. Das Fahrzeug steht in einer Batterietauschstation 11 (Figur 3). Mittels Solar-Zellen 16 werden in der Batterietauschstation gelagerte Batterien geladen.

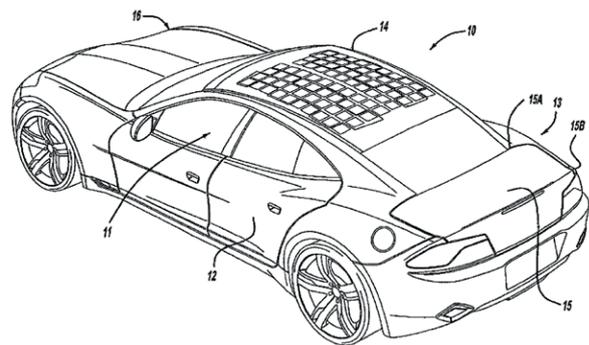
Überschüssiger Strom kann in das Stromnetz 24 abgegeben werden.



Figur 3: Batterieaustauschstation mit Solarzellen (aus DE 10 2009 018 180 A1).

3.2 Solar-Fahrzeuge

Die Batterien werden (zumindest teilweise) durch Photovoltaik-Anlagen auf dem Fahrzeug geladen (Figur 4). Der Vorteil dieser Patentanmeldung ist, dass keine Ladestation angefahren werden muss. Mögliche Nachteile sind der begrenzte Ladestrom durch die vorgegebene Fläche der Sonnenkollektoren sowie die Einschränkungen beim Parken, da das Parken in Garagen beziehungsweise Parkhäusern durch die Beschattung unvorteilhaft ist.

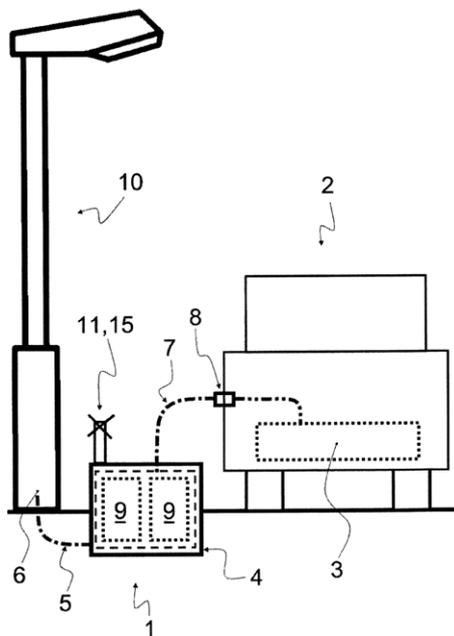


Figur 4: Elektrofahrzeug 10 mit integriertem Solarzellenfeld 14 (aus DE 11 2010 000 733 T5).

3.3 Strom-Tankstelle

Zum Laden fährt das Auto eine Ladestation an und es werden über Kabel beziehungsweise induktiv die Batterien im Auto geladen (Figur 5). Diese Variante

hat den Nachteil, dass insbesondere bei begrenztem Ladestrom längere Ladezeiten im Bereich von einigen Stunden auftreten können. Die Ladestationen müssen daher in einer hohen Dichte zur Verfügung stehen – sei es als Ladetankstelle, privater Hausanschluss oder auch öffentlicher Parkplatz (vergleiche DE 10 2010 024 278 A1). Es bietet sich an, schon gebrauchte Batterien aus Elektrofahrzeugen in den Zwischenspeichern zu verwenden, da diese relativ günstigen Batterien aufgrund der Alterung zwar nicht mehr geeignet sind für Elektrofahrzeuge, aber im Zwischenspeicher der Ladestation noch ausreichend Ladung puffern können.



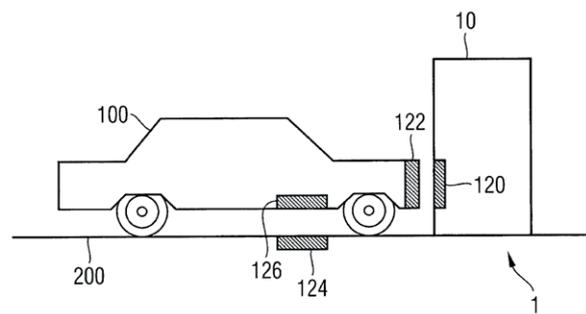
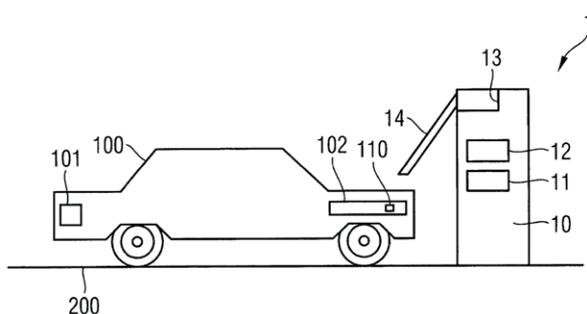
Figur 5: Ladestation 1 mit gebrauchten Batterien 9 als Zwischenspeicher (aus DE 10 2010 024 278 A1).

Bei diesem Konzept ist die Verwendung als Zwischenspeicher für das Stromnetz in soweit eingeschränkt, als dass die Batterie des Fahrzeug beim Antritt der

geplanten Fahrt möglichst voll geladen sein muss. Dies würde bedeuten, dass ein Entladen der Batterie in das Stromnetz zu bestimmten Zeiten ausgeschlossen sein muss. Zudem müsste das Auto fast ununterbrochen mit einer Ladestation verbunden sein, wenn es als Zwischenspeicher dienen soll.

Für die elektrische Verbindung zwischen Ladestation und Fahrzeug bestehen folgende Möglichkeiten:

- **konduktiv** (DE 10 2010 027 670 A1, Figur 6a)
 Zum Laden wird ein Verbindungskabel mit einem Stecker (Plug-in) als Energieübertragungsmittel zwischen Ladestation und Fahrzeug verwendet. Vorteilhaft bezüglich der Handhabung und der Konstruktion ist die gewisse Ähnlichkeit zu dem konventionellen Tankvorgang sowie der Konstruktion von Tanksäulen bei Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren. Da üblicherweise hohe Ladeströme auftreten, sind die Anforderungen in Bezug auf Sicherheit und Schutz der Bediener hoch. Es müssen die Ladestationen Sicherheitssysteme mit Not-Ausschalter, Fehlerstromdetektor und Kurzschlussstrom-Detektor aufweisen, siehe auch DIN-Norm [6].
- **induktiv** (DE 10 2010 027 670 A1, Figur 6b)
 Anstelle eines Verbindungskabels mit Steckern weist die Ladestation eine Primärspule auf, die induktiv die Energie auf eine Sekundärspule am Fahrzeug überträgt. Der Vorteil dieses Ladevorgangs ist ein vereinfachter Ladeanschluss ohne Stecker. Nachteilig ist die Anforderung und Umsetzung einer möglichst genauen Positionierung der Sekundärspule zu der Primärspule. Zudem beschäftigen sich diverse Erfindungen mit dem Problem, wie der Einfluss von Fremdkörper, insbesondere metalli-



Figuren 6a und 6b: Konduktives und induktives Laden eines Elektrofahrzeuges (aus DE 10 2010 027 670 A1).

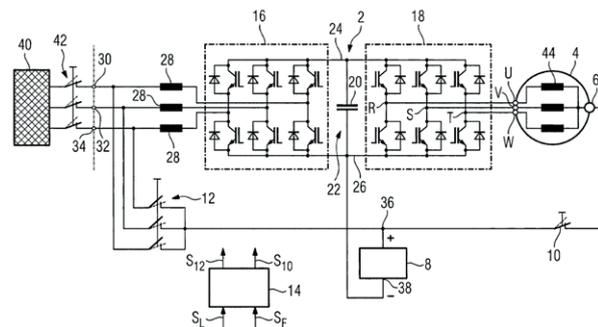
sche Fremdkörper, zwischen beiden Spulenpaaren detektiert werden können, siehe beispielsweise die DE 10 2010 026 780 A1 oder auch die DE 10 2009 033 236 A1.

Ladeschaltungen für das induktive und konduktive Laden (hier aus Wechselspannung) sehen allgemein folgende Elemente vor: Gleichrichtung der Eingangswchselspannung in eine Zwischenkreisspannung und nachfolgende Umwandlung in Ausgangswchselspannung. Die Zwischen-Gleichspannung kann in der Ladestation an einen Zwischenspeicher angeschlossen werden. Für den Gleichspannungsausgang, der insbesondere bei einer Schnellladevorrichtung in Zukunft vorteilhaft sein wird, stellt üblicherweise ein Umrichter oder auch Hochsetz- / Tiefsetzsteller die Gleichspannung auf die gewünschte Spannung ein.

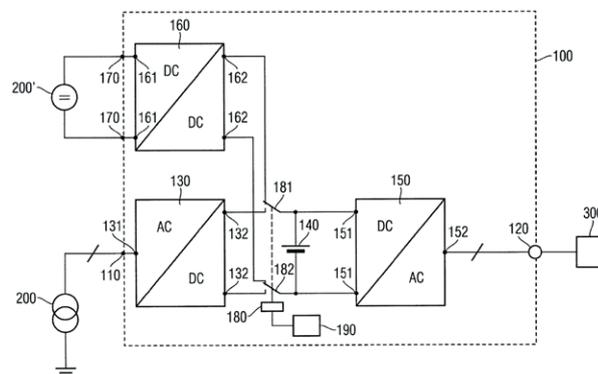
Wenn ein Rückspeisen aus der Batterie in das Versorgungsnetz ermöglicht werden soll, müssen die Umrichter beziehungsweise Gleichrichter eine bidirektionale Eigenschaft besitzen, das heißt sie müssen in beiden Richtungen zum Laden und Entladen betrieben werden können. Für einen möglichst effizienten Betrieb müssen die unterschiedlichen DC/DC und AC/DC-Wandler auf die unterschiedlichen Anforderungen optimiert werden. Zusätzlich ist eine notwendige Voraussetzung, dass neben einem bidirektionalen Energieübertrag auch eine bidirektionale Kommunikation zwischen Ladestation und Fahrzeug sowie zwischen Stromnetzbetreiber und den einzelnen Ladestation vorgesehen sein muss. Aus Kostengründen ist die Möglichkeit eines bidirektionalen Energieübertrages in den Ladestationen heutzutage noch kaum verbreitet, siehe auch [3].

Figur 7 zeigt eine Ladeschaltung im Fahrzeug mit einer Batterie 8, einem Elektromotor 4, einem Gleichrichter 16 und einem Wechselrichter 18. Über den Gleich- und Wechselrichter kann die Batterie 8 geladen werden. Da sowohl der Gleich- als auch der Wechselrichter bidirektional sind, kann auch aus der Batterie in das Netz rückgespeist werden. Für den Fahrbetrieb wird nach einem Schließen der Schalter 12 der Elektromotor aus der Batterie 8 betrieben.

In Figur 8 wird das Laden einer Autobatterie 300 entweder aus dem Netz 200 oder aus einer Photovoltaik-Anlage 200' gezeigt. In der Ladeschaltung 100 wird die Netzspannung mit einem Gleichrichter 130 gleichgerichtet, wobei es ausreichend ist, diesen Gleichrichter mit einer kleinen Ausgangsleistung (1 – 10 kW) vorzusehen, da er den Zwischenspeicher 140 lädt. Dafür weist der Wechselrichter zur Erzeugung der Ladespannung für die Batterie 300 eine größere Ausgangsleistung (10 – 100 kW) aus, um eine sogenannte Schnellladung zu ermöglichen. Der Gleichrichter und auch der Wechselrichter können bidirektionale Eigenschaften haben, so dass die Batterien auch für einen Zwischenspeicher des Stromnetzes verwendet werden können.



Figur 7: Anbindung des Zwischenspeichers 8 an den Zwischenkreis 22; Gleichrichter 16 und Wechselrichter 18 sind bidirektional (aus DE 10 2010 039 886 A1).



Figur 8: Ladung einer Autobatterie 300 wahlweise aus dem Stromnetz 200 oder aus einer Photovoltaik-Anlage 200', Gleich- und Wechselrichter sind bidirektional (aus DE 10 2010 062 362 A1).

4 Netzstützung durch unidirektionalen und bidirektionalen Leistungsfluss – V2G (Vehicle to Grid)

Interessant sind weiterführende Überlegungen, die sich nicht darauf beschränken, die Energiespeicherung nur zum Betreiben der eigenen Maschine vorzusehen, sondern diese auch zur Netzstützung heranzuziehen. Die Einteilung der Netzstützung erfolgt richtungsabhängig. Es wird daher in unidirektionalen Leistungsfluss, das heißt G2V (Grid to Vehicle – Fahrzeug verhält sich nur als Verbraucher im Stromnetz; das Stromnetz speist) oder bidirektionalen Leistungsfluss, das heißt V2G (Vehicle to Grid – Fahrzeug speist in das Stromnetz zurück) unterschieden. Eine Gegenüberstellung der Konzepte mit ihren Vor- und Nachteilen zeigt [3]. Als eine abgewandelte Art, die an dieser Stelle nicht weiterverfolgt werden soll, aber beispielsweise aus der DE 10 2012 212 878 A1 bekannt ist, soll am Rande noch der V2V (Vehicle to Vehicle) Ansatz erwähnt werden.

Als Beispiel für ein unidirektionales Verhalten beschreibt die DE 10 2009 043 380 A1, wie das Fahrzeug sich im Stromnetz nur als Verbraucher anbietet. Dieses Vorgehen berücksichtigt, dass nicht nur die elektrische Ladung, sondern auch das Entladen zur vorzeitigen Alterung des Energiespeichers beiträgt und daher zu vermeiden ist. Die Kommunikation zwischen Netzabschnitt und Elektrofahrzeug sieht daher vor, dass die Steuerung der elektrischen Ladung des Akkumulators zur Bereitstellung der Netzdienstleistung zeitlich verschoben ist. Auf diese Weise können Lastspitzen geglättet werden. Weiterhin wird auf eine komplizierte Kommunikation und einen Einspeisumrichter nach DIN EN 62109-2 VDE 0126-14-2: 2012-04 [4] verzichtet, die eine Rückeinspeisung bedingt.

Will man dennoch den Energieverlust bei Selbstentladung oder das Fahrzeug an sich als Energiequelle (üblicherweise anhand einer auf dem Fahrzeug befindlichen Solarfläche) nutzen, so bietet sich die Rückspeisung in das Versorgungsnetz ein. Ein solches bidirektionales Verfahren findet sich in der Druckschrift WO 2008/073 476 A2 wieder.

Beiden Druckschriften ist es dennoch zueigen, eine Prognose über die regenerative Einspeisung und Lastentwicklung unter Berücksichtigung einer Elektrofahrzeug-Flotte zu erstellen.

5 Kommunikationsschnittstellen

Spätestens mit einem V2G Verfahren müssen neben der Vorrichtung und dem Verfahren zur Ladung und Entladung der Energiespeicher von Elektrofahrzeugen auch die Kommunikationswege und die Art ihrer Daten sowie der Zusammenhang von Art der Daten mit deren Kommunikationswegen betrachtet werden.

Aus vielen Druckschriften werden als typische Nutzerparameter Identifikations-, Tarif-, Vergütungs-, Navigations-, Höhenprofils-, Wetter-, Verkehrsaufkommens-, Strommix-, Batterielade- und Batteriezustandsdaten genannt, wobei noch darüber hinausgehende Nutzerparameter gelegentlich Verwendung finden.

Eine von der deutschen Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE herausgegebene Schrift [5] beschreibt einen Ansatz an Normungsaktivitäten im Bereich Elektromobilität, die sich auch auf die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation erstreckt; weniger offensichtlich ist dabei die Kommunikation zwischen Ladestation und „Grid“, beziehungsweise einem Webserver.

Im Allgemeinen erkennt man aber, dass die Druckschriften in einem pragmatischen Ansatz auf bekannte und bewährte Protokolle aus dem Bereich Automotive, Nieder-, Mittel- und Hochspannung und Internet zurückgreifen, um auf diese Weise die OSI-Schichten zu füllen.

Denn die bisherigen Normen zur Ladung von Elektrofahrzeugen wie DIN IEC 61851 [6] oder SAE J1772 [7] sehen nur die Möglichkeit einer „Low Level Kommunikation“ vor, die die oben geforderte Datenkomplexität nicht bewältigen kann (DE 10 2009 025 303 A1).

Daher wird im Bereich des „Physical Layer“ neben Funk (GSM-Schnittstellen, Transponder oder Infrarot)-Verbindungen, kabelgebundene Verfahren wie vor allem CAN-Bus (ISO 11898), Trägerfrequenzanlagen (Power-Line-Communication), RS-485 oder Ethernet, ISO/IEC 61850 [8] und ISO/DIS 15118 [9] genannt.

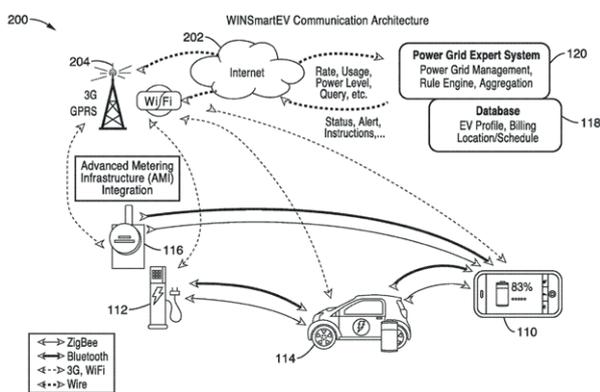
Die höheren Schichten werden im Rahmen der Ladung/Entladung von Zwischenspeicher weit weniger betrachtet, dabei fällt die Auswahl bezüglich der Anwendung so reichhaltig aus, dass im Allgemeinen nur die „Standards“ wie zum Beispiel im Transportlayer auf TCP, TLS/SSL und im Anwendungslayer auf TCP/IP, ISO 13400 (DoIP), SSH, XML explizit genannt werden;

es ist aber verständlich, dass die Aufzählung damit nicht als abgeschlossen zu betrachten ist.

Gerade im Rückgriff auf durch das Internet erprobte Protokolle bietet sich der Vorteil, deren Sicherheitschwächen zu schließen und -stärken auszunutzen und damit auch die Datenübertragung der Elektromobilität sicher zu gestalten.

Sicherheitsmechanismen berücksichtigt auch die im Entwurf befindliche und für die Ladekommunikation vorgesehene Norm ISO/DIS 15118 [9]. So geben [10] und [11] eine Übersicht zur ISO/DIS 15118 [9] und stellen dar, wie aus dem Internet bekannte Sicherheitsanforderungen bei diesen „Peer-to-Peer“ Verbindungen stattfinden. Damit wird allgemein im Rahmen der gegenseitigen Authentifizierung sowohl über reduzierte Sicherheitsstandards vergleichbar dem Onlinebanking mittels TAN oder HBCI mit Chipkarte als auch durch gegenseitiger Signaturen verwendet beispielsweise in Virtual Private Networks (VPN) nachgedacht.

Ein Augenmerk ist dabei auf die Verbindung Ladestation zu „Backend“ zu richten. Denn während in [10] auf die ISO/DIS 15118 [9] verwiesen wird, setzt [12] zusätzlich noch ISO/IEC 61850 ein.



Figur 9: Kommunikationsarchitektur (aus WO 2011/156 776 A2).

Werden jetzt noch die unterschiedlichen Endgeräte zur Steuerung der Ladung- und Entladung von Energiespeicher wie die zur Zeit favorisierten Smartphones mit ihren Apps (siehe WO 2011/156 776 A2, Figur 9) eingesetzt, dann muss man Elektrofahrzeuge und Ladestationen nicht anders wie jedes Computerterminal betrachten und deren „Übernahme“ durch bekannte Verfahren wie Firewalls und Virens Scanner verhindern.

5 Ausblick

Es ist weiterhin unklar, wann eine signifikante Anzahl von Elektrofahrzeugen in Deutschland auf den Straßen fahren wird. Das Ziel von 1 Million Fahrzeuge bis 2020 kann als sehr ambitioniert angesehen werden. Andererseits wird bis 2020 eine große Anzahl von weiteren regenerativen Energiequellen ans Netz kommen: Neben einem weiteren Ausbau der Photovoltaik-Anlagen auf den Hausdächern ist auch damit zu rechnen, dass weitere Windkraftanlagen aufgestellt werden. Folglich erscheint es aus heutiger Sicht fragwürdig, ob die relativ geringe Anzahl an Elektrofahrzeugen in naher Zukunft tatsächlich einen deutlichen Beitrag zur Netzstabilität angesichts eines stetig wachsenden Beitrags der regenerativen Energiequellen leisten könnte, selbst wenn die dafür notwendige Infrastruktur an den Ladestationen vorgesehen werden würde.

Literaturverzeichnis

- [1] MÜHLENHOFF, J.: Erneuerbare Elektromobilität. In Renew's Spezial, Ausgabe 30 / April 2010, Agentur für Erneuerbare Energien e. V., S. 7 - ISSN 2190-3581
- [2] SRU Sachverständigenrat für Umweltfragen, 100 % erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar, Stellungnahme Nr. 15, Mai 2010, S. 7, 59 - ISSN 1612-2968
- [3] YILMAZ, M.; KREIN, P.: Review of the Impact of Vehicle-to-Grid Technologies on Distribution Systems and Utility Interfaces. In: IEEE Transactions on Power Electronics, no. 99, S. 1, Tabelle II
- [4] Norm DIN EN 62109-2 VDE 0126-14-2: 2012-04. Sicherheit von Leistungsumrichtern zur Anwendung in Photovoltaischen Energiesystemen: Teil 2 Besondere Anforderungen an Wechselrichter
- [5] DKE -Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE: Die Deutsche Normungs-Roadmap Elektromobilität, Version 2, Frankfurt am Main, Januar 2012, S. 50, URL: www.dke.de/de/std/Documents/E-Mobility_Normungsroadmap_V2.pdf [recherchiert am 12.06.2013]

- [6] Norm DIN EN 61851-1 2012-01-00. Elektrische Ausrüstung von Elektro-Straßenfahrzeugen – Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge – Teil 1: Allgemeine Anforderungen
- [7] Norm SAE J1772 2012-10-15. Rev. B: SAE Electric Vehicle and Plug in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charge Coupler
- [8] Norm E DIN EN 61850-3 VDE 0160-850-3: 2013-05, Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung, Teil 3: Allgemeine Anforderungen
- [9] Norm ISO/DIS 15118-1 2012-01-19: Road Vehicles – Vehicle to grid communication interface, Part 1: General information and use-case definition
- [10] KALUZA, S.: eMobility – Sicheres Laden, Standardisierung der Lade-Protokolle. In: Security in ISO/IEC 15118“, TeleTrust-Informationstag, Berlin 2011, URL: www.teletrust.de/uploads/media/9_TeleTrust_SmartGrid_Kaluza.pdf [recherchiert am 12.06.2013]
- [11] KNECHTEL, H.: Elektroautos nach ISO 15118 Laden. In: mobility 2.0, publish-industry Verlag GmbH, München, Oktober 2011, S. 55
- [12] SCHMUTZLER, J.; WIETFIELD, C.; ANDERSEN, C.: Distributed Energy Resource Management for Electric Vehicles using IEC 61850 and ISO/IEC 15118. In: 2012 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, Oct. 9.12, 2012, Seoul, Korea

Weiterentwicklung von Wärmespeichern zur Nutzung erneuerbarer Energien

Dipl.-Ing. Astrid Thalhammer, Dipl.-Ing. Knud Engelke, Patentabteilung 1.16

Die Schaffung von Möglichkeiten zur Speicherung von Energie hat in jüngster Zeit an Relevanz gewonnen, da ein zunehmender Bedarf an Pufferspeichern für elektrische Energie und Wärme aus regenerativen Quellen benötigt wird. Allen Speichern und Speicherverfahren liegt dabei die Aufgabe zugrunde, die Differenz zwischen Angebot und Nachfrage an Energie auszugleichen. So stellen zum Beispiel Langzeit-Wärmespeicher – also Speicher für thermische Energie – eine Möglichkeit dar, Energie in Form von Wärme im Sommer zu speichern und diese im Winter wieder bereitzustellen. Im Zuge des Bedarfs an Wärmespeichern lässt sich die Brisanz der Thematik auch aufgrund gestiegener Anmeldezahlen feststellen. Der Artikel befasst sich mit den Weiterentwicklungen auf diesem Gebiet.

1 Einleitung

Nachstehend erfolgt eine Einführung in gängige thermodynamische Definitionen sowie eine Gliederung der Wärmespeicher und erneuerbaren Energien.

1.1 Definitionen

1.1.1 Erstes Gleichgewichtspostulat

Treten zwei Körper in Wechselwirkung zueinander, so ändern sie so lange ihre Zustände, bis sich ein Gleichgewichtszustand einstellt. Zusammengefasst lautet damit das erste Gleichgewichtspostulat: Jedes sich selbst überlassene System üblicher Abmessungen strebt einem Gleichgewichtszustand zu, der durch die jeweiligen Randbedingungen bestimmt wird. Wenn das System diesen Gleichgewichtszustand erreicht hat, ist es von selbst (ohne äußere Einwirkung) zu keiner messbaren Änderung seines Zustandes mehr fähig [2].

1.1.2 Temperatur

Stehen zwei Körper im Wärmegleichgewicht, so sagt man, dass sie die gleiche Temperatur aufweisen [2].

1.1.3 Energie

Aus naturgesetzlicher Betrachtung wird als Energie die Fähigkeit eines Systems festgelegt, Arbeit zu leisten.

Dabei geht die Bezeichnung „Energie“ auf den schottischen Physiker William Rankine zurück, der diese 1852 im heutigen Sinn der Physik gemäß der altgriechischen Bedeutung $\epsilon\nu = \epsilon\nu = \text{innen}$ und $\epsilon\rho\gamma\omega\nu = \text{ergon} = \text{Wirken}$ einführte. Um Energie in Größenordnungen fassen zu können, müssen Systemgrenzen für die zu betrachtenden Systeme gezogen werden. Energie kann dadurch dem Inneren eines Systems und somit dem System selbst zugeordnet werden. Desweiteren können Austauschvorgänge zwischen Systemen über Systemgrenzen hinweg festgelegt werden. Dabei kann in einem System die Energie in verschiedenen Formen gespeichert sein, so zum Beispiel in Form von potentieller, elektrischer, chemischer, kinetischer Energie oder Strahlungsenergie.

Dieses Vermögen eines Systems, Energie speichern zu können, lautet anders formuliert: Jedes System besitzt eine nur von seinem jeweiligen Zustand abhängige Energie. In nach außen abgeschlossenen Gebilden bleibt der Gesamtbetrag an Energie im Laufe der Zeit unverändert [2].

1.1.4 Spezifische Wärmekapazität

Die Abhängigkeit der inneren Energie von der Temperatur kann man durch Einführung des Begriffs spezifische Wärmekapazität gut darstellen. Dieser Name geht noch auf die Auffassung eines Wärmestoffs zurück, wonach verschiedene Körper bei gleicher Temperaturänderung umso mehr Wärme aufnehmen können, je größer ihre Wärmekapazität ist. Unter der spezifischen Wärmekapazität c wird diejenige Wärme verstanden, die je Kilogramm eines Stoffes zugeführt werden muss, um dessen Temperatur um 1K zu erhöhen (J/kg K) [2].

1.1.5 Wärmeübergang / Wärmeleitung

Als Wärmeübergang α (W/K m²) bezeichnet man denjenigen Energieaustausch zwischen zwei Körpern oder zum Beispiel von einem Fluid an einen Körper, der lediglich vom Temperaturgefälle bestimmt wird, wobei sich der kältere Körper soviel Energie einverleibt, wie der wärmere Körper an ihn abführt [2]. Als Wärmeleitung λ (W/K m) wird der Energieaustausch innerhalb eines Körpers, eines Fluids oder eines Gases bezeichnet.

1.1.6 Schmelzenergie / Schmelzwärme

Schmelzwärme ist die Wärme, die einem Stoff zum Schmelzen zugeführt werden muss. Die Temperatur der Schmelze bleibt bei Wärmezufuhr und Wärmeentzug unverändert, solange die beiden Phasen fest und flüssig nebeneinander bestehen. Erst nachdem die eine Phase ganz verschwunden ist, kann sich die Temperatur der anderen weiter verändern [2]. Konkret wird die im Speichermedium gespeicherte Schmelzwärme in Latentwärmespeichern genutzt.

1.1.7 Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad eines Systems kennzeichnet das Verhältnis von nutzbarer zu zugeführter Energie. Er ist eine dimensionslose Größe und wird mit dem griechischen Buchstaben η gekennzeichnet.

1.1.8 Carnotscher Wirkungsgrad

Es gilt: $\eta = 1 - Q_0/Q = (T-T_0)/T$, wobei Q die von einem Heißkörper der Temperatur T gelieferte Wärme und Q_0 die dem Kältekörper der Temperatur T_0 zugeführte Wärme ist.

Der Carnotsche Wirkungsgrad stellt einen Grenzwert für den bei Wärmeprozessen überhaupt erreichbaren Wirkungsgrad dar. Alle technischen Wärmekraftprozesse, die zwischen den vorgegebenen Temperaturen T und T_0 arbeiten, haben Wirkungsgrade, die wegen unvermeidlicher irreversibler Vorgänge schlechter sind als der Carnotsche. Dieser Wirkungsgrad stellt folglich für Wärmekraftprozesse einen praktisch nie erreichbaren Grenzwert dar [2].

1.1.9 Erneuerbare Energien

Als erneuerbare Energien werden umgangssprachlich Energieträger bezeichnet, die nicht aus fossilen und nuklearen Brennstoffen stammen. Heute wird in zunehmendem Maße Wert darauf gelegt, dass die Nutzung dieser Energieträger keine Veränderung des Ökosystems der Erde bewirkt. Zu ihnen zählen die Wind-, die Solarenergie, die Wasserkraft (unterteilt in Gezeiten-, Wellen-, Strömungs- und Salzgradientenenergie), die Erdwärme / Geothermie sowie die nachwachsenden Rohstoffe / Biomassen.

2 Speicher

Nachfolgend werden nun unterschiedliche Arten von thermischen Speichern vorgestellt. Speicher zur Speicherung thermischer Energie, kurz Wärmespeicher, werden in sensible, latente und thermochemische Wärmespeicher unterteilt. Sensible Wärmespeicher nutzen eine Temperaturänderung ihres Wärmespeichermediums beim Be- und Entladevorgang, Latentwärmespeicher nutzen hingegen die Schmelzenergie des Wärmespeichermediums, wobei aber auch die Energien anderer Aggregatzustandswechsel unter den Bereich der Latentwärmespeicher fallen. Thermochemische Wärmespeicher speichern Energie durch

endotherme Reaktionen ihres Wärmespeichermediums und geben diese unter exothermen Reaktionen wieder ab.

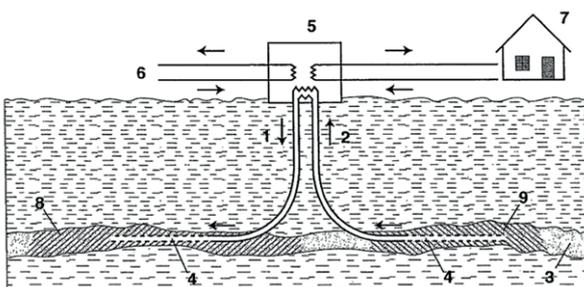
Um saisonale Schwankungen des Energieeintrags in das Speichersystem zwischen der warmen Jahreszeit und der Nutzung der Wärme in der kalten Jahreszeit zu ermöglichen, bedarf es eines ausreichend großen Speichervolumens mit möglichst geringen Wärmeverlusten. Voraussetzung für eine langfristige Speicherung der Wärme ist eine gute Wärmedämmung des Speichers, damit die Wärmeverluste an die Umgebung möglichst gering gehalten werden.

2.1 Wasser- und Erdspeicher

Erdspeicher sind Speicher, die sich im Erdreich befinden. Als Speichermedien können Fluide, wie zum Beispiel Wasser, als auch das Erdreich selbst verwendet werden.

2.1.1 Aquifer-Wärmespeicher

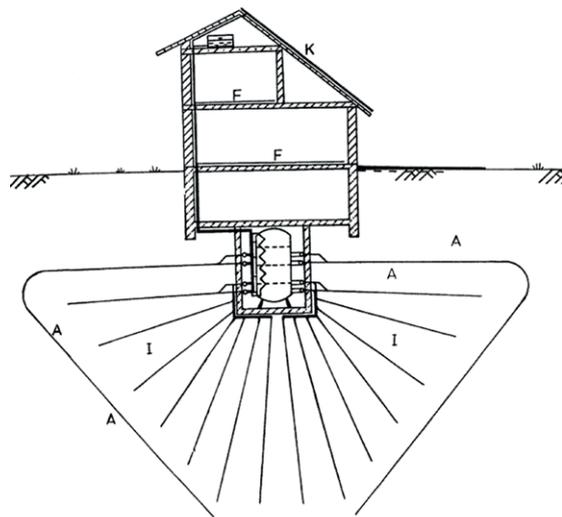
Bei einem Aquifer handelt es sich um eine Grund- oder Mineralwasser führende Erdschicht. Die Nutzung eines solchen Aquifers als Speicher zeigt Figur 1 aus der WO 2008/000932 A2. Hier ist zu erkennen, dass das entnommene Wasser 2 im Wärmetauscher 5 durch eine Wärmequelle 6, zum Beispiel solare Energie, aufgewärmt und wieder in die Erdschicht 8 des Aquifers zurückgepumpt 1 und dort gespeichert wird. Diese Art der Speicherung kann nur an geologisch geeigneten Standorten betrieben werden. Weiterführende Informationen sind hierzu über die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) erhältlich.



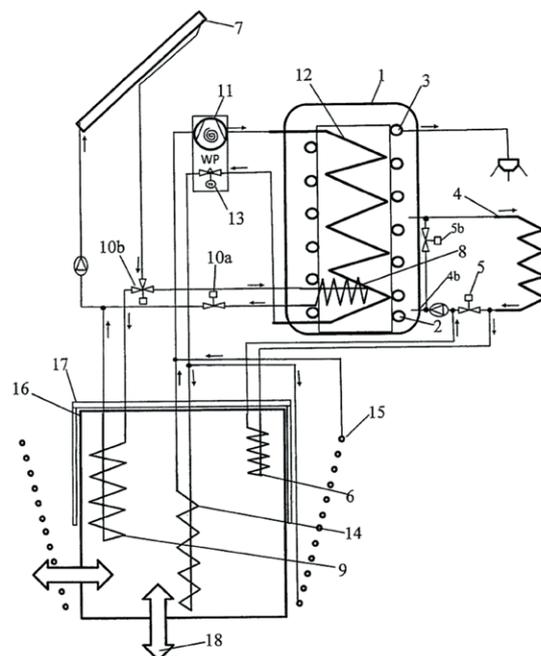
Figur 1: Aquifer (aus der WO 2008/000932 A2).

2.1.2 Erdspeicher

Bei Erdspeichern wird mittels Erdsonden die Wärme direkt im Erdreich gespeichert, die durch Erdverdrängungsbohrungen im Erdreich verlegt wurden. Figur 2 aus der DE 33 12 329 A1 zeigt hier zwei Gruppen von Erdsonden; einerseits strahlenförmig verlaufende Erdsonden I und diese umhüllende, abgeknickte Erdsonden A. Die Erdsonden laufen dabei in einem Pufferspeicher zusammen.



Figur 2: Erdspeicher (aus der DE 33 12 329 A1).



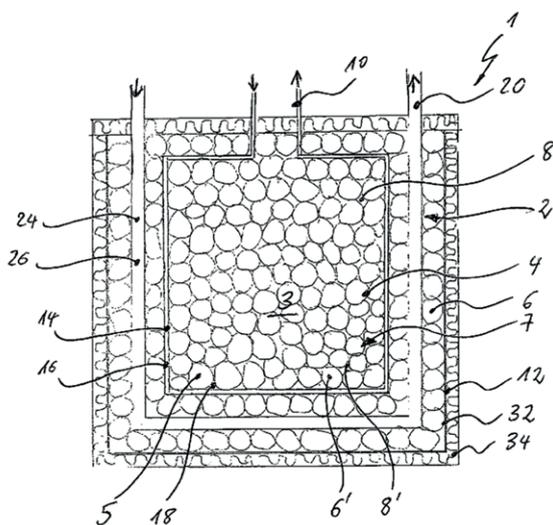
Figur 3: Prinzipdarstellung mit Solarkreislauf, erstem Energiespeicher für Brauch- und Heizwasser und zweitem Energiespeicher innerhalb des Erdreichs (aus der DE 10 2008 041 715 A1).

2.1.3 Pufferspeicher

Gemäß der DE 10 2008 041 715 A1 ist für Gebäude unter Ausnutzung der Energie einer Solarthermieanlage 7 und einer Wärmepumpe 11 ein Pufferspeicher 1 als Kurzzeitspeicher für den täglichen Bedarf an Warmwasser vorgesehen. Weiterhin ist ein zweiter Energiespeicher 16 innerhalb des Erdreichs als Langzeitspeicher zur Heizungsunterstützung vorgesehen, um die jahreszeitlichen Schwankungen der eintragbaren Wärmeenergie auszugleichen (Figur 3).

2.1.4 Feststoff-Fluid-Speicher

Die DE 10 2011 107 315 A1 zeigt einen Hybrid-Energiespeicher (siehe Figur 4), der eine Mischung aus einem granularen Feststoff 7 und einem nicht verdampfenden Fluid 8 (Thermoöl) enthält, das eine Speicherung von Wärmeenergie mit sehr hohen Temperaturen erlaubt. Der Energieeintrag kann über eine Heizspirale 14 erfolgen, die mäandrierend im Hybrid-Energiespeicherelement verlegt ist und über das Zuführen von elektrischer Energie, zum Beispiel aus Photovoltaikanlagen, das Aufheizen des Hybrid-Energiespeicherelementes ermöglicht. Der Energieaustrag erfolgt über eine Wärmetauschervorrichtung 24, die das Hybrid-Energiespeicherelement durchläuft. Die gesamte Oberfläche des Hybrid-Energiespeichers ist mit einer Isolierung 34 gegen Wärmeverluste geschützt.



Figur 4: Energiespeichervorrichtung im Querschnitt (aus der DE 10 2011 107 315 A1).

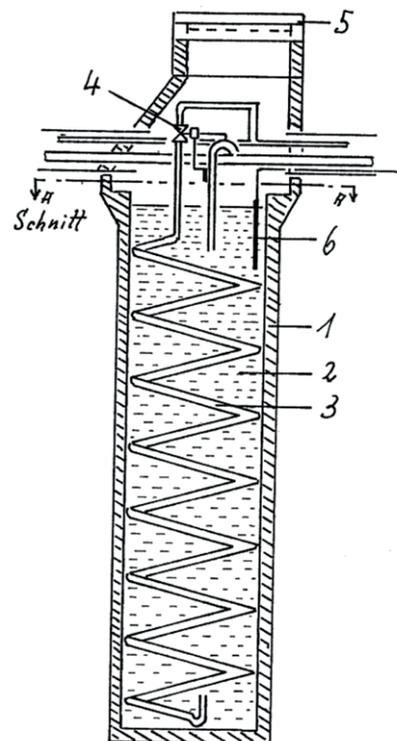
2.2 Eisspeicher, Latentspeicher

Es werden außer Wasser vor allem spezielle Phasenwechselmaterialien (englisch: Phase-Change-Materials PCM) eingesetzt, da diese eine hohe Schmelzwärme aufweisen.

2.2.1 Eisspeicher

Figur 5 aus der DE 30 06 380 A1 zeigt eine mögliche Bauform eines Eisspeichers. Ein offener Behälter 1 aus Beton wurde ins Erdreich eingebaut, der mit Wasser 2 als Wärmeübertragungs- und Wärmespeichermittel gefüllt ist. Im Behälter 1 und in das Wasser 2 eintauchend ist ein Verdampferrohr 3 angeordnet, das mit einer Wärmepumpe (hier nicht eingezeichnet) verbunden ist.

Bestehende Wärmepumpenanlagen entnehmen Wärme aus der Umgebung durch im Kreislauf geführtes verdampfbares Kältemittel. Das Wasser wird im Betrieb der Wärmepumpe so stark abgekühlt, dass es zu Eis gefriert.



Figur 5: Senkrechter Schnitt durch einen Eisspeicher (aus der DE 30 06 380 A1)

2.2.2 Latentspeicher mittels Phasenwechselmaterial (PCM)

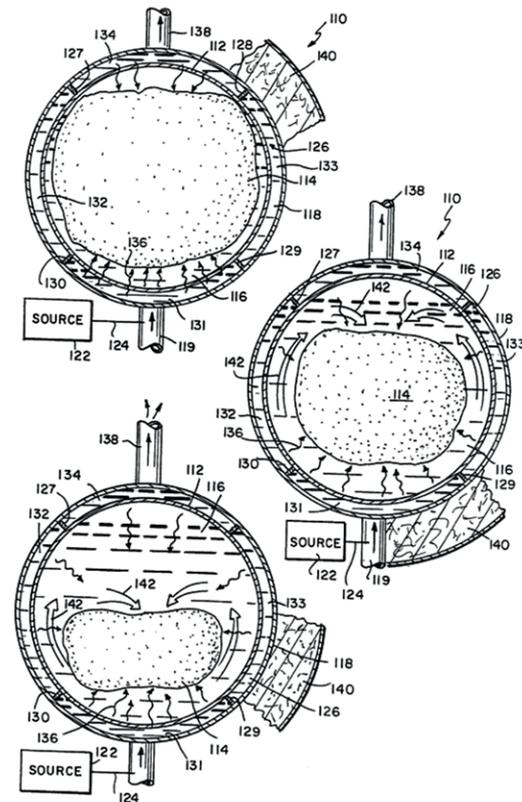
Ein Phasenwechselmaterial-Wärmetauscher 110 ist aus der WO 94/08196 A1 bekannt (siehe Figur 6a und 6b). Dieser weist einen Behälter 112 aufweist, welcher ein Phasenwechselmaterial 114 enthält, und von einem Rohr 118 umgeben ist, um einen ringförmigen Raum 131, 132, 133, 134 dazwischen zu definieren. Das Phasenwechselmaterial 114 hat im festen Zustand eine größere Dichte als im flüssigen Zustand. Durch das Rohr 118 wird ein hindurchströmendes Fluid durch den ringförmigen Kanal 131, 132, 133, 134 um den Behälter 112 geleitet, so dass ein Wärmeaustausch mit dem Phasenwechselmaterial 114 stattfindet.

Der Energieeintrag erfolgt durch ein Wärmeaustauschfluid, das von unten in den Ringraum 131 einströmt. Das feste Phasenwechselmaterial 114 wird flüssig und speichert die Energie. Die Verflüssigung des Phasenwechselmaterials 114 beginnt am unteren Abschnitt des Behälters 112 und steigt zum oberen Abschnitt des Behälters 112 auf (siehe Figur 6a).

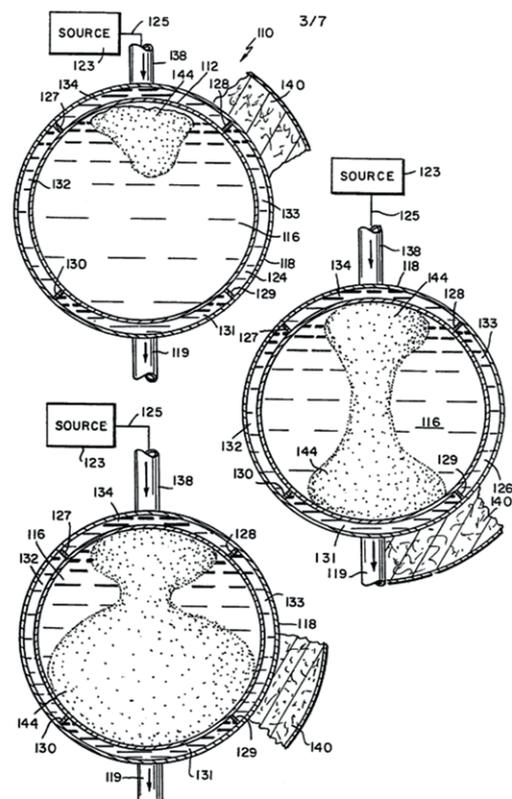
Der Energieaustrag erfolgt durch ein Fluid, das über den oberen Teil des Rohres 118 in den Ringraum 134 eingeleitet wird. Durch den Prozess der Verfestigung gibt das Phasenwechselmaterial 114 die Erstarrungswärme an das Fluid ab. Das Phasenwechselmaterial 114 beginnt sich am oberen Abschnitt des Behälters 112 zu verfestigen, so dass die neu gebildeten Feststoffteilchen durch Schwerkraft in den unteren Teil des Behälters 112 fallen (siehe Figur 6b).

2.2.3 Verbesserung der Kristallisationsbildung

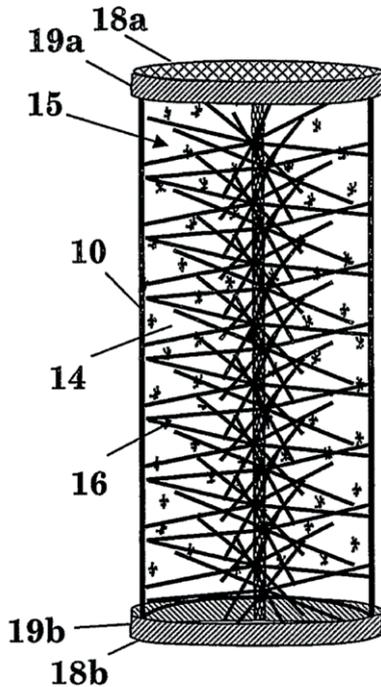
Während eines ablaufenden Kristallisationsprozesses wird dieser durch die Bildung von Feststoff stetig gehemmt. Dies geschieht durch die isolierende Wirkung des gebildeten Feststoffs, zum Beispiel auf der Oberfläche eines Wärmetauschers. Um einer solchen Hemmung entgegenzuwirken, wurden Einbauten entwickelt. Sie ermöglichen einen Energiefluss über ein größeres Raumvolumen innerhalb des Phasenwechselmaterials. Beispielhaft sind Einbauten 15 gemäß Figur 7 aus der WO 2007/086065 A2 angeführt.



Figur 6a: Energieeintrag: Schmelzprozess (aus der WO 94/08196 A1).



Figur 6b: Energieaustrag: Kristallisationsprozess (aus der WO 94/08196 A1).



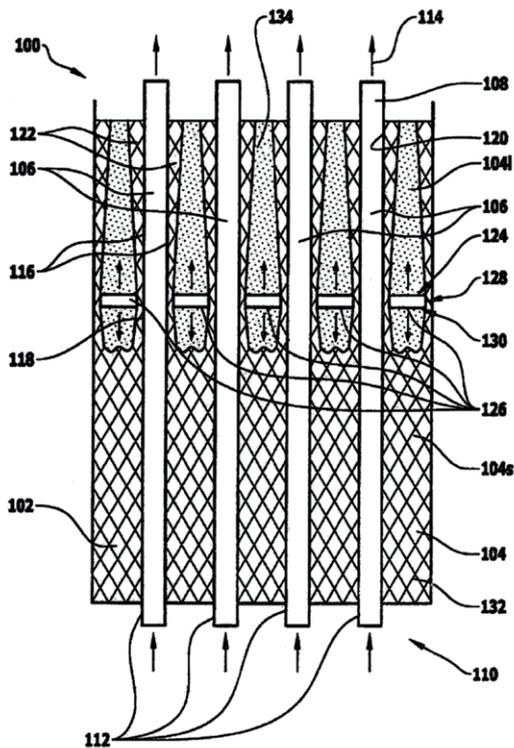
Figur 7: Einbauelement für PCM-Speicher (aus der WO 2007/086065 A2).

Andere Lösungen zeigen die Figuren 8a und 8b aus der DE 10 2010 063 268 A9. Hier sind mechanische Schaber, die entlang des Wärmeübertragungsrohrs auf

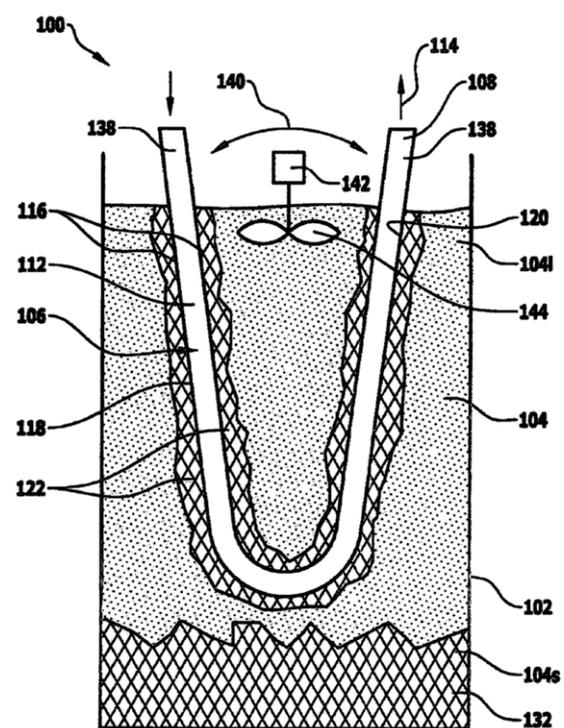
und nieder bewegt werden, und Rührer angeführt. So umfasst hier eine Wärmespeichervorrichtung 100 eine Vorrichtung zum Abtrennen 126, 144 von im festen Aggregatzustand vorliegendem Speichermedium 104 von dem Wärmeüberträger 112. Eine beim Entladen der Wärmespeichervorrichtung 100 an dem Wärmeüberträger 112 aus im festen Aggregatzustand vorliegendem Speichermedium 104 anhaftende Schicht 122 kann damit von dem Wärmeüberträger 112 entfernt werden, so dass diese Schicht nicht isolierend wirken kann.

2.2.4 Gekapselter Latentspeicher

Gemäß der DE 10 2011 004 202 A1 ist ein Latentwärmespeicherelement als verkapseltes Schüttgut in einem großen Speicherbehälter 40 eines Energiespeichers 4 eingefüllt (Figur 9), wobei das Schüttgut sich im Behälter 40 frei bewegen kann und nicht in seiner Lage fixiert ist. Dabei haben sich insbesondere kugelförmige Hohlkörper als vorteilhaft herausgestellt, da diese das günstigste Volumen/Oberflächen-Verhältnis aufweisen.



Figur 8a: Schabvorrichtung (aus der DE 10 2010 063 268 A9).



Figur 8b: Rührvorrichtung (aus der DE 10 2010 063 268 A9).

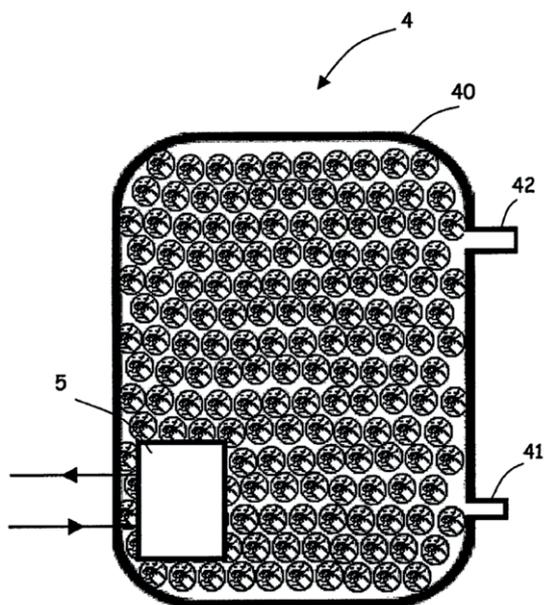
Durch die Matrix aus einem Material mit einer gegenüber dem Latentwärmespeichermedium erhöhten Wärmeleitfähigkeit wird ein verbesserter Wärmeübergang zwischen einem Wärmeträgerfluid und dem Latentwärmespeichermedium erzielt. Durch die Einbettung des Latentwärmespeichermediums in die Matrix werden Materialhäufungen oder Agglomerationen des Latentwärmespeichermediums mit erhöhter Wärmeleitfähigkeit beim Übergang in eine flüssige Phase und einem daran anschließenden Übergang in eine feste Phase verhindert.

Ein weiterer Vorteil ist, dass das Wärmeträgerfluid ohne Aufwand ausgetauscht werden kann, da keine Vermischung mit dem Speichermedium vorliegt.

2.3 Bauarten

2.3.1 Vorgefertigte Speicher

Erdverlegte Speicher werden in der Regel bereits vorgefertigt angeliefert. Wie die DE 10 2010 037 477 A1 zeigt, ist bei einem Erdspeicher die limitierende Größe hier das LKW-Lademaß (Figur 10). Weitere Faktoren können zum Beispiel auch das Einbringmaß auf dem Grundstück oder Gegebenheiten auf dem Transportweg (maximale Höhe einer Unterführung) sein.

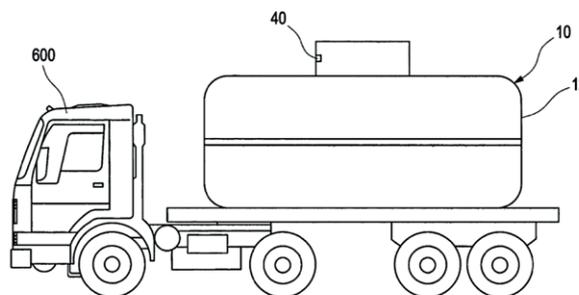


Figur 9: Gekapselte Latentspeicherelemente in einem Behälter (aus der DE 10 2011 004 202 A1).

2.3.2 Erdtank mit Zusammenbau vor Ort

Die DE 198 06 534 C1 zeigt eine Vorrichtung (Figur 11) zur Speicherung von Wärmeenergie mit einem Erdtank, dessen Wände eine Innenschicht 63, eine Außenschicht 85 und eine zwischen Innen- und Außenschicht angeordnete wärmeisolierende Dämmschicht aus Kunststoffhartschaum 73, 75, 77 aufweisen. Darüber hinaus gibt es eine Beschickungseinrichtung zum Einleiten einer die zu speichernde Wärmeenergie enthaltenden Flüssigkeit in den Innenraum des Erdtanks und einer Entnahmeeinrichtung zum Leiten der Flüssigkeit aus dem Innenraum an einen Wärmeverbraucher. Dabei bestehen die starren Formteilen 73, 75, 77 aus einem wärmeisolierenden Material.

Das wärmeisolierende Material stützt die Innenschicht 63 und die Außenschicht 85 unter Freihaltung von Luftkammern 78 gegeneinander ab. Der Aufbau der Dämmschicht aus starren Formteilen 73, 75, 77 ermöglicht es, den Erdtank an Ort und Stelle aus vorgefertigten Elementen oder Baugruppen zusammenzusetzen. Die Formteile können einzeln oder in bereits teilweise zusammengesetzten und leicht transportierbaren Baugruppen an den Einsatzort befördert. Dort können sie in einer ausgehobenen Grube verlegt werden, ohne dass irgendwelche Schalungsmittel oder sonstige Stützeinrichtungen erforderlich sind. Einerseits sorgen die Formteile 73, 75, 77 aufgrund ihres wärmeisolierenden Materials und infolge der von ihnen freihaltbaren Luftkammern für eine gute Wärmeisolierung, andererseits bilden sie infolge ihrer Starrheit ein stützendes Gerüst für die Innenschicht 63 und die Außenschicht 85, die lediglich Dichtungszwecke zu erfüllen brauchen und daher äußerst dünn gehalten werden können.

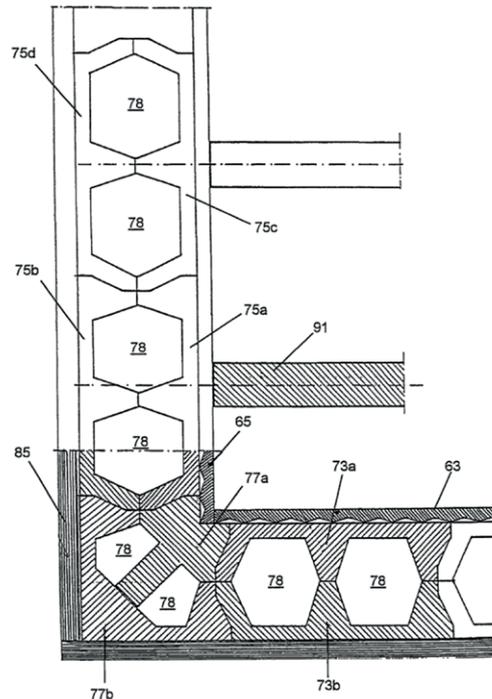


Figur 10: Transport eines Speichers per LKW (aus der DE 10 2010 037 477 A1).

2.3.3 Nachrüstung eines Speichers im Altbau

Gemäß der DE 10 2008 036 669 A1 wird ein Speicherbehälter vorgeschlagen, der hinsichtlich der Raumausnutzung, der Montage, der Transportbedingungen und der Einbauverhältnisse weiterentwickelt wurde. Für die Anordnung des Speicherbehälters in einem Keller muss der Speicherbehälter weiterhin über Treppen transportiert werden, die gegebenenfalls sogar Verengungen aufweisen.

Für den Speicherbehälter sind drei Modulgruppen vorgesehen, die unterschiedliche Funktionen erfüllen: einer Flüssigkeits-Dichtigkeit durch einen Behälter, einer thermischen Isolation und einer mechanischen Abstützung und Stabilität durch die Tragstruktur. Die Tragstruktur gibt die maximale Raumausdehnung des Speicherbehälters vor und kann eine Art stählerner Käfig darstellen. Ein Speicherbehälter kann sich somit gut vorhandenen Innenräumen anpassen, ohne dass freier Einbaurraum verschenkt wird. Für den Speicherbehälter kann auch die Wand oder Decke des Gebäudes genutzt werden, so dass im Bereich dieser Wand oder Decke die Tragstruktur und die Dämmschicht zumindest mit verringerten Abmessungen oder tragenden oder dämmenden Materialeigenschaften ausgebildet sein kann (Figur 12).

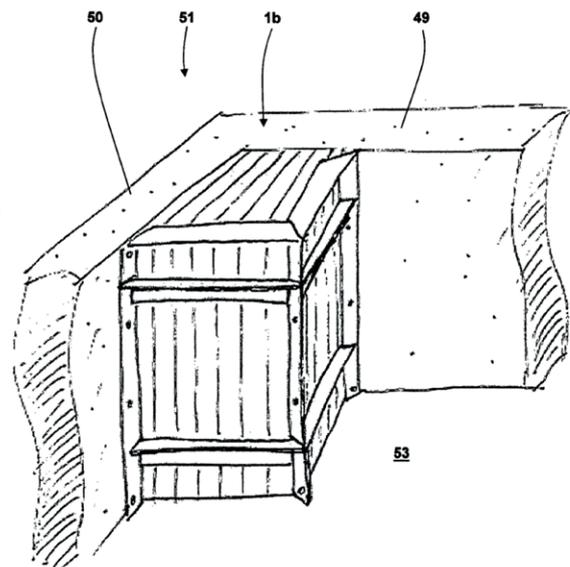


Figur 11: Formteile eines Speichers mit einer Innen-, Außen- und Dämmschicht (aus der DE 198 06 534 C1).

von Platten aus verdichtetem, expandiertem Graphit gelegt. Die Wärmeleitelemente stellen sicher, dass sich Wärmeenergie aus dem durch das Rohr geleiteten Medium schnell über die gesamte Verbindungsfläche der Wärmespeicherblöcke ausbreitet, um die Wärmeenergie möglichst vollflächig in die Wärmespeicherblöcke einzutragen.

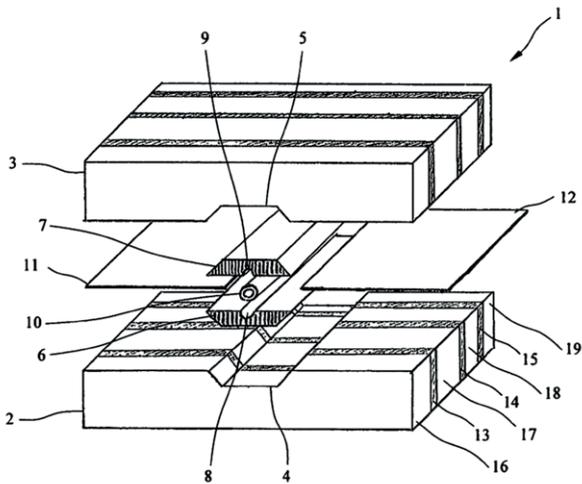
2.3.4 Integrierter Einbau eines Speichers im Neubau

Bei Neubauten können Wärmespeichermodule gemäß der DE 10 2011 007 335 A1 eingesetzt werden. Die Module (Figur 13) bestehen aus zwei Betonwärmespeicherblöcken 2, 3. In die Vertiefungen 4, 5 werden jeweils als graphithaltige, längliche Rohrhüllen 6, 7 ausgebildete Formteile eingelegt, die einen an die Form der Vertiefungen angepassten, hier trapezförmigen Querschnitt ausbilden. Die Rohrhüllen weisen auf ihrer längeren Seite im Querschnitt halbkreisförmige Rinnen 8, 9 auf, welche im eingebauten Zustand einen Kanal für ein Rohr 10 bilden. Zwischen die Rohrhüllen werden über die gesamte Verbindungsfläche der Wärmespeicherblöcke verlaufende flächige Wärmeleitelemente 11, 12 und zu diesen orthogonal verlaufende Wärmeleitschichten 13, 14, 15 zum Beispiel in Form



Figur 12: Speicherbehälter mit Ausnutzung der Gebäudewand als Behälterwand (aus der DE 10 2008 036 669 A1).

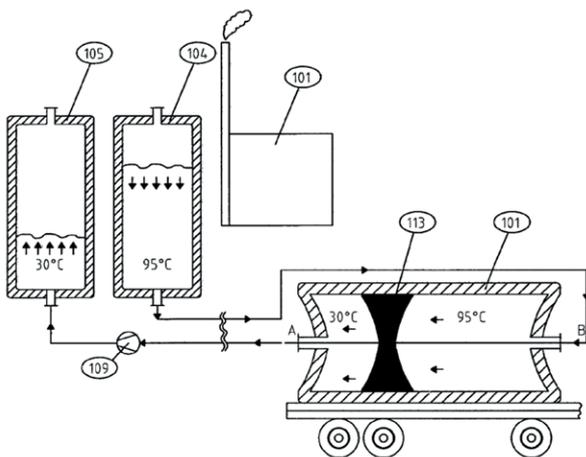
Somit können zum Beispiel Bodenplatten direkt als Speichermodul verwendet werden.



Figur 13: Wärmespeichermodul aus zwei Wärmespeicherblöcken aus Beton mit zwischengelegten Platten aus expandiertem Graphit zur Wärmeverteilung (aus der DE 10 2011 007 335 A1).

2.3.5 Mobile Speicher:

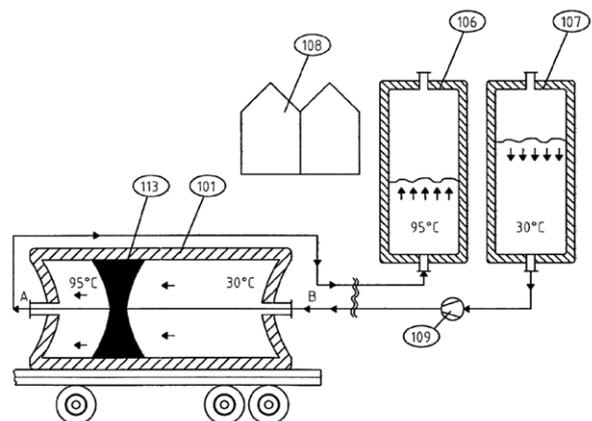
Eine weitere Lösung bietet die DE 10 2011 000 655 A1 an, sofern vor Ort keine ausreichenden Energiequellen vorhanden sind. An der Wärmequelle, zum Beispiel die Abwärme eines Industriekomplexes, ist jeweils mindestens ein stationärer Speicher für warmes und kaltes Wärmespeicherfluid installiert. Das kalte Wärmespeicherfluid wird aus dem kalten Stationärspeicher entnommen, an der Wärmequelle erwärmt und dem warmen Stationärspeicher zugeführt.



Figur 14a: Beladevorgang eines mobilen Speichers (aus der DE 10 2011 000 655 A1).

Zum Aufladen (siehe Figur 14a) wird der mobile Speicher 101 an der Wärmequelle mit den beiden Stationärspeichern 104, 105 verbunden. Über den Stutzen A wird durch die Pumpe kaltes Wärmespeicherfluid aus dem Mobilspeicher in den Stationärspeicher 105 für kaltes Fluid gepumpt. Hierdurch wird der Isolierkolben 113 zur Saugseite bewegt und saugt warmes Wärmespeicherfluid aus dem Stationärspeicher 104 über den Stutzen B in den Mobilspeicher. Der Ladevorgang ist abgeschlossen, wenn der Isolierkolben am Abschlussboden des Mobilspeichers angekommen ist und vollständig mit warmem Wärmespeicherfluid gefüllt ist.

In Figur 14b ist der Entladevorgang des mobilen Wärmespeichers 101 dargestellt. Hierzu wird aus dem Stationärspeicher 107 des Gebäudes das kalte Fluid über den Stutzen B in den mobilen Speicher gepumpt. Das einströmende kalte Fluid schiebt den Isolierkolben 113 nach links und verdrängt somit das warme Fluid aus dem Mobilspeicher, so dass dieses über den Stutzen A in den warmen Stationärspeicher 106 des Gebäudes gedrückt wird. Am Ende des Entladevorgangs befindet sich der Isolierkolben in der Endlage am linken Abschlussboden und der Mobilspeicher ist komplett mit kaltem Fluid gefüllt.



Figur 14b: Entladevorgang eines mobilen Speichers (aus der DE 10 2011 000 655 A1).

3. Zusammenfassung und Ausblick

Es sind unterschiedliche Lösungen für die Kurzzeit- und Langzeitspeicherung thermischer Energie entwickelt worden. Dabei wurde eine Weiterentwicklung in den folgenden Punkten realisiert:

- Zunahme der Speicherkapazität durch optimierte Speichermaterialien,
- Optimierung der Einbringung und des Austrags durch verbesserten Wärmeübergang und verbesserte Wärmeleitung,
- Verringerung der Wärmeverluste durch verbesserte Dämmung (Aufbau und Materialauswahl),
- Ermöglichen eines nachträglicher Einbaus in bereits bestehende Gebäude durch einen Bausatz und
- Integration in einen Neubau.

Ein weiterer Entwicklungsbedarf ist vor allem in den Dämmmaterialien und deren Aufbau zu sehen, da nur diese eine langfristige Speicherung der Wärmeenergie sicherstellen. Außerdem werden Konzepte für eine dezentrale Wärmespeicherung in Form von Nahwärmenetzen umzusetzen sein, da große Speichervolumina ein besseres Volumen/Oberflächen-Verhältnis aufweisen und somit die Wärmeverluste geringer ausfallen.

Die Speicherung thermischer Energie für den Wärmeenergiebedarf trägt dazu bei, den Anteil fossiler Brennstoffe deutlich zu reduzieren. Die Kurzzeitwärmespeicher sind bereits am Markt weit verbreitet und etabliert. Von besonderem Interesse ist die Weiterentwicklung der Langzeitspeicher, welche eine saisonale Speicherung von Wärmeenergie ermöglichen. Eine Abhängigkeit von stets teurer werdenden fossilen Brennstoffen kann so verringert werden.

Nicht-Patentliteratur

- [1] KIRN, H.: Grundlagen der Wärmepumpentechnik, Band 5, 1983, 6. Auflage, Karlsruhe: Müller, 1983. - ISBN 3-7880-7209-1
- [2] BOŠNJAKOVIĆ, F.; KNOCHÉ, K.F.: Technische Thermodynamik, Teil I, 7. Auflage, Darmstadt: Steinkopff, 1988. - ISBN 3-7985-0759-7

Das „intelligente Stromnetz“ – Smart Grid

Dipl.-Ing. Walid Maghroum, Patentabteilung 1.53

Auch wenn die Sonne nicht scheint und kein Wind geht, muss elektrischer Strom weiter fließen. Stromnetze werden daher in Zukunft die Energie nicht nur verteilen, sondern auch Angebot und Nachfrage koordinieren. Das Smart Grid gilt als das Netz der Zukunft und als ein wichtiger Baustein beim Umbau der Energieversorgung. Dieser Artikel beinhaltet eine Auswahl von grundlegenden Lösungsansätzen der offengelegten Patentliteratur, mit denen die verschiedenen Komponenten des Energienetzes intelligenter und effizienter betrieben werden können.

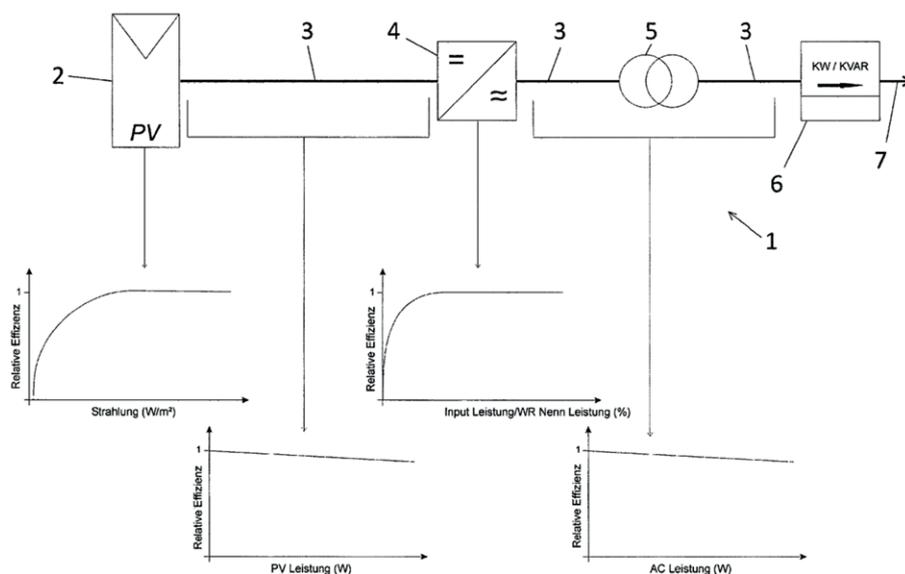
1 Einleitung

Ein Smart Grid wird als ein Energienetzwerk definiert. Es integriert das Verbrauchs- und Einspeiseverhalten aller Netzwerkteilnehmer, die mit ihm verbunden sind, und ermöglicht eine Optimierung und Überwachung der Stromversorgung, -speicherung und des -verbrauchs. Das Netzwerk soll somit ein ökonomisch effizientes und nachhaltiges Versorgungssystem mit niedrigen Verlusten und hoher Verfügbarkeit gewährleisten [5]. Das Smart Grid garantiert eine Systemstabilität gegenüber Stromversorgungsunterbrechungen und eine Reduzierung von Kohlendioxidemissionen durch Einbeziehen von erneuerbaren Energiequellen. Zahlreiche Projekte (siehe [1], [2], [4] und [5]) beschäftigen sich mit folgenden Problemstellungen, die ein Smart Grid lösen soll:

- Der zunehmende Einsatz regenerativer Energien soll das Problem einer nachhaltigen Energieversorgung lösen. Dieser Anteil wird jedoch bedarfsunabhängig in das Übertragungsnetz eingespeist. Das Stromangebot schwankt schon in den heutigen Stromnetzen deutlich. Dieses fluktuierende

Stromangebot soll mit einer ebenfalls schwankenden Stromnachfrage permanent im Gleichgewicht gehalten werden, da ansonsten die Stabilität des Netzes erheblich beeinflusst werden kann [5].

- Die Speicherung des Überflusses der aus regenerativen Quellen erzeugten Energie lässt sich derzeit nicht in einer effizienten Art und Weise verwirklichen.
- Der umweltverträgliche Einsatz von erneuerbaren Energien soll eine sichere und bezahlbare Energieversorgung nicht ausschließen [5].
- Die Sicherheit und Vertraulichkeit der Datenübertragung zwischen Energieversorgern und Endverbrauchern soll gewährleistet sein.

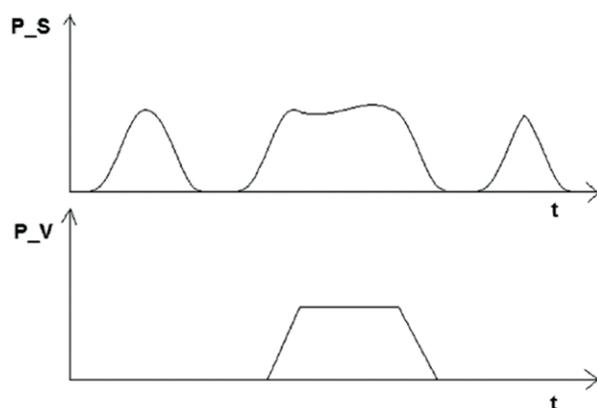


Figur 1: Überwachungssystem für ein regeneratives Kraftwerk (aus DE 10 2010 061 278 A1).

In diesem Artikel werden einige der in der Patentliteratur offenbarten Lösungen vorgestellt. Sie befassen sich mit Maßnahmen an verschiedenen Energienetzwerkteilnehmern; diese sind zum einen Energieerzeuger (verschiedene Kraftwerksarten) und Energieverbraucher (Haushaltsgeräte, Produktionsanlagen), aber auch sogenannte Prosumer. Bei Letzteren handelt es sich sowohl um energieerzeugende als auch energieverbrauchende Geräte. Bei der Umsetzung von Smart Grids bedarf es geeigneter Mess- und Regelungstechnik, spezieller mathematischer Optimierungsmethoden und computerimplementierter Verfahren [1].

2 Prognose der Kraftwerksleistung

Wie bereits erwähnt, schwankt die Kraftwerksleistung von regenerativen Kraftwerken (Photovoltaik- und Windkraftanlagen) zeitlich, so dass sich eine Interaktion mit anderen Energiequellen schwierig gestaltet. Damit die Maßnahmen, die dieser Schwankung entgegenwirken, wie beispielsweise der Einsatz von fossilen Kraftwerken, geplant und rechtzeitig vorgenommen werden können, wird die Kraftwerksleistung prognostiziert. In diesem Zusammenhang ist neben der erforderlichen Messtechnik der verstärkte Einsatz von Modellierungs- und Simulationswerkzeugen zu beobachten. So prognostiziert die DE 10 2010 061 278 A1 die zukünftige Kraftwerksleistung einer Photovoltaikanlage als Produkt eines Energieertrags und einer das Kraftwerk modellierenden Fittingfunktion. Der Energieertrag in der Vergangenheit und in der Gegenwart wird mit Sensoren für Strahlungsmessung aufge-



Figur 2: Prognostizierter zeitlicher Verlauf der Leistung P_S eines Solarkraftwerks und zeitlicher Verlauf der Verbraucherleistung P_V in Abhängigkeit von der Zeit t (aus DE 10 2011 103 600 A1).

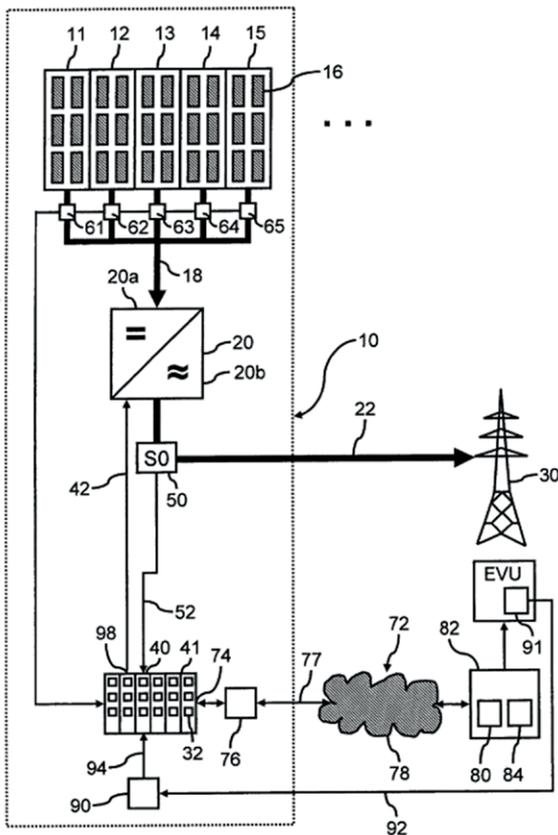
zeichnet. Durch Wettervorhersagen wird der zukünftige Energieertrag vorhergesagt. Die Fittingfunktion wird unter anderem anhand der Diagramme der Wirkungsgrade der verschiedenen Elemente 2, 3, 4, 5 des Photovoltaik-Kraftwerks 1 definiert (siehe Figur 1). Die Koeffizienten der Fittingfunktion werden laufend durch die aufgezeichneten Messwerte und durch die vergangenen Abweichungen zwischen der Soll- und Ist-Leistung optimiert.

Ein Anwendungsbeispiel findet man in der DE 10 2011 103 600 A1, in der mittels der Prognose der Leistung eines regenerativen Kraftwerks der optimale Startpunkt eines energieverbrauchenden Prozesses (zum Beispiel ein industrieller Betrieb) ermittelt wird. Die Leistung eines Solarkraftwerks wird anhand von Wettervorhersagen prognostiziert, in dem eine Bewölkungsprognose für die geodätische Position satellitengestützt erstellt und somit ein Verlauf der solaren Lichtmenge geschätzt wird (siehe Figur 2, P_S). Der energieverbrauchende Prozess, der zu einem definierten Startzeitpunkt begonnen wird, weist einen prognostizierten Soll-Verlauf der elektrischen Leistung auf (siehe Figur 2, P_V). Der Startzeitpunkt wird durch das Bilden des Faltungsintegrals, zwischen dem zeitlichen Verlauf der Verbrauchsleistung P_V und dem prognostizierten Verlauf der Leistung P_S ermittelt. Der Prozessstart setzt voraus, dass eine ausreichende Sonnenscheindauer zu erwarten ist. Durch die genannte Patentanmeldung könnte die Zufuhr von Energie von Versorgungsunternehmen (möglicherweise von einem fossilen Kraftwerk) vermieden oder gering gehalten werden.

3 Beeinflussung der Energieerzeugung

Mit der Zunahme von photovoltaischen Solaranlagen kann zu Zeiten starker Sonneneinstrahlung und gleichzeitiger geringer Energieabnahme durch die Verbraucher der Einspeisebedarf geringer sein als die tatsächliche Einspeisung. Dies kann zu Problemen der Netzstabilität des Stromversorgungsnetzes führen. Die Betreiber der Photovoltaikanlagen sind jedoch bestrebt, soviel Energie wie möglich in das öffentliche Netz einzuspeisen. Benötigt wird somit ein Verfahren, das die Einspeiseleistung von photovoltaischen So-

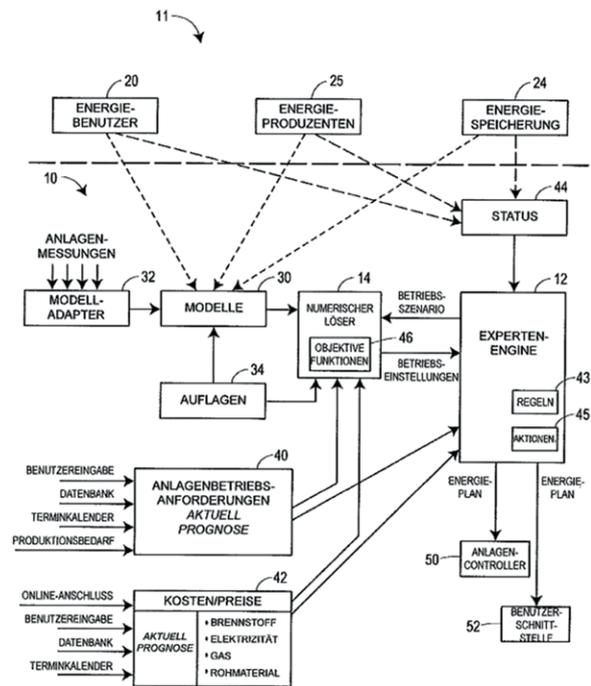
laranlagen reduzieren kann, ohne Nachteile für die Betreiber von Photovoltaikanlagen zu verursachen. Diese Aufgabe wird durch die DE 10 2010 026 299 A1 gelöst, in der das Energieversorgungsunternehmen (EVU) in Abhängigkeit der momentanen Einspeiseleistung einen Bruchteilfaktor bestimmt, um welchen eine oder mehrere Solaranlagen heruntergefahren werden (vergleiche Figur 3). Auf diese Weise wird die Einspeiseleistung der Solaranlage 16 um den vorgegebenen Bruchteilfaktor reduziert. Die Reduzierung erfolgt durch die Steuerung der Leistung des Solarwechselrichters 20 der Solaranlage 16. Der Solarwechselrichter 20 wird über eine analoge Normschnittstelle 42 (0,4 – 20 Milliampere, 0 – 10 Volt) oder über eine digitale Schnittstelle 42 zum Beispiel RS 232, RS 485, RS 422, Interbus, Profibus oder Modbus gesteuert (siehe Figur 3). Auch für die nicht eingespeiste Energie wird der Inhaber der Photovoltaikanlage vom Versorgungsunternehmen (EVU) vergütet.



Figur 3: Photovoltaische Solaranlage 16 mit steuerbarem Wechselrichter 20 (aus DE 10 2010 026 299 A1).

4 Lastabwurf und Beeinflussung des Energieverbrauchs in Energienetzwerken

Dem zunehmenden Problem der Netzstabilität mit dem wachsenden Anteil an regenerativen Energien muss entweder mit einer aus anderen Quellen bezogenen Leistung begegnet werden, damit die verfügbare Leistung im Netz dem Energiebedarf entspricht, oder es muss auf die Nachfrage eingewirkt werden, um sie an das Angebot anzupassen. Eine aus industriellen Systemen bekannte Technik sind automatische Lastabwurfssysteme. Im Allgemeinen bestimmen diese die Lastmenge (Energienmenge), die nahezu augenblicklich aus dem Betrieb genommen werden muss, damit die übrigen Teile der Industrieanlage betriebsfähig bleiben. Die Lastreduzierung wird als Reaktion auf eine Systemstörung, wie zum Beispiel Einrichtungsdefekte, Schaltfehler oder Blitzschläge, ausgeführt. So können basierend auf einer voreingestellten Priorität Lastblöcke ausgeschaltet oder Lasten abgeworfen werden. Alternativ können Neuronennetze verwendet werden, um die Reihenfolge zu bestimmen, in der die Lasten abzuwerfen sind. Die bestehenden Energieverwaltungssysteme beschränken sich jedoch nur auf das Abwerfen und regeln nicht, wann und wie Lasten innerhalb der Anlage neuzustarten oder wieder anzuschließen sind.



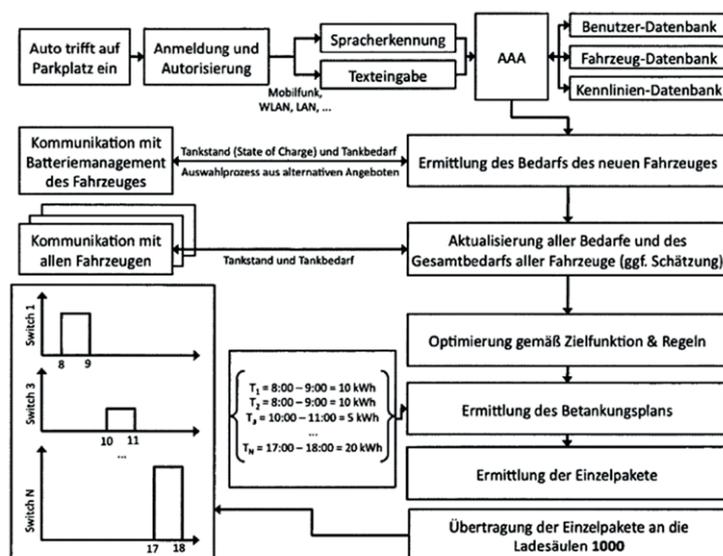
Figur 4: Energieverwaltungssystem (aus DE 10 2011 051 673 A1).

Die DE 10 2011 051 673 A1 steuert eine Produktionsanlage mit Hilfe eines numerischen Lösers 14 (siehe Figur 4). Beim numerischen Löser (englisch: Solver) handelt es sich um ein mathematisches Computerprogramm zur Optimierung der Produktionsanlagensteuerung. Eine Kostenfunktion 46 entscheidet, ob die Anlage laufen, stillstehen oder ob die Produktion umgelegt oder gedrosselt werden soll. So sind Vorgänge mit großem Energieverbrauch in einer Industrieanlage auf Schwachlastzeit, zu denen Strompreise niedriger sind, zu verlegen, damit die Anlage weiter konkurrenzfähig bleiben kann.

Der Figur 4 ist zu entnehmen, dass das Energieverwaltungssystem der DE 10 2011 051 673 A1 aus Energieproduzenten 25 (dampfgetriebene Turbinensysteme, windgetriebene Generatoren), Energiespeichersystemen 24 (thermische Kühler, Batterien) und aus Energieverbrauchern 20 besteht. Der numerische Löser 14 und eine Experten-Engine 12 steuern diese Einheiten so, dass die Energiekosten optimiert werden. Der numerische Löser 14 benutzt hierfür eine Kostenfunktion 46 und mehrere Modelle 30. Dabei löst der numerische Löser 14 die Kostenfunktion 46 für jeden der Betriebspunkte um zu bestimmen, welcher Betriebspunkt optimal ist. Die optimale Einstellung der Anlageneinrichtungen wird innerhalb von physikalischen Randbedingungen (in Figur 4 durch Anlagen 34 bezeichnet), denen jeder Energiebenutzer 20,

Energieproduzent 25 und jede Energiespeichereinheit 24 unterliegt, bestimmt. Bei den Modellen handelt es sich um First-Principle-, statistische, neuronales netz-basierte, Regressions-, modellprädiktive, lineare oder nicht lineare Modelle. Diese Modelle werden aufgrund von Messwerten der Anlageeinrichtungen 32 adaptiv angepasst. Sobald die Experten-Engine und der numerische Löser 14 einen Anlagenbetriebsplan für die Einrichtungen innerhalb der Anlage entwickelt haben, kann die Experten-Engine Signale ausgeben, die das Abwerfen und Herstellen von Lasten steuern.

Einen ähnlichen Ansatz verfolgt die DE 10 2010 002 237 A1, die eine elektrische Energieverteilung aufzeigt, welche in der Lage ist, die maximal verfügbare Gesamtenergie in optimaler Weise auf die einzelnen Verbraucher zu verteilen. Dabei kommt es weder zu Überschreitungen von definierten physikalischen Grenzwerten eines lokalen Netzes noch zur Überschreitung eines vorgegebenen Kostenrahmens. Die Patentanmeldung geht von einem lokalen Netz aus, dem eine begrenzte Leistung von einem übergeordneten Versorgungsnetz zu Verfügung gestellt wird. Wenn der elektrische Energiebedarf des lokalen Netzes sehr groß wird, wird die Bereitstellung von Sicherheitsreserven jedoch unzureichend und teuer. Um dieses Problem zu lösen verwendet die DE 10 2010 002 237 A1 hinter der Schnittstelle zum Versorgungsnetz im lokalen Netz ein Steuergerät mit einer Schalteinrichtung, die als Leistungselektronik mit Thyristoren vorgesehen ist. Diese arbeitet auf Basis von Steuerparametern. Dabei wird die Energiezufuhr zu den Anschlüssen des lokalen Netzes nach einem daraus ermittelten Energieverteilungsplan derart ein- und abschaltet oder begrenzt, so dass die Summe der an den einzelnen Anschlüssen des lokalen Netzes bereitgestellten Leistungen die durch die Hauptsicherung verfügbare maximale Leistung nicht überschreitet. Bei den Steuerparametern handelt es sich um den Energiebedarf eines zu ladenden Energiespeichers, beispielsweise eines Fahrzeugs. Diese Parameter können zum Beispiel durch die Messung des Innenwiderstands

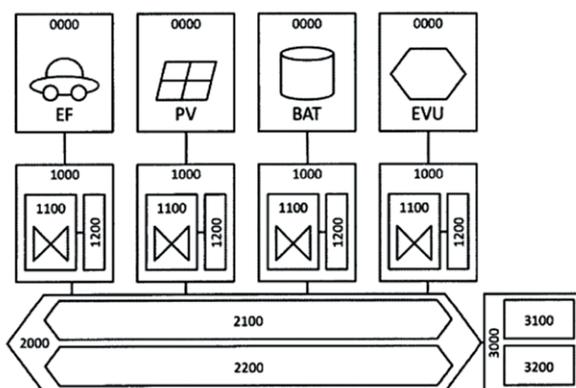


Figur 5: Energieverteilungsplan für ein intelligentes Stromtankstellensystem (aus DE 10 2010 002 237 A1).

einer elektrischen Batterie oder über einen Kommunikationskanal erfasst werden. Die intelligente Energieverteilung ermöglicht eine verbesserte Flexibilität und Planungsmöglichkeit bei der Auslegung lokaler Netze sowie eine kostengünstige und gleichmäßigere Nutzung der vorhandenen Übertragungskapazitäten und/oder der Einspeisungspotentiale.

Die DE 10 2010 002 237 A1 beschreibt speziell für das Energiemanagement einer intelligenten Stromtankstelle ein Optimierungsverfahren (siehe Figur 5). Dabei werden beim Tankvorgang Informationen an die Tankladesäule übertragen. Das Energiemanagementsystem passt den aktuellen Energie- oder Leistungsbedarf der Tankstelle aufgrund der Tankwünsche und der Ladezustände der Batterien an.

Die aus der DE 10 2010 002 237 A1 bekannte Vorrichtung kann nicht nur für den Verbrauch, sondern auch bei der Einspeisung verwendet werden. Diese Situation tritt auf, wenn ein Verbraucher, wie zum Beispiel eine Pufferbatterie, die Rolle des Versorgers übernimmt, wenn etwa ein Kraftwerk ausfällt oder eine Überlastung droht. In diesem Fall regelt das Energiemanagementsystem 3000 mittels einer Optimierungsfunktion die Einhaltung der einzelnen anschlusspezifischen Anforderungen und die Stabilitätsanforderungen des Gesamtsystems, in dem es die Leistungsventile 1100 der Anschlüsse (als regelbare Stromrichter oder als steuerbare Relais-Schalter ausgeführt) steuert und die Energie zwischen den Ventilen transportiert (siehe Figur 6).



Figur 6: Energieverwaltungssystem für ein Smart Grid (aus DE 10 2010 002 237 A1).

Ein Stromnetz beinhaltet jedoch nicht nur Industrieanlagen und Kraftwerke, sondern auch Haushalte, für die die Technik des Lastabwurfs und der Leistungsreduzierung ebenfalls verwendet werden kann. Hierzu müssen Anpassungen an den Haushaltsgeräten vorgenommen werden. Diesem Thema widmet sich das folgende Kapitel.

5 Lastabwurf und Beeinflussung der Leistungsaufnahme bei Haushaltsgeräten

Die Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie unterliegt witterungsbedingt starken Schwankungen. So droht Überlastung, wenn die Energienachfrage steigt, beziehungsweise es geht wertvolle Energie verloren, wenn das Energieangebot sehr hoch ist. So fasst Christian Feißt, Leiter der Energieversorgung bei der Firma Cisco, dieses Problem in einem Satz zusammen: „In einem Stromnetz müssen Angebot und Nachfrage immer in Echtzeit ausgeglichen werden, sonst bricht es zusammen“ [4].

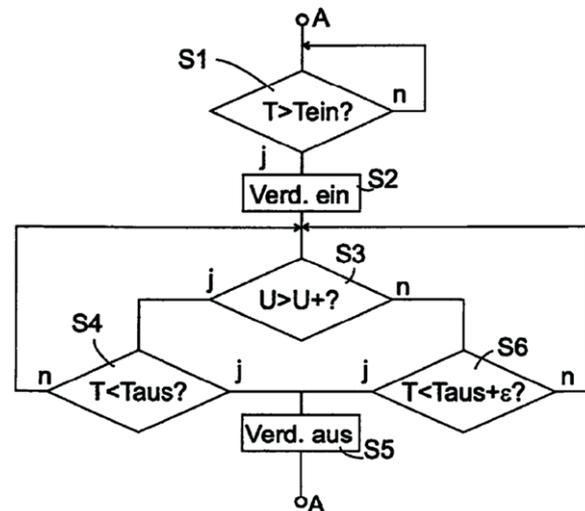
Smarte Haushaltsgeräte spielen eine Schlüsselrolle, um Haushalte in einen Smart Grid integrieren zu können. Allein in Deutschland liegt der Stromverbrauch zur Spitzenlastzeit bei etwa 12 GW [2]. Das Blackout von Kalifornien im Jahr 2003 hat gezeigt, dass die US-Stromnetze an der Kapazitätsgrenze arbeiten [4]. Ein zu hoher Energieverbrauch, wie es in den letzten Jahren oft in bestimmten Mittelmeerregionen der Fall war, kann zu einem Ausfall von Stromnetzen führen. Mit einer Reduktion der Energienachfrage zu Spitzenlasten um 100 W in jedem der 37,7 Millionen Haushalte in Deutschland ergäbe sich eine Einsparung von 3,5 GW. Dies könnte den Wegfall von sechs Kohlekraftwerken bedeuten [2]. Droht eine Überlastung, so kann die Technik des Lastabwurfs und der Leistungsreduzierung verwendet werden. Der Energieversorger kann bestimmte Geräte beim Endverbraucher per Fernsteuerung passend zur Verfügbarkeit der Leistung im Versorgungsnetz abschalten oder dimmen, also in den Stromverbrauch eingreifen. Damit werden nicht benötigte Stromverbraucher abgeschaltet, oder bei veränderter Sonneneinstrahlung die Raumtemperatur automatisch erhöht oder abgesenkt [4]. Ähnliche

Maßnahmen reduzieren die Energienachfrage, wenn der Strom teuer ist, beziehungsweise sorgen für die Erledigung von Aufgaben, wenn der Strom besonders preiswert ist (siehe auch [8]).

Diese Technik geht aus der DE 10 2011 006 609 A1 hervor, in der abhängig vom Zustand des Versorgungsnetzes die Leistung eines elektrischen Verbrauchers herauf- oder herabgesetzt wird. Dies ist natürlich nur insoweit akzeptabel, als dies die erwartete Funktion des Verbrauchers, wie etwa das Kühlen gelagerter Lebensmittel, nicht beeinträchtigt (siehe hierzu auch [9]). Diese Herabstufung ermöglicht es dem Stromverbraucher (Haushaltsgerät), zum Beispiel auf Vorrat zu kühlen, oder ein ausgewähltes Programm früher als normalerweise geplant oder zeitweilig schneller ablaufen zu lassen. So kann zum Prognosezeitpunkt die Leistung des Verbrauchers tatsächlich reduziert werden, ohne dass dies dessen erwartete Funktion beeinträchtigt. Im einfachsten Fall ist das Beeinflussen der Leistung ein Ein- und/oder Ausschalten des Geräts (Lastabwurf). Die Beeinflussung der Leistung kann auch darin liegen, dass der Verbraucher der Steuereinrichtung rechtzeitig eingeschaltet wird, um seine Aufgabe vor Ablauf der vorgegebenen Zeitspanne abzuarbeiten.

Die in der DE 10 2011 006 609 A1 beschriebene Steuereinrichtung zur Beeinflussung von Haushaltsgeräten umfasst einen Spannungs- und Frequenzsensor. Der Sensor kann galvanisch oder induktiv an den Leitungsabschnitt gekoppelt sein. Die Steuereinrichtung kann in dem Haushaltsgerät eingebaut sein oder extern als autonome Baueinheit bestehen. Dieses kommuniziert mit den Verbrauchern über ein Signalisierungsprotokoll, wie zum Beispiel dBus-II, um deren Leistungsaufnahme zu beeinflussen. Beispielsweise wird ein Verdichter im Kühlkreislauf eines Kühlschranks bei einem knappem Leistungsangebot früher ausgeschaltet (siehe Schritte S3 und S6 in der Figur 7) als es der Fall wäre, wenn das Leistungsangebot ausreichend wäre (siehe Schritte S3 und S4 in der gleichen Abbildung). In der Figur 7 bezeichnet T die Temperatur des Kühlschranks und U das Leistungsangebot. Die Konstanten T_{ein} und T_{aus} beschreiben die Temperaturen, bei denen der Verdichter ein- und ausgeschaltet wird.

Die Konstante U^+ beschreibt ein ausreichendes Leistungsangebot. In einer weiteren Variante der Steuereinrichtung kann ein Verdichter früher starten weil Leistungsknappheit eintreten wird. Der Kühlschrank wird dann zu diesem Zeitpunkt schon vorgekühlt sein.



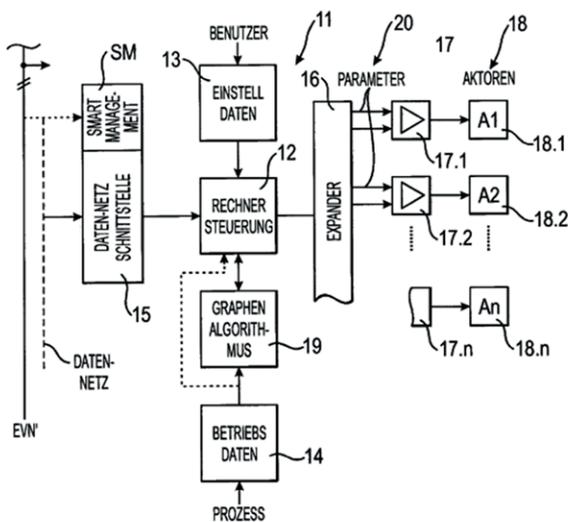
Figur 7: Steuerverfahren für einen Verdichter (aus DE 10 2011 006 609 A1).

Die beschriebene Steuereinrichtung ist so ausgelegt, dass das Leistungsangebot im Netz im Tagesverlauf überwacht werden kann, und Zeiten mit ausreichenden beziehungsweise knappen Leistungsangeboten, die regelmäßig wiederkehren, selbsttätig identifiziert werden können. Wiederkehrende Muster werden im zeitlichen Ablauf der überwachten Parameter erkannt; so dass Lastprofile prognostiziert werden können.

Ein weiteres Abwurfssystem schlägt die DE 10 2009 052 452 A1 vor. Ein Stromausfall bei zu hohem Stromverbrauch soll verhindert werden, indem eine Gruppe unkritisch abschaltbarer Verbraucher vom Energieversorger gezielt abgeschaltet werden kann. Hierfür wird ein spezieller Stromzähler verwendet, um sämtliche Verbrauchswerte der einzelnen Haushaltsgeräte zu ermitteln. Die Haushaltsgeräte werden dabei über Zwischenstecker mit dem Stromnetz verbunden oder senden ihre Daten via WLAN oder Powerline an den Stromzähler. Die Verbrauchswerte werden mit Datenbankverbrauchswerten verglichen. Dadurch können nicht mehr effizient arbeitende Verbraucher ermittelt werden. Durch die Kategorisierung der Geräte kann

bei Energiespitzen der Ausfall von Stromnetzen verhindert werden, indem unkritisch eingestufte Verbraucher durch eine zentrale Überwachungssteuerung abgeschaltet werden. Zum Beispiel kann eine unnötige Beleuchtung ausgeschaltet werden.

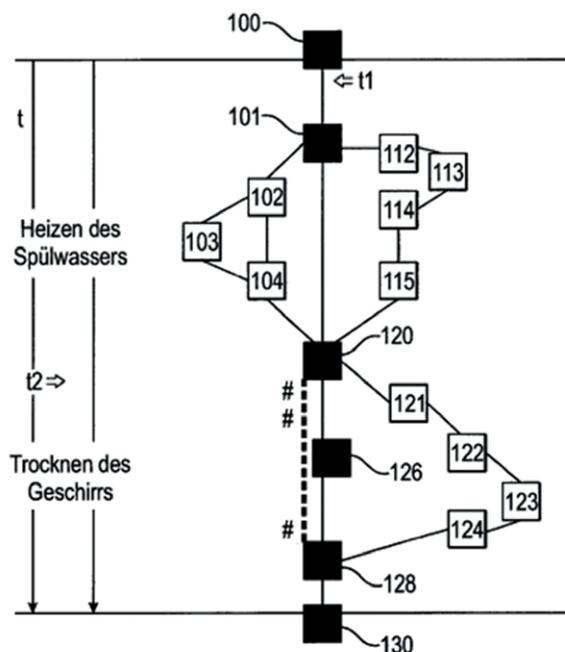
Eine interessante Ausgestaltung der Leistungsbeeinflussung offenbart auch die DE 10 2010 042 172 A1, bei der die Leistungsstufen zur Ansteuerung von Aktuatoren 18 eines Haushaltsgeräts 11 anhand wechselnder Stromtarife und Benutzervorgaben 13 mittels eines sogenannten Graphen-Algorithmus 19 (zum Beispiel Dijkstra-Algorithmus [11]) in optimaler Weise ermittelt werden (siehe Figur 8). Bei den Aktuatoren handelt es sich beispielsweise um Motoren oder elektrische Heizungen.



Figur 8: Steuerung eines Haushaltsgerätes in einem Smart Grid (DE 10 2010 042 172 A1).

So kann das Haushaltsgerät bei hohem Energietarif mit herabgesetzter Leistung betrieben werden. Der Prozess des Haushaltsgeräts benötigt in einem solchen Fall zwar eine längere Ablaufzeit (siehe Figur 9, insbesondere Ablaufpfad 100-101-102-103-104-120 im Vergleich zum konventionellen Ablaufpfad bei normalem Energietarif 100-101-120), kann jedoch fortgesetzt werden, ohne dass ein eventuell schädlicher Stillstand in Kauf genommen werden muss (im Gegensatz zum Lastabwurf).

Einen ähnlichen Ansatz zum Lastbeeinflussungsverfahren liefert die DE 10 2010 063 757 A1. Dabei wird der Betrieb eines Haushaltsgeräts in Abhängigkeit des Vergleichs eines Stromkostenprofils mit dem Verbrauchsprofil gesteuert. Der Unterschied zu der Steuerung gemäß DE 10 2011 103 600 A1 (siehe Kapitel 2) besteht darin, dass ökonomische (Energiekosten) und nicht etwa die physikalischen Aspekte (verfügbare Energie aus einer Photovoltaikanlage) für die Leistungsaufnahme ausschlaggebend sind. In der Annahme, dass die Energieversorger in naher Zukunft verpflichtet sein werden, transparente und flexible Tarifinformationen an die Endkunden beziehungsweise Stromzähler zu liefern, schlägt die DE 10 2010 063 757 A1 vor, dass ein Haushaltsgerät diese Informationen über den Stromzähler erhält und sie dahingehend nutzt, dass der Betrieb eines Haushaltsgeräts nur zu einem Zeitpunkt möglich ist, zu welchem die Kosten für die elektrische Energie am geringsten sind; so wird das Stromversorgungsnetz bei Verbrauchsspitzen entlastet. Wenn der Betrieb aber länger dauert als die Zeit mit den niedrigen Stromkosten, werden die zeitlichen Programmabschnitte mit dem höheren Verbrauch ermittelt. Der Zeitpunkt für den Start wird so bestimmt, dass der Programmabschnitt mit dem hohen Verbrauch (siehe Figur 10 VP: Verbrauchsprofil) in das Zeitintervall mit den niedrigen Kosten fällt



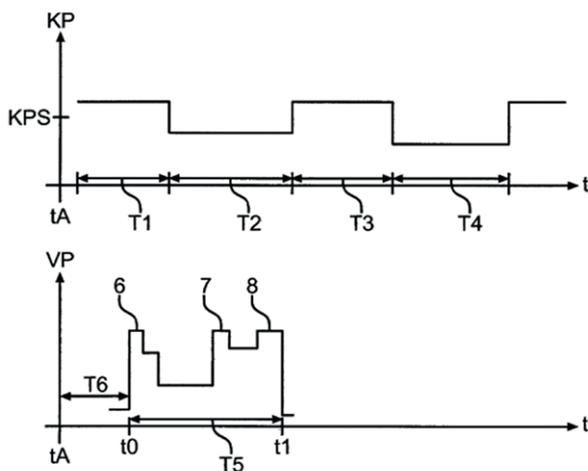
Figur 9: Prozessablauf einer Steuerung einer Spülmaschine mit einem so genannten Graphen-Algorithmus (aus DE 10 2010 042 172 A1).

(siehe Figur 10 KP: Kostenprofil). Der optimale Zeitpunkt für den Start eines Verbrauchers kann entweder durch eine interne Steuereinrichtung des Haushaltsgeräts oder durch einen intelligenten Stromzähler bestimmt werden. Die Steuereinrichtung steuert zum Beispiel einen elektrischen Antriebsmotor für eine Wäschetrommel und ist mit dem Haushaltsgerät über einen Kommunikationsbus gekoppelt (zum Beispiel Powerline, Z-Wave, ZigBee oder alternativ über einen drahtlosen Kommunikationskanal).

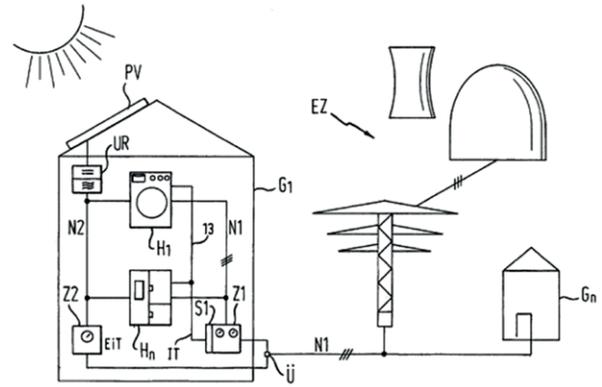
6 Umschalten zwischen verschiedenen Energieversorgungsnetzen

Wie im Kapitel 3 beschrieben, verfügen immer mehr Wohngebäude über eine eigene, dezentrale Energieerzeugungsanlage, um elektrische Energie selbst zu erzeugen. Figur 11 zeigt beispielhaft ein Gebäude G1 mit einer Photovoltaikanlage PV und einem öffentlichen Energieversorgungsnetz N1. Über das dezentrale Netz N2 kann die von der Photovoltaikanlage erzeugte Energie in das öffentliche Versorgungsnetz N1 eingespeist werden.

Für den Endverbraucher stellt sich nun die Frage, ob er den mit der eigenen Photovoltaikanlage erzeugten Strom in das öffentliche Netz einspeisen, seine Haushaltsgeräte H1 bis Hn mit der eigenen Energie betreiben oder er die Energie vom öffentlichen Netz beziehen soll.



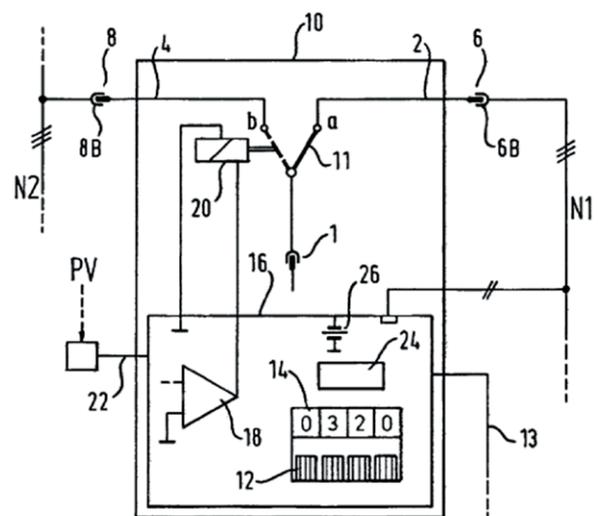
Figur 10: Gegenüberstellung eines Kostenprofils einer Betriebsressource KP und eines Verbrauchsprofils eines Haushaltsgerätes VP (aus DE 10 2010 063 757 A1).



Figur 11: Gebäude, das über ein öffentliches und ein dezentrales Energieversorgungsnetz verfügt (aus DE 10 2010 040 296 A1).

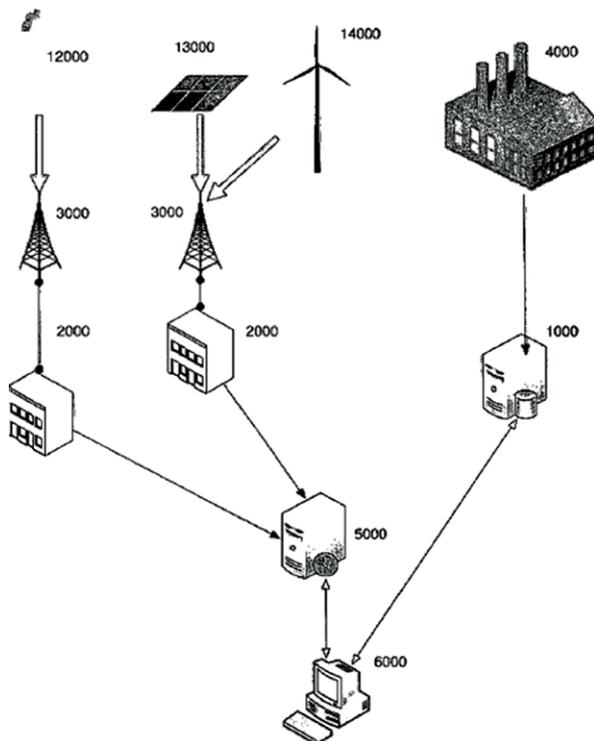
Die DE 10 2010 040 296 A1 löst dieses Problem mit einem Verfahren, bei dem ein Haushaltsgerät verbrauchsgünstig betrieben werden kann, indem es basierend auf Stromtarifinformationen selbstständig zwischen mindestens zwei elektrischen Energieversorgungsnetzen umschaltet. Das Verfahren verwendet ein Schaltgerät 10, das einen elektromagnetischen Linearantrieb 20 betätigt, um von einem ersten Versorgungsnetz (N1 oder N2) in ein zweites umzuschalten. Hierbei werden Tarife des öffentlichen Versorgungsnetzes N1 mit dem Einspeisetarif der eigenen erzeugten Energie N2 verglichen (siehe Figur 12). Das Verfahren der DE 10 2010 040 296 A1 basiert jedoch nur auf Tarifinformationen und nicht auf Nachhaltigkeitsaspekten.

Eine Netzumschaltung, die bestrebt ist, die Nutzung von erneuerbaren Energien zu maximieren, ist in der



Figur 12: Automatische Schalteinrichtung eines Hausgerätes (aus DE 10 2010 040 296 A1).

DE 10 2011 104 743 A1 beschrieben. Diese Netzumschaltung beschäftigt sich mit der umwelt- und ressourcenschonenden Nutzung von Informations- und Kommunikationstechnologie (GREEN-IT). So wird einerseits versucht, den Energieverbrauch während des Betriebs der Geräte zu reduzieren. Andererseits bemühen sich diese Technologien um den Einsatz von erneuerbaren Energien während der Herstellung und des Betriebs. Die DE 10 2011 104 743 A1 geht dabei von der im Stand der Technik bekannten Serverlastverteilung (Englisch: Server Load Balancing) aus. Bei dieser Technik werden bereitgestellte Dienste wie Server auf mehrere parallele arbeitende Host/Server verteilt, um vorgegebene Kapazitätsgrenzen einzuhalten, die Performance zu verbessern und Hardwareausfälle zu verhindern. Dies erfolgt ohne Berücksichtigung der aktuellen Lastsituation im Energieversorgungsnetz, der eingespeisten Energieart sowie des aktuellen Stromtarifs. Durch die Einbeziehung von ökologischen sowie ökonomischen Informationen kann dynamisch auf Veränderungen der Stromlast, der eingespeisten Energieart sowie des Stromtarifs reagiert werden. Eine dynamische Regelung nach energieabhängigen Gesichtspunkten ermöglicht dadurch die



Figur 13: Green-IT-Anlage (aus DE 10 2011 104 743 A1).

Reduzierung des Kohlendioxid (CO₂)-ausstoßes. Die Figur 13 zeigt eine GREEN-IT Anlage, in der eine vom Benutzer an dem Rechner 6000 eingegebene komplexe Berechnung an einen Server 5000 übermittelt wird. Dieser Server wählt ein Rechenzentrum 2000 aus, das gerade mit erneuerbaren Energien (13000 und 14000) betrieben wird, um die Berechnung durchzuführen. Steht die gewünschte Energieform dem Server 5000 gegenwärtig nicht zur Verfügung und ist die Berechnung mit einer Warteschlagenfunktionalität versehen, nimmt der Server 5000 die Berechnungsanfrage des Computers entgegen und schickt sie erst zum Rechenzentrum 2000, wenn die gewünschte Energieform verfügbar ist.

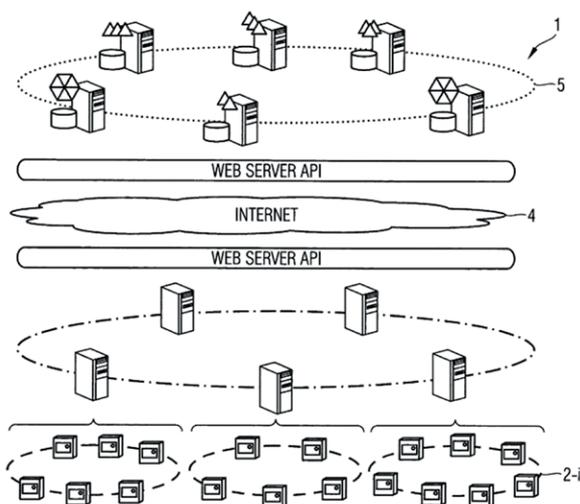
7 Datenkommunikation

7.1 Datenverwaltung

Bei herkömmlichen Stromnetzwerken wird eine große Menge an Messwerten mit Hilfe von sogenannten Datenkonzentrationseinrichtungen gefiltert und an einen Kommunikationsserver übertragen. Die Messwerte bestehen generell aus Spannung, Phase und Frequenz. Dabei wird jedoch ein derart hohes Datenvolumen generiert, dass das zentrale Datenmanagementsystem der Netzleitstelle nicht in der Lage ist, die Vielzahl an Daten zu speichern und zu verarbeiten. Deswegen werden herkömmlicherweise die Smart Meter (Stromzähler) in ihrem Betrieb gedrosselt. Zum Beispiel werden von den Smart Metern nur noch jede Stunde oder einmal pro Tag Strommesswerte übertragen. Dies hat zur Folge, dass die Datenbasis im Vergleich zu der möglichen Menge der Messwerte gering ist, so dass keine genaue Datenanalyse mehr möglich ist. Dadurch können keine exakten Prognosen über das zukünftige Verhalten des Stromnetzwerks gemacht werden. Das hat wiederum zur Folge, dass Notmaßnahmen aufgrund eines kritischen Zustandes lediglich im letzten Moment beziehungsweise zu spät eingeleitet werden. Um das hohe Datenvolumen zu bewältigen, werden Datenpakete der Smart-Meter (siehe Figur 14, Bezugszeichen 2-i) beziehungsweise die Stromeinspeisedaten (beispielweise aus einer Photovoltaik-Anlage) des jeweiligen Nutzers gemäß der Lehre der DE 10 2010 026 174 A1 verteilt.

Die Datenpakete werden dann redundant in einem Peer-to-Peer Datennetzwerk (Peer: Netzwerkknoten, siehe mittleren Rechnernetzwerk in Figur 14) mit einer Cloud-Computing-Infrastruktur 5, bestehend aus mehreren Ausbalancierungs-Servern (Englisch: Load Balancing Servers), gespeichert und ausgewertet. Die Cloud-Computing-Infrastruktur 5 kommuniziert mit dem Peer-to-Peer Netzwerk über eine Webschnittstelle 4. So können bei Ausfall oder Überlastung von einzelnen Servern weitere Server in dem Peer-to-Peer Netzwerk beziehungsweise in der Cloud-Computing-Infrastruktur hochgefahren werden. Der Ersatzserver meldet sich dann beim Peer-to-Peer Netzwerk an und stellt eine begrenzte Zahl von Kommunikationslinks zu den anderen Netzwerkknoten her. Bei Unterlastung kann das Gesamtsystem umgekehrt herunterskaliert werden. Die verteilte Speicherung der Messdaten (Spannung, Phase und Frequenz) erlaubt eine große Datenbasis für eine Datenanalyse, insbesondere zur Prognose des Verhaltens des Stromversorgungsnetzwerks 1 in Echtzeit, so dass entsprechende Steuermaßnahmen rechtzeitig eingeleitet werden können. Durch die Verwendung des Peer-to-Peer Protokolls wird eine zusätzlich redundante Datenhaltung, eine Ausbalancierung und eine automatische Instandhaltung erreicht.

Eine weitere Lösung zur Verarbeitung der Datenmenge ist der Austausch von Verbrauchs- und Energiebedarfsdaten zwischen den Verbrauchern, ohne dass diese Daten an den Server übermittelt werden. Diese



Figur 14: Cloud-Computing-Infrastruktur zu Verwaltung von Stromzählermessdaten (aus DE 10 2010 026 174 A1).

Methode wird in der DE 10 2010 033 756 A1 offenbart. Die DE 10 2010 033 756 A1 stellt sich die Aufgabe, Lastspitzen in einem Energienetz zu vermeiden, ohne die Informationen der einzelnen Energieverbraucher zentral zu sammeln. So wird vermieden, dass einerseits eine große Menge an Informationen an eine zentrale Stelle übertragen wird. Andererseits wird vermieden, dass vertrauenswürdige Daten, die einen Rückschluss auf das Verhalten der einzelnen Energieverbraucher ermöglichen, dem Netzversorger mitgeteilt werden. Dies wird mit einer Steuerung des Energieverbrauchs von einer Vielzahl von Energieverbrauchern, die im folgenden als Netzknotten P1 bis P8 bezeichnet werden, eines dezentralen Peer-to-Peer Kommunikationsnetzes bewerkstelligt, die folgende Schritte aufweist:

In Schritt a) schätzt jeder Netzknotten (in Figur 15 nur für P7 und P8 dargestellt) eigenständig basierend auf dem regelmäßigen Austausch von Informationen mit den benachbarten Netzknotten den Gesamtenergieverbrauch (TE in P7, TE' in P8) aller Netzknotten P1 bis P8 ab. Hierfür verwendet beispielsweise der Netzknotten P7 seinen Durchschnittsverbrauch AE und eine von ihm geschätzte Gesamtanzahl an Netzknotten N. Die Werte AE, AE', 1/N und 1/N' werden wie beispielhaft in der Figur 15 dargestellt, zwischen den Netzknotten P7 und P8 ausgetauscht. Aufgrund der in den Netzknotten empfangenen Informationen erfolgt dann die Aktualisierung des geschätzten Gesamtenergieverbrauchs TE und TE'. Dieses regelmäßige Austauschverfahren, das nur mit den benachbarten Netzknotten erfolgt, um das Gesamtverhalten eines Netzwerks zu bestimmen, ist unter dem Begriff „Gossiping“ bekannt.

In Schritt b) vergleicht ein Netzknotten, dessen Energiebedarf sich um eine benötigte Energiemenge Δx erhöht, den von ihm geschätzten Gesamtenergieverbrauch TE zuzüglich der benötigten Energiemenge Δx mit einem vorgegebenem Gesamtenergiebedarf der Vielzahl von Netzknotten (Lastprofil L, siehe Figur 16) und veranlasst einen Bezug der benötigten Energiemenge Δx von einem Energieversorger EP, der diese benötigte Energie bereitstellt. Dieser Bezug einer weiteren Energiemenge Δx wird nur dann zugelassen, wenn der geschätzte Gesamtenergieverbrauch TE zuzüglich der weiteren Energiemenge Δx um einen

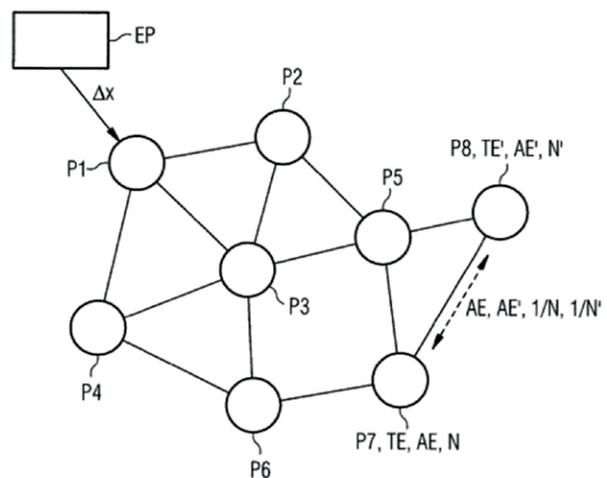
vorbestimmten positiven Schwellwert kleiner als das Lastprofil L ist (siehe Figur 16).

So wird aus dem Verfahren der DE 10 2010 033 756 A1 ein dezentraler Bezug von elektrischer Energie von einem Energiebereitsteller EP erreicht. Es werden dabei nur aggregierte Informationen ausgetauscht. Somit sind keine Rückschlüsse zum Nutzerverhalten bezüglich des Energieverbrauchs durch den Energiebereitsteller EP möglich. Ein weiterer Vorteil des Verfahrens liegt in der Datensparsamkeit.

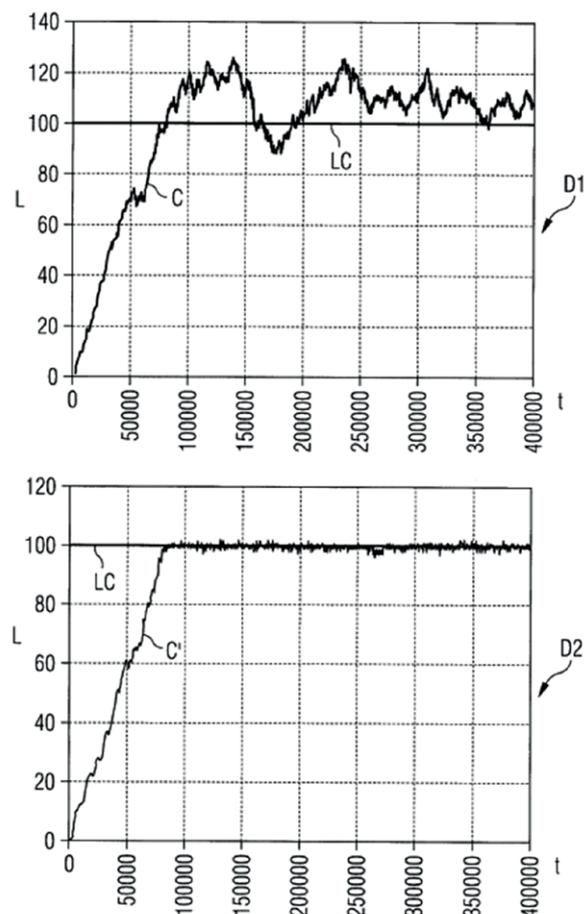
7.2 Datensicherheit

Die Kommunikation zwischen Energieversorger und Energieverbraucher kann hinsichtlich einer Manipulation und Veränderung von Daten anfällig sein [8]. Aus diesem Grund besteht ein Bedarf nach einem sicheren Transportprotokoll zwischen den Sensoren 400 und dem Kontrollzentrum 420 in Smart Grids (siehe Figur 17), so dass eine Authentifizierung und Vertraulichkeit der Daten gewährleistet wird.

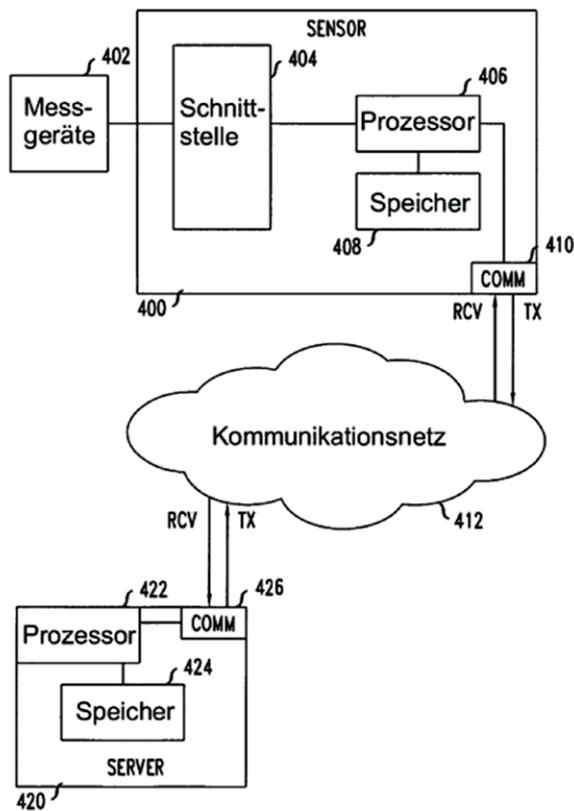
Derzeit werden Nicht-IP Netzwerke in den Versorgungsnetzen verwendet. Diese weisen eine beschränkte Kommunikations- und Sicherheitsfähigkeit auf, und sind damit für den zukünftigen Einsatz in Smart Grids ungeeignet. Auch die Anwendung des IP-Protokolls in Smart Grids [6] mit bestimmten Sicherheitserweiterungen, wie zum Beispiel TLS (Transport Layer Security) oder IPSec (Internet Protocol Security), ist hinsichtlich Speicherbedarf und CPU Auslastung nicht optimal. Zudem können diese beiden Varianten dem Problem des SYN-Flooding nicht Rechnung tragen. Ein SYN-Flooding tritt auf, wenn nach einem Neustart oder Ausfall des Servers eine Synchronisationsnachricht von einer großen Anzahl von Clients verursacht wird. Als Lösung schlägt die DE 20 2012 003 716 U1 das sogenannte Transportprotokoll STPP vor, das über inhärente Datenauthentifizierungs- und Vertraulichkeitserweiterungen verfügt, um Lauschangriffe zu vermeiden. Gemäß der DE 20 2012 003 716 U1 wird ein Pre-Key Schlüssel nach dem Diffie-Hellmann-Abkommen verwendet, der 100-mal schneller ist als gewöhnliche Public-Keys.



Figur 15: Peer-to-Peer Netzwerk von Stromverbrauchern mit dezentraler Energieverteilung (aus DE 102010033756 A1), in dem die Energieverbraucher nur mit benachbarten Netzknoten Informationen austauschen und nicht mit einem Server eines Energielieferanten.

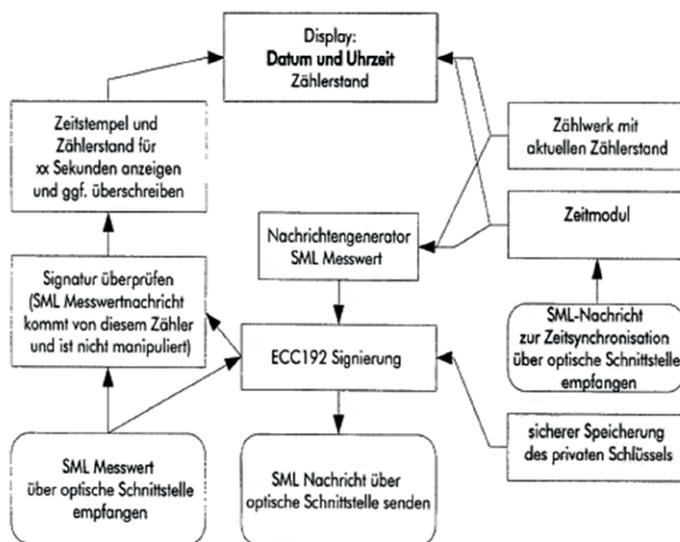


Figur 16: Energieverbrauch mit (D2) und ohne dezentrale Energieverteilung (D1) (aus DE 10 2010 033 756 A1).



Figur 17: Netzwerk zur Erfassung von Energieverbrauchsdaten bestehend aus einem Messgerät 402 und einem Server 400 (aus DE 20 2012 003 716 U1).

Die DE 10 2008 058 264 A1 offenbart ein Verfahren zur Erkennung von Manipulationen von Messdaten an Energiezählern. So wird die Richtigkeit der Messdaten in Smart Grid Anwendungen gewährleistet.



Figur 18: Ablaufplan eines manipulationssicheren Energiezählers (DE 10 2008 058 264 A1).

Im Messgerät werden dabei Datenpakete verarbeitet, die mit einem privaten Schlüssel nach dem Elliptic Curve Cryptography-Verfahren mit einer Signaturlänge von 192 Bits (ECC 192 Signierung) signiert werden (siehe Figur 18).

8 Ausblick

Das Smart Grid ist eine der Schlüsseltechnologien für die Integration der erneuerbaren Energien in das vorhandene Energieverteilungsnetz [7]. In zahlreichen Projekten und Forschungsarbeiten wird an einheitlichen Standards gearbeitet. Es fehlt bislang ein geeignetes Standardprotokoll für die Übertragung der Tarifdaten zwischen Stromanbieter und Verbraucher. Für die Stromkunden bedeutet dies, dass zum Beispiel Heimautomatisierungssysteme untereinander nicht kompatibel sind [3]. Der Einsatz von vorhandenen Standards aus anderen Bereichen, zum Beispiel des internationalen IEC 61508 Standards für sicherheitsbezogene Systeme und Industrieanlagen, könnte hier eine Abhilfe schaffen [10]. Es bedarf auch an mehr Akzeptanz der Netzbetreiber und der Endverbraucher. Noch ist nicht absehbar, welche Daten sowohl Netzbetreiber als auch Kunden bereit sind zu liefern. Der wirtschaftliche Nutzen für die Kunden muss deutlich erkennbar sein [2]. Viele Modellrechnungen zeigen, dass der Einbau eines intelligenten Stromzählers sehr

kostspielig ist [3]. Andere Studien zeigen wiederum, dass Haushalte dadurch bis zu zwanzig Prozent der Stromkosten einsparen könnten [8]. Die verschiedenen Akteure aus Industrie und Wissenschaft arbeiten daran, diese Hindernisse zu überwinden und treiben die Smart Grid-Technologie voran. Bereits heute gibt es Beispiele für Smart Grid Städte und Gemeinden, wie die Gemeinde Wildpoldsried im Allgäu, die verschiedenen Gemeinden des E-Energy Projektes [5] und die Öko Stadt Masdar in den vereinigten arabischen Emiraten [4].

Das Smart Grid ist eine Technik, um Energieverbraucher und -erzeuger energieeffizienter betreiben zu können. Für eine erfolgreiche

Energiewende sind jedoch auch weitere Bausteine von Bedeutung, wie zum Beispiel die Energiespeicherung durch Kopplung von Strom und Gasnetzen, Pumpspeicherwerke [5] oder auch Lastverschiebung in vorhandene Geräte [8] oder die Entwicklung von stromautarken Kleinsystemen (Energy Harvesting).

Literaturverzeichnis:

- [1] MOMOH, J. A.: Smart Grid: Fundamentals of Design and Analysis. WILEY, 2012 (IEEE Press). S. 1-202. – ISBN 978-0-470-88939-8
- [2] MEYER, G. H.: Über „Smart Grid“, „Smart Meter“ und die Stromnetze. In: rfe-Elektrohändler, 2011, Heft.1-2, S. 38-41. – ISSN 1432-427X
- [3] MORAWIETZ, P. S.: Intelligentes Zuhause. In: PCWELT, 2013, Heft 1, S.70-74.– ISSN 0175-0496
- [4] VOSS, M.: Strom lernt denken. In: FOCUS MONEY, 27.05.2009. URL: www.focus.de/finanzen/boerse/smart-grid-strom-lernt-denken_aid_402705.html [abgerufen am 12.04.2013]
- [5] SCHOLZ, B.; RIßLAND, V.; SAUER, M: Smart Grids in Deutschland Handlungsfelder für Verteilnetzbetreiber auf dem Weg zu intelligenten Netzen. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., März 2012. URL: www.zvei.org/Verband/Publikationen/Seiten/Smart-Grids-in-Deutschland---Handlungsfelder-f%C3%BCr-Verteilnetzbetreiber-auf-dem-Weg-zu-intelligenten-Netzen.aspx [abgerufen am 12.04.2013]
- [6] LAMONICA, M.: Vom Internet ins Smart Grid. In: Heise Online, 14.02.2013. URL: www.heise.de/tr/artikel/Vom-Internet-ins-Smart-Grid-1796510.html [abgerufen am 12.04.2014]
- [7] SIEGERS, R. M.: Smart Grids und das Maßnahmen Puzzle der Energiewende. Siemens Deutschland, 2012. URL: <http://www.siemens.com/press/pool/de/events/2012/corporate/2012-06-wildpoldsried/Praesentation-siegers.pdf> [abgerufen am 12.04.2013]
- [8] REUTER, B.: Smart Grids: Sind sie das Allheilmittel für die Energiewende? In: Wirtschaftswoche Green, 15.02.2013. URL: green.wiwo.de/smart-grid-sind-sie-das-allheilmittel-fur-die-energiewende/ [abgerufen am 12.04.2013]
- [9] JEHLE, C.: Fernsteuerbare Zombie-Kühlschränke und Netzverkäufe. In Heise Online, 22.02.2013. URL: www.heise.de/tp/artikel/38/38612/1.html [abgerufen am 12.04.2013]
- [10] PFISTERER, P.; DIRMEIER, C.: Safety und Security im Smart Grid. In: Design und Elektronik, 2012, Heft 06, S.38-40 – ISSN 0933-8667
- [11] Dijkstra-Algorithmus. In: Wikipedia, Die freie Enzyklopädie, Bearbeitungsstand: 3. April 2013. URL: de.wikipedia.org/w/index.php [abgerufen am 12.04.2013]

Impressum

Herausgeber

Deutsches Patent- und Markenamt
Zweibrückenstraße 12
80331 München

Telefon +49 89 2195-0
www.dpma.de

Stand

Oktober 2013

Bildnachweis

[iStockphoto.com/Bart Sadowski](http://iStockphoto.com/Bart_Sadowski)

