

Michael Beckmann, Christoph Pieper, Reinhard Scholz und Marc Muster

Perspektiven für eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien

Teil I: Energiebedarf sowie Energiebereitstellung und -verteilung*

Die Energieversorgung in Deutschland befindet sich in der Phase der beschlossenen Umstellung auf erneuerbare Energien, in der sich die Diskussion häufig auf die Umstellung der elektrischen Stromversorgung beschränkt. Für eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien sind jedoch der gesamte Energiebedarf abzuschätzen und die Langzeitsicherheit der Energieversorgung zu betrachten.

1. Problemstellung

Der schrittweise Ersatz der fossilen Energieträger (Stein- und Braunkohle, Mineralöl, Erdgas) sowie der Kernenergie durch erneuerbare Energien ist ein Prozess, der seit ca. 20 Jahren andauert. Beim Primärenergieeinsatz ist der erneuerbare Anteil in Deutschland seit dem Jahr 1990 von ca. 1 % auf ca. 10,9 % im Jahr 2011 gestiegen [1], [2], [3]. Es gibt Perspektiven, die bis zum Jahr 2050 etwa 50 % oder sogar Vollversorgung (100 %) vorsehen [4], [5]. Daran wird deutlich, dass im Vergleich zu der bisherigen Entwicklung eine erhebliche Steigerung erforderlich ist, um das Ziel zu erreichen, selbst wenn man im Laufe der Jahre einen exponentiellen Verlauf der Zunahme der erneuerbaren Energien erwartet.

In vielen Bereichen der Gesellschaft wird der Umstieg auf erneuerbare Energien akzeptiert und gefordert. Dabei ist die Dimension der erforderlichen Anstrengungen größtenteils unklar und die zu unternehmenden Teilschritte sind nicht deutlich. Trotz des Begriffs „Vollversorgung“ bleibt die Industrie häufig bei den Überlegungen unberücksichtigt. Darüber hinaus werden Langzeitspeichertechnologien zur Überbrückung von saisonalen Engpässen, während derer kaum oder sogar keine erneuerbare Energie (Wind, Photovoltaik) zur Verfügung steht, nicht hinreichend bedacht, obwohl bekannt ist, dass auch bei fossilen Energieträgern derzeit eine Bevorratung zur Stützung der Versorgung bei Engpässen besteht.

Nachfolgend werden die Größenordnungen der Substitution durch unterschiedliche Arten von erneuerbaren Energiearten dargestellt. Dazu werden abschätzende Überschlagsrechnungen unter Verzicht einer vollständigen Nomenklatur zur besseren Lesbarkeit durchgeführt. Basis der verwendeten Zahlenwerte sind im Wesentlichen die Zusammenstellung „Erneuerbare Energie in Zahlen“ des BMU vom Juli 2011 [3] sowie die Vision des „Forschungsverbands Erneuerbare Energien“ (FVEE) zur Vollversorgung mit erneuerbaren Energien [4]. Die künftige Energieversorgung muss ein Energiemix aus allen dann verfügbaren Energiearten sein. Ein wesentlicher Aspekt ist hierbei, dass eine Vollversorgung ausschließlich über erneuerbare Energien sowohl die Industrie als auch die Versorgung aus einer Langzeitspeicherung für bis zu drei Monate umfassen sollte.

Für eine lange Übergangszeit wird eine Stützung durch fossile Energien erforderlich sein; am Ende der Entwicklung muss sie jedoch wegfallen können. Es reicht nicht aus, nur dieses Ziel und hierfür perspektivische Schritte zu formulieren. Vielmehr muss dargestellt werden, wie so genannte Meilensteine bzw. Wegmarken zu konzipieren sind. Dies betrifft auch eine erste Wegmarke, die aufzeigt, wie z. B. zunächst nur eine kleine Region voll zu versorgen ist. Nur anhand autarker Test- oder Pilot-Einheiten kann deutlich werden, wie ein vorgeschlagener Weg umgesetzt und nach mehrjähriger Erfahrung erfolgreich besritten werden kann. Am Beispiel ei-

ner „Regionalen Demonstrationseinheit für eine Vollversorgung mit erneuerbarer Energie“ (RDVEE) wird dies am Ende des zweiten Teils dieses Fachaufsatzes (siehe Bild 18) verdeutlicht.

Bei der allgemeinen Energiediskussion sind sowohl die Bereitstellungs- als auch insbesondere die Nutzerseite zu beachten. Neben der Verschiebung zu Gunsten des regenerativen Anteils (Substitution) im Laufe der Jahre muss auf der Seite der Nutzer von Energie („Verbraucher“) weiterhin angestrebt werden, den absolut erforderlichen Energiebedarf (Endenergiebedarf) zu senken. In **Bild 1** ist für Deutschland zunächst der absolute Primärenergiebedarf – derzeit ca. $13.500 \text{ PJ}_{\text{prim}}$ bzw. $3.750 \text{ TWh}_{\text{prim}}$ je Jahr mit einem Anteil von 10,9 % erneuerbarem Anteil – dargestellt.

Künftig soll nicht nur der prozentuale Anteil an erneuerbaren Energien erhöht, sondern auch der absolute Primärenergiebedarf vermindert werden (rechter Balken in Bild 1). **Bild 2** zeigt, dass der letzt genannte Gesichtspunkt in den vergangenen 20 Jahren nicht erreicht worden ist. Zwar ist der regenerative Anteil von 1,3 % im Jahr 1990 auf ca. 10,9 % im Jahr 2011 gestiegen, der gesamte absolute Primärenergieaufwand ist jedoch annähernd gleich geblieben und beträgt nach wie vor etwa $14 \text{ EJ} = 14.000 \text{ PJ}_{\text{prim}}$ bzw. ca. $3.900 \text{ TWh}_{\text{prim}} = 3,9 \cdot 10^6 \text{ GWh}_{\text{prim}}$ je Jahr, was einer

*Teil II wird in WASSER UND ABFALL Heft 09/12 veröffentlicht

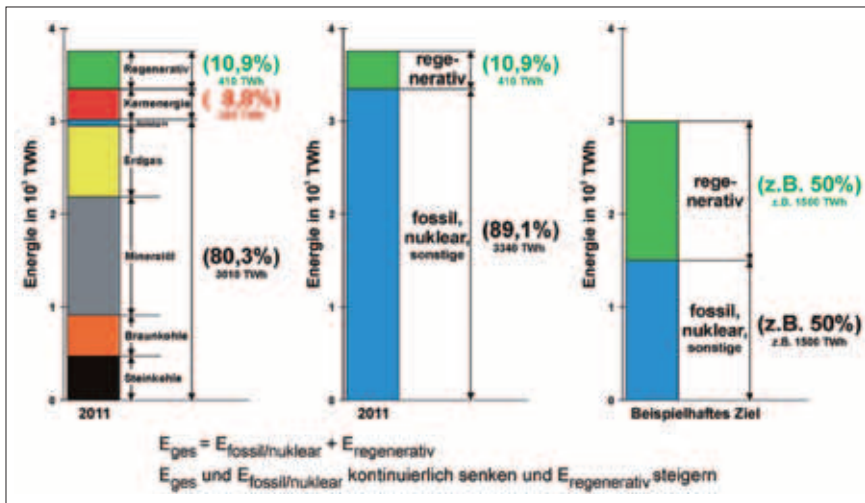


Bild 1: Primärenergiebedarf in Deutschland, nach [1]

über das ganze Jahr gemittelten Durchschnittsleistung von ca. $444 \text{ GW}_{\text{mittel}} = 444 \cdot 10^3 \text{ MW}_{\text{mittel}}$ entspricht. Diese Entwicklung bedeutet allerdings nicht, dass die Wirkungsgrade in den letzten Jahrzehnten nicht verbessert wurden, was gleichermaßen für die Prozesse der Energiebereitstellung (Kraftwerke usw.) und der Energienutzung (Industrie, Gewerbe, Handel, Verkehr, Haushalte usw.) gilt. Diese Verbesserungen sind seit langem ein stetiger Prozess, der nicht durch die aktuellen Modeworte „Effizienzsteigerung“ oder „Effizienztechnologien“ in Gang gesetzt worden ist. Der jedenfalls bislang etwa gleich bleibende Energiebedarf zeigt, dass Effizienzsteigerungen offensichtlich durch die steigende Nachfrage der Verbraucher kompensiert werden.

Im Bild 3 ist die anteilige Entwicklung der erneuerbaren Energien dargestellt sowie die in verschiedenen Studien prognostizierte künftige Entwicklung aufgezeigt.

Die Primärenergie wird durch Umwandlung der verschiedenen Energieträger in Kraftwerken zu elektrischem Strom, in Raffinerien zu Flüssigbrennstoffen und in entsprechenden Aufbereitungsstufen zu Gasbrennstoffen umgewandelt, die den sog. Endenergiebedarf abdecken, der zur Nutzung in allen Bereichen unmittelbar zur Verfügung steht (siehe Bild 4).

Der Endenergiebedarf beträgt etwa 65 % des Primärenergieaufwandes, d. h. ca. $9.100 \text{ PJ}_{\text{end}}$ bzw. $2.500 \text{ TWh}_{\text{end}}$ je Jahr bzw. ca. $290 \text{ GW}_{\text{mittel}} = 290 \cdot 10^3 \text{ MW}_{\text{mittel}}$ jahresgemittelte Durchschnittsleistung. Der Verlust von 35 % entsteht überwiegend

durch die Erzeugung elektrischen Stroms in konventionellen Kraftwerken (mittlerer Wirkungsgrad derzeit ca. 40 % aus sog. Energiemix [1]). Aus dem unteren Teil von Bild 4 sind zugehörig zu der darüber liegenden Balkendarstellung weitere detaillierte Zahlenangaben zu entnehmen. So deckt z. B. der elektrische Strom derzeit ca. 21 % des Endenergiebedarfs ab.

Es wird nun häufig argumentiert, dass allein die Substitution des elektrischen Anteils durch Windenergie den Primärenergiebedarf in die Nähe des Endenergiebedarfes absenken würde, weil die elektrische Energie bei Windenergie direkt, d. h. mit einem Wirkungsgrad nahe 100 % erzeugt werde und entsprechende Verluste wie bei thermischen Kraftwerken nicht aufträten. Diese Einschätzung ist unzutreffend, weil bei einer Vollversorgung überwiegend mit Windenergie, Photovoltaik und Biomasse für die saisonale Überbrückung von Versorgungsengpässen (bis zu 3 Monaten) Energiemengen gespeichert werden müssen, die auf lange Sicht kaum mit elektrischen Batterien zu bewältigen sind. Elektrischer Strom wird für solche Zwecke wohl nur auf chemischem Weg (z. B. über synthetisches Methan, SNG) in Kavernen, Aquifer-Speichern o. ä. zu speichern sein. Hierbei entstehen Verluste bei der Gasherstellung (Wirkungsgrad z. B. 53 % – 60 %; beispielsweise Bild 12, [6]) wie auch bei der sog. Rückverstromung des Gases (Wirkungsgrad z. B. 51 % – 60 % [7]), wobei dann ein Gesamtwirkungsgrad von 27 % – 36 % als Verhältnis von der aus der Gasspeicherung „rückverstromten“, d. h. bereitgestellten elektrischen End-

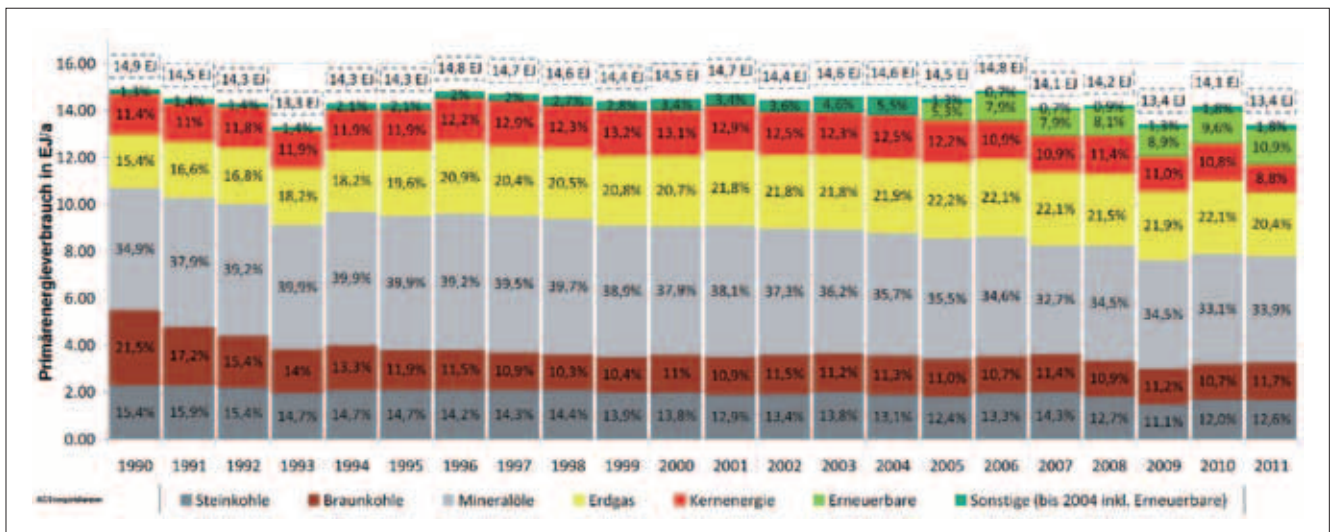


Bild 2: Entwicklung des Primärenergiebedarfs in Deutschland seit 1990, nach [1]

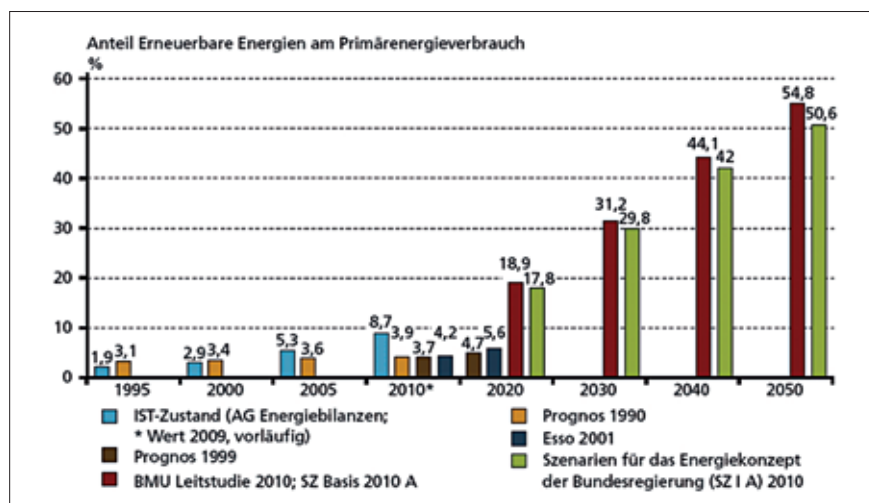


Bild 3: Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergiebedarf, nach [9].

energie, zu der z. B. über Wind hergestellten elektrischen Primärenergie angenommen werden kann. Auch bei regenerativen Energien wie Wind, Photovoltaik und Biomasse wird daher zwischen Primär- und Endenergiebedarf zu unterscheiden sein. Deshalb ist zunächst die Annahme plausibel, dass auch bei einer Vollversorgung mit regenerativer Energie die Substitution des derzeitigen Primärenergiebedarfes notwendig ist, wobei hierbei die Hoffnung besteht, dass der absolute Endenergiebedarf und damit auch der Primärenergieaufwand in der Zukunft signifikant gesenkt werden kann.

Die Möglichkeiten der Effizienzsteigerung auf der Nutzerseite mit Auswirkungen auf den Endenergiebedarf sind in der Industrie begrenzt. In Deutschland wurden bei den sogenannten energieintensiven Industrien wie Chemie, Glas, Keramik, Zement, Eisen, Nichteisenmetalle usw. bereits bisher viele Prozesse optimiert, so dass sie mit einem Energiebedarf

auskommen, der nur wenig über dem erforderlichen physikalisch-chemischen Minimum liegt. Die in dieser Hinsicht nicht nur verbesserten, sondern wirklich optimierten Prozesse lassen sich naturgesetzlich in ihrem Energiebedarf nicht mehr senken, obwohl dies ohne Kenntnis der Prozesse häufig gefordert wird. Beispielhaft sei erwähnt, dass der Energieaufwand zur Eisenerzreduktion in den letzten 60 Jahren halbiert wurde und seit ca. 20 Jahren asymptotisch verlaufend nahe am Optimum angelangt ist. In solchen Fällen müssten grundsätzlich neue Prozesse entwickelt werden, um den Energieaufwand noch weiter senken zu können. Eine solche Forderung ist zwar einfach, die Umsetzung ist jedoch in keiner Weise für die Einschätzung künftiger Entwicklungen überschaubar.

Nachfolgend wird ein anschauliches Bild von der gewaltigen Dimension der künftigen Aufgabe dargestellt, den Energiebedarf durch erneuerbare Energien zu substituieren.

ren. Dabei werden jeweils „nur“ die Größenordnungen verschiedener Energiearten und -verwendungsbereiche beschrieben.

Bild 5, das sich an dem Endenergiebedarf orientiert, zeigt die Aufteilung der Energien nach heutigem Stand und ist Ausgangspunkt der nachfolgenden Betrachtungen.

2. Wind

Nach Bild 5 beträgt der Anteil der Windenergie 1,5 % des Endenergiebedarfes und ca. 14 % der Endenergiebereitstellung durch erneuerbare Energien (EE). Bezogen auf den gesamten Primärenergiebedarf beträgt der Windanteil 1 %, bezogen auf den insgesamt durch EE erzeugten elektrischen Strom etwa 36,5 % [3]. An diesen vier Prozentangaben (1,5 %; 14 %; 1 %; 36,5 %) erkennt man, dass die vielen, in der Literatur zu findenden Prozentangaben ohne Nennung ihrer Basis wertlos sind.

Im Jahr 2010 betrug die kumulierte installierte Windleistung an Land (onshore) ca. 27 GW_{installiert} und auf See (offshore) ca. 60 MW_{installiert} (Alpha Ventus, [8]). Diese Angaben beziehen sich auf die installierte Leistung, die von einer maximal möglichen Windleistung ausgeht, bis zu der die Rotoren am Netz sind. Bei stärkeren Winden werden sie abgeschaltet. Mit dieser Leistung wurden im Jahr 2010 37,8 TWh_{el,end} Strom erzeugt, womit sich 1.397 Volllaststunden bzw. ein Nutzfaktor von 0,16 ergeben. Unter Berücksichtigung sowohl dieser Starkwinde wie auch zwischenzeitlicher Windflauten¹, wird für

¹Neben den Windverhältnissen können auch Eiswurf oder die Gefährdung von Vögeln bzw. Fledermäusen Gründe für Abschaltungen sein und somit die Volllaststunden reduzieren.

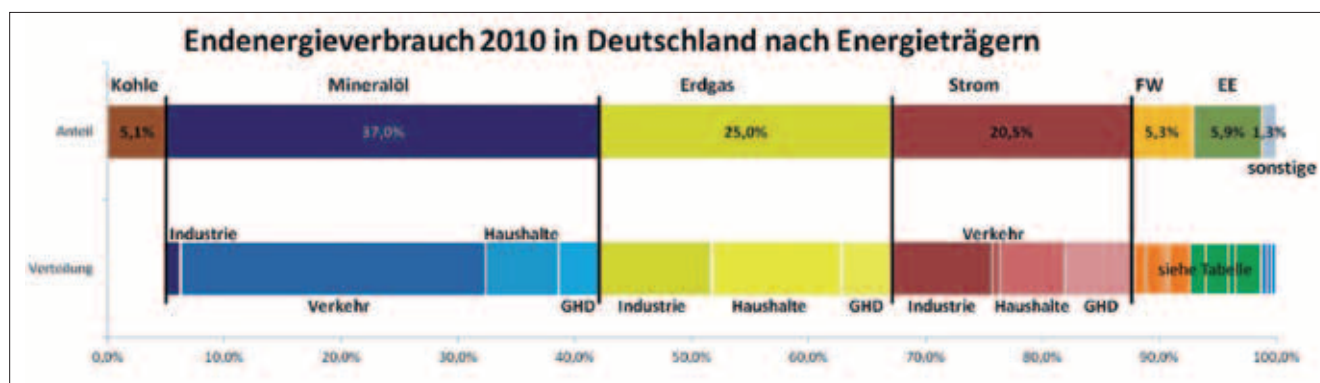


Bild 4: Endenergiebedarf 2010 in Deutschland, nach [1]

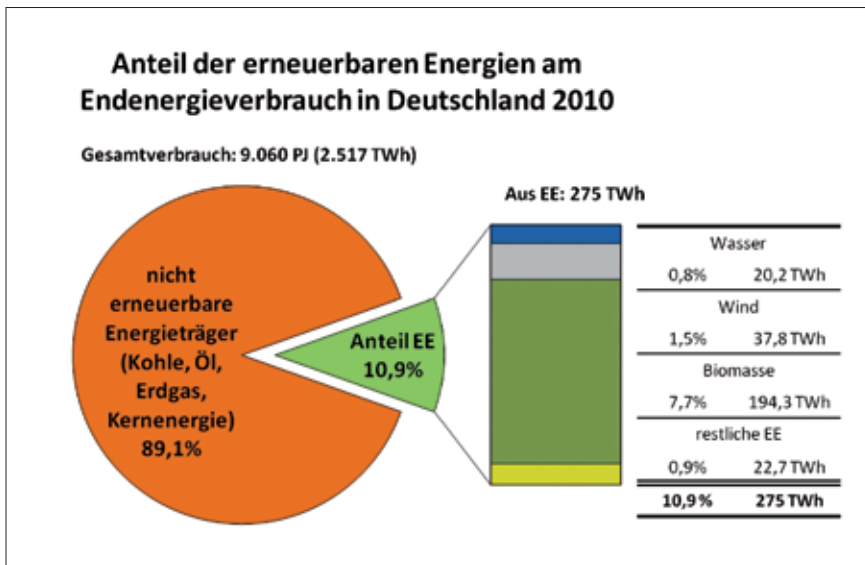


Bild 5: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergiebedarf, nach [3].

weitere Modellrechnungen vereinfacht an Land mit einem über dem Jahr gemittelten sog. Nutzfaktor von ca. 0,2 und auf See mit 0,4 gerechnet; d. h., dass man über dem Jahr 2010 gemittelt mit einer Durchschnittsleistung an Land von 5,4 GW_{mittel} bzw. mit einer elektrischen Strommenge von ca. 48 TWh_{el,end} und auf See mit derzeit 24 MW_{mittel} bzw. mit ca. 0,2 TWh_{el,end} zu rechnen hätte.

Im Offshorebereich ist nach staatlichen Plänen bis zum Jahr 2030 ein sehr starker Ausbau um eine weitere installierte – d. h. maximale – Leistung von 25 GW_{installiert} vorgesehen. Nimmt man zur Verdeutlichung der Größenordnung eine installierte maximale Leistung je Windrad von 5 MW an, d. h. nach Bild 6 Rotorendurchmesser von ca. 120 m und eine Spitzenhöhe von ca. 180 m, so müssten also insgesamt 5.000 Windräder und damit jeden Tag etwa 0,7 bzw. etwa 5 solcher Windräder pro Woche in den nächsten 19 Jahren – linear gerechnet – hinzukommen. Bild 7 verdeutlicht den Anstieg der Baugröße der Rotoren in den letzten 25 Jahren.

Die größten Windräder haben derzeit einen Rotordurchmesser von ca. 130 m und eine Spitzenhöhe von ca. 200 m mit einer maximalen Leistung von 7,5 MW_{installiert} (siehe Bild 6). Man schätzt, dass hier neben dem Hantieren bei Installation und Wartung auch vom Flächenbedarf her eine Grenze erreicht ist. Aus strömungstechnischen Gründen sollte der Abstand zwischen zwei Windrädern ca. 7 bis 8 Rotordurchmesser betragen, d. h. im Falle der derzeit größten Windräder fast 1 km,

um eine von Windschatten ungestörte Strömung für das nächste Rad zu ermöglichen [8]. Es sind also entsprechend enorm große Infrastrukturmaßnahmen bei Produktion, Häfen, Schiffen, Baumaschinen usw. erforderlich. Geht man von einer Lebensdauer eines Windrades von ca. 20 Jahren aus, so kommt neben einem weiteren Ausbau der Windenergie nach 2030 die laufende Überholung bzw. Erneuerung der bis dahin errichteten Windräder noch hinzu. Weiter ist zu erwähnen, dass in den kommenden Jahren zusätzlich

die laufende Überholung bzw. Erneuerung der an Land installierten Windräder ansteht.

Eine weitere Prognose entwirft der FVEE für den Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung² bis zum Jahr 2050 [4] (Bild 8). Dort wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2050 eine Vollversorgung des elektrischen Endenergiebedarfs in Höhe von 764 TWh_{el,end} pro Jahr zu 80 % aus einheimischen, regenerativen Energiearten und zu 20 % aus möglichst erneuerbaren Stromimporten gedeckt sein wird, wobei dann zu diesem Zeitpunkt von folgender Situation ausgegangen wird:

- a) Es wird angenommen, dass der gesamte Strombedarf in Industrie, Verkehr, Haushalten sowie im Bereich Gewerbe-Handel-Dienstleistungen (GHD) abgedeckt werden kann.
- b) Der Nahwärmebereich ist mitversorgt, über elektrische Wärmepumpen, Antriebe (Pumpen, usw.) von thermischen Solarkollektoren, Verwendung von „nutzbarer“ Abwärme aus verschiedenen Prozessen sowie durch dezentrale KWK ((SNG³ aus Überschussstrom). Desgleichen ist der Verkehr durch

² Bruttostromerzeugung = Nettostromerzeugung + Eigenbedarf der Kraftwerke

³ SNG = Synthetic Natural Gas, Synthesemethan aus erneuerbaren Energien

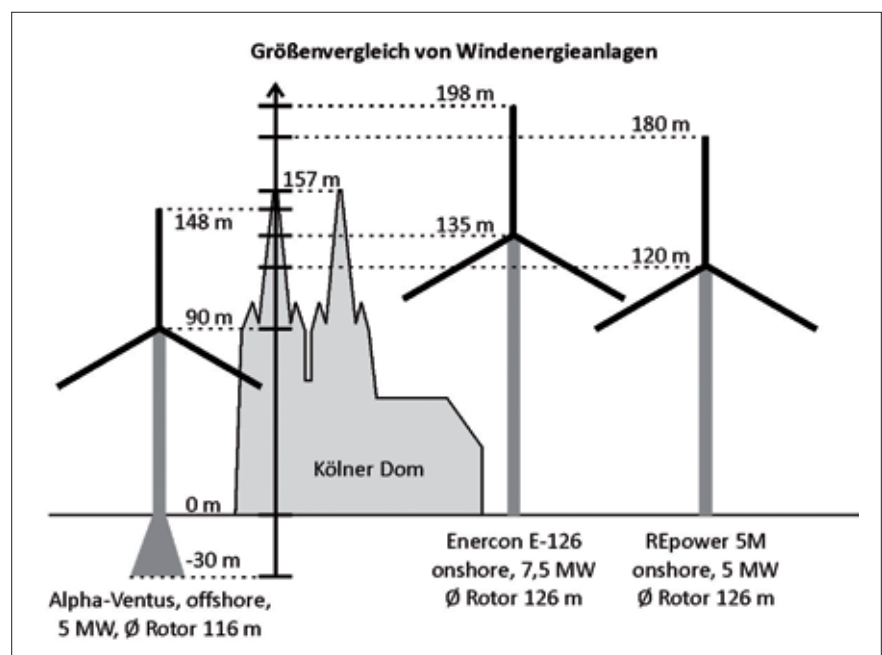


Bild 6: Größenvergleich von Windkraftanlagen.

Elektromobilität mit erfasst, wird jedoch auch durch SNG und Wasserstoff (aus Überschussstrom und Biokraftstoffen) versorgt. Ob der genannte Überschussstrom in den prognostizierten 764 TWh_{el,end} Endenergiebedarf bereits enthalten ist und somit nicht immer zur Verfügung steht, oder ob er noch nicht enthalten ist und damit noch zusätzlich zur Verfügung gestellt werden muss, ist der FVEE-Studie nicht klar zu entnehmen. Ebenso bleibt unklar, wieviel SNG, Wasserstoff und Biokraftstoff angenommen wird.

c) 20 % des Bedarfs sind (aus regenerativen Quellen) importiert.

d) Die Langzeitspeicherung zur Vollversorgung von saisonalen Engpässen über Gasspeicher (SNG) ist nicht oder lediglich als Einspeisung des aus überschüssigem elektrischen Strom erzeugten Synthesegases in das Erdgasnetz o. ä. erwähnt.

Auf die Versorgung von Industrie und GHD mit nicht-elektrischer Energie (SNG) wird noch in Abschnitt 7 eingegangen.

Was die Windenergie betrifft, so wird konzipiert, dass 38 % des gesamten elektrischen Strombedarfes von 764 TWh_{el,end} je Jahr, d. h. 290 TWh_{el,end} im Offshorebereich (derzeit sind es ca. 0,2 TWh_{el,end}) dargestellt werden. Dies bedeutet dort mit den nachstehenden Annahmen bis

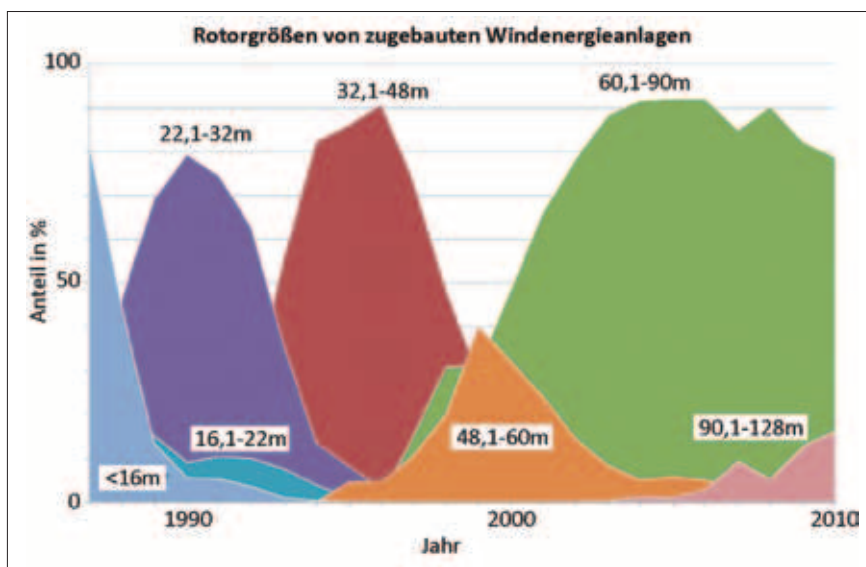


Bild 7: Entwicklung der Rotorgrößen seit 1987 (nach [10]).

zum Jahr 2050 folgenden Bedarf an Windrädern:

- Installierte Leistung (Maximalleistung) je Rad: 5 MW_{installiert}
- Nutzfaktor: 0,4; d. h. mittlere Jahresdurchschnittsleistung 2 MW_{mittel} je Rad.
- 290 TWh_{el,end} je Jahr entsprechen einer benötigten Jahresdurchschnittsleistung von 33.000 MW_{mittel}.
- Dies bedeutet einen Bedarf von 16.500 Rädern.

- Bis zum Jahr 2050 müssten somit über einen Zeitraum von 39 Jahren täglich 1,2 Räder bzw. ca. 8 Räder jede Woche installiert werden. Damit liegt der prognostizierte Aufwand an zu installierenden Rädern über dem der o. g. staatlichen Planung. Auch hier ist zu erwähnen, dass nach einer Periode von 20 Jahren, d. h.

⁴ Die Studie erschien im Juni 2010, weshalb noch keine realen Zahlen für 2010 vorliegen konnten (vgl. Bild 5).

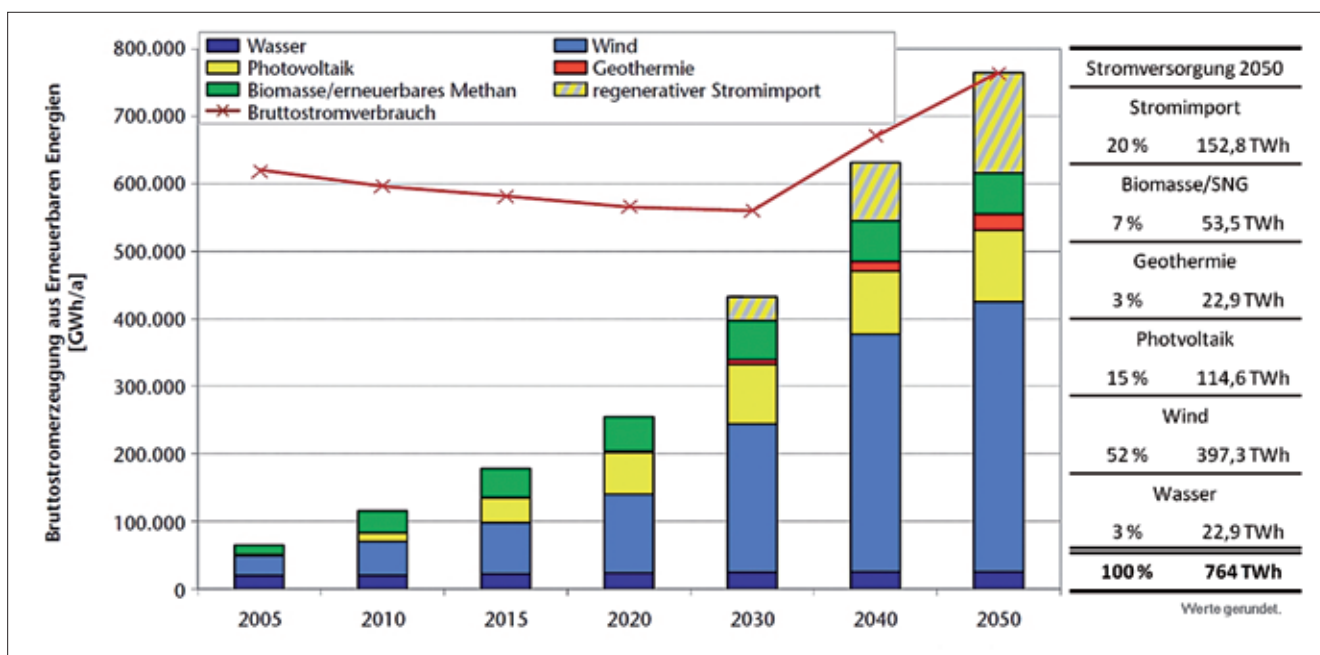


Bild 8: Prognose Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien⁴, nach [4].

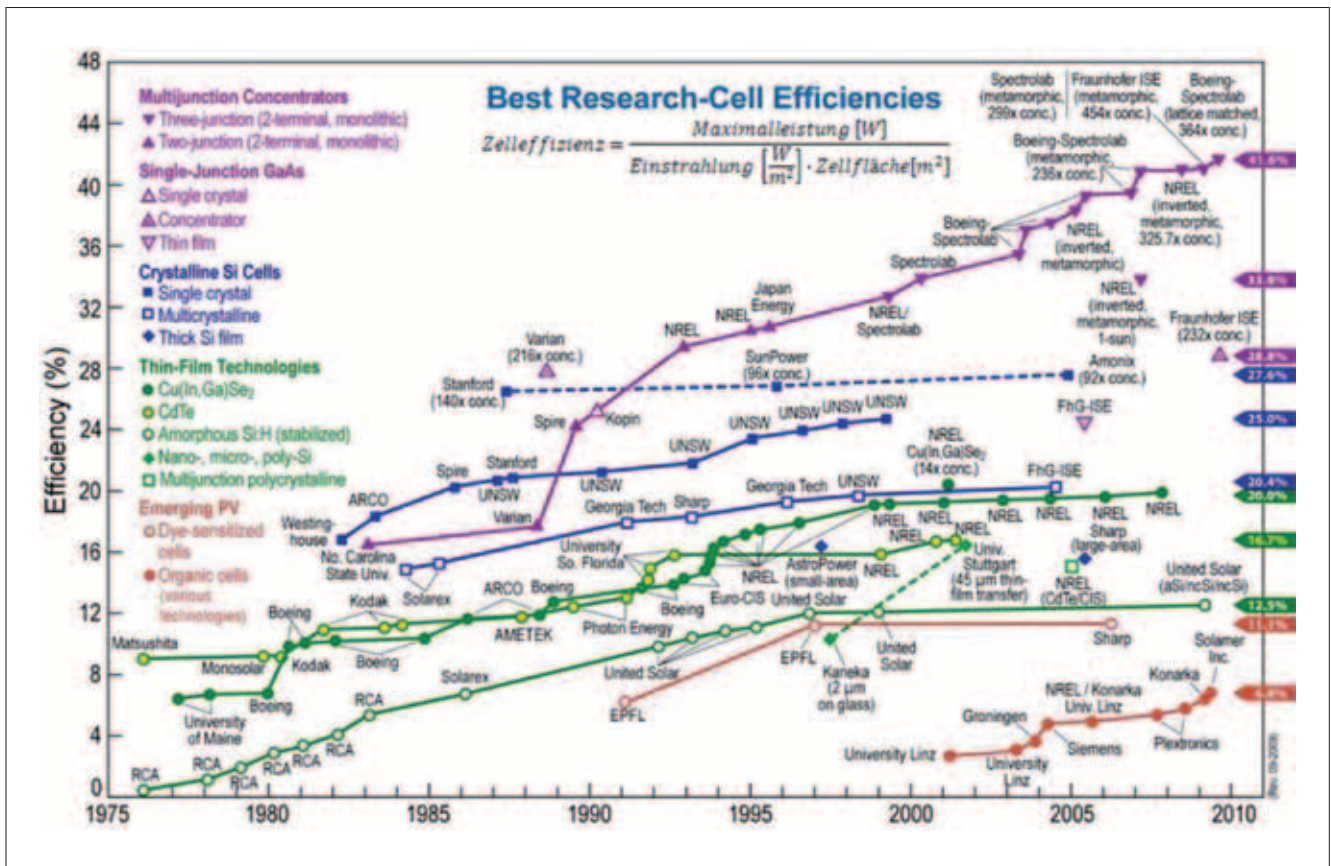


Bild 9: Entwicklung des Wirkungsgrads von Solarzellen seit 1975, nach [11].

ab dem Jahr 2030, zusätzlich die Überholung und Erneuerung der bereits installierten Räder ansteht.

- Erste Erfahrungen im Offshore-Bereich am Beispiel „Alpha-Ventus“ zeigen bei einer Fläche von $4 \text{ km}^2 = 4 \cdot 10^6 \text{ m}^2$ und einer im Jahr 2011 erzeugten elektrischen Strommenge von $267 \text{ GWh}_{\text{el, end}}$ [8] eine auf die Seefläche bezogene durchschnittlich über ein Jahr gemittelte Leistungsdichte von ca. $7,6 \text{ W}_{\text{mittel}}/\text{m}^2$. Ausgehend von den Nutzfaktoren 0,2 (onshore) und 0,4 (offshore) kann man somit mit einer abrufbaren Leistungsdichte im jährlichen Durchschnitt von 3 bis $6 \text{ W}_{\text{mittel}}/\text{m}^2$ rechnen.

3. Photovoltaik (Solarzellen)

Im Jahr 2010 waren Solarzellen mit einer (maximalen) Peak-Leistung von $17,3 \text{ GW}_p$ installiert, wobei $11,7 \text{ TWh}_{\text{el, end}}$ elektrischer Strom abgerufen wurden [3], was einer mittleren Leistung im Jahresdurchschnitt (über Tag und Nacht, Sommer wie Winter) von ca. $1,34 \text{ GW}_{\text{mittel}}$ bzw. einem Nutzfaktor von 0,08 entspricht. Der insge-

samt für diese Leistungsdaten erforderliche reale Bedarf an Landflächen konnte nicht ermittelt werden.

Geht man wieder von Bild 8 aus, so prognostiziert der FVEE für das Jahr 2050, dass 15 % des in Bild 8 angegebenen Bedarfes von $764 \text{ TWh}_{\text{el, end}}$ für die oben beschriebene Art der Vollversorgung mit elektrischem Strom aus der Photovoltaik stammen, d. h. $115 \text{ TWh}_{\text{el, end}}$ je Jahr (entspricht einer gemittelten Jahresleistung von ca. $13 \text{ GW}_{\text{mittel}}$), was ein Wachstum um den Faktor 10 gegenüber heute in Deutschland bedeutet. Wesentlich für dieses ehrgeizige Ziel ist, dass sich die Wirkungsgrade der Solarzellen in den letzten 30 Jahren erheblich verbessert haben (Bild 9). Anfangs lagen diese bei 2 %, heute betragen sie 13 % bis 17 % in der praktischen Anwendung. In der Forschung werden bereits auch ca. 40 % erreicht. Zur Einschätzung der Größenordnung von $115 \text{ TWh}_{\text{el, end}}$ sei hier erwähnt, dass der gesamte deutsche Kraftwerkspark im Jahr 2010 eine Bruttostromerzeugung von ca. $550 \text{ TWh}_{\text{el, end}}$ hatte, was einer jahresgemittelten Leistung von $63 \text{ GW}_{\text{mittel}}$ entspricht. Die Bruttostromerzeugungskapazität (max. Leistung) betrug $170 \text{ GW}_{\text{installiert}}$ und damit der Nutzfaktor des derzeitigen Kraftwerksparks 0,37. Die bis zum Jahr 2050 zu installierenden PV-Anlagen hätten dann bei gleichbleibendem Nutzfaktor von derzeit 0,08 (s. o.) eine Peak-Leistung von 165 GW_p , also in der gleichen Größenordnung wie der derzeitige Kraftwerkspark, aber nur einen Anteil von 15 % an der elektrischen Stromherstellung. Bei einer sich bis zum Jahr 2050 angenommenen Verdoppelung des Nutzfaktors ergäbe sich noch ein Peakwert (installierte Leistung) von ca. 80 GW_p .

Die sich nach Bild 9 abzeichnenden Fortschritte sind so ermutigend, dass bereits überlegt wird, das Großprojekt „Desertec“ (Bild 10) nicht nur überwiegend mit solarthermischen Großkraftwerken – von denen es bis heute nur wenige gibt – sondern auch mit Photovoltaik auszurüsten.

Wie aus Bild 10 ersichtlich, sieht das Projekt Desertec vor, dass neben den Mittelmeeranrainerstaaten auch die Länder der arabischen Halbinsel für den Export elektrischer Energie nach Europa zur Verfügung stehen werden. Solche Großpro-

jekte sind im Übrigen nicht neu. So geht z. B. die Studie „Atlantropa“ [13] auf die 20er-Jahre des vorigen Jahrhunderts zurück, die ein elektrisches Starkstromnetz um das Mittelmeer zur Versorgung von Europa und Nordafrika vorsah, indem das aus dem Atlantik ins Mittelmeer nachfließende Wasser (Verdunstung infolge Sonneneinstrahlung) zur elektrischen Stromerzeugung genutzt werden sollte. Es scheiterte letztlich an dem Mangel an politischer Einigkeit und wurde seit den 50er-Jahren des letzten Jahrhunderts endgültig nicht mehr verfolgt.

4. Biomasse

Neben Wind und Photovoltaik wird in Deutschland künftig noch Biomasse einen bedeutenden Anteil an regenerativer Energie darstellen. Über die Größe dieses Anteils gibt es verschiedene Prognosen. Wesentlich bei den verschiedenen Argumenten sind die Ernährungsproblematik, der Umfang des Verbleibs von Biomasse auf den abgeernteten Flächen zum Erhalt der Bodenqualität, der notwendigen Düngung usw. Im Jahr 2050 werden Biomasse und SNG ca. 7 % der Bruttostromerzeugung des in Bild 8 entworfenen Konzeptes ausmachen.

Die Nutzung der Biomasse kann auf ganz unterschiedlichem Wege erfolgen (z. B. Bild 11). Je nach Zielenergie ist der „direkte“ Weg über die Verbrennung zur Nutzwärme (Heizwerk) oder über die Verbrennung in einem Kraftwerk zur elektrischen Energie und zur Nutzwärme (Heizkraftwerk, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)) möglich. Es sind aber auch viele Abwandlungen über unterschiedlich geführte Verbrennungs-, Vergasungs- und Pyrolyseprozesse möglich, wobei außer elektrischem Strom und Nutzwärme auch Brennstoffe, flüssige und gasförmige Kraftstoffe (Mobilität, auch für Hybridfahrzeuge usw.), Chemierohstoffe (Synthesegase, Biokoks zu Reduktionszwecken, usw.) sowie je nach Prozess noch „nutzbare“ Abwärme bereit gestellt werden.

Bild 12 zeigt als Beispiel eine Biomassevergasung mit nachfolgender Herstellung von SNG, das wiederum in einem (stationären) Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) benutzt wird, um elektrischen Strom und Wärme bereitzustellen. Der Wirkungsgrad der Vergasung und Synthese (linker Teil in Bild 12) beträgt unter Berücksichtigung der benötigten Strommenge sowie ihrer



Bild 10: DESERTEC-Planung nach [12].

Wertigkeit aus dem GuD-Prozess 53 %. Der elektrische Wirkungsgrad des GuD-Prozesses beträgt 51 % und sein Wärmewirkungsgrad 41 % (rechter Teil in Bild 12), d. h. die sog. Brennstoffausbeute ω als Summe der beiden GuD-Nutzenergien ist 92 %. Der Wärmewirkungsgrad des Ge-

samtprozesses beträgt 28 % und der elektrische Gesamtwirkungsgrad (netto) 27 % und damit die sog. Brennstoffausbeute nach [15] für den Gesamtprozess als Verhältnis von Summe elektrischer Energie und Wärme zur eingetragenen Energie (Enthalpie) der Holzhackschnitzel 55 %.

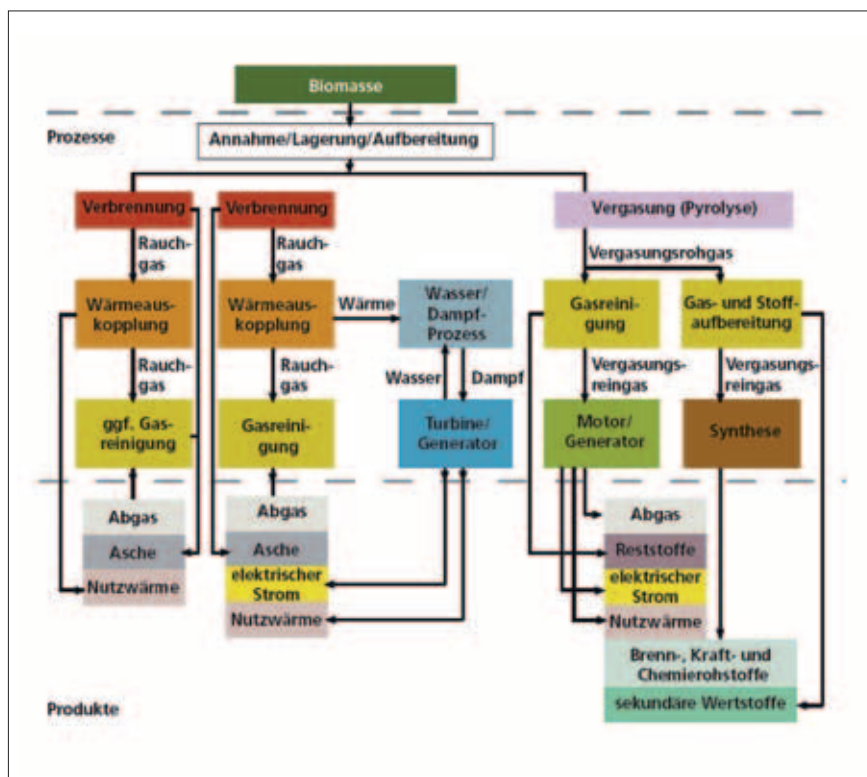


Bild 11: Konversionsverfahren für Biomasse nach [14].

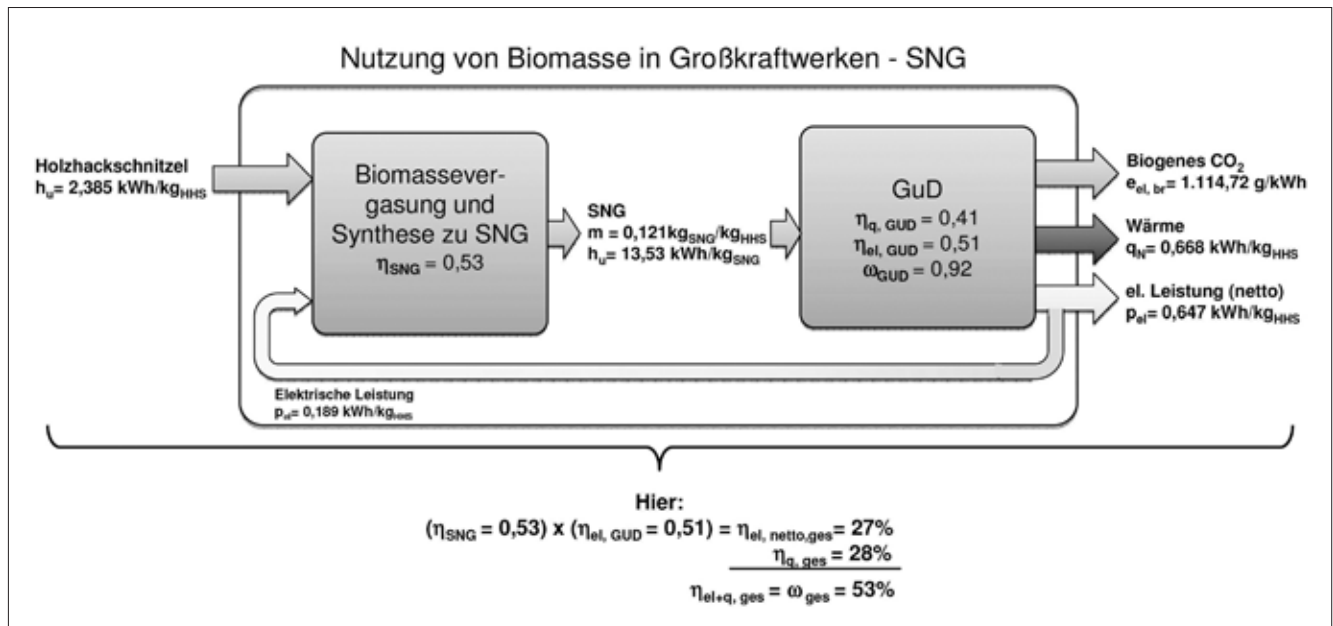


Bild 12: Nutzung von Synthesegas aus der Biomassevergasung.

Die Bereitstellung von Wärme und elektrischem Strom kann natürlich auch wie erwähnt direkt über die Verbrennung zum Ziel führen. Der Weg über das synthetische Methan hat den Vorteil, dass es über einen langen Zeitraum zwischengespeichert werden kann (ein Langzeitspeicher ist in Bild 12 nicht dargestellt). Aus diesem Langzeitspeicher kann dann, falls erforderlich, insbesondere zur saisonalen Überbrückung von Engpässen entweder direkt SNG oder elektrische Energie über ein GuD-Kraftwerk entnommen werden. Bei dieser sog. Rückverstromung aus dem Speicher ist, falls keine Verwendung von Wärme möglich ist (KWK), natürlich eine Optimierung in Hinblick auf die maximale mögliche Abgabe von elektrischer Energie nötig. Eine Stützung des elektrischen Netzes durch den fossilen Energiepark wird jedenfalls bei einem wirklichen Umstieg auf erneuerbare Energien (Vollversorgung mit Vorsorgespeicherung) entfallen. Elektrische Batterien werden aus heutiger Sicht kaum die benötigten elektrischen Strommengen speichern können. Auf die Vollversorgung mit saisonaler Überbrückung von Engpässen wird in den Abschnitten 9 bis 11 noch weiter eingegangen.

5. Wasser und Geothermie

Das Potenzial der Wasserenergie (Pumpspeicherwerke, Laufwasserkraftwerke

usw.) gilt derzeit in Deutschland als nahezu ausgeschöpft. Wenn auch Wasser den absoluten Betrag bei der Energiebereitstellung in Zukunft wird steigern können, so wird sein Anteil bei der Endenergiebereitstellung einige Prozent wohl nicht übersteigen (vgl. Bild 5 und Bild 8). Dennoch wird es seine große Bedeutung zur Kurzzeitspeicherung bei Pumpspeicherwerken wegen der sehr schnellen Möglichkeit der Aufnahme überschüssiger und Abgabe benötigter Energie insbesondere zur Stabilisierung des elektrischen Netzes beibehalten. Dies ist insbesondere nicht nur vor dem Hintergrund fluktuierenden Verbraucherverhaltens, sondern auch wegen der sehr stark fluktuierenden durch Wind und Photovoltaik angebotenen Energie wichtig. Bei abschätzenden Betrachtungen zu einer Vollversorgung mit erneuerbaren Energien kann jedoch die Wasserenergie unberücksichtigt bleiben, vgl. Bild 15 im Abschnitt 9.

Unter Geothermie wird die Bereitstellung von Wärme nicht oberflächennah wie bei Wärmepumpen im Hausheizungsbereich usw., sondern die Bereitstellung aus großen Tiefen mit entsprechend hohem Temperaturniveau verstanden. Diese Energie hat derzeit noch kaum einen Anteil. Sie wird zwar in Zukunft relevant sein, aber bis 2050 ihren Anteil kaum über die Bedeutung der Wasserenergie hinaus steigern (Bild 8). Auch Geothermie kann daher bei abschätzenden Betrachtungen

zu einer Vollversorgung hier außer acht gelassen werden.

6. Elektrisches Verteilernetz

Windkraft und Photovoltaik werden in Deutschland nach [4] die größten Anteile zu erneuerbaren Energien darstellen. Ein Ausbau des elektrischen Verbundnetzes ist daher schon lange in der Diskussion. Nach der Netzstudie II der Deutschen Energieagentur (Dena) werden bis zum Jahr 2020 3.800 km neue Hochspannungstrassen (GÜ 680 kV/380 kV) benötigt, um 39 % EE am Bruttostromverbrauch zu ermöglichen [16]. Seit Veröffentlichung der Dena Netzstudie I im Jahr 2005 konnten hiervon jedoch nur 90 km bis zum Jahr 2010 verwirklicht werden, da insbesondere Einigkeit bei der Trassenführung durch Einwendungen der Bevölkerung jeweils vor Ort nur schwer zu erreichen ist. Dass eine intelligente Nutzung des vorhandenen Netzes (Smart Grid, Flexibilisierung) notwendig ist, ist selbstverständlich. Bereits heute bestehen Engpässe, das Angebot elektrischer Energie aus Wind mit den bekannt großen Fluktuationen auszuschöpfen. Abschaltungen sind die Folge. Neben dem Übertragungsnetz im Hochspannungsbereich sind jedoch auch die Verteilernetze im Mittel- und Niederspannungsbereich vom starken Ausbau der erneuerbaren Energien betroffen, da gerade hier die dezentralen Anlagen ein-

speisen. In den unteren Spannungsebenen tritt nun häufiger eine Lastflussumkehr ein, bei der Strom zurück ins Übertragungsnetz gespeist wird. Darauf sind das traditionelle Verteilernetz und seine Betriebsmittel nicht ausgelegt [17]. In der Folge werden neue, langfristige Investitionen in Transformatoren nötig, deren Dimensionierung sich nicht mehr nach standardisierten Lastprofilen richtet, sondern auch die stochastische Einspeisung der regenerativen Energien berücksichtigen muss. So müssen mit der Energiewende auch neue, zusätzliche Anforderungen an mehrere Netzebenen bewältigt werden.

Literatur

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Hrsg.): Energiedaten – nationale und internationale Entwicklung, online verfügbar: <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/energiedaten.html>, zuletzt abgerufen am: 08.03.2012.
- [2] Daten von der AG Energiebilanzen e. V., online verfügbar: <http://www.ag-energiebilanzen.de>, zuletzt abgerufen am: 08.03.2012.
- [3] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung, Stand Juli 2011, Berlin, 2011. Online: <http://www.erneuerbare-energien.de/>, zuletzt abgerufen am: 08.03.2012.
- [4] J. SCHMID et. al.: Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 % erneuerbaren Energien, Forschungsverbund erneuerbare Energien (Hrsg.), Berlin, 2010.
- [5] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin, 2011.
- [6] Deutsche Energieagentur (dena): Strategieplattform Power to Gas, Homepage: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/strom-in-gas-umwandeln.html>, zuletzt abgerufen am: 08.03.2012.
- [7] G. SCHAUMANN, K.W. SCHMITZ: Systemübersicht und Vorteile der KWK in Kraft-Wärme-Kopplung (Hrsg. G. Schaumann, K.W. Schmitz), 4. Auflage, Springer Verlag, Berlin 2010.
- [8] Jahresrückblick 2011 und „fact sheet 2010“ alpha ventus – Stand März 2012, <http://www.alpha-ventus.de/>, abgerufen am: 26.03.2012
- [9] M. BECKMANN, C. PIEPER: erneuerbare Energien – Entwicklungen und Perspektiven in erneuerbare Energien, Band 5 (Hrsg. K. J. Thomé-Kozmiensky, M. Beckmann), TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, Neuruppin 2011
- [10] J. P. MOLLY: Status der Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31.12.2010. [liensatz_2010.pdf](http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Statistics%20Pressemitteilungen/31.12.10/Fo-), abgerufen am: 03.04.2011, DEWI GmbH, 2011
- [11] S. PRICE, R. MARGOLIS: 2008 Solar Technologies Market Report. U.S. Department of Energy (Hrsg.), 2010, <http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/46025.pdf>, abgerufen am 30.04.2010.
- [12] DESERTEC Foundation, www.desertec.org, zuletzt abgerufen am: 08.03.2012.
- [13] W. VOIGT: Atlantropa. Weltbauen am Mittelmeer. Ein Architektentraum der Moderne; Membran-Verlag, Auflage: Auflage 2007; ISBN: 978-3-86735-025-9; sowie frühere Auflage (1998) ISBN: 978-3-93337-405-9.
- [14] O. CARLOWITZ, S. VODEGEL, A. WOLLMANN: Energieeffizienz bei der energetischen Nutzung von Biomasse. In: Thomé-Kozmiensky, K. J.; Beckmann, M.: erneuerbare Energien, Band 2. Neuruppin: TK Verlag Karl Thome-Kozmiensky, 2009, S. 283-296.
- [15] VDI 4661: Energiekenngrößen – Definitionen – Begriffe – Methodik. Beuth-Verlag GmbH Berlin, September 2003.
- [16] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025. Berlin, November 2010.
- [17] W. BRINKER, E. Wieben: Dezentrale Energie – Netzstabilität, In: M. Beckmann, A. Hurtado: Kraftwerkstechnik, Band 3. Neuruppin: TK Verlag Karl Thome-Kozmiensky, 2011, S. 473-488.
- [18] + [19] siehe Teil II (WASSER UND ABFALL, Heft 09/12)

Autoren

Prof. Dr.-Ing. Michael Beckmann

E-Mail: michael.beckmann@tu-dresden.de

Dipl.-Wi.-Ing. Christoph Pieper

E-Mail: christoph.pieper@tu-dresden.de
Institut für Energietechnik
TU Dresden
Walther-Pauer-Bau
01062 Dresden

Prof. Dr.-Ing. Reinhard Scholz

E-Mail: reinhard.scholz@ievb.tu-clausthal.de

Dipl.-Math. Marc Muster

E-Mail: marc.muster@ievb.tu-clausthal.de
Institut für Energieverfahrenstechnik und Brennstofftechnik (IEVB)
TU Clausthal
Agricolastr. 4
38678 Clausthal-Zellerfeld

Die aktuelle und umfassende Darstellung aller Bereiche für die Wasserversorgung



Peter Fritsch | Werner Knaus | Gerhard Merkl | Erwin Preininger | Joachim Rautenberg | Matthias Weiß | Burkhard Wricke

Mutschmann/Stimmelmayer Taschenbuch der Wasserversorgung

15., vollst. überarb. und aktual. Aufl. 2011. XLII, 931 S. mit 422 Abb. und 286 Tab. Geb. EUR 99,95 ISBN 978-3-8348-0951-3

Auch die 15. Auflage wird dem gerecht, was die Fachzeitschrift GWF Wasser Abwasser über die 14. Auflage geschrieben hat: „Mit dieser Auflage liegt wiederum ein handliches und zugleich umfassendes und übersichtliches Standardwerk vor für all diejenigen, die sich im Studium oder im Beruf mit der Planung, dem Bau, dem Betrieb und der Verwaltung von Wasserversorgungsanlagen befassen.“ Das seit über 50 Jahren anerkannte Standardwerk umfasst alle Bereiche der Wasserversorgung – von der Planung über Bau, Betrieb, Organisation bis zu Verwaltung und Management der Anlagen. Das Taschenbuch der Wasserversorgung erläutert dabei den derzeitigen Stand der Technik, zeigt die wirtschaftlichen und rechtlichen Aspekte bei Planung, Ausführung und Unterhaltung von Wasserversorgungsanlagen und nennt aktuelle DVGW-Regelungen, DIN-Normen, Gesetze, Verordnungen und Richtlinien.

Einfach bestellen:
fachmedien-service@springer.com
Telefax +49(0)6221/345 – 4229