

Perspektiven für eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien

Michael Beckmann, Christoph Pieper, Reinhard Scholz und Marc Muster

1.	Problemstellung.....	44
2.	Wind	48
3.	Photovoltaik (Solarzellen).....	51
4.	Biomasse.....	54
5.	Wasser und Geothermie.....	56
6.	Elektrisches Verteilernetz.....	56
7.	Vollversorgung mit regenerativer elektrischer Energie ohne saisonale Vorsorge bzw. ohne Langzeitspeicherung	56
8.	Übergangsphase	58
9.	Langzeitspeicher.....	59
10.	Vollversorgung aus erneuerbarer Energie mit saisonaler Vorsorge aus Langzeitspeicherung einschließlich synthetischer Gaserzeugung und Rückverstromung (Beispiel).....	61
11.	RDVEE – Regionale Demonstrationseinheit für eine Vollversorgung mit erneuerbarer Energie (Beispiel)	64
12.	Ausblick.....	68
13.	Literatur.....	68

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. Um die Energieversorgung in Deutschland langfristig auf erneuerbare Energien umzustellen, ist der Weg zu einer wirklichen Vollversorgung mit realistischen Teilschritten und Zwischenzielen darzustellen. Anhand von regionalen Pilotprojekten kann demonstriert werden, ob der eingeschlagene Weg erfolgversprechend ist bzw. wie er ggf. korrigiert werden sollte.

1. Problemstellung

Der schrittweise Ersatz der fossilen Energieträger (Stein- und Braunkohle, Mineralöl, Erdgas) sowie der Kernenergie durch erneuerbare Energien ist ein Prozess, der seit etwa 20 Jahren andauert. Beim Primärenergieeinsatz ist der erneuerbare Anteil in Deutschland seit dem Jahr 1990 von etwa 1 % auf etwa 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 *Forschungsverbunds 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 einer *Regionalen Demonstrationseinheit für eine Vollversorgung mit erneuerbarer Energie* (RDVEE) wird dies am Ende dieses Fachaufsatzes (siehe Abbildung 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 Abbildung 1 ist für Deutschland zunächst der absolute Primärenergiebedarf – derzeit etwa $13.500 \text{ PJ}_{\text{prim}}$ 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 Abbildung 1). Abbildung 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 etwa 10,9 % im Jahr 2011 gestiegen, der gesamte absolute Primärenergieaufwand ist jedoch

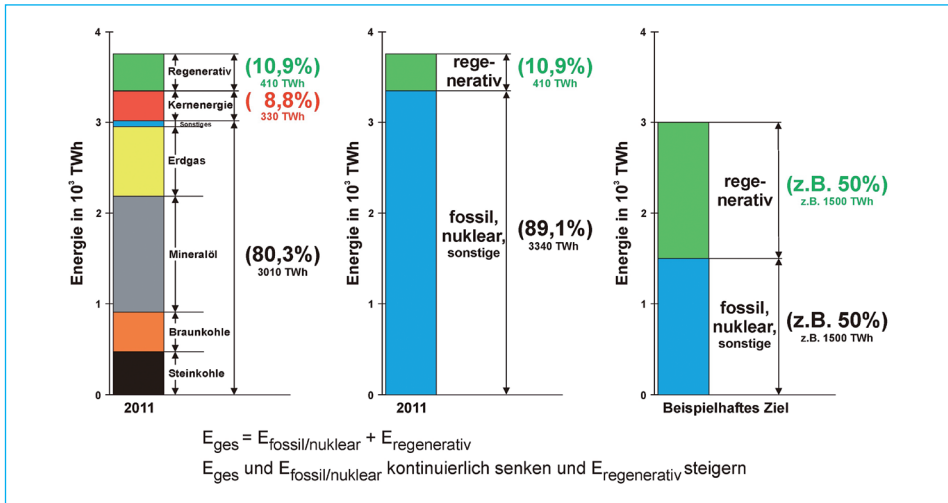


Abb. 1: Primärenergiebedarf in Deutschland

Quelle: 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.

annähernd gleich geblieben und beträgt nach wie vor etwa 14 EJ = 14.000 PJ_{prim} bzw. etwa 3.900 TWh_{prim} = 3,9 • 10⁶ GWh_{prim} je Jahr, was einer über das ganze Jahr gemittelten Durchschnittsleistung von etwa 444 GW_{mittel} = 444 • 10³ MW_{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.

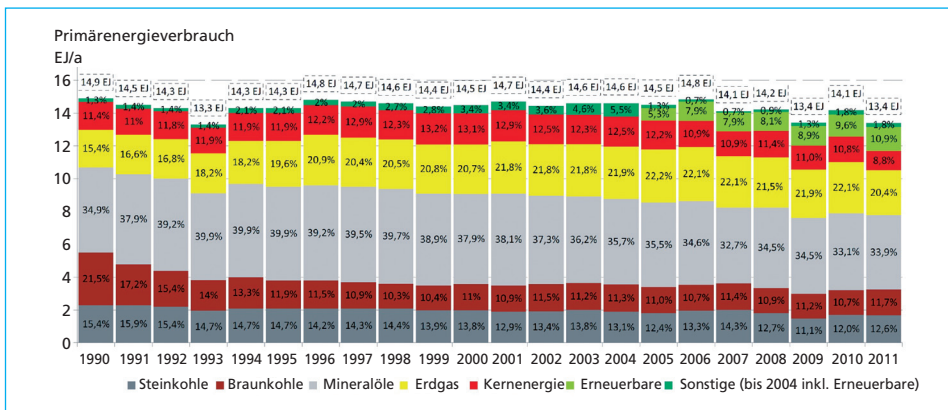


Abb. 2: Entwicklung des Primärenergiebedarfs in Deutschland seit 1990

Quelle: 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.

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

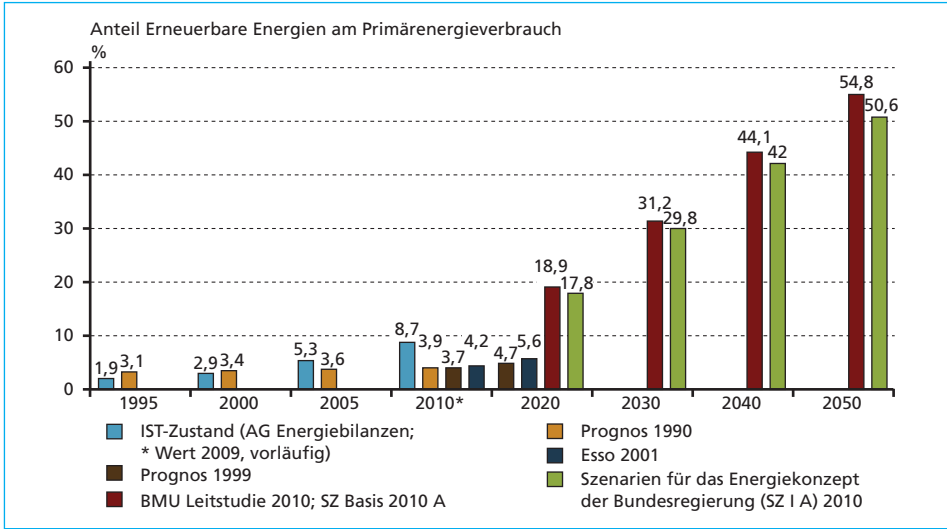


Abb. 3: Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergiebedarf

Quelle: Beckmann, M.; Pieper, C.: Erneuerbare Energien – Entwicklungen und Perspektiven in erneuerbare Energien, Band 5 (Hrsg. Thomé-Kozmiensky, K.J.; Beckmann, M.), TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, Neuruppin 2011.

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 Abbildung 4).

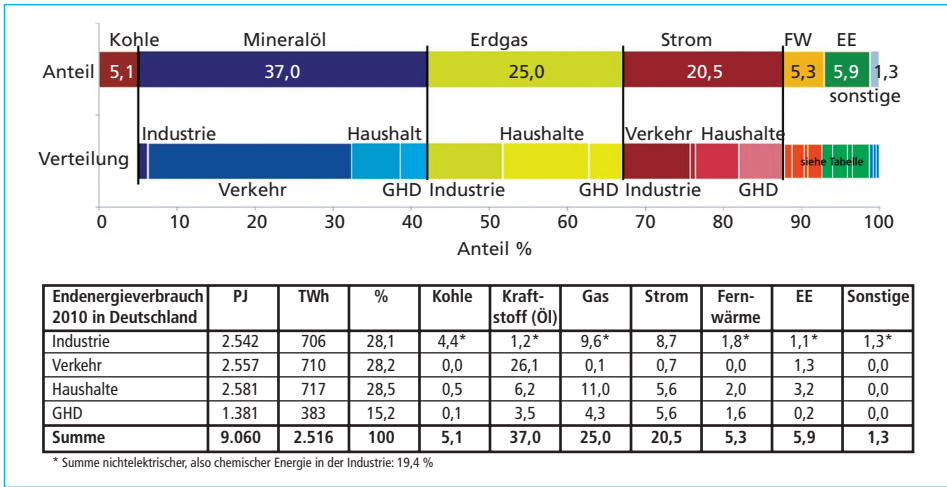


Abb. 4: Endenergiebedarf 2010 in Deutschland

Quelle: 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.

Der Endenergiebedarf beträgt etwa 65 % des Primärenergieaufwandes, d.h. etwa $9.100 \text{ PJ}_{\text{end}}$ bzw. $2.500 \text{ TWh}_{\text{end}}$ je Jahr bzw. etwa $290 \text{ GW}_{\text{mittel}} = 290 \cdot 10^3 \text{ MW}_{\text{mittel}}$ jahresgemittelte Durchschnittsleistung. Der Verlust von 35 % entsteht überwiegend durch die Erzeugung elektrischen Stroms in konventionellen Kraftwerken (mittlerer Wirkungsgrad derzeit etwa 40 % aus sog. Energiemix [1]). Aus dem unteren Teil der Abbildung 4 sind zugehörig zu der darüber liegenden Balkendarstellung weitere detaillierte Zahlenangaben zu entnehmen. So deckt z.B. der elektrische Strom derzeit etwa 21 % des Endenergiebedarfes 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 %; bspw. Abbildung 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 Endenergie, 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 optimierte 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 etwa 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, den Energiebedarf durch erneuerbare Energien zu substituieren, dargestellt. Dabei werden jeweils *nur* die Größenordnungen verschiedener Energiearten und -verwendungsbereiche beschrieben.

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

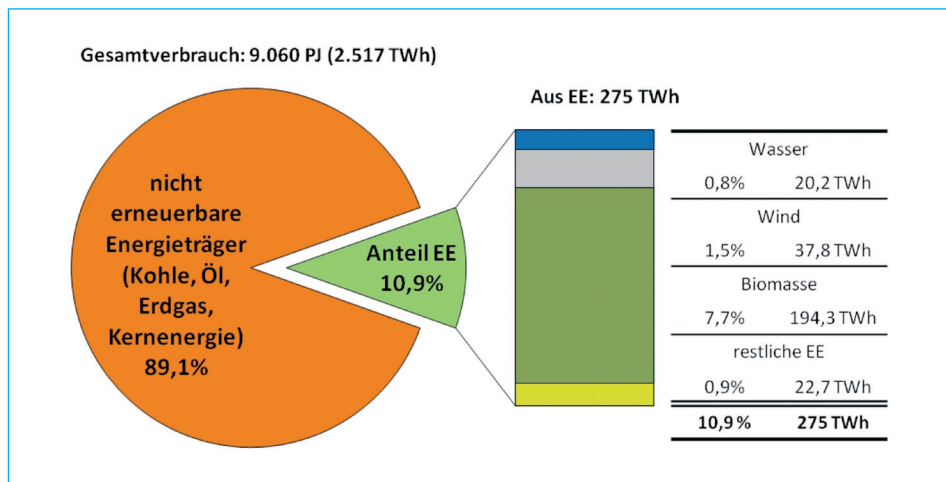


Abb. 5: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergiebedarf

Quelle: 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.

2. Wind

Nach Abbildung 5 beträgt der Anteil der Windenergie 1,5 % des Endenergiebedarfes und etwa 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) etwa 27 GW_{installiert} und auf See (offshore) etwa 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 weitere Modellrechnungen vereinfacht an Land mit einem über dem Jahr gemittelten sog. Nutzfaktor von etwa 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 etwa 48 TWh_{el,end} und auf See mit derzeit 24 MW_{mittel} bzw. mit etwa 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

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

Windrad von 5 MW an, d.h. nach Abbildung 6 Rotorendurchmesser von etwa 120 m und eine Spitzenhöhe von etwa 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. Abbildung 7 verdeutlicht den Anstieg der Baugröße der Rotoren in den letzten 25 Jahren.

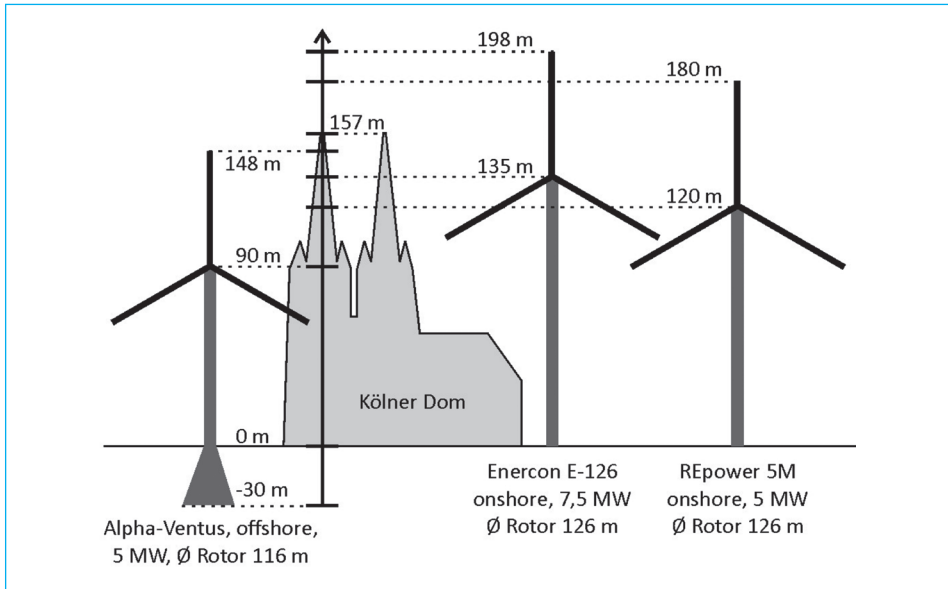


Abb. 6: Größenvergleich von Windkraftanlagen

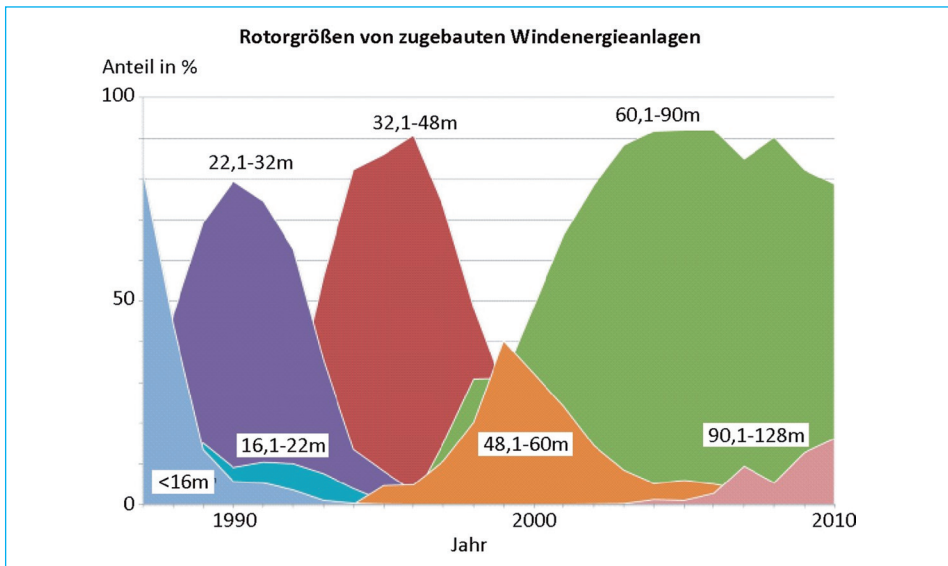


Abb. 7: Entwicklung der Rotorgrößen seit 1987

Quelle: Molly, J. P.: Status der Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31.12.2010. http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Statistics%20Pressemitteilungen/31.12.10/Foliensatz_2010.pdf, abgerufen am: 03.04.2011, DEWI GmbH, 2011.

Die größten Windräder haben derzeit einen Rotordurchmesser von etwa 130 m und eine Spitzenhöhe von etwa 200 m mit einer maximalen Leistung von 7,5 MW_{installiert} (siehe Abbildung 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 etwa 7 bis 8 Rotordurchmesser, d.h. im Falle der derzeit größten Windräder fast 1 km, betragen, 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 etwa 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] (Abbildung 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 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 Bedarfes 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 etwa 0,2 TWh_{el,end}) dargestellt werden. Dies bedeutet dort mit den nachstehenden Annahmen bis 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.

² Bruttostromerzeugung = Nettostromerzeugung + Eigenbedarf der Kraftwerke

³ SNG = Synthetic Natural Gas, Synthesemethan aus erneuerbaren Energien

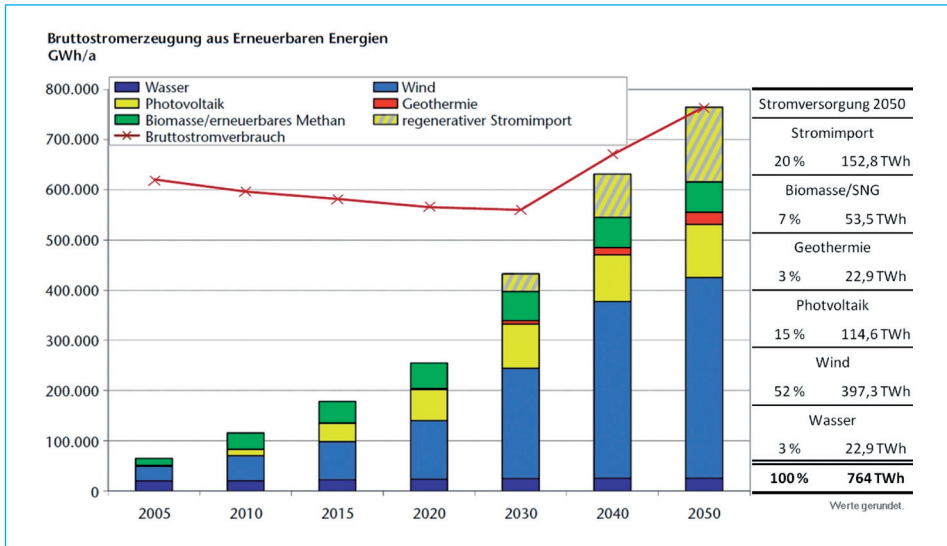


Abb. 8: Prognose Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien⁴

Quelle: Schmid, J. et. al.: Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 % erneuerbaren Energien, Forschungsverbund erneuerbare Energien (Hrsg.), Berlin, 2010.

- $290 \text{ TWh}_{\text{el, end}}$ je Jahr entsprechen einer benötigten Jahresdurchschnittsleistung von $33.000 \text{ MW}_{\text{mittel}}$.
- 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. etwa 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. 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 etwa $7,6 \text{ W}_{\text{mittel}}/\text{m}^2$. 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 etwa $1,34 \text{ GW}_{\text{mittel}}$ bzw. einem Nutzfaktor von 0,08 entspricht. Der insgesamt für diese Leistungsdaten erforderliche reale Bedarf an Landflächen konnte nicht ermittelt werden.

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

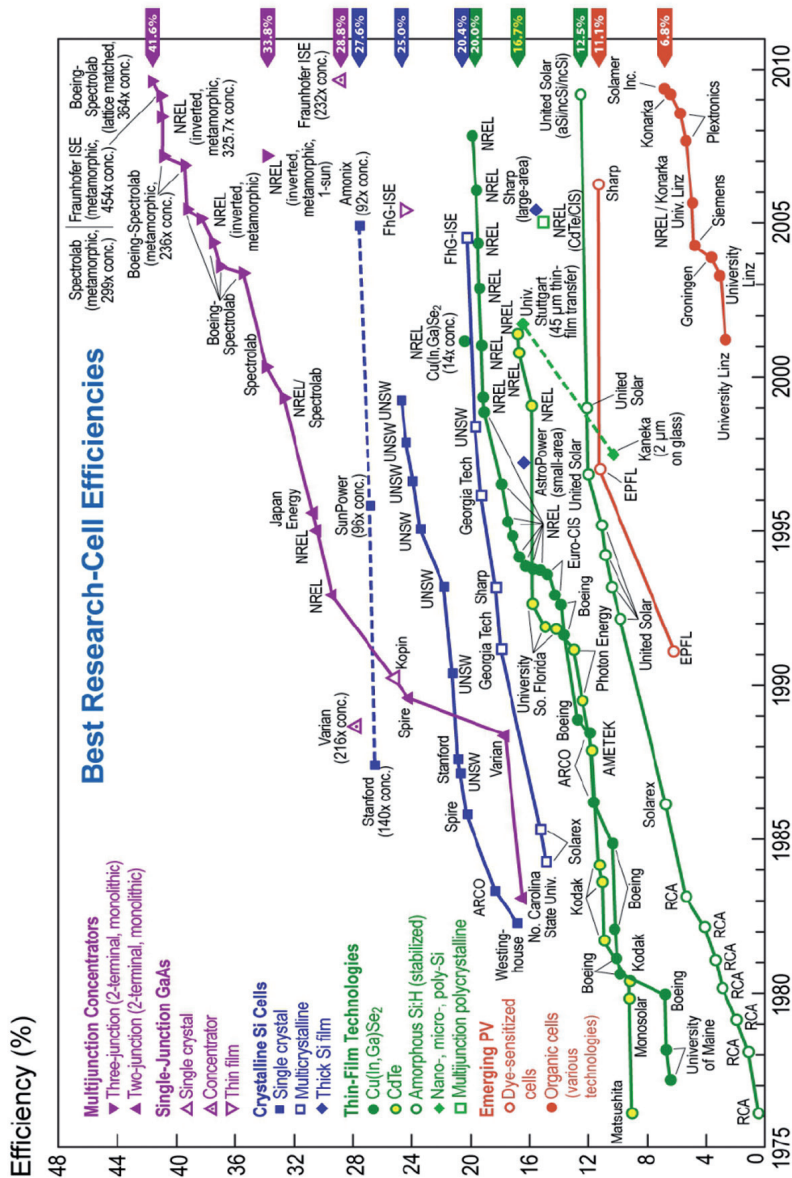


Abb. 9: Entwicklung des Wirkungsgrads von Solarzellen seit 1975

Quelle: Price, S.; Margolis, R.: 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.

Geht man wieder von Abbildung 8 aus, so prognostiziert der FVEE für das Jahr 2050, dass 15 % des in Abbildung 8 angegebenen Bedarfes von 764 TWh_{el,end} für die oben beschriebene Art der Vollversorgung mit elektrischem Strom aus der Photovoltaik stammen, d.h. 115 TWh_{el,end} je Jahr (entspricht einer gemittelten Jahresleistung von etwa 13 GW_{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 (Abbildung 9). Anfangs lagen diese bei 2 %, heute betragen sie 13 % bis 17 % in der praktischen Anwendung. In der Forschung werden bereits auch etwa 40 % erreicht. Zur Einschätzung der Größenordnung von 115 TWh_{el,end} sei hier erwähnt, dass der gesamte deutsche Kraftwerkspark im Jahr 2010 eine Bruttostromerzeugung von etwa 550 TWh_{el,end} hatte, was einer jahresgemittelten Leistung von 63 GW_{mittel} entspricht. Die Bruttostromerzeugungskapazität (max. Leistung) betrug 170 GW_{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 etwa 80 GW_p.

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

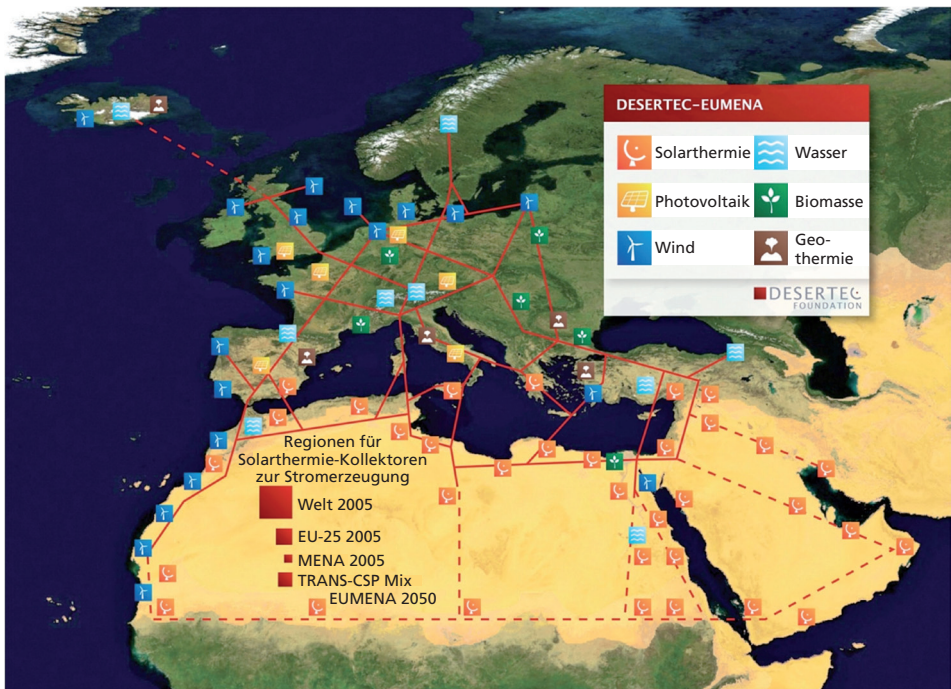


Abb. 10: DESERTEC-Planung

Quelle: DESERTEC Foundation, www.desertec.org, zuletzt abgerufen am: 08.03.2012.

Wie aus Abbildung 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 Großprojekte sind im Übrigen nicht neu. So geht z.B. die Studie *Atlantropa* [13] auf die 20-iger 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 50-iger 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 etwa 7 % der Bruttostromerzeugung des in Abbildung 8 entworfenen Konzeptes ausmachen.

Die Nutzung der Biomasse kann auf ganz unterschiedlichem Wege erfolgen (z.B. Abbildung 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.

Abbildung 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 Abbildung 12) beträgt unter Berücksichtigung der benötigten Strommenge sowie ihrer Wertigkeit aus dem GuD-Prozess 53 %. Der elektrische Wirkungsgrad des GuD-Prozesses beträgt 51 % und sein Wärmewirkungsgrad 41 % (rechter Teil in Abbildung 12), d.h. die sog. Brennstoffausbeute ω als Summe der beiden GuD-Nutzenergien ist 92 %. Der Wärmewirkungsgrad des Gesamtprozesses 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 eingebrachten Energie (Enthalpie) der Holzhackschnitzel 55 %.

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 Abbildung 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

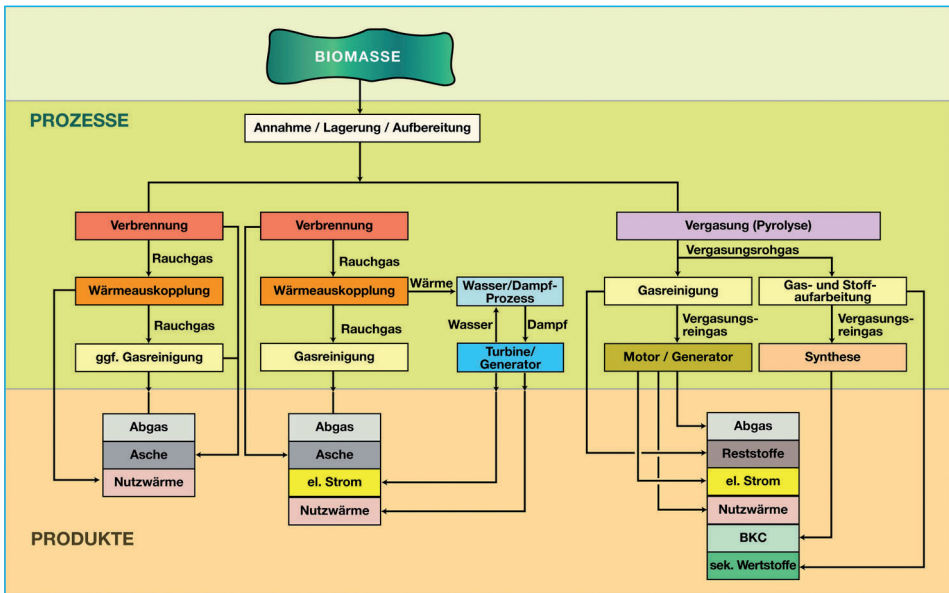


Abb. 11: Konversionsverfahren für Biomasse

Quelle: Carlowitz, O.; Vodegel, S.; Wollmann, A.: 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.

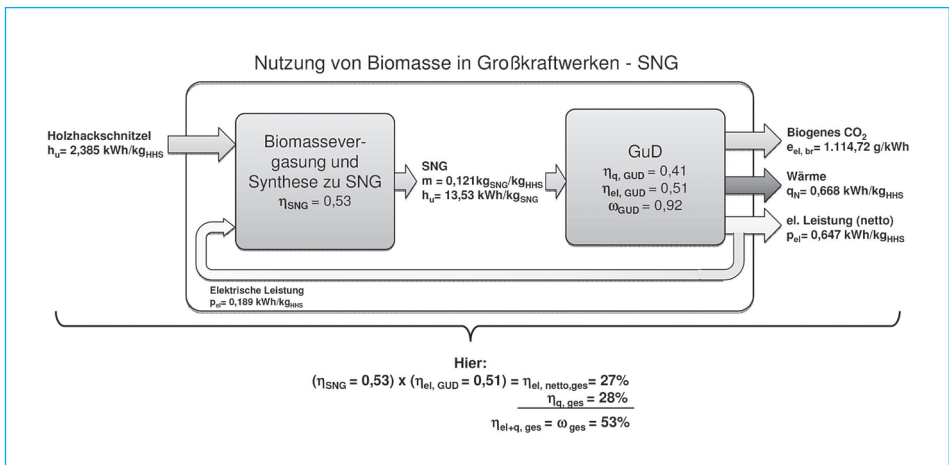


Abb. 12: Nutzung von Synthesegas aus der Biomassevergasung

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 steigern können, so wird sein Anteil bei der Endenergiebereitstellung einige Prozent wohl nicht übersteigen (vgl. Abbildung 5 und Abbildung 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. Abbildung 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 (Abbildung 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 3.600 km neue Hochspannungstrassen (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 auszuschoöpfen. 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 einspeisen. 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.

7. Vollversorgung mit regenerativer elektrischer Energie ohne saisonale Vorsorge bzw. ohne Langzeitspeicherung

Derzeit beträgt der gesamte Endenergiebedarf in Deutschland etwa $2.500 \text{ TWh}_{\text{end}}$ je Jahr (s.o.). In dieser Zahl ist allerdings noch keine Energiereserve enthalten, die einen saisonalen

Engpass (z.B. bei längerem Ausbleiben des erneuerbaren Energieangebotes) überbrücken kann. Auch heute sind in Deutschland fossile Energievorräte (Erdgas in Kavernen, Öl in Tanks) für bis zu 3 Monaten vorhanden [18].

Zunächst sei eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien, die *lediglich* den durchschnittlichen jährlichen Gesamtbedarf abdeckt, mit der nachstehenden Gesamtsituation zu betrachten:

Folgt man der Prognose nach Abbildung 8, werden für eine elektrische Vollversorgung etwa $760 \text{ TWh}_{\text{el, end}}$ benötigt. Hierbei sind der Verkehr (reine Elektromobilität) und die notwendige elektrische Energie für die Nutzwärmebereitstellung in Höhe von etwa $500 \text{ TWh}_{\text{therm}}$ über elektrisch angetriebene Wärmepumpen mit abgedeckt.

Zusätzlich ist der Bedarf an nicht elektrischer Energie für Industrie und Gewerbe hinzuzurechnen. Nimmt man an, dass dafür chemische Energie wie Brenngase, z.B. regeneratives Methan (SNG), andere Synthesegase usw. in der Größenordnung des industriellen Verbrauchs von 2010 (19,4 % des Endenergieverbrauchs, siehe Tabelle in Abbildung 4) benötigt werden, so ergibt sich ein Bedarf von $490 \text{ TWh}_{\text{chem, end}}$. Insgesamt ist so ein Endenergiebedarf von $1.250 \text{ TWh}_{\text{el+chem, end}}$ im Jahr 2050 erforderlich.

Nach dieser Prognose wäre der derzeitige Endenergiebedarf von $2.500 \text{ TWh}_{\text{end}}$ im Jahr 2050 halbiert. Selbst wenn man den Wärmebedarf von $500 \text{ TWh}_{\text{therm}}$ nicht mit Hilfe von Wärmepumpen aus nutzbarer Abwärme usw. gewinnen würde, ergäbe sich ein Endenergiebedarf von $1.750 \text{ TWh}_{\text{el+chem+therm, end}}$, was auch noch eine Reduktion von 30 % gegenüber dem heutigen Endenergiebedarf bedeutet.

Zur Darstellung der Dimension bzw. Größenordnung der Aufgabe, die fossilen Energien durch regenerative zu substituieren, sei einmal angenommen, dass der gesamte Endenergiebetrag von $1.250 \text{ TWh}_{\text{el+chem}}$ nur mit Windenergie im Offshorebereich abgedeckt werden sollte, weil Windenergie voraussichtlich den größten Anteil haben wird. Für $760 \text{ TWh}_{\text{el, end}}$ elektrische Endwindenergie bei heutigen Windrädern von je $5 \text{ MW}_{\text{installiert}}$ installierter Leistung mit einem Nutzfaktor von 0,4 (also $2 \text{ MW}_{\text{mittel}}$ jahresgemittelte Durchschnittsleistung, s.o.), wäre so eine Anzahl von etwa 43.400 Windrädern erforderlich.

Für $490 \text{ TWh}_{\text{chem, end}}$ chemische Endenergie wären zunächst mit der Annahme eines Wirkungsgrades von etwa 50 % zur Umwandlung von elektrischer in chemische Energie in Form von SNG (s.u. Abbildung 14 $\eta_{\text{SNG}} = 0,54$) eine elektrische Primärwindenergie von etwa $980 \text{ TWh}_{\text{el, prim}}$ bereitzustellen. Hierfür würde man mit den gleichen Windrädern wie zuvor eine Anzahl von etwa 55.900 Windrädern benötigen. Es wäre elektrische Primärenergie $(760 + 980) \text{ TWh}_{\text{el, prim}} = 1.740 \text{ TWh}_{\text{el, prim}}$ mit einer Anzahl von etwa $(43.400 + 55.900) \sim 100.000$ Rädern bereitzustellen, wobei $500 \text{ TWh}_{\text{therm}}$ (über elektrisch angetriebene Wärmepumpen, nutzbare Abwärme etc.) zur Nahwärmeversorgung mit abgedeckt sind.

Diese Zahl von Windrädern lässt sich drastisch reduzieren, wenn der Anteil von $490 \text{ TWh}_{\text{chem}}$ mit Biomasse oder Photovoltaik dargestellt wird. In beiden Fällen ist mit erheblichen Verlusten bis zur Bereitstellung des regenerativen Methans zu rechnen (vgl. Abbildung 12 $\eta_{\text{SNG}} = 0,53$ bei Biomasse und Aufwand für die Bereitstellung von $115 \text{ TWh}_{\text{el, prim}}$ bei Photovoltaik in Abschnitt 3). Ob die erforderlichen Flächen an Land bereitgestellt werden können, ist auch in Abhängigkeit der nötigen Akzeptanz vor Ort zu prüfen.

Selbstverständlich sollte der gesamte Endenergiebedarf durch einen *Energiemix* aus allen regenerativen Energiearten bzw. -quellen bereitgestellt werden, wobei es innerhalb dieses *Mixes* eine Vielzahl von Lösungspfaden gibt. Es geht hier um die Verdeutlichung der Dimension der künftig zu bewältigenden Aufgabenstellung, die einen wesentlich größeren Elan in den Anstrengungen verdient bzw. erfordert als derzeit vorhanden. Wenn auch

regenerative Energie insgesamt grundsätzlich eine große Zustimmung erfährt, so ist doch die Akzeptanz bei der realen Umsetzung jeweils vor Ort viel zu gering bzw. sind die dadurch bedingten Hemmnisse viel zu groß.

Die zusätzlich zu berücksichtigende saisonale Überbrückung durch Vorsorge in Langzeitspeichern wird in den Abschnitten 9. und 10. angesprochen.

8. Übergangsphase

In einer Übergangsphase muss für mehrere Jahrzehnte eine Versorgung durch Kopplung der Technologien zur Energiebereitstellung über fossile Brennstoffe mit den Technologien zur Erschließung erneuerbarer Energien erfolgen. Nicht nur für letztere sondern auch für die fossilen Brennstoffe ist eine Weiterentwicklung zur Erhöhung der jeweiligen Umwandlungs- bzw. Bereitstellungswirkungsgrade (Effizienz) notwendig. Die betrifft nicht nur die Brennstofftechnik (für feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe) und die zugehörige Prozesstechnik (Verbrennungs-, Vergasungs-, Pyrolyseverfahren), sondern auch die Sicherheits-, Kraftwerks- (Dampfzeugern, Verdichter, Turbinen, Brennstoffzellen) und Werkstofftechnik.

Wie in Abschnitt 6 bereits angedeutet, ist insbesondere der Ausbau von Netzen (Wärme, Gas, Elektrizität) notwendig, um die verschiedenen Energieformen effizient verteilen zu können. Außerdem lassen sich durch die geschickte Kopplung der erneuerbaren Energien und der konventionellen Kraftwerkstechnik Energieverbundsysteme schaffen. Bekannte Vorbilder der Verfahrenstechnik sind z.B. integrierte Hüttenwerke oder Chemieparcs. Ein Beispiel ist die inzwischen in Kraftwerken eingeführte Mitverbrennung von Biomasse (Abbildung 13), die dort mit hohen Wirkungsgraden umgesetzt wird und einen entsprechenden Teil fossiler Energie substituiert.

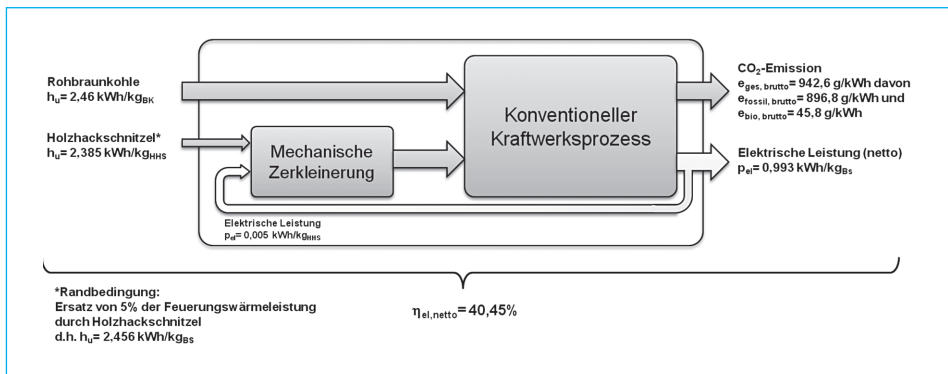


Abb. 13: Mitverbrennung von Biomasse

Ein weiteres Beispiel ist die Kopplung von Windenergie zum Antrieb einer Elektrolyse (Wasser) und Herstellung von Synthesegas mit einem weiterentwickelten Kraftwerk, in dem Sauerstoff zur Verbrennung benutzt wird (Abbildung 14).

Der für das Kraftwerk benötigte Sauerstoff (sog. Oxyfuelkraftwerk) käme aus der Elektrolyse und das bei der Verbrennung im Kraftwerk entstehende Kohlendioxid wiederum würde benötigt, um den bei der Elektrolyse entstandenen Wasserstoff zu SNG zu synthetisieren (Methanisierung).

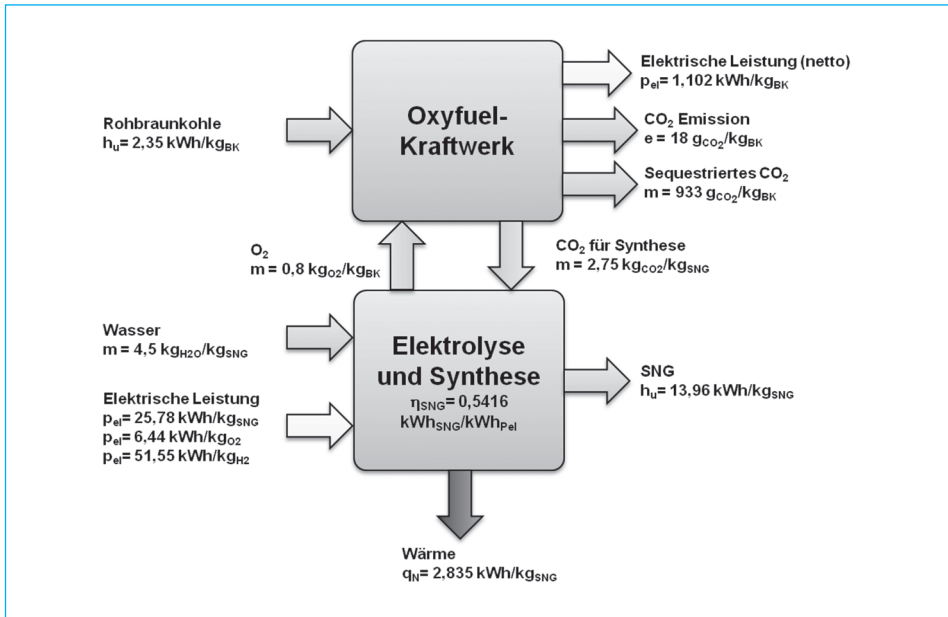


Abb. 14: Kopplung von Windenergie, Synthesegas und Oxyfuel-Kraftwerk

Abgewandelte Koppelprozesse ergeben sich, wenn der Wasserstoff aus der Elektrolyse *direkt* verwendet wird, um z.B. in einer Hütte der Reduktion von Erz statt mit Kohlenstoff (Koks) zu dienen oder das Kohlendioxid des Oxyfuelkraftwerks in der Kunststoffproduktion genutzt würde.

9. Langzeitspeicher

Eine energetische Vollversorgung, die nicht auf die Stützung fossiler Energie und damit nicht auf das ständige Bereithalten von zugehörigen, mit fossilen Energien betriebenen Anlagen angewiesen ist, benötigt geeignete Speicher für die regenerativen Energien. Diese können über einen längeren Zeitraum, d.h. saisonal, die Versorgung übernehmen. Die erforderlichen Langzeitspeicher können aus heutiger Sicht nur solche sein, bei denen Speichermedien wegen der erforderlichen Energiedichte auf chemischer Basis verwendet werden. Hier kommen aus Gründen der Herstellung, der Transportfähigkeit in Leitungen und der erforderlichen Mengenkapazität nur regenerativ erzeugter Wasserstoff und/oder Methan in Frage. In Abbildung 15 ist eine einfache Abschätzung zu deren Energiedichte dargestellt. Bei einer genaueren Betrachtung z.B. der inzwischen für Erdgas seit langem etablierten Speichertechnologie in Salzkavernen usw. ist für die Bestimmung deren geometrischen Volumens die vorgesehene Teufe, der maximale Betriebsdruck, der sog. Kissengasdruck, das sog. Realgasverhalten, auch die Wärmeübertragung zwischen Gebirge und Gas sowohl beim Einspeisen (Verdichtung) wie bei der Entnahme (Entspannen über Turbinen), die Energierückgewinnung infolge großer Temperaturänderungen bei Verdichten und Entspannen usw. zu berücksichtigen. Selbst die Entnahmerate spielt eine große Rolle, da eine große Entnahmerate wegen der dann vergleichsweise sehr schnellen Temperaturabnahme des Gases die Kapazitätsgrenze des Speichers kurzfristig senkt, ehe nach einer sehr langsamen Wärmeübertragung aus dem Gebirge die Temperatur des Gases

wieder so weit angestiegen ist, dass weiteres Gas entnommen werden kann. Die Einflüsse sind teilweise gegenläufig, weshalb zur Orientierung bzw. Einschätzung der Größenordnung im Folgenden ideale Verhältnisse angenommen werden.

Methan CH_4		Wasserstoff H_2	
Heizwert	50.070 $\frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$	Heizwert	120.077 $\frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$
Dichte	0,717 $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	Dichte	0,0899 $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$
Heizwert	35.900 $\frac{\text{kJ}}{\text{m}^3}$	Heizwert	10.800 $\frac{\text{kJ}}{\text{m}^3}$
Speicher 80 bar Kaverne (unter Annahme idealen Gasverhaltens)	$\approx 2.870 \frac{\text{MJ}}{\text{m}^3}$	Speicher 80 bar Kaverne (unter Annahme idealen Gasverhaltens)	$\approx 860 \frac{\text{MJ}}{\text{m}^3}$
Wasserkraft (angenommene Fallhöhe $\approx 100\text{m}$) $w_{112} = g \cdot z = 10 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 100 \text{ m} = 1.000 \frac{\text{m}^2}{\text{s}^2}$ $1 \text{ N} = 1 \text{ kg} \cdot \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \rightarrow 1 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} = 1 \frac{\text{N}}{\text{kg}}$ $w_{112} = 1.000 \frac{\text{Nm}}{\text{kg}} = 1 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$ Dichte 1.000 $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ $w_{112} = 1.000 \frac{\text{kJ}}{\text{m}^3} = 1 \frac{\text{MJ}}{\text{m}^3}$		d.h. Speicherkapazität $\text{CH}_{4g} : \text{H}_{2g} : \text{H}_2\text{O}_{fl} = 2.870 : 860 : 1$ $\approx 3 : 1 : 0,001$	

Abb. 15: Vergleich des energetischen Speichervermögens von Methan, Wasserstoff und Wasser

Man erkennt aus Abbildung 15, dass mit Methan etwa um den Faktor drei mehr Energie je m^3 gespeichert werden kann als mit Wasserstoff. Allerdings ist die Herstellung von Methan auch energetisch aufwendiger (s.u.). Andererseits eignet sich regeneratives Methan als Substitut zum jetzigen Erdgas, das praktisch in allen Bereichen der Industrie weit verbreitet ist. Technologien die jetzt u.a. mit Hilfe von Erdgas betrieben werden, könnten auch nach relativ geringen Umstrukturierungen bestehen bleiben.

Abbildung 15 macht weiterhin die Energiedichte bei einer Speicherung mit Wasser im Vergleich zu Wasserstoff und Erdgas deutlich. Nimmt man als Fallhöhe einmal 100 m an, dann benötigt man im Vergleich zu Wasserstoff und Methan ein um drei Größenordnungen (Faktor 1.000) größeres Speichervolumen, was allein aus Platzgründen weder in überirdischen noch unterirdischen Pumpspeicherwerken (z.B. ausgedienten Bergwerken) realisierbar ist. Hiervon unberührt bleibt jedoch die in Abschnitt 5. erwähnte hohe Bedeutung der Wasserenergie für die jeweils kurzzeitige Stabilisierung des elektrischen Netzes.

Geht man von den Verhältnissen des Abschnittes 7. aus, d.h., dass eine Summe aus elektrischer und chemischer Endenergie von $760 \text{ TWh}_{\text{el}} + 490 \text{ TWh}_{\text{chem}} = 1.240 \text{ TWh}_{\text{el+chem}}$ im Jahr 2050 jährlich erforderlich ist und stellt nun die Forderung, dass die Versorgung für bis zu 3 Monate (0,25 Jahre) aus Langzeitspeichern erfolgen soll, müsste folgende Energiekapazität bereitgestellt werden:

- Für 3 Monate elektrische Endenergie aus dem Speicher, d.h. für $0,25 \cdot 760 \text{ TWh}_{\text{el}} = 190 \text{ TWh}_{\text{el}}$ Endenergie, ergeben sich bei einem angenommenen Rückverstromungswirkungsgrad von $\eta_{\text{Rückverstromung, GuD}} = 0,6$

abzuspeichernde $317 \text{ TWh}_{\text{chem}}$, d.h.

etwa $315 \text{ TWh}_{\text{chem}}$

- sowie für weitere $0,25 \cdot 490 \text{ TWh}_{\text{chem}} = 123 \text{ TWh}_{\text{chem}}$ chemische Endenergie aus dem Speicher (kein Umwandlungswirkungsgrad) abzuspeichernde

etwa $125 \text{ TWh}_{\text{chem}}$,

d.h. insgesamt zu speichernde chemische Energiekapazität von etwa $440 \text{ TWh}_{\text{chem}}$.

Mit einem Heizwert des regenerativen Methans von etwa 36 MJ/m^3 (i.N.) (Abbildung 15) ergäbe sich bei einem Druck von 1 bar ein erforderliches Speichervolumen von $44 \cdot 10^9 \text{ m}^3$. In Deutschland sind für Erdgas bereits etwa $20 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ Arbeitsspeichervolumen in etwa 50 genutzten Kavernen usw. vorhanden [19]. Da diese Speicher auch für regeneratives Methan geeignet sind, wäre also etwa die Hälfte der erforderlichen Speicherkapazität vorhanden. Es wären noch z.B. Kavernen in Salzgestein für weitere $24 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ (bei etwa 1 bar) zu erstellen.

10. Vollversorgung aus erneuerbarer Energie mit saisonaler Vorsorge aus Langzeitspeicherung einschließlich synthetischer Gaserzeugung und Rückverstromung (Beispiel)

In den Abbildungen 16 und 17 ist ein Schema dargestellt, dessen Bausteine seit langem bekannt sind. Sie sind hier so dargestellt, dass im Idealfall ein geschlossener Stoffkreislauf entsteht.

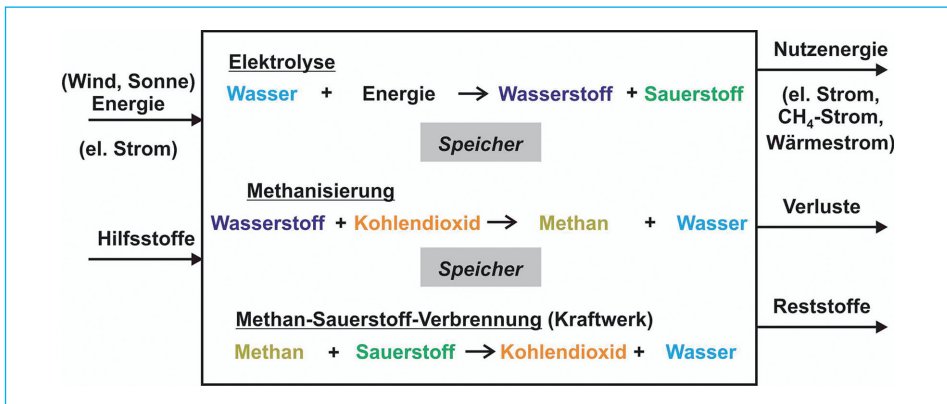


Abb. 16: Schema zur Kopplung von Elektrolyse, Methanisierung und Syngas-Einsatz im Kraftwerk (Rückverstromung)

Zunächst wird mit Hilfe von elektrischer Energie (z.B. Wind) regeneratives Methan als Erdgassubstitut hergestellt (Abbildung 16 und Gleichungen (1) bis (3) in Abbildung 17). Bei regenerativem Wasserstoff wird das bereits mit Gleichung (1) erreicht. Obwohl die Elektrolyse (Gleichung (1)) und Methanisierung (Gleichungen (2) und (3)) seit langem bekannt sind, sind noch erhebliche Entwicklungsschritte erforderlich, um den energetischen Wirkungsgrad von der elektrischen Primärenergie des Windes bis zum Energieinhalt (Enthalpie) des synthetischen Methans erheblich über 50 % zu steigern. Bei Wirkungsgraden

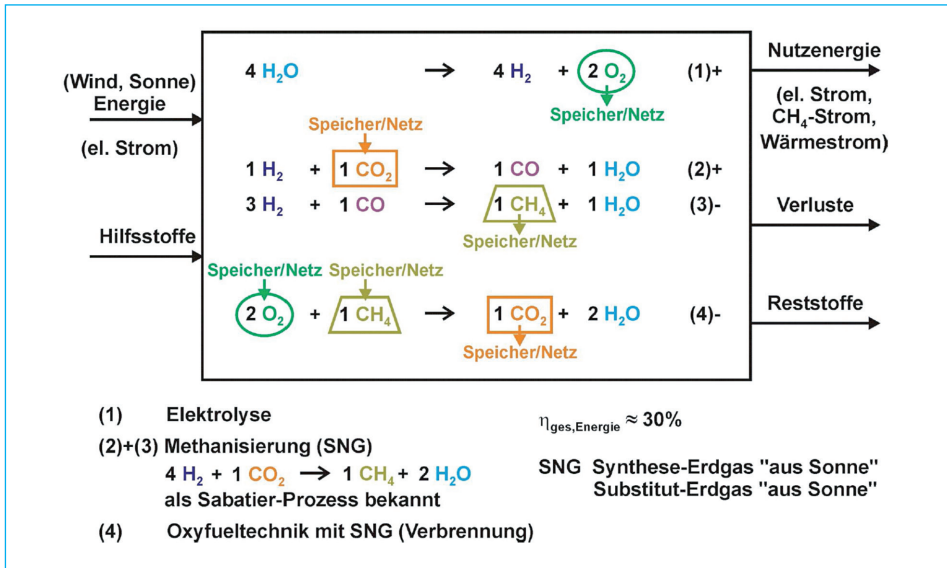


Abb. 17: Schema zur Kopplung von Elektrolyse, Methanisierung und Syngas-Einsatz im Kraftwerk (Rückverstromung)

um 50 % beträgt das sog. Energieaustauschverhältnis von Primärenergie (elektrisch) zu Endenergie (chemisch) somit etwa

$$\left(\frac{A_{\text{prim,Wind}}}{A_{\text{chem}}}\right) = \frac{E_{\text{prim,Wind,el}}}{E_{\text{end,chem}}} = 2.$$

Mit den Gleichungen (1) bis (3) steht die Endenergie im Speicher bereit. Dieser kann nun direkt entsprechende Verbraucher über ein Gasnetz versorgen. Verluste beim Einspeisen (Verdichtung), bei der Entnahme (Entspannung) sowie bei der Wärmerückgewinnung zwischen beiden Vorgängen seien hier vernachlässigt. Im Fall der Versorgung mit elektrischem Strom kann dies z.B. in einem Kraftwerk durch Verbrennung des gespeicherten Methans geschehen (Abbildung 16 und Gleichung (4) in Abbildung 17). Diese sog. Rückverstromung kann neben einer längeren Dauerversorgung entsprechend der Größe und der Entnahmerate aus dem Speicher – falls erforderlich – auch zur Kurzzeitstabilisierung des elektrischen Netzes genutzt werden. Bei der Rückverstromung über ein GuD-Kraftwerk (siehe Abbildung 12), können Rückverstromungswirkungsgrade um 60 % erreicht werden ($\eta_{\text{GuD}} = 0,6$), sodass sich Gesamtwirkungsgrade von der elektrischen Primärenergie bis zur zeitlich später bereitgestellten elektrischen Endenergie etwa von $\eta_{\text{ges,SNG+GuD}} = \eta_{\text{SNG}} \cdot \eta_{\text{GuD}} = 0,3$ ergeben. Bei solchen Gesamtwirkungsgraden um 30 % beträgt das sog. Energieaustauschverhältnis von Primärenergie (elektrisch) zu Endenergie elektrisch

$$\left(\frac{A_{\text{prim,Wind}}}{A_{\text{el}}}\right) = \frac{E_{\text{prim,Wind,el}}}{E_{\text{end,el}}} = 1 / \eta_{\text{ges,SNG+GuD}} = 3,3.$$

Es ist keineswegs so, dass bei einer *autarken* Vollversorgung mit erneuerbaren Energien – falls ein prognostizierter Stromimport in Höhe von 20 % überhaupt durch unsere Nachbarn getragen werden kann – die primäre elektrische Energie (z.B. Primärverstromung aus Wind) immer etwa gleich der bereitgestellten elektrischen Endenergie ist. Immerhin ist bei der Rückverstromung die bereitgestellte elektrische Endenergie in der Größenordnung etwa genauso viel wert wie bei der Erzeugung aus fossilen Brennstoffen (s.o. Abbildung 17, $\eta_{\text{ges,SNG+GuD}} = 30\%$). Bei dem heutigen Entwicklungsstand beträgt der mittlere Wirkungsgrad

aus allen genutzten Quellen zur Erzeugung von elektrischem Strom, der sog. elektrische Energiemix-Wirkungsgrad, $\eta_{\text{ges, mix, el}} = 38 \%$; das Energieaustauschverhältnis beträgt in diesem Fall somit

$$(A_{\text{prim, mix}})_{\text{el}} = E_{\text{prim, mix}} / E_{\text{end, el}} = 1 / \eta_{\text{ges, Energiemix, el}} = 2,6.$$

In diesem Zusammenhang sei auch noch einmal auf die Bereitstellung von elektrischem Strom aus Biomasse in Abschnitt 5 hingewiesen. In dem Beispiel nach Abbildung 12, das neben elektrischem Strom auch Wärme als Nutzen bereitstellt, also nicht optimiert auf möglichst hohen Nutzen in Form von elektrischer Energie ist, beträgt das Energieaustauschverhältnis

$$(A_{\text{prim, Biomasse}})_{\text{el}} = E_{\text{prim, Biomasse}} / E_{\text{end, el}} = 1 / \eta_{\text{ges, Biomasse}} = 1 / 0,27 = 3,7.$$

Die Verbrennung (Gleichung (4) in den Abbildungen 16 und 17) kann natürlich mit Luft als Oxidationsmedium durchgeführt werden. An Abbildung 17 erkennt man jedoch, dass es sinnvoll ist, zur Rückverstromung den in der Elektrolyse entstandenen Sauerstoff zu verwenden. Die Technik der Verbrennung mit reinem Sauerstoff ist im Hochtemperaturbereich der industriellen Stoffbehandlung (sog. Industrieöfen) ebenfalls seit langem bekannt. In der Kraftwerkstechnik wird hierfür der Begriff *Oxyfuelverbrennung* verwendet. Nach Abbildung 17 sollte der Sauerstoff aus der Elektrolyse zwischengespeichert werden, damit die Rückverstromung bei Bedarf unabhängig von der Elektrolyse und damit dem fluktuierenden Angebot der erneuerbaren Energie möglich wird. Reiner Sauerstoff bei der Verbrennung hat im vorliegenden Fall den Vorteil, dass das hierbei entstehende Kohlendioxid wiederum bei der Methanisierung des Wasserstoffes aus der Elektrolyse verwendet werden kann und nicht z.B. aus der Atmosphäre, aus Abgas anderer Verbrennungsprozesse usw. mit erheblichem Aufwand gewonnen werden muss. Wegen der zeitlichen Unabhängigkeit von Energieangebot und -nachfrage benötigt das Kohlendioxid ebenfalls wie der Sauerstoff einen Zwischenspeicher. In der geschilderten Weise entsteht so, wie aus Abbildung 17 ersichtlich, ein im Idealfall geschlossener Stoffkreislauf für Wasserstoff, Sauerstoff, Kohlendioxid, Methan, Kohlenmonoxid und Wasser, natürlich nur für den Fall der Rückverstromung. Für den Fall der Entnahme von SNG aus dem Speicher für andere Zwecke fehlen dem System Kohlenstoff und Wasserstoff, die dann über Hilfsstoffe und weitere Umwandlungsprozesse (z.B. Biomasse) zuzuführen sind. Weiter benötigt ein technisch reales System für den Betrieb weitere Hilfsstoffe wie Katalysatoren usw. Entsprechend ergeben sich am Systemaustritt Reststoffe. Wichtig ist weiter, dass neben elektrischem Strom und Methan noch eventuell Abwärme als Nutzen anfallen kann und dass entsprechend den o.g. Wirkungsgraden Verluste aufgebracht werden müssen.

Die Gründe für ein durch vollständige regenerative Selbstversorgung gestaltetes Speichersystem lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- 1.) Der erste (wichtigste) Grund für diesen beispielhaft angedeuteten Prozess ist die Schaffung einer Speicherung für synthetisches Methan zur Versorgung mit chemischer und elektrischer Energie bei Engpässen (z.B. bis zu 3 Monaten). Bei der Rückverstromung, die neben der Engpassüberbrückung auch zur Stabilisierung des elektrischen Netzes geeignet ist, hat die Oxyfuel - Verbrennung den Vorteil, dass das entstehende Kohlendioxid zur Methanisierung verwendet werden kann.
- 2.) Der zweite Grund ist, dass auch bei einer Vollversorgung mit regenerativer Energie eine Versorgung insbesondere der Industrie mit Brennstoffen (allgemein mit chemischer Energie) erforderlich sein wird, d.h. z.B. bei Hochtemperaturstoffbehandlungsprozessen in Bereichen von Chemie, Metall, Glas, Zement usw. Zu einem großen Teil wäre *nur* eine Anpassung der jeweiligen Technologien mit relativ geringem Aufwand erforderlich,

damit ein Weiterbetreiben möglich würde (man denke z.B. an die Nähe von synthetischem Methan zu dem jetzigen Erdgas). Die Versorgung der *Industrie* mit regenerativer Energie ist derzeit in der Öffentlichkeit kaum Gegenstand der Betrachtung.

- 3.) Der dritte Grund ist, dass, wenn eben eine Engpassversorgung nur über die Speicherung von chemischer Energie möglich ist, man sich in jedem Einzelfall überlegen muss, ob unbedingt eine Rückverstromung notwendig oder auch sinnvoll ist. Beispielfhaft wäre dann der Betrieb – je nach Ausmaß des Engpasses – zumindest eines Teils von Kraftfahrzeugen direkt mit SNG aus dem Speicher wohl sinnvoller als die Versorgung eines E-Mobils mit elektrischem Strom aus der *Rückverstromung*. Selbstverständlich kann man neben dem direkten Betrieb eines Fahrzeuges mit SNG auch an eine Verstromung des Methans in elektrische Energie an Bord des Fahrzeuges (Hybridfahrzeug) denken.

Hier kann aus der Vielzahl von Möglichkeiten nur beispielhaft erläutert werden. So ist selbstverständlich eine Versorgung der Industrie und des Verkehrs (Mobilität) mit chemischer Energie (zumindest teilweise) auch über die Speicherung flüssiger Brennstoffe aus Biomasse (z.B. Bioliq) und dgl. (Abbildung 11) möglich. An dieser Stelle sei nochmals daran erinnert, dass alle Arten von regenerativer Energie herangezogen werden müssen, um eine Vollversorgung ohne Stützung mit fossilen Energien sowohl bei *normaler Situation* der Versorgung wie auch bei der Versorgung aus Speichern bei der Überbrückung von Engpässen zu ermöglichen.

11. RDVEE – Regionale Demonstrationseinheit für eine Vollversorgung mit erneuerbarer Energie (Beispiel)

Zur mittelfristigen Demonstration auf dem Weg zu einer langfristigen Vollversorgung mit regenerativer Energie sollte mit Zwischenzielen, die über den gängigen Pilotmaßstab hinausgehen, in der Realität gezeigt bzw. demonstriert werden, dass der eingeschlagene Weg möglich ist und dass nicht nur das ferne Ziel sondern auch die Fortschritte auf dem Weg dorthin erkennbar sind. Hierzu können sehr viele Wegmarken dienen. Es erscheint jedoch sinnvoll, zunächst mit einem ersten Schritt als Zwischenziel eine kleine sich selbst auch saisonal vollversorgende regionale Einheit darzustellen, eine Einheit also, die bei längerem Ausbleiben von Wind oder Photovoltaik, d.h. den künftig prognostizierten Hauptversorgungsarten, nicht durch fossile Energie gestützt werden muss. Eine solche erste Wegmarke ist in Abbildung 18 skizziert.

Unter einer Regionalen Demonstrationseinheit zur Vollversorgung mit erneuerbaren Energien (RDVEE) werde eine Region angenommen, in der eine für Deutschland durchschnittliche Bevölkerungsdichte vorliegt. Dies beinhaltet eine durchschnittliche Menge aller privaten und öffentlichen Gebäude, aller Transportmittel, sowie aller Industrieeinrichtungen. Diese Region soll sich autark mit erneuerbaren Energien versorgen; im nachfolgenden Beispiel wird Strom aus Wind als ausschließlich zur Verfügung stehende Energieart angenommen.

Die Größe der RDVEE soll beispielsweise auf 2.300 Einwohner und eine Fläche von 10 km² festgelegt werden. Bezogen auf die derzeitige Einwohnerzahl und die Fläche Deutschlands entspricht dies einem Anteil von 0,0028 %. Verglichen mit dem aktuellen Energiebedarf in Deutschland (vgl. Abbildung 1) auf ein Jahr bezogen kommt dies einem Energieeinsatz von 105 GWh_{prim} oder 0,38 PJ_{prim} gleich, d.h. dass eine ungestörte konstante Energieversorgung von etwa 12 MW_{mittel} zur Verfügung stehen muss, die z.B. zu zwei Dritteln elektrisch (8 MW_{el, mittel}) und zu einem Drittel chemisch (4 MW_{chem, mittel}) aus Methan bereit gestellt werden soll.⁵

⁵ Selbstverständlich muss man für die reale Umsetzung eines Beispiels eine kleine, konkret existierende Einheit mit Industrie, Verkehr, Haushalten und Gewerbe suchen. Zur Verdeutlichung der Aufgabenstellung wurde eine *durchschnittliche Modellregion* gewählt.

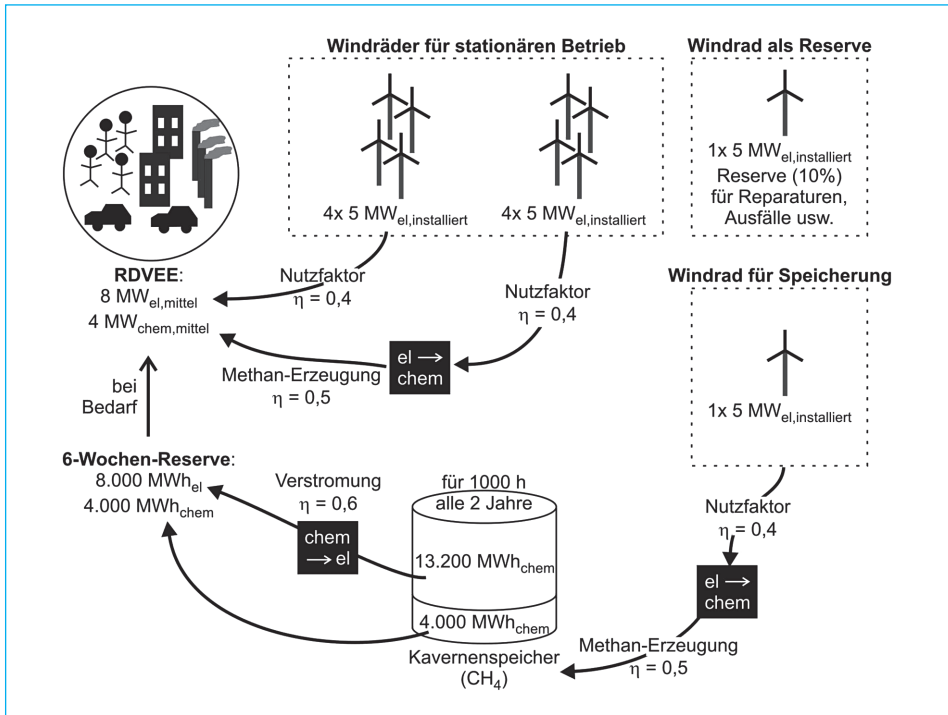


Abb. 18: RDVEE

Für 8 MW_{el,mittel} werden bei einem Nutzfaktor von 0,4 vier Windräder mit je 5 MW_{el,installiert} benötigt. Hinzu sollen noch 4 MW_{chem,mittel} aus Methan kommen. Wegen des Wirkungsgrads ($\eta_{\text{SNG}} = 0,5$) bei der Herstellung von SNG entspricht dies weiteren 8 MW_{el,mittel} und somit weiteren vier Windrädern mit je 5 MW_{el,installiert}. In der Summe benötigt diese autarke Region also acht Windräder à 5 MW_{el,installiert}.

Zusätzlich zu den o.g. acht Windrädern zur Grundversorgung muss darüber hinaus für eine ungestörte Versorgung eine Notfallreserve vorgehalten werden, auf die z.B. bei Ausfall einzelner oder auch aller installierten Windräder (Windflaute, technische Probleme durch z.B. Unwetter, Anschläge usw.) zurückgegriffen werden kann.

Angelehnt an die derzeitigen Bevorratungsrichtlinien für Erdgas (6 Wochen) und Mineralöle (12 Wochen) wird im Folgenden von einem notwendigen Langzeitspeicher für 6 Wochen (etwa 1.000 Stunden) ausgegangen. Als Energiespeicher wird eine Kavernenspeicherung von SNG angenommen.

Die oben genannten 4 MW_{chem,mittel} entsprechen bei 1.000 h Verfügbarkeit 4.000 MWh_{chem}, die im Speicher vorhanden sein müssen. Außerdem sind 8 MW_{el,mittel} bei 1.000 h Verfügbarkeit 8.000 MWh_{el}. Da im Speicher nur chemische Energie vorhanden sein kann, müssen diese 8.000 MWh_{el} aus der Rückverstromung des gespeicherten Methans mit einem Wirkungsgrad von 0,6 MWh_{el}/MWh_{chem} generiert werden, d.h. dass hierfür SNG mit einem Energieinhalt von $8.000/0,6 = 13.200 \text{ MWh}_{\text{chem}}$ im Speicher vorgehalten werden muss.

Insgesamt sind im Speicher also 17.200 MWh_{chem} enthalten. Um die hierfür notwendige Menge an SNG mit elektrischem Strom (aus Wind) zu produzieren (Wirkungsgrad $\eta = 0,5$), benötigt man $17.200/0,5 = 34.400 \text{ MWh}_{\text{el}}$.

Geht man von einem Notfall in 2 Jahren aus (d.h. angenommene Komplettentleerung des Speichers), so muss der Speicher also kontinuierlich mit einer Leistung von $34.400 \text{ MWh}_{\text{el}} / (8.760 \text{ h/a} \cdot 2\text{a}) = 2 \text{ MW}_{\text{el,mittel}}$ gespeist werden. Die hierfür notwendige installierte Windradleistung (Nutzfaktor 0,4) beträgt $2/0,4 = 5 \text{ MW}_{\text{el,installiert}}$, was einem weiteren Windrad entspricht.

Setzt man noch einen etwa 10-prozentigen Sicherheitspuffer (ein weiteres Windrad) an, der berücksichtigt, dass einzelne Windräder regelmäßig gewartet oder repariert werden müssen, so erhält man einen **Gesamtbedarf von 10 Windrädern** zu je $5 \text{ MW}_{\text{el,installiert}}$, d.h. insgesamt $50 \text{ MW}_{\text{el,installiert}}$ zum Betrieb der oben beschriebenen, autarken RDVEE-Einheit (siehe auch Abbildung 18).

Die Größenordnung der zu speichernden Syngasmenge beträgt bei $17.200 \text{ MWh}_{\text{chem}}$ und dem Heizwert von Methan von $35,9 \text{ MJ/m}^3$ i.N. etwa $1,72 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ i.N. Bei 80 bar Speicherdruck entspricht dies etwa 21.500 m^3 Arbeitsspeicher (ideales Gas). Da man einen solchen Speicher nicht vollständig entleeren kann (Atmung), kann man von einem Betriebsdruck von 60 ± 20 bar ausgehen und damit von einem Kavernenspeicher des zweifachen Arbeitsspeichers, also 43.000 m^3 Gesamtvolumen.

Abschließend sei erwähnt, dass zum Betrieb der RDVEE-Einheit neben den oben beschriebenen Windrädern (inkl. elektrischen Generatoren und elektrischem Netz) sowie dem Gasspeicher (inkl. Gasnetz) noch folgende Komponenten notwendig sind (vgl. Abschnitt 10, Abbildungen 16 und 17):

- Anlagen zur Elektrolyse und zur Methanisierung,
- Sauerstoffspeicher und -netz,
- CO_2 -Speicher und -Netz,
- Rückverstromungsanlage (Oxyfuel, SNG).

Die für den Betrieb dieser zugehörigen Infrastruktur notwendige elektrische Energie kann bereits in den obigen Abschätzungen enthalten sein. Wichtig ist weiter, dass man Erkenntnisse gewinnt:

- in welchem Umfang die Installation von Leistungskapazitäten unbedingt erforderlich ist, um notwendige Spitzenleistungen darstellen zu können,
- ob die vorgesehene Speicherkapazität ausreicht und
- welche Infrastrukturmaßnahmen ungenügend sind bzw. verändert werden müssen.

Die in diesem als erste Wegmarke gedachten Beispiel aufgeführten Entwicklungsbereiche sind nur einige. Je nach Auswahl für unterschiedliche Entwicklungspfade sind allgemein weitere Bereiche in Erwägung zu ziehen, wie in der folgenden Liste ohne Anspruch auf Vollständigkeit aufgeführt:

Entwicklungsbereiche zur Vollversorgung mit erneuerbaren Energien

- a) Erweiterung der Bereitstellung aller regenerativen Energiearten
 - Wind (elektrische Energie und Synthesegas nach den Punkten d), e) und f))
 - Photovoltaik (elektrische Energie und Synthesegas nach den Punkten d), e) und f))
 - Biomasse (flüssige und gasförmige Brennstoffe (synthetisches Methan, usw.) sowie auch elektrischer Strom und Wärme)

- Sonnenkollektoren (Wärme, Niedertemperatur)
 - Solarthermische Kraftwerke (elektrische Energie)
 - Wasserkraft (elektrische Energie zur Netzstabilisierung)
- b) Erhebliche Erweiterung des elektrischen Netzes
- c) Erhebliche Erweiterung der Wärmepumpenanwendung
- d) Weiterentwicklung vorhandener Elektrolysetechnologie
- e) Weiterentwicklung vorhandener Technologien zur Methanherstellung (nicht nur über Biomasse sondern auch Methanisierung von Wasserstoff usw.)
- f) Entwicklung von kompakten Anlagensystemen zur Speicherung von elektrischem Strom über chemische Speicherung (z.B. nach Abschnitt 10.) einschließlich der Möglichkeit zur Gasversorgung und zur Rückverstromung, d.h. – um ein Beispiel zu nennen – Anlageneinheiten mit
- Elektrolyse,
 - Methanisierung und
 - GuD-Kraftwerk mit Oxyfueltechnologie
- einschließlich Speicher und örtlichem Netz für
- Sauerstoff
 - Wasserstoff
 - Methan
 - Kohlendioxid
- g) Erhebliche Erweiterung des derzeitigen Erdgasnetzes (später Betrieb mit SNG)
- h) Erhebliche Erweiterung der derzeitigen Erdgasspeicher (später Betrieb mit SNG)
- i) Weiterentwicklung von
- konventioneller Kraftwerkstechnik (Gaskraftwerke, GuD, usw.)
 - Brennstoffzellentechnik
 - Weiterentwicklung der Brennstofftechnologie mit Prozessen der Verbrennung, Vergasung, Pyrolyse, usw. mit
 - Brennstoffen aus Biomasse (Herstellung von Flüssigkraftstoffen, synthetischen Gasen) usw.,
 - verschiedenen weiteren Synthesegasen,
 - Ersatzbrennstoffen,
 - schwachkalorigen industriellen Sekundärgasen usw.
 - Abfällen
 - fossilen Primärbrennstoffen (für eine lange, vermutlich mehrere Generationen dauernde Übergangsphase)
- k) Erweiterung von Systemen der Wärmekopplung (WK), Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK)
- l) Erweiterung von Wärmeverbundnetzen (Nah- und Fernwärme)

12. Ausblick

Die jetzige grundsätzliche Akzeptanz in der Gesellschaft für eine Änderung in der Energieversorgung muss erhalten bleiben. Hierzu ist es notwendig, realistische Aussagen zu treffen, wie das Ziel – mit erkennbaren Zwischenzielen untermauert – langfristig erreichbar ist. Dies heißt, dass die gewaltige Dimension der Aufgabenstellung sowie die konkrete Umsetzung von Planungen der Zwischenziele verdeutlicht werden. Das ständige Verweisen auf den Sinn eines Umstiegs auf erneuerbare Energien, der nicht in Zweifel zu ziehen ist, muss gepaart sein mit Verweis auf konkrete, wirklich im Vergleich zur Dimension der Aufgabenstellung nennenswerte erfolgreiche Teilschritte. Bei dem jetzt erkennbaren Tempo des Umstiegs ist dies allerdings nicht der Fall.

Es muss deutlich werden, dass die Dimension der Aufgabenstellung eine mehrere Generationen dauernde bzw. eine für mehrere Generationen ist und dass die Machbarkeit des Weges nur durch überschaubare Wegmarken beharrlich verfolgt und verdeutlicht wird. Selbst wenn sich im Laufe der Entwicklung zeigt, dass ein in Abschnitt 11 beschriebenes Beispiel als vorgeschlagenes Zwischenziel durch eine grundsätzlich bessere Technologie ersetzt werden kann oder durch ständige Verbesserungen im Laufe der Zeit *unmodern* würde, so wäre es nicht vergebens, weil man Erfahrungen mit einer autarken Einheit sammeln könnte und weil der grundsätzliche, sofort anzustrebende, relativ schnelle Nachweis, dass eine kleine regionale Einheit vollständig mit regenerativer Energie vollversorgt werden kann, als Zwischenziel erreicht und damit eine wertvolle und überzeugende Demonstration vorhanden wäre.

Es müssen vor dem geschilderten Hintergrund Wegmarken definiert werden, die künftig und langfristig die verschiedenen Entwicklungsbereiche zur Vollversorgung mit erneuerbaren Energien (siehe Liste am Ende von Abschnitt 11) insgesamt in Erwägung ziehen bzw. berücksichtigen. Zweifellos gibt es in allen Bereichen Fortschritte. Diese sind jedoch viel zu klein, um sie vor der Dimension der Aufgabenstellung als *nennenswert* zu bezeichnen. Lediglich das Nennen eines Zieles in etwa 40 Jahren, bei dem keine konkreten Zwischenziele vorhanden sind und folglich keine laufende Kontrolle ihrer Umsetzung möglich ist, lässt auf Dauer Akzeptanz und Glaubwürdigkeit sinken.

13. 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] Schmid, J. 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.pwertogas.info/power-to-gas/strom-in-gas-umwandeln.html>, zuletzt abgerufen am: 08.03.2012.

- [7] Schaumann, G.; Schmitz, K.W.: Systemübersicht und Vorteile der KWK in Kraft-Wärme-Koppelung (Hrsg. Schaumann, G.; Schmitz, K.W.), 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] Beckmann, M.; Pieper, C.: Erneuerbare Energien – Entwicklungen und Perspektiven in erneuerbare Energien, Band 5 (Hrsg. Thomé-Kozmiensky, K.J.; Beckmann, M.), TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, Neuruppin 2011.
- [10] Molly, J. P.: Status der Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31.12.2010. http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Statistics%20Pressemitteilungen/31.12.10/Foliensatz_2010.pdf, abgerufen am: 03.04.2011, DEWI GmbH, 2011.
- [11] Price, S.; Margolis, R.: 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] Voigt, W.: Atlantropa. Weltbauen am Mittelmeer. Ein Architektentrum der Moderne; Membran-Verlag, Auflage: Auflage 2007; ASIN: B000VI3FNK. ISBN: 978-3-86735-025-9; sowie frühere Auflage (1998) ISBN: 978-3-93337-405-9.
- [14] Carlowitz, O.; Vodegel, S.; Wollmann, A.: 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] Brinker, W.; Wieben, E.: Dezentrale Energie – Netzstabilität, In: Beckmann, M.; Hurtado, A.: Kraftwerkstechnik, Band 3. Neuruppin: TK Verlag Karl Thome-Kozmiensky, 2011, S. 473-488.
- [18] Gesetz über die Bevorratung mit Erdöl und Erdölerzeugnissen (Erdölbevorratungsgesetz - ErdölBevG), 1978, Online: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/erd_lbevsg/gesamt.pdf, zuletzt abgerufen am: 08.03.2012.
- [19] Bundesnetzagentur (Hrsg.): Monitoringbericht 2010 – Entwicklung des Strom- und Gasmarktes, 2010, Bonn. online verfügbar: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Presse/Berichte/berichte_node.html, abgerufen am: 16.05.2011.

Dieser Beitrag ist in WASSER UND ABFALL – 14. Jahrgang Heft 7-8 Juli/August 2012 und Heft 9 September 2012 erschienen.



Flugascheförderung
Abhitzekessel Prozessbrenner
Intelligente Kesselreinigung
Nassentaschung Kesseldiagnose REA-Bypass-Systeme
On-load Kesselreinigungssysteme
Rußbläser Abgassysteme Trockenentaschung
Klappen/Gasweichen/Kompensatoren Additivinjektionssysteme
DeNOx-Systeme Gewebefilter
Festbrennstoffförderung Rauchgasreinigung
Economiser Kesselprozesssimulation
Elektrostatische Filter

Große Auswahl. Immer eine Lösung.

Effiziente und gleichzeitig klimafreundliche Energieerzeugung ist eine Herausforderung. Unser weltweites Firmennetzwerk bietet Ihnen innovative Lösungen, die die Verbrennung von Abfall sowie fossilen und biogenen Energieträgern in ökologischer und ökonomischer Hinsicht unterstützen.

CLEAN: Leistungsfähige Kesselreinigung, optimierte Entaschung, zuverlässige Lenkung und Reinigung der Rauchgase, nachhaltige Energierückgewinnung und maßgeschneiderte Brennerlösungen erzielen für Sie eine höhere Anlagenverfügbarkeit und Effizienz bei geringerer Umweltbelastung.

ENERGY: Boiler Efficiency, Materials Handling, Air Pollution Control, Energy Recovery, Air-Gas Handling und Firing Solutions – Sie profitieren von einem einzigartigen Produktprogramm entlang Ihrer gesamten Wertschöpfungskette im Verbrennungsprozess.

SOLUTIONS: Prozesssteuerung, Prozesssimulation, thermodynamische Bilanzierung in Echtzeit – nutzen Sie Engineering-Kompetenz, verfahrenstechnisches Know-how und Serviceleistungen eines starken Lösungspartners, der sich weltweit für Ihre thermischen Prozesse stark macht.