

## Struktur der Energiewende (Oktober 2018)

### Inhalt

Einführung und Zielsetzung

Der nichtlineare Kostenanstieg beim Ausbau der Energiewende

Das Kosten-Energie-Äquivalenzgesetz (KEÄG)

Elektromobilität

Energiebedarf in Deutschland

Energieübertragungsnetz in Deutschland

Modellrechnungen

- Spezifische Daten und Annahmen

- Ergebnisse der Modellrechnung

- Empfindlichkeit der Ergebnisse

Resümee

Anhang 1: Begriffserläuterungen

Anhang 2: Wandler und Speicher erneuerbarer Energie

- Wandler erneuerbarer Energie

- Ausbeute von Wandlern

- Kumulierter Energieaufwand (KEA)

- Speicher elektrischer Energie

- Lithium-Ionen-Speicher

- Wandler elektrischer Energie als Speicher (Elektrolyseure)

- Pumpspeicher

- Redox-Flow-Akkus

- Gemischtes Speichersystem

Anhang 3: Bestimmungsgleichung

Anhang 4: Stromerzeugung in Deutschland

Anhang 5: Literatur

## Einführung und Zielsetzung

In den Medien, in der Politik und der Öffentlichkeit werden jährlich die Erfolgsmeldungen der Energiewende verkündet:

- 35% unseres Energieverbrauchs werde aus erneuerbaren Quellen gewonnen. Dabei wird häufig bei der Bezugsgröße nicht zwischen elektrischer und Primärenergie unterschieden, die sich um den Faktor 7 unterscheiden (die Begriffe werden im Anhang 1 erklärt). Dieser Maßstab ist irrelevant. Es kommt nur auf die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emission an.
- Es wird der Eindruck erweckt, dass wir nur noch beherzt einige Windenergieanlagen (WEA) und Solarfelder (Photovoltaik, PV) installieren müssten, um das Klima zu retten.
- Gewandelte Erneuerbare Energie (EE) werde immer billiger und konkurrenzfähiger.
- Die Energiewende werde weniger als 1 % unseres Bruttoinlandsproduktes kosten (kumulativ ca. 1 Billion €).
- Die Energiewende schaffe eine große Anzahl neuer Arbeitsplätze.
- Deutschland sei der größte Stromexporteur Europas. Nur die Profitorientierung der Kraftwerksbetreiber verhindere, dass alle Kohlekraftwerke sofort vom Netz genommen werden.

Ziel der Energiewende ist nicht nur die Lieferung von Energie aus sogenannten erneuerbaren Quellen, sondern in erster Linie die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emission, die mit dem Verbrauch fossiler Brennstoffe verbunden ist.

Die Wandler von EE in elektrische, thermische oder mechanische Energie haben unterschiedliche Ausbeute und Wirkungsgrade. **Alle technischen Einrichtungen für eine Energiewende kosten Geld und benötigen Energie zu ihrer Herstellung, Errichtung, Nutzung und Entsorgung.**

Es ist nicht das Ziel dieser Studie, ein optimales Energieversorgungssystem unter Verwendung vorhandener technischer Lösungen vorzustellen. Vielmehr geht es darum, die Charakteristiken und die Struktur des Prozesses Energiewende herauszuarbeiten und aufzuzeigen.

Deshalb wird z.B. auf die Berücksichtigung von Eigenverbräuchen der technischen Lösungen, von Übertragungsverlusten und endlichen Wirkungsgraden verzichtet.

Die Energiewende ist ein hochkomplexes technisches Projekt, das zu seiner Realisierung ein komplexes Vorgehen erfordert. Die tatsächliche Struktur erschließt sich nicht so einfach der Intuition. Das Projekt beinhaltet den Neubau bzw. Umbau der folgenden Systeme:

- Wandler so genannter erneuerbarer Energien
- Speicher (für elektrische, thermische oder mechanische Energie)
- Energieübertragungsnetze (einschließlich aller Zusatzeinrichtungen)
- Energieverbraucher
- industrielle Wirtschaft

Die Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emission durch Verbesserung der Energieeffizienz wird hier nicht betrachtet, da sie beiden Systemen (fossil und CO<sub>2</sub>-frei) gleichermaßen zugute kommt. Sie erfordert aber in jedem Fall zunächst erhebliche Energieinvestitionen, die sich häufig erst nach Jahrzehnten oder gar nicht amortisieren. Wertverluste durch großflächige Zerstörung von Natur und Landschaft bleiben unberücksichtigt.

## Der nichtlineare Kostenanstieg beim Ausbau der Energiewende

Die CO<sub>2</sub>-Emission folgt quantitativ dem Primärenergieverbrauch. Sie beträgt beim heutigen Kraftwerks-Energiemix ca. 500 g/KWh. Kohlekraftwerke emittieren ca. 800 bis 1200 g/KWh. Der Anteil elektrischer Endenergie macht etwa 20% (516TWh/2.540TWh) des gesamten Endenergieverbrauchs aus. 80% werden für Wärme und Mobilität verbraucht. Jede KWh elektrische Nettoenergie aus erneuerbaren Quellen ersetzt ca. 2,8 KWh fossile Primärenergie, die in einem Braunkohlekraftwerk in elektrische Energie umgesetzt wird.

Dieses Verhältnis reduziert sich mit zunehmender Verfügbarkeit von erneuerbarer Energie. Man kann es so betrachten, dass die mit zunehmendem Ausbau von EE Wandlern gelieferte elektrische Energie vorrangig zum Bau neuer Wandler eingesetzt wird. Sobald die Gesamtmenge der in fossilen Kraftwerken erzeugten elektrischen Energie durch die elektrische Nettoenergie aus EE Wandlern substituiert ist, ersetzt 1 kWh EE nur noch ca. 1,13 kWh Primärenergie. D.h. 1 KWh elektrische EE ersetzt zu Beginn 2,8 KWh und über 20 % nur noch 1,13 KWh Primärenergie (Verhältnis  $1,13/2,8 = 0,4$ ).

EE ersetzt heute ca. 15 % unseres Primärenergieverbrauchs und damit der CO<sub>2</sub>-Emission. Dies vermittelt den Eindruck, es seien bereits 15 % des Gesamtweges zurückgelegt. Tatsächlich sind es brutto nur 8%. Rechnet man die Energieinvestition dagegen, sind es netto nur 4 %. Tatsächlich ist die CO<sub>2</sub>-Emission trotz massivem Ausbau des angeblich emissionsfreien Systems in den letzten 8 Jahren nicht gesunken.

Der Ersatz der gesamten fossil erzeugten elektrischen Energie (20%) durch EE wird die CO<sub>2</sub>-Emission um ca. 43% (2,15 % CO<sub>2</sub>-Reduktion pro % Primärenergiereduktion), die restlichen 80% um die verbleibenden 57 % (0,71 % CO<sub>2</sub>-Reduktion/pro % Primärenergiereduktion) reduzieren.

Mit zunehmendem Ausbau der Energiewende wird außerdem immer häufiger elektrische Energie geliefert (z.B. bei Starkwind), die nicht benötigt wird. Soll diese Überschussenergie nicht verlorengehen, benötigt man zu ihrer Speicherung (für die windarmen Zeiten) Speicher. Deren Herstellung benötigt erhebliche zusätzliche Energieinvestitionen. Die Kosten je bereitgestellte KWh Endenergie steigen also mit dem Ausbau des CO<sub>2</sub>-freien Energieversorgungssystems.

## Das Kosten-Energie-Äquivalenzgesetz (KEÄG) ([9], [10], [11])

Dr. Heinz Schütte schreibt:

„Ausnahmslos sämtliche in der Weltwirtschaft auftretenden Kosten resultieren zu 100% aus Energieverbrauch“. Daraus folgert er: „Da die Stromkosten aus `Erneuerbaren Energien` aufgrund der geringen Verfügbarkeit von Wind und Sonnenschein und deren zusätzliche Unberechenbarkeit um ein Vielfaches höher sind als die vergleichbaren Kosten in einem klassischen Kohlekraftwerk, ergibt sich aus dem KEÄG die frappierende Erkenntnis, dass Strom aus `Erneuerbaren Energien` einen wesentlich höheren Verbrauch an fossilen Primärenergieträgern aufweist als Strom aus Kohlekraftwerken und dabei mehr CO<sub>2</sub> emittiert wird als in Kohlekraftwerken.“

Schütte schließt weiter: „Die stetig verkündete Umkehr der Kostenstruktur zu kostengünstigen `Erneuerbare Energie`-Anlagen, hervorgerufen durch steigende Kosten für Kohle, Öl und Gas, stellt sich als fundamentaler Irrtum heraus, da auch in absehbarer Zeit der Löwenanteil der Primärenergieträger aus Kohle, Öl und Gas bestehen wird. Steigende Kosten für diese fossilen Energieträger erhöhen – wie das KEÄG zeigt – zwangsläufig die Kosten für `Erneuerbare Energien`“.

Folgt man dem KEÄ-Gesetz, ist die Senkung der CO<sub>2</sub>-Emission mit der Energiewende nicht möglich. Sie wird im Gegenteil sogar steigen.

Die Nutzung von sogenannter EE ist keine Erfindung der Neuzeit. Die Menschheit wäre - wie alle anderen Lebewesen - ohne Nutzung von EE nicht denkbar. Hunderttausende von Jahren haben Menschen ihre Energie zum Leben in Form von Nahrung (Produkte der Photosynthese mit Hilfe von Sonnenlicht) in der Natur vorgefunden und genutzt.

Vor zwölftausend Jahren begannen sie mit dem Ackerbau, zunächst ausschließlich mit Hilfe menschlicher Muskelkraft, dann unter Zuhilfenahme von Haustieren, deren Nahrung sie ebenfalls im Ackerbau aus der Wandlung von Sonnenenergie gewannen. Später nutzten sie EE zum Segeln und als Antriebskraft für Windmühlen, die z.B. Getreidemühlen und Pumpen antrieben. Auch die EE von Laufwasser wurde genutzt. Wärmeenergie wurde mit Hilfe von Holz, Torf oder Stroh erzeugt.

## Elektromobilität

- E-Autos sind *zusätzliche* Verbraucher elektrischer Energie.
- Zu ihrem Betrieb muss *zusätzliche* elektrische Energie bereitgestellt werden.
- Da durch die Inbetriebnahme eines E-Autos die verfügbare Menge an EE nicht steigt, muss diese zusätzliche Energie von fossilen Kraftwerken bereitgestellt werden (ein Vertrag mit einem Lieferanten von „grünem Strom“ löst das Problem daher nicht). Da EE nicht zweimal verwendet werden kann (einmal zum Ersatz fossil erzeugter elektrischer Energie und ein zweites Mal für E-Autos) sind Rechnungen auf der Basis von EE oder dem derzeitigen Strommix zurzeit nicht seriös.
- Herstellung und Ersatz von Akkus und landesweiter Ladeinfrastruktur erfordern erhebliche zusätzliche Energie-Investitionen. Müssten Betreiber von E-Autos für alle durch deren Betrieb verursachten Kosten zahlen, wären die Fahrzeuge unverkäuflich.

Das angeblich „moderne“ E-Auto wurde erstmalig 10 Jahre vor dem ersten Dieselauto gebaut. Wenn es gelingt, die Effizienz der „Power to Gas“ Wandlung deutlich zu erhöhen, wäre es möglicherweise wirtschaftlicher, Verbrennungsmotoren mit synthetischen Treibstoffen zu betreiben. Dies gilt insbesondere für den Güter- und Luftverkehr. Damit würde auch Schadstoffausstoß (Ruß, NO<sub>x</sub>) vermieden.

Der Verbrauch eines viersitzigen E-Autos wird meist mit Werten zwischen 15 und 20KWh/100km angegeben. Mit Stromheizung hat es im Winter auf Kurzstrecken (während der Aufwärmphase) einen hohen Verbrauch von 30KWh/100km und mehr. Im ADAC-Test sank bei über 30°C durch die Klimaanlage die Reichweite von vier Elektroautos um durchschnittlich knapp 13%. Im Mittel muss ein realistischer Verbrauch von 25 KWh/100 km angenommen werden. Bei einer mittleren Emission von 1.000 g CO<sub>2</sub>/KWh für die Stromerzeugung aus Kohle (790-1.230 g/KWh) ergibt sich die Gesamtemission eines E-Autos zu 25KWh/100 km•1.000 g/KWh = 250 g/km.

Wegen der kurzen Lebensdauer der Batterie und dem erheblichen Energieverbrauch bei ihrer Herstellung kann ein E-Auto nicht weniger Emission verursachen als ein vergleichbar großes fossil betriebenes Auto (130-150 g/km) [24]. Für Großgeräte der Mobilität (LKW, Flugzeuge, Schiffe) sind Batterien ohnehin keine Lösung. Heute werden Oberleitungen für den LKW-Verkehr auf Autobahnen erprobt.

In den nächsten Jahren wird die Einführung von E-Autos also die CO<sub>2</sub>-Emission unvermeidbar erhöhen.

E-Autos als Speicher zur Überbrückung von Dunkelflauten zu nutzen, bringt keinen Vorteil. 45 Mio. Autos mit Batterie für je 200 km Reichweite (50 kWh, 300 kg) würden nur für ca. einen Tag Überbrückung des heutigen Stromverbrauchs reichen und könnten nicht als

Reservekapazität und gleichzeitig zum Fahren eingesetzt werden. Eine Übergangstechnologie auf der Basis von Erdgas wäre eine mögliche Alternative.

Ob es in 30 oder 50 Jahren in einem emissionsfreien Energieversorgungssystem vorteilhaft sein wird, EE in Form von elektrischer Energie oder synthetischer Kraftstoffe für Mobilität einzusetzen, kann heute nicht entschieden werden.

Erhard Beppler schreibt [24]: „Bei den Betrachtungen zum Elektroauto ist natürlich nicht berücksichtigt, dass bei einer kompletten Umstellung aller PKW, LKW und Bussen auf Elektroantrieb nicht nur die Stromerzeugung in Deutschland von z. Z. etwa 650 TWh/a um etwa 200 TWh/a angehoben werden müsste, sondern auch die gesamte Strominfrastruktur (Kraftwerke, Trafos, ca. 40.000 km Höchstspannungsleitungen, bis zu 1,7 Mio. km sonstige Leitungen etc.) – von dem 800 km langen Südlink ganz zu schweigen.“

## Energiebedarf in Deutschland

- Primärenergie 2011: 13.440 Petajoule (3.736 TWh), 2016: 13.430 Petajoule (3.730 TWh) [27]
- Endenergie gesamt 2011: 2.440 TWh, 2016: 2.540 TWh [28]
- Elektrische Endenergie 2011: 521 TWh, 2016: 516 TWh [28]
- Maximaler elektrischer Leistungsbedarf ca. 80 GW
- Verbrauch hoch verdichteter fossiler Energieträger: ca. 430 Mio. Tonnen (170 Mio. t Braunkohle, 57 Mio. t Steinkohle, 110 Mio. t Öl, 100 Mio. t Gas)
- CO<sub>2</sub>-Emission 2011: 920 Mio. t, 2016: 909 Mio. t

Die CO<sub>2</sub>-Emission sank von 1990 (1.251 Mio. t) bis 2011 (920 Mio. t) um 26% (in erster Linie durch die Stilllegung energieintensiver Betriebe in den Ländern der ehemaligen DDR und durch Effizienzverbesserungen). Von 2011 bis 2017 sank die CO<sub>2</sub>-Emission lediglich um 1,2 % (11 Mio t).

Der regenerative Anteil an der Bruttostromerzeugung stieg von 2011 (19,4 %) bis 2017 (33,3%) um 13,9% an. Im gleichen Zeitraum sank der Anteil der Kernenergie von 2011 (17,6%) bis 2017 (11,6%) um 6%.

Von 2011 bis 2017 stieg die Bruttostromerzeugung von 613 TWh auf 654 TWh. Der Anteil der Stromerzeugung aus Braunkohle sank im gleichen Zeitraum von 24,5 auf 22,5 %, der von Steinkohle von 18,0 auf 14,1% und der von Erdgas von 14,0 auf 13,2%.

Eigentlich hätte man erwartet, dass die CO<sub>2</sub>-Emission stärker sinken würde, da der erhöhte regenerative Anteil von 13,9% (94 TWh) einer Minderung der Emission um ca. 40 Mio. t CO<sub>2</sub> entspricht. Tatsächlich steht dem aber eine Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emission um 20 Mio. t durch den Wegfall der 6% aus Kernkraftwerken entgegen. Die restliche Differenz kann mit den wechselnden Wetterbedingungen der Jahre erklärt werden.

Mit den letzten Kernkraftwerken gehen 2022 weitere 75 TWh vom Netz. Diese Verringerung der Energie muss ausgeglichen werden. Es ist richtig, dass Deutschland immer dann Strom exportiert, wenn die Menge an regenerativer Energie den Bedarf übersteigt, weil sie nicht gespeichert werden kann. Definitionsgemäß hat die Einspeisung regenerativer Energie Vorrang, so dass scheinbar Kohlestrom exportiert werden muss.

## Energieübertragungsnetz in Deutschland

Das heutige Energieübertragungsnetz umfasst:

- ca. 1.150.000 km Niederspannungsnetze (230/400 V)
- ca. 510.000 Mittelspannungsnetze (1-35 kV)
- ca. 95.000 Hochspannungsnetze (60-150 kV)
- 35.000 km Höchstspannungsnetze (220-380 kV)

In der dena-Verteilnetzstudie [26] werden folgende Kosten (einschließlich Modifizierung vorhandener Strecken, Transformatoren und Umspannwerke) genannt:

- Niederspannung: ca. 74.000 €/km
- Mittelspannung: ca. 100.000 €/km
- Hoch- und Höchstspannung: ca. 1.430.000 €/km

Zurzeit werden ca. 20 % unseres Endenergieverbrauchs (516 TWh von 2.540 TWh) als elektrische Endenergie über Stromleitungen von den Großkraftwerken zu den Endverbrauchern übertragen. 80% der Endenergie aus fossilen Energieträgern werden für Wärme und Mobilität verbraucht. Der maximale elektrische Leistungsbedarf liegt bei ca. 80 GW. Da die meisten Wandler elektrische Energie liefern, wird dieser Betrag erheblich steigen. Dafür muss das Übertragungsnetz erweitert werden.

Während im heutigen Netz die Übertragung der Leistung von den zentralen Großkraftwerken von der Höchstspannungsebene über die Hochspannungsebene in die Mittel- und Niederspannungsnetze erfolgt, werden sich wegen der zunehmenden dezentralen Energiewandlung die Leistungsflüsse von niedrigen Netzebenen in höhere Netzebenen umkehren. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, die Netze einerseits um- und auszubauen und den Netzbetrieb mit den Wandlern, Verbrauchern, Verteilnetzen und Übertragungsnetzen neu zu koordinieren.

Eine exakte Beschreibung des erforderlichen Um- und Ausbaus der Netze soll hier nicht Gegenstand der Modellrechnung sein. Für die Strukturanalyse wird eine vorsichtige Schätzung zugrunde gelegt. Die elektrische Endenergie verfünffacht sich von 516 TWh auf 2.540 TWh. Daher soll das Niederspannungsnetz auf den fünffachen Umfang ausgebaut werden, das Mittelspannungsnetz auf den dreifachen und das Hoch- und Höchstspannungsnetz auf den doppelten Umfang. Der Energieaufwand wird auf ca. 2,5 KWh/€angesetzt. Der Netzausbau spielt für die Struktur der Energiewende im Vergleich zu Wandlern und Speichern eine untergeordnete Rolle.

## Modellrechnungen

### Spezifische Daten und Annahmen

Die effizientesten Wandler von EE sind WEA. Hierfür werden die Werte aus [3] und [4] übernommen (1,5 MW Anlage), umgerechnet und ergänzt (bezogen jeweils auf KW Nennleistung):

- $ke_{aH} = 2.390 \text{ kWh/kW}$ ; Kosten ca. 900 €/KW
- $ke_{aN} = 56 \text{ kWh/kW}$  (Nutzung 20 Jahre), Kosten ca. 22 €/KW
- $ke_{aE} = 106 \text{ kWh/kW}$  (40.000€, 2,65kWh/€)
- Ausbeute 15 %
- Gelieferte Energie 1,971 GWh/a bzw. 39,42 GWh/20a

Die folgenden Werte für einen Speicher sind einer Studie [4] entnommen bzw. daraus berechnet und ergänzt (bezogen jeweils auf Nennleistung kW der Wandler bzw. Speicherkapazität kWh):

- $ke_{aH}=4.964$  kWh/kW (Nutzung 20 Jahre)
- $ke_{aH}=138$  kWh/kWh, Kosten ca. 150 €/kWh
- Gebäude:  $ke_{aH}=80$  kWh/kW, Kosten=15 €/kW (Nutzung 60 Jahre)
- Elektronik und Leitungen:  $ke_{aH}=35$  kWh/kW, Kosten ca. 150 €/kW
- $ke_{aN}=145$  kWh/kW (Nutzung 20 Jahre), Kosten ca. 58 €/KW
- Kapazität 36 kWh/kW

Es ist prinzipiell möglich, beliebige Speicherarten zu einem Gesamtspeicher zusammenzufügen. Jede Festlegung auf eine Kombination ist genauso willkürlich wie jede andere.

Für die Modellrechnung wurden folgende Annahmen getroffen:

- Der Endenergieverbrauch bleibt auf dem Niveau der letzten 5 Jahre (2.540 TWh/a). Angesichts der Prognose, dass sich z.B. allein der Flugverkehr in den nächsten 30 Jahren verdoppeln wird, ist diese Annahme konservativ.
- Zur Kompensation der Volatilität der erneuerbaren Energiequellen werden Speicher zur Überbrückung von 10 Tagen eingesetzt.
- Eigenenergiebedarf, Verluste und Wirkungsgrade wurden nicht berücksichtigt. Sie werden die Ineffizienz des Systems noch weiter vergrößern.
- Besondere technische Einrichtungen, z.B. für die Regelung von Blindleistung, werden nicht betrachtet.
- Aufbau eines emissionsfreien Energieversorgungssystems innerhalb von 40 Jahren (z.B. 2021 bis 2060).
- Der heutige Bestand an Wandlern von EE wird nicht in die Modellrechnung einbezogen, da diese während des Betrachtungszeitraumes ohnehin ersetzt werden müssen
- Es wird unterstellt, dass der Umbau der Verbraucher und der Industrie im Rahmen des Ersatzbedarfes von technischen Einrichtungen mit der dann verfügbaren Endenergie erfolgt.

### Ergebnisse der Modellrechnung

- Für das 41. Jahr (2061) errechnet sich eine gesamte erforderliche Wandler-Kapazität von ca. 1,8 Mio. WEA (Bestimmungsgleichung in Anhang 3). Das wären 11 WEA pro Quadratkilometer landwirtschaftlich genutzter Fläche (Abstand jeweils ca. 300 m). Die Verwendung größerer WEA bringt bezüglich des Flächenverbrauchs keinen größeren Vorteil, weil die von den Rotoren überstrichene Fläche auch entsprechend größer wird (und damit der erforderliche Abstand).
- In den ersten 20 Jahren würden jährlich ca. 60.000 WEA errichtet, also jedes Jahr etwa doppelt so viele wie in den vergangenen 20 Jahren zusammen errichtet wurden. In den Jahren 21 bis 40 erhöhte sich die Herstellung auf ca. 90.000 WEA pro Jahr. Insgesamt einschließlich des Ersatzes würden 3 Mio. WEA in 40 Jahren errichtet.
- Insgesamt würden für die Herstellung der WEA in 40 Jahren Materialien mit einem Gesamtgewicht von ca. 3 Mrd. t verarbeitet, davon u.a. 660 Mio. t Stahl und Eisen, 50 Mio. t Kupfer, 550 Mio. t Aluminium, 40 Mio. t Kunststoffe und 1,7 Mrd. t Beton. Z.B. beträgt die Stahlproduktion in Deutschland ca. 40 Mio. t pro Jahr.
- Die während der ersten 40 Jahre hergestellten Speicher (ohne Elektronik und Gebäude) würden insgesamt ca. 1 Mrd. t wiegen.
- Hinzu kämen die Materialaufwendungen (Stahl, Kupfer, Aluminium, Beton usw.) für die Erweiterung der Übertragungsnetze in der Größenordnung von 0,4 Mrd. t.

- Die Gesamtenergie, die aus Wind gewonnen würde, betrüge im 41. Jahr ca. 3.600 TWh/a, davon werden ca. 1.000 TWh für den Unterhalt des Systems (WEA, Speicher, Elektronik, Netze etc.) genutzt.
- Insgesamt müsste die ca. 7-fache elektrische Energie (3.600 TWh/516 TWh) über das Netz im Endausbau transportiert werden. Die maximal mögliche Überschussleistung von zeitweise bis zu ca. 2.600 GW ist ca. 33-mal so groß wie die maximale Leistung aller heutigen Kraftwerke und müsste den dezentralen Speichern zugeführt werden.
- Die erforderliche Speicherkapazität für die Überbrückung von 10 Tagen betrüge ca. 98 TWh ( $1,971 \text{ [GWh/WEA]} \cdot 10/365 = 54 \text{ MWh/WEA}$ ).
- Der Energieaufwand für die Herstellung der Wandler und Speicher (ohne Ausbau der Netze) ergäbe sich rechnerisch zu etwa 34.000 TWh (ca. 11.000 TWh für die Herstellung der WEA, ca. 23.000 TWh für Speicher). Das ist eine Energiemenge, die von allen heutigen Kraftwerken in Deutschland in 65 Jahren bereitgestellt wird.
- Der Aufbau der Wandler kostete in den ersten 40 Jahren ca. 4 Billionen € ab dem 41. Jahr ca. 125 Mrd. €/a (nur Ersatz).
- Der Aufbau der Speicher kostete bis 2060 ca. 25 Billionen € ab dem 41. Jahr ca. 730 Mrd. €/a.
- Der Aufbau der Gebäude für die Speicher kostete in 40 Jahren ca. 40 Mrd. €
- Die Erweiterung des Übertragungsnetzes inklusive Umbau kostete ca. 600 Mrd. € und benötigte ca. 1.500 TWh an Energie (ohne Aufwendung für die Nutzung).
- Die Gesamtkosten für den Aufbau des Systems liegen bei ca. 30 Billionen €. Davon abzuziehen sind ca. 4 Billionen €, da das fossile System schrittweise abgebaut werden kann (ohne Entsorgung).
- Die laufenden Kosten für den Erhalt des emissionsfreien Systems ab dem Jahr 2061 lägen bei ca. 900 Mrd. €/a. Davon abzuziehen sind die Kosten für das vorherige fossile Energieversorgungssystem in Höhe von ca. 200 Mrd. €/a [7].
- In den ersten 6 Jahren 2021 bis 2026 würde der Endenergiebedarf um insgesamt 1.800 TWh gegenüber heute steigen. Erst in den Jahren 2027 bis 2031 könnten die fossilen Kraftwerke schrittweise stillgelegt werden.
- Im Jahr 2032 würde die CO<sub>2</sub>-Emission um ca. 43% unter dem heutigen Wert liegen.
- Im Jahr 2061 würde das emissionsfreie Energiesystem ca. 2.540 TWh/a Endenergie liefern (bei Null CO<sub>2</sub>-Emission).
- Die Kosten für Investition und Nutzung pro gelieferte kWh stiegen während des Kapazitätsaufbaus rapide:
  - Im Jahr 2021 ergäben sich Kosten nur für die Investition in die erste WEA sowie für deren Nutzung. Setzt man diese Kosten (ohne Zinsen) ins Verhältnis zu der in 20 Jahren von ihr gelieferten Energie (guter Standort mit einer Ausbeute von ca. 30 % an der Schleswig-Holsteinischen Westküste, keine Speicher, kein Ersatzbedarf), so erhielte man 0,02 €/kWh.
  - Im Jahr 2031 fielen Kosten für die Herstellung der Kapazitätserweiterung (WEA und Speicher) und deren Nutzung an. Setzte man die Summe ins Verhältnis zu der von der Zusatzkapazität in den folgenden 20 Jahren gelieferten Energie (Ausbeute 2.200 h/a), ergäbe sich ein Quotient von ca. 0,14 €/kWh.
  - Für die Erweiterung der Kapazität im Jahr 2041 würde der Quotient auf 0,65 €/kWh steigen. Hier schlugen sich die Kosten für die ersten Ersatzinvestitionen nach 20 Jahren Lebensdauer nieder.
  - Erst nach Abschluss des Kapazitätsaufbaus im Jahr 2061 wäre der Kapitaleinsatz ohne Zinsen (nur für die Ersatzinvestition) pro gelieferte kWh Nettoenergie im gleichen Jahr ca. 0,27 €/kWh.



- Ähnlich sind die Zusammenhänge zwischen gelieferter EE und Vermeidung von CO<sub>2</sub>. Mit der ersten errichteten WEA könnte man mit einer KWh regenerativer Energie ungefähr 16 kg CO<sub>2</sub> in 20 Jahren vermeiden, mit der letzten WEA nur noch ca. 3,4 kg.

### Empfindlichkeit der Ergebnisse

Den obigen Ergebnissen liegen Annahmen auch über die zukünftigen Entwicklungen bezüglich Energieeinsatz und Kosten zugrunde. Es gibt keine Garantie, dass diese Entwicklungen wirklich in dieser Form und Größenordnung eintreten. Ob es in Zukunft Speicher in den erforderlichen Mengen zu den angenommenen Kosten von 150 €/KWh und Energieinvestition für deren Herstellung von 140 KWh/KWh geben wird, bleibt abzuwarten (sie kosten heute je nach verwendeter technischer Lösung 500 bis 1.800 €/KWh und 250 bis 700 KWh/KWh).

Zum anderen ist eine erhebliche Vernachlässigung von Einflussfaktoren (z.B. Verlusten) in den Rechnungen festzustellen.

Die wichtigsten Einflussfaktoren bei der Berechnung der erzeugten Nettoenergie sind die Ausbeute der WEA und die Aufwendungen für die Herstellung der WEA und Speicher. Die gewandelte Nettoenergie ist die Differenz relativ großer Größen (s. Anhang 3). Daher hat die Veränderung von Parametern auf die Nettoenergie erheblichen Einfluss:

- Unterstellt man den niedrigsten in der Literatur gefundenen Wert von 250 KWh/KWh investierter Energie je KWh Kapazität anstelle des in die Modellrechnung eingesetzten Wertes von 138 KWh/KWh für die Herstellung von Speichern, würde die Anzahl der Wandler um eine halbe Million auf ca. 2,3 Mio. WEA steigen.
- Unterstellt man zusätzlich den von Herstellern heute empfohlenen Ladebereich von 20-90%, würde die erforderliche Wandlerzahl auf ca. 3,3 Mio. WEA steigen.
- Würde man zusätzlich die Nutzungsdauer der Speicher auf den von den Herstellern garantierten Wert von 10 Jahren reduzieren, würde das System zur Wandlung von EE mehr Energie verbrauchen als es liefert.

### Resümee

- Es gibt keine erneuerbare Energie. Alle Energie auf der Erde hat letztlich ihre Quelle in der Sonnenstrahlung. Die darin enthaltene Energie wird durch Wandlung (und damit Verlust) der in der Materie der Sonne gespeicherten Energie gewonnen. Diese Energie reicht noch für Zeiträume weit oberhalb der menschlichen Vorstellungskraft. Es bleibt unerwähnt, dass die enormen Materialressourcen für den Aufbau des emissionsfreien Systems nicht erneuerbar sind.
- Die Tatsache, dass die Energiewende tatsächlich eine große Zahl neuer Arbeitsplätze schafft, ist kein Vorteil, sondern negative Folge der Ineffizienz des emissionsfreien Energieversorgungssystems. Je mehr Arbeitsplätze nötig sind, desto teurer wird es.
- Die Kosten der Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emission werden mit zunehmendem Ausbau der Energiewende nicht billiger, sondern dramatisch teurer.
- Mit den heute verfügbaren technischen Lösungen ist der Aufbau eines emissionsfreien Energieversorgungssystems unmöglich, da es mehr Energie benötigte als es lieferte.
- Selbst mit den getroffenen Annahmen in den Modellrechnungen auf der Basis von zukünftig erheblichen Verbesserungen der technischen Lösungen (insbesondere des Ressourcenverbrauchs) ist die Umsetzung der Energiewende nicht realistisch. Wir verfügen nicht über die dazu erforderlichen Ressourcen (Material, Geld, Fläche). Deutschland wäre zu klein für die Errichtung aller Wandler, Speicher und Netze.

- Statt Ressourcen in ein (noch) ineffizientes technisches System zu investieren, sollten diese zunächst besser für die Verringerung unseres gigantischen Energieverbrauchs und die Steigerung der Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen verwendet werden.
- Etwa 60 % der heutigen jährlichen Kosten für die Energiewende führen zu keinerlei Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emission. Auch Energiesparen kostet sehr viel Energie.
- Für jeden in die Energiewende investierten Euro sollte das beste zu erreichende Verhältnis *Kosten geteilt durch vermiedene Emission* zugrunde gelegt werden.
- Erst wenn umsetzbare technische Lösungen vorhanden sind sollte mit dem Aufbau eines emissionsfreien Energieversorgungssystems begonnen werden.

## Anhang 1: Begriffserläuterungen

**Bruttoendenergieverbrauch** umfasst den Endenergieverbrauch beim Endverbraucher und die Verluste in den Erzeugungsanlagen und beim Transport. Der Bruttoendenergieverbrauch für erneuerbare Energien ergibt sich aus dem Endenergieverbrauch der Haushalte, des Verkehrs, der Industrie und des Gewerbe, Handel Dienstleistungen (GHD) zuzüglich des Eigenverbrauchs des Umwandlungssektors sowie der Leitungs- und Fackelverluste.

**Bruttostromverbrauch** entspricht der Summe der gesamten inländischen Stromgewinnung (Wind, Wasser, Sonne, Kohle, Öl, Erdgas und andere), zuzüglich der Stromflüsse aus dem Ausland und abzüglich der Stromflüsse ins Ausland. Der Nettostromverbrauch ist gleich dem Bruttostromverbrauch abzüglich der Netz- bzw. Übertragungsverluste.

**Endenergie** ist der Teil der Primärenergie, der den Verbraucher nach Abzug von Übertragungs- und Umwandlungsverlusten erreicht und der dann zur weiteren Verfügung steht. Endenergieformen sind zum Beispiel Fernwärme, elektrischer Strom, Kohlenwasserstoffe wie Benzin, Kerosin, Heizöl oder Holz und verschiedene Gase wie Erdgas, Biogas und Wasserstoff.

**Endenergieverbrauch (EEV)** Als Endenergieverbrauch wird die Verwendung von Energieträgern in einzelnen Verbrauchssektoren bezeichnet, sofern sie unmittelbar zur Erzeugung von Nutzenergie oder für Energiedienstleistungen eingesetzt werden.

Erneuerbare Energien sind Energiequellen, die nach den Zeitmaßstäben des Menschen unendlich lange zur Verfügung stehen.

Nahezu alle erneuerbaren Energien werden letztendlich durch die Sonne gespeist. Die Sonne verbraucht sich, ist also im strengen Sinne keine „erneuerbare Energiequelle“. Die nach dem derzeitigen Stand der Wissenschaft absehbare Lebensdauer der Sonne liegt aber bei mehr als einer Milliarde Jahre und ist aus unserer menschlichen Perspektive nahezu unbegrenzt.

Die drei originären Quellen sind Solarstrahlung, Erdwärme (Geothermie) und Gezeitenkraft. Diese können entweder direkt genutzt werden oder indirekt in Form von Biomasse, Wind, Wasserkraft, Umgebungswärme sowie Wellenenergie.

**Primärenergie** ist der rechnerisch nutzbare Energiegehalt eines natürlich vorkommenden Energieträgers, bevor er einer Umwandlung unterworfen wird. Zu den Primärenergieträgern zählen erschöpfliche Energieträger wie Stein- und Braunkohle, Erdöl, Erdgas und spaltbares Material wie Uranerz sowie erneuerbare Energien (Sonnenenergie, Windkraft, Wasserkraft, Erdwärme und Gezeitenenergie). Die Primärenergie wird in Kraftwerken oder Raffinerien in eine weiterführende Stufe der energetischen Reihe umgewandelt. Dabei kommt es zu Umwandlungsverlusten. Ein Teil der Primärenergieträger wird auch dem nicht-energetischen Verbrauch zugeführt (zum Beispiel Rohöl für die Kunststoffindustrie).

**Primärenergieverbrauch** (PEV) ist das saldierte Ergebnis aus inländischer Produktion, dem Außenhandelsaldo bei Energieträgern unter Abzug der Hochseebunkerungen sowie unter Berücksichtigung der Lagerbestandsveränderungen.

Bei dem **kumulierten Energieaufwand** (KEA) werden die KEA für Herstellung (Index H), Nutzung (Index N) und Entsorgung (Index E) addiert. Hierfür werden die dafür verbrauchten Primärenergienmengen erfasst.

In fossilen Kraftwerken beträgt das Verhältnis zwischen aufgewendeter Primärenergie und gelieferter elektrischer Endenergie ca. 2,8:1. Dies besagt, dass die Erzeugung von 1 kWh elektrischer Endenergie ca. 2,8 kWh Primärenergie erfordert.

Die **Amortisationszeit** setzt den kumulierten Energieaufwand KEA zur Herstellung, Nutzung und Entsorgung eines Wandlers (von EE in elektrische Energie) ins Verhältnis mit der von diesem Wandler jährlich gelieferten elektrischen Endenergie. Das Verhältnis hängt vom tatsächlich eingesetzten Energiemix ab (elektrische Energie, Wärmeenergie).

Die energetische Amortisationszeit wird auch als das Verhältnis des Energiegehalts der bei der Herstellung einer Anlage benötigten nicht erneuerbaren, also konventionellen Energieträger zu der durch den Betrieb einer Anlage eingesparten konventionellen Energieträger definiert. Entsprechend vermeidet 1 kWh von Wandlern gelieferte EE 2,8 kWh Primärenergie.

Das Verhältnis Primärenergie zu Endenergie beim Deutschen Energiemix beträgt ca. 1,5:1. Das Verhältnis zwischen Primärenergie und nichtelektrischer Endenergie beträgt ca. 1,13:1.

Der **Erntefaktor** kann wie die Amortisationszeit für unterschiedliche Standorte je nach Windverhältnissen sehr verschieden sein. Der Erntefaktor ist das Verhältnis der gesamten während der Lebensdauer des Wandlers gelieferte Nettoenergie und der gesamten KEA. Die Nettoenergie berechnet sich aus gewandelter Energie minus KEA.

Der **Energy Return on Energy Invested** (ERoEI oder EROI) eines Kraftwerks ist das Verhältnis der nutzbaren Energielieferung während der Lebensdauer und dem Energieaufwand (KEA), der nötig ist, um diese Energie nutzbar zu machen.

## Anhang 2: Wandler und Speicher Erneuerbarer Energie

### Wandler erneuerbarer Energie

Es gibt eine Fülle von technischen Lösungen zur Wandlung von erneuerbarer Energie (s. Tabelle 1).

Tabelle 1: Beispiele für Wandler erneuerbarer Energie und deren Speicherung

	Erneuerbare Energieträger	Energieform Eingangsgröße					Energieträger Ausgangsgröße					Verwendung als		
		mechanisch	elektrisch	gasförmig	flüssig	Wärme	mechanisch	elektrisch	gasförmig	flüssig	Wärme	Generator	Speicher	
Windenergieanlagen	Wind	x						x					x	
Photovoltaik	Sonne					x		x					x	
Laufwasser-KW	Wasserkraft	x						x					x	
Solarthermie	Sonne					x					x		x	
Biogasanlage	Biomasse								x				x	x
Rohbiogasverstromung								x					x	
Festbiomasse zu CH <sub>4</sub>									x				x	x
Festbiomasse zu H <sub>2</sub>									x				x	x
Festbiomasse zu Fuel										x		x	x	
Geothermie	Erdwärme					x					x		x	
Gaswärmepumpe	Luft					x					x		x	
Wärmepumpe	Wasser					x					x		x	
Power to gas	Wasser		x						x				x	x
Power to fuel	EE Gas		x							x			x	x
Pumpspeicher	Elektro EE		x					x						x
Batterien	Elektro EE		x											x
Wärmespeicher	Wärme EE					x					x			x

**Das Hauptproblem der nutzbaren EE-Träger (Wind, Sonne, Wasser) sind ihre geringen und zeitlich nicht konstanten Energiedichten. Daher sind Wandler und Speicher gigantischer Ausmaße erforderlich.**

Diese Tatsachen können durch Forschung und Entwicklung nicht verändert werden. Die daraus folgende Konsequenz ist, dass die Kosten pro erzeugte kWh mit zunehmendem Ausbau steigen und nicht wie behauptet niedriger werden können. Auch daran kann weitere Entwicklung strukturell nichts ändern.

In der Literatur werden z.B. folgende EROEI Werte für die gängigsten Wandler genannt

- Photovoltaik: 3,8 - 4,0 (gepuffert 0,82 [13], 1,5-2,3 [4])
- Wind: 16 (gepuffert 4) [4]
- Solarthermie (Parabol, Fresnel): 17-21 (gepuffert 8,2-9,6) [4]

Die Studie [13], die zu dem Wert von 0,82 kommt, ist die detaillierteste und beruht auf der Auswertung von 28 Veröffentlichungen. Die Ergebnisse beruhen überwiegend auf gemessenen Werten realer PV-Anlagen und nicht auf Modellrechnungen. Sie wurde häufig angegriffen. Dem Wert wurden andere Werte entgegenstellt. Ein schlüssiger Beweis, dass die Studie fehlerhaft ist, wurde nicht erbracht.

Ein Wert von 0,82 bedeutet, dass eine PV Anlage mehr fossile Energie verbraucht als sie an erneuerbarer Energie liefert. Das wird u.a. mit folgenden Argumenten erklärt:

- Berücksichtigung nicht nur von Material für die Herstellung, sondern auch für Aufstellung und den Anschluss
- Arbeit über den gesamten Prozess, vom Bergbau über Fertigung und Transport bis zur Entsorgung
- Alle Fertigungsarbeiten in allen Fabriken im In- und Ausland
- Einbeziehung fehlerhafter Paneele
- Berücksichtigung von Degradation und Verschmutzung
- Nicht nur die *Nutzung* von Fertigungseinrichtungen sondern auch anteilig deren Herstellung und Wartung
- Speicher zum Ausgleich für die Volatilität des gelieferten Stromes
- Energie auch für Kapital
- Einbeziehung aller Parameter der Praxis (Freifläche, Dach, Ausrichtung, Neigung, Lage, Sonneneinstrahlung, etc.)

Modellrechnungen nehmen immer die optimalen Bedingungen an. Wenn aber z.B. ein Dach nicht die optimale Ausrichtung und Dachneigung hat (wie es häufig der Fall ist), wird die Ausbeute in der Praxis sinken.

Die obige Aufstellung der zu berücksichtigenden Aufwendungen zeigt die Problematik vieler Modellrechnungen.

Die mittleren heutigen Stromgestehungskosten in 2015 in €/MWh können der Tabelle 3 im Anhang 4 entnommen werden.

Für Modellrechnungen gelten folgende Überlegungen:

- **Photovoltaikanlagen** (PV), verglichen mit anderen Wandlern mit EROEI z.B. für WEA von 16 (4) und Solarthermie-Anlagen 21 (9,6), schneiden am schlechtesten ab.
- Für **Agrargasanlagen** gilt, dass sich zwar die CO<sub>2</sub>-Emission in Deutschland nicht dadurch erhöht, dass Biomasse zur Gas- und Elektrizitätserzeugung statt als Futter für Tiere oder Menschen verwendet wird. Ersatzweise werden aber mehr als 70% des in Deutschland benötigten Futtergetreides aus Südamerika importiert, so dass dort die CO<sub>2</sub>-Emission anfällt. Die dafür in Deutschland genutzte Anbaufläche (1,5 Mio Hektar) lässt sich kaum weiter erhöhen. Daher wird dieser Anlagentyp nicht in die Modellrechnungen aufgenommen. Die Verwertung von biogenen Reststoffen kann fortgesetzt werden, spielt aber als Menge keine große Rolle. Ähnliches gilt für die PV-Paneele, die überwiegend in China produziert werden.
- **Wasserkraft** lässt sich in Deutschland kaum vermehren.
- **Geothermie** ist teuer und spielt mengenmäßig zurzeit keine Rolle.
- **Solarthermieanlagen** bieten den Vorteil, dass sich die Ausgangsgröße (Wärme) relativ preiswert kurzfristig speichern lässt. Die Investitionskosten bei Flachkollektoren liegen bei ca. 500 €/m<sup>2</sup> bzw. 1.400 €/KW (Amortisationszeiten laut Herstellerangaben 15 bis 20 Jahre, spezifische Kosten ohne Kapitalkosten bei ca. 0,10 €/kWh).
- **Windenergieanlagen** (WEA) sind im Vergleich günstig.

**Die Einbeziehung von Wandlern geringerer Effizienz würde das Ergebnis der Modellrechnungen verschlechtern.** Planung/Fertigung/Aufstellung/Wartung/Reparatur und Ersatz (am Ende der Lebensdauer) der WEA kosten einen erheblich größeren Arbeits-, Material- und Energieeinsatz als die Unterhaltung des bisherigen konventionellen fossilen Systems (es ist vorhanden und soll vor Ablauf der Lebensdauer abgebaut werden). Diese

Energieinvestitionen werden in der politischen Erfolgsbilanz der Energiewende vernachlässigt. Dabei erfordert die Herstellung einer WEA einen Materialeinsatz (und damit die zugehörige Energieinvestition) von ca. 31 g pro erzeugter KWh, der ca. 100-mal so hoch ist wie für ein Kernkraftwerk (0,31 g/KWh).

### Ausbeute von Wandlern

Energiewandler werden durch ihre Nennleistung gekennzeichnet. Sie bezeichnet die maximal mögliche Bruttoabgabeleistung. Bei fossilen Kraftwerken ist die Ausbeute nahe an der Nennleistung (7.500 bis 8.000 von 8.760 Stunden pro Jahr).

Bei WEA hängt die Ausbeute in starkem Maße vom Standort und damit von den Windverhältnissen ab. Sie wird in Volllaststunden pro Jahr oder in Prozent (Wert in Klammern) der Nennleistung angegeben.

- offshore (einige 10 km von der Küste entfernt): 3.000 bis 4.000 h/a (35 – 45%)
- Berggipfel und Küsten (Schleswig Holstein): 2.700 h/a (30%)
- flaches Land im Norden Deutschlands: 2.200 h/a (25%)
- Bayern: 1.000 h/a (11%)
- Gemessen in den letzten 15 Jahren (vorhandene WEA): Onshore 14 bis 20 %, im Mittel 17,2%
- Die höchste Dichte an WEA befindet sich im Norden Schleswig-Holsteins an der Westküste
- Die Küstenländer Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern repräsentieren 24% der Fläche und 43% der WEA-Nennleistung
- In den küstenferneren Bundesländern sind die WEA überwiegend auf den Bergrücken der Mittelgebirge installiert; pro WEA muss dort ca. 1 Hektar Wald gerodet werden
- Die tatsächliche Ausbeute schwankt von Jahr zu Jahr und liegt für Offshore Standorte im Durchschnitt bei ca. 30% der Nennleistung, für küstennahe Onshore Standorte bei ca. 20 % und für küstenferne Standorte bei ca. 10-15 %
- PV-Anlagen liegen in Deutschland bei 800 bis 1.000 h/a (9-11%)

Die von WEA gelieferte Leistung hängt zwischen den gängigen Windstärken Beaufort 3 und 6 von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ab.

Tabelle 2: Ausbeute eines optimalen Offshore-Windparks mit dreißig 5 MW Anlagen

Bft (Mitte)	3	4	5	6	7	8	>10
m/s	4,4	6,7	9,35	12,3	15,5	19	>24
Ausbeute %	3	14	36	79	95	100	abschalten

Sinkt die Windgeschwindigkeit um 10%, sinkt die Ausbeute um 30%. Sinkt sie z.B. von 14 auf 7 m/s (d.h. auf die Hälfte), sinkt die Ausbeute um ca. 85%.

Die letztendliche Ausbeute von WEA wird außerdem durch zwei Bedingungen bestimmt:

- **WEA entnehmen die von ihnen gelieferte elektrische Energie dem Wind, dessen Energie dadurch abnimmt.** Außerdem entstehen Verwirbelungen vertikale Komponenten, die nicht wirksam genutzt werden können. Für großflächige Windparks sinkt infolgedessen die mittlere Ausbeute.
- mit zunehmendem Ausbau müssen auch immer ungünstigere küstenferne Standorte gewählt werden.

Die Kapazität muss für die statistisch niedrigste Ausbeute ausgelegt werden. Über alle Standorte wird ein Mittelwert von ca. 15 % angenommen. Deswegen muss statt der einfachen die 6,7-fache Wandlerkapazität (1 geteilt durch 0,15) aufgebaut werden.

### Kumulierter Energieaufwand (KEA)

Der KEA wird nach unterschiedlichen Methoden berechnet ([3])

- Prozesskettenanalyse
- Materialbilanzen Analyse
- Energetische Input-Output Analyse
- Hybridmethode oder Mischanalyse (z.B. Material und IO Elemente)

Die Unterschiede zwischen den in der Literatur angegebenen Ergebnissen für KEA, AZ und EF unterscheiden sich je nach Methode bis zu einem Faktor 3.

In der Literatur werden z.B. sehr unterschiedliche Angaben für KEA-Werte in kWh/kW<sub>p</sub> genannt:

- PV mono Si: 10.420-20.500
- PV poly Si: 7.500 – 20.000
- WEA: 2.194-45.000
- Solarthermie: 300 - 1.100

Die großen Unterschiede lassen sich nicht allein durch die verschiedenen Standortbedingungen erklären.

Nachvollziehbar sind folgende spezifischen Werte für kea<sub>H</sub> (Herstellung) in kWh pro kW Nennleistung:

- 2.390 (1,5 MW Anlage) [17]
- 2.194-2.767 (1,5 MW Anlage) [16]
- 1.913 (1,5 MW Anlage) [3]
- 3.836 (1,5 MW Anlage, Input-Output-Analyse) [3]
- 7.270 (5 MW-Anlage offshore) [2]
- 7.800 (1,5 MW Anlage) [eike]

Die Unterschiede erklären sich aus zahlreichen Ursachen.

In der betriebswirtschaftlichen Kostenrechnung werden einem Produkt direkt zurechenbare Kosten (Fertigungskosten) mit einem prozentualen Aufschlag für Gemeinkosten (für Management, Entwicklung, Vertrieb usw.) und für Gewinn zum Endpreis hochgerechnet. Vergleichbares konnte bei KEA-Berechnungen nur in Einzelfällen beobachtet werden. Z.B. tauchen Energieaufwendungen für die Herstellung und Nutzung von Fahrzeugen und Fertigungseinrichtungen usw. und für Entwicklungs- und Planungstätigkeiten (Planung, Genehmigungen, Kapitalbeschaffung usw.) nur in Ausnahmefällen und meist nur in Form von Betriebsstoffen (Benzin, Diesel) auf. Es werden Fertigungsaufschläge verwendet, deren Inhalte nicht offengelegt werden.

Natürlich erfordern Management, Vertrieb, Finanzierung, Planung, Forschung und Entwicklung (d.h. alle Transaktionen) den Einsatz von Energie, die eigentlich berücksichtigt werden müssten.

Die Unterschiede bei offshore-Anlagen im Vergleich zu onshore-Anlagen sind durch die teureren Fundamente und die aufwendigere elektrische Verkabelung bedingt.

Ähnliches gilt für die Nutzung. Bei diesen Daten sind die Unterschiede noch größer.

## Speicher elektrischer Energie

Es gibt prinzipiell drei Möglichkeiten, die Energiebereitstellung und den Bedarf aufeinander abzustimmen:

1. Auslegung der Kapazität so, dass der Bedarf immer gedeckt wird
2. Bereitstellung von Speichern, die ausreichend sind um eine stabile Versorgung sicherzustellen
3. Anpassung des Bedarfs an die volatile Energie

Varianten 1 und 3 sind als Lösung kaum akzeptabel.

Es werden verschiedene Lösungen für PV und WEA diskutiert, z.B. [4], S.8 (jeweils Kapazität der Speicher und Überkapazität der Wandler):

1. optimal: 30 Tage Speicher, 30% Überkapazität
2. optimistisch: 6 Tage Speicher, 30% Überkapazität
3. Kompromiss: 10 Tage Speicher, 50 % Überkapazität

Speicher sind unerlässlich, um die Volatilität der EE-Träger auszugleichen. Sie müssen

1. Überschussleistung aufnehmen (diese fällt bei WEA ab 7 m/s Windgeschwindigkeit (4 Bft.) an; wenn die Speicher voll sind, geht Energie verloren, Wandler müssen vom Netz genommen werden)
2. Flaute überbrücken (sind die Speicher leer, geht das Licht aus)

Verschiedene **Speicher** haben jeweils Vor- und Nachteile.

- **elektrische Speicher** Es gibt eine große Vielfalt verschiedener Akkutypen. Der gebräuchlichste ist der Lithium-Ionen-Akku. Er benötigt Kobalt und Lithium in großen Mengen; die Akku-Lebensdauer ist heute noch kurz; die Wirkungsgrade sind gut; es wird von einer starken Kostendegression ausgegangen (ob diese tatsächlich bei großer Nachfrage eintreten wird, ist ungesichert); außerdem sind die verwendeten Materialien giftig
- **Pumpspeicherwerke** sind teuer, haben eine lange Lebensdauer, können Energie langfristig speichern; die Wirkungsgrade sind passabel (75 bis 80%), die mögliche Kapazität ist durch die Geografie sehr begrenzt
- **Wärmespeicher** sind preiswert und können Wärmeenergie kurzfristig speichern, ihre Auslastung (Sommer/Winter) ist gering
- **Power to Gas Wandler** sind teuer; Speicher zur Aufnahme der erzeugten Gase sind vorhanden; der Wirkungsgrad elektrisch/elektrisch ist niedrig (<50%)

### Lithium-Ionen Speicher

Der größte Speicher dieser Art in Europa wurde in Schwerin errichtet. Die Kapazität der ersten Ausbaustufe beträgt 5 MW (Eingangleistung) bzw. 5 MWh (Speicherkapazität). Die Kosten betragen ca. 6,5 Mio. € (=1.300 €/KWh). Als CO<sub>2</sub>-Emission für die Herstellung der Speicher werden in der Literatur z.B 125 kg/KWh und ca. 150-200 kg/KWh [25] genannt (entspricht ca. 250-400 KWh pro KWh Kapazität).

Die folgenden Rechenergebnisse auf der Basis obiger Daten sollen eine Vorstellung von den Größenordnungen vermitteln:

- Wollte man die in den in Deutschland jährlich verbrauchten Primärenergieträgern enthaltene Primärenergie (ca. 3.730 TWh) in Li-Ionen Akkus vom obigen Typ speichern, würden diese ca. 20 Milliarden Tonnen wiegen und ca. 1.500 Billionen € in der Herstellung kosten. Für ihre Herstellung würde die Energie benötigt, die alle heutigen Kraftwerke in ca. 2.000 Jahren liefern.



- In einem CO<sub>2</sub>-freien Energieversorgungssystem mit gleichem Endenergieverbrauch wie heute (2.540 TWh) würde der Aufbau eines solchen Speichers in 30 Jahren zur Überbrückung der Äquivalenz von 10 Tagen Dunkelflaute (Endkapazität ca. 100 TWh) ca. 100 Billionen €kosten und während der Aufbauphase für die Herstellung jährlich im Mittel ca. 2.000 TWh an Energie erfordern. Der Ersatz würde ab dem 30. Jahr jährlich ca. 4 Billionen €kosten und ca. 800 TWh erfordern.

Die Hersteller von Lithium-Ionen-Akkus für Solaranlagen nennen 2017 Preise von 1.200 bis 1.850 €/pro kWh nutzbarer Kapazität. Als Lebensdauer werden 10 Jahre oder 1.000 Ladezyklen angegeben bzw. garantiert. Um die Lebensdauer zu erreichen, wird ein Ladebereich von 20-90% empfohlen. Die Kapazität nimmt pro Jahr um etwa 1% ab.

Es ist nicht bekannt, wie sich die Rohstoffkosten in den nächsten 40 Jahren bei einer sehr viel größeren Nachfrage als heute entwickeln werden.

### Wandler elektrischer Energie als Speicher (Elektrolyseure)

Elektrische Energie kann in synthetische Kraftstoffe, z.B. Wasserstoff oder Methan, gewandelt werden. Die Gase und Kraftstoffe können vorhandenen Speichern zugeführt werden.

Das erste Großprojekt in Mainz mit einer Dauereingangsleistung von 3 x 1,3 MW (in der Spitze 3 x 2 MW) hat eine Investition von 17 Mio. €(ca. 2,8 Mio. €/je MW) erfordert. Die Lebensdauer wird mit 80.000 h (ca. 9 Jahre) angegeben, der Wirkungsgrad mit 70%.

Es gibt verschiedene Typen von Wasser-Elektrolyseuren:

- Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseur, Wirkungsgrad 40-45%; die Kosten eines Polymer-Elektrolyt-Membran- bzw. proton-exchange-membrane-(PEM)-Elektrolyseur liegen heute bei etwa 600 bis 800 €/KWh, die Kosten für H<sub>2</sub> bei ca. 2 € pro Liter Benzinäquivalenz
- Hochtemperatur-Elektrolyseur, Wirkungsgrad bis zu 90%
- Nickel-Eisen-Elektrolyseur
- Alkalischer-Wasser-Elektrolyseur, Wirkungsgrad 60-70%

Die Eingangsleistung eines solchen Power-to-Gas-Speichers müsste für die maximal zu speichernde Überschussleistung ausgelegt werden. Unterstellt man einen Rückgang der Kosten von 2,8 auf 1 Mio. €/pro MW netto

- 0,9 Mio. €für Wandler; Ersatz 0,3 Mio €
- 0,1 Mio €Gebäude, Elektronik und Nutzung
- Lebensdauer 10 Jahre, Wirkungsgrad 70%

müsste für den Aufbau eines Speichers der nutzbaren Kapazität von 1 GW in drei Dekaden in der ersten Dekade ein Drittel der Endkapazität (Kosten ca. 480 Mio. €), in der zweiten Dekade zwei Drittel (weil das erste Drittel aus der ersten Dekade ersetzt werden muss, Kosten ca. 620 Mio. €), in der dritten Dekade drei Drittel (Kosten ca. 770 Mio. €) der Endkapazität aufgebracht werden (d.h. über drei Jahrzehnte die doppelte Endkapazität). Der Aufbau würde einschließlich Elektronik und Gebäude ca. 1,9 Mrd. €/pro MW (1.900 €/KWh) kosten. Der Ersatzbedarf würde ab der vierten Dekade ca. 43 Mio. €/pro Jahr betragen.

Real würde die volle Leistungsaufnahme in einem emissionsfreien Energieversorgungssystem in der Größenordnung von 3.000 TW liegen (3 Mio. GW, Kosten ca. 5.700 Billionen €).

## Pumpspeicher

In Deutschland gibt es etwa 100 stillgelegte Erzbergwerke mit einer Kapazität von je ca. 400 MWh bzw. 10 GW, die sich für Pumpspeicher eignen. Die Gesamtkapazität liegt bei etwa 40 GWh bzw. 1 TW, der Wirkungsgrad bei ca. 75-80 %. Die Kosten betragen ca. 1.800 €/kWh, die Gesamtkosten ca. 70 Mrd. €. Die Kosten sind zu einem Teil durch die umfangreichen unterirdischen Arbeiten bedingt und werden sehr stark durch Energieeinsatz bestimmt. Ein Energieeinsatz von ca. 4 kWh pro €Herstellkosten erscheint plausibel. Der Energieeinsatz für die Herstellung von 100 Pumpspeichern beträgt etwa 280 TWh.

Diese 100 Speicher würden etwa 9 Minuten unseres heutigen Endenergieverbrauchs (2.540 TWh) überbrücken können. Ihr großer Vorteil liegt darin, dass sie über eine große Fallhöhe (ca. 600 – 700 m) und eine lange Lebensdauer verfügen, der Nachteil darin, dass in Deutschland kaum Platz für weitere Pumpspeicherwerke bedeutender Größe vorhanden ist

Zum Vergleich kosten oberirdische Pumpspeicherwerk zwischen 600 und 1.500 €/kWh. Der größte oberirdische Pumpspeicher in Goldisthal in Thüringen hat eine Kapazität von ca. 9 GWh (Wirkungsgrad 80%).

## Redox-Flow Akkus

In den vergangenen Jahren sind Redox-Akkus mit unterschiedlichen Elektrolyten entwickelt worden. Auf der Insel Pellworm wurde ein metallbasierter Elektrolyt verwendet (Kapazität 1,6 MWh bzw. 200 KW). Neuere Entwicklungen arbeiten mit einem Polymerteilchen-Elektrolyten. Eine erste Pilotanlage soll gebaut werden.

Auf Pellworm wurde ein Versuchs- Redox-Speicher mit einer Kapazität von 2.160 kWh (davon 560 kWh Li-Jo-Akku) für 10 Mio. €errichtet. Der Vorteil dieses Batterietyps liegt in der großen Speicherkapazität als Langzeitspeicher. Nachteile sind geringe Energiedichten (0,01-0,08 KWh/Liter; zum Vergleich Diesel ca. 10 KWh/Liter).

Die Kosten sollen in der Größenordnung einiger Hundert €je KWh liegen, der Wirkungsgrad bei 70%. Die Lebensdauer liegt bei 20.000 bis 40.000 Ladezyklen (ca. 20-25 Jahre). Die erforderlichen Mengen an Elektrolyten für erforderliche Großspeicher betragen Milliarden Kubikmeter.

## Gemischtes Speichersystem

Es gibt zurzeit kein *realisierbares* Speicherkonzept. Li-Jonen-Speicher eignen sich wegen der Kosten nur für die Speicherung von schneller Regelenergie. Elektrische Überschussenergie müsste bei verbesserten Wirkungsgraden durch Umwandlung als Gas gespeichert werden. Das hätte den großen Vorteil, dass elektrische Energie lokal am Ort der EE-Wandler in Gas gewandelt, gespeichert und von dort den Verbrauchern zugeführt werden kann. Das würde Netzkapazität einsparen. Als Langzeitspeicher könnten Redox-Batterien eingesetzt werden.

### Anhang 3: Bestimmungsgleichung

Die erforderliche Wandlerkapazität (n Wandler mit 1,5 MW Nennleistung) ergibt sich aus der folgenden Bestimmungsgleichung (anteilig 2061 bei Lebensdauer von jeweils 20 Jahren):

n [GWh/a]•{1,9171	gewandelte Energie einer WEA in GWh/a
- 3,585/20	Energieaufwand zur Herstellung der WEA im 41. Jahr (2061)
- 0,084/20	Energieaufwand für die Nutzung der WEA
- 0,159/20	Energieaufwand zur Entsorgung mehr als 20 Jahre alter WEA
- 7,446/20	Energieaufwand für die Herstellung der Speicher im 41. Jahr
- 0,0525/20	Energieaufwand zur Herstellung der Elektronik
- 0,0027/20}	Energieaufwand zur Nutzung der Speicher + Elektronik
= 2.540 TWh/a	⇒ n = 2.540 [TWh/a]/1,405 GWh/a = <b>1.808.000 WEA</b>

### Anhang 4: Stromerzeugung in Deutschland

Tabelle 3: Stromerzeugung 2016/2017 ([18], [19], [20], [21])

Wandlertyp	Installierte Leistung MW	Gelieferte Energie GWh/a 2016/2017	Anteil EE in% 2016/2017	Stromgestehungskosten €/MWh
Wasserkraft	5.600	20.500/19.700	3,5/3,1	
Wind onshore	45.500	66.300/87.200	11,2/14,5	83
Wind offshore	4.100	12.300/18.300	2,1/3,0	112
<i>Gesamt Windkraft</i>	<i>46.600</i>	<i>78.600/105.500</i>	<i>13,3/16,3</i>	
Photovoltaik PV	40.900/43.030	38.100/39.800	6,4/6,0	
Davon PV Dach				299
Davon PV Freifläche				258
<i>Biogene Feststoffe</i>		<i>10.950/</i>	<i>1,8/</i>	
<i>Biog. Flüssige Stoffe</i>		<i>411/</i>	<i>0,1/</i>	
<i>Klärgas</i>		<i>1432/</i>	<i>0,2/</i>	
<i>Deponiegas</i>		<i>360/</i>	<i>0,1/</i>	
<i>Biogener Abfall</i>		<i>5912/</i>	<i>1,0/</i>	
<i>Biogas</i>		<i>31.750/</i>	<i>5,1/</i>	
Biomasse gesamt	7.560	44.900/46.000	7,5/6,9	114
Hausmüll		6000/6000	0,9/0,9	
Geothermie	39	162/160	0,03/0,03	
EE gesamt	103.600/	188.300/216.800		
Erdgas		/86.000	/13,2	105
Steinkohle		/93.000	/14,1	63
Braunkohle		/148.000	/22,5	61
Kernenergie		/76.000	/11,7	52
sonstige		/34.000	/5,1	
Fossil gesamt	107.000	/437.000	/64	
Bruttostromverbrauch		595.400/600.200	32/36	

## Anhang 5: Literatur

- [1] <http://www.volker-quaschning.de/datserv/kev/index.php>
- [2] Rodoula Tryfonidou, Energetische Analyse eines Offshore-Windparks unter Berücksichtigung der Netzintegration, Dissertation, Schriftenreihe des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Fakultät für Maschinenbau der Ruhr-Universität Bochum
- [3] Matthias Geuder, Energetische Bewertung von Windkraftanlagen, Diplomarbeit, FH Würzburg-Schweinfurt, Fachrichtung Wirtschaftswissenschaft, Wirtschaftsingenieurwesen
- [4] D. Weißbach, G. Ruprecht, A. Hukea, K. Czarskia, S. Gottlieb A. Hussein, Energy intensities, EROIs, and energy payback times of electricity generating power plants, Institut für Festkörper-Kernphysik gGmbH, Berlin, Instytut Fizyki, Wydział Matematyczno-Fizyczny, Uniwersytet Szczeciński, Szczecin, Poland, Institut für Optik und Atomare Physik, Technische Universität Berlin, Department of Physics, University of Northern British Columbia, Canada.
- [5] Forschungsstelle für Energiewirtschaft FFE, Ergebnisse und Ganzheitliche Bilanzierung von Baustoffen
- [6] BMWi, Erneuerbare Energien, Bruttostromerzeugung in Deutschland 2017 in TWh
- [7] Fraunhoferinstitut ISE, Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050
- [8] Fraunhoferinstitut ISE, Stromgestehungskosten erneuerbare Energien, Studie November 2013
- [9] Heinz Schütte, Das Kosten-Energie-Äquivalenzgesetz als Fundament menschlichen Wirtschaftens, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61. Jg. (2011) Heft 12
- [10] <http://kosten-energie-aequivalenzgesetz.com/> Dr. Heinz Schütte, Das Kosten-Energie-Äquivalenzgesetz, Energie, die Quelle aller Kosten, aktualisiert April 2018
- [11] Prof. Dr. Manuel Frondel (RWI in Essen, Ruhr-Universität in Bochum) zu: Schütte, Heinz, 2013, Das Kosten-Energie-Äquivalenzgesetz: Energie, die Quelle aller Kosten? List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik 38:138-146. Kritische Würdigung: Ohne Energie geht nichts, aber Energie ist nicht alles! Dr. Heinz Schütte – Erwiderung auf die Kritik von Frondel
- [12] BMWi, sechster Monitoring Bericht, Energie der Zukunft, Berichtsjahr 2016
- [13] Ferruccio Ferroni, Energy Consultant, Zurich, Switzerland, Robert J. Hopkirk Engineering Research&Development, Maennedorf, Switzerland, Energy Return on Energy Invested (ERoEI) for photovoltaic solar systems in regions of moderate insolation, Published by Elsevier Ltd. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.
- [14] <http://euanmearns.com/the-energy-return-of-solar-pv/>
- [15] S. Wissel, U. Fahl, M. Blesl, A. Voß Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Prof. Dr.-Ing. A. Voß
- [16] <http://www.volker-quaschning.de/datserv/kev/index.php>
- [17] O. Mayer-Spohn, S. Wissel, A. Voß, U. Fahl, M. Blesl Lebenszyklusanalyse ausgewählter Stromerzeugungstechniken - Stand 2005, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Prof. Dr.-Ing. A. Voß
- [18] Volker Quaschning Statistiken, Beitrag Erneuerbarer Energien am Stromaufkommen in Deutschland
- [19] Volker Quaschning Statistiken, Installierte Voltaikleistung in Deutschland
- [20] BMWi Erneuerbare Energien Stand 2017
- [21] BMWi Erneuerbare Energien in Zahlen Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2016
- [22] BMWi Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2017
- [23] Erhard Beppler <https://www.eike-klima-energie.eu/2016/05/18/co2-anfall-bei-elektrofahrzeugen-via-kraftwerke-in-deutschland/>
- [24] <https://solaranlagen-portal.de/solar-akku/solar-akku-preise-kosten.html>
- [25] <https://www.welt.de/motor/news/article165544500/E-Auto-Batterie.html>
- [26] dena-Verteilnetzstudie Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030
- [27] <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/153206/umfrage/primaerenergieverbrauch-in-deutschland-seit-1990/>
- [28] [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/4\\_abb\\_eev-sektoren-et\\_2018-02-14.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/4_abb_eev-sektoren-et_2018-02-14.pdf)
- [29] <https://www.umweltbundesamt.de/themen/co2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom-sinken>
- [30] <https://www.umweltbundesamt.de/themen/erneuerbare-energien-im-jahr-2017>