

Energiepolitisches Manifest Argumente für die Beendigung der Energiewende (2)



von Günter Keil, Michael Limburg und Burkard Reimer

Hinweis zur Einordnung dieses Papiers

Die Autoren wirken in einer Gruppe von Fachleuten mit, die Bewertungen und Vorschläge zur Energiepolitik für die Partei „Alternative für Deutschland“ (AfD) erarbeitet. Es handelt sich dabei um den Bundesfachausschuss Energiepolitik (BFAE) der AfD. Der Inhalt des vorliegenden Papiers ist zum Teil in die Programm-Arbeit der AfD eingeflossen, es gibt jedoch ausschließlich die Meinung der Autoren wieder und ist kein Programm-Papier der AfD. Politische Grundsätze und Ziele dieser Partei werden auf einem in Vorbereitung befindlicher Programmparteitag nach eingehender Beteiligung ihrer Landesverbände beschlossen – dieser Prozess und seine Ergebnisse bezüglich der künftigen Energiepolitik der AfD sind abzuwarten.

Fortsetzung des ersten Teiles ([den finden Sie hier](#))

2.3 Ein weiteres Milliarden-Grab – die Energie-Einspar-Verordnung EnEV und das Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz EEWärmeG

Wesentliche Komponenten der Energiewende sind die Energie-Einspar-Verordnung EnEV (47), die auf dem Energie-Einsparungs-Gesetz EnEG beruht, und das Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz EEWärmeG (48). Wie bei dem EEG und der Energiewende werden die erforderlichen Kosten zur Umsetzung von der Regierung und den Profiteure klein geredet oder verschwiegen. Beide Maßnahmen sollen den Verbrauch von vorwiegend fossilen Energieträgern für das Heizen privater und öffentlicher Gebäude vermindern und damit der geplanten Absenkung der CO₂-Emissionen dienen. Die EnEV wurde 2002 erlassen. Zwischenzeitlich wurde sie mehrfach mit dem Ziel novelliert, zuletzt 2013, insbesondere die Forderungen an die Wärmedämmung und die Heizsysteme der Gebäude, weiter zu verschärfen .

Beide gesetzlichen Maßnahmen stehen deutlich seltener als das EEG im öffentlichen Fokus. Obwohl die erhofften Wirkungen der Verbrauchsminderung nachweislich nur bei wenigen Gebäude-Konstruktionen mit schlechter Wärmedämmung, wie z.B. bei dünnen Wänden mit geringer Masse, die in den 50er

und 60er Jahren errichtet worden sind, eintreten. Dagegen verursachen sie häufig massive Schäden z.B. durch mangelhaften Luftaustausch in den Innenräumen, aber auch durch Durchfeuchtung, Algen- und Pilzbefall der Außenwände. Zudem sind insbesondere Styropor-Dämmmaterialien gute Brandbeschleuniger, so dass im Brandfall die Feuerwehr einen kontrollierten Abbrand bevorzugt, statt zu löschen.

Eine messbare Verminderung des Energie-Verbrauchs wird hingegen nur selten erreicht, oft tritt das Gegenteil ein, da die Dämmmaterialien das Eindringen der durch die Sonnenstrahlung erzeugten Wärme in die Außenwände weitgehend verhindern.

Da die EnEV seit Jahren großräumig in allen Teilen des Landes angewendet werden muss, führt sie in großem Umfang zu einer Zerstörung der verbauten Materialien und damit der Bausubstanz bei gleichzeitig extrem aufwendiger und damit kostspieliger Umhüllung der Fassadenflächen. Die Kosten, die der Vermieter ggf. auf die Mieter abwälzen kann, sind erheblich, und werden bis zum Ende des Programms 2050 ca. 3 Billionen € allein durch die Fassadendämmung erreichen. Da die Dämmung oft mit einer ohnehin notwendigen Renovierung der Fassade einhergeht, werden die für die EnEV aufzuwendenden Beträge in der Regel weniger sichtbar. Kaum einer der Auftraggeber der Dämmmaßnahmen macht sich die Mühe diese Kosten herauszurechnen. So fehlt die Transparenz. Die Kosten belaufen sich pro m³ umbauten Raumes auf derzeit ca. 200 €, amortisieren sich aber nur selten. In so gut wie in keinem Fall geschieht das innerhalb der in der EnEV vorgegebenen Amortisationszeit von 10 Jahren.

In der Studie von Prof. Simons, Forschungsinstitut empirica, Berlin, „Energetische Sanierung von Ein- und Zweifamilienhäusern“ (49) wurden zur Beurteilung des energetischen Zustands der Gebäude in die Berechnungen die Heizungsanlage, Fenster, Außenwanddämmung, obere Geschosdecke/Dach und Fußboden/Kellerdecke einbezogen. Zusammengefasst kommt die Studie zum Ergebnis, dass eine energetische Sanierung im Regelfall unwirtschaftlich ist, da die eingesparten Energiekosten nicht die Kosten dieser Sanierung decken. Der mittlere Energieverbrauch von nicht wesentlich modernisierten Ein- und Zweifamilienhäusern beträgt 167 kWh/(m²a). Bei Energiekosten von 0,08 €/kWh belaufen sich die Energiekosten vor Sanierung auf 13,36 €/(m²a). Unterstellt, durch eine energetische Sanierung ließen sich tatsächlich 60 % der Energie einsparen – ein ambitioniertes Einsparziel, das in der Realität nur selten erreicht wird – so sinken die Energiekosten um 8,01 €/(m²a). Innerhalb von 15 Jahren summieren sich die eingesparten Energiekosten entsprechend auf 120 €/m² und damit bei Weitem nicht auf die Sanierungskosten, die bereits bei einfachen Fällen zwischen 300 und 500 €/m² liegen.

Auf einer Fachtagung zur Gebäudesanierung stellte Prof. Simons fest (41):

„Eine Sanierung trotz noch relativ gutem Zustand der Bauteile macht wenig Sinn“. Und weiter: „Besonders die Materialkosten der energetisch relevanten Bauprodukte sind in den Jahren 2000-2011 zwischen 10 und 50% angestiegen“. Auch eine aktuelle Studie der Kreditanstalt für Wiederaufbau KfW beleuchtete das Dilemma steigender Bauproduktpreise und deren Auswirkung auf die dadurch weiter sinkende Wirtschaftlichkeit energetischer Modernisierungs-Maßnahmen

(42). Hierzu M. Kleemann, Jülich: „Neben der oftmals sehr knappen Wirtschaftlichkeit energetischer Sanierungsmaßnahmen mit Amortisationszeiten von über 25 Jahren (!) ist auch das „Dilemma der mittleren Qualität“ ein Problem. Das Anforderungsniveau ... wird nur zu 69% umgesetzt“.

Zweck des am 01.01.2009 in Kraft getretenen EEWärmeG ist 1. der Klimaschutz, 2. die Schonung fossiler Ressourcen, 3. die Senkung von Energieimporten, 4. die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Wärme und Kälte aus „Erneuerbaren Energien“ EE und 5. bis 2020 den EE-Anteil am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte auf 14% zu erhöhen (Ist 2011: 10,2%). Es ist damit das zentrale regulatorische Instrument, um den Einsatz von EE im Gebäudesektor und weitere Maßnahmen voranzutreiben.

Bei Neuerrichtung von Gebäuden müssen die Eigentümer für die Erzeugung von Wärme und Kälte bestimmte Anteile an der gewählten „Erneuerbaren Energie“ nutzen (48 § 5, § 7). Die Mindestanteile sind u.a.: Für Solare Strahlung 15%; für feste Biomasse 50%; für Geothermie oder Umweltwärme 50%. Bei s.g. Ersatzmaßnahmen gilt ein Mindestanteil von 50% bei Nutzung von Abwärme oder KWK-Anlagen. Als Ersatzmaßnahmen kann z.B. auch die zusätzliche Einsparung von Energie durch besonders gute Wärmedämmung der Gebäudehülle angerechnet werden, wenn der jeweilige Höchstwert des Jahres-Primärenergiebedarfs nach der EnEV um mindestens 15% unterschritten wird. Fernwärme und Fernkälte gelten nur dann als Ersatzmaßnahme, wenn sie zu einem wesentlichen Anteil aus EE oder zu mindestens zu 50% aus der Nutzung von Abwärme oder von KWK-Anlagen oder aus einer Kombination der drei Varianten stammt.

Die bei derartigen Zwangsmaßnahmen eintretenden Reaktionen der Betroffenen beklagte die Bundesregierung bereits 2012 in einem „Erfolgsbericht“ des BMU (40): „Es zeigten sich sogar rückläufige (!) Trends beim EE-Anteil an Sanierungsmaßnahmen.“ Offenbar versuchen die Bürger nicht nur mit der Verschiebung von eigentlich fälligen Erneuerungen ihrer Heizungsanlagen den Einbau teurer EE-Anlagen zu vermeiden; sie haben alte Anlagen repariert und sie zum Teil wiederum unauffällig durch funktionierende Anlagen ersetzt. Diese Zwangsmaßnahmen führen mit Sicherheit dazu, dass sich ein Schwarzmarkt für die Installation von Heizungsanlagen entwickelt, die keine EE-Anlagen einbeziehen, die aber sehr wohl aus modernen und effizienten konventionellen Anlagen – z.B. Brennwertkessel – bestehen können.

Auch von E. Gawel et al (39) wird diese Entwicklung beklagt: „Kritisch bei einer anlassbezogenen Nutzungspflicht (Anm.: einer Modernisierung) im Bestand sind die möglichen Auswirkungen auf die Heizungs-Modernisierungs-Rate, soweit Investoren Sanierungen hinauszögern, um den gesetzlichen Geboten bei unzureichender Wirtschaftlichkeit zu entgehen“

Die Öko-Bürokratie in den Berliner Ministerien wird diesen logischen Reaktionen der Betroffenen auf die gesetzlich vorgeschriebene Installation unwirtschaftlicher Anlagen sehr wahrscheinlich mit Verschärfungen begegnen. Das könnte vor allem einer Ausdehnung der EnEV und des EEWärmeG auf alle Bestandsgebäude bedeuten. Die wirksamste und wahrscheinlichste neue Zwangsmaßnahme wird vermutlich eine Modernisierungspflicht für alle Heizungsanlagen sein, die ein bestimmtes Alter erreicht haben, wobei dann EE-Anlagen eingesetzt werden müssen.

Die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) und die Allianz für Gebäude-Energie-Effizienz (geea) haben sich bereits für eine „deutliche Verschärfung der Anforderungen an Neubauten“ ausgesprochen.

Der Bundesrat hat – wie auch die geea – die Bundesregierung aufgefordert, das Ordnungsrecht zur Energieeffizienz von Gebäuden zu vereinfachen, indem die EnEV und das EEWärmeG zusammengelegt werden. Das bildet dann auch die Gelegenheit, endlich alle Bestandsgebäude diesen Regelungen zu unterwerfen.

(Anm.: Die dena gehört zu 50% dem Staat, zu 26% der mehrheitlich bundeseigenen Kreditanstalt für Wiederaufbau KfW. Die geea wurde von der dena gegründet und versteht sich als „Plattform der Akteure (Anm.: Profiteure) in den Branchen Bauen und Energie“; sie wird von der dena koordiniert.)

Der Wärmesektor ist jedoch der einzige Bereich, in dem in Deutschland die Energie der Sonnenstrahlung – und zwar auch ihr beträchtlicher Rot- und Infrarotanteil – wirtschaftlich genutzt werden kann. Ferner bietet auch die Nutzbarmachung der Umwelt- oder Erdwärme zu Heizungszwecken – z.B. mittels der Wärmepumpen-Technik – eine weitere sinnvolle Anwendung für die regenerativen Energien in Deutschland.

Bei einer konsequenten Förderung der betreffenden Forschung und Entwicklung (F&E) mit Fokus auf eine Senkung ihrer Investitions- und Betriebskosten stellt dies eine große Chance für eine importunabhängige und kostengünstige Klimatisierung der Gebäude dar. Kostenintensive

Markteinführungsmaßnahmen hingegen bringen keine qualitativen Verbesserungen und sollten niemals vom Staat gefördert werden. Die Fokussierung der Regierungen auf die Stromerzeugung mit „Erneuerbaren“ war und ist ein grundsätzlicher und sehr teurer politischer Fehler. Der verspätete Versuch auch im Gebäudebereich die „Erneuerbaren“ für Techniken zur Erzeugung von Wärme und Kälte zu erschließen, beruht abermals auf Zwang und bevorzugt wiederum die unwirtschaftlichen, aber politisch-ideologisch gewollten EE-Technologien (siehe Kapitel 2.3).

Im Kapitel 2.13 sind die notwendigen F&E-Maßnahmen zusammengestellt worden.

Vorschlag:

Die EnEV und das EEWärmeG sind ersatzlos abzuschaffen. Es muss den Bauherren oder Gebäudebesitzern überlassen bleiben, ob und wieviel Geld er/sie in die Wärmdämmung, die Heizungsanlage, die Pflege und den Erhalt der Gebäude stecken.

2.4 Das Speicher-Dilemma

Die Regierung hat seit Einführung des EEG mit ihrer massiven Förderung der vom Tageslicht und vom Wind abhängigen Stromerzeugung von Anfang an ignoriert, dass dieser „Flutterstrom“ ohne die Möglichkeit seiner großtechnischen Speicherung für einen hochentwickelten Industriestaat weitgehend wertlos, stattdessen aber sogar für die Netzstabilität problematisch ist. Zum Ausgleich der systembedingten kurzzeitigen starken Schwankungen des Wind- und Solarstroms sind riesige Speicher erforderlich,

die es aber weder damals gab noch heute oder in absehbarer Zukunft geben wird.

Die Aufgabe solcher Speicher wäre es, nicht nur die kurzzeitigen Schwankungen der instabilen Stromquellen Wind und Sonne zu glätten sondern insbesondere im Winter längere Hochdruck-Wetterlagen mit Hochnebel und daher ohne Wind und mit stark verringerter Sonneneinstrahlung für mindestens 12 Tage zu überbrücken.

Hier bieten sich allein Pumpspeicher-Kraftwerke mit einem Wirkungsgrad von 75% an (8). Die z.Z. vorhandene Speicher-Kapazität aller Pumpspeicher in Deutschland beträgt 40 GWh (Gigawatt-Stunden), womit Deutschland 40 min lang mit Strom versorgt werden könnte (9).

Um für 12 Tage die erforderliche Strommenge von 17.280 GWh über diese Speicherkraftwerke sicherzustellen, müssten 2038 Pumpspeicher-Kraftwerke von der Größe Goldisthal neu errichtet werden. Goldisthal in Thüringen ist das größte Pumpspeicher-Kraftwerk Deutschlands und kann maximal 8,480 GWh speichern (Berechnung siehe Nr.1 der Anlage).

- Auch Prof. Sinn ging in seinem Vortrag auf das Problem der fehlenden Speicherkraftwerke ein (38). Um den Flatterstrom aus Wind und Sonne bedarfsgerecht aus eigener Kraft anbieten zu können, kann er am effektivsten mit Hilfe von Pumpspeicher-Kraftwerken „geglättet“ werden. Das heißt aber auch: Solange das nicht realisiert ist, muss die installierte Leistung der herkömmlichen fossil-gefeuerten und Kern-Kraftwerke zu 100% betriebsbereit vorgehalten werden. Nur so kann gegenwärtig der volatile Strom verstetigt und in der Nacht bei Windstille aber oft auch über Tage nahezu vollständig ersetzt werden.
- Bei seinem Modell geht Prof. Sinn von der 2011 installierten Leistung an volatilen Wind- und Sonnenstrom und der in diesem Jahr gelieferten Strommenge aus. Er rechnet vor, wie viel Pumpspeicher nötig wären, um diese vergleichsweise kleine Strommenge von 68.500 GWh, das sind 11,2% des produzierten Bruttostroms (4) kontinuierlich liefern zu können.
- Für den Ausgleich der Windkraft-Fluktuationen ergibt sich folgende Rechnung (38, Video ab min. 43): Eine über das Jahr kontinuierliche Windstrom-Leistung von 5,1 GW, wovon insgesamt 0,9 GW ständig gesichert am Netz sind und 4,2 GW der Volatilität unterliegen, erfordert eine Speicherkapazität von 6600 GWh. Dafür müssten 6097 neue Pumpspeicher gebaut werden. Tatsächlich habe Deutschland aber nur 35 dieser Anlagen und selbst die wenigen neu geplanten Anlagen würden stärksten Bürgerprotest hervorrufen – siehe das Jochberg-Projekt am Walchensee in den Bayerischen Voralpen. Selbst wenn man mit 3,0 GW kontinuierlicher Windstrom-Leistung vorliebnimmt und den Strom aus der Leistungs-Differenz von 2,1 GW (5,1 GW – 3,0 GW), d.h. die Leistungsspitzen „verwirft“ – benötigte man dennoch 456 neue Anlagen für das Speichern des volatilen Anteils aus der Leistung von 2,1 GW (3,0 GW – 0,9 GW).
- Wegen der Nacht gibt es überhaupt keine gesicherte Sonnenstrom-Leistung. Der volle Ausgleich der Sonnenstrom-Volatilität von 2,2 GW mittlerer Jahresleistung würde noch einmal 3918 Pumpspeicher-Kraftwerke erfordern

(38, Video ab min. 46). Da sich der Windstrom und der Sonnenstrom in gewisser Weise ergänzen – im Winter gibt es mehr Wind und im Sommer mehr Sonne – brauchte man für die Speicherung der Summe des Stroms aus 7,3 GW Wind- und Sonnenstrom-Leistung „nur“ 3544 Speicher-Kraftwerke. Reduziert man das wieder auf 4,1 GW und verwirft die Leistungsspitzen von Wind- und Sonnenstrom bis 7,3 GW braucht man dann „nur“ 385 Speicher. Da noch der Wirkungsgrad der Pumpspeicher-Kraftwerke von 75% berücksichtigt werden muss, werden zur Glättung des volatilen Stroms aus einer Leistung von 3,2 GW (4.1 GW – 0,9 GW gesicherte Windstrom-Leistung) 437 Speicher gebraucht.

- Unter diesen Bedingungen würde man durch den 2011 produzierten Wind- und Sonnenstrom gerade einmal 4 Kernkraftwerke oder Kohlekraftwerke mit einer Leistung von 4,1 GW dauerhaft ersetzen können, davon knapp 1 Kraftwerk durch den kontinuierlich zur Verfügung stehenden Windstrom von 0,9 GW und gut 3 Kraftwerke durch den Bau von 437 Speicher-Kraftwerken. Somit kann nur 1 Kraftwerk bzw. eine Leistung von 0,9 GW endgültig still gelegt werden. Das dauerhafte Abschalten weiteren 3 herkömmlichen Kraftwerken bzw. Herausnehmen von 3,2 GW – d.h. von 4% – aus der aus Sicherheitsgründen vorzuhaltenden Leistung von ca. 80 GW ist technisch und ökonomisch nicht lösbar. **An diesem Beispiel sieht man noch einmal sehr deutlich, wie weit entfernt von leicht überprüfbar mathematischen, naturwissenschaftlichen und ökonomischen Fakten sich alle Verfechter der Energiewende bewegen und zur großen Volksverdummung über die Energiewende beitragen.**
- Nach Prof Sinn ist sei auch die Idee unsinnig, die Batterien von Elektroautos als Speicher für das Stromnetz zu verwenden. Die von der Regierung bis 2020 erhoffte Zahl von 1 Million E-Autos würde – falls sie überhaupt als Speicher für das Netz zur Verfügung stehen würden –,6% der erforderlichen Speicherkapazität bringen. Für eine 100%ige Speicherung würde man 164 Millionen E-Autos brauchen, die ca. 254 Milliarden Euro kosten würden (38).

Die eignen Berechnungen für die immer wieder propagierte mögliche Versorgung mit 100% volatilem EE-Strom (siehe Anhang) ergeben folgende, sehr ähnliche Resultate:

Um die o.g. 2038 Pump-Speicher-Anlagen mit ausreichend volatilem EE-Strom zu versorgen, müsste die Leistung der erneuerbaren Stromerzeuger von 62 GW im Jahre 2012 auf das 11-fache ausgebaut werden. Beides ist illusorisch, denn nicht einmal der hundertste Teil der erforderlichen Pumpspeicher-Kraftwerke könnte noch in Deutschland errichtet werden: Es fehlt der Platz; vom Widerstand der lokalen Bevölkerung ganz abgesehen, wie kürzlich am Beispiel der gescheiterten Rursee-Anlage in der Nordeifel zu sehen war. Und ein 11-facher Ausbau der volatilen EE-Stromer-Anlagen ist ebenso abwegig. Es kann niemals in Deutschland die notwendige Langzeit-Speicherkapazität errichtet werden, die für den geplanten Ausbau der Stromversorgung mit weitaus höherem Anteil an Wind- und Solarstrom unter der Bedingung einer ausreichenden Netzstabilität erforderlich wäre.

Deshalb kommen für die notwendige Stabilisierung des Stromnetzes gegen den

fluktuierenden Wind- und Solarstrom fast ausschließlich konventionelle Kraftwerke in Frage – das sind Gas- und Kohlekraftwerke – die somit unverzichtbar bleiben. Allerdings sind gerade diese durch das zu bestimmten Zeiten erzwungene Überangebot des an der Strombörse gehandelten billigen EE-Stroms, der anschließend von den Verbrauchern über die EEG-Umlage teuer bezahlt werden muss, in ihrer Wirtschaftlichkeit und damit von Stilllegung bedroht – siehe Kapitel 2.6.

Damit ist die Absurdität der Energiewende-Planung mit ihren inneren Widersprüchen offensichtlich. Deren Ziele sind ungeachtet der zu ihrem Erreichen verschwendeten Milliarden an € niemals auch nur im Entferntesten realisierbar.

Die Aussichten heute: Die Stabilität des Netzes nimmt weiter ab, aber dennoch wird der auf Kosten der Verbraucher verfolgte Ausbau der unberechenbaren Wind- und Solarstromanlagen – nach wie vor ohne Absicherung durch Speicher – sehr wahrscheinlich weiter fortgesetzt. Damit ist der Weg in die doppelte Katastrophe – eine unsichere Stromversorgung und die extrem hohen Stromkosten – vorgezeichnet, wenn nicht sehr bald ein radikaler Kurswechsel erfolgt.

2.5 Neue Speichertechniken ohne Chance zur Rettung der Energiewende

Da auch die Politik und die Verfechter der volatilen „Erneuerbaren“ die Unmöglichkeit für die Errichtung der riesigen, zwingend benötigten Pumpspeicher-Kapazitäten in Deutschland stillschweigend akzeptieren, greifen nun die politischen Verteidiger der Energiewende zu der bewährten Methode der Herausstellung angeblicher technischer Alternativen sowie der Finanzierung von angeblich die Lösung bringenden Entwicklungsprojekten – in diesem Fall also Stromspeichertechniken bzw. Techniken, die man so nennt, obwohl sie nur auf die Produktion von Gas oder Wärme aus EE-Strom hinauslaufen.

Wie meistens gibt es in der Technik verschiedene Lösungen für technische Probleme; das Deutsche Patentamt ist voll davon. Der immer über die Brauchbarkeit entscheidende Knackpunkt ist aber jeweils die Antwort auf die Fragen nach den Kosten, nach der Praktikabilität und – selbst bei den Techniken, die dafür eine positive Antwort versprechen – die Frage nach dem realistischen Zeitpunkt nicht nur der Entwicklungsarbeiten, sondern des Erreichens von Marktreife und Marktdurchdringung. Technische Laien können sich nur schwer vorstellen, dass die Zeit vom Beginn der Entwicklungsarbeiten bis zur Marktreife sehr oft 30 bis 40 Jahre dauert, wobei 20 Jahre bereits die erfreuliche Ausnahme bildet.

Ein Beispiel ist die Brennstoffzelle. Diese Anlage vermag aus Wasserstoff und Sauerstoff durch „kalte Verbrennung“ Gleichstrom mit Wirkungsgraden von 50 – 60% zu erzeugen. Seit 1970 hat der Staat viele Millionen DM in die Entwicklung investiert. Leider ist diese Technik bis heute immer noch nicht ausgereift; es gibt nur wenige sog. Pilotanwendungen. Der Grund: Immer noch zu hohe Kosten und zu geringe Lebensdauer. Aus diesem Grund wird die Anwendung dieser nicht verfügbaren Technik in den unten beschriebenen Prozessen auch nicht berücksichtigt.

Das Dilemma der fehlenden großen Stromspeicher führt nun dazu, dass die Regierung damit begonnen hat, verschiedene Entwicklungen von neuen Speichertechniken zu fördern, die man zumindest der Öffentlichkeit als Hoffnungsvision darstellen kann. Dabei wird darauf vertraut, dass vor allem die Medien diese Aktivitäten als sog. Zukunftstechnologien lobend darstellen – und dass die Bürger einerseits die Schwächen dieser Systeme nicht durchschauen und andererseits annehmen, dass der Einsatz dieser Techniken in nächster Zukunft stattfinden kann und wird.

Man kann durchaus von einer Täuschung sprechen, denn wie unten gezeigt wird, besteht in keinem der Fälle eine Chance dazu.

In den folgenden Darstellungen wird wiederholt auf eine wichtige Kenngröße aller Anlagen der Energieumwandlung und -Übertragung hingewiesen: Der Wirkungsgrad.

Das ist ein Maß für die Effizienz, mit der eine Anlage arbeiten kann. Er beschreibt das Verhältnis der abgegebenen Nutzleistung zur zugeführten Leistung und wird deshalb in Prozent angegeben.

Ein Pumpspeicherkraftwerk, das einen Wirkungsgrad von 70 % hat, vermag also von einer aufgenommenen Strommenge (z.B. 100 Megawattstunden, MWh) 70 Prozent wieder als Strom abzugeben – also 70 MWh Strom. Der Rest von 30 MWh elektrischer Energie geht als Verlustwärme verloren.

Bei einer Kette von hintereinander liegenden Anlagen erhält man den Gesamtwirkungsgrad durch einfache Multiplikation der Einzel-Wirkungsgrade.

Bei allen offiziellen Angaben zu Wirkungsgraden ist Vorsicht geboten, weil man damit die Effizienz einer Anlagentechnik erheblich auf dem Papier schön kann – was auch gerade zu Gunsten politisch erwünschter Technologien oft und gerne geschieht.

Im Folgenden werden die als neue Speichertechnologien ins Rampenlicht gestellten Verfahren beschrieben und bewertet. Sie alle sollen den überflüssigen und nur das Netz störenden Wind- oder Solarstrom nutzen und daraus Wasserstoff, synthetisches Erdgas oder auch wieder Strom erzeugen.

Die meisten nützlichen Zahlenangaben lieferte die Fa. ENERTRAG, die die Anlage in Prenzlau betreibt (51,54); s. auch die Lit. (55) und (56). Daten zu diesem Projekt in Anlage 2.

A.) Die Power-to-Gas-Technik

Dieses Verfahren beginnt in allen seinen Varianten mit der Anwendung eines elektrochemischen Prozesses: Die

**Elektrolyse von Wasser mit Strom –
woraus man Wasserstoff, Sauerstoff und
Verlustwärme erhält. Wollte man
tatsächlich eine Speicherung des
eingesetzten Stroms wie bei einem
Pumpspeicherwerk, liegt hier bereits
ein entscheidender Nachteil vor, denn
aus der hochwertigen Elektroenergie
wird unter Inkaufnahme hoher Verluste
ein im Vergleich zur elektrischen
Energie minderwertigerer
Energieträger, ein Brenngas, erzeugt.
Bei einem Pumpspeicherwerk erfolgt die
Zwischenspeicherung jedoch in der Form
von hochwertiger potenzieller Energie
(die Höhe der Wassersäule), die direkt
wieder über eine Turbinen-Generator-
Kombination mit einem hohen
Wirkungsgrad als Strom abgegeben
wird. (6)**

A 1) Die Erzeugung von

Wasserstoff aus EE-Strom

Der aus dem Netz entnommene Wechselstrom muss gleichgerichtet werden, um dann in einer Elektrolyse-Anlage Wasser in Wasserstoff H_2 Sauerstoff zu spalten. Ziel ist es, den Wasserstoff dem landesweiten Erdgasnetz zuzuführen. In diesem ist eine Wasserstoffkonzentration von 5% erlaubt.

Wirkungsgrad „EE-Strom zu H_2 “: –
Gleichrichtung 94 %, – Elektrolyse 80 %, – Gesamt 75 %.

Probleme: a) Man hat keinen Strom gespeichert. Es wurde mit 25% Verlusten ein Brenngas erzeugt.

b) Es ist zunächst der Nachweis zu erbringen, dass Elektrolyseure, die unter

Praxisbedingungen intermittierend bzw. fluktuierend im Zusammenspiel mit EE-Erzeugern eingesetzt werden, tatsächlich ein zufriedenstellendes Betriebsergebnis zeigen

c) Man muss große

Mengen an H₂ zwischenspeichern. Dessen Kompression erzeugt weitere Verluste zwischen 5 und 15 % (6).

Kosten: Die Kosten des so erzeugten Wasserstoffs werden vom Preis des EE-Stroms (bei direkter Lieferung Windpark-zu-Anlage), von den o.g. Verlusten und von den Kapital- und Betriebskosten der Anlage und den Steuern bestimmt.

Folgendes kann gut abgeschätzt werden:

– **Windstromkosten nach EEG:**
Land: 4,87 – 8,93 (Anfangsvergütung)
Cent/kWh

Offshore: 19 Cent/kWh
(„Stauchungsmodell“)

– **mal Faktor 1,48 wegen der Verluste bis zur Elektrolyse (75%) und durch die folgende Verdichtung zur Gasnetz-Einspeisung (10 %);** = **7,21 Cent/kWh für**
alte Land WKA
= 28,05 Cent/kWh für Offshore-WKA

– **Kapital- und Betriebskosten:**
Marktübliche jährliche Größen sind 7%

für Verzinsung, 5% für eine 20-jährige Abschreibungsdauer und 7% für Betriebskosten – zusammen 19% p.a. von der Investition. Aus den Daten der Anlage in Prenzlau (Elektrolyseurkosten 10 Mio Euro, weitere Anlagen (geschätzt) 4 Mio Euro, Stromerzeugung 16.000 MW/a) ergeben sich Kapital- und Betriebskosten von 16,6 Cent/kWh.

– Damit Erzeugungskosten des ins Erdgasnetz eingespeisten H₂:

= 23,7 bis 44,65 Cent/kWh

– Dazu Netzkosten, Erdgassteuer, Umsatzsteuer, Konzessionsabgabe: zus. 47%

– Endpreis bei Bezug des Wind-Wasserstoffs über das Erdgasnetz:

= 34,8 bis 65,6 Cent/kWh, je nach Alter und Ort der Windräder.

– Im Vergleich: Haushalts-Gaspreis: 7,1 Cent/kWh (Rhenag, Siegburg).

Je höher der Anteil an Offshore-Windstrom wird, umso teurer wird der Wind-Wasserstoff – d.h. bis zum 9-fachen des normalen Erdgaspreises.

Der so erzeugte Wasserstoff kann jedoch nur in beschränkten Mengen ins Erdgasnetz eingespeist

werden. Das verhindert einen flächendeckenden Einsatz dieser Technik. Bei größeren Anlagen wird diese Grenze rasch erreicht, weshalb dieses nur bis zur Wasserstoffherzeugung reichende Verfahren relativ bedeutungslos bleiben wird. Deshalb hat man notgedrungen einen weiteren Schritt mit der Erweiterung dieser verlustreichen Verfahrenskette getan, um das Erdgasnetz voll als Endabnehmer nutzen zu können. Mit der

**Nachschaltung einer Methanisierungs-
Stufe wird Synthetisches Erdgas SNG
erzeugt (siehe A 3).**

A 2) Die Erzeugung von Strom – über den Zwischenschritt Wasserstoff – mit Rückverstromung.

**Zumindest mutet eine so aufgebaute
Anlage wie ein Stromspeicher an, denn
Strom geht hinein und wird wieder
abgegeben. Dafür muss der Wasserstoff
– nach Speicherung – in einem
Wasserstoffmotor oder einer Gasturbine
plus Stromgenerator verbrannt werden.
Erhebliche Zusatzverluste sind der
Preis.**

**Wirkungsgrad „EE-Strom zu H₂ zu
Strom“:**

- In A 1) ergab sich für die H₂-Erzeugung 75 %.
- Ein Gasmotor kann 40 % erreichen.
- Eine 100 MW-Gasturbine bis 40 %; eine 10 MW-Gasturbine 35 %. Es wird hier
- 38 % angenommen.

Diese Anlage erreicht somit einen Wirkungsgrad von $0,75 \times 0,38 = 28,5$ %. Mit einem Stromspeicher hat das nichts mehr zu tun. Vielmehr handelt es sich bei einem Verlust von 71,5 Prozent um eine recht teure Energievernichtungs-Anlage.

Probleme: a) Weil Überschuß-Windstrom im Netz nicht gebraucht wird, muss der erzeugte Wasserstoff erst einmal gespeichert werden, bis wieder Bedarf im Stromnetz entsteht. Das führt zu einem erheblichen Speicherproblem.

b) Zwar nimmt die Anlage Strom auf, speichert den erzeugten Wasserstoff und erzeugt

mit diesem wieder Strom, der abgegeben wird, aber die nochmals erhöhten Verluste sowie die ebenfalls höheren Kapitalkosten treiben diesen Strompreis weit über das Niveau der ohnehin schon hohen Kosten für den „gespeicherten“ Wind- oder Solarstrom. Der Gesamtwirkungsgrad von 30 % – also 70 % Verluste – ist nichts anderes als eine Katastrophe. Da hilft es nichts, einen Teil der Verlustwärme noch irgendwie zu nutzen.

Kosten: – Wie in A 1) ergibt sich für die Wasserstoffherzeugung

= 7,21

Cent/kWh für Strom aus alten Land-WKA

= 28,05 Cent/kWh für Strom von Offshore-WKA

– Die folgende Verstromung kann in Wasserstoff-Motoren oder Gasturbinen – jeweils

mit nachgeschalteten Stromgeneratoren – erfolgen. Deren Wirkungsgrad ist in beiden Fällen

ca. 38 %.

– Bei großen Gaskraftwerken wird oft das sog. GuD-Verfahren eingesetzt, bei dem einer Gasturbine noch eine zweite Stufe – eine Dampfturbine – zur Abwärmenutzung nachgeschaltet wird, was Wirkungsgrade bis zu 60 % ermöglicht. Aufgrund der höheren Investitionskosten für GuD-Anlagen

und der sehr wahrscheinlich geringen zeitlichen Auslastung in einem von EE-Stromerzeugern

dominierten System wird man vermutlich auf die teure Dampf-Zusatzstufe

verzichten. Das bedeutet: Nur eine Gasturbine ohne Abwärmenutzung erledigt die Rückverstromung – mit dem o.g. Wirkungsgrad. Entsprechend sinkt der Gesamtwirkungsgrad der Anlage auf 25,6 %.

–
Zwischenergebnis: 18,96 bis 73,77 Cent/kWh

– **Hinzuzufügen: Kapital- und Wartungskosten (bei 21 Mio Investitionskosten (54))**

von 25 Cent/kWh:

– **Die Stromerzeugungskosten betragen dann:**
= 44,0 bis 98,8 Cent/kWh.

Weil das EEG derartige Vergütungen nicht vorsieht, wird eine solche Anlage nur Verluste einfahren, Es sei denn, die Regierung ändert das EEG und stellt die o.g.

enormen Einspeisevergütungen bereit. Das ist im Moment nicht vorstellbar, aber noch vor wenigen Jahren war auch die heutige Situation in der Energiewirtschaft nicht vorstellbar.

**– Für die
Privatkunden beträgt 2014 die
Belastung des Strompreises durch
Steuern und Abgaben 55 %. (56).**

**Ergebnis: Eine
derartige Power-to-Gas-Anlage
verursacht einen Strompreis von 68,2 Cent/kWh
bis 1,53 Euro/kWh – je nach aufgenommenem „EE-Strom-Mix“.**

**A 3) Die Erzeugung
von Strom – über
die
Zwischenschritte
Wasserstoff, Methan**

und Rückverstromung

**Weil die nur bis
zum Wasserstoff
reichende**

**Verfahrenskette
bald zu**

**Schwierigkeiten bei
der Einspeisung
dieses Gases in das
Erdgasnetz führt
(s.o.), hat man
beschlossen, der**

**Elektrolyse eine
Methanisierung
nachzuschalten.
Damit nimmt man
weitere Verluste in
Kauf.**

**Für die Umwandlung
von Wasserstoff in
synthetisches
Naturgas SNG nach
dem Sabatier-
Verfahren wird**

**Kohlenstoffdioxid
CO₂ eingesetzt.
Anschließend
erfolgt wieder die
Rückverstromung –
wie oben
beschrieben.**

**Probleme: a) Die
Umwandlung in SNG
erfordert einen
weiteren
erheblichen Ausbau**

der Anlage;

deutlich höhere Kapitalkosten und

Wartungskosten entstehen.

b) Der Wirkungsgrad der Methanisierung beträgt 80 bis 85 %; hier angenommen: 83 %.

Damit folgt für den Gesamtwirkungsgrad der Anlage:

**0,75 x 0,9 x 0,83 x
0,38 = 0,213. Also
klägliche 21,5
Prozent.**

**V. v. Schnurbein,
der die zwei
Szenarien einer
optimistischen und
einer skeptischen
Abschätzung der
einzelnen
Prozeßwirkungsgrade**

**betrachtete, kam
hier bei der
skeptischen – und
möglicherweise
realitätsnäheren –
Variante auf einen
Gesamtwirkungsgrad
von nur noch 14 %.
(6)**

**c) Woher sollen
aber die großen
Mengen an CO₂**

**kommen ? Es ist
umstritten, ob
überhaupt**

**genügend CO₂
aus biogenen und
industriellen
Prozessen für eine
großflächige**

**Anwendung der
Methanisierungs-
Technologie zur**

**Verfügung
steht. (55) .**

**Kosten: Nach
Anwendung der
obigen Rechnungen
ergibt sich mit
Methanisierung**

und Rückverstromung

**sowie mit 33,3 Cent/kWh für die Kapital- und Betriebskosten (wegen der zusätzlichen
Methanisierungs-Stufe wird die Investition um 33% höher als bei Verfahren A 2) geschätzt):**

**Stromerzeugungskost
en: = 56,2 bis**

122,2 Cent/kWh

Für

Privatkunden

beträgt dann der

Strompreis nach

Aufschlag der

Steuern und

Abgaben:

=

1,07 bis 1,89

Euro/kWh.

**Bei diesem
angeblich der
Stromspeicherung
dienenden Verfahren
sind die Verluste
so extrem, dass
eher von einem
Stromvernichtungs-
Verfahren
gesprochen werden
kann. Entsprechend**

**hoch fällt dann der
Preis des
verbleibenden
Rest-Stroms bei der
Rück-Einspeisung
aus, wie das Zitat
aus einem
Fachartikel zeigt:
„Dieses System als
Langzeitspeicher
für überschüssigen
EE-Strom (Wind und**

**Solar) würde bei
einer
Anlagenkapazität
von 44 GW(eL) und
einem Stromoutput
zwischen 12,3 und
31,7 TW (1 Terawatt
= 1 Million
Megawatt) – das
wären 2 bis 5 % des
deutschen
Strombedarfs –**

**jährliche
Mehrkosten zwischen
25,1 und 28,1 Mrd.
Euro verursachen
(6).**

**Es wird schnell
klar, dass zur
vollständigen
Stromversorgung
über die volatilen
„Erneuerbaren“
unter Verwendung**

**dieser höchst
ineffizienten
Speicher noch eine
viel größere Anzahl
von Wind- und
Solarstromanlagen
als schon beim Bau
von 2038 neuen
Pumpspeicherkraftwe
rken erforderlich
wäre. Bei dem
Power-to-Gas-**

**Verfahren *Strom* –
Wasser -Wasserstoff
– *Methan* – *Strom*
wären sogar Wind-
und
Solarstromanlagen
mit einer ca. 58-
fachen Leistung im
Vergleich zur
installierten
Leistung von 2012
zu errichten.**

**Damit wären alle
Pläne bezüglich der
Nutzung von grünem
Überschussstrom
mittels
elektrochemischer
und chemischer
Umwandlung als
Erdgas-Ersatz, als
KFZ-Antrieb und
erst recht als
Stromspeichermethod**

**e wegen
unakzeptabler
Ineffizienz und
untragbarer Kosten
sinnlos.**

**Alle Unternehmen,
die sich an Power-
to-Gas-Projekten
beteiligen,
besitzen
selbstverständlich
den Sachverstand,**

**um die
geschilderten
Probleme, die sich
ganz einfach aus
einem Ignorieren
physikalischer
Gesetzmäßigkeiten
ergeben, klar zu
erkennen.**

**Es stellt sich
daher die Frage,
weshalb aus der**

**Industrie und
insbesondere aus
ihren Verbänden
keine Kritik an der
Energiewende-
Politik zu hören
ist. Im Gegenteil:
In allen Reden,
Artikeln und
Pressemitteilungen
von
Unternehmensvertret**

**ern wird in einer
bemerkenswert
gleichlautenden
Sprachregelung
immer von
„ehrgeizigen“,
„ambitionierten“
und
„anspruchsvollen“
Zielen der
Regierung
gesprochen. Das**

**sind heute die
Synonyme für die
Adjektive
„sinnlos“,
„unbezahlbar“ und
„realitätsfern“.**

**Durchweg wird
betont, dass man
selbstverständlich
die gleichen Ziele
hätte. Nur ein paar
kleine Änderungen**

wären doch schön.

Es erinnert an das Märchen von des Kaisers neuen Kleidern. Die Motive jedoch, die heute die Höflinge der Regierung für ihre Bewunderung der Energiewende haben, sind von handfesterer Art:

**Man rechnet damit,
dass die
gegenwärtige
Energiepolitik noch
einige Jahre
andauert und man
möchte die durch
die verschiedenen
Schwierigkeiten und
Fehler entstandene
Notsituation der
Regierung für**

**lukrative Geschäfte
nutzen. Die
Situation ist
deshalb dafür
besonders günstig,
weil jetzt der
Staat durch Gesetze
und Verordnungen
dafür sorgt, dass
alle politisch
gewünschten
Projekte – seien**

**sie auch noch so
sinnlos wie die
Power-to-Gas-
Fabriken – mit
Sicherheit bezahlt
werden. Deshalb
schaltet der
Energieversorger
E.ON derzeit TV-
Spots mit der
Präsentation der
Power-to-Gas-**

**Anlagen “ als
„Stromakku“ für
Windkraftstrom. Die
Bürger werden es
schon nicht
durchschauen.**

**Es besteht eine
staatliche Abnahme-
und Gewinnngarantie.
Auch neue
Absatzmärkte
winken, wie die nur**

**durch Zwang vielen
und demnächst
vermutlich allen
Haushalten
vorgeschriebenen
„Smart Meter“. Es
ist ein
vorübergehend
existierendes,
planwirtschaftliche
s Paradies.**

Aus der Sicht

**dieser Unternehmen
wäre es sehr
unvernünftig, die
Zeitspanne bis zum
Zusammenbruch der
Energiewende-
Politik nicht für
gute Geschäfte zu
nutzen.**

**Das Power-to-Gas-
Thema wurde hier so
eingehend**

**dargestellt, weil
es sich dabei um
die dreisteste
Irreführung in der
gesamten
Energiewende
handelt. Die Kosten
sind derart extrem,
die Verluste
dermaßen krass,
dass jegliche
Hoffnung auf das**

**spätere Erreichen
eines erträglichen
Niveaus vergeblich
ist. Man kann die
Physik nun einmal
nicht betrügen.**

**Die finanzielle
Förderung etlicher
Projekte durch
Bundes- und
Länderministerien
zeigt deutlich,**

dass es dort

als politisch wichtig angesehen wird, mit diesen Potemkinschen Dörfern den Bürgern eine Hoffnung auf künftige Besserung der offensichtlich prekären, an den Strompreisen ablesbaren Situation vorzugaukeln. Es geht nur um Zeitgewinn, nicht um Energie...

Fortsetzung folgt

Den gesamten Text
können Sie sich als
pdf datei im Anhang
herunterladen

Related Files

- [energiepolitisches
_manifest_31-01-20](#)

14_23_01-pdf