Dr.-Ing. Hartmut Euler MDgt. Kiel, den 31.10.2016

Stellungnahme zu dem Impulspapier „Strom 2030“ langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre

Hinweis: diese Stellungnahme gibt, ebenso wie die beigefügten Veröffentlichungen, auf die sich meine Stellungnahme bezieht, „vernetzen statt vernichten“ (Aufsatz und Präsentation) meine private Fachmeinung wieder. Aufsatz und Präsentation sind insoweit Bestandteil der Stellungnahme.

Zu meiner Person: ich habe an der Universität Dortmund von 1977 – 1983 als WissAss das Fach „Energieversorgungsplanung“ gelehrt, 1983 zum Thema „Umweltverträglichkeit von Energieversorgungskonzepten“ promoviert und war danach von 1984 – 2003 in den Bundesländern Hessen und Schleswig-Holstein als Grundsatz- Referatsleiter und Abteilungsleiter Energie tätig, habe also die Energiewende lange beruflich begleitet.

Grundsätzlich stimme ich den meisten Aussagen in dem Papier zu. Insbesondere begrüße ich, dass die Klimaschutzziele fest im Blick sind und dass neben dem ausreichenden Ausbau der erneuerbaren Energien der Ausbau der Stromnetze und insbesondere die notwendige Energieeffizienz betont wird. Die Energiewende kann grundsätzlich nur gelingen, wenn die Energieeffizienz bei jeder Einzelmaßnahme verbessert und nicht grundlegend verschlechtert wird. Letzteres ist nämlich bei der Umwandlung von Strom in Brennstoff („power to gas“) fast immer der Fall.

Diese Stellungnahme beschränkt sich auf 4 Aspekte:

1.Die Bitte, das Papier im Hinblick auf „power to gas“ zu präzisieren und konsistent zu machen, um Kontraproduktives zu vermeiden. (In diesem Zusammenhang nehme ich am Ende unter P.S. noch eine kurze Überschlagsrechnung vor, die zeigt, dass verstärkter Einsatz von „power to gas“ die Energiewende sehr schnell unmöglich macht).

2. Einige Gedanken zu den im Impulspapier schon angesprochenen Fragen „internationaler Netzausbau und große Speicher“.

3. Informationen über eine bislang fast überhaupt noch nicht diskutierte, mengenmäßig extrem bedeutsame Energiewende-Problemlösungsoption: Island und insbesondere Grönland.

4. Gedanken zu dem auch im Impulspapier angesprochenen Thema Flugzeuge/Flugverkehr.

1. Bitte, das Papier im Hinblick auf „power to gas“ zu präzisieren, um Kontraproduktives zu vermeiden:

Techniken, die 3 – 4 mal so viel Energie/Strom benötigen wie vergleichbare Alternativen, sind immer das genaue Gegenteil von effizient und führen praktisch immer auch zu erhöhten

Klimagasemissionen, wenn sachgerecht bilanziert wird und nicht Teile der Bilanz unterschlagen werden. Dies trifft auf „power to gas“ zu, wie auch aus den Graphiken auf S. 21 im Impulspapier hervorgeht und von mir ausführlich in „vernetzen statt vernichten“ dargelegt wird, mit der einen dort genannten Ausnahme.

Es ist zutreffend, dass auf S. 20 des Impulspapiers der Hinweis steht, „power to gas“ kommt deshalb nur zum Einsatz, „wenn Strom … bei Netzengpässen ansonsten abgeregelt würde…“ Es sollte unbedingt präzisiert werden, dass dies nur in den Stunden gelten kann, in denen der sonst zur Abregelung führende Netzengpass aufgrund von Starkwind tatsächlich besteht und nicht zu anderen Zeiten. Weiterhin muss sichergestellt sein, dass die Anlagen außer Betrieb genommen werden, wenn der Netzengpass durch Netzausbau abgestellt wurde. Dies ist notwendig, um das Gewollte zu erreichen.

Entsprechend muss folgerichtig auch der letzte Halbsatz auf S. 7 unter „Drittens“ entweder gestrichen oder wie auf S. 20 formuliert werden, möglichst auch ergänzt um meine Vorschläge.

Hinsichtlich der ansonsten sehr richtigen und wichtigen Graphik auf S. 21 bitte ich bezüglich des zweiten grünen Vergleichs um Überprüfung: Nach den in „vernetzen statt vernichten“ zitierten Volkswagen - Vergleichsergebnissen benötigen Wasserstoff - Tourans gegenüber Batterie-Tourans 3,9 mal so viel Strom. Mir ist nicht bekannt, dass sich an diesen Ergebnissen irgendetwas Wichtiges geändert hat. Es sollen also richtigerweise 4, mindestens aber 3 grüne Kästchen in dem 2. Balken erscheinen, um ein inkorrektes Papier zu vermeiden.

Aus dem gleichen Grund wird angeregt, den ersten Absatz auf S. 12 um folgenden Halbsatz zu ergänzen: „ … wenn ausschließlich effiziente Techniken eingesetzt werden (Vgl. S 20/21).“

2. Internationaler Netzausbau und große Speicher

Erwartungsgemäß wird es mit den vielen im Papier genannten richtigen Maßnahmen in Verbindung mit den noch bestehenden Kohle- und Gaskraftwerken bis 2030 gelingen können, den Energiewendepfad einzuhalten und die schwierige „Gretchenfrage“: „Woher kommt der Strom für die großen Ballungszentren, wenn es windstill und dunkel ist?“ noch zu umgehen. Kurz danach wird dies aber voraussichtlich nicht mehr gelingen. Große Infrastrukturmaßnahmen, die dann erforderlich werden, benötigen viele grundsätzliche Vorlaufdiskussionen, Überzeugungsarbeit, Planungs- und Bauzeit, die mindestens ein Jahrzehnt benötigen. Deshalb muss schon sehr bald auf den Zeitpunkt nach 2030 hingearbeitet werden.

Folgende grundsätzliche Zusammenhänge werden kaum in der Fachöffentlichkeit und nicht in der Öffentlichkeit diskutiert. Dies muss aber dringend geschehen.

Fluktuierende erneuerbare Energien benötigen aus ganz grundsätzlichen Erwägungen immer wesentlich leistungsfähigere und großräumigere Verteilnetze, als Atom- und Kohlesysteme, wenn sie große Anteile an der Stromerzeugung übernehmen sollen: Um ein Kohle- oder Atomkraftwerk, das 8000 Stunden im Jahr Strom erzeugt, hinsichtlich der Strommenge zu ersetzen, benötigt Offshore Wind (4000 Vollbenutzungsstunden) die doppelte Leistung, Norddeutschland Wind (ca. 2500 h) die dreifache, Binnenlandwind (knapp 2000 h) die vierfache Leistung. Dies ist naturgegeben und unveränderlich. Deshalb muss in allen Ländern die weit über die heutige Kraftwerksleistung

hinausgehende Leistung installiert werden, wenn das Klimaschutzziel minus 80-95% CO2 gelingen soll. Diese Leistung muss durch entsprechend angepasste Stromnetze transportiert werden, die über weite Strecken sehr verlustarm sein können (3 % Stromverlust auf 1000 km bei neu zu bauenden HGÜ-Leitungen) und müssen.

Der wichtigste Großspeicher muss dann das (effiziente und neu zu bauende) Stromnetz selbst sein. Schematisch: Um in Großbritannien die dort benötigte Strommenge aus diesen Erneuerbaren herstellen zu können , muss ca. die 3-4 fache dort benötigte Leistung installiert sein. Dies gilt dann grundsätzlich auch für alle anderen Länder. Wenn die Island-Tiefs in Großbritannien eintreffen, müssen 2/3 – ¾ des Stroms je nach Wetterlage nach Mittel-, Ost-, Nord- oder Südeuropa transportiert werden. Wenn die Tiefs dann weiterziehen, müssen die dort ebenfalls von der Leistung her um das Drei- bis Vierfache überdimensionierten Windkraftanlagen die notwendigen Stromüberschüsse erzeugen, um die jeweils anderen (windarmen) Gebiete und Großbritannien mit erneuerbarem Strom, der dort in dieser Zeit nicht herstellbar ist, zu versorgen. Da die Tiefs auch meistens alternativ entweder über Mittel- oder über Nordeuropa/Skandinavien ziehen, ergibt sich über leistungsfähige Nord-Süd-Verbindungen ebenfalls ein großräumiger Ausgleich, der auch durch das Solarenergie in den südlichen Teilen Europas ausgeglichen werden kann.

Dass ein solches großräumiges Verteilsystem funktionieren kann, hat Prof. Dirk-Uwe Sauer, RWTH Aachen, in Simulationen bereits belegt, ebenso wie zuvor Dr. Gregor Czisch, Kassel, u.a. in seiner Dissertation und weiteren Arbeiten.

Wenn das Netz die Hauptspeicherlast auf diese Weise übernimmt, können die vergleichsweise sehr großen bestehenden Wasserspeicher in Skandinavien (118 TWh - 10 mal mehr als in Österreich und in der Schweiz zusammen und 2300 mal mehr als in Deutschland) bei intelligenter Einbindung und Fahrweise den allergrößten Teil nicht nur des verbleibenden deutschen, sondern des europäischen Stromspeicherbedarfs abdecken. Deutschland benötigt mit 40 TWh, rechnerisch nur ca. ein Drittel. (siehe beigefügten Aufsatz des Unterzeichners. Weitere Optionen s.u.)

Ein solches großräumiges Ausgleichssystem könnte dann auch als Vorbild für die anderen Kontinente mit grundsätzlich nicht unähnlichen Bedingungen dienen und stellt daher meines Erachtens die einzige erkennbare Möglichkeit dar, die weltweiten Klimaschutzziele bis 2050 noch zu erreichen.

Der Versuch, die Energiewende in Deutschland alleine umzusetzen, muss sonst ab ca. 2030 scheitern, da Deutschland zu klein, das Wetter in Deutschland zu wenig unterschiedlich ist, um das Netz als Speicher ausreichend nutzen zu können. Die notwendigen Wasserspeicher fehlen und können nur in kleinen Dimensionen errichtet werden. (In Norwegen und Schweden geht es übrigens nicht um Pumpspeicher, sondern um die noch viel effizientere „indirekte Speicherung“)

Dies alles sollte viel deutlicher kommuniziert und bereits jetzt entsprechende Schritte vorbereitet werden.

3. Island und Grönland: mengenmäßig extrem bedeutende Problemlösungsoptionen für die Energiewende und den Klimaschutz

Vor kurzer Zeit machte mich Prof. Jörn Thiede, ehemaliger Direktor des Alfred-Wegener-Instituts für Polarforschung, nach entsprechender Nachfrage auf den beigefügten Artikel der Zeitschrift „nature“

von April 2016 zu Grönland aufmerksam (Anlage). Der Beitrag beschreibt die rasante Entwicklungsgeschwindigkeit und die Entwicklungsoptionen von Grönland aufgrund des Klimawandels und gibt „nebenbei“ den Hinweis auf das riesige potentielle Stromerzeugungspotential dieses zweitgrößten Wasserkörpers der Welt aus konventionellen Wasserkraftwerken in Höhe von 800.000 GWh bzw. 800 TWh. Dies entspricht dem Stromverbrauch von Frankreich und Großbritannien zusammen oder knapp 1,5 mal dem Stromverbrauch Deutschlands und könnte die Jahresstromproduktion von 80 großen Kern- oder ca. 150 großen Kohlekraftwerken ersetzen. Dies würde aus erneuerbarer, CO2 - freier und weitgehend zusätzlich als Stromspeicher nutzbarer Energie kommen. Würde dies Potential durch den Bau von Staumauern und Turbinen genutzt, um Kohlekraftwerke in Europa zu verdrängen, so ergäbe sich der mit Abstand größte Einzelbeitrag zum Klimaschutz in Höhe von ca. 700 Mio. t CO2.

Um Missverständnissen vorzubeugen: Es geht nicht um den vergletscherten Norden, sondern um den Süden, der auf ähnlichen Breitengraden wie Nordnorwegen liegt. Wie das norwegische Stromsystem zeigt, funktionieren Speicherseen auch im Winter unter einer dicken Oberflächen-Eisschicht als Stromerzeuger und als Speicher. Es geht sicherlich überhaupt nicht darum, irgendwelche Fjorde (Salzwasser) in die Überlegungen mit einzubeziehen.

Die Strommengen müssen nach erstem Anschein über HGÜ-Kabel durch nicht sehr tiefes Wasser nach West-Island transportiert werden (an der kürzesten Stelle beträgt der Abstand von Island zu Grönland nur wenige hundert Kilometer), von da (ca 1000 km) durch das relativ wenig bewohnte Island über HGÜ-Hochspannungsleitungen nach Ost-Island und dann über ca. 1000 km HGÜ-Seekabel nach Schottland und Norwegen und - über eine größere Entfernung - zu den Offshore- Stationen in der Nordsee.

Auch Island selbst hat nach Untersuchungen, die vor ca. 35 Jahren vom Hamburger Senat durchgeführt wurden, noch ein ökologisch verträgliches, zusätzliches Wasserkraft- Ausbaupotential von ca. 50 TWh aufzuweisen, das zu erschließen weniger teuer und damit natürlich zunächst naheliegender wäre.

Dieser zunächst viel zu kostenintensiv erscheinende Vorschlag wird bei Berücksichtigung folgender Aspekte wesentlich weniger unrealistisch:

1. Wasserkraftwerke weisen ebenso wie Leitungen hohe Investitionskosten auf, haben aber sehr lange Lebensdauern (Bauwerke mehrere hundert Jahre, Turbinen und Kabel 40 – 50 Jahre), und die Wartungs- Instandhaltungs- und Erneuerungskosten sind vergleichsweise sehr gering, so dass sich langfristige Kostenvorteile ergeben (vergleiche die extrem niedrigen gegenwärtigen Stromerzeugungskosten in den alten Wasserkraftländern wie z.B. in Norwegen und den Alpenländern).
2. Hochspannungs- Gleichstromübertragung ist mit Verlusten von nur ca. 3 % pro 1000 km extrem verlustarm. Bei einer Entfernung von 4000-5000 km ergeben sich immer noch sehr geringe 12 - 15 % Stromverlust. Die Seekabeltechnologie hat in den letzten Jahren große Fortschritte gemacht. Der Transport großer Strommengen mit der Leistung großer konventioneller Kraftwerke (1400 Megawatt Leistung über Entfernungen von 1000 km) kann seit einiger Zeit als Stand der Technik gelten. Gegenwärtig wird beispielsweise das ca. 600 km lange Seekabelprojekt Projekt „Nordlink“ zwischen Norwegen und Schleswig-Holstein mit

einer Leistung von 1400 MW und Investitionskosten in Höhe von 1,6 – 2 Mrd. € errichtet (geplante Fertigstellung 2020).

3. Neben der Stromerzeugung ist bei Wasserkraftanlagen auch die Nutzungsmöglichkeit als hocheffiziente, natürliche Stromspeicher zu berücksichtigen. Wasserkraft aus Talsperren kann gezielt dann abgerufen werden, wenn die anderen erneuerbaren Energien gerade nicht oder wenig zur Verfügung stehen, ohne zusätzliche Verluste. Wenn viel Wind weht und wenig Strombedarf besteht, kann das Wasser ohne jeden Energieeinsatz „oben bleiben" und so speichern. Das zusätzlich erschließbare Wasserkraftpotential in Europa ist begrenzt und andere Stromspeichertechniken weisen hohe Kosten oder hohe Kosten und hohe Verluste auf, was in einer symmetrischen Vergleichsrechnung von Alternativen zu berücksichtigen ist. So weist die diskutierte Umwandlung von Strom in Wasserstoff / Methan per Elektrolyse und Rückumwandlung in Strom Energieverluste von ca. 70 % auf, was bedeutet, dass pro kWh rückgewonnenem Strom über 3 kWh Strom eingesetzt und entsprechend viel mehr Anlagen zum Ausgleich der Verluste mit den entsprechenden Kosten errichtet werden müssen.

Weitere Argumente:

Akzeptanz: Natürlich wird es auch in Grönland Staudammgegner geben. Wenn aber das dramatisch und bedrohlich schmelzende Grönland selbst den substanziellsten Einzelbeitrag zur Verringerung des Problems leisten kann, könnte dieses Argument die Akzeptanz bei vielen erheblich steigern (beim Schmelzen von ganz Grönland steigt der Meeresspiegel um ca. 7 m). Da alle Weltmeere mit Internet-Seekabeln und anderen Leitungen vielfach durchzogen sind, dürfte die Akzeptanz für Stromkabel auch gegeben sein.

Die politischen Probleme im Zusammenhang mit „Desertec - Strom aus Nordafrika" gelten bei diesem Projekt nicht, da Grönland, Island, DK, GB und N extrem stabile Staaten sind, im Gegenteil: Es wäre ein großer Beitrag zur viel weitergehenden, dauerhaften Selbstversorgung des in diesem Sinne erweiterten Europa, und durch den Strom- und Speicherverkauf würden große Geldmengen in diese Regionen fließen und Wohlstands-Entwicklungen wie in Norwegen wahrscheinlich machen.

Ich möchte daher konkret vorschlagen, gemeinsam mit der EU, den betroffenen Ländern, Kabel- und Leitungsfirmen und mit Wasserkraftwerken im Norden sich befassenden Instituten und Firmen eine Potential- und Kostenstudie auf den Weg zu bringen. Auch wenn dann dabei herauskommt, dass eine Refinanzierung auch nach 50 Jahren noch nicht darstellbar ist, weil ein 2 oder 3 stelliger Milliardenbetrag für die vielen Seekabel fehlt, kann dann politisch diskutiert werden, ob diese Infrastrukturinvestition als Lösungsbeitrag der wichtigsten Zukunftsfrage auch aus europäischen Steuergeldern finanziert werden kann und ob dieses Geld auf lange Sicht sehr gut angelegt ist.

Anmerkung: der europäische Eisenbahnbau im 19. Jahrhundert war in den seltensten Fällen im engeren Sinne wirtschaftlich. Es war im Rückblick dennoch richtig, ihn zu realisieren.

4. Flugzeuge / Luftverkehr (im Impulspapier erwähnt)

Bei diesem Thema muss der wichtigste Beitrag zur Problemlösung „Energieeinsparung“ heißen. Aus mehreren Gesprächen mit Airbus -Ingenieuren konnte ich den Eindruck gewinnen, dass die großen Bemühungen zur Treibstoffverminderung immer unter der Voraussetzung gemacht werden, dass die „Standard Geschwindigkeit“ von ca. 900 km/h nicht angetastet wird. Es gibt aber ernsthafte Hinweise, dass es grundsätzlich möglich ist, Flugzeuge zu konstruieren, die statt der heutigen knapp 3 Liter pro 100 Passagierkilometer mit einem Liter Treibstoff und weniger auskommen könnten, wenn sie wesentlich langsamer fliegen dürften. Dies würde die spezifischen CO2 Emissionen entsprechend vermindern und die Reichweite der konventionellen Energieträger entsprechend verlängern. Auch diesbezüglich werden gezielte Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten angeregt.

Die physikalisch-technische Untergrenze des Treibstoffverbrauchs für Flugzeuge liegt noch viel niedriger und wird durch das „Daedalus 88“ Projekt des Massachusetts Instituts of Technology – MIT von 1989 demonstriert: Damals flog ein 75 kg schwerer Radrennfahrer in 3 Stunden die 115 km von Kreta nach Santorin und hielt sich und das Tretflugzeug mit einer Dauerleistung von 250 Watt in der Luft.

Für das verbleibende Drittel erweist sich dann in fernerer Zukunft Brennstoff aus (Wind-) Strom möglicherweise trotz des schlechten Wirkungsgrads als sinnvollste verbleibende Option, wenn es auch kein Erdgas mehr gibt. Dessen Herstellung sollte aber sachgerechter weise nicht mit den Stromnetzen in dichtbesiedelten Gebieten verwoben werden, sondern in siedlungsfernen, extrem windstarken Gebieten erfolgen. Schon jetzt sollte man den Flugzeugfirmen den Vorschlag machen, einen Pool zu bilden, um die entsprechenden Flächen für die Windanlagen in Terawatt - Dimension langfristig zu sichern. Sonst könnte es dann, wenn es so weit ist, wesentlich schwieriger sein, die entsprechenden Flächen zu sichern, als die (recht bekannte und nicht besonders innovative) Technik dafür bereitzustellen.

gez. Dr.-Ing. Hartmut Euler

Anlagen:
„vernetzen statt vernichten“ Aufsatz
„vernetzen statt vernichten“ Präsentation
„Nature“ Artikel zu Grönland

P.S. Die beiden wichtigsten Gründe, warum das „power to gas“ Konzept, die breite Umwandlung von Strom in Brennstoffe (Elektrolyse / Wasserstoff) zwingend und unvermeidlich zurück zu Atom und/oder Kohle führt: (grobe Überschlagsrechnung anhand der in beigefügten Papieren näher erläuterten Wirkungsgradketten)

Grund 1. Wir bräuchten 2 – 3 mal die Fläche Deutschlands, um das Wasserstoffkonzept umzusetzen, Deutschland ist zu klein dafür.

A. Ohne Elektrolyse / Wasserstoff: Anteil erneuerbarer an der Stromerzeugung in Deutschland heute: ca. 30 % Für Vollversorgung Strom (100 %) wird 3-4 mal so viel benötigt. Effiziente Stromspeicher (großräumige Verteilung, Wasserkraftspeicher in Skandinavien und Batterien) das 0,1fache zusätzlich. Für effizienten, direkt elektrischen Verkehr (Oberleitung, Batterien) zusätzlich etwa 1 mal so viel. Für effiziente Wärmeversorgung (Wärmepumpen in Verbindung mit Dämmung, Solarwärme, Wärmespeicherung etc.) 1 - 1,5 mal so viel. Insgesamt ist also ca. eine Versechsfachung der heutigen Produktion erneuerbaren Stroms notwendig, um eine Vollversorgung mit Energie zu erreichen (alle Sektoren effizient gekoppelt). Dies ist incl. offshore gerade noch vorstellbar, aber bereits eine sehr große Herausforderung hinsichtlich Akzeptanz und Fläche.

B. Mit Elektrolyse / Wasserstoff: zusätzlich 2 mal die heutigen erneuerbaren für Stromspeicher, also 5-6 mal so viel für den Stromsektor. Belege: Aufsatz Euler „vernetzen statt vernichten“. Verkehr: zusätzlich die dreifache Menge, insgesamt 4 mal so viel. (Aussage VW und Prof. Dirk Uwe Sauer, RWTH Aachen) Wärme mit Wasserstoff: zusätzlich die 3 – 4,5 fache Menge, also 4-6 mal so viel. Auf der Basis Elektrosysewasserstoff müssten wir die heutige Menge erneuerbaren Stroms verdreizehn- bis versechzehnfachen, um eine Vollversorgung zu bekommen. (gleiches Ergebnis wie bei A) Dafür fehlen aber in Deutschland eindeutig die nötigen Flächen bzw. die Standorte. Auch Zwischenlösungen (ein wenig Wasserstoff) führen sehr schnell dazu, dass die 7-fache oder 8fache Menge der erneuerbaren erzeugt werden muss und schnell Flächen- und Akzeptanzgrenzen überschritten werden dürften.

Industrie käme noch hinzu, es ist aber überhaupt nicht begründbar, warum der preisgünstigste, CO2-ärmste und am wenigsten ressourcenknappe Prozess, die konventionelle Herstellung von Wasserstoff aus Erdgas, vor 2050 irgendwie anders gemacht werden sollte.

Ein breiter Einsatz von“power to gas“ führt dann also sicher zu der von E.ON, RWE, EnBW etc. mit dem Wasserstoffkonzept beabsichtigten Frage: Was für Kraftwerke hätten sie denn gerne für die fehlenden 1 – 2 Deutschlands: Atom oder Kohle? E.ON + Co. haben schon immer gesagt, dass die erneuerbaren nur additiv sind und als Alternative nicht ausreichen. Und sie haben dann Recht, wenn wir diesen Weg einschlagen.

Grund 2: Das eigentliche Kernproblem der Energiewende: „Was machen wir, wenn es windstill und dunkel ist?“, wird bei Elektrolyse / Wasserstoff im Falle Verkehr, Wärme, Industrie überhaupt nicht adressiert, im Speicherfall mit dem katastrophal schlechten Speicherwirkungsgrad von ca. 30 %. Ohne Adressierung / Lösung dieser Frage kann nicht aus der Atomenergie und aus der Kohle (Klimaschutzziele) ausgestiegen werden, weil dann die Stromversorgung bei Windstille und Dunkelheit nicht aufrecht erhalten werden kann. (Blackoutproblem) Daran ändern auch politische Beschlüsse nicht viel.

Weiterer wichtiger Grund: dieser Weg ist vergleichsweise sehr teuer, wenn man die richtigen, sachgerecht definierten Vergleichssysteme miteinander vergleicht.

Dokumentation

Wasserstoff aus Strom bzw. „power to gas“, das umwelt- und klimabelastende, teure und unnötige Beschäftigungsprogramm für Atom- und Kohlekraftwerke – Vernetzen statt vernichten –

Dr.-Ing. Hartmut Euler[*]

Der Beitrag gibt die private Fachmeinung des Autors wieder.

Der Vorstandsvorsitzende der E.ON Tochter E.ON-Hanse hat anlässlich des Unternehmertags des Unternehmerverbands Nord am 18.6.2013 im schleswig-holsteinischen Fockbek eine „Neujustierung“ der Energiewende gefordert und dazu zwei Kernpunkte vorgetragen:

E.ON wünscht weniger Hochspannungsleitungen und mehr Wasserstoff

- Es sollten nicht mehr so viele Stromleitungen gebaut werden und der Strom nicht mehr weit transportiert werden, besser wäre eine „Wertschöpfung vor Ort“ und,
- es solle sehr viel mehr Strom in Wasserstoff umgewandelt werden, schließlich gäbe es die Erdgasnetze als große Speicher; erste große E.ON Pilotprojekte für die „neue power to gas Technologie“ würden im Herbst 2013 in Hamburg starten.

Auch RWE und die anderen großen Kraftwerksbetreiber entfalten vergleichbare Aktivitäten.

Solange es beim Thema Wasserstoff aus Strom nur um den vorübergehenden Abbau kurzzeitiger Stromspitzen bei Starkwind und Stromnetzengpässen ging, konnte man das Geschehen noch positiv – interessiert verfolgen. Nach dieser Ankündigung und anderen entsprechenden Aussagen ist jedoch eine neue Grundsatzdiskussion erforderlich:

Was passiert, wenn man diesem (technisch zweifellos machbaren) E.ON – Wunsch folgt? Beispiel: Eine 5 MW Windkraftanlage in Norddeutschland erzeugt bei 2000 Vollaststunden 10 Mio. kWh Strom pro Jahr. Mit einer neuen Hochspannungs-Gleichstrom-Leitung nach Stuttgart oder München, die 3 % Verluste bei 1000 km Entfernung hat, kommen 9,7 Mio. kWh dort an, die 9,7 Mio. kWh Atomstrom und/oder Kohlestrom verdrängen und dort Menschen, Industrie und Gewerbe mit Strom versorgen.

Werden die 10 Mio. kWh dagegen in eine Elektrolyseanlage geschickt, so gibt es zwei Antwortteile:

1. **Korrekterweise wird stets Antwortteil 1 genannt:** die 10 Mio. kWh werden mit einem Wirkungsgrad von 70–80 % in 7–8. Mio. kWh Wasserstoff umgewandelt und können damit entweder gespeichert und rückverstromt werden, oder in Industrie bzw. Verkehr eingesetzt werden. Der Wasserstoff wird dann gänzlich emissionsfrei verbrannt[1] und verdrängt eine ähnlich hohe Menge an Erdgas, Benzin oder Diesel. Dies vermeidet in beiden Fällen 1600 bis 2000 Tonnen des klimawirksamen Gases CO_2. Aus diesen Vorgängen werden oft die Attribute „energiesparend“, „klimafreundlich“ oder „umweltverträglich“ abgeleitet.
2. **Fehlerhafterweise wird fast nie Antwortteil 2 mitgenannt:** Aus grundsätzlichen physikalischen Gründen, die mit dem 2. Hauptsatz der Thermodynamik zusammenhängen (Wertigkeit der Energie und Energieentwertung) gehen bei diesem Vorgang 2/3 bis 3/4 des Energiewertes des Stroms in der Praxis unwiederbringlich und unvermeidlich verloren[2], so dass bei der Rückverstromung über Motor oder Brennstoffzelle nur 2,7–3,6 Mio. kWh wieder eingespeist werden, bei der Industrie- und Verkehrslösung gar kein Strom.
   Da jedoch Erzeugung und Verbrauch im Stromnetz immer ausgeglichen sein muss (sonst würde das Stromnetz zusammenbrechen), werden die fehlenden 6,4–7,3 bzw. 9,7 Mio. kWh jeweils sekundengenau und untrennbar mit der Wasserstoffproduktion verbunden durch Mehrproduktion von anderen Kraftwerken, also den Atom-, Kohle und Gaskraftwerken der großen Kraftwerksbesitzer ausgeglichen. Dabei werden bezogen auf 2012 25,3 Mio. kWh Kraftwerksbrennstoffe, 18,7 Mio. kWh Kohle und Gas verbrannt sowie 6,6 Mio. kWh Kernbrennstoffe zusätzlich gespalten. Den vermiedenen CO_2 Emissionen stehen damit Mehremissionen in Höhe von 5.700 Tonnen, bei genauerer Betrachtung (die erneuerbaren Energien verdrängen keine erneuerbaren) sogar ca. 7400 Tonnen CO_2 gegenüber. Es ergeben sich also heute immer CO_2-Mehremissionen von 3700 bis 5400 Tonnen CO_2, wenn der Strom einer solchen großen Windkraftanlage für die Wasserstofferzeugung abgezweigt wird, im Vergleich zu dem Referenzfall, dass man dies unterlässt. Die Schwefeldioxidemissionen werden um 2,1–4,3 Tonnen und die Stickoxidemissionen um 3,1–6 Tonnen erhöht.

Aus dem genannten wird das Motiv für das Interesse der großen Kraftwerksbesitzer an Wasserstoff aus Strom deutlich: Beschäftigungsprogramm für Atom- und Kohlekraftwerke. Es sollen die bestehenden Kohle- und Atomanlagen vor dem absatzmindernden erneuerbaren Strom geschützt werden und entsprechend mehr Strom produzieren können – mit den genannten negativen Rückwirkungen auf Umwelt, Klima und Natur und verbunden mit entsprechenden unnötigen Stromkostensteigerungen.

[*] Dr.-Ing. Hartmut Euler, Ministerialdirigent, ist seit 1988 bei der schleswig-holsteinischen Landesregierung Grundsatzreferent Energie und Abteilungsleiter für Energiewirtschaft mit intensiver Begleitung des EEG, der erneuerbaren Energien und der Energieeinsparung, ab 2003 Abteilungsleiter für Klimaschutz, Immissionsschutz und Abfall und heute Abteilungsleiter für Technologie im schleswig-holsteinischen Wirtschaftsministerium. Kontakt: drhartmuteuler@gmail.com

1. Diese stets betonte Eigenschaft stimmt nur ausnahmsweise, wenn Wasserstoff mit reinem Sauerstoff verbrannt wird; bei Verbrennung mit Luft entstehen, wie bei allen Verbrennungsprozessen, Stickoxide; hier nicht weiter betrachtet.

2. Ganz genau genommen (jetzt nur für Fachleute) und in der Theorie gilt dies bei der stofflichen Nutzung von Wasserstoff nicht; H_2 hat einen Arbeitswert von 0,945, so dass etwa 80 % der Exergie des Stroms erhalten bleiben. Da Motoren und Brennstoffzellen jedoch nur real einen Wirkungsgrad Brennstoff / Strom von ca. 40 % haben, relativiert dieser Hinweis der Thermodynamik-Expertinnen bzw. -Experten die o.g. Aussage in der Praxis nicht.

Lange konnten die erneuerbaren Ihre erfolgreiche Klimaschutz- und Energiewendeaufgabe durch verdrängen von Kohle- und Atomstrom erfüllen, ohne dass diese Tätigkeit durch Elektrolyseure unnötig geschmälert wurde. Sie sollten dieser Aufgabe auch in Zukunft erfolgreich nachkommen können. Diesbezüglich gibt es noch viel zu tun – ca. 75 % nichterneuerbarer Strom in Deutschland (2012) muss bis 2050 noch verdrängt werden.

Positive Aussagen zu Energieeinsparung, Umwelt- und Klimaschutz bei Wasserstoff aus Strom gehen immer auf methodische Fehler zurück und sind sonst nicht möglich

Weiterhin muss in aller Deutlichkeit formuliert werden: Wenn jemand bei einer ökonomischen Gewinn- und Verlustrechnung nur die Gewinne benennt und die Verluste zu nennen „vergisst“, dann ist dies fehlerhaft.

Unter heutigen Bedingungen (75 % fossiler und atomarer Anteil an der Stromerzeugung) sind alle positiven Aussagen zu ökologischen Auswirkungen der Wasserstoffproduktion aus Strom immer auf eine methodisch und sachlich fehlerhafte bzw. „vergessene“ Bilanzierung mit den Rückwirkungen auf den Kraftwerkspark zurückzuführen[3], Wasserstoff aus Strom ist also immer das genaue Gegenteil von „energiesparend“, „klimafreundlich“ und „umweltverträglich“ – von einer Ausnahme abgesehen. Und es wird immer offensichtlicher, dass die Wasserstoffbefürworter wegen aussichtsloser Wirtschaftlichkeit auf öffentlich geregelte Subventionierung durch Steuerzahler oder Stromkunden (Steuerbefreiungen, Steuersubventionen, erneuerbare Energien Gesetz, Kapazitätsmärkte, Sonderregelungen bei den Netznutzungsentgelten, Anrechnung bei Quoten u.ä.) hinarbeiten.

Zu der einen Ausnahme: Natürlich ist es besser, Strom irgendwie, auch noch so verschwenderisch, zu nutzen, als ihn bei Starkwind und nicht ausreichendem Stromnetz abzuregeln. Die zu diesem Problem passende Anlage, nämlich ein Elektrolyseur, der nur bei sehr starkem Wind für etwa 300–500 Stunden Netzengpass im Jahr arbeitet und der sich abschaltet, wenn 6 Windstärken unterschritten werden und der wieder abgebaut wird, wenn die Leitungen fertig sind, ist lange erforscht worden mit dem Ergebnis, dass dies wirtschaftlich überhaupt nicht darstellbar ist. Ab knapp 1000 Stunden sind dann allerdings die Verluste durch den Elektrolyseur schon größer, als die Verluste der Abregelung. Ferner haben große Elektrolyseure mit ca. 5 Jahren Bauzeiten, die ähnlich groß sind wie die Bauzeiten der Stromleitungen, die die Elektrolyseure dann wieder überflüssig machen.

Vermeidung von Netzengpässen ist längst nicht mehr das Thema

E.ON baut den Elektrolyseur nicht, wie ursprünglich geplant, an der Westküste Schleswig-Holsteins, wo es zeitlich befristet Stromnetzengpässe gibt, sondern in Hamburg, wo von Netzengpässen (die der E.ON Hanse Vorstand durch weniger Stromnetze jetzt selbst erst erzeugen will – s.o.) nicht die Rede sein kann. Die geplanten Elektrolyseure sind immer für weit mehr als 4000 Stunden ausgelegt, nicht für die 500, für die das o.g. Argument gelten könnte.

Grundsätzliches zum Wasserstoff

Wasserstoff (H_2) kommt auf der Erde in unverbrannter Form praktisch nicht vor, sondern fast nur in der „verbrannten“ Form Wasser. Er muss also immer unter Energieeinsatz hergestellt werden. Wasserstoff wird seit Jahrzehnten mit wenig Energieverlust (Wirkungsgrad 85–90 %) in der chemischen Industrie mit Hilfe von Reformern aus Erdgas hergestellt.

Wer im Internet sucht, stößt schnell auf mindestens 2 „Erfinder der neuen power to gas Technologie“, die Instituten mit dem Begriff „solar“ im Namen vorstehen. Dazu 2 Anmerkungen: Zu „erfinden“ gab und gibt es wenig. Jeder kennt aus der 9. Schulklasse den Versuch: Wasser, Anode, Kathode, Knallgas (= Wasserstoff), Wumm. Mit „solar“ hat das ganze grundsätzlich ebenfalls wenig zu tun: Jahrzehntelang war es eher das Ziel der Forschung, Atomstrom für Autos nutzbar zu machen.

Der Wirkungsgrad bei der Herstellung von Wasserstoff aus Strom mittels Elektrolyse klingt zwar zunächst mit 70 %–80 % (nach dem 1. Hauptsatz der Thermodynamik-Erhaltungssatz der Energie) günstig – ergebnisentscheidend ist aber der 2. Hauptsatz, der nicht nur die Energiemenge, sondern die unterschiedliche Wertigkeit der Energie mitberücksichtigt. Bei Betrachtung nach dem 2. Hauptsatz wird hochwertiger Strom in den einfachen Brennstoff Wasserstoff umgewandelt und damit irreversibel entwertet. In der Praxis ist damit die Herstellung von Wasserstoff aus Strom aus Verbrennungskraftwerken 3- bis 4-mal energieaufwändiger als die konventionelle Herstellung aus dem ebenfalls einfachen Brennstoff Erdgas.

Wasserstoff hat immer 3- bis 4-mal mehr Energieverbrauch als das Referenzsystem

Die genannten hohen Verluste von 2/3 bis 3/4 bei der Strom-zu-Strom Betrachtung (gleiches Produkt) ist deutlich zu unterscheiden von den Verlusten, die z.B. bei der Umwandlung von Brennstoff in Strom im Kraftwerk oder von Brennstoff in Antrieb beim Auto verlorengehen. Verschiedene Beispiele:

1. Bei der Anwendung, z. B. beim Vergleich Elektro- bzw.Batterie- Auto / Bus oder Wasserstoff- Auto / Bus ist der Energieverbrauch bzw. Stromverbrauch bei letzterem 3- bis 4-mal höher. Stellvertretend für die vielen, unstreitigen Belege hier nur ein Zitat eines VW-Entwicklungschefs[4] „Wenn wir aber den Wasserstoffpfad mit dem Weg der Batteriespeicher vergleichen, stellen wir fest, dass der Strom-Batterie-Pfad die drei- bis vierfache Effizienz aufweist.“
2. Die Deutschen Bahn hat in einer Studie aus dem Jahr 1999 festgestellt, dass der Brennstoffzellenantrieb aus Wasserstoff nur dann, im „best case“ geringfügig (um 0,6 %) schlechter ist (mit Gesamtwirkungsgrad von 31,7 %) als der diesel-(elektrische) Antrieb, wenn der Wasserstoff aus Erdgas gewonnen wird. Wird er jedoch aus Strom gewonnen, so ergibt sich von Kraftwerksbrennstoff bis Antrieb der „worst case“-Gesamtwirkungsgrad von 6,1 %[5], ca. 5 mal schlechter als der Wirkungsgrad einer herkömmlichen Elektrolokomotive von 36 %–39 % im Kraftwerk und fast verlustfreiem Elektromotor. Die Elektrolokomo-

3. Vor über 25 Jahren wurde im Rahmen des allgemein anerkannten GEMIS-Rechensystems (Globales Emissions-Modell integrierter Systeme) unter anderen zwischen Öko-Institut und Elektrizitätswirtschaft gemeinsam festgelegt, dass bei Energie- und Emissionsrechnungen die Rückwirkungen auf den Kraftwerkspark zwingend mitberücksichtigt werden müssen. Wäre dies nicht so, hätten z.B. Blockheizkraftwerke keine Umweltvorteile gegenüber Gasheizungen, sie erhalten sie nur durch Einbeziehung der vermiedenen Emissionen des verdrängten konventionellen Stroms – entsprechend müssen umgekehrt z.B. bei abgezweigtem Strom für Nachtspeicherheizungen der zusätzliche Brennstoffeinsatz und die zusätzlichen Emissionen des hierbei gleichzeitig erzeugten Stroms einbezogen werden – sonst wären die Nachtspeicherheizungen emissionsfrei. Gleiches muss natürlich auch für den Strom gelten, der für Elektrolyseure / Wasserstoff aus dem Stromnetz entnommen wird.
4. Dr. Wolfgang Steiger, Leiter der Forschungsstelle Antriebe im VW Konzern, in einem Interview in „Neue Energie“ November 2007; die konkreten Messungen am Fahrzeug Touran ergaben ein Verhältnis von 3,9 : 1 : IFEU, Kurzgutachten Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Im Auftrag des BMU, 2009, S. 13/14.
5. Hauser, Kleinow, Ponholzer, „Ökologischer und ökonomischer Vergleich vorgelagerter Prozessketten alternativer Kraftstoffe“, Deutsche Bahn, München/Berlin 1999

tive fährt also 5x mehr Kilometer mit dem gleichen Energieeinsatz, als die Wasserstofflokomotive.

3. Wird in der chemischen Industrie der traditionelle Herstellungsprozess von Wasserstoff aus Erdgas durch Wasserstoff aus Strom ersetzt, so ergibt sich ebenfalls der o.g. Mehrverbrauch an Brennstoffen um den Faktor 3–4.
4. Im Wärmemarkt benötigt eine Wasserstoffheizung aus Strom etwa 4 mal mehr Energie als eine effiziente elektrische Wärmepumpe.
5. Ein 2002 durchgeführter Wasserstoff-Feldversuch in Büsum zeigte, dass man nicht nur auf die gut messbaren Punkte „Wirkungsgrad des Elektrolyseurs“ und „Wirkungsgrad des Motors/der Brennstoffzelle“ achten muss, sondern dass gerade beim Handling des Wasserstoffs (Pumpen, Kühlen, Komprimieren, Entspannen) große Verluste auftreten können, die dort zu dem Ergebnis führten, dass nur 13–15 % des eingesetzten Stroms wiedergewonnen wurden. Das 6- bis 7-fache des rückgewonnen Stroms musste zuvor eingesetzt werden[6].
6. Auch wenn es beim Thema „Handling“ durchaus noch erhebliche offene Fragen jenseits der Laborversuche gibt, geht das IWES Institut in Kassel heute davon aus, dass Strom-Rückgewinnungsquoten von 36 % (knapp das Dreifache des rückgewonnenen Stroms muss zur Speicherung eingesetzt werden) erreichbar sind. Dieses immer noch dramatisch schlechte Ergebnis ist grundsätzlich kaum noch verbesserbar.

Da erneuerbarer Strom mit Einspeisevorrang immer ohnehin eingespeist wird, ist der Zusatzstrom für Wasserstoff Atom- und Kohlestrom[7]

Bei der oben dargelegten „heute“ Darstellung werden die bei der Wasserstoffproduktion zwangsläufig entstehenden riesigen Verluste durch fossile und atomare Mehrproduktion von Strom ausgeglichen. Die erneuerbaren produzieren ohnehin alles, was sie können und haben Einspeisevorrang.

Aber auch in einer ferneren Zukunft, wenn die erneuerbaren erheblich größere Anteile haben oder die Stromversorgung vollständig übernehmen, können die Verluste der Wasserstoffproduktion nicht einfach unbeachtet bleiben und ausgeblendet werden. Es müssen dann 3- bis 4-mal mehr Wind- und Solaranlagen errichtet werden, als wenn effiziente Lösungen gefunden bzw. genutzt werden. Da seien die Fragen erlaubt: Wo sollen die alle stehen? Wer soll die alle bezahlen? Was sagen Naturschützer und Strompreiszahler dazu? Auch und gerade erneuerbare Energien brauchen Effizienz.

Natürlich brauchen wir Speicher – welche Optionen bestehen?

Die wichtigste Speicheroption ist das genaue Gegenteil von dem, was der E.ON-Hanse Vorstand fordert: Wir brauchen viel mehr (sehr verlustarme) Stromleitungen, um Speichernotwendigkeit zu vermeiden und um überhaupt ein System der erneuerbaren Energien sinnvoll betreiben zu können. Es geht nicht nur um Stromleitungen aus dem (windreichen) Norden in den (windärmeren) Süden Deutschlands, sondern es müssen überall, wo der Wind gerade weht und die Sonne gerade scheint, erheblich mehr Wind- und Solaranlagen installiert werden, als dort gebraucht werden, um die Überschüsse in die Gegenden zu transportieren, wo gerade kein Wind weht und keine Sonne scheint.

Daneben gibt es die Optionen Lastmanagement, Bau flexibler Gaskraftwerke, Bau flexibler Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, Pumpspeicher, Biogasanlagenspeicher (Wärme und Gas), Batterien und Druckluftspeicher, die alle ihre besonderen Vor- und Nachteile haben. Sie alle weisen alle in der Regel spezifische Verluste von weit weniger als 10 % auf (Pumpspeicher und Druckluftspeicher ca. 25–35 %), während Wasserstoff 64–75 % Verluste aufweist. Am interessantesten ist jedoch die Option „Anschluss an die bestehenden Gebirgsspeicher, insbesondere in Skandinavien“

Wer in Deutschland nach Wasserspeichern sucht, stellt fest, dass es wenig gibt und auch die Ausbaumöglichkeiten begrenzt sind. Deutschland verfügt derzeit über 0,05 TWh (Terawattstunden = 1 Mrd. kWh) Kapazität in Pumpspeicherkraftwerken.

Skandinavien hat 2300 mal mehr Speicherkapazität als Deutschland

Norwegen und Schweden haben hingegen in seit langem vorhandenen, für die Stromerzeugung betriebenen Speicherseen ein Arbeitsvolumen bzw. eine Kapazität von 116 TWh (Norwegen 82 TWh und Schweden 34 TWh). Es ist damit 2300 mal so groß, wie das deutsche und 10 mal so groß, wie die Wasserkraftpotentiale Österreichs und der Schweiz von zusammen 12 TWh. Zum Vergleich: Ein großes deutsches Kernkraftwerk mit einer Nettoleistung von 1300 MW leistet bei Vollauslastung (8000 Stunden im Jahr) eine Jahresarbeit von etwa 10 TWh. Das vorhandene Speichervolumen in Norwegen und Schweden entspricht also der Jahresstromproduktionsmenge von 11–12 großen Kernkraftwerken.

Um häufig gehörte Missverständnisse gleich zu korrigieren: es geht nicht darum, neue Speicherseen dort zu errichten, es geht erst recht nicht darum, Salzwasser in Süßwasserseen zu pumpen und es geht zumindest bis 2030 auch nicht darum, diese Seen in Pumpspeicherseen umzubauen (obwohl dann diese zusätzliche Option für ganz Europa interessant sein könnte), sondern es geht um eine andere Fahrweise der seit langem für die Stromerzeugung genutzten Seen und recht moderate Eingriffe und Investitionen, denen allerdings natürlich die Norweger bzw. Schweden zustimmen müssten.

Norwegen und Schweden nutzen bislang nur die Stromerzeugungsfunktion dieser Speicherseen; die ebenfalls vorhandene Stromspeicherfunktion wird gegenwärtig fast nicht genutzt.

Die Prognos-Studie „Bedeutung der internationalen Wasserkraftspeicherung für die Energiewende“[8] aus dem Jahre 2012, an der auch norwegische Experten mitgearbeitet haben, beschreibt die Nutzungsmöglichkeiten wie folgt: Die Speicher werden gegenwärtig in einem Jahreszyklus weitgehend gefüllt und entleert (Maximum nach der Schneeschmelze im Mai, Minimum im Winter) und können so, mit nur sehr geringen Ergänzungen durch Pumpspeicher, ca. 95 % des norwegischen – einschließlich der Gebäudebeheizung – und 46 % des schwedischen Strombedarfs aus Wasserkraft decken.

Spezifische Verluste der Speicherung in Skandinavien 20- bis 30-mal geringer, als bei Speicherung über Wasserstoff[9]

Im Rahmen der Studie wird ausschließlich die indirekte Speicherung betrachtet, bei der überschüssiger Strom aus hiesigen erneu-

6. Vanselow, Klaus; Voigt, Wolfgang; Bojens, Gero; Hein, Burger, „Fortschritt des FEEDWings-Projektes zur Windenergiespeicherung, Jahresbericht 2002/2003 Forschungs- und Technologiezentrum Westküste, Büsum, Christians-Albrechts-Universität zu Kiel, S. 55–59 http://www.uni-kiel.de/ftzwest/archiv/FTZ-JB02+03-orig.pdf

7. In erster Näherung entstammt entsprechend der Durchschnittsverteilung 75 % des Stroms aus nichterneuerbaren Kraftwerken, in 2. Näherung wegen des Einspeisevorrangs 100 %. Richtig sind es 100 % minus der wenigen kWh, die dann eingespeist werden, wenn abgeregelt wird, sofern der Elektrolyseur dort arbeitet, wo dies relevant ist – also sind heute jedenfalls über 95 % des Elektrolysestroms Atom-, Kohle- und Erdgasstrom.

8. Prognos Studie: Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende; im Auftrag des Weltenergierats Deutschland http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/121009_Prognos_Bericht_Internationale_Speicherung_WEC__9_Oktober_2012.pdf

9. Siehe ergänzende Berechnungen

erbaren Energien in Skandinavien direkt verbraucht wird, während die dortigen Wasserkraftspeicher geschont werden und sich bei Regen wieder auffüllen. Das Wasser bleibt also „einfach oben“, wenn anderswo Stromüberschüsse durch starken Wind bestehen. In Skandinavien wird dann zu einem späteren Zeitpunkt der Strom für den Export bzw. Rücktransport, z.B. nach Deutschland, erzeugt. Dieses System leistet seine Speicherdienste praktisch verlustfrei mit Ausnahme der geringen (2 x 4 % hin und zurück, also 8 %) Verluste der zu errichtenden HGÜ-Kabel. (HGÜ= Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) Dies würde aber nicht nur einen entsprechenden Ausbau der Stromnetze nach Norwegen/Schweden und in Norwegen /Schweden voraussetzen, sondern die Turbinen an den vorhandenen Wasserkraftwerken müssten wesentlich ertüchtigt/in Ihrer Leistung gesteigert werden, da beim Rücktransport des Speicherstroms dieser zusätzlich zu dem Strom für die Versorgung Skandinaviens erzeugt werden muss.

Insgesamt ergibt sich nach der Studie „langfristig eine Wirtschaftlichkeit für Interkonnektoren (= Leitungen) zwischen Deutschland und Skandinavien von 10–15 GW bei betriebswirtschaftlicher Verzinsungsanforderung. Abzüglich der bereits installierten Leistung von heute 3 GW liegt das langfristig wirtschaftliche Neubaupotential bei 7 bis 12 GW für Interkonnektoren zwischen Deutschland und Skandinavien.“ (7.000 bis 12.000 MW).

Im Ergebnis würden die Skandinavier also zusätzliche Hochspannungsleitungen von der Südküste zu den Speicherseen im Norden akzeptieren müssen (die Turbinen bleiben unsichtbar). Sie würden aber dauerhaft auch gut bezahlt. Wenn man mit norwegischen Experten spricht, stellt man fest, dass sich auch für die Norweger und Schweden zusätzliche Vorteile ergeben: die Füllhöhe der Seen könnte im Jahresverlauf wesentlich ausgeglichener sein, was ökologische Vorteile hätte und die Versorgungssicherheit in trockenen Jahren erhöhen würde. Ferner könnten die Leitungen für die Erschließung der großen Windpotentiale in Skandinavien mit genutzt werden, was eine ideale Verstetigung der Stromproduktion bewirken würde, da die meisten Tiefs entweder über Mitteleuropa oder über Skandinavien ziehen. Eine Leitung ist bereits in Planung.

Zum Thema Versorgungssicherheit: Skandinavien hat ein sehr altes Gebirge und die Seen werden seit vielen Jahrzehnten störungsfrei betrieben. Man kann also davon ausgehen, dass das Kernstück des Speichersystems, die Seen, für geologische Zeiträume zur Verfügung stehen und nur die Leitungen und Turbinen alle 40 bis 80 Jahre erneuert werden müssen. Die Skandinavier sind traditionell gute Demokraten und, wie der Brundtland Report aus den 80er Jahren zeigt, Vorreiter beim weltweiten Klimaschutz. Die Tatsache, dass sie für Ihre Dienste dauerhaft gut bezahlt würden, würde die Sicherheit weiter erhöhen. Bei einem direkten Vergleich dürften alle anderen heutigen Energieversorgungsoptionen (Öl, Gas, Kohle) als weniger versorgungssicher eingestuft werden.

Wasserstoff-Option über 200 Mrd. € teurer; 75.000 MW (ca. 25.000 Windkraftanlagen) zusätzlich nur zum Ausgleich der Wasserstoff-Verluste notwendig

Vom Autor wurde eine überschlägige Vergleichsrechnung gemacht – ausgehend von der Frage, welche Rückwirkungen es auf die zu errichtenden Windkraftanlagen und die damit mit der Wasserstoff-Infrastruktur verbundenen Kosten hätte, wenn man später (vor 2030 wird Wasserstoff ohnehin nicht gebraucht) die Skandinavien-Option nicht nutzen würde und die dort zur Verfügung stehende Speichermenge von ca. 100 TWh über Wasserstoff in Deutschland realisieren wollte.

Ergebnis dieser überschlägigen Berechnung: Wenn die Leitungen nach Skandinavien optimal angeordnet werden, ergeben sich bei der Skandinavien-Lösung großzügig geschätzte Investitionskosten von etwa 55 Mrd. €. Bei der Wasserstoff-Lösung müssten für die zusätzlichen Windkraftanlagen, die nur für den Ausgleich der Verluste notwendig würden und für Elektrolyseure und Rückverstromungs-Motoren (aber ohne Speicher und „Handling-Equipment“, das käme noch hinzu – hier also vorsichtig geschätzt) 255 Mrd. € aufgewendet werden. Die Wasserstofflösung ist um mehr als 200 Mrd. € bzw. mehr als 5-mal teurer. Auch bei der Skandinavien Lösung sind nicht nur die Kabel und Turbinen, sondern auch die Windkraftanlagen für den zu speichernden Strom in Deutschland einbezogen.

Mehr als doppelt so viel Windkraftleistung, wie heute in Deutschland installiert sind, (ca. 75.000 MW gegenüber 32.000 MW) müssten dann nur dafür errichtet werden, um die durch die Wasserstofflösung entstehenden, unnötigen Verluste auszugleichen, was einen großen Teil der Mehrkosten begründet. Diese direkt dem Wasserstoffweg zuzurechnenden Zusatzkosten sind in den Kostenstudien zu Wasserstoff übrigens ebenfalls praktisch nie enthalten, was auch die Kostenrechnungen grundsätzlich infrage stellt.

Die skandinavische Lösung ist der energetische „Königsweg“, auf den mit allen diplomatischen Mitteln und unter Rücksichtnahme auf die dortigen Bedenken partnerschaftlich hingearbeitet werden sollte, ohne dass übereiltes erforderlich wäre.

Vor 2030 überhaupt kein Wasserstoff nötig

Prof. Dr. J. Schmid, der Leiter des Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik, IWES, in Kassel, der selbst an der Wasserstoff-Technologie forscht, macht in einem Interview der energiewirtschaftlichen Tagesfragen im Juni 2012 zwei wichtige Aussagen:[10]

- Vor 2030 brauchen wir überhaupt keine „power to gas“ Technologie – ohne dass er dabei die Skandinavien-Frage betrachtet.
- Im Endausbau der vollständigen erneuerbaren Stromversorgung werden nur für 40 TWh zu speicherndem Strom Langzeitspeicher benötigt.

Letzteres halte ich vor dem Hintergrund anderer Literaturangaben für recht optimistisch.

Beides würde jedoch dreierlei bedeuten:

- Etwas salopp formuliert: Der Bedarf für irgendwelche Aktivitäten in Richtung Wasserstoff aus Strom würde von gegenwärtig Null noch erheblich weiter absinken,
- mit knapp 40 % der vorhandenen, erneuerbaren Speicherseen in Skandinavien könnte langfristig, über geologische Zeiträume, der Langzeitspeicherbedarf für eine erneuerbare Stromzukunft in Deutschland voll abgedeckt sein.
- Meine überschlägigen Kostenschätzungen wären entsprechend nach unten zu korrigieren.

Einziger Wunsch des Autors: „keine Subventionierung von Wasserstoff aus Strom“

Beim Thema Wasserstoff aus Strom, der allen Energiewendezielen direkt entgegensteht, der zu erheblichem Energiemehrverbrauch, Klimagaserhöhung, Erhöhung des Schadstoffausstoßes, zu mehr Atomkernspaltung, erheblichen und dauerhaften Mehrkosten und zu unnötiger massiver Landschaftsbeanspruchung führt, werbe ich dafür, dass eine eindeutige „nein danke“ Bewegung wieder entsteht (Dies gilt zumindest für die nächsten 2–3 Jahrzehnte und der Ausnahme einer genau arbeitenden temporären „Abregelungs-Vermeidungs-Anlage“, wenn es sie denn gäbe). Hierfür ist keine neue Partei, es sind auch keine neuen Demonstrationen erforderlich.

Man muss auch nicht darüber fachsimpeln, ob die vielen Regelungen zur Vermeidung von unnötigem Energieverbrauch, Klimagasbegrenzung, Schadstoffbegrenzung, Sparsamkeitsgebote und

10. http://www.et-energie-online.de/Zukunftsfragen/tabid/63/Year/2012/Month/6/NewsModule/413/NewsId/204/PowertoGas--Speicheroption-fur-die-Zukunft.aspx

Vermeidung unnötiger Landschaftseingriffe in den diversen Fachgesetzen nicht schon genügen, um Wasserstoff aus Strom auf die genannte, leider eher unrealistische kurzzeitige Vermeidung des Abregelns von Anlagen zu beschränken und ansonsten zu unterbinden. (Hierfür gibt es zumindest Ansatzpunkte)

Es genügt der Konsens der relevanten Entscheidungsträger, diese unnötige Technik nicht zu subventionieren, nicht direkt und nicht indirekt, da dann aufgrund Ihrer Ineffizienz überhaupt keine Chance besteht, dass sie vor 2050 bzw. überhaupt jemals wirtschaftlich werden kann[11, 12].

Wasserstoff kommt im Original der Energiewende gar nicht vor

Wichtig auch zu wissen: im fachlichen „Original“ der Energiewende, in einer der „Leituntersuchungen“ zur Energiewende der Bundesregierung, der Studie „Wege zu 100 % erneuerbarer Stromversorgung“ des Sachverständigenrats für Umweltfragen, trägt Wasserstoff als Speicher überhaupt nicht, nicht in einer Stunde des Jahres zur Systemoptimierung bei[13]. Strom-Wasserstoff bzw. „power to gas“ spielt also in dem wissenschaftlich begründeten Konzept der Energiewende als Problemlösung gar keine Rolle, sondern ist von den genannten Interessengruppen in die Debatte hereingedrängt worden.

Zwei wichtige Ergänzungen
Die typischen Fehler bei Wasserstoffpublikationen:

- Wirkungsgrad und Energiemehrverbrauch wird nicht thematisiert.
- Die direkt und ursächlich verbundenen Rückwirkungen auf den Kraftwerkspark bzgl. Mehremissionen, Klimagaserhöhung oder Landschaftsverbrauch werden nicht genannt.
- Es wird Brennstoff und Strom durcheinandergeworfen, indem Benzin für Autos mit Strom verglichen wird, und man erhält ein um den Faktor 3–4 falsches Ergebnis. Korrekterweise vergleicht man entweder Benzin mit Kraftwerksbrennstoff, also zum Beispiel Steinkohle, oder man vergleicht den Strom (der physikalisch fast das gleiche ist wie Kraft) mit der Kraft an der Motorwelle, oder gefahrene Personenkilometer.
- Es wird nicht nur energetisch hochwertiger Strom und niederwertiger Brennstoff, sondern überdies noch niederwertigste Abwärme über den Begriff „Kraft-Wärme-Kopplung“ dem Wirkungsgrad einfach hinzuaddiert. Das ist methodisch zwar nicht völlig unüblich, aber in der Sache ähnlich falsch, als wenn man Euro und vietnamesische Dong einfach beliebig addiert – so wird jeder zum Millionär oder kommt zu einem scheinbar hohen Wirkungsgrad.
- In praktisch allen Kostenrechnungen sind die erforderlichen Systemkosten für die zusätzlichen Kraftwerke, die nur für den Ausgleich der Verluste des Wasserstoffs extra gebaut und betrieben werden müssen, nicht explizit enthalten. (2–3 MW zusätzlich pro MW zurückgewonnen Stroms)

Selbst fragen, selbst rechnen, so einfach geht es:

Es gibt in dem Wasserstoff-Speicherprozess drei wichtige Wirkungsgradzahlen, die miteinander multipliziert werden müssen: Elektrolyseur, Handling – hier können es mehrere Zahlen für Transport, Einpressen, Kühlen etc. sein – und die Rückumwandlung. Wenn der Wirkungsgrad des Elektrolyseurs 80 % beträgt, der Wirkungsgrad des Handlings bei 15 % Verlusten liegt, somit 85 % beträgt und der Motor oder die Brennstoffzelle[14] einen Wirkungsgrad von 40 % haben, so lautet die Rechnung: 0,8 * 0,85 * 0.4 = 0,272. 27,2 % des Stroms werden zurückgewonnen.

Teilt man die Menge des aus dem Elektrolyse-/Rückverstromungsprozess ausgespeisten Stroms durch das oben gewonnene Ergebnis, so weiß man, wie viel Strom man insgesamt einsetzen muss, um die gewonnene Energie (z.B. 1 kWh) zurückzuerhalten – in diesem Beispiel: 1 / 0,272 = 3,68 kWh. 2,68 kWh, also das 2,68-fache des aus dem Elektrolyseprozess ausgespeisten Stroms, muss aus Atomkraft, Kohlekraft oder aus zusätzlich zu errichtenden Windkraft- oder Solaranlagen nur dafür bereitgestellt werden, um die Verluste auszugleichen. Die eine kWh muss abgezogen werden, um nicht die Gesamtmenge, sondern nur die Verluste zu errechnen.

Die ergänzenden Berechnungen finden sich ebenso wie eine Kurzfassung auf der Seite:
http://www.energieverbraucher.de/seite_3040.html

11. In der „Strategieplattform Power to Gas, Eckpunktepapier vom 18.6.2013“ wird von den Wasserstoffbefürwortern eindeutig konstatiert: „der aktuelle Rechtsrahmen erlaubt keinen wirtschaftlichen Betrieb von ‚Power to Gas‘ Systemen, unabhängig vom Verwendungspfad und selbst bei einer prognostizierten Senkung der zugehörigen Anlagekosten“, und es werden direkte und indirekte Subventionen vorgeschlagen.

12. Dazu ein belegendes Zitat aus einer Veröffentlichung einer RWE-Arbeitsgruppe vom August 2013: „Erst bei ambitioniertem EE-Ausbau über 70 % und hohen Brennstoffpreisen können weitere Speichertechnologien wie CAES, power to Gas oder Wasserstoffspeicher (um das Jahr 2050) wirtschaftlich werden“. Weitere wichtige Zitate aus dem Aufsatz: „Deutlich wird, dass der massive Ausbau der volatilen Stromerzeugung aus Wind und Sonne nicht zwingend ein mehr als die schon vorhandenen und konkret geplanten Speicher zur Folge haben wird.“ … „Neue Pumpspeicher sind mittel- bis langfristig an der Wirtschaftlichkeitsschwelle. In Deutschland besteht noch ausreichend Neubaupotential in Höhe einiger GW“. …. „Unter aktuellem Marktdesign erweist sich die Kombination aus Netzausbau und flexibler Erzeugung kurz- und mittelfristig als volkswirtschaftlich günstigere Option.“ Drake, Hauptmeier, Schulte (RWE) Gatzen, Zähringer (Frontier Economics) in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 8 August 2013, S. 37; alle Aussagen ohne Betrachtung der skandinavischen Option.

13. Sachverständigenrat für Umweltfragen, Wege zu 100 % erneuerbarer Stromversorgung, 2011, http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_07_SG_Wege_zur_100_Prozent_erneuerbaren_Stromversorgung.pdf?__blob=publicationFile (z. B. Tab. S. 102)

14. Brennstoffzellen können theoretisch deutlich höhere Wirkungsgrade als 40 % haben; sie erreichen in der Praxis aber keine höheren.

Wasserstoff aus Strom bzw. „power to gas“, das umwelt- und klimabelastende, teure und unnötige Beschäftigungsprogramm für Atom- und Kohlekraftwerke – Berechnungen zum Aufsatz –

Dr.-Ing. Hartmut Euler

1. Emissionsrechnung für eine Windkraftanlage mit 10 Mio. kWh Jahresproduktion (5 MW, 2000 Vollaststunden oder 3,6 MW, ca. 2770 Vollaststunden)

Varianten A Heute

Variante A 1 Rückverstromung optimistisch/Labor
(Prof. Schmid, IWES gibt 36 % Stromrückgewinnungsgrad an) = 3,6 Mio kWh Stromrückgewinnung

- 6,4 Mio kWh fehlender Strom sind aus Kraftwerkspark zu ersetzen

Variante A 2 Rückverstromung außerhalb Labor:
Elektrolyseur 80 % (optimistisch), Handling 85 %, Motor / Brennstoffzelle 40 % = 2,72 Mio kWh Stromrückgewinnung

- 7,28 Mio kWh fehlender Strom sind aus Kraftwerkspark zu ersetzen

Variante A 3 Industrie
optimistischer Wirkungsgrad Elektrolyseur 80 %, 0,95 % Handlingsverluste (optimistisch) = 7,6 Mio kWh H_2 ersetzen 8,4 Mio kWh Erdgas

- 9,7 Mio kWh Strom (3 % Strom-Leitungsverluste) sind aus Kraftwerkspark zu ersetzen.

Variante A 4 Verkehr
optimistischer Wirkungsgrad Elektrolyseur 80 %, 90 % Handlingsverluste = 7,2 Mio kWh H2 ersetzen 7,2 Mio kWh Erdgas, Benzin oder Diesel

- 9,7 Mio kWh Strom (3% Strom – Leitungsverluste) sind aus Kraftwerkspark zu ersetzen.

2. Energieverbrauch Emissionen Kraftwerkspark

Die durchschnittlichen CO_2-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks betrugen (vom Umweltbundesamt hochgerechnet[1]) 2012 576 g / kWh (317 Mio t CO_2) bei einem Gesamt-Stromverbrauch in Deutschland von 550 Mrd kWh
Aufteilung nach Energieträger:

Kernenergie	89 Mrd kWh	16,2 %
Steinkohle	107 Mrd kWh	19,5 %
Braunkohle	143 Mrd kWh	26,0 %
Erdgas/Öl	72 Mrd kWh	13,1 %
Erneuerbare[2]	139 Mrd kWh	25,3 %

Spezifische Emissionen Brennstoffe:

Braunkohle	404 g/kWh
Steinkohle	339 g/kWh
Mineralöl	280 g/kWh
Erdgas	202 g/kWh

Die Emissionen des deutschen Kraftwerksparks insgesamt bzgl. Schadstoffe (gemäß NEC Directive status report 2012, European Environment Agency):

Gesamtemissionen		
SO_2	185.000 t	0,336 g/kWh Strom
NOx	271.300 t	0,490 g/kWh Strom

Ergebnisse:
Hinsichtlich Klimabilanz ergeben sich in allen Varianten **Mehremissionen** in Höhe von 3700 bis 5400 Tonnen CO_2 zusätzlich.
Bei den **Schadstoffen** bewegen sich die bilanzierten **Zusatzemissionen**

- für SO_2 zwischen 2,1 und 4,3 Tonnen
- für NOx zwischen 3,1 und 6,0 Tonnen

Gegenrechnung: SO_2 Emissionen für Erdgas – Reformer und den Verkehrsbereich gering die NOx Emissionen sind für Erdgas – Reformer ebenfalls gering,
NOx Emissionen betragen beim Verkehr hingegen bei 230.000 t Gesamtemissionen für den Verkehr (NEC Statusreport) und 714 TWh Endenergieeinsatz im Verkehr 0,322 g/kWh Endenergie/Brennstoff hier müssen ca. 2,3 Tonnen gegengerechnet werden.

3. Kraftwerks-Brennstoffbilanz bei Stromverwendung für Wasserstoff

Wenn eine kWh Strom für Wasserstoff abgezweigt wird, so müssen die nichterneuerbaren Kraftwerksbrennstoffe diesen nachliefern (die erneuerbaren mit Einspeisevorrang bleiben konstant)
Die nichterneuerbaren (420 Mrd. kWh) setzen sich 2012 zu 22 % aus Kernenergie (Wirkungsgrad 33 %), zu 78 % aus Kohle bzw Gas (Wirkungsgrad 42 %) zusammen.
Pro kWh werden also 0,78 / 0,42 = 1,86 kWh fossile Brennstoffe verbrannt und 0,22 / 0,33 = 0,67 kWh Kernbrennstoffe gespalten, zusammen 2,53 kWh.
Die Verwendung des Stroms aus der Windkraftanlage für Wasserstoff führt also bezogen auf das Jahr 2012 zu 25,3 Mio kWh zusätzlichem Kraftwerksbrennstoffeinsatz, davon 18,6 Mio Steinkohle, Braunkohle und Gas; 6,6 Mio kWh Kernbrennstoff werden zusätzlich gespalten.

4. Fall B: Bilanz Zukunft: (siehe Ergebnis-Tabelle)[3]

Um den Strom aus einer WKA über Wasserstoff zu speichern, müssen zwischen 1,78 und 2,68 zusätzliche Anlagen errichtet werden, die ausschließlich für den Ausgleich der wasserstoffbedingten Verluste arbeiten. Gegenüber der skandinavischen Lösung ist die Anzahl 20,4 bis 30,8 mal höher. Hier sind auch landschaftsästhetische und Naturschutzaspekte zu bilanzieren.

5. Überschlägige Kosten – Vergleichs-Rechnung

Auch in Prognos Studie wird auf die Verluste der „Power to Gas“ – Option hingewiesen: „Die Erzeugung und Rückverstromung von Methan hat maximal einen Wirkungsgrad **von einem Drittel**“.
Die Kilowattstunden an erneuerbaren Energien, die zusätzlich pro Kilowattstunde gespeichertem und rückgespeistem Strom erzeugt

1. Umweltbundesamt: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012, S 12, 13, 17.
2. „Erneuerbare“ umfasst Wasser, Wind Solar, Biomasse, Abfall.
3. Hinweis: die genannte Ergebnistabelle ist hier nicht abgedruckt und kann unter http://www.energieverbraucher.de/de/Power-to-Gas__3040/ heruntergeladen werden.

werden müssen, um die Speicherverluste auszugleichen, ergeben sich für die o.g. Varianten im Vergleich wie folgt:

Tab: zusätzlicher zu erzeugender Energieaufwand für die Speicherung von einer kWh Stromoutput im Vergleich (in kWh Strom)

Nutzung skandinavischer Speicher indirekt	0,09 kWh
Batterien[4]	0,09 kWh
Speicher mit Pumpstrom[4]	0,34 – 0,42 kWh
Druckluftspeicher[4]	0,42 – 0,6 kWh
Speicher über Brennstoff (Wasserstoff oder Methan optimistisch)	1,8 kWh
Speicher über Brennstoff (Wasserstoff oder Methan realistisch)	2,7 kWh

Die Energiemengen, die **zusätzlich nur** dafür aufgewendet werden müssen, **um die Speicherverluste auszugleichen**, sind in dem Vergleichsfall „Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder Methan und Rückumwandlung in Strom“ **20- bis 30-mal höher**, als die Verlustenergiemengen, die bereitgestellt werden müssen, wenn man das deutsche Stromsystem verstärkt an **vorhandene** Speicher in Norwegen und Schweden **anschließt.** (1,8 – 2,7 im Verhältnis zu 0,09 – siehe Ergebnis-Tabelle[3]) Entsprechend erhöht sich damit auch der Bedarf an zusätzlichen Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien bei gleicher Rückgewinnung von gespeichertem Strom mit dementsprechenden wesentlich erhöhten Gesamtkosten.

Folgende **grobe, überschlägige Vergleichsrechnung** mag verdeutlichen, welche Installationen an zusätzlichen erneuerbaren Energien mit welchen Zusatzkosten zum Ausgleich der genannten Verluste erforderlich werden, wenn beispielsweise die oben genannten 10.000 MW zusätzlicher Leitungskapazität für die fast verlustfreie Speicherung des Stroms aus 10.000 MW zusätzlichen Windkraftanlagen nicht durch Nutzung der indirekten Speichermöglichkeit in Skandinavien, sondern durch die Umwandlung in Wasserstoff und Rückumwandlung in Strom hergestellt werden sollen:

Die Leitungen nach Skandinavien würden etwa 11,5 – 14,3 Mrd. €, (1,6 – 2 Mrd. € für ein Verbindungskabel von 1,4 MW, s.o.) kosten. Incl. der Ertüchtigung der vorhanden Wasserkraftwerke und dem Leitungsausbau in Skandinavien ergäben sich Investitionskosten von ohne fundierte Anhaltspunkte hier nur grob geschätzt etwa **25 Mrd. €** ; hinzu kämen die Investitionskosten für die 10.000 MW Windkraftanlagen in Höhe von etwa **10 Mrd. €** . Überschlägig geschätzt wären also etwa **35 Mrd. €** erforderlich, um Strom aus 10.000 MW Windkraftanlagen zu erzeugen und verlustarm zeitlich bedarfsabhängig zurückzubekommen.

Wenn man das gleiche Speicherergebnis über Strom – Wasserstoff – Strom erreichen will, so müssten (bei einer reinen **Leistungsbetrachtung**) zusätzlich zu den 10.000 MW neuer Windkraftanlagen weitere ca. 25.000 MW Windkraftanlagen nur für den Ausgleich der Verluste, insgesamt also 35.000 MW mit Investitionskosten in Höhe von ca. **35 Mrd. €** errichtet werden. Die Gesamtkosten für dieses System dürften noch höher sein, da auch das Stromnetz für die Aufnahme von 35.000 MW Windkraftleistung wesentlich stärker ausgebaut werden muss, während umgekehrt die skandinavische Speicherlösung (10.000 MW) zwar auch erheblichen Stromnetzausbau erfordert, dieser aber wahrscheinlich geringer wäre.

Wenn man weiterhin nur die Kosten für die erforderlichen Elektrolyseure mit sehr optimistisch und auf die Zukunft bezogen 1200 – € pro kW berechnet (35.000 MW * 1200 € = **42 Mrd. €**) sowie für die Rückverstromungs-Anlagen wie Motoren, Turbinen oder Brennstoffzellen 800 € pro kW berücksichtigt (**8 Mrd. €**) und die zusätzlich erforderlichen Wasserstoff – Infrastrukturkosten wie Kompressoren, Speichertanks, evtl. Kühlanlagen nicht weiter betrachtet, so ergeben sich zusammen also bereits **etwa 85 Mrd. €** vorsichtig geschätzter Investitionskosten, **ca. 50 Mrd. € mehr**.

Ergänzender Hinweis: die **zusätzlichen 25.000 MW**, die **nur zum Ausgleich** der mit der Wasserstoffherstellung und Rückverstromung verbundenen **Verluste** notwendig sind, sind zu vergleichen mit den **31.300 MW** Windenergie, die in Deutschland Ende 2012 insgesamt installiert waren. Neben dieser **leistungsbezogenen** (in kW Leistung) Betrachtung kann man auch die über 100 TWh (**100 Mrd. kWh**; das Gesamtpotiential sind ca. 116 TWh) **Stromarbeit / Speicherarbeit** zugrunde legen und feststellen, dass bei der Alternative „indirekte Speicherung Skandinavien **6,4 Mrd. kWh** aus zusätzlichen Windkraftanlagen erforderlich, sind, um die Verluste auszugleichen. Bei der Lösung über Wasserstoff müssten aber zusätzlich **ca. 250 Mrd. kWh** aus zusätzlichen, neuen Windkraftanlagen bereitgestellt werden, **um die Verluste auszugleichen** und es könnten so die entsprechenden – noch **viel höheren** – Investitionskosten ermittelt werden. Zum Vergleich: 2011 wurden in Deutschland 48 Mrd. kWh aus Windkraft erzeugt.

Ein realistisches Ergebnis, das zwischen den beiden Werten liegt, kann genau nur mit dynamischen Simulationen der Fahrweise der Leitungen in Abhängigkeit der Last in Skandinavien und in Deutschland ermittelt werden. Fachkundige Mitarbeiter von Prognos haben mir gegenüber abgeschätzt, dass je nach Abstand zwischen den Windkraftanlagen wegen der Ungleichzeitigkeit des Windes das 1,4 – 3 fache der Leistung, also bei 10.000 MW Skandinavienleitungen die Leistung von 14.000 MW – 30.000 MW Windkraft in das skandinavische System integriert werden kann.

Wenn 30.000 MW, also sinnvollste Anordnung, unterstellt werden, müssen beim Wasserstoff-Speichersystem 75.000 MW Windkraft nur zum Ausgleich der Speicherverluste installiert werden, (insgesamt 105.000 MW). Es ergibt sich dann bei dieser groben Überschlagsrechnung ein Differenzbetrag zwischen den Vergleichssystemen in Höhe von ca. 200 Mrd. € .

(**55 Mrd. €** bei der Skandinavien-Lösung – Erhöhung nur der zusätzlichen einbindbaren Windenergiemenge um 20.000 MW, die Leitungsinvestitionen und Investitionen in Skandinavien bleiben gleich; **255 Mrd. €** bei der Wasserstoff-Lösung; 3 x die oben ermittelten 85 Mrd. €, da die spezifischen Verluste der Elektrolyseure konstant bleiben. Auch hier fehlen die Investitionskosten für Kompressoren, Speicher und Kühlanlagen, die beim Wasserstoffweg noch hinzuaddiert werden müssen.)

4. Hier nur nachrichtlich

„Offene“ Stellungnahme zur Strategieplattform bei der Deutschen Energie Agentur GmbH (dena)

von Dr.-Ing. Hartmut Euler

Stellungnahme ***– als private Fachmeinung –*** *zu dem Eckpunktepapier mit Forderungen an die Politik: „Der Beitrag von power to gas zur Erreichung der energiepolitischen Zielstellungen im Kontext der Energiewende“ der „Strategieplattform power to Gas“.*[*]

Sehr geehrte Frau Agricola, sehr geehrter Herr Kohler,

da ich weiß, dass Sie bzw. die dena in dem Prozess nur eine moderierende Rolle gehabt haben und das Eckpunktepapier nicht selbst verfasst haben, bitte ich darum, die nachfolgende deutliche Kritik an dem Papier nicht „persönlich“ zu nehmen.

Obwohl ich in meinem längeren Berufsleben häufiger wenig seriöses Lobbying erleben durfte, toppt dieses breit gestreute Eckpunktepapier diesbezüglich alles mir bislang bekannt gewordene:

Selbst wenn wir auf uns einem anderen Planeten oder im Jahr 2050 mit 100 % erneuerbaren Energien befänden, müsste die Be-

[*] Download unter: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2013/Power_to_Gas/130618_Eckpunktepapier_Jahreskonf_PtG.pdf

griffe „Wirkungsgrad“ und „Energieverluste“ irgendwo auftauchen und es müsste seriöser weise darauf hingewiesen werden, dass wegen dieser unvermeidlichen Energieverluste immer bei Einsatz von power to gas 3- bis 4-mal so viel Energie, also in dem Fall 3- bis 4-mal so viele Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen benötigt werden, als wenn die (immer auch vorhandenen) effizienten Lösungen gewählt werden. Es müsste dann auch die Frage thematisiert und beantwortet werden, welche Auswirkungen diese vielen zusätzlichen (und vor dem Hintergrund besserer Alternativen unnötigen) Anlagen auf Kosten, Standortkonkurrenzen, Landschaftsschutz und Akzeptanz hätten.

Wir leben aber auf der Erde und im Jahr 2013. Die theoretisch möglichen und begrüßenswerten „power to gas“ Anlagen, nämlich jene, die vorübergehend bei sehr starkem Wind kurzzeitige (300–500 Stunden im Jahr) Stromspitzen bei Netzengpässen in Wasserstoff umwandeln, um ein Abregeln von Anlagen zu verhindern, sind erwiesenermaßen überhaupt nicht wirtschaftlich darstellbar und werden nirgendwo geplant. Wenn aber das Vermeiden des Abregelns erneuerbarer Anlagen gar nicht das Thema ist, wird der zusätzliche Strom für den Elektrolyseur/den Wasserstoff natürlich ganz überwiegend bis vollständig aus zusätzlicher Atomstromproduktion bzw. zusätzlicher Kohleverbrennung in konventionellen Kraftwerken hergestellt. Dies führt zwangsläufig zu einer deutlichen Erhöhung von Atomkernspaltung, Klimagasemissionen und Schadstoffemissionen.

In dem gesamten Eckpunktepapier wird nirgendwo auch nur der Ansatz eines Versuches gemacht, zu begründen, warum der Strom für die (in Hamburg und nicht in Niebüll geplanten) Elektrolyseure denn nun ausgerechnet aus erneuerbaren Energieanlagen stammen soll, jener Energieform, die wegen des Einspeisevorrangs alles ins Netz einspeist, was sie produzieren kann, und schon deshalb grundsätzlich für die Produktion von Zusatzstrom für die Elektrolyseure ausfällt.

Dies alles wissen die Autoren Ihres Papiers und thematisieren es dennoch nicht, was es mir leider nicht mehr ermöglicht, den bösen Begriff der „bewussten Irreführung durch Halbwahrheiten“ vermeiden zu können.

Der Satz in den „Schlussfolgerungen und Ausblick“, „Die Power to Gas-Technologie trägt als Systemlösung dazu bei, die energiepolitischen Zielstellungen für die Nutzungsbereiche Mobilität, Industrie, Wärmeversorgung und Stromerzeugung zu erreichen“… müsste aus all diesen Gründen korrekt wie folgt gefasst werden:

„Die power to Gas-Technologie führt in allen Nutzungsbereichen wie Mobilität, Industrie, Wärmeversorgung und Stromerzeugung dazu, dass Energieverbrauch, Atomkernspaltung, Klimagasemissionen, Schadstoffemissionen und Kosten gegenüber dem status quo und gegenüber den vorhandenen, verfügbaren Technologien für die Zukunft drastisch erhöht werden und steht deshalb der sparsamen und rationellen Energieverwendung und allen anderen Energiewendezielen direkt entgegen.“

Wie die Plattform in Kenntnis der bekannten, auch von mir zitierten Studien des Sachverständigenrats für Umweltfragen und von Prognos einen Satz wie „Der zukünftige Stromspeicherbedarf liegt um ein Vielfaches höher, als heute bestehende Stromspeicherkapazitäten und verfügbare Technologien bereitstellen können“, formulieren kann, ohne die bekannten, effizienten und ausreichenden Optionen in Europa auch nur anzudiskutieren, erschließt sich ebenfalls nicht.

Schließlich: das Eckpunktepapier weist korrekterweise darauf hin, dass die power to gas Technologie (aufgrund des katastrophal schlechten Gesamtwirkungsgrads und des hohen, zusätzlichen Anlagen- und Energiebedarfs nur zum Verlustausgleich – der Unterzeichner) „keinen wirtschaftlichen Betrieb … unabhängig vom Verwendungspfad und selbst bei einer prognostizierten Senkung der zugehörigen Anlagekosten … erlaubt“. Es wird aber nicht darauf hingewiesen, dass bei Technologien und Anlagen, die dauerhaft keine Wirtschaftlichkeit erwarten lassen, die erbetenen Subventionen (auch die indirekten) nach geltendem Subventionsrecht sinnvollerweise unzulässig sein dürften.

Ich bitte, diese Stellungnahme (mein beigefügter Aufsatz „Wasserstoff aus Strom bzw. ‚power to gas‘, das umwelt- und klimabelastende, teure und unnötige Beschäftigungsprogramm für Atom- und Kohlekraftwerke – Vernetzen statt vernichten“ ist nebst den beigefügten Berechnungsdaten Bestandteil dieser Stellungnahme) an alle Beteiligten an dem Verfahren weiterzuleiten.

Für eine offene und sachgerechte Diskussion wäre es angemessen, wenn sie meine Stellungnahme (einschließlich des Aufsatzes und der Daten) an denselben Verteilerkreis weiterleiten würden, an den sie das „Eckpunktepapier“ gesandt haben, oder wenn sie mir den E-Mail-Verteiler übersenden würden, damit ich selbst dies tun kann, sofern dies datenschutzrechtlich möglich ist.

Einer Stellungnahme Ihrerseits zu meinem Aufsatz sehe ich mit Interesse entgegen.

Vernetzen statt vernichten

Wasserstoff aus Strom bzw. „power to gas“, das umwelt- und klimabelastende, teure und unnötige Beschäftigungsprogramm für Atom- und Kohlekraftwerke

Wer B sagt, muss auch A und C sagen

Dr.-Ing. Hartmut Euler, Ministerialdirigent, Kiel,
Der Beitrag gibt die private Fachmeinung des Autors wieder

Präsentation zur Veröffentlichung, Januar 2014
Die Veröffentlichung findet sich unter: http://www.energieverbraucher.de/files_db/1378106655_8702__12.pdf
sowie in der Zeitschrift für neues Energierecht 2013, Heft 5 S. 487 – 494 oder kann beim Autor bezogen werden drhartmuteuler@gmail.com

Wasserstoff aus Strom (Knallgas) wird in vielen Publikationen als umweltfreundlicher, klimaschonender und energiesparender Beitrag zur Energiewende dargestellt.

Das Gegenteil ist fast immer der Fall.

Für das Problem des (vorübergehenden) Abbaus von Stromlastspitzen (300 – 500 Stunden im Jahr) ist Wasserstoff aus Strom nach allen Erkenntnissen nur theoretisch geeignet, praktisch nicht.

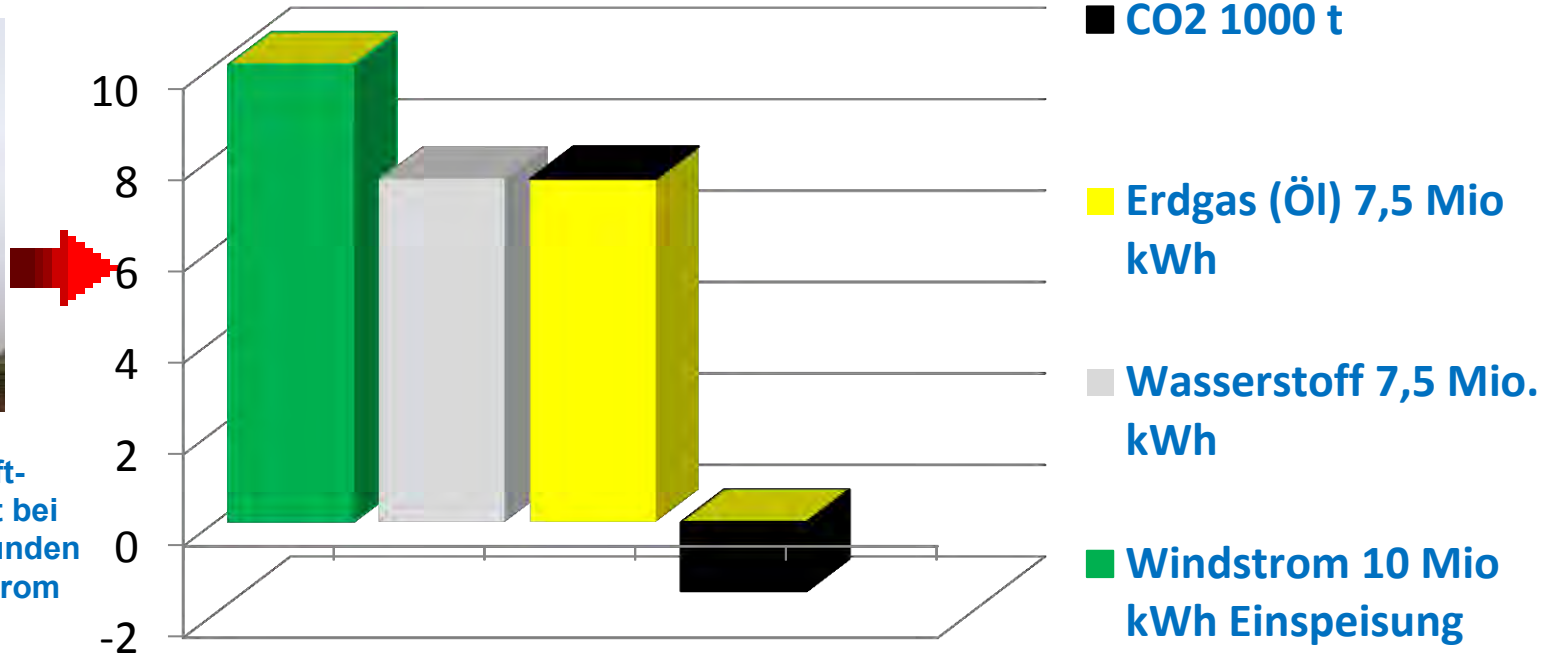
Für die langfristige Lösung des Speicherproblems gibt es wesentlich effizientere, kostengünstigere und umweltschonendere Alternativen.

Hauptgrund für diese Bewertung: Bei Umwandlung von hochwertigem Strom in einfachen Brennstoff (Wasserstoff) gehen ca. 70 % des Energiewertes des Stroms aus unabänderlichen, naturwissenschaftlichen Gründen verloren.

Elektrolysestrom kommt nicht aus der Steckdose, sondern aus Kraftwerken: Die riesigen Verluste von ca. 70 % müssen durch Stromerzeugung aus Kohlekraft, Atomkraft oder sonst aus sehr vielen erneuerbaren Anlagen zusätzlich ausgeglichen werden, was fast immer gezielt verschwiegen wird.

Häufige Darstellung: Windstrom wird per Elektrolyseur in Wasserstoff umgewandelt. Dieser „Windwasserstoff“ verdrängt Erdgas und kann gespeichert, für Industrie oder für den Verkehr verwendet werden und vermeidet so Klimagasemissionen und ist deshalb ein Beitrag zur Energiewende, zum Klimaschutz und zum Umweltschutz

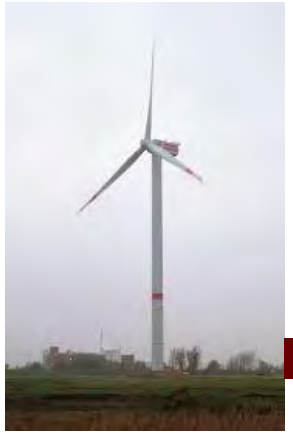
5 MW Windkraft-Anlage erzeugt bei 2000 Vollaststunden 10 Mio. kWh Strom pro Jahr

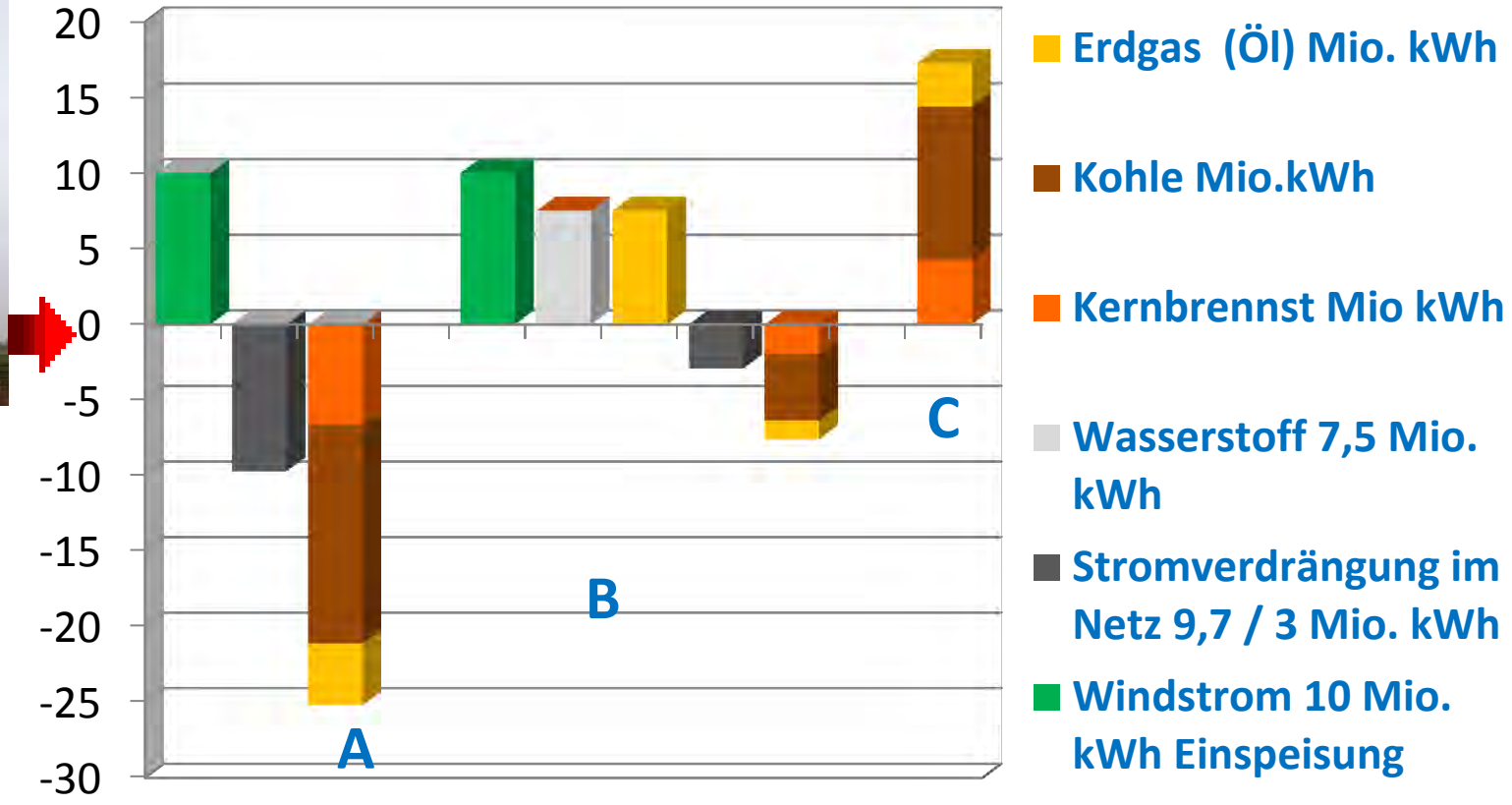


B

Vorsicht: dies ist eine unvollständige und irreführende Darstellung: Wer B sagt, muss auch A und C mit nennen. Korrekte Darstellung auf den nächsten Folien

Energiebilanz bei Windstromeinspeisung ins Stromnetz und bei Umweg über Wasserstoff mit Rückverstromung Strom aus einer 5 MW Windkraftanlage mit 2000 Stunden (10 Mio. kWh)



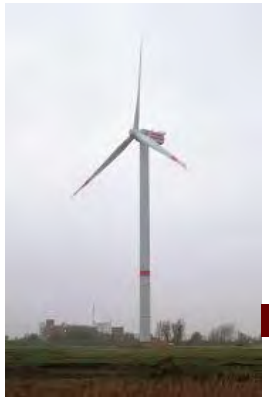


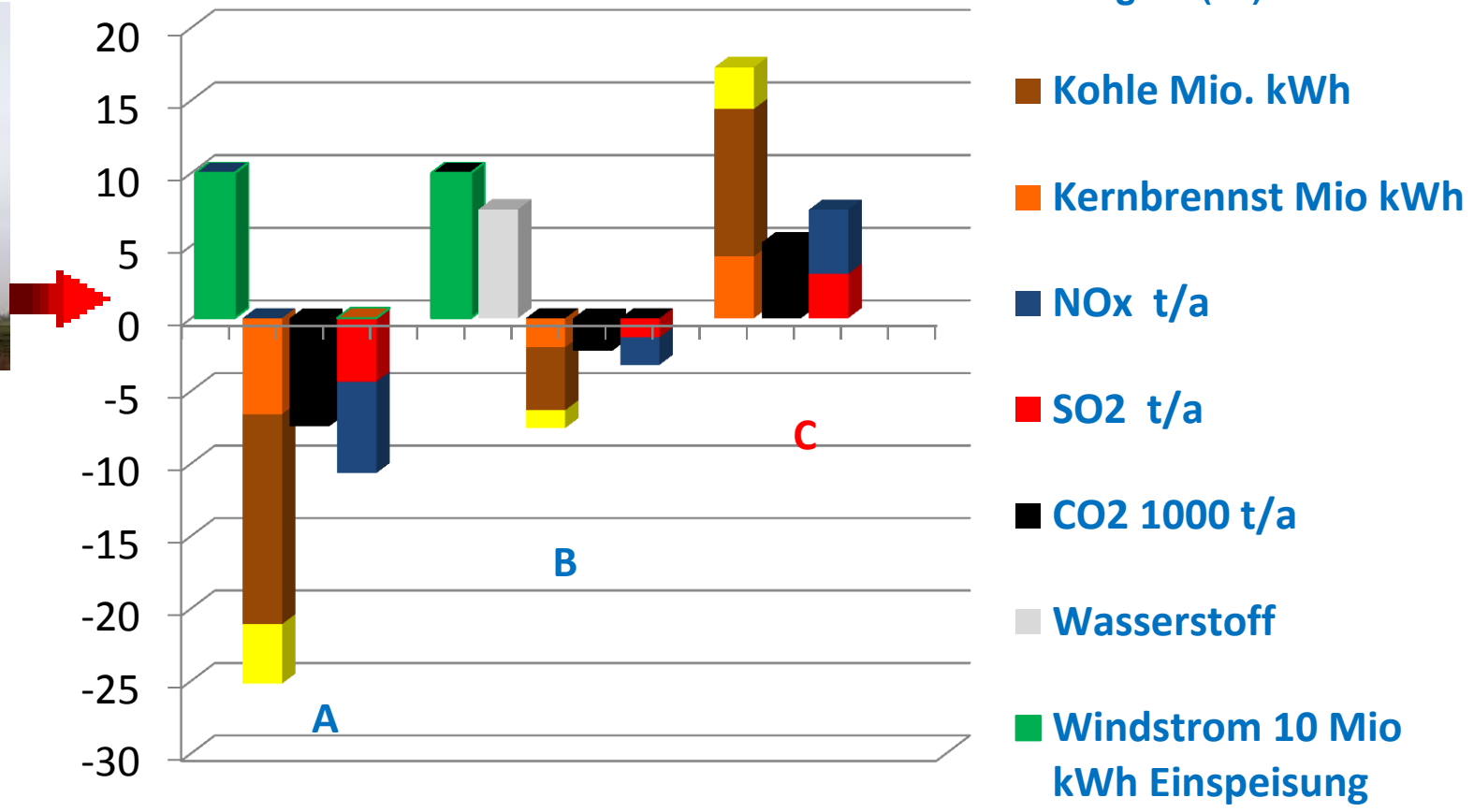
A: verdrängte Brennstoffmenge durch Strom aus der Windkraftanlage: 25,3 Mio. kWh (Einsparung)

B: verdrängte Brennstoffmenge nach Abzweigung über Elektrolyse / Rückverstromung: 7,6 Mio. kWh
Stromverdrängung/Brennstoffreduzierung um ca. 70 % vermindert.

C: Bilanz A – B: Mehrverbrauch an Kernbrennstoffen und fossilen Brennstoffen: 17,4 Mio. kWh
4,3 Mio. kWh zusätzliche Kernbrennstoffe, 10,2 Mio. zusätzliche Kohle- und 2,9 Mio. kWh Gas

Klimagas- und Schadstoffbilanz bei Einspeisung ins Stromnetz und bei Umweg über Wasserstoff mit Rückverstromung; Strom aus einer 5 MW Windkraftanlage mit 2000 Stunden (10 Mio. kWh)





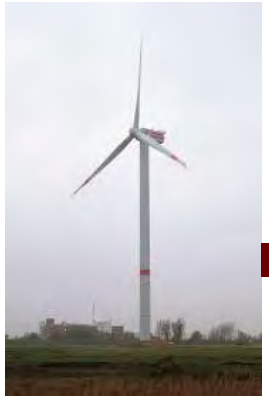
A: heute Einspeisung: verdrängte Klimagas- und Schadstoffmenge 7450 t CO_2 ; 4,4 t SO_2 ; 6,3 t NO_x

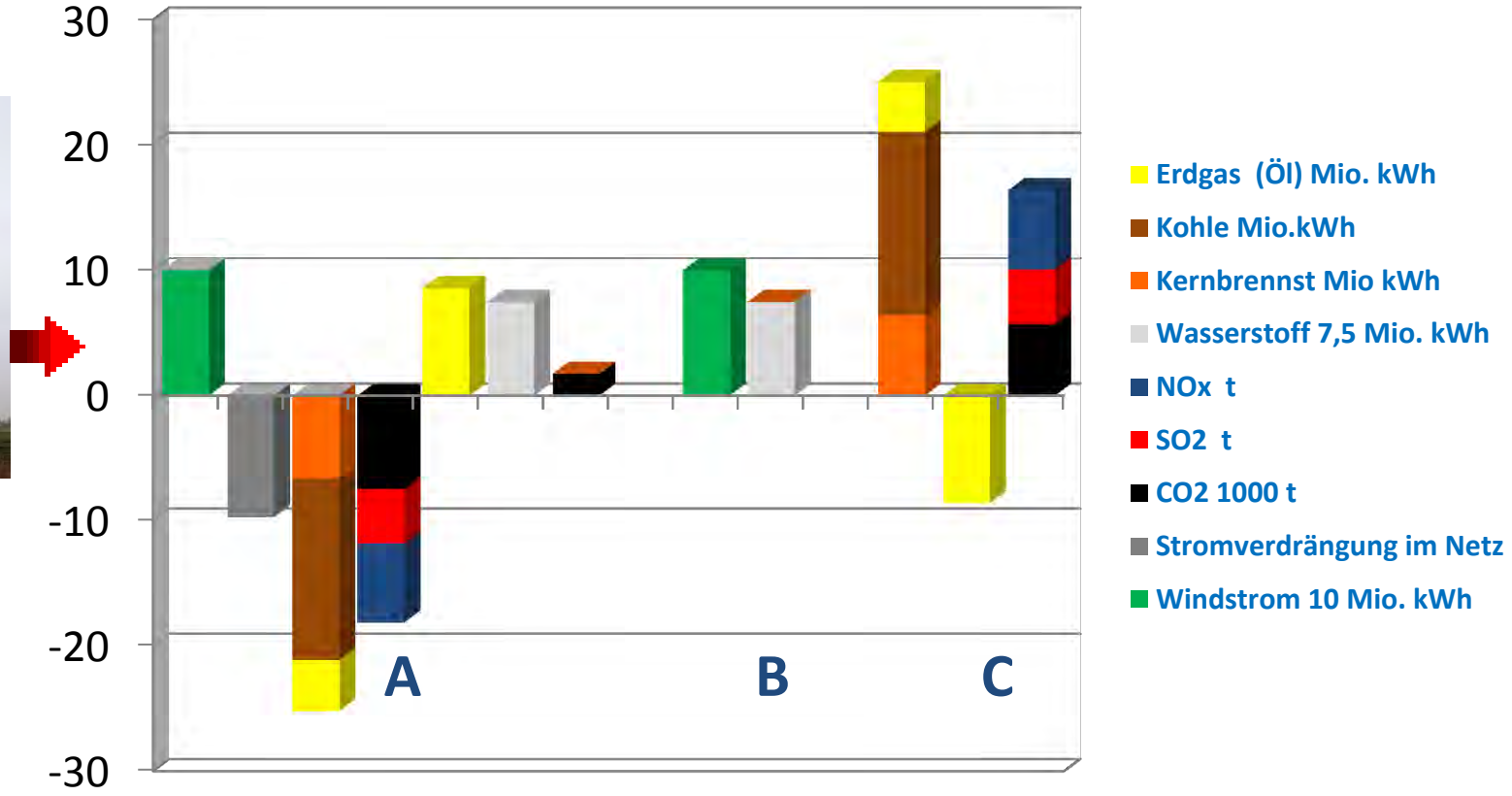
B: Wasserstoff Umweg: verdrängte Klimagas- und Schadstoffmenge 2235 t CO_2 ; 1,3 t SO_2 ; 1,9 t NO_x

C: Bilanz A – B: Mehremissionen durch Wasserstoffumweg: 5215 t CO_2 ; 3,1 t SO_2 ; 4,4 t NO_x

Anmerkung: Wenn gemäß IWES optimistisch (s.u.) die max. angegebene Strom – Rückgewinnungsquote von 36 % unterstellt wird, reduzieren sich die Energie- und Emissionswerte unter „C“ um etwa 10 %

Energie-/Umweltbilanz bei Einspeisung ins Stromnetz und bei Produktion von Wasserstoff für Industrie
Strom aus einer 5 MW Windkraftanlage mit 2000 Stunden (10 Mio. kWh)





A: Status Quo: Windstrom speist ein und vermeidet 25,3 Mio. kWh Kraftwerksbrennstoffe;
zur Herstellung von 7,5 Mio. kWh Wasserstoff werden ca. 8,6 Mio. kWh Erdgas zusätzlich benötigt

B: Wasserstofflösung: aus 10 Mio. kWh Windstrom werden ca. 7,5 Mio. kWh Wasserstoff hergestellt.
Stromverdrängung findet nicht statt.

C: Bilanz A – B: 6,4 Mio. kWh Kernbrennstoffe und 14,6 Mio. kWh Kohle werden zusätzlich gespalten / verbrannt; Erdgaseinsparung 4,6 Mio. kWh; 5718 Tonnen CO_2, 4,4 t SO_2, 6,3 t NO_x werden zusätzlich emittiert.

Irreführende / falsche Bezeichnung „Windwasserstoff“

Nur Wasserstoff aus Strom aus Anlagen, die konkret aus Netzengpassgründen abgeschaltet würden, wenn er nicht umgewandelt wird, wird zu „Windwasserstoff“ – aller sonstige Strom, den ein Elektrolyseur verbraucht (weit mehr als 95 %), wird zu „Atomwasserstoff“ oder „Kohlewasserstoff“.

Das An- und Abschalten des Elektrolyseurs beeinflusst die mit Vorrang einspeisende Windkraftanlage in den wenigen Stunden nur dann in ihrem Produktionsverhalten, wenn sonst konkret abgeregelt würde, und auch nur in dem Fall, dass die Anlage dort steht, wo dies vom Netzengpass her relevant ist (also in Niebüll und nicht in Hamburg).

Selbst diese (weit weniger als 5%) „Windwasserstoff“ verlieren diese Eigenschaft aber sofort wieder, wenn die Stromtransportleitungen nach wenigen Jahren fertig gebaut sind.

Wie jeder Elektroingenieur und jeder Umweltingenieur weiß, kann man zwar „Atomstrom“, „Kohlestrom“ oder „Wind- bzw. Solarstrom“ direkt hinter dem Kraftwerk und vor der Einspeisung in das verbundene Stromnetz eindeutig identifizieren. Der Strom, der dem Netz entnommen wird, lässt sich aber nicht markieren, die Zuordnung lässt sich nur indirekt ermitteln. In der Regel wird das Bild verwendet, das Stromnetz sei eine große „Kupferplatte“ und der Strom wird vollständig vermischt.

Gedanken zu Bilanzen

Wenn jemand bei einer wirtschaftlichen Bonitätsprüfung 100.000 € Geld auf dem Konto angibt, die Schulden von 350.000 € aber verschweigt oder

wenn ein Unternehmen seine Gewinn- und Verlustrechnung so aufbaut, dass er systematisch nur die Gewinne angibt, die Verluste aber grundsätzlich verschweigt,

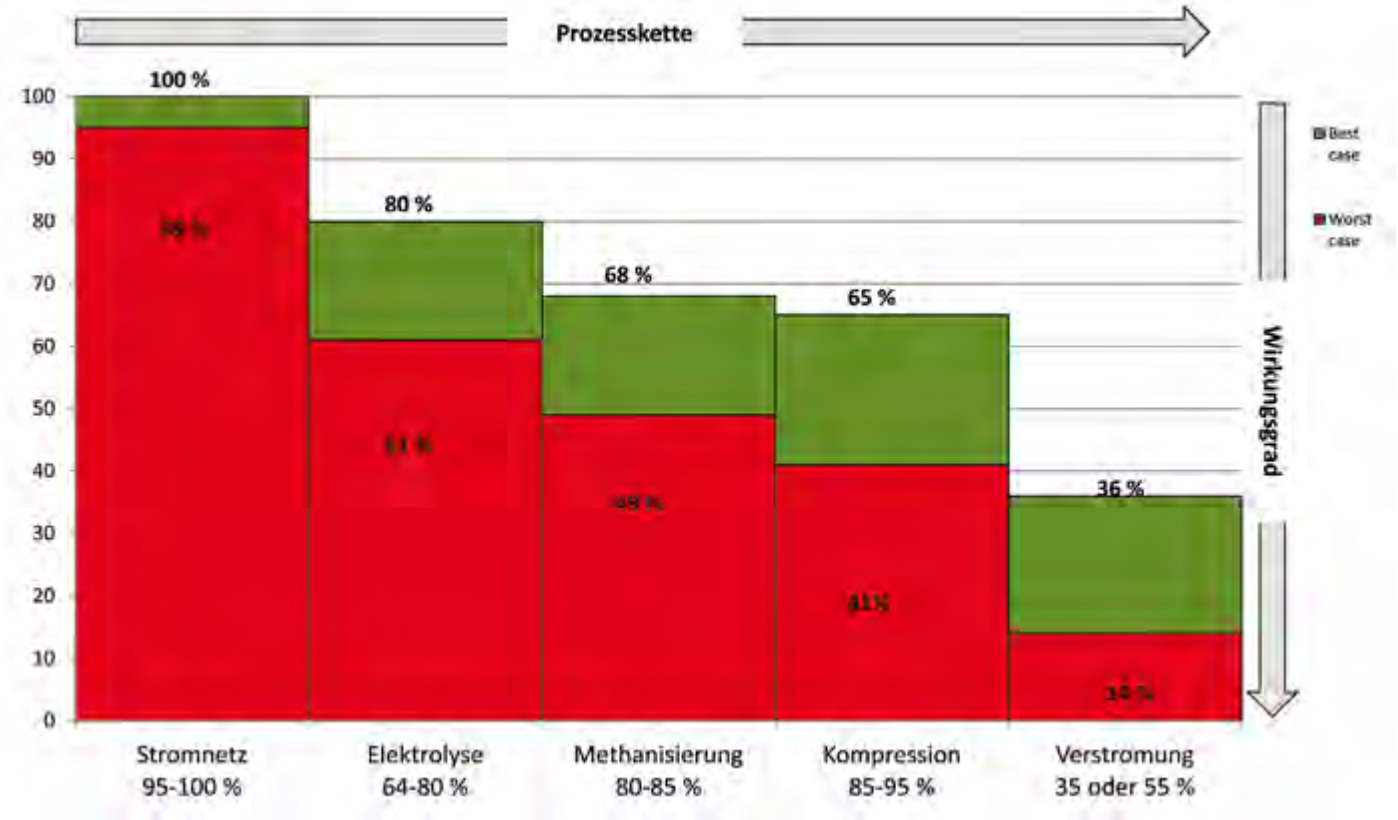
so treffen jedenfalls die Begriffe „unvollständig“ und „fehlerhaft“ zu, normalerweise auch noch wesentlich deutlichere Begriffe.

Wie gezeigt wurde, gehen positive Aussagen zu Energieeinsparung, Umwelt- und Klimaschutz bei Wasserstoff aus Strom immer auf methodisch und sachlich fehlerhaftes, systematisches Weglassen der „Verluste“, der Rückwirkungen auf den bestehenden Kraftwerkspark, also des Energiemehrverbrauchs, der zusätzlichen Klimagas- und Schadstoffemissionen zurück und sind sonst nicht möglich, (von der - mengenmäßig vernachlässigbaren - tatsächlichen, konkreten Abregelungsvermeidung abgesehen),

Die gezielt und systematisch erzeugten falschen Ergebnisse spielen eine zentrale Rolle bei der Frage, ob Steuermittel für Projekte gewährt werden oder nicht.

Jeder möge selbst das passende Wort zu diesen Vorgängen einfügen.

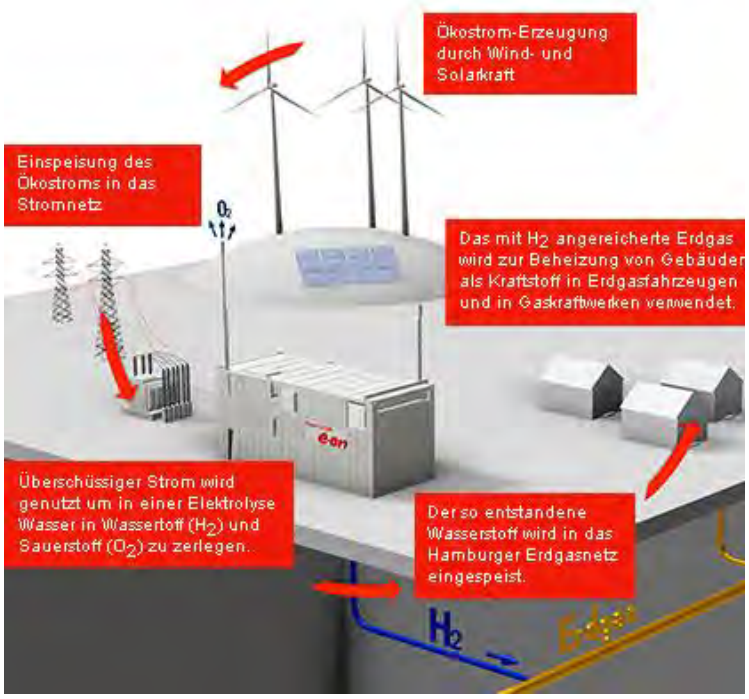
Pfad Elektrolyse – Methanisierung – Speicherung - Rückverstromung

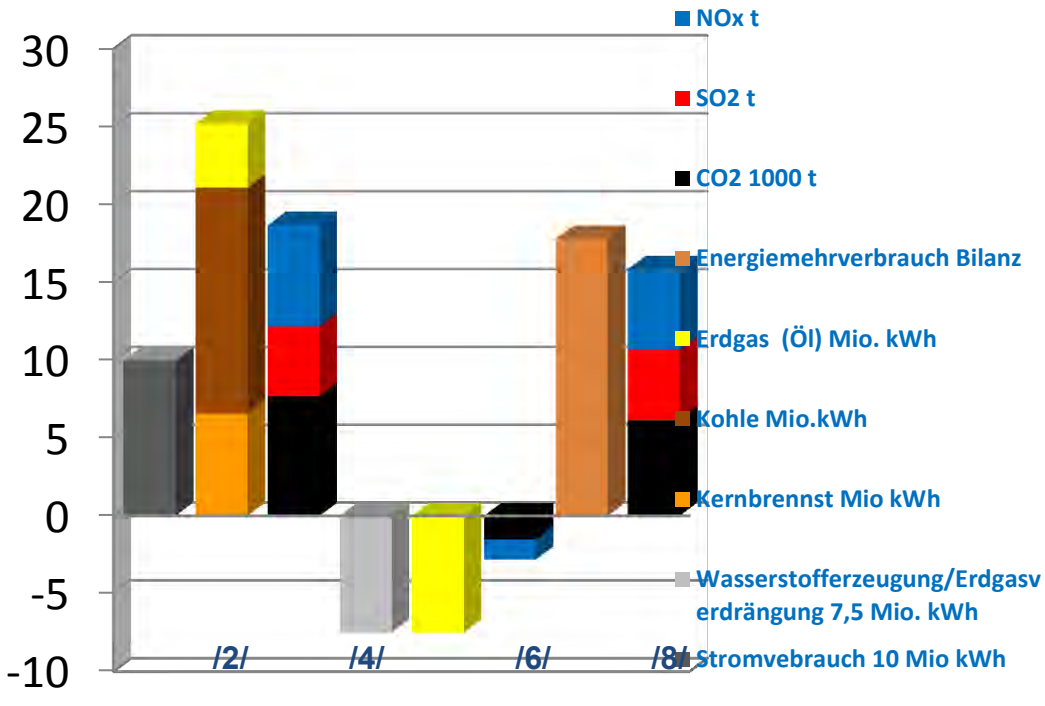


Quelle: V. von Schnurbein: Die Speicherung überschüssigen EE-Stroms durch synthetisches Methan, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62. Jg. (2012) Heft 9 S 38 ff. Eig. Anmerkung: mit dieser Graphik wird die von IWES, Kassel, angegebene Obergrenze von max. 36 % dargelegt. Da selbst der im Bau befindliche Elektrolyseur in Hamburg nicht mit 80 % sondern mit 70 – 75 % angegeben wird, und da 55 % bei fluktuierend arbeitenden Gasturbinen sehr optimistisch sind (52 sind realistischer), verschiebt sich gegenwärtig eine „optimistisch erreichbare Strom-Rückgewinnungsquote“ von 36 % auf 32 % (man beachte auch die jeweiligen Bandbreiten und Untergrenzen !).

E.ON Power to Gas Anlage Hamburg

Die im Bau befindliche Anlage nimmt 2 MW Strom auf und verbraucht bei angenommenen 5000 Benutzungsstunden 10 Mio. kWh Strom. Angesichts des Standorts und des Einspeisevorrangs existiert kein Argument, dass der Anteil erneuerbarer Energien an dem verbrauchten Strom größer als 0 oder höchstens 2 % ist. In der Bilanz ergibt sich ein Mehrverbrauch an nichterneuerbaren Energien (Kohle und Atom) von 17,8 Mio. kWh (25,3 Mio kWh /2/ - 7,5 Mio.kWh /5/), eine leichte Reduktion von Erdgas um 3,4 Mio. kWh, ein mehr an CO_2 Emissionen (Zusatzemissionen 7680 t /3/ abzüglich durch Wasserstoff verdrängte 1519 t /6/) von 6161 t /8/. 4,5 t SO_2 /8/ und ca. 4,8 t NO_x /8/ werden zusätzlich emittiert. E.ON Darstellung links – Realität rechts.





Vernetzen statt vernichten – Folien zur Veröffentlichung Dr.-Ing. Hartmut Euler, Kiel

Wer hat Interesse an „power to gas“ ?

Wie gezeigt wurde, führt „power to gas“ in jeder Fallkonstellation zu einem deutlichen Anstieg des Bedarfs an konventionellem Strom, von Kernspaltung und Kohleverbrennung. Es wurde von den großen Kraftwerksbesitzern, insbesondere RWE und E.ON, in die Diskussion gebracht, massiv unterstützt und intensiv beworben. Wo E.ON zu lesen ist, ist auch E.ON enthalten.

Deshalb der Titel: „Beschäftigungsprogramm für Atom- und Kohlekraftwerke“

Strom – Wasserstoff - Umweg benötigt immer 3 - 4 mal mehr Energie, als die Alternativen (Beispiele)

1. VW Vergleich zwischen Batterie - Touran und Strom - Wasserstoff - Touran ergab den 3,9-fachen Energieverbrauch beim Wasserstoff - Touran

2. Die Deutsche Bahn untersuchte 1999 Strom - Wasserstofflokomotiven und ermittelte in diesem „worst case“ einen Gesamtwirkungsgrad (Kraftwerksbrennstoff bis Rad) von 6,1 %, 5 mal schlechter als eine Elektro- oder Diesellokomotive)

3. Eine Strom-Wasserstoff Heizung benötigt mindestens 4 x mehr Energie, als eine gute elektrische Wärmepumpe.

4. Im Beispiel Industrie (Folie weiter vorn) stehen einem Erdgaseinsatz von 8,6 Mio. kWh ein Kraftwerkbrennstoffeinsatz von 25,3 Mio. kWh (überwiegend Atom und Kohle) gegenüber; 3 - facher Energieeinsatz beim Wasserstoff - Weg.

5. Bei einem 2002 durchgeführten Wasserstoff- Feldversuch in Büsum, der von namhaften Firmen (NorskHydro, Jenbacher) begleitet wurde, wurden zwischen 13 und 15 % des Stroms zurückgewonnen, der „Rest“ vernichtet.

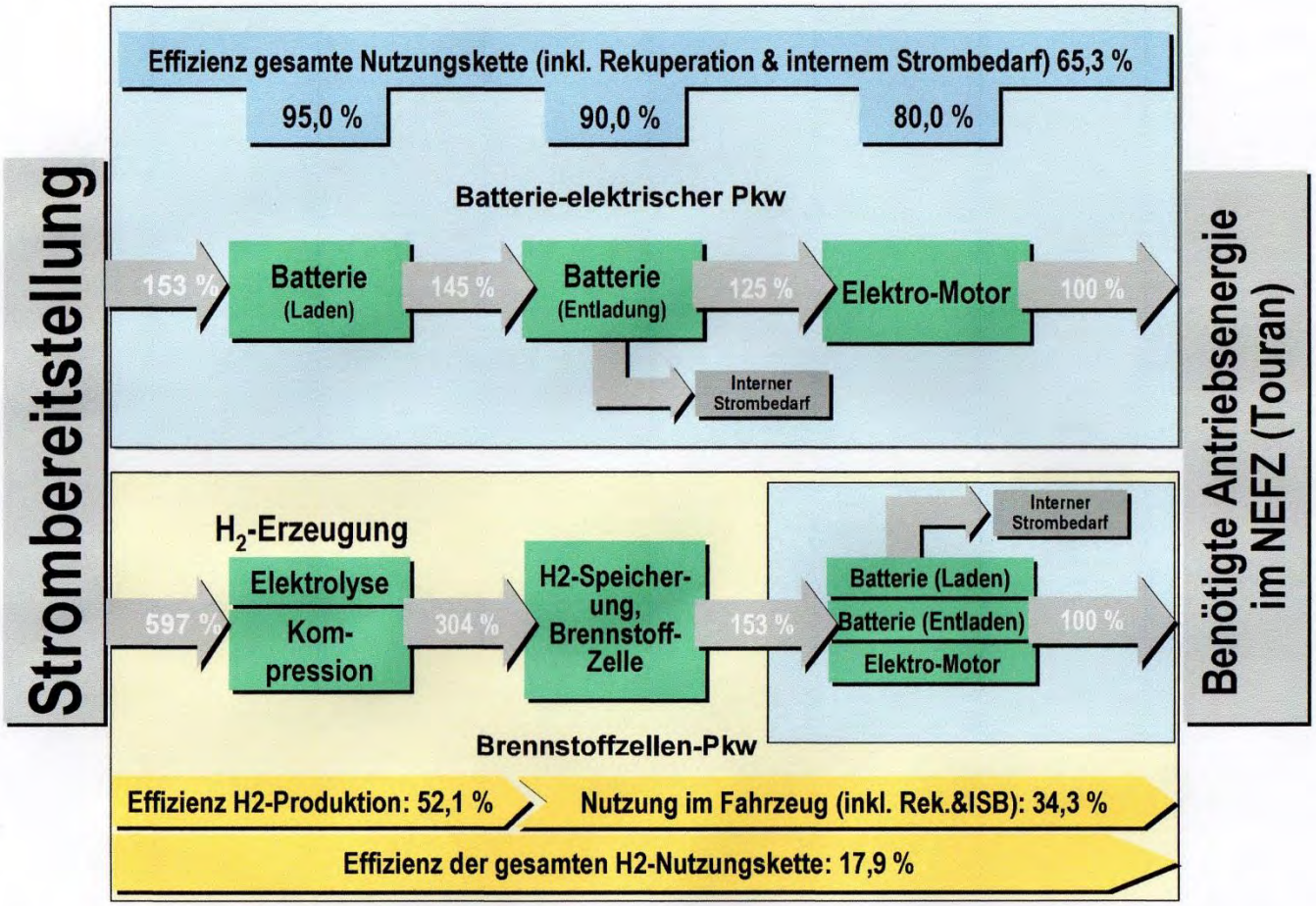
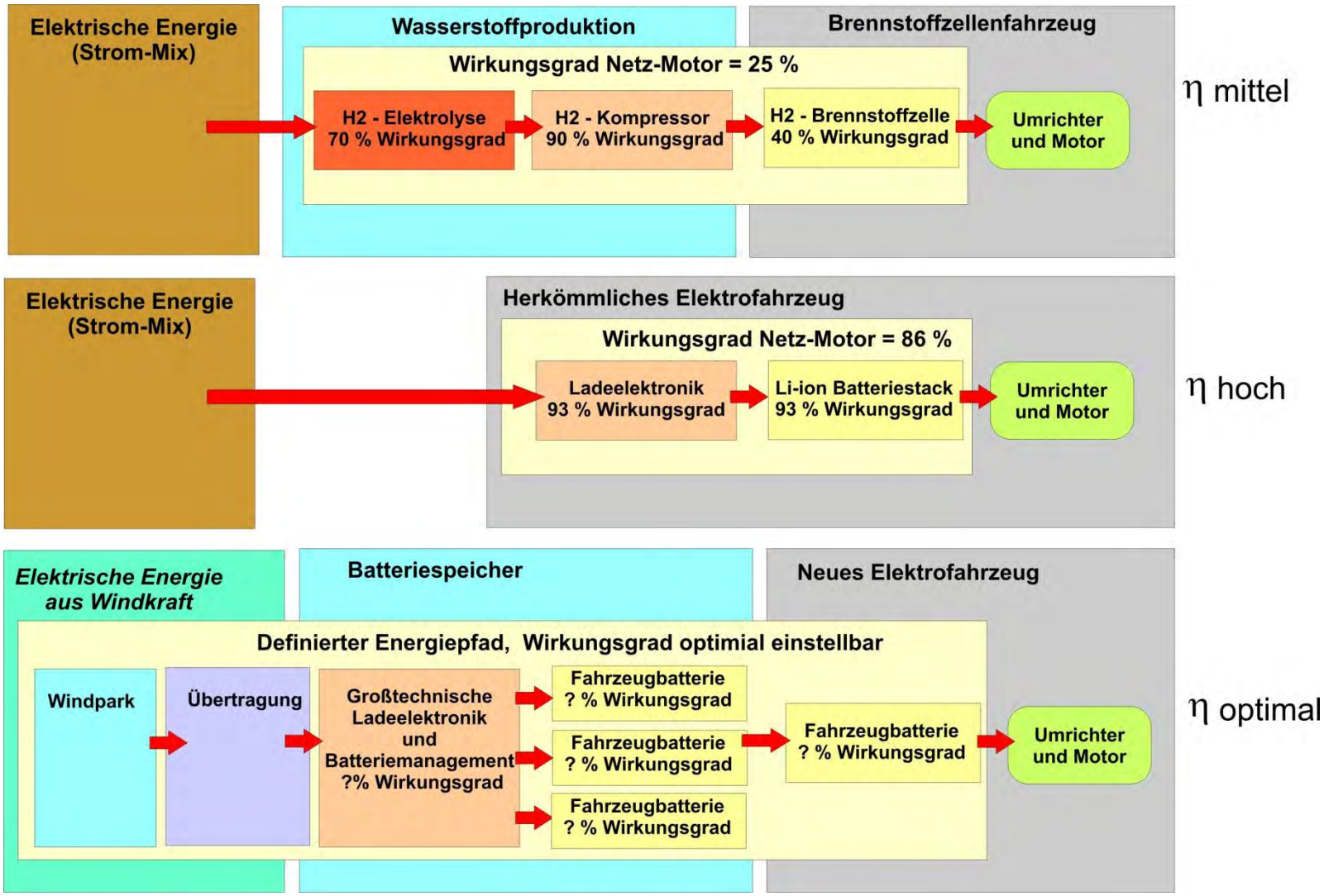


Abbildung 3.1: Effizienz der Stromnutzung über die Nutzungspfade „Batterie-elektrischer Antrieb“ und „Wasserstoff – Brennstoffzellen-elektrischer Antrieb“ am Beispiel des VW-Touran (Daten und Grafik: W. Steiger, Volkswagen AG, 2009; Grafik für die Darstellung hier von IFEU geringfügig modifiziert)

Im Antriebsbereich benötigt der Wasserstoffpfad (597 % : 153 %) 3,9 mal mehr Energie, als der Batteriepfad. IFEU, Kurzgutachten Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien; im Auftrag des BMU, 2009



Auch die VdEW bestätigte, dass der Energieverbrauch des Wasserstoffwegs 3,4 mal höher ist, als der Batteriepfad (86 : 25 bei Ausgangsgröße Strom)

Quelle: Vortrag „Einsatz von Windenergie im Verkehrssektor“, Roger Kohlmann, Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V., stellvertretender Hauptgeschäftsführer

Seltsames Argument: „Wertschöpfung“ durch power to gas ????

Im Speicherfall soll der gespeicherte niederwertige Brennstoff Wasserstoff über den Brennstoff Methan/Erdgas in hochwertigen Strom umgewandelt werden.

Ist es dann „Wertschöpfung“, wie zuweilen behauptet wird, wenn man (bei der Nicht-Speicherung, also bei anderen Anwendungen) ohne Not und immer mit Subventionen hochwertigen Strom in niederwertigen Brennstoff (Wasserstoff) umwandelt, also

ein hochwertiges Produkt in ein wertärmeres umwandelt?

ein hochwertiges neues Fertigprodukt in den Ausgangs-rohstoff umwandelt?

ein leistungsfähiges System gegen ein weniger leistungsfähiges eintauscht?

Natürlich werden Speicher gebraucht, welche Optionen bestehen?

Wichtigste Option: Speichervermeidung durch Stromtransport.

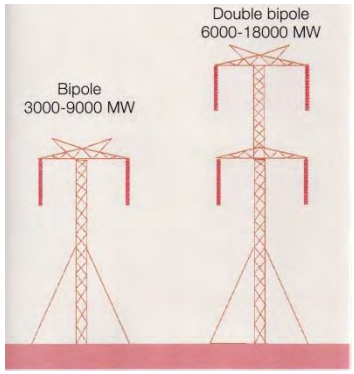
Große Hochspannungs-Gleichstrom-Leitungen haben extrem geringe Verluste (3 % Verlust bei 1000 km), können gegenwärtig 6.400 MW übertragen (noch deutlich steigerbar) und wurden schon mehrfach im Ausland gebaut.

Um überhaupt ein System der erneuerbaren Energien sinnvoll betreiben zu können, das auch Großstädte und Industrieregionen versorgen kann, müssen überall dort, wo der Wind gerade weht und die Sonne gerade scheint, erheblich mehr Wind- und Solaranlagen installiert werden, als dort jeweils gebraucht werden, um die Überschüsse in die Gegenden zu transportieren, wo gerade kein Wind weht und keine Sonne scheint. Nur so bekommt man den Strom *fast vollständig wieder zurück*, wenn der Wind woanders weht, die Sonne woanders scheint und man ihn hier dringend benötigt.

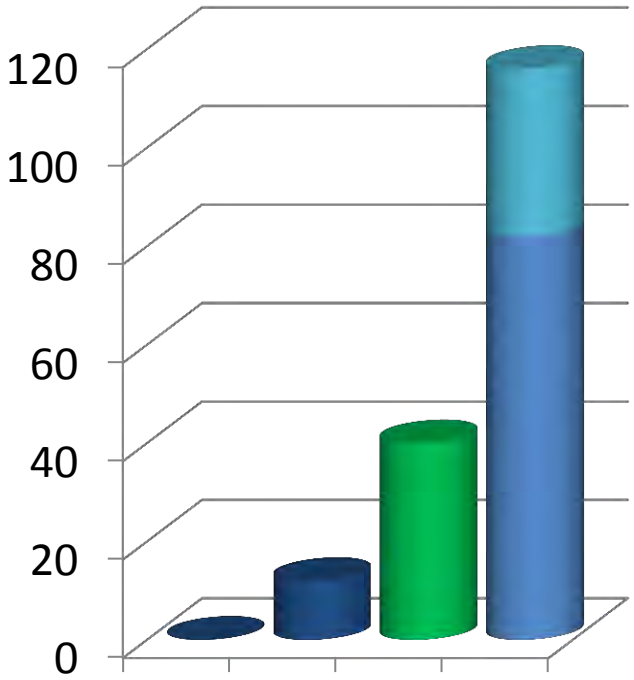
Demgegenüber bekommt man beim Wasserstoff-Umweg nur ca. 30 % des Ursprungsstroms zurück

Die von ABB gebaute HGÜ Leitung Xianjiaba-Shanghai transportiert 6400 MW Strom über 2000 km Entfernung bei nur 6 % Verlust

Geplant / möglich sind 18000 MW auf einem Mastsystem; ABB Xilodu, China, 2000 km



Wasserspeichervolumen in D im Vergleich zu AT, CH, Norwegen und Schweden; Volumen ist in Skandinavien 2300 mal größer als in Deutschland, (116 / 0,05 TWh) und entspricht der Jahres-stromproduktionsmenge von 11 – 12 großen Kernkraftwerken (10 TWh)



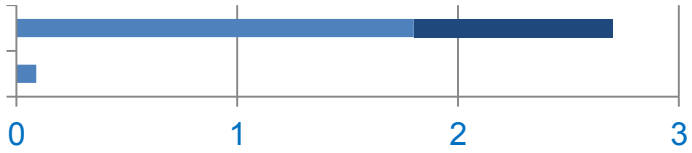
- Schweden 34 TWh*
- Norwegen 82 TWh *
- langfristiger Speicherbedarf in D für eine 100 % erneuerbare Stromzukunft: 40 TWh* *
- Österreich + Schweiz 12 TWh
- Deutschland 0,05 TWh

***Diese Menge könnte mit sehr geringen Leitungsverlusten (insgesamt 2 x 4 %, also 8 % hin- und zurück) für D / Europa ohne Pumpspeicher, durch „indirekte Speicherung“ (siehe Veröffentlichung und dort zitierte Prognos - Studie) nutzbar gemacht werden. Durch Pumpspeicher sind später Erweiterungen möglich.**
**** Gemäß Ergebnissen von Fraunhofer IWES, Kassel**

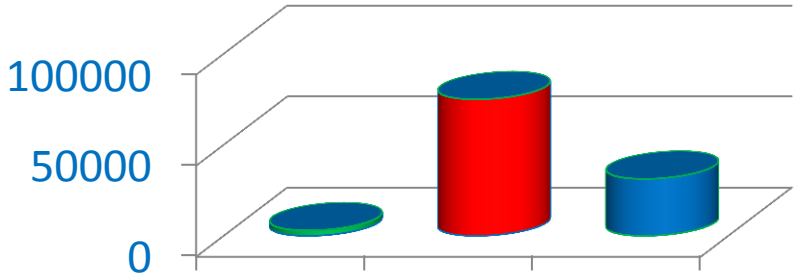
Spezifische Verluste, Anlagenbedarf und überschlägige Kosten im Vergleich Skandinavien Nutzung der über 100 TWh versus Wasserstofflösung in Deutschland

1. Spez. Verluste Wasserstoff - Umweg: 1,8 - 2,7 kWh pro kWh rückgewonnenem Strom; das 20 – 30- fache von 0,09

Spezifische Verluste Skandinavien: 0,09 kWh Strom pro kWh rückgewonnenem Strom



2. Erforderliche Anlagenzahl zum Verlustausgleich



- **31300 MW** Windleistung in Deutschland 2012
- **75000 MW** Anlagen zum Verlustausgleich H_2 Lösung
- **..3000 MW** Anlagen zum Verlustausgleich Skandinavien

3. Kosten (überschlägige Berechnungen)

Skandinavien: **55 Mrd €** sehr grob, aber großzügig geschätzt

Wasserstoff in Deutschland: < 255 Mrd € knapp geschätzt, da nur Anlagen-, aber keine Speicherkosten einbezogen

Mehrkosten bei Wasserstoff **weit größer als 200 Mrd €**, da bei H_2 - Lösung keine Speicherkosten einbezogen

Wasserstoff aus Strom widerspricht vielen Rechtsbereichen

Energiespargesetzgebung:	**vermeidbare Energieverluste sind zu vermeiden**
Klimaschutzrecht:	**allgemeines Minimierungsgebot Klimagasausstoß**
Immissionsschutzrecht:	**allgemeines Minimierungsgebot Schadstoffausstoß**
Landschaftsschutzrecht:	**vermeidbare Eingriffe (die vielen unnötigen Windkraftanlagen nur zum Verlustausgleich) sind zu vermeiden**
Naturschutzrecht:	**vermeidbare Eingriffe (die vielen unnötigen Windkraftanlagen nur zum Verlustausgleich) sind zu vermeiden**

Subventionsrecht: Subventionen für Techniken, die dauerhaft unwirtschaftlich sind und keine Chance haben, wirtschaftlich zu werden (dies wird auch von den Wasserstoffbefürwortern eindeutig konstatiert, siehe Anmerkungen im Aufsatz), sind außerhalb des reinen Forschungsbereichs normalerweise nach dem geltenden Subventionsrecht unzulässig. (Das Wirtschaftlichkeitsgebot hat Verfassungsrang und ist in allen Haushaltsordnungen des Bundes und der Länder verankert)

Schlussfolgerung: mit einem Konsens darüber, keine direkten und keine indirekten (EEG, Quotenanrechnung etc.) Subventionen für Wasserstoff aus Strom mehr zu gewähren, könnte allen Gesetzeszielen entsprochen werden. (Hinweis: die Brennstoffzelle ist nicht gemeint)

Wasserstoff aus Strom kommt im Original der Energiewende gar nicht vor

im fachlichen „Original“ der Energiewende, in einer der „Leituntersuchungen“ zur Energiewende der Bundesregierung, der Studie „Wege zu 100 % erneuerbarer Stromversorgung“ des Sachverständigenrats für Umweltfragen, trägt Wasserstoff als Speicher überhaupt nicht, nicht in einer Stunde des Jahres zur Systemoptimierung bei. Strom-Wasserstoff bzw. „power to gas“ spielt also in dem wissenschaftlich begründeten Konzept der Energiewende als Problemlösung gar keine Rolle, sondern ist von den genannten Interessengruppen in die Debatte hereingedrängt worden, um die bestehenden Kraftwerke vor der Absatzminderung durch Einspeisung von erneuerbarem Strom zu schützen.

Wasserstoff – Speicherung bzw. Wasserstoff – Elektrizitäts-erzeugung ist mit „0“ angesetzt

Klimaverträgliche und nachhaltige Stromversorgung im Jahr 2050

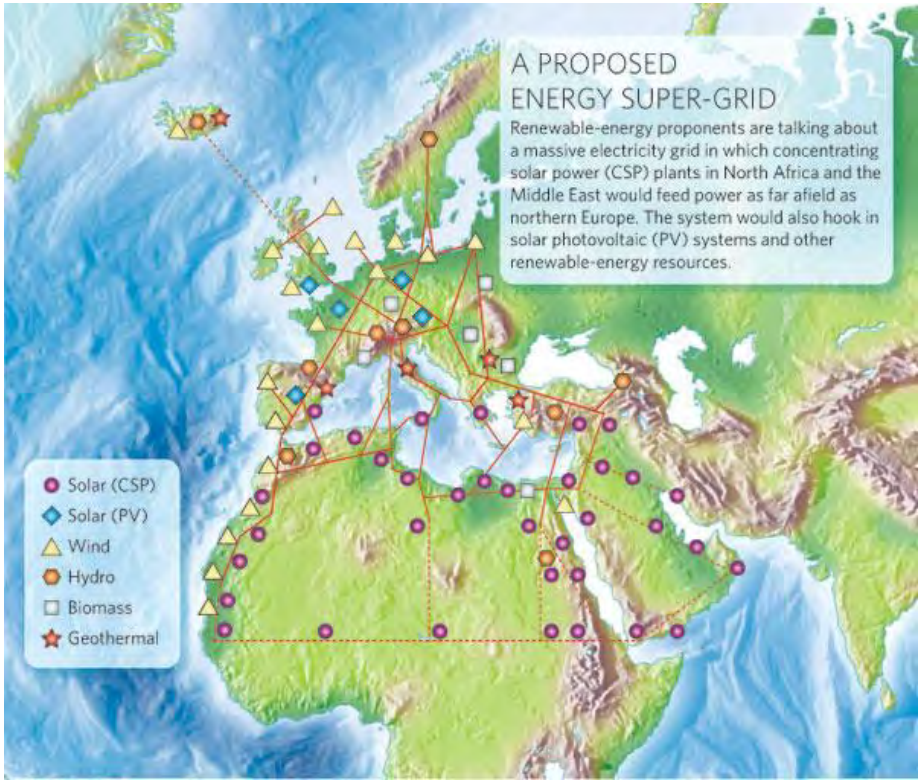
noch Tabelle 3-9

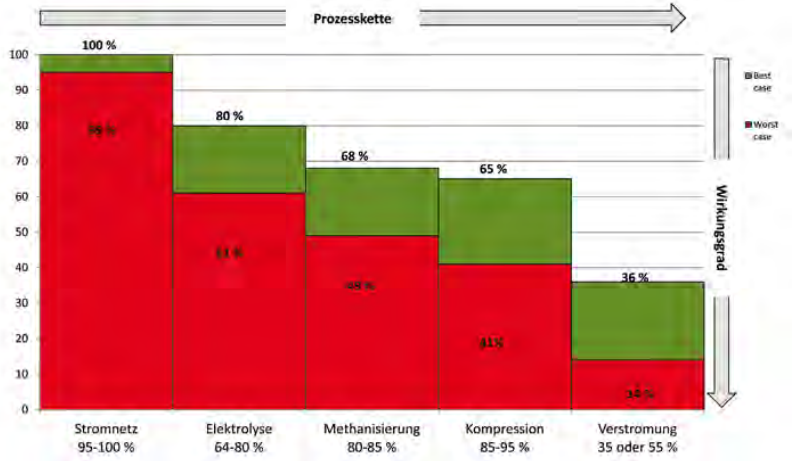
	Genutzte Leistung		Produktion		Genutztes Potenzial		Kosten			
	GW max		TWh/a		%		Mio. €/a		ct/kWh	
Feste Biomasse mit KWK	2,6	2,7	17,1	17,1	*40,8*	*40,8*	1.986	2.042	11,6	12,0
Biogas										
Biogas mit KWK	2,4	2,6	17,1	17,1	*64,3*	*64,3*	1.489	1.583	8,7	9,3
Laufwasserkraftwerke	4,1	4,1	20,2	25,3	*79,8*	*100,0*	1.337	1.337	6,6	5,3
Speicherwasserkraftwerke	0,3	0,3	2,3	2,3	*100,0*	*100,0*	107	104	4,7	6,9
Summen/Durchschnitt (brutto)	**120,9**	**237,6**	**437,2**	**595,4**			**22.117**	**41.373**	**5,1**	**6,9**
Import von Elektrizität			76,4	105,0			11.298	14.091	14,8	13,4
Speicherung von Elektrizität										
Pumpspeicher – Speicherung	0,8	0,6	1,5	0,8						
Pumpspeicher – Erzeugung	0,8	0,6	1,2	0,6			115	90	9,3	13,9
Druckluftspeicher – Speicherung	30,6	13,5	15,7	0,7						
Druckluftspeicher – Erzeugung	30,6	13,5	11,8	0,6			1.474	522	12,4	91,3
Wasserstoff – Speicherung										
Wasserstoff – Elektrizitätserzeugung										
Speicherverluste			4,7	0,3						
Gesamtnachfrage/-kosten	**81,0**	**111,5**	**509,4**	**700,0**			**35.004**	**56.075**	**6,9**	**8,0**
Überkapazität/-produktion	71,3	140,2	0,1	0,0						

Quelle: SRU 2010, basierend auf DLR 2010b

Vernetzen statt vernichten

Einspeisung und Erhalt von Strom statt Beschäftigungsprogramm für Atom- und Kohlekraftwerke





Ich danke für die Aufmerksamkeit

Vernetzen statt vernichten - Folien zur Veröffentlichung, Dr.-Ing. Hartmut Euler, Kiel

Nachtrag: Verbesserbarkeit des Wirkungsgrades durch Forschung bei power to gas ?

1. **Wirkungsgrad Elektrolyseur**, Strom – Brennstoff: hier gibt es eine physikalische Obergrenze von 86 %, die mit der Oberflächenspannung des Wasserstoffs zusammenhängt, (Hinweis Prof. Grotemeyer, physikalische Chemie, Uni Kiel) Die 2 MW Anlage der E.ON in Hamburg-Reitbrook ist mit 70 – 75 % Wirkungsgrad angegeben (kaum noch verbesserbar).
2. **Handling** des Wasserstoffs: Einpressen des Wasserstoffs in irgendeinen Speicher verbraucht 15 %, hierbei gehen wegen des Drucks und der geringen Größe das Wasserstoffatoms relevante Mengen normalerweise durch Verflüchtigung verloren. Zur Vermeidung muss man gefrieren / verflüssigen: Verlust ca. 20 %. Bei Einspeicherung in Erdgasnetze muss bei einem Anteil von mehr als ca. 5 % (um Verflüchtigung zu vermeiden) der Wasserstoff in Methan umgewandelt werden, (Wirkungsgrad Strom - H_2 - Methan nach Literatur praktisch nicht über 60 %.)
3. **Rückverstromung**: Brennstoffzellen erreichen Wirkungsgrade von kaum über 40 %, kleinere Motoren ebenfalls. Nur große Motoren von ca. 10 MW können Wirkungsgrade von 45 % erreichen. Die Wirkungsgrade der großen Gas und Dampf Anlagen von bis zu 60,5 % (Irsching, Weltrekord) können nicht herangezogen werden, da der Dampfturbinenprozess träge ist und solche Anlagen eher nicht für fluktuierenden Bedarf geeignet sind. Bei Gasturbinen sind aber etwas über 50 % schon gut.

Nachtrag: Ergebnis

(0,75 * 0,85* 0,97 * 0,4 = 0,247), also knapp 25 % bei kleinen Anlagen

oder (0,75 * 0,8 * 0,97 * 0,52 = 0,303), also 30,3 % bei grossen Turbinenanlagen und Verflüssigung

oder (0,6 * 0,97 + 0,52 = 0,303), also 30,3 % bei Methanisierung und Einspeisung ins Gasnetz und großer Gasturbine, Werte deutlich über 30 % sind schon „sportlich“ und die zitierten Angaben von Fraunhofer IWES von 36 % dürften in der Praxis draußen kaum erreichbar sein.

Hinweis 1: Einpressen, Gefrieren, Transport etc. sind konventionelle Techniken praktisch ohne Verbesserungspotential. Lediglich beim Elektrolyseur sind geringe, bei der Brennstoffzelle theoretisch deutliche (hier wird aber schon sehr lange geforscht!) Verbesserungsmöglichkeiten gegeben.

Hinweis 2: Ein Wirkungsgrad von 0,3 (30 %) bedeutet, dass 1 / 0,3 = 3,33 mal soviel Strom eingesetzt werden muss um eine kWh zurückzubekommen. 2,33 kWh pro kWh rückgewonnenen Stroms werden nur zum Ausgleich der Verluste benötigt.

ARCTIC DREAMS

© 2016 Macmillan Publishers Limited. All rights reserved.

Narsaq could be the site of Greenland's first major mine.

ESPEN RASMUSSEN/PANOS

As it pursues independence, Greenland seeks to develop its economy without ruining one of Earth's last pristine places.

BY JULIA ROSEN

The houses of Narsaq gleam in a cheerful riot of blues, reds and yellows. The crayon-coloured town spills across a hill that separates barren mountains from a fjord filled with icebergs. But up close, grimmer details come into focus; the paint on many homes is peeling, and few signs of life stir in the narrow streets.

Established as a trading post in 1830, Narsaq long served as a hub of Greenland's fishing industry — the backbone of its economy. But in the past few decades, modernization has moved much of the fishing offshore, and many jobs in Narsaq have disappeared. The town's 1,500 residents have been struggling to find a way forward.

The same could be said of Greenland at large. Part of the kingdom of Denmark since 1814, Greenland has transformed over the past century from a society based on subsistence hunting and fishing to one built around an industrial economy and a Nordic-style welfare system. But that rapid development has stalled, leaving communities such as Narsaq to grapple with economic stagnation and high rates of unemployment. At the same time, Greenland has sought to overcome its economic and political dependence on Denmark.

"I don't know any people — any country — who don't want self-determination, who don't want independence in the world," says Hjalmar Dahl, president of the Greenlandic branch of the Inuit Circumpolar Council. Some 80% of Greenland's population is Inuit.

Over the past 35 years, Greenland has gained increasing control over its internal affairs — it was granted self rule in 2009 — but it continues to receive Danish subsidies that account for roughly one-third of its gross domestic product (GDP). To gain true independence, it will have to generate almost US$1 billion in additional revenues — all from a population of just 56,000 people on an island with only 150 kilometres of roads and an ice sheet about 3 times the size of Texas.

But Greenlandic leaders see promise in places like Narsaq. Geological studies of the rugged peaks outside town have identified valuable deposits of rare-earth metals, uranium and zinc; a major mine is approaching the final stages of obtaining a permit. These are just some of many such deposits that have attracted the attention of international mining companies, and which proponents say could usher in a new era of prosperity.

Researchers and some residents have challenged the idea that Greenland can mine its way to independence. A bitter debate has erupted over the social and environmental impacts that mining will have on one of the last pristine parts of the planet. Now, leaders are looking for opportunities — and investors — to expand other industries such as tourism and agriculture, as well as ways to optimize Greenland's vast fishing sector. The government must juggle these goals while contending with climate change, which threatens traditional ways of life and potentially bolsters new ones.

Whatever route Greenland chooses to follow, researchers say that it needs to start paving the way now. Even if the island forgoes full political independence, Danish subsidies will remain fixed at 2009 levels, adjusted for inflation, and the funds will not help to cover the rising costs of Greenland's ageing population or to sustain small towns like

© 2016 Macmillan Publishers Limited. All rights reserved.

Narsaq. "It is a very urgent problem because Greenland already runs at a deficit," says Minik Rosing, a geologist at the University of Copenhagen who is well known in Greenland for his work on the island's future. Unless something changes, he says, "everything points toward the situation getting worse rather than better".

RICH ROCKS

Narsaq's name means 'plain' in Kalaallisut, the official language of Greenland, probably because the town occupies the flattest piece of land in sight. Mountains rise on all sides, their summits dulled by millions of years of glacial erosion. The inland ice sheet lurks just over the horizon, leaving only a thin ribbon of ice-free terrain. But what little exposed land there is happens to be rich in minerals (see 'Mineral futures'). The crust here is ancient — up to 3.8 billion years old, in places — and has seen many cycles of volcanism and rifting. These brought metal-rich fluids close to the surface, where they formed deposits. The island also has substantial offshore oil and gas resources that could come into play if fuel prices rise or exploration costs drop.

Interest in the minerals has grown over the past decade, thanks to a confluence of forces. Greenland gained the right to manage and profit from its mineral deposits in 2009, just as the global appetite for many metals started rising. Politicians quickly pointed to mining as the best, and perhaps only, way to offset Danish subsidies and make statehood possible.

> *"The dream that mining could be a quick fix — that's not going to happen."*

At the moment, many have their eye on the Kvanefjeld deposit near Narsaq, a contender to host Greenland's first major mine. The resource there is "potentially huge", says Kathryn Goodenough, a geologist with the British Geological Survey in Edinburgh. She works with EURARE, an initiative to develop Europe's rare-earth potential that brings together researchers and mining companies such as Greenland Minerals and Energy (GME), the Australian company behind the Kvanefjeld project.

GME has been exploring here since 2007 and has studied core samples from hundreds of holes drilled into the nearby mountains over the years. "It's like Swiss cheese up there," says Ib Laursen, a company representative based in Narsaq. GME has estimated that the rocks above the town hold approximately 11 million tonnes of rare-earth oxides and that Kvanefjeld is one of the largest rare-earth deposits outside China.

Another company is seeking to develop the Kringlerne deposit across the fjord, which it calls a world-class reserve of rare earths and other metals.

Until mining starts, it is not clear whether these deposits will prove as extraordinary as the companies contend, says Rosing. But the geologist, who grew up on a reindeer farm outside the Greenlandic capital, Nuuk, is optimistic about the future of the island's mining industry. "Greenland is exceptional, it is large," he says. "I think with enough effort, there will be definitely something happening."

Like many Narsaq residents, Mariane Paviasen desperately hopes that the mining boom doesn't start at Kvanefjeld. She works for Air Greenland, greeting the handful of helicopter flights that touch down on Narsaq's blustery landing pad. Her house, at the top of a narrow road on the far side of the town, is bright and inviting on a sunny day in September.

Some oppose the mine because it would bring an influx of foreign workers, but Paviasen is most worried about the uranium in the deposit, which GME plans to extract and sell along with the rare-earth elements. It's what first brought Narsaq to the attention of scientists, including Niels Bohr, who visited in 1957 as part of Denmark's investigations into atomic energy.

The country later banned all nuclear activity, including uranium mining, and Paviasen wishes that Greenland had upheld the tradition. "I think it is very dangerous stuff — the most dangerous stuff in the world," she says. That's why, in late 2014, she helped to found a citizens' group called Urani Naamik, or No to Uranium.

GME's current plans call for an open-pit mine on top of the plateau, about 10 kilometres from town. Paviasen's group has highlighted the potential risks from uranium to human and environmental health, through water pollution and dust exposure. "My husband and my sons and my father — they like to go out and catch some food," Paviasen says. But she wouldn't eat it if mining began.

Others, including environmental organizations in Denmark, have cited the dangers of the radioactive thorium in the deposits, which currently has little commercial value, and of fluorine-containing minerals that can acidify water. Such concerns have fuelled a heated dispute over how to balance the economic benefits of exploiting Greenland's natural resources with the environmental risks.

GME insists that Kvanefjeld can be mined safely. The company says that it is considering ways to contain the thorium, and that it will lock up fluorine by converting it into a marketable mineral. "That's a part of the demand from the government — to use best practices," Laursen says. Studies have found[1] that modern techniques for managing tailings can minimize the contamination risk, at least in the short term. The technical details of GME's plans, however, won't be revealed until the Environmental Impact Assessment report comes out later this year.

Economic forces may be the biggest barrier to Greenland's mineral plans: the prices of rare earths and other metals have slumped after reaching all-time highs in 2011. "The simple reality is, it doesn't look good," says Tim Boersma, a fellow at the Brookings Institution in Washington DC, who co-authored a 2014 report[2] on Greenland's mining potential.

Greenland would need about 24 major mines operating simultaneously to replace the Danish subsidy, according to a 2014 joint report[3] by the University of Copenhagen and the University of Greenland in Nuuk that assessed how the island's mineral resources might shape its future. Given what is known about the deposits, that would be a tall order even in good economic times, says Rosing, who chaired the committee that wrote the report. "The dream that mining could be a quick fix for the economy — that's not going to happen," he says.

POWER PLANS

As the results of the report have sunk in, talk of political independence has dwindled. Many Greenlanders realize that the process will take time, and Rosing says that some young people have started to question the benefits of completely severing ties with Denmark. In their view, he says, "a nation of 56,000 people is maybe not the best way of ensuring that individuals in Greenland can shape their own future".

Disappointments in the mining sector have spurred discussion about diversifying the strategy for economic self-sufficiency. Rosing suggests that Greenland should devise other ways to profit from what makes it unique. He is exploring the possibility of marketing rock flour — the fine powder created by glacial erosion — as a source of nutrients and neutralizing agents for tropical soils. And he says that Greenland should court industries that would benefit from its cold climate, such as computer-server farms, which use enormous amounts of energy for cooling.

Greenland has begun harnessing its torrents of glacial melt water to produce renewable energy. The island has 5 hydropower plants, and government estimates suggest that it has enough untapped potential to produce 800,000 gigawatt hours of energy per year — more than the total used by the United Kingdom and France combined. The aluminium producer Alcoa, based in New York City, has considered building a smelter to capitalize on the cheap energy and, in 2010, Greenland's national energy company launched a pilot project using hydropower to produce clean-burning hydrogen fuel.

For the moment, however, those options are largely prospects for the future. Today, about 40% of Greenland's workers are employed by

© 2016 Macmillan Publishers Limited. All rights reserved.

the public sector and 90% of its export economy revolves around fishing, particularly for northern shrimp (*Pandalus borealis*) and Greenland halibut (*Reinhardtius hippoglossoides*). Although catches remain good, west Greenland's shrimp stocks have declined over the past decade, perhaps influenced by climate change.

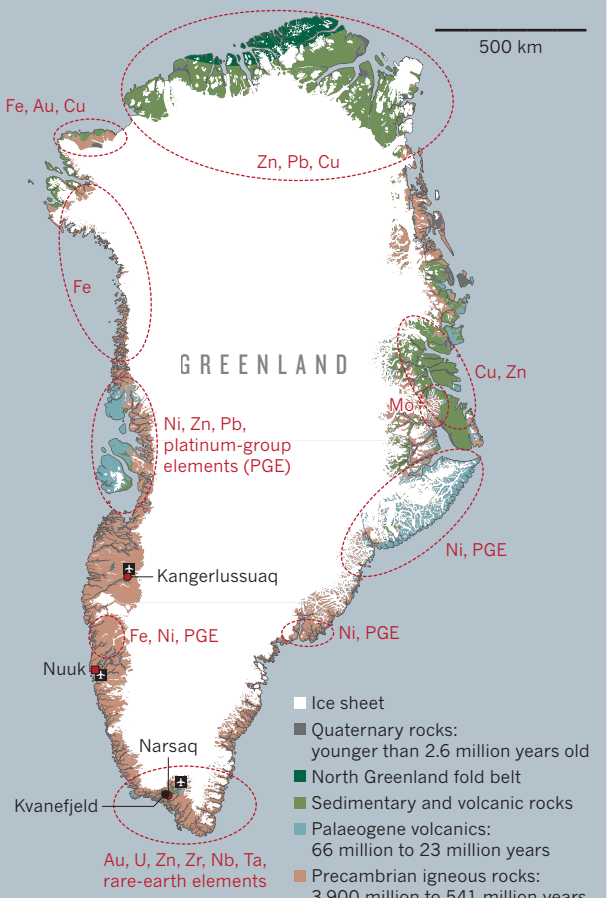
According to Helle Siegstad, director of fish and shellfish at the Greenland Institute of Natural Resources in Nuuk, the culprit could be Atlantic cod (*Gadus morhua*), a predator that could benefit from warming near Greenland and has started to reappear after being overfished. Another factor behind the shrimp's decline might be that climate change has caused a mismatch between their hatching time and the blooms of phytoplankton that they eat[4].

But higher water temperatures have also lured new species north, such as Atlantic mackerel, Atlantic herring and even some bluefin tuna[5], says Brian MacKenzie, a marine ecologist at the Technical University of Denmark in Kongens Lyngby. In recent years, temperatures off the coast of east Greenland have become warm enough for tuna, MacKenzie says. "It's basically a whole new habitat."

Siegstad says that the fishing fleet has been quick to pounce on these opportunities, and she is optimistic that changes in marine ecosystems will ultimately benefit Greenland's fishing industry. But even so, she worries about the island's overwhelming dependence on this variable, uncontrollable resource. "We are so sensitive," she says. "I hope we will have something else."

MINERAL FUTURES

Greenland is the world's largest island but has a population of just 56,000 people. Interest is growing in mining its rich mineral deposits, which could help Greenlanders to gain economic independence from Denmark.



MODIFIED FROM A SIMPLIFIED MAP BY THE GEOLOGICAL SURVEY OF DENMARK AND GREENLAND (GEUS)

GROWTH INDUSTRY

Thirty minutes by boat from Narsaq, Kalista Poulsen and Agathe Devisme share 10 hectares of land with 300 head of sheep. Compared with the surrounding tundra, their grassy farm is lush. Purple wildflowers and *Angelica archangelica* — a popular medicinal herb — line their carefully manicured fields.

The couple is part of Greenland's budding agricultural industry — one of several small sectors of the economy that the island's leaders are trying to expand. Agriculture currently accounts for less than 1% of Greenland's GDP, but that figure could grow thanks to climate change, which has boosted temperatures in the south by almost 2 °C over the past few decades. Modelling work[6] by Jens Christensen and others at the Danish Meteorological Institute in Copenhagen suggests that if the world warms according to some of the most dramatic projections, the length of the growing season in southern Greenland will more than double.

But the climate is likely to become more variable, too. Already, a string of dry summers has forced farmers to import extra supplies of hay from abroad, supplementing the feed that they grow to get the animals through the long, brutal winter. This has left them wondering whether climate change will help or hurt them, says Devisme. "For the moment, it's more, kind of, disturbing."

To supplement their farming income, Devisme also runs a small bed and breakfast, where visitors come to relax or to fish for Arctic char in the stream behind the fields. Many Greenlanders see the island's nascent tourism industry as a welcome alternative to exploitative activities such as the mining at Kvanefjeld, which Devisme says poses a threat to her businesses.

In 2013, the government counted roughly 35,000 visitors, who contributed around 3% of GDP. Greenland hopes to ramp up adventure tourism, such as hiking and kayaking, and boost cruise-ship traffic — a pattern that has succeeded in Iceland. The consulting firm Ramboll, based in Orestad, Denmark, has projected that the tourism industry could more than double by 2025, although this would require strong investment in infrastructure such as hotels and airports, as well as increased marketing and international cooperation.

But, if Greenland is to benefit from these industries, its people must have the skills to work in them. Developing the island's human capital may be the key to Greenland's success, according to a 2013 report[7] by the Copenhagen Institute for Futures Studies.

Today, although many Greenlanders possess a wealth of informal knowledge, only 35% of students go beyond compulsory school, which they finish at age 15 or 16. The government aims to boost the number continuing with their training, and the plan starts with strengthening elementary education.

The residents of Narsaq are doing their part. Here, late on a Sunday afternoon, workers bustle around a fenced-off construction site in the centre of town. A crane swings overhead, hoisting wooden beams onto a tower of scaffolding, where crews are renovating the red-panelled school. It will soon boast a wall of windows, giving Narsaq's children a grand view of the mineral-rich mountains, the ice-choked fjord and their own small town — as it lurches forward into Greenland's uncertain future. ■

Julia Rosen *is a journalist in Portland, Oregon.*

1. Committee on Uranium Mining in Virginia, Committee on Earth Resources, Board on Earth Sciences and Resources, National Research Council *Uranium Mining in Virginia* (National Academies Press, 2012); available at http://doi.org/bd5g
2. Boersma, T. & Foley, K. *The Greenland Gold Rush: Promise and Pitfalls of Greenland's Energy and Mineral Resources* (Brookings Institution, 2014); available at go.nature.com/l4rlhh
3. The Committee for Greenlandic Mineral Resources to the Benefit of Society *To The Benefit of Greenland* (Univ. Copenhagen and Univ. Greenland, 2014); available at go.nature.com/mzqpaz
4. Koeller, P. *et al. Science* **324,** 791–793 (2009).
5. MacKenzie, B. R., Payne, M. R., Boje, J., Høyer, J. L. & Siegstad, H. *Glob. Change Biol.* **20,** 2484–2491 (2014).
6. Christensen, J. H., Olesen, M., Boberg, F., Stendel, M. & Koldtoft, I. *Future Climate Change in Greenland: Kujalleq Municipality* (Danish Meterological Institute, 2016); available at go.nature.com/m9jybw (in Danish).
7. Copenhagen Institute for Futures Studies *Future Scenarios for Greenland* (Copenhagen Institute for Futures Studies, 2013); available at go.nature.com/rtjys8

© 2016 Macmillan Publishers Limited. All rights reserved.