

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

Berechnungen zum Aufsatz

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 H₂ 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 CO₂ - Emissionen des deutschen Kraftwerksparks betragen (vom Umweltbundesamt hochgerechnet) 2012 576 g / kWh (317 Mio t CO₂) 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 (Wasser, Wind Solar, Biomasse, Abfall)	139 Mrd kWh	25,3 %

(Umweltbundesamt: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012, S 12, 13, 17)

Spezifische Emissionen Brennstoffe:	Braunkohle/	Steinkohle/	Mineralöl/	Erdgas
	404 g/kWh	339 g/kWh	280 g/kWh	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
	NO _x	271.300 t	0,490 g/kWh Strom

Ergebnisse: Hinsichtlich Klimabilanz ergeben sich in allen Varianten **Mehremissionen** in Höhe von 3700 bis 5400 Tonnen CO₂ zusätzlich.

Bei den **Schadstoffen** bewegen sich die bilanzierten **Zusatzemissionen**

für SO₂ zwischen 2,1 und 4,3 Tonnen

für NO_x zwischen 3,1 und 6,0 Tonnen

Gegenrechnung: SO₂ Emissionen für Erdgas – Reformer und den Verkehrsbereich gering
die NO_x Emissionen sind für Erdgas – Reformer ebenfalls gering,

NO_x 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.

Gemäß beigefügter Excel-Tabelle

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 excel Tabelle)

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 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 ¹	0,09 kWh
Speicher mit Pumpstrom ¹	0,34 - 0,42 kWh
Druckluftspeicher ¹	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 - 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 Excel-Tabelle) 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.

¹ Hier nur nachrichtlich

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 vorhandenen 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 Gesamtpotential 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.)