

Anlage 12

Auswertung der Studie »Wege für die Erneuerung«

Herausgeber: Jülich Forschungszentrum, Institut für techno-ökonomische Systemanalyse (IEK)¹

Die Studie geht nicht von dem 1,5-Grad-Ziel aus. Grundlage ist stattdessen das von der Bundesregierung gesetzte Ziel einer Reduktion von Treibhausgasen um 80% bis 90%. Es wird ein 80%-Reduktionspfad bis 2050 und ein 95%-Reduktionspfad dargestellt. Die Grafik auf Seite 10 der Kurzfassung lässt erkennen, dass der Reduktionspfad 95% bis 2040 dem 80%-Pfad entspricht. Der Grund dafür: Der Kohleausstieg wird für 2038 wie im Kohlekompromiss angenommen. Deshalb knickt die Kurve erst nach 2040 nach unten ab.

Allerdings sagt die Studie, dass auch dieser Reduktionspfad bis 2040 mit den bisherigen Maßnahmen der Bundesregierung nicht erreicht wird.

Im Folgenden werden nur die Daten für den 95%-Pfad dargestellt:

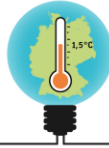
Eckpunkte:

- Empfehlung von 95% THG-Reduzierung bis 2050 – selbst dies bedeutet eine enorme Beschleunigung des heutigen Pfades der Bundesregierung.
- Zuwachs der Windenergie von 6,8 GW pro Jahr bis 2050

Anmerkung: Dies entspricht knapp dem Zuwachsziel onshore im Mittelweg

- Relativ wenig PV und Offshore-Wind, dafür mit 445 TWh/a sehr viel Biomasse
- Verdoppelung der energetischen Sanierungsrate auf 2%. Wärmepumpen nehmen Schlüsselstellung ein
- Wasserstoffstrategie als Grundlage der Umstellung der Industrie und für die Erzeugung von PtX

¹ Siehe IEK 2019



- Es werden Importe von PtX nötig sein. Bereits heute müssen die Märkte dafür entwickelt werden.
- Die Studie geht von einer stärkeren Verlagerung von Verkehr auf die Schiene aus als vom BDI vorgeschlagen², aber weniger als vom Wuppertal-Institut angenommen wird³; sie setzt auf eine starke Rolle der Brennstoffzelle, beim LKW sogar dominierend mit 70%. Entsprechend rechnet sie nicht mit Oberleitungen auf den Autobahnen.
- Der Kurzzeitspeicherbedarf wird durch E-Mobile gesichert, der Mittelspeicherbereich benötigt nur 245 GWh mit 5 GW Leistung. Es werden 109 TWh Langzeitspeicher gebraucht. Die Notstromaggregate benötigen 46 GW Leistung, davon sind $\frac{3}{4}$ Brennstoffzellen. Die restliche Leistung soll durch Gasturbinen geliefert werden.

Rahmendaten:

- Bevölkerung sinkt auf 76,6 Mio. Einwohner*innen
- Wohnfläche steigt um 11%
- Personenverkehr sinkt leicht wegen der Bevölkerungszahl, der Güterverkehr nimmt um 47% zu
- Es wird eine einheitliche Klimapolitik der EU angenommen

Endenergieeinsparung:

- Gebäude: -54%
- Industrie: -37%
- Verkehr: -55%

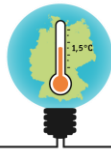
2050 entfallen 70% der Restemissionen (52 TE) auf die Industrie. Verkehr, Gebäude und Energie sind fast klimaneutral.

Anmerkung: Hier fehlt die Landwirtschaft, die Bodennutzung und die mögliche Kompensation durch die Wälder.

Die Mehrkosten betragen 192 Mrd. €/a im letzten Jahr der Umstellung (2050). Die eingesparten Energiekosten im Jahr 2050 sind 64 Mrd. €/a, das entspricht

² Siehe BDI 2018

³ Siehe Wuppertal 2017



2,8% des BIP. Die Vermeidungskosten betragen 170 €/t CO₂. Die Grenzvermeidungskosten betragen allerdings 744 €/t CO₂. Die Gesamtzusatzkosten der Umstellung nach Abzug der Einsparungen betragen 1.850 Mrd. €.

Anmerkungen:

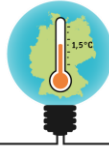
- *Seltsam an der Darstellung ist, dass die jährlichen Kosten erst am Schluss das höchste Niveau erreichen. Ursache dafür ist die Annahme, dass am Anfang sehr wenig investiert wird und der eigentliche Umbau erst von 2040 bis 2050 stattfindet. Der wesentliche Grund dürfte daran liegen, dass der Kohlekompromiss nicht infrage gestellt wird. Das lässt darauf schließen, dass der Umbau viel schneller möglich ist, wenn er sofort beginnt und dann auch erheblich günstiger wird.*
- *Rechnet man die Gesamtkosten auf 30 Jahre um, ergibt sich nur 64 Mrd. €/a. In der Fraunhofer-Studie wurde stattdessen angenommen, dass am Anfang viel investiert wird, sodass relativ schnell fossile Kraftstoffe eingespart werden und bereits nach 15 Jahren mehr gespart als zusätzlich ausgegeben wird.*

Die Hauptkosten für die Umstellung liegen beim Verkehr, Speicher und PtX.

Anmerkung: Seltsamerweise sind die angesetzten Kosten im Bereich Häuser und Industrie eher gering.

Energieerzeugung:

- Kraftwerkskapazität: 471 GW
 - davon Wind 264 GW
 - davon offshore 34 GW
 - davon PV 167 GW
 - davon Wasserstoffturbine 30 GW
 - Rest Wasserkraft + Biomasse
- Zubau jährlich: 11,5 GW (davon 6,6 GW Wind, 3,9 GW PV)
(zum Vergleich: 2011/2012 lag der Zubau bei 10 GW)
- Elektrolyseleistung Inland 62 GW

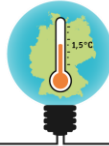


Primärenergie:

- Primär gesamt 1806 TWh
 - Anmerkung: »Gesamt« enthält nur den Energiegehalt der PtX-Stoffe, nicht aber den dafür nötigen Strombedarf. Damit kämen noch 288 TWh für PtL und 55 TWh für PtG hinzu.*
 - Gesamt (mit Strom für Import-PtX) 2149 TWh
- Importe und Exporte = 20%
 - Fossil 63 TWh
 - PtL 144 TWh
 - Wasserstoff 219 TWh
 - Netto-Import-Strom 21 TWh
 - davon Strom-Import 75 TWh
 - davon Strom-Export -54 TWh
- Bruttostromerzeugung 1072 TWh
 - davon PV 193 TWh = 18%
 - davon Wind 697 TWh = 65%
 - davon onshore 543 TWh
 - davon offshore 154 TWh
 - davon Wasser 24 TWh
- Biomasse 445 TWh = 25%

Energieträger:

- Gesamt 2254 TWh
- Fossil 63 TWh
- PtL 144 TWh
- Biokraftstoff 48 TWh
- Wasserstoff 399 TWh
 - davon Import 219 TWh = 53%



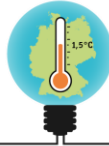
- davon PtG 180 TWh
- benötigt Strom (Elektrolyse) 261 TWh = 26%
- Nettostromverbrauch gesamt 1008 TWh
 - davon Endstromverbrauch 519 TWh
 - davon aus Wasserstoff 52 TWh = 5%
 - davon aus Erdgas = 1%
- Wärme 1081 TWh
 - davon Pt-Heat 579 TWh
- benötigt Strom 228 TWh
 - davon Wärme direkt 502 TWh
 - davon aus Biomasse 225 TWh

Endenergie:

- Gesamt 1623 TWh
- Gebäude 524 TWh
 - Einsparung 619 TWh
- Industrie 721 TWh
 - Einsparung 430 TWh
- Verkehr 378 TWh
 - Einsparung 454 TWh

Sonstiges:

- Volllaststunden onshore 2350 Std/a
- Volllaststunden offshore 4600 Std/a
- Volllaststunden Elektrolyseure 2900 Std/a
- Die Studie geht von einem Neubau des Wasserstoffnetzes aus. Die Kosten dafür betragen 0,6–1,7 ct/kWh Wasserstoff. Eine Verwendung des Erdgasnetzes wird nicht ausgeschlossen, wurde aber nicht geprüft. Das



Netz soll in den Häfen Emden, Bremen, Hamburg und Stralsund beginnen und strahlenförmig ganz Deutschland anschließen.

Speicher:

- Kurzzeitspeicher für Schwankungen im Stundenbereich – bei Wind und Sonne, Tag und Nacht: Wenn 10% der Speicher der E-Mobile zur Verfügung stehen, reicht das als Tagesspeicher aus.
- Mittelzeitspeicher für Schwankungen während einer Woche: Pumpspeicher 56 GWh (wie heute – kein Ausbau) und Druckluftspeicher (Kapazität 189 GWh, Leistung = 5 GW).
- Langzeitspeicher für Jahreszeitenausgleich und kalte Dunkelflaute: Gaskavernen und Porenspeicher, 42 TWh Methan und 67 TWh Wasserstoff. Zur Rückerzeugung von Strom werden 13 GW Gas- bzw. GuD-Kraftwerke und 33 GW Festoxidbrennstoffzellen benötigt.

Anmerkung: Bei einem Nettostrombedarf von 1008 TWh ergibt sich ein Durchschnittsstrombedarf von ca. 50 TWh für zwei Wochen plus zusätzlich 24 TWh für den Spitzenbedarf für die Wärmepumpen in den zwei Wochen – also ca. 65 TWh Speicherbedarf für die kalte Dunkelflaute. Dann bleiben noch ca. 45 TWh Winter-Sommer-Verlagerung.

Wärme:

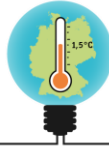
- Anzahl Wärmepumpen 14 Mio. = 93% der Heizungen
- Strommehrbedarf 131 TWh

Industrie:

- Komplettumstellung der Eisen-/Stahlherstellung auf Wasserstoffdirektreduktionsverfahren und das Elektrolichtbogenverfahren
- Industrie-Wasserstoff-Bedarf 399 TWh
 - davon für Roheisenherstellung 46 TWh

Verkehr:

- PtL für Flugzeuge und Schiffe wird komplett importiert
- Personenverkehr stagniert bzw. leichter Rückgang,
- Personenverkehr Bahn + 22 %



- Güterverkehr wird stark anwachsen.
 - davon 66% LKW
- Kurzzeitspeicher: 10% der Speicher der E-Mobile stehen als Speicher zur Verfügung
- Kraftstoff PKW: 37% Wasserstoff, 9% PtL-Benzin, 17% Bio-Diesel, 37% Strom
- Antrieb PKW: 21% (Hybrid-)Verbrennung, 20% Plugin-Hybrid, 33% BSZ, 26% E-Motor
- Kraftstoff LKW: 70% Wasserstoff, 20% PtL-Diesel, 10% Strom
- Antrieb LKW: 70% Brennstoffzelle, 17% Hybrid, 13% E-Motor
- Oberleitung nicht wirtschaftlich
- Die Verkehr-Szenarios sind sehr labil gegen leichte Preisschwankungen