

SRU-Stellungnahme:

100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar

Die Studie testet auf Grundlage des REMix-Modells des Deutschen Zentrums für Luft und Raumfahrt unterschiedliche Szenarien (Stromverbrauch in Deutschland 500 bzw. 700 TWh/a, Deutschland isoliert, Stromverbund mit Dänemark und Norwegen, Stromverbund Europa-Nordafrika) und für die Umstellung der gesamten Stromversorgung auf Erneuerbare Energien im Jahr 2050.

1. Mögliche Szenarien zur Vollversorgung mit Erneuerbaren im Jahr 2050:

- **Deutschland kann sich bis 2050 autark mit Strom aus Erneuerbaren Energien versorgen sowohl bei einem angenommenen Strombedarf von 509 TWh/a als auch bei 700 TWh/a**

Verbrauch 509 TWh/a:

- Stromzusammensetzung:
 - 76 TWh aus 33GW Onshore
 - 317 TWh aus 73 GW Offshore
 - 88 TWh aus 86 GW PV
 - 25 TWh aus 4,5 GW Wasserkraft
 - 71 TWh aus 33 GW Biomasse (gesamt feste Biomasse zur Stromerzeugung genutzt)
 - 51TWh in Druckluftspeichern, 1,2 TWh in Pumpspeichern
 - Überproduktion 53 TWh abgeregelt über Windanlagen
- Kapitalkosten: 45,9 Mrd. Euro/a, durchschnittliche Stromgestehungskosten 0,090 Euro/KWh

Verbrauch 700 TWh/a

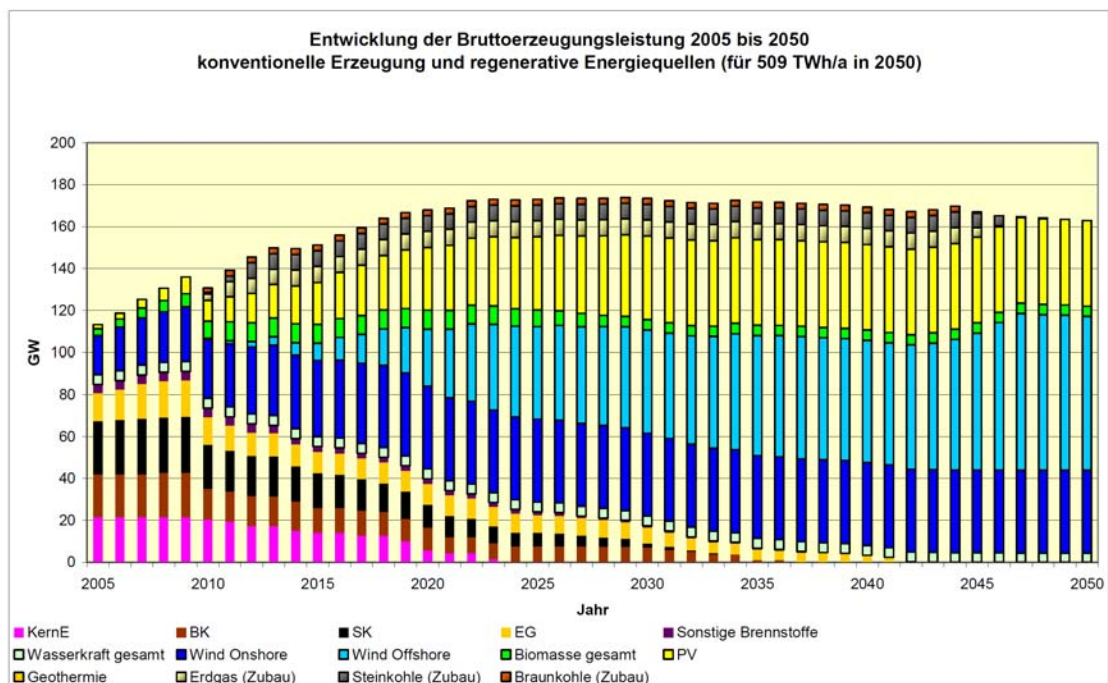
- Stromzusammensetzung:
 - 91 TWh aus 39,5 GW Onshore
 - 317 TWh aus 73 GW Offshore
 - 112 TWh aus 110 GW PV
 - 25 TWh aus 4,5 GW Wasserkraft
 - 71 TWh aus 38 GW Biomasse (gesamt feste Biomasse zur Stromerzeugung genutzt)
 - 147 TWh aus 18,3 GW Geothermie
 - 60 TWh in Druckluftspeichern, 1,4 TWh in Pumpspeichern
 - Überproduktion 45 TWh abgeregelt über Windanlagen
- Kapitalkosten: 81 Mrd. Euro/a, durchschnittliche Stromgestehungskosten 0,115 Euro/KWh (Preissteigerung aufgrund teurer Geothermie-Nutzung)

- **Durch einen Verbund mit Dänemark und Norwegen sinken die Kosten, da die effizienten norwegischen Pumpspeicherkraftwerke genutzt werden können. Umbau der Wasserkraftwerke in Norwegen zu Speichern relativ einfach, da meist bereits Ober- und Unterseen existieren.**
 - Szenario 1: nationale Vollversorgung mit ausgeglichener Export-, Importbilanz (Austausch bis zu 15% der Gesamtproduktion)/
Stromverbrauch 509 TWh/a
 - Erzeugungskosten sinken von 0,09 auf 0,07 Euro/KWh
 - Erzeugungsleistung sinkt von 230 auf 163 GW
 - Überschüssige Produktion sinkt auf 0,8 TWh/a
 - Kapazität der Druckluftspeicher sinkt auf 18GW
 - Zusammensetzung: PV -47GW, Biomasse -27GW (nur noch KWK), Onshore plus 6,4 GW (maximales Potenzial)
 - Stromverbrauch 700 TWh/a
 - Erzeugungskosten 0,098 Euro/KWh
 - PV steigt auf 110GW, Geothermie 14,4GW, Druckluftspeicherkapazitäten 23,5GW mit schlechter Auslastung
 - Szenario 2: Nettoimport 15% des Stromverbrauchs
Stromverbrauch 509 TWh/a
 - Erzeugungskosten sinken geringfügig auf 0,065 Euro/KWh
 - Erzeugungsleistung sinkt auf 107 GW
 - Kapazität der Druckluftspeicher sinkt auf 18GW
 - Keine PV, Onshore 25GW (-15GW)
 - Importierter Strom relativ teuer, deshalb geringe Reduktion der Gesamtkosten durch vermiedene Investitionskosten
 - Stromverbrauch 700 TWh/a
 - Erzeugungskosten 0,072 Euro/KWh
 - Nötige Erzeugungskapazität 234GW
 - PV 110GW, Onshore 39,5 1,8GW Geothermie
 - Benötigte Leitungskapazitäten zwischen Deutschland und Norwegen: 42-69GW (je nach Szenario)
- **Verbund Europa-Nordafrika zur regenerativen Vollversorgung bringt wenige für D keine nennenswerten Vorteile, braucht aber mehr Zeit wegen Leitungsnetzausbau und politischen Hindernissen,**
Stromverbrauch 509TWh
 - Stromerzeugungskosten bleiben konstant 0,065 Euro/KWh
 - Druckluftspeicher steigen leicht, installierte Erzeugungsleistung steigt leicht → norwegische Speicher werden von weiteren Ländern genutzt (Modell ohne Speicher außerhalb Deutschlands und Norwegens)
 - Keine PV in Deutschland, nur Wind, Wasser, Biomasse
- **Empfehlung: Möglichst bald Kooperation mit skandinavischen Ländern**

2. Der Umbau des bestehenden Kraftwerkspark zu den Erneuerbaren

- Bei einem Treibhausgasemissionsziel von 80% bis 2050 stehen dem Bereich der Stromerzeugung 65 Mt CO₂ zur Verfügung, bei einem Ziel von 95% Reduktion nur 16Mt CO₂. Bei Realisierung aller derzeit geplanten Kohlekraftwerke (ohne CCS) und einer jeweiligen Laufzeit von 45 Jahren ergeben sich allerdings ca. 100 Mt pro Jahr. Nach dem SRU ist CCS eine mögliche, aber nicht nachhaltige und nicht erforderliche Strategie.
- Übergangsszenario
 - Annahmen: Laufzeit aller Wärmekraftwerke (inkl. Atomkraftwerke) 35 Jahre, geplante Gaskraftwerke werden realisiert, geplante Kohlekraftwerke nicht (→ letztes Wärmekraftwerk geht 2048 außer Betrieb), Austausch mit Dänemark und Norwegen, ausgeglichene Stromhandelsbilanz, nur Optimierung für 2050 (nicht jährlich), durchschnittliche Witterungsverhältnisse
 - Ergebnisse: kontinuierlicher Ausbau der Erneuerbaren Erzeugungskapazitäten mit Wachstumsraten nur knapp über dem Trend zwischen 2005 und 2009, durchschnittlicher Zubau von 6GW pro Jahr, deutsches Potenzial zur Produktion und Errichtung der Anlage ist schon heute höher, Ausbau der Off-Shore Windenergie neue Herausforderung, aber realistisch im vergleich zu bisherigen Planungen, bei 700 TWh/a Ausbau 8 GW/a; wichtig: Speicher- und Netzausbau!!!

Entwicklung der gesamten Erzeugungskapazitäten in Szenario 2.1.a
(509 TWh/a in 2050) von 2005 bis 2050



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-10; Datenquelle: UBA 2009; BDEW 2008

3. Ausbau der Energieinfrastruktur mit Netzen und Speichern

- Beim Stromverbund mit Dänemark und Norwegen ist die
- Stromerzeugung in Deutschland und Pumpspeicherkraftwerke in Norwegen ergänzen sich – Stromverbund führt über das Jahr zu Vergleichmäßigung der Pegelstände über das Jahr in den norwegischen Pumpspeichern
- Ausbau der Pumpspeicher in Norwegen (derzeit 8GW) nötig, ab 2017 wäre Speicherbedarf größer, 2020 schon bei 16GW
- Übertragungskapazität noch größerer Engpass: bereits 2020 16GW nach Norwegen nötig, Ausbau ökologisch sinnvoll und wirtschaftlich tragbar, da neue Leitungen schnell voll ausgelastet werden, 2050 42GW Übertragungskapazität nötig
- Forcierter nationaler Netzausbau (Nord-Süd) erforderlich (DENA-Netzstudien mit zu kurzem Zeithorizont und zu geringen Ausbautzahlen bei der Windenergie)
- Netzausbau sehr wahrscheinlich nachhaltig – im größeren Stromverbund Europa-Nordafrika wird im Modell sogar mehr Leitungskapazität benötigt
- **Ausbau von Speichern und Netzen wahrscheinlich der zentrale Engpass für den Ausbau der Nutzung der EE (nicht Potenziale und Technologien)**
- Grundlastkraftwerke nicht mehr nötig im Szenario mit hohem EE-Anteil → Volllaststunden der Wärmekraftwerke sinken über die Zeit → Neubau nicht mehr unbedingt rentabel (weniger Volllast, schnellere Materialermüdung durch An- und Abschalten)
- Gaskraftwerke können Funktion der Speicher (Spitzenlast) übergangsweise ersetzen
- **Grundsatzentscheidung: Umstellung auf EE oder nicht muss heute getroffen werden wegen Systemgegensatz zwischen Grundlastkraftwerken und regenerativen Energiequellen → Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke und geplanter Neubau von Wärmekraftwerken nicht mit Übergangsstrategie zu Erneuerbarer Stromversorgung vereinbar**
- Kosten des Entwicklungspfads:
 - ab einem Zeitpunkt zwischen 2029 und 2044 (unterschiedliche Szenarien aufgrund großer Unsicherheit bei der Schätzung der Kostenentwicklung) ist Strom aus EE billiger als konventioneller Strom
 - Nachteil des Umsteuerns: während der nächsten zwei Jahrzehnte ist Strompreis um etwa 2-3,5 c/kWh teurer

4. Zentrale Strategieelemente als Prioritäten für die Politik:

- Klare politische Botschaften (Notwendigkeit einer Systementscheidung)
- Integriertes Konzept für den Übergang (keine Laufzeitverlängerung und Wärmekraftwerksneubau)
- Gesellschaftlicher Diskurs und Schaffung von Akzeptanz (Erzeugung und Übertragung EE)
- Klare rechtliche Voraussetzungen (national und europäisch)
- Ausbau der Erzeugungskapazitäten
- Übertragungsnetze in Deutschland
- Energiekooperation mit Skandinavien
- Entwicklung von Speichertechnologien (Druckluftspeicher, Methan, Abwärmenutzung)