

SZENARIO ZUR NACHHALTIGEN STROMVERSORGUNG DEUTSCHLANDS BIS 2050

Franz Trieb, Joachim Nitsch, Lars-Arvid Brischke,
 Institut für Technische Thermodynamik
 des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)

Das vorliegende Langfristszenario der zukünftigen Stromversorgung Deutschlands zeigt, dass der Umbau der gegenwärtig bestehenden in eine nachhaltige Stromversorgung bis 2050 möglich ist. Durch eine ausgewogene Kombination regenerativer Energiequellen und die Vernetzung kleiner, dezentraler Erzeugungsanlagen bei gleichzeitiger Bildung internationaler „Energiepartnerschaften“ kann eine sichere Stromversorgung trotz des hohen Anteils von Energie aus fluktuierenden Quellen erreicht werden.

1. Einleitung

Die Klimaschutzziele der Bundesregierung und der beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie erfordern in den nächsten Jahrzehnten den Umbau der gegenwärtig bestehenden in eine strukturell völlig anders geartete Stromversorgung. Regenerative Energien (REG) und der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) müssen dazu einen wesentlichen Beitrag leisten. Die aktuellen Gesetze zu ihrer Unterstützung sind dafür eine wesentliche Voraussetzung. Aufgrund der Alterstruktur des Kraftwerksbestandes sind im Jahr 2010 noch 65 % der heute existierenden Kraftwerke in Betrieb; im Jahr 2020 sind es nur noch etwa 35% /1/. Es gibt also genügend Spielraum für eine deutliche Veränderung der Struktur des Kraftwerksparks. Das hier vorgestellte Langfristszenario bis 2050 zeigt, in welchen Schritten der Umbau erfolgen und wie eine künftige Stromversorgungsstruktur aussehen kann, die den Kriterien einer nachhaltigen Energieversorgung genügt. Insbesondere wird dargelegt, welche Aspekte berücksichtigt werden müssen, um die technische Realisierbarkeit des Szenarios bei hohen Anteilen von REG zu gewährleisten.

2. Das Szenario

Die Grundlagen des hier vorgestellten Szenarios sowie die resultierenden Kraftwerksstrukturen und Versorgungsbeiträge der REG sind in /2/ und /3/ erarbeitet worden. Eine Synthese mit den parallel verlaufenden Entwicklungen bei der effizienteren Stromnutzung und dem Ausbau der KWK wurde in /4/ vorgenommen. Vom dort entwickelten „Nachhaltigkeitsszenario“ stammen die hier benutzten Eckdaten der zukünftigen Stromversorgung. (Bild 1)

2.1 Entwicklung der Stromnachfrage

Wichtiger Bestandteil einer nachhaltigen Stromversorgung ist eine effizientere Stromnutzung. Trotz deutlich wachsender Wirtschaftsleistung kann so die Bruttostromerzeugung bis 2050 voraussichtlich von derzeit 553 TWh/a auf etwa 430 TWh/a sinken bei einem von 473 auf 385 TWh/a zurückgehenden Endenergieverbrauch an Strom. Unterstützend wirkt längerfristig der deutliche Bevölkerungsrückgang. Änderungen wird es ebenso in der zeitlichen Struktur der Stromnachfrage geben. So unterscheiden sich die Wachstumsraten der Verbrauchssektoren; einem deutlichen Rückgang des Stromverbrauchs in privaten Haushalten stehen ein nur schwacher Rückgang im Dienstleistungssektor und Anstiege im Industrie- und Verkehrsbereich gegenüber. Ebenfalls verändern unterschiedlich wachsende Stromanwendungen die Nachfragestruktur; z.B. dadurch dass Nachtspeicherheizungen durch Wärmepumpen ersetzt und diese als „Niedrigtarifspeicherheizungen“ unabhängig von der Tageszeit verwendet werden oder der Stromverbrauch für Telekommunikation überproportional wächst.

2.2 Abbau der Kernenergie und Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung

Eine wichtige Randbedingung für die zukünftige Stromwirtschaft ist der Konsens zum Ausstieg aus der Kernenergie vom Juni 2001. In dieser Vereinbarung verständigten sich Bundesregierung und Versorgungsunternehmen darauf, die künftige Nutzung der vorhandenen Kernkraftwerke auf insgesamt 32 Betriebsjahre für jedes Kraftwerk zu befristen. Auch der Beitrag der Kraft-Wärme-Kopplung, sowohl mit „konventionellen“ Heizkraftwerken und Blockheizkraftwerken aber mittelfristig auch mit Mikrogasturbinen und Brennstoffzellen, orientiert sich im Szenario an den Zielvorstellungen der Bundesregierung. Er wird sich bis 2020 etwa verdoppeln. Bei sinkender Stromnachfrage und dem angenommenen Ausbau der KWK und der REG werden daher die Anteile fossil gefeuerter Kondensationskraftwerke in dem Szenario bis 2050 stark reduziert. Im Wesentlichen werden gasgefeuerte GuD-Kraftwerke zum Einsatz kommen, die flexibel an das Angebot der REG angepasst werden können.

2.3 Ausgewogene Kombination heimischer regenerativer Energien und internationale Energiepartnerschaften

Um eine strukturell und ökonomisch attraktive Stromversorgung mit dominierendem Anteil von REG zu erhalten, müssen alle verfügbaren regenerativen Quellen in einem ausgewogenen Mix genutzt und ihre Eigenschaften und Fähigkeiten in geeigneter Weise kombiniert werden. Das betrifft sowohl die heimischen Energiequellen

- Windenergie mit deutlichem Schwerpunkt im Norden inkl. Offshore-Standorten
- Wasserkraft mit deutlichem Schwerpunkt im Süden

- Photovoltaik mit nahezu gleichförmiger Verteilung über die Siedlungsstrukturen bei leichtem Schwerpunkt im Süden
- Biomasse mit leichtem Schwerpunkt im Süden und starker Konzentration auf ländliche Räume
- Geothermie Hot-Dry-Rock-Verfahren (HDR) mit einem möglichen Schwerpunkt im Süden,

als auch Ressourcen im Ausland, die wegen ihrer teilweise großen Potenziale nicht nur vor Ort genutzt werden können, sondern auch über Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) prinzipiell für die hiesige Bedarfsdeckung eingesetzt werden können:

- Strom aus Wasserkraft und Geothermie auf Island
- Wasserkraft in Skandinavien
- Windkraft an europäischen Küsten und von Offshore-Anlagen außerhalb des deutschen Hoheitsgebiets
- Solarthermische und windtechnische Stromerzeugung im Maghreb und Südeuropa

Es gibt gute ökonomische und ökologische Gründe dafür, die Vielfalt des REG-Angebotes zu nutzen, anstatt auf nur einige wenige Quellen zurückzugreifen und diese sehr stark auszubauen:

- Die Kombination aller REG-Quellen führt bei einem ausgewogenem Ausbau der verschiedenen Technologien zu einem relativ gleichmäßigen zeitlichen REG-Angebotsprofil und zu einer günstigen räumlichen Verteilung des Stromangebots in Deutschland. Dadurch steigt die mittlere Anlagenleistung, der Bedarf an REG-Leistung für eine bestimmte Strommenge und damit auch die Investitions- und Stromgestehungskosten können deutlich reduziert werden. Überschüsse können bis hin zu hohen REG-Anteilen weitgehend vermieden werden. Damit sinkt auch der Bedarf an Regelungskapazität in thermischen Kraftwerken und an Speichertechnologien.
- Die Nutzung der heimischen REG und die generelle Diversifizierung der Stromversorgung wird Deutschland weniger abhängig von Energieimporten machen. Trotzdem wird die Energieversorgung zu großen Teilen auf internationalen Partnerschaften im Umwelt- und Wirtschaftsbereich aufgebaut sein müssen und kommt damit den Bestrebungen einer Liberalisierung der Energiemärkte entgegen. Eine Stromversorgung mit hohem REG-Anteil erfordert ein zumindest im europäischen Raum abgestimmtes Vorgehen, um insbesondere den empfehlenswerten weiträumigen Stromverbund (von Skandinavien bis zum Maghreb) aufbauen zu können /5/.

Im Szenario für 2050 sind 16 % der gesamten Stromerzeugung importierter REG-Strom. Die Einspeisung dieses Stroms erfolgt sinnvollerweise in der Region mit der größte Nachfrage

(Region West, siehe Bild 3, S. 192), so dass die Höchstspannungsebene des deutschen Verteilnetzes nicht zusätzlich beansprucht wird.

Die ergiebigen Importstromquellen Wasserkraft und Geothermie aus Island und Skandinavien sowie Solarstrom aus Nordafrika können zu einer gleichmäßigeren und ausgewogeneren Versorgung mit REG in Mitteleuropa führen. Diese Quellen erreichen zwischen 5.000 (Solarthermie) und 7.000 (Geothermie) Volllaststunden pro Jahr. Im Vergleich zu einem auf ausschließlich heimischen REG basierendem Szenario mit 300 GW installierter Leistung /6/, führt das Szenario mit REG-Stromimport zu nur etwa 84 GW installierter REG-Leistung im In- und Ausland. Außerdem wird durch die Kombination heimischer und importierter REG-Anteile ein deutlich ausgeglicheneres Angebotsprofil erzielt, das sowohl die konventionelle Ersatzkapazität als auch den Regelbedarf im Netz reduziert. Wenig und nicht fluktuierende REG-Anteile überwiegen mit 130 TWh/a (bzw. 58 % von REG gesamt) deutlich.

Die Potenziale insbesondere der solaren Importstromquellen übersteigen den heutigen und absehbaren Eigenbedarf der Erzeugerländer bei weitem. Ähnlich verhält es sich mit dem größten Teil der weltweiten REG-Ressourcen, die daher nur durch Energiepartnerschaften von Import- und Exportländern erschlossen werden können. Ohne derartige Verbundlösungen zur Nutzbarmachung von REG-Potenzialen wird die globale Stromversorgung die vor uns stehenden Herausforderungen in Bezug auf Nachhaltigkeit nicht erfüllen können. Die Erschließung der Solar- und Windpotenziale speziell in Nordafrika ist zudem auch unter dem Gesichtspunkt einer wirtschaftlichen und politischen Stabilisierung dieses Gebietes und seiner Beziehungen zu Europa zu beurteilen /7/, /8/.

2.4 Vernetzung kleiner, dezentraler Erzeugungsanlagen

Obwohl noch zentralisierte Versorgungsstrukturen vorherrschen, zeichnen sich bereits heute die wesentlichen Merkmale der Stromversorgung des 21. Jahrhunderts ab, die durch Deregulierung, Liberalisierung, sowie einer verstärkten Umwelt- und Ressourcenschonung geprägt sein werden. Die Veränderungen im Stromsektor werden auf der einen Seite mit einem wachsenden überregionalen Energieaustausch einhergehen, auf der anderen Seite steigt der Anteil kleiner, dezentraler effizienter Stromerzeuger an. Der zunehmende Einsatz moderner Informations- und Kommunikationstechnologien eröffnet gleichzeitig neue Möglichkeiten des interaktiven Last- und Energiemanagements. Mit Hilfe verbesserter Verfahren zur Prognose, Einsatzplanung und Lastverteilung können Energiequellen und Verbraucher optimal integriert werden. Moderne dezentrale Energieversorgungssysteme, so genannte „virtuelle Kraftwerke“, bestehen aus einer größeren Anzahl kleiner, dezentraler Versorgungseinheiten auf REG- und Erdgas-Basis, aus KWK-Anlagen wie Motor-BHKW, Mikrogasturbinen und Brennstoffzellen sowie aus Energiespeichermodule. Auch kleinere konventionelle Kraft- und Heizkraftwerke können in das System eingebunden sein /9/.

2.5 Resultierender Ausbaupfad des Szenarios

Wesentlich für eine systematische zukünftige Erschließung von REG-Stromerzeugungskapazitäten ist eine zeitlich und ökonomisch aufeinander abgestimmte Erschließung aller Potenziale (Bild 1). Die Kriterien sind kurzfristig (d.h. bis 2010) technische Reife und Nähe zur marktwirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit. Dies favorisiert die Biomasse und die Windenergie sowie die restlichen Potenziale der Wasserkraft. Gegen Ende des Jahrzehnts sind allerdings potenziell Restriktionen bei der Wasserkraft und in windhöffigen Gebieten des Küstenbereichs zu erwarten. Hinzu tritt die Notwendigkeit, alle anderen REG-Technologien wenigstens in dem Maße in den Markt einzuführen, dass sie nach 2010 in energiewirtschaftlich relevantem Maße an der zukünftigen Strombedarfsdeckung teilnehmen können. Dies betrifft die Photovoltaik, die geothermische Stromerzeugung und die Errichtung mehrerer solarthermischer Kraftwerke zur lokalen Stromversorgung in den Standortländern in Südeuropa und Nordafrika. Mit einem regenerativen Anteil von etwa 15 % an der Strombedarfsdeckung des Jahres 2010 sind keine technologischen Schwierigkeiten verbunden. Erforderlich werden bis zu diesem Zeitpunkt höchstens punktuell Netzverstärkungsmaßnahmen für die Einspeisung von Windstrom sein.

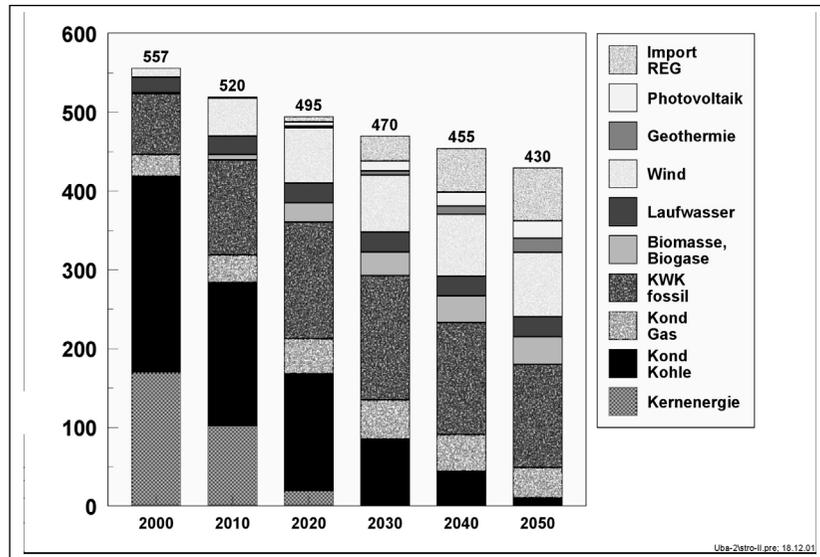


Bild 1: Entwicklung der Anteile der REG-Stromerzeugung in Deutschland im "Nachhaltigkeitsszenario" nach [4]. Installierte REG-Leistungen im Jahr 2050: Wasser 5 GW, Wind (inkl. Offshore) 34 GW, Biomasse 6 GW, Photovoltaik 22 GW, Geothermie 5 GW, Import aus solarthermischen Kraftwerken 9 GW, Import aus anderen regenerativen Quellen 3 GW.

Nach 2010 beteiligen sich im vorliegenden Szenario alle REG-Technologieoptionen mit steigenden Zuwachsraten am Marktgeschehen, was zu einem Marktanteil um 28 % bis 2020 und 38 % bis 2030 führt. Fluktuierende und nicht-fluktuierende Anteile wachsen etwa gleichermaßen. Auch bis etwa 2030 resultieren bei Anteilen von rund 20 % Wind- und PV-Strom keine Anforderungen an die fossilen Kraftwerke und die Netze, die nicht durch die bis dahin ohnehin erforderlichen Neuinvestitionen berücksichtigt werden könnten.

Für den Einstieg in den Stromimport ist bis 2020 die Errichtung von HGÜ-Leitungen nach Südeuropa/Nordafrika und deren Ausbau im skandinavischen Raum erforderlich. Nach 2020 wachsen die Stromimportmengen deutlich. In absoluten Zahlen geht die Abhängigkeit der deutschen Stromversorgung von Energieimporten jedoch gegenüber heute deutlich zurück. Die relativen Importanteile bleiben dabei mit gut 50 % in etwa gleich. Dabei wird angenommen, dass die bis dahin gestiegenen Erdgasanteile im Stromsektor vollständig auf Importen basieren, während die stark zurückgegangene Versorgung mit Steinkohle noch zu 50 % aus dem Inland erfolgt.

Im vorliegenden Szenario überschreitet bis zum Jahr 2050 keiner der Energieträger einen Anteil an der Energieerzeugung von 30 %, d.h. die Energieversorgung wird von keiner der Energiequellen übermäßig dominiert. Der größte Anteil liegt mit etwa 30 % beim Erdgas, ist zu diesem Zeitpunkt bereits aber wieder rückläufig. Den größten regenerativen Beitrag leistet mit 19 % die Windkraft, gefolgt vom Stromimport aus solarthermischen Kraftwerken (11 %) und der bis dahin vollständig genutzten Biomasse (8,5 %). Die restlichen Quellen Photovoltaik, Erdwärme und Wasserkraft sind mit 4 - 5 % an der Nettostromerzeugung beteiligt. Damit bewegen sich insbesondere die Anteile der stark fluktuierenden Quellen Wind und Photovoltaik mit zusammen 24% in einem Rahmen, der schon heute als technisch beherrschbar und unkritisch angesehen wird. Insgesamt stellen REG im Jahr 2050 knapp 60% der Bruttostromerzeugung bereit.

Die technischen Potenziale werden bei heimischer Wasserkraft und Biomasse vollständig erschlossen. Bei allen anderen Quellen verbleiben auch in 2050 noch große Ausbaupotenziale. So ist Windkraft dann zu 25 %, Photovoltaik zu 17 %, Geothermie zu 14 % und die Importpotenziale zu weniger als 1 % (Solar- und Windstrom) ausgebaut. Potenziell sind also auch nach 2050 noch große Spielräume für eine weitergehende Deckung des Strombedarfs durch REG vorhanden. Angesichts der sehr großen verbleibenden Potenziale kann diese Aussage auch für die gesamte europäische Stromversorgung gemacht werden. /7/.

3. Ausgleichseffekte und Optimierungsstrategien

Als Argument gegen große Anteile von REG an der Stromversorgung wird meist hervorgebracht, ihr disperse Erzeugungsart und ihr fluktuierender und unvorhersehbarer Charakter er-

lauben es nicht, eine gesicherte Grundlast bereitzustellen. Dabei wird jedoch außer Acht gelassen, wie Stromnachfrage eigentlich entsteht, nämlich aus der Summe vieler disperser, fluktuierender und im einzelnen unvorhersehbarer Verbraucher. Stromnachfrage und Stromerzeugung aus regenerativen Quellen sind also analoge Phänomene.

Ein Teil der Fluktuationen der REG, insbesondere der Tag-Nacht-Zyklus der Sonnenenergie und das Wintermaximum der Windenergie, können durchaus mit dem Bedarf unserer im wesentlichen tagaktiven Gesellschaft in Einklang gebracht werden. Die Deckung der Grundlast erfordert, analog zu ihrer Entstehung, die Kombination vielfältiger, großflächig verteilter, wenig korrelierter Quellen, die in ihrem Zusammenspiel eine möglichst gleichmäßige Leistungscharakteristik aufweisen. Wichtig ist dabei ein ausgewogenes Verhältnis der verschiedenen REG-Anteile. Verbessern lässt sich die Anpassung der elektrischen Last und des REG Angebotes durch vielfältige Maßnahmen:

- Großflächige Nutzung der REG in Verbundnetzen
- Ausgewogene Nutzung eines möglichst breiten Spektrums regenerativer Quellen
- Stromimport aus verschiedenen regenerativen Quellen
- Zeitliche Beeinflussung der Last zur Anpassung an das REG-Angebot, insbesondere die Rücknahme der derzeitigen Lastverschiebungen zugunsten der Grundlast
- Nutzung der Speichermöglichkeiten der REG (Speicherwasserkraftwerke, Geothermie, Biomasse, thermische Speicher bei solarthermischen Kraftwerken)
- Neue Einsatzstrategien für die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke
- Zeitweilig stromgeführter Betrieb von KWK-Anlagen, wie große Heizkraftwerke und dezentrale Wandler mit hoher Stromkennzahl
- Schnell regelbare, effiziente GuD- und Kondensationskraftwerke als Reserve- und Ausgleichskapazität auf fossiler Energiebasis (Gas, Kohle), die längerfristig auch auf regenerativ erzeugten Wasserstoff umgestellt werden können.

Die Auswirkungen der o.g. Maßnahmen wurden für das Energiesystem im Jahr 2050 auf der Basis des Mengengerüsts des vorgestellten Szenarios simuliert. Dabei wurde Deutschland zunächst als Ein-Knoten-Netz angesehen. Als ein Ergebnis der Simulation zeigt Bild 2 am Beispiel einer Sommerwoche das Zusammenspiel der verschiedenen Energiequellen und der Regelstrategien.

In einer zweiten Simulation wurde das deutsche Stromnetz als Vier-Knoten-Netz abgebildet mit je einem Knoten in den Regionen Nord, West, Ost und Süd. Dabei wurde das Angebot entsprechend der regionalen Potenziale modelliert. Die auftretende Last wurde aus der Gesamtlast nach Einwohnerzahlen auf die Regionen aufgeteilt. Bild 3 zeigt die Ausgleichsströme, die zwischen den Regionen innerhalb eines Jahres auftreten, wenn weder Stromerzeugung noch Last geregelt werden. Es ist erkennbar, dass nur der Stromtransport von Nord (dominiert von Windenergie als Quelle) nach West (Ruhrgebiet als bedeutende Senke) mögli

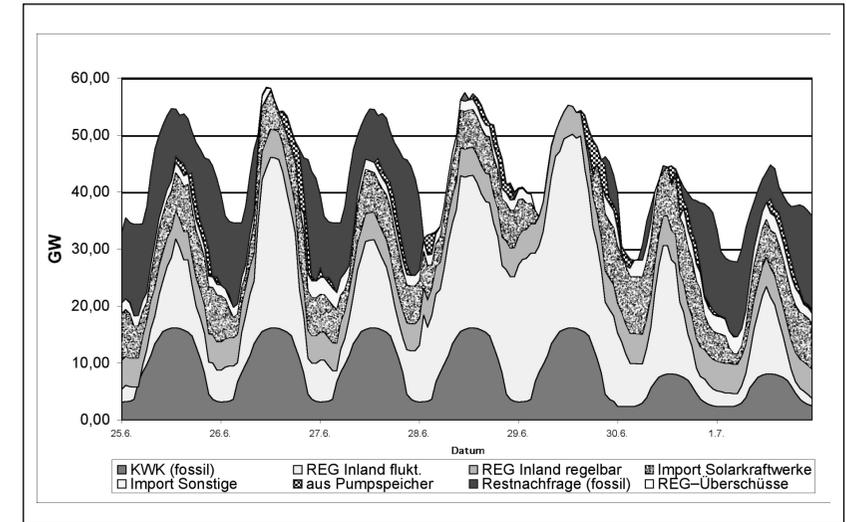


Bild 2: Zusammenwirken unterschiedlicher Energiequellen bei der Deckung der Stromnachfrage am Beispiel einer Sommerwoche im Jahr 2050

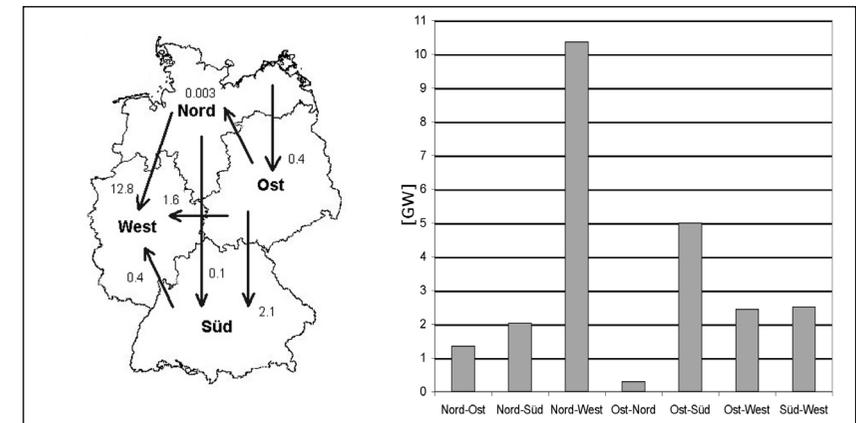


Bild 3: Deutschland als Vier-Knoten-Modell: Energietransport [TWh/a] (links) und stündlich maximal zu übertragende Leistungen [GW] (rechts) zwischen den Regionen Nord, West, Ost, Süd nach dem Mengengerüst für das Jahr 2050, ohne Regelung von Energieangebot und -nachfrage

cherweise eine Verstärkung der Verteilnetze erfordert. Alle anderen Ströme liegen hinsichtlich des Energietransports und der stündlich zu übertragenden Leistung in heutigen Größenordnungen.

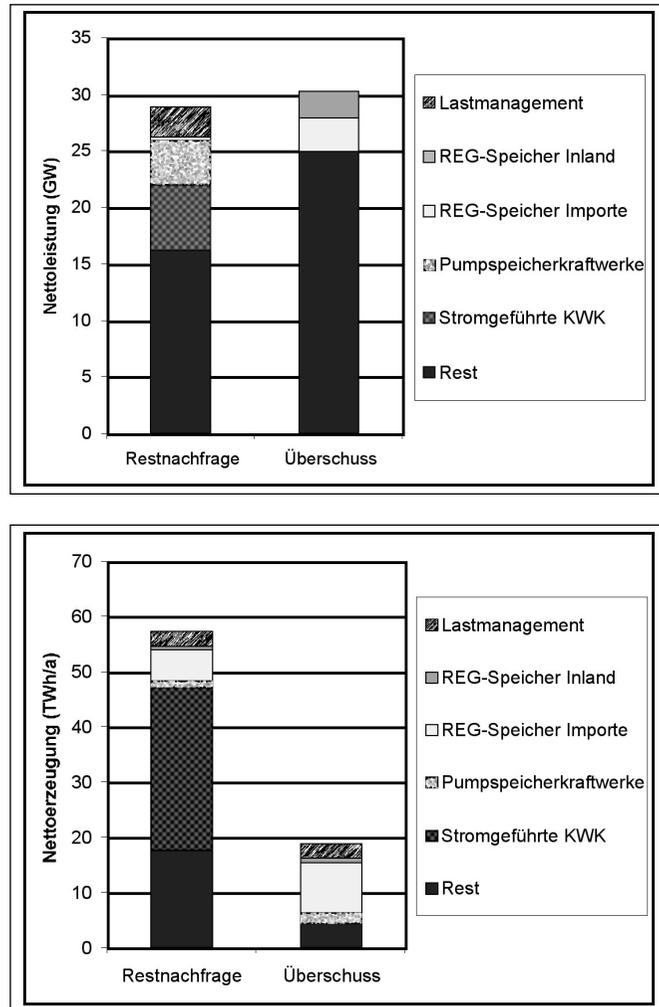


Bild 4: Maximale Restnachfrage und REG-Überschuss sowie die Reduktion derselben durch verschiedene Ausgleichsmaßnahmen für die Engpassleistung (links) und für die Jahresenergieerzeugung (rechts) im Jahr 2050.

Weiterhin wurden durch die Simulation die in Bild 4 dargestellten Möglichkeiten einer Verringerung der von konventionellen Kondensationskraftwerken zu deckenden Restnachfrage nach elektrischer Engpassleistung und Energie durch einige der o.g. Ausgleichsmaßnahmen quantifiziert. Anhand der linken Grafik lässt sich die Wirksamkeit einzelner Ausgleichs- und Anpassungsmaßnahmen erkennen. Bei Kombination aller Ausgleichsmaßnahmen zur Deckung der Restnachfrage werden nur noch ca. 16 GW Kondensationsleistung benötigt, womit 19 TWh/a Strom bereitgestellt werden, während es zuvor noch 29 GW mit 58 TWh/a waren. Diese Kraftwerke müssen kurzfristig abrufbar sein, d.h. die Anforderungen von Spitzenlastkraftwerken erfüllen. Heute liegt deren installierte Leistung bei etwa 35 GW. In dem beschriebenen Szenario werden dagegen die heute üblichen Grundlastkraftwerke nicht mehr benötigt. Gleichzeitig treten kurzfristig REG-Überschüsse in Höhe von 25 GW bzw. von 4 TWh/a auf, was allerdings lediglich 1% der Jahresstrommenge entspricht. Auch die Überschüsse werden durch die Ausgleichsmaßnahmen deutlich reduziert. Bei weiterer Erhöhung des REG-Anteils an der Stromversorgung können die dadurch entstehenden Überschüsse auch zur Wasserstoffherzeugung für den Verkehrssektor genutzt werden.

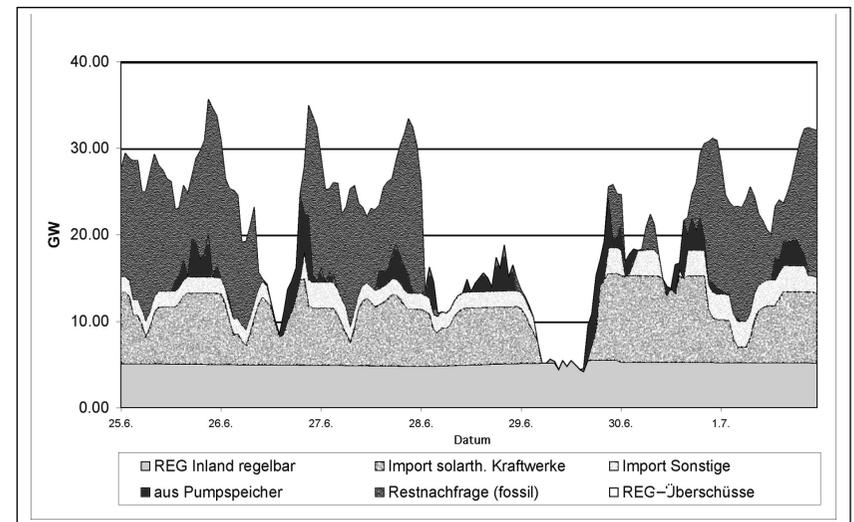


Bild 5: Anteile der regelbaren Komponenten der Stromversorgung (Last abzüglich der nicht regelbaren Anteile aus wärmegeführter KWK und fluktuierenden REG) für eine Sommerwoche im Jahr 2050.

Die sich auf Stundenbasis einstellenden Lastcharakteristiken der beeinflussbaren Anteile der Strombereitstellung im Jahr 2050 sind für eine Sommerwoche in Bild 5 dargestellt. Sie setzen sich zusammen aus Teilen des REG-Angebots aus dem In- und Ausland, aus Pumpspeicherleistung und den fossil gefeuerten Spitzenlastkraftwerken. Die regelbaren heimischen REG

(Speicherwasserkraft aus natürlichem Zulauf und Geothermiekraftwerke) laufen im Sommer weitgehend in der Grundlast, REG-Importe decken die Mittellast, Pumpspeicher- und fossil befeuerte Kraftwerke (darunter auch größere HKW, die stromgeführt fahren) decken die Spitzenlast. REG-Überschüsse treten in dieser Zeit nur selten auf.

4. Ein Blick auf die Kosten – wie teuer wird der Strom ?

Im Vergleich zur bestehenden Stromversorgung ist die Strombereitstellung aus REG heute noch deutlich teurer. Doch jede Technologie durchläuft im Laufe ihrer Entwicklung eine Lernkurve, d.h. eine Zeitspanne, in der die Technologie reift und die Märkte sich etablieren, so dass die industrielle (Massen-) Produktion einsetzt und die Kosten sinken können. Wendet man die dazu verfügbaren Erkenntnisse auf die zukünftigen Stromkosten aus REG an /2/, so zeigt sich der in Bild 6 dargestellte Verlauf der Stromgestehungskosten für den jeweiligen Mix der Neuanlagen des Szenarios bis 2050. Von derzeit etwa 13 ct/kWh sinken diese im Verlauf der Technologie- und Marktentwicklung auf rund 6 ct/kWh. Betrachtet man den REG-Anlagenmix ohne die noch kostenintensive Photovoltaik, so führt der verbleibende Anlagenmix derzeit zu deutlich niedrigeren Kosten von derzeit 8,5 ct/kWh, die langfristig auf rund 5 ct/kWh sinken.

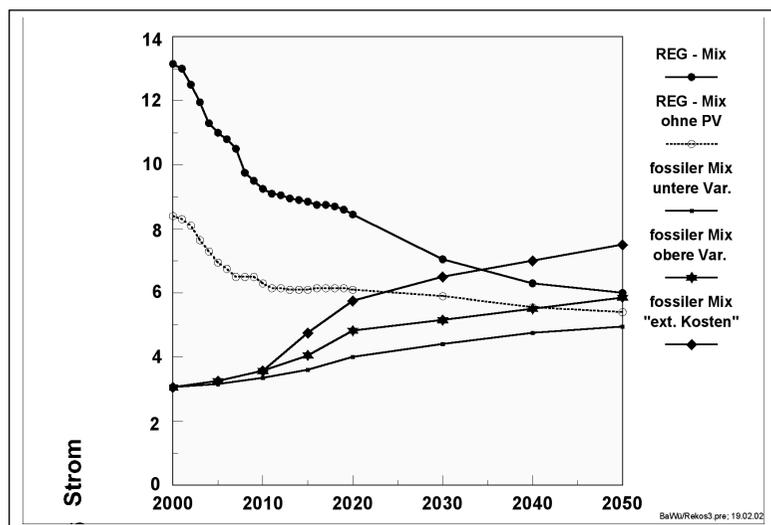


Bild 6: Verlauf der Stromgestehungskosten des Mixes von REG-Anlagen (mit und ohne Photovoltaik) bzw. fossiler Kraftwerke (Neubauten) bei unterschiedlicher Entwicklung der Steinkohle- und Erdgaspreise und unter Einbeziehung externer Kosten der Stromerzeugung.

Im Gegensatz dazu werden die Stromgestehungskosten des Mixes an fossilen Neuanlagen je nach unterstellter Preissteigerung von Steinkohle und Erdgas von derzeit etwa 3 bis 3,5 ct/kWh auf langfristig ebenfalls 5 – 6 ct/kWh steigen und damit Kostengleichheit mit dem REG-Mix eintreten. Der energiepolitische Handlungsspielraum, auf den Kostenschnittpunkt einzuwirken zeigt die Preisvariante „Externe Kosten“ bei der angenommen wurde, dass die heute bekannten externen Kosten (Steinkohlekraftwerke 2,3 ct/kWh; Erdgaskraftwerke 1,0 ct/kWh /10/) zwischen 2010 und 2020 z.B. in Form von CO₂-Steuern in den Preisvergleich einbezogen werden. Der Zeitpunkt der Kostengleichheit würde sich dann deutlich nach vorne verschieben, da die entsprechenden externen Kosten der REG-Technologien vernachlässigbar sind. Bereits um 2020 wären dann die REG-Stromerzeugung ohne Photovoltaik wirtschaftlich konkurrenzfähig. Längerfristig wird eine auf REG basierende Stromversorgung in jedem Fall kostengünstiger sein als eine auf fossiler Basis, da bei letzterer kein Ende des stetigen Kostenanstiegs absehbar ist. REG stellen damit die einzige Option dar, um langfristig stabile Energiekosten – allerdings auf höherem Niveau als heute - zu gewährleisten.

Betrachtet man die mittleren Stromerzeugungskosten des jeweiligen gesamten Kraftwerk-parks, so liegen diese Kosten, anfänglich wegen des noch geringen REG-Anteil, später wegen der sinkenden Kostendifferenz, während des Zeitraums bis zur Kostengleichheit mit maximal 0,7 ct/kWh nur geringfügig über denjenigen der fossilen Anlagen allein. Diese „Vorleistungen“ in Form der Differenzkosten müssen durch entsprechende politische Instrumente mobilisiert werden. Derzeit ist dies insbesondere das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), längerfristig kann es auch eine Quotenregelung oder ein Handel mit CO₂-Zertifikaten sein. Aufgrund der bestehenden Kostenschnittpunkte amortisieren sich diese volkswirtschaftlichen Vorleistungen wieder /4/. Sie sollten daher nicht als Subventionen verstanden werden, sondern als eine kluge Vorsorgemaßnahme, um längerfristig stabile Strompreise bei gleichzeitig ressourcenschonender und klimaverträglicher Versorgung zu ermöglichen.

Das Szenario zeigt die prinzipiell technische Realisierbarkeit des Aufbaus einer nachhaltigen Stromversorgung. Auch (volks-) wirtschaftlich zeigen sich längerfristig Vorteile, insbesondere wenn man Kriterien der Nachhaltigkeit in die Betrachtung einbezieht. Allerdings erfordert die Umsetzung dieser Strategie beträchtliche nationale und internationale energiepolitische Anstrengungen, um die noch notwendige Stützung der weiteren Markteinführung von REG sicherzustellen. Das inzwischen verbindlich vorliegende Verdopplungsziel der REG in Deutschland und der EU sind ein wichtiger Zwischenschritt auf diesem Weg.

Literatur**/1/ Markewitz, P., Nollen, A.:**

Die Altersstruktur sowie Fortschreibung des deutschen Kraftwerksbestandes,
VDI-Bericht Nr. 1495, Düsseldorf, 1999, S. 83-93

/2/ Nitsch, J., Rösch, C. u.a.:

Schlüsseltechnologien Regenerative Energien. Teilbericht im Rahmen des HGF-Projektes
„Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland.“
DLR Stuttgart, FZ Karlsruhe, November 2001

/3/ Nitsch, J., Trieb, F.,

Potenziale und Perspektiven regenerativer Energiequellen –
Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag,
Stuttgart, 2000

/4/ Fishedick, M.; Nitsch, J. u.a.:

Langfristszenarien. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes,
Berlin, 2002.

/5/ Knies, G., Czisch, G., Brauch, H.G.,

Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie,
ISBN 3-926979-71-2,
AFES-PRESS Report 67, Mosbach 1999

/6/ Quaschnig, V.:

Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland
für das 21. Jahrhundert,
VDI Fortschritt-Berichte Reihe 6 Nr. 437, 2000

/7/ Czisch, G., Kronshage, S., Trieb, F.,

Interkontinentale Stromverbünde - Perspektiven für eine regenerative Stromversorgung –,
Forschungsverbund Sonnenenergie,
Jahrestagung 2001

/8/ Trieb, F., Nitsch, J., Knies, G., Milow, B.:

Markteinführung solarthermischer Kraftwerke –
Chance für die Arbeitsmarkt und Klimapolitik,
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 48.Jg., Heft 6 (1998), S. 392-397

/9/ Bitsch, R.,

Perspektiven im Energiemanagement
bei Stromversorgungsnetzen mit dezentraler Einspeisung,
Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 2000

/10/ Krewitt, W.:

Externe Kosten der Stromerzeugung.
In: Rebhan, E. (Hrsg.):
Energie – Handbuch für Wissenschaftler, Ingenieure und Entscheidungsträger.
Springer Verlag, 2002.

