

SET-Plan der EU und Auswirkungen auf die Erzeugung

SET Plan of EU and consequences for generation

em. Univ.-Prof. Dr. Günther Brauner, TU Wien, Österreich, g.brauner@tuwien.ac.at

Kurzfassung

Der strategische Energie-Technologie Plan (SET-Plan) der EU stellt eine industrielle Initiative zur Entwicklung nachhaltiger Energietechnologien dar, um die Abhängigkeit von den fossilen Energieträgern und die damit verbundenen Emissionen zu vermindern. Die Europäischen Mitgliedsstaaten haben jeweils im „National Renewable Energy Action Plan“ [2] ihre Umsetzungsziele bis 2020 zusammengestellt, um die in den Klimaschutzziele der EU (20-20-20 until 2020) festgelegten Zielstrategien zu erreichen. Entsprechend dieser Selbstverpflichtung wird die Europäische Elektrizitätserzeugung von einem Anteil von 15,8% an erneuerbaren Energien bis 2020 auf 34,5% kommen. Dies stellt große Herausforderungen für die Energieübertragungssysteme und erfordert einen flexiblen Einsatz der thermischen Kraftwerke, die weiterhin benötigt werden, da der Anteil der Pumpspeicher nicht in gleichem Maße wie die regenerative Energieerzeugung wachsen kann.

Abstract

The Strategic Energy Technology Allocation Plan (SET-Plan) of the EU represents an industrial initiative to develop sustainable energy technologies, to reduce the dependence on fossil energy resources and the hereof resulting emissions. The European member states have in their National Renewable Energy Action Plan their strategies defined, to meet the European climate protection targets (20-20-20 until 2020). According to their commitment the European electricity generation will go from a portion of 15.8% renewable electricity in 2005 to 34.5% in 2030. This forms a big challenge for the energy transmission systems and necessitates a flexible operation of thermal power stations, which will further be necessary, as the pumped storage hydro plants cannot grow according to the renewable energy generation.

1 Der Europäische SET-Plan

Der „European Strategic Energy Technology Plan“ (SET-Plan) wurde 2010 verabschiedet. Er stellt eine industrielle Initiative dar, um Technologien für die Erneuerbare Energie (EE) zu entwickeln und damit die Klimaschutzziele (20-20-20 until 2020) in allen Europäischen Mitgliedsstaaten und insgesamt in Europa zu erreichen. Parallel hierzu wird eine Effizienzsteigerung im Endenergiebedarf angestrebt. Hierzu wurde die „Smart Cities Initiative“ geschaffen, bei der 25 bis 30 Europäische Städte und Regionen durch Verbesserung der Energie-Effizienz in den Sektoren Transport, Gebäude und Industrie bis zu 40% an Treibhausgas-Emissionen einsparen sollen. Hier soll nur der SET-Plan mit seinen nachhaltigen Erzeugungsszenarien und seinen Auswirkungen auf die Kraftwerke betrachtet werden.

1.1 Ziele des SET-Plans

Der SET-Plan möchte kohlestoffarme Erzeugungstechnologien fördern, damit Europa seine Abhängigkeit von den fossilen Energieimporten vermindert und gleichzeitig die im Kyoto-Protokoll und dem Europäischen Klimaschutzziele vereinbarten Emissionsminderungen zu erreichen. [1]. Im Einzelnen werden folgende Initiativen gefördert:

- Wind Energy (6 Mrd. €)
In einer Messkampagne sollen die Windpotenziale genauer erfasst werden. Die Entwicklung und

Erprobung neuer Großwindanlagen und Komponenten für on- und offshore-Anwendungen soll gefördert werden. Insgesamt soll bis 2020 etwa 20% der Elektrizität und bis 2030 etwa 33% durch Windenergie aufgebracht werden.

- Solar Energy (16 Mrd. €)
Die Entwicklung leistungsfähiger Photovoltaiktechnologien und von Solarkonzentratoren wird hier gefördert. Bis 2020 soll 15% der Elektrizität durch Solaranlagen geliefert werden.
- Electricity Networks (2 Mrd. €)
Die Einbindung der nachhaltigen Energiequellen in die Energienetze und der damit verbundene Netzausbau sowie die Entwicklung intelligenter Netze, die eine Interaktion zwischen Energieversorgern und Kunden ermöglichen, wird hier gefördert.
- Bio-Energy (9 Mrd. €)
Die Entwicklung einer nachhaltigen europäischen Bio-Energie-Industrie wird angestrebt. Der Anteil der aus Bioenergie gewonnenen Elektrizität soll bis 2020 auf 15% steigen.
- Carbon Capture and Storage (13 Mrd. €)
Die Kosten für die Speicherung von CO₂ sollen durch effiziente Technologien bis 2020 auf 30 bis 50 € pro Tonne sinken, damit sich CCS durchsetzen kann.

- Nuclear fission (7 Mrd. €)
Hiermit sollen sichere Nuklearanlagen der vierten Generation gefördert werden, bei denen auch das Problem der Entsorgung besser gelöst wird.
- Fuel cells and hydrogen (5 Mrd. €)
Die bereits seit 2008 bestehende „Joint Technology Initiative on fuel cells and hydrogen“ soll durch Förderung eine kritische Masse erreichen. Hierbei sollen auch größere stationäre und mobile Anlagen in ihrer Entwicklung gefördert und eine Umsetzung in Demonstrationsprojekten möglich werden.

1.2 Erzeugungsszenarien der EU-27

In ihren „National Renewable Energy Action Plan“ haben alle europäischen Mitgliedsstaaten ihre Prognosen für die Erreichung der Klimaschutzziele bekanntgegeben [2]. Erstmals ist damit ein Vergleich der EE-Strategien aller Mitgliedsstaaten nach einem einheitlichen Darstellungsschema möglich.

Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Endenergienutzung lag im Europa der 27 Mitgliedsstaaten (EU-27) im Jahr 2005 bei 15,4% und soll bis 2020 auf 20,7% gesteigert werden. Bei der Elektrizitätserzeugung wird eine deutlich höhere Steigerungsrate von 15,8% auf 34,5% angestrebt. Dies bedeutet eine gesamte installierte erneuerbare Erzeugungsleistung von 480 GW bei einer Jahreserzeugung von 1.200 TWh. Bild 1 zeigt die Veränderungen bei der Elektrizitätserzeugung bis 2020 im Vergleich zum Jahr 2010.

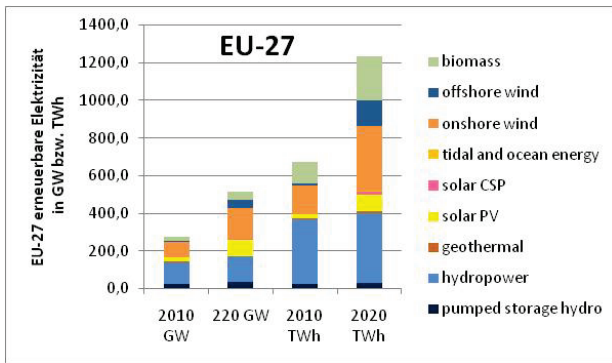


Bild 1 Entwicklung der Installationsleistungen und der Jahresenergie von EE entsprechend dem NREAP in der EU-27 [2].

Sowohl die installierten EE-Erzeugungsleistungen wie auch die Jahreserträge der Stromerzeugung werden sich innerhalb eines Jahrzehnts nach dem NREAP in der EU verdoppeln. Der Wachstumsschub kommt insbesondere von der Windenergie und der Biomasse und in kleineren Umfang von der Photovoltaik. Diese wird aber bis 2030 stark zunehmen.

Die Energiestrategien der einzelnen Mitgliedsstaaten sind entsprechend der verschiedenartigen Potenziale und industriellen Voraussetzungen sehr unterschiedlich. Des-

halb haben die einzelnen Länder unterschiedliche Vorgaben zu erfüllen (Bild 2).

Hierzu werden in Bild 2 und 3 fünf Länder vergleichend betrachtet: Österreich (AT), Deutschland (DE), Frankreich (FR), Italien (IT) und Spanien (ES).

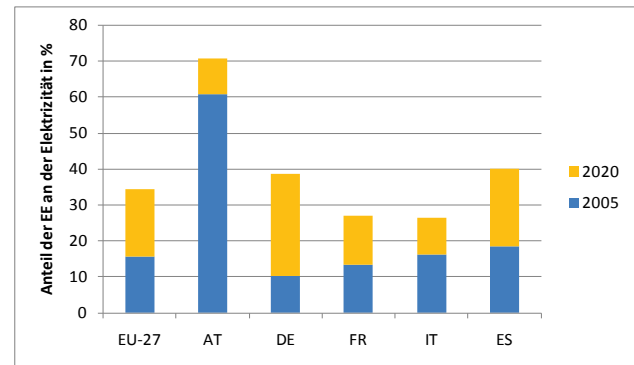


Bild 2 Anteil der EE an der Elektrizitätserzeugung bei fünf ausgewählten EU-Mitgliedsstaaten bis 2020 [2]

Österreich hatte bereits früher einen hohen Anteil erneuerbarer Wasserkraft, die durch ihr gleichmäßiges Dargebot einfacher in das Netz zu integrieren ist. Deutschland wird seine erneuerbare Energieaufbringung mit einem höheren Anteil an fluktuierenden Quellen wie Wind und PV vervierfachen.

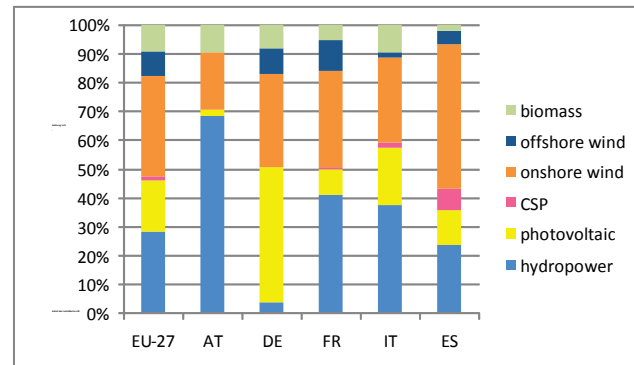


Bild 3 Relativer Anteil der installierten erneuerbaren Erzeugungsleistungen von fünf EU-Mitgliedsstaaten im Jahr 2020 zum Vergleich (ohne Pumpspeicher) entsprechend NREAP [2]

Photovoltaik sowie onshore- und offshore-Windenergie werden 90% der gesamten EE-Installationen ausmachen (Bild 3). Deutschland hat damit im Vergleich zu den vier anderen Ländern die höchsten Anforderungen an die Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie durch Speicherkraftwerke und flexible thermische Erzeugungsanlagen. Die flexiblen Energiequellen werden 2020 in DE 67% der Jahresenergie der EE darstellen. Wegen der gegenüber Wasserkraft und Biomasse geringeren Volllaststunden stellt dies eine stärker leistungsorientierte Nutzung des deutschen Energiesystems dar, die flexiblere Netzregelungskonzepte erforderlich macht.

2 Auswirkungen auf die Erzeugung

2.1 Eigenschaften der EE

Im Folgenden wird von einem nachhaltigen Elektrizitäts-Erzeugungsszenario in Deutschland ausgegangen, dass aus Installationsleistungen von 42 GW onshore-Wind, 16 GW offshore-wind, 60 GW Photovoltaik, 11,5 GW Biomasse und 5,5 GW Wasserkraft besteht. Bei einer angesetzten Steigerung des Elektrizitätsbedarfs von 1,5%/a bis 2020 kann damit 40% der Elektrizitätsaufbringung nachhaltig erzeugt werden.

Für die Regelfähigkeit des Netzes stellen insbesondere hohe Leistungsgradienten eine große Herausforderung dar. Für die Regelkraftwerke sind insbesondere die Gradienten, die innerhalb einer Stunde zu erwarten sind, eine besondere Anforderung. Die Wasserkraft und die Biomasse-Elektrizität zeigen nur langsame Leistungsänderungen ohne ausgeprägte Fluktuationen und sind daher gut prognostizierbar. Simulationsuntersuchungen und Messungen im Deutschen Netz zeigen, dass Windenergie und Photovoltaik Fluktuationen mit unterschiedlichen Charakteristiken aufweisen.

Windenergie entsteht in einem großräumigen Gradientenfeld des Luftdrucks, das sich mit der Wanderungsgeschwindigkeit der Wetterfronten ausbreitet. Der Wind bewegt die Luft auf dem Zentrum eines Hochdruckgebietes in das Zentrum eines Tiefdruckgebietes. Innerhalb dieser Zentren ist die Windgeschwindigkeit daher Null. Zwischen Hoch- und Tiefdruckfeldern entspricht die Windgeschwindigkeit den lokalen Druckgradienten. Da sich diese Gebiete mit Wanderungsgeschwindigkeiten von 20 bis 30 km/h ausbreiten, ist eine gleichzeitige Änderung der Windgeschwindigkeit eher unwahrscheinlich, sondern Gebiete mit abnehmender Windgeschwindigkeit kompensieren sich mit solchen mit zunehmender. Dadurch ergeben sich – bezogen auf die installierte Windleistung – nur moderate Änderungen. Dennoch können diese Änderungen in einem Versorgungsgebiet bedeutend werden und große Regelhübe erfordern.

Bei der Photovoltaik zeigt sich ein breiteres Gradientenband. Ursache hierfür ist, dass die PV-Anlagen über die Charakteristik des Dargebots synchronisiert sind. Bei Sonnenauf- und Untergang entstehen jeweils die größten Gradienten. Deutschland liegt zwischen 6° und 15° östlicher Breite und 47° und 55° nördlicher Breite. Der Sonnenaufgang zwischen Ost und West ist daher nur um 36 Minuten verschoben. Bei wolkenfreien Großwetterlagen setzt daher die photovoltaische Erzeugung fast zeitgleich ein. Bei genauerer Berücksichtigung der Ost-West-Verschiebung des Strahlungseinsatzes steigt innerhalb der ersten 36 min. der Gradient von null auf den vollen Gradienten an, was eine räumliche und zeitliche Synchronisierung der Erzeugung darstellt.

Die Windenergie hat im Winter die höchsten Erzeugungspotenziale, was sich in Bild 4 in den monatlichen Nutzungsstunden ausdrückt, während die Photovoltaik im Sommer die höchsten Potenziale hat [3]. Die lineare Überlagerung der Maximalgradienten der Erzeugungsprofile von Wind und PV ist daher eher unrealistisch. In Tab. 1 sind daher bei den planerischen Gesamtgradienten

für das deutsche Energiesystem entsprechende Reduktionen berücksichtigt.

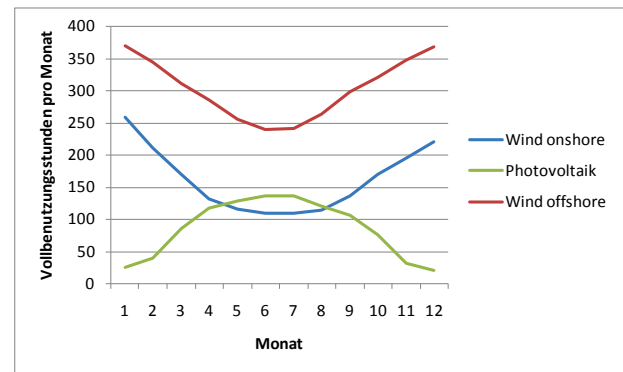


Bild 4 Monatliche Vollbenutzungsstunden von Windenergie und Photovoltaik (geglättet, nach [3])

	installierte Leistung	1h-Gradient	3h-Gradient
Onshore Wind	42 GW	4 GW/h	2,5 GW/h
Offshore Wind	16 GW	3 GW/h	2 GW/h
Photovoltaik	60 GW	12 GW/h	8 GW/h
Planerischer Maximalgradient		15 GW/h	10 GW/h

Tabelle 1 Leistungsgradienten von Wind und PV in DE für das Szenario 40%EE im Jahr 2020

Die planerischen Maximalgradienten für das deutsche Netz, die für die Auslegung der Netzregelung von Bedeutung sind, können einerseits durch Erzeugungsbeeinflussung der EE selbst, durch Einsatz von Pumpspeichern oder durch thermische Regelkraftwerke beherrscht werden. Die Erzeugungsbeeinflussung ist nur bei positiven Gradienten einsetzbar. Leistungsminderungen erfordern dagegen die Bereitstellung von Ausgleichsenergie aus Pumpspeichern oder thermischen Kraftwerken.

2.2 Möglichkeiten und Grenzen der Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke stellen für die nachhaltige Elektrizitätsversorgung relativ ideale Anlagen für die Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie dar. Sie sind voll regenerativ und können im Pumpbetrieb speichern wie auch im Turbinenbetrieb Leistung bereitstellen. Der Gesamtwirkungsgrad Laden-Entladen beträgt 80%. Der Einsatz kann außerordentlich kurzfristig erfolgen und sie können nach der Synchronisierung in etwa 30 Sekunden die volle Nennleistung erreichen oder innerhalb von 2 min. vom vollen Pump- in den vollen Turbinenbetrieb gefahren werden und umgekehrt. Die Begrenzungen in ihrer Einsatzfähigkeit liegen vorwiegend in den nutzbaren Speichervolumina. Die mittlere Speicherzeitkonstante, die sich aus dem Energieinhalt der Speicher dividiert durch die installierte Pump- bzw. Turbinenleistung ergibt, beträgt derzeit im Mittel für die in Deutschland installierten Pumpspeicher nur 7,6 h, d.h. bei vollem Einsatz sind die

Speicher in dieser Zeit gefüllt. Pumpspeicher sind wegen der großen installierten Leistungen der EE nur noch als Tages- oder Wochenspeicher einsetzbar. Historisch waren aber viele Speicher wegen der geringen Netzlasten als Jahresspeicher geplant.

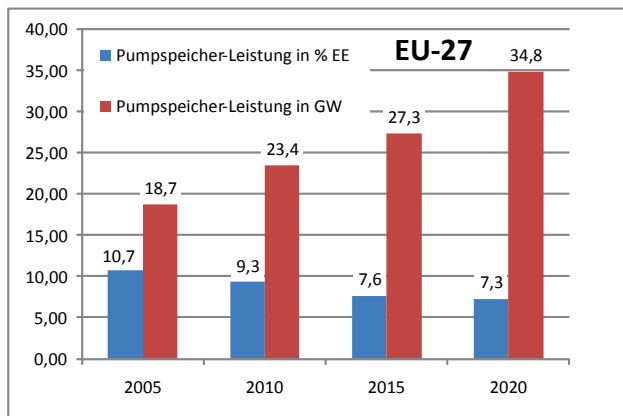


Bild 5 Entwicklung der absoluten und relativen Leistungen der Pumpspeicher, bezogen auf die EE-Installationen in EU-27 entsprechend NREAP [2]

Wie Bild 5 zeigt, werden sich die installierten Leistungen bei den Pumpspeichern entsprechend den NREAP [2] der EU-Mitgliedsstaaten bis 2020 nahezu verdoppeln. Wegen des raschen Anstiegs der Installationen von EE werden sie aber von einem Leistungsanteil von 10,7% (2005) im Vergleich zu den EE auf nur mehr 7,3% bis 2020 zurückgehen. Dies zeigt, dass die EE-Installationen wesentlich schneller wachsen, als die Pumpspeicherleistungen folgen können.

Diese Entwicklung gilt auch für Deutschland (Bild 6). Hier gibt sich ein ähnliches Verhältnis in kleinerem Maßstab wie in EU-27.

Dies bedeutet, dass mit dem Ausbau der Pumpspeicher allein aufgrund der relativ kleinen Ausbauleistungen und der aus der Sicht des Gesamtsystems relativ geringen Speichervolumina, die Aufgaben zur Speicherung und Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie zukünftig allein nicht lösbar sind. Mittelfristig sind daher weiterhin die thermischen Kraftwerke für die Netzregelung erforderlich. Langfristig ist es notwendig, dass sich einerseits die EE im Rahmen ihrer Möglichkeiten selbst an der Netzregelung beteiligen und dass karbonfreie Technologien für die Netzregelung entwickelt werden. Hier erscheint Ökomethan, das durch Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse mit EE und anschließender Bindung von Kohlenstoff aus CO₂ gewonnen wird und in den Erd-Porenspeichern der alten Gasvorkommen langfristig und in großer Menge gelagert werden kann, eine zweckmäßige Lösung. Einerseits kann hiermit das Problem der Überschusserzeugung durch sehr große installierte Leistungen gelöst werden und gleichzeitig das Problem der langfristigen Speicherung und der Bereitstellung von Ausgleichsenergie. Die thermischen Kraftwerke könnten hierdurch zu regenerativen Erzeugungsanlagen werden, die anstelle einer CO₂-Endlagerung mittels CCS einen regenerativen CO₂-Kreislauf bilden.

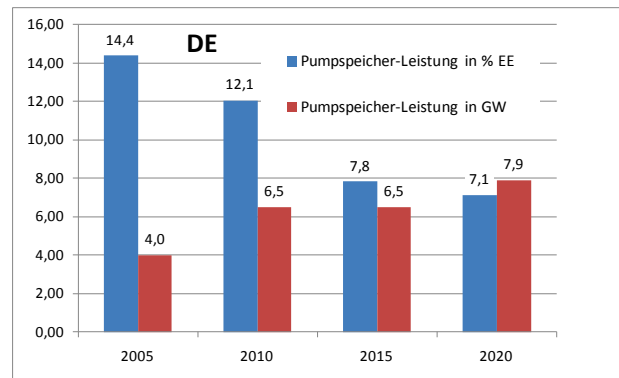


Bild 6 Entwicklung der absoluten und relativen Leistungen der Pumpspeicher, bezogen auf die EE-Installationen in Deutschland entsprechend NREAP [2]

2.3 Anforderungen an die thermischen Erzeugungsanlagen

Die hohen Installationsleistungen der EE machen einen veränderten Netz- und Kraftwerksbetrieb erforderlich. Die bisherige Organisation des Kraftwerksbetriebes in Grundlast, Mittellast und Spitzenlastkraftwerke wird sich stark verändern. Bei hohem regenerativem Erzeugungspotenzial werden die unregelmäßigen Grundlastblöcke zeitweise vollständig verdrängt und es werden wenige flexibel regelbare Kraftwerke am Netz bleiben. Diese Kraftwerke müssen in der Lage sein, die in Tab. 1 dargestellten Leistungsgradienten zeitgerecht aufzubringen. Bisher wurden die thermischen Kraftwerke vorwiegend in Bezug auf hohe Wirkungsgrade optimiert und hatten eine hohe Anzahl von Volllaststunden mit wenigen An- und Abfahrvorgängen pro Jahr. Zukünftig sind insbesondere eine hohe Manövrierfähigkeit mit größeren Gradienten, die Fähigkeit eine kleinere Mindestlast zu fahren und eine Auslegung für eine erhöhte Anzahl von An- und Abfahrvorgängen notwendig. Bei hohem solarem Dargebot ist z.B. ein morgendliches Abfahren und ein abendliches Anfahren durchaus als normal zu betrachten. Flexible thermische Kraftwerke der neuesten Generation können Gradienten von bis zu etwa 3%/min. fahren, d.h. innerhalb einer halben Stunde im Heißstart auf die volle Nennleistung fahren. Bei der Mindestlast sind mittlerweile Blöcke mit 25% möglich. Das häufigere An- und Abfahren führt zu einem höheren Verschleiß und verkürzt die mittlere Lebensdauer. Durch entsprechend angepasste Wartungsintervalle und vorbeugende Instandhaltungsmaßnahmen ist dies aber auch beherrschbar. Insgesamt führt der höhere Anteil der EE an der Elektrizitätserzeugung zu einer Verminderung der mittleren Jahresnutzungsstunden der thermischen Kraftwerke.

Das 40%_EE-Szenario 2020 in Deutschland wird eine Verringerung der mittleren Einsatzstunden der thermischen Kraftwerke auf etwa 4.000 Volllaststunden bringen. Bild 7 zeigt die Stromgestehungskosten moderner hocheffizienter Kohle- und Gas-Kombikraftwerke auf der Basis von Investitions- und Brennstoffkosten des Jahres 2020 ohne Berücksichtigung der CO₂-Zertifikatkosten. Letztere wer-

den voraussichtlich etwa 3ct/kWh bei Kohlekraftwerken und 1,3ct/kWh bei Gas-Kombiblöcken ausmachen.

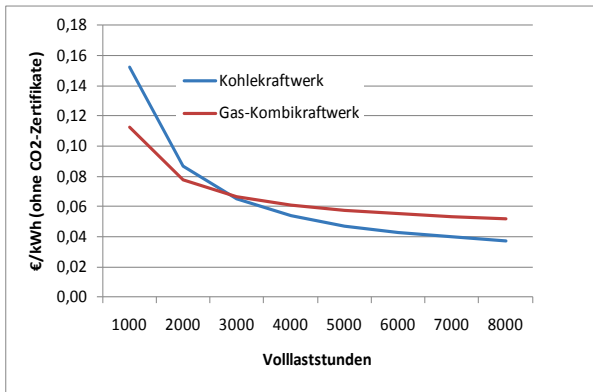


Bild 7 Stromgestehungskosten hocheffizienter Kohle- und Gas-Kombikraftwerke auf der Basis 2020 ohne CO₂-Zertifikate

Bei weiterem Ausbau der EE werden sich die Einsatzzeiten weiter verkürzen und die Investitionskostenanteile in Strompreis deutlich dominieren. Zunehmend werden die Kraftwerke in Zukunft weniger zur Bereitstellung von Grundlast sondern vermehrt zur potenziellen flexiblen Übernahme von Regelaufgaben bei Erzeugungsfrequenzen benötigt. Sie werden daher eine größere Affinität zu den Pumpspeicherkraftwerken entwickeln. Entsprechend der in NREAP dargestellten Daten liegen die mittleren Nutzungsstunden der Pumpspeicher derzeit in Europa im Mittel nur etwa 1.000 Stunden pro Jahr. Diese Werte werden sich aber voraussichtlich bis 2020 mehr als verdoppeln.

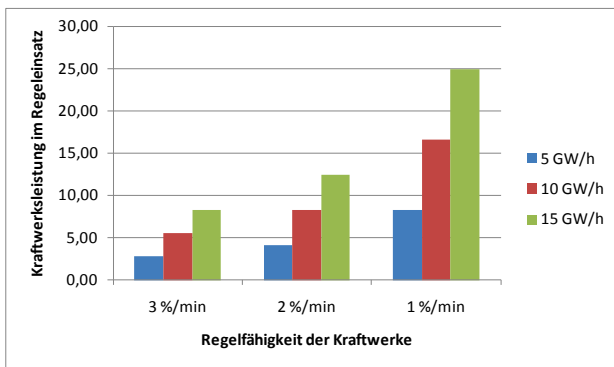


Bild 8 Erforderliche Kraftwerksleistung im Regeleinsatz zur Erreichung vorgegebener Regelgradienten

Wie bereits gezeigt wurde, werden die thermischen Kraftwerke vermehrt für Regelaufgaben mit hohen Leistungsgradienten benötigt, um die fehlenden Pumpspeicherkapazitäten zu kompensieren. In Bild 8 sind hierzu vergleichsweise hochflexible Kraftwerke mit einer Regelfähigkeit von 3%/min solchen mit kleineren Regelgradienten gegenübergestellt.

Hohe Gradienten in der Leistungsregelung können hier nach entweder durch wenige thermische Kraftwerke mit

hoher Flexibilität aber auch durch viele Kraftwerke mit kleinen zulässigen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten bereitgestellt werden. Zur Beherrschung eines Erzeugungsgradienten von 15 GW/h werden entweder Kraftwerkskapazitäten von 25 GW mit einer Regelfähigkeit von 1%/min oder 8,33 GW mit 3%/min benötigt. Damit können sich sowohl die hoch flexiblen Kombikraftwerke (CCPP combined cycle power plant) mit Gradienten bis etwa 3%/min und damit einem vollen Nennleistungshub innerhalb von einer halben Stunde als auch Kohlekraftwerke mit Hochfahrzeiten von einer bis zwei Stunden und zulässigen Gradienten von 2 bis 3%/min beteiligen. Für den zukünftigen Regelenergiemarkt wäre es interessant die klassischen Stundenprodukte durch Gradientenprodukte zu ergänzen.

3 Speichertechnologien im Vergleich

Pumpspeicherkraftwerke sind vollregenerative Anlagen und daher bestens für die nachhaltige Netzregelung geeignet. Es ist aber aus Gründen der Wirtschaftlichkeit, der nutzbaren Ausbaupotenziale und der Akzeptanz in der Bevölkerung nicht zu erwarten, dass bis zum Jahr 2020 ausreichende Kapazitäten entsprechend dem Ausbau der EE zur Verfügung stehen.

Da auf die thermischen Kraftwerke zukünftig vermehrt auch die Aufgabe haben, Regel- und Ausgleichsenergie bereitzuhalten, sind hierdurch verringerte Einsatzstunden möglich. Thermische Kraftwerke stellen zwar bei den heute eingesetzten fossilen Brennstoffen keine regenerativen Anlagen dar, als Backup-Kraftwerke zur Aufbringung der Residuallast vermindern sie aber ihre CO₂-Potenziale entsprechend ihrer verminderten Volllaststundenzahl und helfen somit auch, mit regenerativer Energie bei begrenztem Ausbau der Pumpspeicher eine gesicherte Elektrizitätsversorgung für den Industriestandort Deutschland zu ermöglichen.

Bild 9 zeigt einen Vergleich der hier ermittelten Grenzkosten von thermischen Kraftwerken im Regeleinsatz mit anderen Speichertechnologien [4].

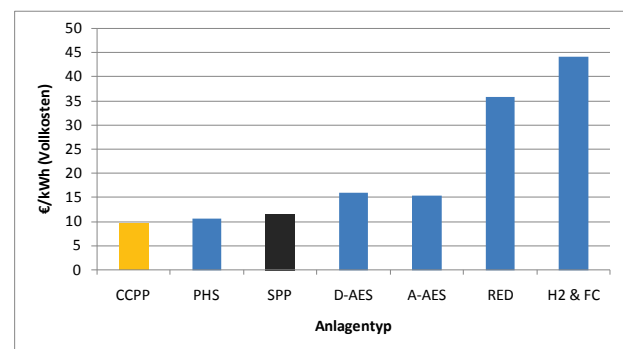


Bild 9 Bereitstellungs-kosten von Regelenergie verschiedener Speichertechnologien [4] im Vergleich zu thermischen Kraftwerken

Im Einzelnen bedeutet hier:

CCPP combined cycle power plant, natural gas fired
 PHS pumped hydro storage
 SPP steam power plant, coal fired
 D-AES diabatic air energy storage
 A-AES adiabatic air energy storage
 RED redox battery
 H2&FC hydrogen and fuel cell

Ob es möglich ist, bis zum Jahr 2020 ausreichende Leistungen und Speicherkapazitäten entsprechend dem Ausbau der EE mit den in Bild 9 dargestellten alternativen Speichertechnologien bereitzustellen sollte hier nicht untersucht werden.

In der Untersuchung [4] wurde die Wirtschaftlichkeit eines Pumpspeichers für 1.300 h im Pumpbetrieb und 1.000 h im Turbinenbetrieb untersucht. Um vergleichbare Ergebnisse für die thermischen Kraftwerke zu erhalten, werden diese für 2.000 Volllaststunden im Regelbetrieb betrachtet. Die Erzeugungspreise sind für diese als Vollkosten einschließlich der CO₂-Zertifikatpreise dargestellt.

Es zeigt sich hierbei, dass die thermischen Kraftwerke mit ihren Stromgestehungskosten im Bereich der Pumpspeicher liegen und daher zu diesen Preisen wettbewerbsfähig sind. Für das Kohlekraftwerk wurde ein Block von 800 MW mit einer Frischdampf Temperatur von 600 °C und einem Wirkungsgrad von 47% untersucht. Bei dem Gas-Kombikraftwerk wurde ein Block mit einem Wirkungsgrad von 60% betrachtet. Der erhöhte Verschleiß durch häufiges An- und Abfahren und die Wirkungsgradminderung im Teillastbereich konnten nicht berücksichtigt werden, da hierüber noch keine Betriebserfahrungen vorliegen und somit keine Kosten bekannt sind. Hierdurch können sich die Kosten der Regelenergie aus thermischen Kraftwerken etwas erhöhen. Die Analyse zeigt aber, dass mittelfristig bis 2020 die thermischen Kraftwerke eine realistische Alternative zu fehlenden Pumpspeicherkapazitäten sind.

4 Ausblick

Der Europäische Strategische Energie Technologie Plan (SET-Plan) hat das Ziel, eine karbonarme Energietechnologie zu fördern. Der hiermit verbundene starke Ausbau der erneuerbaren Energietechnologien führt zu einer stark leistungsorientierten Nutzung der Energiesysteme und erfordert einen Ausbau der Speicherkapazitäten und der Netze sowie eine Flexibilisierung der thermischen Erzeugungskapazitäten. Da die Potenziale der Pumpspeicher begrenzt sind und nicht zeitgerecht dem Leistungsanstieg der EE folgen können, stellen die flexibler einsetzbaren thermischen Erzeugungsanlagen kurz- bis mittelfristig die einzige Möglichkeit dar, einen stabilen Netzbetrieb herzustellen.

Da in den übrigen Ländern der EU ähnliche Aktivitäten laufen, muss jede Energieregion langfristig selbst die notwendigen Maßnahmen zur Bilanzierung seiner Energiebilanzen entwickeln und realisieren. Dies ist auch notwendig, da die Übertragungsnetze ebenfalls in ihren Aus-

baumöglichkeiten begrenzt sind und die Genehmigungsverfahren für den Um- und Ausbau sehr langfristig sind. Langfristig ist eine Beteiligung der EE an der Netzregelung und am Engpassmanagement erforderlich. Weiterhin stellen Verfahren zur Entnahme von Überschussenergie aus dem Netz z.B. über Wasserstoffelektrolyse, Herstellung von Ökomethan und Speicherung in ehemaligen Erdgaslagerstätten einen aussichtsreichen Weg zur Beherrschung der Speicherprobleme und der Vermeidung von überproportionalen Netzausbau dar.

5 Literatur

- [1] SET-Plan: A European Strategic Energy Technology Plan, COM (2009) 519 final.
- [2] Burskens, L. W. M., Hekkenberg, M.: Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Action Plans of the European Member States. European Environmental Agency (ECN), 2011. ECN-E-10-069.
- [3] Reichmut, M. et. al.: Jahresprognose 2011 der deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen. Leipziger Institut für Energie, 2010.
- [4] DENA_NNA: Untersuchung der energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Nutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherkraftwerken. Deutsche Energie Agentur (dena), 2008.