

# Zukünftige Rolle des Übertragungsnetzes bei überwiegend regenerativer Erzeugung

Günther Brauner, Technische Universität Wien, g.brauner@tuwien.ac.at

*Keywords:* Übertragungsnetz, Regenerative Erzeugungsszenarien, Leistungsorientierter Netzausbau, Netzregelung, Flexibilisierung

## Kurzfassung

Die nachhaltige Energieversorgung durch starken Ausbau von Windenergie und Photovoltaik führt zu einem leistungsorientierten Betrieb mit geringen Volllaststunden der thermischen Erzeugung und hohem Bedarf an Regel- und Ausgleichsenergie. Ab 2020 sind bereits Erzeugungssituationen in Deutschland möglich, bei denen die thermischen Grundlastkraftwerke zeitweilig durch EE verdrängt werden können. Der leistungsorientierte Ausbau der Übertragungskapazitäten und die Flexibilisierung der Regel- und Ausgleichsenergie mit Unterstützung der thermischen Erzeugungskapazitäten und durch Pumpspeicher sind erforderlich. Es werden Anforderungen an den Netzausbau und die Netzregelung dargestellt und es wird gezeigt, dass zu geringe Übertragungskapazitäten und Speicherkapazitäten zur Regionalisierung der Erzeugung einem erhöhten Einsatz von thermischen Kraftwerken führen werden.

## Abstract

The development of energy systems towards sustainable supply by forced development of wind energy and photovoltaic results in a more power oriented grid operation scheme with lower full load hours for thermal generation and an increased demand of energy for balancing and control. Beginning with the year 2020 in Germany generating situations are possible, where the thermal power stations for base load are temporarily substituted by renewable energy sources (RES). This necessitates a power oriented extension of the transmission systems capacities, a flexibilisation of the thermal generation capacities and the extensive use of pumped storage capacities. In the following requirements for the grid extension and grid control are presented and it is shown, that insufficient transmission capacities lead to regional development of generation and an enhanced use of thermal power capacities.

## 1 Einleitung

Die nachhaltige Energieversorgung verbunden mit einem starken Ausbau von Windenergie und Photovoltaik führt zu einem leistungsorientierten Betrieb mit geringen Volllaststunden der Erzeugung und hohem Bedarf an Regel- und Ausgleichsenergie. Während die Windenergie ein zentrales Erzeugungssystem mit direkter Anbindung an die Übertragungsnetze darstellt, sind die Photovoltaikanlagen dezentral in den Verteilungsnetzen installiert und wirken über die Mittelspannungs- und Hochspannungsnetze auf das Übertragungsnetz zurück. Ab 2020 sind bereits Erzeugungssituationen in Deutschland möglich, bei denen die thermischen Grundlastkraftwerke zeitweilig durch erneuerbare Energie verdrängt werden können. Der leistungsorientierte Ausbau der Übertragungskapazitäten und die Flexibilisierung der Regel- und Ausgleichsenergie mit Unterstützung der thermischen Erzeugungskapazitäten und durch Pumpspeicher sind erforderlich. Es werden Anforderungen an den Netzausbau und die Netzregelung dargestellt und es wird gezeigt, dass zu geringe Übertragungskapazitäten und Speicherkapazitäten zur Re-

gionalisierung der Erzeugung einem erhöhten Einsatz von thermischen Kraftwerken führen werden.

## 2 Nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung und Konsequenzen

### 2.1 Entwicklung der Erneuerbaren

Die EU-Direktive „20-20-20 until 2020“ sieht eine verstärkte Dekarbonisierung der Energieversorgung mit Emissionsminderung und einen Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) vor. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien hat entsprechend der Initiativen der EU derzeit in vielen europäischen Ländern hohe Priorität. Deutschland hat besonders fortschrittliche Szenarien [1], [2]. **Tabelle 1** zeigt die im Leitszenario 2009 des BMU zusammengestellten Ausbaupotenziale in Deutschland bis zum Jahr 2050 [2].

In TWh/a	2010	2020	2030	2040	2050
Wasserkraft	21,9	24,5	24,8	24,9	25,0
Windenergie	48,1	96,3	163,4	209,0	228,2
Onshore	47,7	66,1	75,3	61,7	85,8
Offshore	0,4	30,2	88,0	127,3	142,5
Fotovoltaik	7,0	20,0	25,9	28,6	32,5
Biomasse	32,1	50,6	55,3	56,3	56,6
Erdwärme	0,09	1,9	7,0	16,2	37,1
EU-Importe	-	2,7	40,7	91,5	123,3
<b>EE-Strom gesamt</b>	<b>109,3</b>	<b>196,0</b>	<b>317,0</b>	<b>426,5</b>	<b>502,6</b>
<b>EE-Strom Inland</b>	<b>109,3</b>	<b>193,3</b>	<b>276,3</b>	<b>335,0</b>	<b>379,3</b>

**Tabelle 1** Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien entsprechend BMU-Leitzszenario [2]

Die Wasserkraft stellte in der Vergangenheit die hauptsächlich regenerative Erzeugungskapazität dar. Sie hat derzeit nur noch geringe Zuwachspotenziale in Deutschland, die in den letzten Jahren bei nur noch etwa 20 MW Leistungszubau betragen haben. Windenergie, Photovoltaik, Biomasse und Erdwärme stellen zukünftig die hauptsächlichlichen Zubaupotenziale dar. Der Strombedarf in Deutschland lag in den letzten fünf Jahren im Bereich von 620 bis 580 TWh/a, wobei der Rückgang auf 580 TWh/a (2009) auf die Weltwirtschaftskrise zurückzuführen war. Eine nachhaltige Vollversorgung nach dem Leitzszenario erfordert Stromimporte aus der EU von 14 % (2030) bis 32 % (2050), bezogen auf den EE-Strom Inland. Eine weitgehende Vollversorgung aus EE setzt eine deutliche Effizienzsteigerung in der Elektrizitätsanwendung voraus. Für den Jahresstrombedarf wird hierzu eine Minderung von derzeit etwa 600 TWh/a auf 500 TWh/a in dem Leitzszenario vorausgesetzt.

## 2.2 Eigenschaften der Erneuerbaren

Die erneuerbaren Energiequellen können in ihrer leistungsorientierten Beanspruchung der Netze durch die sogenannten Volllaststunden charakterisiert werden. **Tabelle 2** zeigt typische Variationsbereiche der Volllaststunden verschiedener erneuerbarer Energiequellen. Mit dem typischen Referenzwert eines Flusskraftwerks ergeben sich hierauf bezogene benötigte relative Installationsleistungen der alternativen Quellen für eine äquivalente Jahresenergie. Bei den Onshore-Windkraftanlagen wurde bereits berücksichtigt, dass zukünftig mit dem Repowering durch größere Anlagenleistungen im Bereich von 5 MW und darüber durch die größere Nabenhöhe und die größeren Rotordurchmesser die mittlere Volllaststundenzahl zunehmen wird.

Fotovoltaik zeigt in Mitteleuropa Volllaststunden im Bereich von etwa 800 bis 1.300 h/a und liegt dabei ungefähr bei der Hälfte der Werte die in Nordafrika und in Südeuropa zu erzielen sind. Daher sind hier große Installationsleistungen erforderlich. Da die Installationen vorwiegend auf Dächern und Fassaden vorgenommen werden, ist durch diese verbrauchernahe Anordnung und wenn zu-

sätzlich dezentrale Speichertechnologien z. B. in Elektrofahrzeugen oder stationären Hausbatterien eingesetzt werden, die leistungsorientierte Beanspruchung des Übertragungsnetzes erst bei massivem Ausbau der Fotovoltaik möglich.

Technologie	Volllaststunden [h/a]			relative Installationsleistung	gesicherte Mindestleistung
	min.	max.	Referenzwert	%	%
Flusskraftwerk	4.000	4.900	4.600	100	40
Onshore-Wind	1.700	2.400	2.000	230	0
Offshore-Wind	3.000	4.000	3.500	130	0
Fotovoltaik	700	1.000	850	540	0
Geothermie	7.000	8.000	7.500	60	100
Biomasse	3.000	6.000	4.000	120	100

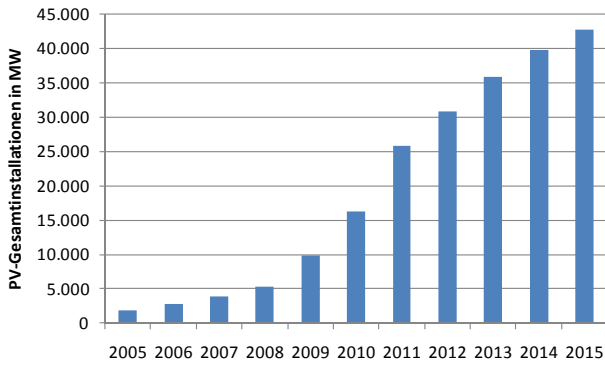
**Tabelle 2** Volllaststunden verschiedener erneuerbarer Energiequellen

Die Volllaststunden werden sich durch technologische Fortschritte bei den Windkonvertern infolge höherer Einheitsleistungen mit größeren Rotordurchmessern in Richtung höherer Werte verschieben. Bei der Fotovoltaik sind durch solare Nachführungssysteme (Suntracker) und automatische Selbstreinigung der Oberflächen ebenfalls Verbesserungspotenziale vorhanden.

Die gesicherte Mindestleistung ist hier auf die einzelne Anlage bezogen. Durch regionale Vernetzung der Anlagen und Anbindung an die Übertragungsnetze ist ein teilweiser überregionaler Ausgleich möglich. Bei Windenergie sind die regionalen Potenziale im Wesentlichen durch die atmosphärischen Druckgradienten gegeben. Während in der Kernzone von Hoch- und Tiefdruckgebieten Windflaute herrscht, sind zwischen diesen Zonen variable Windgeschwindigkeiten gegeben. Wegen der unterschiedlichen regionalen Bedingungen kann nur etwa 70 bis 80 % der installierten Windenergie gleichzeitig eingespeist werden. Bei großflächigen Hochdruckgebieten sind dagegen Flaute zu erwarten.

## 2.3 Photovoltaik in Siedlungen

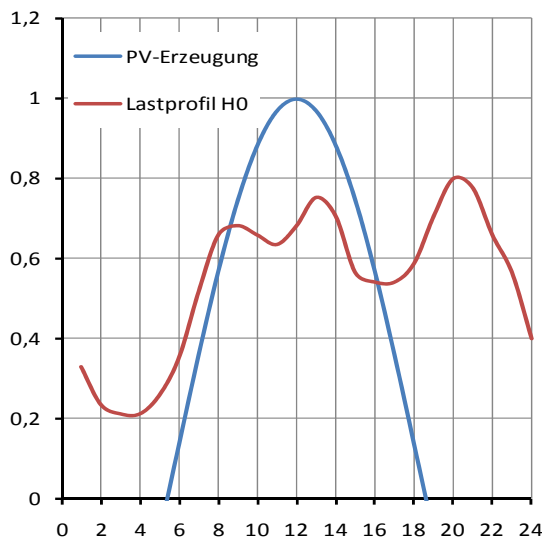
Photovoltaikanlagen finden derzeit eine rasch wachsende Verbreitung. In Deutschland wurden im Jahr 2010 über 6.500 MW installiert. **Abb. 1** zeigt die voraussichtlichen Gesamtinstallationen bis 2015 aus heutiger Sicht und unter der Voraussetzung, dass die bisherigen Förderungen entsprechend den Neuinstallationen steigen werden, was derzeit nicht sicher ist.



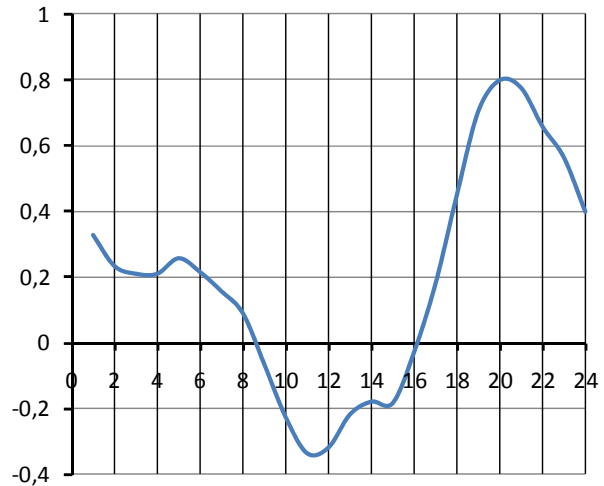
**Abb. 1** Gesamtinstallation von PV-Anlagen in Deutschland bis 2015

Photovoltaikanlagen werden voraussichtlich überwiegend im Verteilungsnetz installiert und sind daher nicht unmittelbar im Übertragungsnetz als Einspeisung sichtbar. Bei ihnen ist eine hohe Gleichzeitigkeit der Erzeugung möglich. Bei großflächig gleichartigen Wetterlagen mit klarem Himmel erreicht die Globalstrahlung bei Sonnenaufgang innerhalb von 36 min die gesamte Fläche Deutschlands. Hierdurch entstehen hohe Gradienten der Erzeugungsänderung. Durch die unterschiedliche Ausrichtung der PV-Systeme auf den Dächern und an den Fassaden ergeben sich zeitlich versetzte Erzeugungsbedingungen und damit real verminderte Gradienten, die etwa bei 50 % der maximalen Gradienten liegen.

**Abb. 2** zeigt die Elektrizitätserzeugung in einer Siedlung durch PV und relativ hierzu das standardisiert Lastprofil H0 eines Haushalts. Am Morgen fällt der Anstieg der PV-Erzeugung mit dem Anstieg der Last zusammen, wodurch sich ein geringer Bedarf an Ausgleichsenergie aus dem überlagerten Netz oder lokalen Elektrizitätsspeichern ergibt. Bei Sonnenuntergang fällt dagegen der Rückgang der Erzeugung mit dem Anstieg der Last zusammen, wodurch sich große Gradienten für die Ausgleichsenergie ergeben, wie **Abb. 3** zeigt.



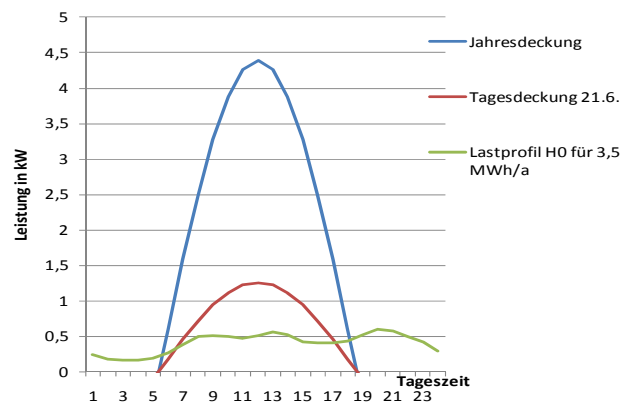
**Abb. 2** Elektrizitätserzeugung durch Fotovoltaik in energieaktiven Siedlungen



**Abb. 3** Ausgleichsenergie aus dem Netz für energieaktive Siedlungen

**Abb. 4** zeigt die erforderlichen PV-Leistungen für einen energieautarken Haushalt mit einem Jahresbedarf von 3.500 kWh/a (obere Kurve). Die mittlere Kurve zeigt die erforderliche Installation zur Deckung des Tagesbedarfs am 21. Juni für einen sonnigen Tag. Insbesondere führt Energieautarkie mit PV zu hohen Überschussleistungen im Sommer, die kaum wirtschaftlich innerhalb einer Siedlung durch stationäre Energiespeicher oder Elektromobile aufgenommen werden können, sondern im Niederspannungsnetz transportiert und in die überlagerten Netzebenen exportiert werden müssen.

Wenn die in **Abb. 1** dargestellten Gesamtinstallationen zugrunde gelegt werden, sind real im Jahr 2010 Erzeugungsgradienten der PV im deutschen Netz von bis etwa 2 GW/h zu erwarten, 2015 etwa 6 GW/h und 2020 etwa 7 GW/h.



**Abb. 4** PV-Installation eines Haushalts für Jahres- bzw. Tagesdeckung der Energie

## 2.4 Windenergie

In Europa wird die Windenergie voraussichtlich Gesamtleistungen von 300 bis 400 GW bis zum Jahr 2030 erreichen, davon etwa 60 bis 70 % Onshore und der Rest Offshore.

Bei Onshore-Windenergie sind in Deutschland bis zum Jahr 2020 Gesamtinstallationen zwischen 33 und 35 GW zu erwarten. Aus den Erfahrungen mit den bisherigen Windinstallationen ergeben sich die in Tab. 3 dargestellten Gradienten, die theoretische Grenzwerte darstellen, die in der Realität kaum erreicht werden können. Maximale Gradienten mit einer Wahrscheinlichkeit von 1 % liegen bei etwa 15 bis 20 GW/h.

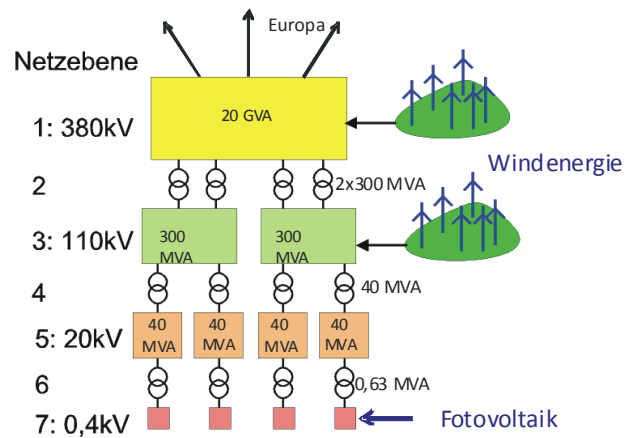
Windleistungsänderung	Häufigkeit pro Jahr	bei 25 GW Installation GW / h	bei 50 GW Installation GW / h	Bei 75 GW Installation GW / h
10 %	300	2,5	5,0	7,5
20 %	50	5,0	10,0	15,0
30 %	5	7,5	15,0	22,5
50 %	0,3	12,5	25,0	37,5

**Tabelle 3** Wahrscheinlichkeit von Windleistungsgradienten innerhalb einer Stunde

Zusammen mit der PV ergeben sich daher Gradienten von etwa 20 bis 25 GW/h, die durch Pumpspeicher, flexibel einsetzbare thermische Kraftwerke oder durch Im- bzw. Export mit dem transeuropäischen Übertragungsnetz beherrscht werden müssen.

## 3 Aufgaben der Übertragungsnetze

Während Elektrizität aus Wasserkraftwerken, Bioheizkraftwerken und Geothermieanlagen wegen der hohen Einsatzstunden mit relativ kleinen Leistungen erzeugt werden können und geringe Erzeugungsgredienten aufweisen, die zudem planbar sind, benötigen Windenergie und PV große Erzeugungskapazitäten bei kleineren Einsatzstunden und zeigen stärkeren Fluktuationen. Onshore Windanlagen stellen eine zentrale Erzeugungstechnologie dar und speisen in die Netzebenen 1 und 3 ein (**Abb. 5**) und Offshore-Wind direkt in die Netzebene 1. Im Übertragungsnetz beträgt die lokal verfügbare Übertragungskapazität an einem Netzknoten, die sich aus der Zahl der Leitungen und deren Übertragungskapazitäten ergibt, etwa bis 20 GVA. Zur Integration großer Windparks sind daher entsprechende Netzverstärkungen der bestehenden Netzstrukturen oder ein überlagertes Höchstspannungs-Drehstrom- oder -Gleichstromnetz erforderlich. Insbesondere sind Übertragungsverbindungen zwischen großen Onshore- oder Offshore-Windparks und den Lastschwerpunkten der Ballungszentren zweckmäßig [4], [5]. Ein Europäisches Supergrid [3] erscheint bis zum Jahr 2020 technisch und wirtschaftlich kaum möglich.



**Abb.5** Integration von Wind und Photovoltaik in die elektrischen Netze

Fotovoltaik wird voraussichtlich auch zukünftig fast ausschließlich auf Dach- und Fassadenflächen installiert und an die Nieder- oder Mittelspannungsnetze zur Versorgung dieser Gebäude angeschlossen werden. Bei einer Einbindung in die Niederspannungsnetze können entsprechend den Planungsregeln der Niederspannungsnetze nur etwa 2 bis 3 kW<sub>p</sub> an PV-Installationen je Abnehmer (Haushalt) in das Niederspannungsnetz integriert werden. Durch die hohe Gleichzeitigkeit der Erzeugung aus diesen Quellen sind Erzeugungssituationen mit hoher Rückspeisung möglich, die zu Überlastungen der Niederspannungsnetze und der speisenden Transformatoren führen können. Auch Mittelspannungsnetze und die Transformatoren der Ebene 4 können noch überlastet werden.

Im Verteilungsnetz stehen die folgenden Maßnahmen zur Integration eines hohen Anteils von PV zur Verfügung:

- *Netzverstärkung der Niederspannungsnetze.* Derzeit sind die Niederspannungsnetze zu etwa 80 % verkabelt. Eine Netzverstärkung würde hohe Kosten durch Grabungsarbeiten verursachen. Derzeit liegen etwa 80 % der Investitionskosten in den Niederspannungsnetzen. Die hierfür erforderlichen Investitionskosten wären kaum wirtschaftlich zu begründen, da die PV nur etwa 800 bis 900 Vollaststunden aufweist und die Zeiträume mit voller Erzeugung nur in der Größenordnung von 100 bis 200 Stunden liegen. Im Teillastbereich wären die Übertragungskapazitäten in vielen Fällen zur Integration der PV ausreichend.
- *Entnahme der PV-Leistung aus dem Netz am Erzeugungsort und direkte Verwendung für dezentrale Anwendungen* wie solares Kühlen durch Wärmepumpen, Warmwasserbereitung und -speicherung, Laden von Elektrofahrzeugen, Umwandlung in Wasserstoff durch Elektrolyse und lokale Speicherung mit späterer Nutzung in Brennstoffzellen zur Stromerzeugung oder für Brennstoffzellenfahrzeuge, Speicherung in stati-

onären Batterien oder Verwendung für andere dezentrale Anwendungen.

- *Vorübergehende Abschaltung zur Anpassung der Einspeiseleistungen an die verfügbare Netzkapazität.* Hier stellt sich das Problem, dass dann die entgangene Einspeisevergütung rückvergütet werden muss.
- Als kostengünstigste Maßnahme erscheint kurzfristig eine Begrenzung der zulässigen installierten Leistung von PV entsprechend den lokalen Netzkapazitäten und mittel- bis langfristig, die Verteilungsnetze bei Neu- oder Umbau entsprechend den Leistungsbedarf der zukünftigen PV-Installationen auszulegen.

Im Übertragungsnetz der Bedarf an Übertragungsleitung durch die Leistungen der angeschlossenen Windparks und die zu erwartenden Leistungsexporte aus den Niederspannungsnetzen bestimmt.

Die Übertragungsnetze haben bei überwiegender nachhaltiger Erzeugung zukünftig die folgenden Aufgaben zu erfüllen:

- Übertragung der Leistungen zwischen den Erzeugungs- und Lastzentren.
- Übertragung von und zu den Pumpspeichern.
- Export- bzw. Import von Überschussleistungen innerhalb Europas und damit Verbesserung des gegenseitigen Ausgleichs zwischen Energieregionen und Verminderung des Bedarfs an Pumpspeicherkapazitäten.
- Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie aus flexibel einsetzbaren thermischen Kraftwerken zum zeitgerechten Ausgleich bei Erzeugungssituationen mit starken Leistungsfluktuationen.

In den Übertragungsnetzen werden sich zukünftig wegen ihres nicht adäquaten Ausbaus beim Übergang zur leistungsorientierten nachhaltigen Energieversorgung zunehmend Engpässe einstellen. Regional ist daher eine verbesserte Leistungsbilanzierung der fluktuierenden Erzeugung erforderlich. Hierzu können einerseits Speichertechnologien andererseits flexibel einsetzbare thermische Kraftwerke eingesetzt werden.

## 4 Entwicklung der Speichertechnologien

Derzeit sind in Mitteleuropa Pumpspeicherkraftwerke mit einer Gesamtleistung von etwa 35 GW in Betrieb. Bis zum Jahr 2020 werden sich voraussichtlich diese Kapazitäten auf etwa 50 GW erhöhen. Die Speicherzeitkonstante beträgt in Deutschland etwa 6,6 Stunden, wenn bei voller Pump- bzw. Turbinenleistung die Speicher gefüllt bzw. entladen werden. In Österreich sind die Verhältnisse ähnlich. Eine Ausnahme stellt das Pumpspeicherkraftwerk Kaprun dar, das im Ober- und Untersee jeweils ein Volumen von etwa 80 Mio. m<sup>3</sup> hat. Beim derzeitigen Ausbau

auf 480 MW mit zwei Pumpturbinen von je 240 MW beträgt die Speicherzeitkonstante 110 Stunden. Beim geplanten Ausbau auf 4 x 240 MW wird sich diese auf 65 Stunden verringern.

Bei einem voraussichtlichen Ausbau der Windenergie in Europa auf etwa 300 bis 400 GW bis zum Jahr 2030 und der Photovoltaik auf etwa 100 GW sind die Leistungen der Energiespeicher zu gering für einen vollständige Ausgleich. Sie sind für eine kurzfristige Speicherung eines Teils der fluktuierenden Energie einzusetzen, benötigen aber weitere Technologien für die Regelung und Bilanzierung der Übertragungsnetze.

Druckluftspeicher stellen eine weitere Möglichkeit dar. Als reiner Druckluftspeicher hat das Kraftwerk Huntorf etwa ein um den Faktor 150 kleineres Speichervolumen als Kaprun. Als Wasserstoffspeicher wird etwa 75 % der Kapazität von Kaprun erreicht. Allerdings sind hier durch Elektrolyse und Rückverstromung über Brennstoffzellen nur Gesamtwirkungsgrade von etwa 25 % zu erwarten. Im Vergleich hierzu haben Pumpspeicher Gesamtwirkungsgrade von 80 %.

Längere Perioden ohne Windenergie und Photovoltaik können daher auch zukünftig kaum mit klassischen Speichertechnologien überbrückt werden.

## 5 Zukünftige Aufgaben der thermischen Erzeugungsanlagen

Wegen der mittelfristig zu erwartenden begrenzten Übertragungs- und Speicherkapazitäten ist regional ein Einsatz von thermischen Kraftwerken zweckmäßig. Die Leistung der Kraftwerke muss insgesamt der Spitzenlast einschließlich einer Leistungsreserve für Kraftwerksausfälle durch Störungen oder Wartungen betragen, da Perioden ohne EE möglich sind.

Der Einsatz der Kraftwerke ist zukünftig unter den veränderten Rahmenbedingungen neu zu gestalten: anstelle nicht geregelter Grundlast ist vermehrt regelbare Mittel- und schnell regelbare Spitzenlast erforderlich. Zukünftig müssen die Kraftwerke häufig an- und abgefahren werden und in der Lage sein, größere Leistungsgradienten zu erbringen. Die thermischen Kraftwerke werden zukünftig in ihren mittleren Einsatzstunden von derzeit etwa 6.000 bis 8.000 h/a auf Werte von etwa 1.500 bis 3.000 h/a zurückgehen. Wenn die Netz- und Speicherkapazitäten nicht ausreichend ausgebaut werden können, wird die verfügbare regenerative Energie nur unvollständig genutzt werden können und die thermischen Kraftwerke werden dann bei höheren Einsatzstunden verbleiben.

Insgesamt werden die thermischen Kraftwerke zukünftig vermehrt Regel- und Ausgleichsenergie und weniger Grundlast aufbringen. Ähnlich wie bei den Speicherkraftwerken sind dann neue Regeln und Tarife für den geordneten Netzbetrieb erforderlich.

## 6 Zusammenfassung

Die Übertragungsnetze sind in den letzten Dekaden nicht entsprechend dem allgemeinen Lastanstieg und der Zunahme des Anteils der regenerativen Energien ausgebaut worden. Engpässe in den Netzen sind daher vermehrt zu erwarten. Ein weiträumiger Ausgleich bei nachhaltiger Erzeugung ist daher nur begrenzt möglich und ausreichende Speicherkapazitäten sind auch kaum zeitgerecht bereitzustellen. Eine regionale Clusterung der Erzeugungszentren mit erneuerbarer Energie und von flexibel einsetzbaren thermischen Kraftwerken erscheint daher zumindest in einer Übergangsperiode notwendig. Wegen der damit verbundenen niedrigeren Volllaststundenzahl der thermischen Kraftwerke wird eine Einsparung von fossiler Energie und eine Verminderung der damit verbundenen Emissionen möglich, ohne dass die Versorgungssicherheit darunter leidet.

## 7 Literatur

- [1] Bundesverband Erneuerbare Energie: Ausbauprognose der Erneuerbaren-Energien-Branche für Deutschland
- [2] BMU 2009: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland (Leitszenario 2009)
- [3] Czisch, G.: Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung – kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien. Dissertation, Universität Kassel 2005.
- [4] DENA 2005: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergieanlagen in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH, Köln (DENA I).
- [5] EWIS 2009: European Wind Integration Study (EWIS) – towards a successful integration of wind power into European Electricity Grids. Final Report 2007-01-15.