

## Das Marktkonzept der Energieregionen

Günther Brauner, Technische Universität Wien

### Die nachhaltige Entwicklung der Elektrizitätsversorgung in Europa bis 2020

Die Energiewende in Europa ist von unterschiedlichen Strategien und Umsetzungsgeschwindigkeiten bestimmt:

- Länder mit fossiler Tradition wie Polen und Tschechien möchten weiterhin die Kohleverstromung auf Basis nationaler Ressourcen beibehalten, da die Umstellung auf Gas mit hohen Kosten für neue Kraftwerke und Gasimporte verbunden ist.
- Länder mit nuklearer Tradition wie Großbritannien und Frankreich setzen weiterhin auf diese Technologie, wenngleich auch Frankreich bis 2025 nur noch 50% seiner Elektrizität hieraus gewinnen möchte und stärker in Richtung Nachhaltigkeit gehen möchte.
- Länder mit hohem Anteil an hydraulischer Erzeugung wie Norwegen und Österreich möchten diese weiterhin einsetzen und entwickeln die neuen erneuerbaren Energien als Ergänzung dieser Kapazitäten.
- Deutschland und Spanien stellen in der EU derzeit die Vorreiter in Richtung erneuerbare Energien dar, mit erheblichen Investitionen insbesondere in den Ausbau von Windenergie und Photovoltaik.

Die Umstellung der Elektrizitätserzeugung ist mit hohen Investitionskosten verbunden, so dass derzeit nur eine jährliche Änderungsrate von 0,5 bis 1%/a in der Substitution von fossiler Energie durch erneuerbare Elektrizität möglich erscheint. Insgesamt hat aber Europa das Ziel, bis zum Jahr 2050 seine Energieversorgung überwiegend auf regenerative Quellen umzustellen. Bisher haben die einzelnen Mitgliedsstaaten Modelle zur Bilanzierung der fluktuierenden regenerativen Energie innerhalb ihres Versorgungsgebietes, insbesondere durch Ausbau von Speichertechnologien, flexiblen Einsatz von thermischen Kraftwerken und mittels ersten Ansätzen zum Demand Side Management unternommen. Die unterschiedliche Geschwindigkeit der Transformationsprozesse der Mitgliedsstaaten führt dazu, dass die Anteile an der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbare Quellen sehr unterschiedlich sind. Dies ermöglicht neue Marktmodelle für den transnationalen Handel der Überschussenergie insbesondere zwischen benachbarten Staaten, setzt aber voraus, dass diese ihre Erzeugung aus thermischen Kraftwerken flexibler gestalten. Dies wird im Folgenden dargestellt.

Windenergie und Photovoltaik stellen in Europa die Quellen mit den höchsten Wachstumspotenzialen dar. Entsprechend dem „National Renewable Energy Action Plan“ der EU-27 [1] und den Anmeldungen der Mitgliedsstaaten, werden bis zum Jahr 2020 voraussichtlich 214.000 MW an Windenergie und 103.000 MW an Photovoltaik installiert. Die installierten erneuerbaren Erzeugungsleistungen sind national und regional sehr unterschiedlich und können in einigen Mitgliedsländern, insbesondere in Deutschland und Spanien zeitweilig die Spitzenlast der Länder übersteigen. Für einen stabilen Netzbetrieb muss Regel- und Ausgleichsenergie bereitgestellt werden. Damit ein möglichst hoher Nutzungsgrad der erneuerbaren Energie (EE) entstehen kann, sind Maßnahmen zur flexiblen Erzeugungs- und Bedarfssteuerung erforderlich:

- Ausbau der Pumpspeicherkapazitäten
- Ausbau von dezentralen Batteriespeicherkapazitäten durch stationäre Hausbatterien oder Entwicklung der Elektromobilität mit Rückspeisemöglichkeit.
- Flexible Verbrauchssteuerung durch Demand Side Management (DSM) oder Demand Side Integration.
- Power to Gas. Hierbei wird Überschusselektrizität durch Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt und kann in einem weiteren Konversionsschritt in Methan umgewandelt werden.
- Entwicklung des internationalen Stromhandels durch Ausbau der Übertragungsnetze und internationale Kooperationsabkommen.
- Flexibilisierung der thermischen Kraftwerke [2].

## Bewertung von Maßnahmen zur Speicherung und zur flexiblen Verbrauchssteuerung

Der Aus- oder Umbau von Pumpspeicherkapazitäten ist mit einem hohen Kapitalbedarf und langen Vorlaufzeiten für die Genehmigungsverfahren und den eigentliche Ausbau verbunden. In der EU-27 werden die Pumpspeicherleistungen von 18,7 GW (2005) auf 34,8 GW bis zum Jahr 2020 erweitert [1]. In Relation zu den installierten Leistungen der EE sinkt aber ihr relativer Leistungsanteil von 10,7 % (2005) auf 7,3 % (2020), d.h. die regenerativen Quellen wachsen schneller als die Pumpspeicher.

Die Investitions- und Betriebskosten der Pumpspeicher sind in Abb. 1 für Neubauprojekte einschließlich der Errichtung von Speicherbauwerken für den oberen und unteren Speicher dargestellt. Es wird hierbei ein Zinssatz von 3% bei einer Abschreibungsdauer von 40 Jahren vorausgesetzt. Der rot dargestellte Variationsbereich der Erzeugungskosten stellt den Base-Peak-Bereich für Pumpstrom von 3,75 ct/kWh bis 6,25 ct/kWh und den Variationsbereich der Fixkostenanteile der Neubauprojekte dar. Die Wettbewerbsfähigkeit von Pumpspeicher verbessert sich mit der Volllaststundenzahl. Diese kann höchstens 4.000 h/a im Turbinenbetrieb erreichen, da für den Pumpbetrieb etwa die gleiche Zeit notwendig ist.

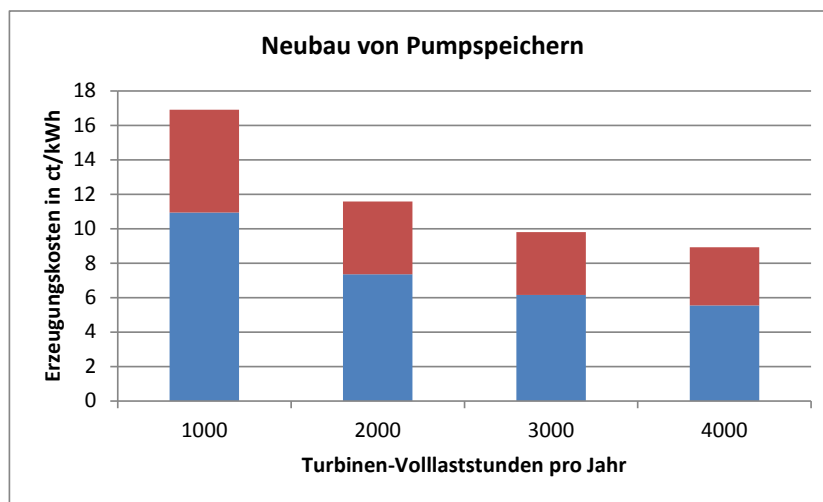


Abb. 1 Erzeugungskosten beim Einsatz von neuen Pumpspeichern

Bei der Leistungserweiterung von Pumpspeichern entfallen Kosten für den Bau der Staumauern und den Aushub der Speichervolumina. Es entstehen nur Kosten für die Errichtung eines neuen Triebwerkes und eines Kavernenkraftwerks (Abb. 2).

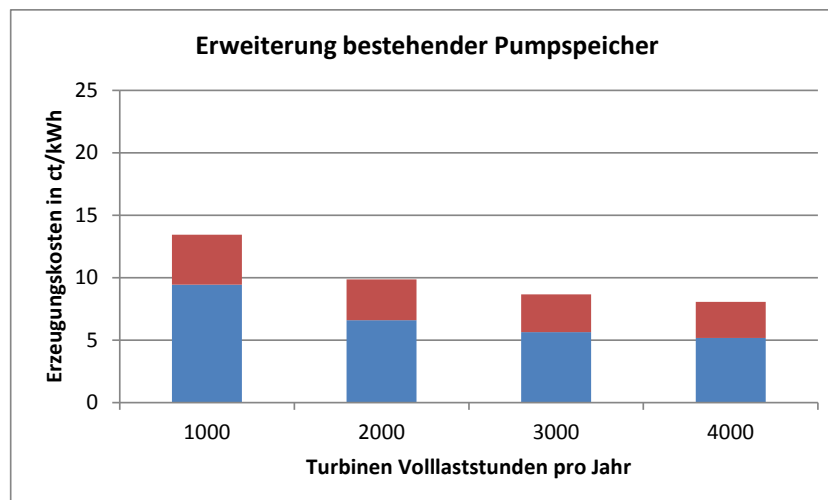


Abb. 2 Erzeugungskosten bei Erweiterung bestehender Pumpspeicher

Zukünftig sind Turbinen-Volllaststunden von 2.000 bis 3.000 h/a zu erwarten. In gleicher Größenordnung liegen die Pump-Volllaststunden. Die Erzeugungskosten aus Pumpspeichern einschließlich

Strombezug können damit zu etwa 10 ct/kWh als Mittelwert für einen Mix aus Neubauten und Erweiterungen angesetzt werden.

Die Entwicklung der Elektromobilität läuft derzeit in Europa nur schleppend und es ist kaum zu erwarten, dass bis zum Jahr 2020 ausreichende Flottenkapazitäten zur Verfügung stehen, die mittels flexibler Ladesteuerung Überschussenergie aufnehmen können. Weiterhin ist nicht voraussehbar, ob die Rückspeisung aus den Elektrofahrzeugen zur Bilanzierung der Netze von den Fahrzeugnutzern angenommen wird und ob bis zum Jahr 2020 entsprechende technische Konzepte zur Steuerung und Abrechnung einsetzbar sind.

Der Einsatz von Smart Metern in großer Stückzahl bis zum Jahr 2020 ist wahrscheinlich. Für das DSM ist aber nur ein Teil der Endverbrauchsgeräte geeignet, wie z.B. Wärmepumpen, Klimaanlage und Elektroheizungen. Da deren Einsatz von den Wetterbedingungen abhängt, soll hier auch dies nicht als wirksame Bilanzierungsmaßnahme betrachtet werden.

„Power to Gas“ und seine Rückumwandlung mittels „Gas to Power“ in Elektrizität stellte ein chemisches Speicherverfahren dar. Der Gesamtwirkungsgrad wird voraussichtlich bei 35 % liegen. Derzeit stellt dies noch ein Gebiet der Forschung dar und im kurzen Zeitraum bis zum Jahr 2020 sind kaum signifikante Kapazitäten in Relation zu den erneuerbaren Energiequellen zu erwarten.

Damit bleiben der flexible Einsatz von thermischen Kraftwerken und der internationale Stromhandel als wahrscheinlichste einsetzbare Maßnahmen übrig. Insbesondere der internationale Stromhandel stellt eine effiziente und wirtschaftliche Lösung dar, setzt aber voraus, dass ausreichende internationale Transitkapazitäten im Übertragungsnetz vorhanden sind. Dies soll im Folgenden analysiert werden.

## Die Entwicklung der erneuerbaren Elektrizitätsversorgung entsprechend NREAP

Entsprechen dem „National Renewable Energy Action Plan“ (NREAP) [1] der EU haben sich die Mitgliedsländer verpflichtet, bis zum Jahr 2020 die europäische Elektrizitätsversorgung zu 34,5 % aus erneuerbaren Energiequellen zu versorgen. Die Zielvorgaben für die einzelnen europäischen Länder sind verschieden, entsprechend unterschiedlicher historischer Voraussetzungen und möglicher Erzeugungspotenziale. In Tabelle 1 sind die Zwischenziele einiger ausgewählter europäischer Mitgliedsstaaten bis 2020 dargestellt, sowie deren Ausgangssituation im Jahr 2005.

EU Mitgliedsstaat	Einwohner	Elektrizitätsbedarf	Anteil EE 2005 an Elektrizität	Anteil EE bis 2020 an Elektrizität
	Millionen	TWh/a	2005	2020
Deutschland	81	560	10,2 %	38,6 %
Österreich	8,1	65	59,8 %	70,6 %
Frankreich	66	543	13,5 %	28,5 %
Niederlande	17	110	6,0 %	37,0 %
Spanien	46	258	18,4 %	40,0 %
Polen	38,5	152	0,0 %	19,1 %
Tschechien	10,5	81	4,5 %	13,9 %
Ungarn	10	40	4,3 %	10,9 %
<b>Entso-E (EU-34)</b>	<b>525</b>	<b>3.400</b>		<b>(EU-27) 34,5 %</b>

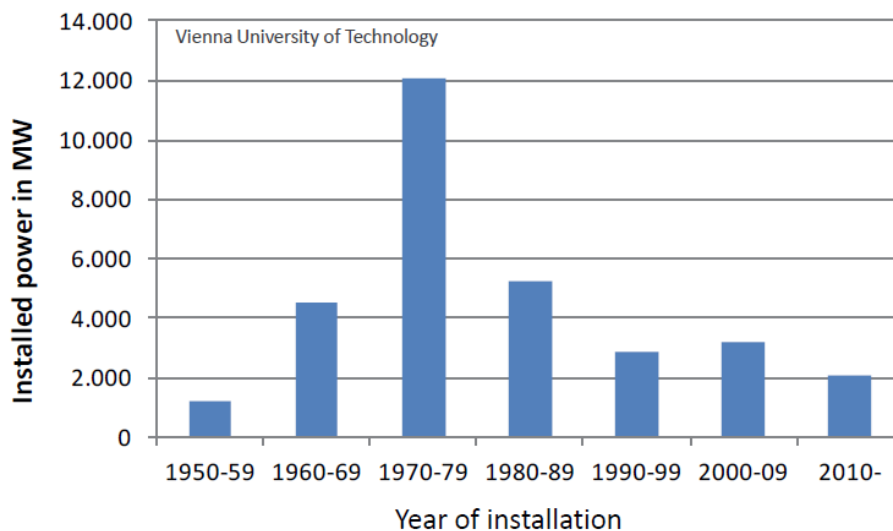
**Tabelle 1** Kennwerte des Elektrizitätsmarktes und der EE-Ziele in ausgewählten Nachbarregionen

Österreich hatte 2005 mit 58,9% bereits einen hohen Anteil von EE in der Elektrizität und muss diesen auf 70,6% erhöhen. Deutschland muss von 10,2% auf etwa 40% kommen, was eine Vervielfachung darstellt. Der Anteil der EE in den einzelnen Nachbarstaaten von Österreich und Deutschland ist aber sehr verschieden, wodurch sich ein freier Markt für die Überschussenergie entwickeln kann, der nur durch die zukünftig vorhandenen Leitungskapazitäten beschränkt wird.

EE aus Wind und Sonne zeigt niedrige Volllaststunden und höhere Fluktuationen als die klassischen Erzeugungstechnologien auf der Basis von thermischen, hydraulischen oder nuklearen Kraftwerken. Bisher gehen die Strategien der Länder eher von nationalen Strategien zum Ausgleich der Fluktuationen und zur Netzregelung aus.

Die internationale Kooperation zwischen benachbarten Energieregionen zum Austausch von erneuerbar Überschussenergie und von Ausgleichsenergie aus flexiblen Kraftwerken über die Übertragungsnetze stellt eine kurzfristig einsetzbare Lösung der Überschussproblematik dar. Dies erfolgt bereits heute durch den in Europa freien Elektrizitätsmarkt. Die Vorteile liegen im hohen Netzübertragungswirkungsgrad von 95% und werden über die attraktiven Überschusspreise zu einem Zurückfahren der thermischen Kraftwerke führen, wenn deren Grenzkosten unterboten werden.

Abb. 3 zeigt, am Beispiel Polens, dass viele der heute eingesetzten Kohlekraftwerke bereits die rechnerische Lebensdauer überschritten haben und überwiegen ohne Entstickung und Entschwefelung betrieben werden. Der mittlere Wirkungsgrad liegt bei etwa 35%.



**Abb. 3** Installierte Kapazitäten von Kohlekraftwerken in Polen nach Baujahr

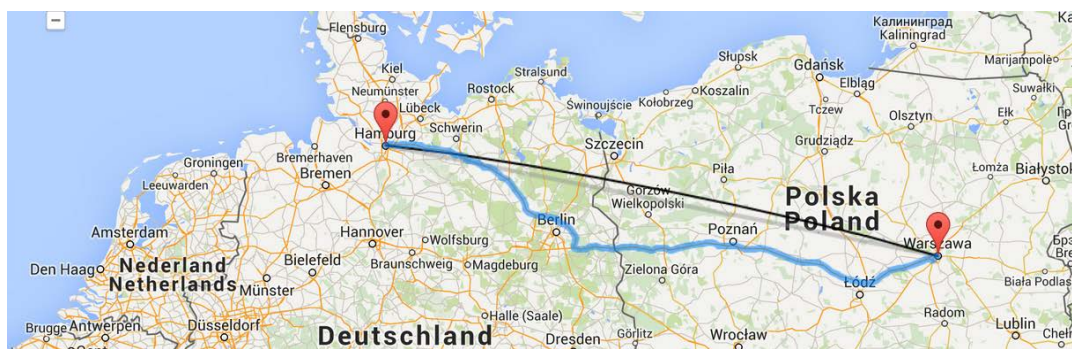
Die derzeitige Strategie in Polen ist, diese Kraftwerke durch hocheffiziente Kohlekraftwerke zu ersetzen, die mit höheren Dampfzuständen betrieben werden, aber hierdurch weniger flexibel einsetzbar sind (Tabelle 2). Hierdurch würden sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen nur auf 78% vermindern.

	Volllaststunden h/a	Mittlerer Wirkungsgrad	Relatives CO <sub>2</sub> -Potenzial
Status 2014	6.000	35 %	100 %
Neue hocheffiziente Kohle-Kraftwerke	6.000	45 %	78 %
Neue GuD-Kraftwerke	6.000	60 %	32 %
Neue flexible Kohle-kraftwerke und EE-Austausch	3.000	42 %	42 %

**Tabelle 2** Strategien zur Kraftwerkserneuerung in Polen und ihr Einfluss auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen

Langfristig günstiger wäre, neue flexibel einsetzbare Kohlekraftwerke einzusetzen, die höhere Leistungsgradienten vermögen und häufiger An- und Abfahren werden können. Sie könnten sich am neuen europäischen Ausgleichsmarkt beteiligen. Hierdurch könnten die Emissionen weiter auf nur 42% vermindert werden. Sie würden sich dem Bereich von voll eingesetzten GuD-Kraftwerken (32%) annähern. Außerdem könnten hierdurch hohe Devisenabflüsse für Gasimporte vermieden werden.

Die flexiblen Kohlekraftwerke stellen eine Brückentechnologie auf dem Weg zur voll regenerativen Energieversorgung in Europa dar. Sie ermöglichen in der Transformationsphase der EU erhebliche Emissionseinsparungen auf dem Weg dorthin und sind für die Volkswirtschaften leistbar. Dies setzt den transnationalen Ausbau des europäischen Übertragungsnetzes voraus. Da derzeit insbesondere die Übertragungsleitungen zwischen Deutschland und Polen bei hoher Winderzeugung in Deutschland häufig überlastet sind, sind zusätzliche Leitungen erforderlich. In dieser Untersuchung wird vorausgesetzt, dass eine 380-kV-Leitung von 750 km Länge mit zwei Systemen und mit einer Übertragungskapazität von 2.000 MVA zwischen Hamburg und Warschau speziell für die Kooperation dieser Energieregionen errichtet wird (Abb. 4).

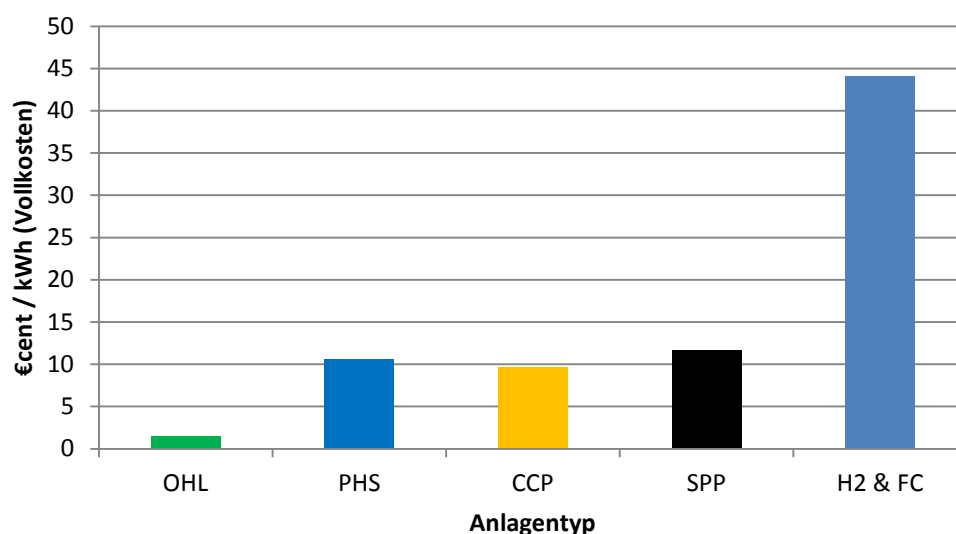


Quelle: google maps

**Abb. 4** Internationaler 380kV-Interconnector für den Austausch von Überschussenergie

### Energiewirtschaftliche Analyse

In Abb. 5 sind mehrere Optionen miteinander verglichen. Pumpspeicher stellen aus ökologischer Sicht eine günstige Lösung dar, da sie eine emissionsfreie Speicherung bei hohem Wälzwirkungsgrad von 80% ermöglichen. Ihre Erzeugungskosten liegen bei etwa 10 ct/kWh. Sie stellen hier die Referenztechnologie dar, die jedoch in ihrem Potenzial beschränkt ist.



**Abb. 5** Energiewirtschaftlicher Vergleich verschiedener Optionen zur Bilanzierung [OHL: over head line, PHS pumped hydro storage, CCP combined cycle power plant (gas), SPP steam power plant (coal), H2 & FC hydrogen & fuel cell]

Die übrigen Optionen sind:

**OHL:** Energieexport über ein zweisystemige 380-kV-Leitung von 750 km Länge in ein europäisches Nachbarland. Die Leitung wird speziell für diese Zwecke errichtet und wird hier bei einem Einsatz mit 2.000 Volllaststunden genutzt. In den Kosten sind die Investitions- und Betriebskosten enthalten. Sie liegen bei 1,5 cent/kWh, das entspricht etwa dem dreifachen Netztarif des Übertragungsnetzes (Ebene 1).

**PHS:** Hierbei wird Überschussenergie zum Base-Preis eingekauft und in einem Pumpspeicher mit 2.000 Volllaststunden jeweils im Pump- und Turbinenbetrieb in Zeiten des Bedarfs verlagert. Es werden hierbei die Vollkosten von Pumpspeichern einschließlich Netztarifen für Bezug und Lieferung berechnet. Die Vollkosten beziehen sich auf nicht abgeschriebene Anlagen, wobei ein mittlerer Mischpreis aus Anlagen mit vorhandenen Staubauewerken und lediglich Leistungserweiterung durch neue Pumpturbinen sowie solchen mit kompletter Neuerrichtung von unterem und oberem Speicher sowie der zugehörigen Maschinenausrüstung verwendet wird.

**CCP:** In diesem Fall werden neue flexible Kombikraftwerke mit Gas- und Dampfturbine eingesetzt, die der regenerativen Erzeugung im Netz den Vorzug geben und lediglich die Residuallast zwischen regenerativem Dargebot und Lastbedarf ausgleichen. Bei einem EE-Überschuss werden diese zurück- bzw. abgefahren.

**SPP:** Es werden neue nicht abgeschriebene Kohlekraftwerke (steam power plant) zum Ausgleich der Residuallast flexibel eingesetzt.

**H2 & FC:** Überschussenergie wird hierbei zunächst durch Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt und später mittels CO<sub>2</sub> methanisiert und in Porenlagerstätten (Gasspeicher) zwischengelagert. Der Wirkungsgrad ist hierbei etwa 35 %.

Der Vergleich der Optionen zeigt, dass der Bau von Freileitungen für den internationalen Stromhandel die günstigste Variante darstellt. Diese Variante hat auch den höchsten Wirkungsgrad bei der Energieübertragung mit etwa 95%. Ein weiterer Vorteil ist, dass durch die räumliche Vernetzung von regenerativen Erzeugungsanlagen der Bedarf an Speichern insgesamt sinkt, wie die regional unterschiedlichen Dargebote von Windenergie und Photovoltaik zu insgesamt geringeren Spitzenleistungen und längerer Erzeugungsdauer (Volllaststunden), bezogen auf die effektiv geringere wirksame Spitzenlast führen.

## **Zusammenfassung**

Im kurzfristigen Zeitraum bis zum Jahr 2020 stellen der flexible Einsatz von (bestehenden) Kraftwerken und der internationale Stromhandel die Lösungsmöglichkeiten mit den geringsten Kosten und den geringsten Innovationsproblemen bei der Realisierung dar. Der Ausbau von internationalen Übertragungsleitungen ist allerdings von der Akzeptanz der Bevölkerung abhängig und stellt somit das eigentliche Risiko für den internationalen Energieaustausch im Rahmen von Energiekooperationen zwischen benachbarten Energieregionen dar.

## **Literatur**

[1] Beurskens, L.W.M., Hekkenberg, M.: Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States. European Environment Agency, February 2011. Doc. ECN-E-10-069.

[2] VDE: „Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020“. VDE-Studie 2012.