Pumpspeicherkraftwerke

Flexible Partner für den Energiemix der Zukunft

EnBW Energie
Baden-Württemberg AG

Durlacher Allee 93
76131 Karlsruhe
www.enbw.com

EnBW

Energie
braucht Impulse

Inhalt

4 Schon heute an die Zukunft denken

6 Die Potenziale von Pumpspeicherkraftwerken

8 Die Funktionsweise von Pumpspeicherkraftwerken

10 Flexibilität und Effizienz

12 Energiepolitische Herausforderungen

14 Die Pumpspeicherkraftwerke der EnBW

16 Erläuterungen und Anmerkungen zum Text

Vorwort

Ein Konzept mit großen Potenzialen stellt sich vor

Energie bewegt und hält alles im Fluss. Damit dies auch weiterhin so bleibt, müssen wir nachhaltige Konzepte entwickeln. Erneuerbare Energien wie Sonnen- oder Windkraft spielen dabei – angesichts von Klimawandel und knapper werdenden Ressourcen – eine zunehmend wichtigere Rolle.

Ist die Energie-Infrastruktur bereit für diese Entwicklung? Auf den folgenden Seiten stellen wir Ihnen eine Technologie vor, die viel dazu beitragen kann, dass die Integration regenerativer Energien in unser komplexes Stromversorgungssystem erfolgreich umgesetzt werden kann.

Es lohnt sich, die Potenziale von Pumpspeicherkraftwerken näher kennenzulernen – und darauf hinzuarbeiten, dass ihre Möglichkeiten künftig optimal genutzt werden.

Ihre EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Schon heute an die Zukunft denken

Erneuerbare Energien brauchen starke Unterstützung

Für den Strom aus Wind- und Sonnenkraft sind leistungsstarke Speicherkapazitäten erforderlich.

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung wird immer weiter steigen. Darin sind sich Energiewirtschaft, Umweltverbände, Industrie und Politik einig. Doch bevor Strom aus Wind, Wasser, Sonne, Geothermie oder Biomasse eine Hauptrolle im Energie-Mix spielen kann, sind große Herausforderungen zu meistern. Dazu gehört neben der Netzintegration vor allem folgende Frage: Wie lässt sich Energie, die zum Zeitpunkt der Erzeugung nicht benötig wird, effizient speichern?

Die Stromerzeugung mit Windkraftanlagen und Solarmodulen ist wetter- und tageszeitabhängig. Windkraft steht nur ab einer bestimmten Windstärke zur Verfügung. Sonnenenergie gibt es ausschließlich tagsüber – abhängig von der Intensität der Sonnenstrahlung. Nur mit einer einzigen Technik ist es bisher möglich, große Strommengen in Zeiten geringer Nachfrage effizient zu speichern, um diese Energiereserven dann bei Bedarf zielgenau wieder abzurufen: mit Pumpspeicherkraftwerken.

Wasser als Speichermedium

Pumpspeicherkraftwerke speichern Energie, indem sie Wasser von einem Tal- in ein Oberbecken pumpen, das damit die Funktion eines Speichers übernimmt. Wird Strom benötigt, fließt das Wasser zurück ins Tal, treibt dort eine Turbine an und ermöglicht so die Rückgewinnung der gespeicherten Energie. Die technischen Charakteristika von Pumpspeicherkraftwerken lassen einen Einsatz sowohl am Spot- als auch am Regelenergiemarkt[1] zu. Folglich eignen sich diese Anlagen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität ebenso wie zur Last- bzw. Einspeiseglättung[2]. Aufgrund optimaler Flexibilität und Sicherheit bieten Pumpspeicherkraftwerke eine sehr hohe Systemqualität. Damit sind sie ein wichtiges Instrument, wenn es darum geht, erneuerbare Energien tageweise in das Stromversorgungssystem zu integrieren. Für den längerfristigen Ausgleich fluktuierender Energien (über Wochen, Monate oder ganze Jahreszeiten hinweg) reicht die in Deutschland installierte Leistung jedoch bei weitem nicht aus.[3]

Der Bedarf nimmt stetig zu

Angesichts der Tatsache, dass Wind- und Sonnenenergie starken zeitlichen Schwankungen unterliegen – und damit elektrische Energie abgekoppelt vom Bedarf produzieren – sind zusätzliche Speichermöglichkeiten dringend erforderlich. Gleichzeitig führt der starke Ausbau der Windenergie im Norden Deutschlands dazu, dass immer mehr Strom verbrauchsfern erzeugt wird. Den größten Energiebedarf verzeichnen jedoch nach wie vor die wirtschaftsstarken süddeutschen Regionen. Aufgrund der topografischen Verhältnisse besteht genau hier die Möglichkeit, Pumpspeicherkraftwerke zu bauen, die den Strom aus dem Norden für eine bedarfsgerechte Nutzung im Süden bereithalten könnten.

[1] Alle Erläuterungen finden Sie im Anhang ab Seite 16.

Die Potenziale von Pumpspeicherkraftwerken
Ein effektiver Speicher für wertvolle Energie

Das Rudolf-Fettweis-Werk in Forbach:
Ein Pumpspeicherkraftwerk mit langer Tradition.

Eine praktische Lösung: Strom „on demand“

Pumpspeicherkraftwerke zeichnen sich dadurch aus, dass sie bei geringer Nachfrage bereits erzeugte Energie aus dem Stromnetz dazu verwenden, Wasser in ein Oberbecken zu pumpen, während sie bei großer Nachfrage Strom erzeugen – indem sie mit dem gespeicherten Wasser Turbinen antreiben. Deshalb spielen Pumpspeicherkraftwerke eine außerordentlich wichtige Rolle für die Stabilität der Stromnetze und sind perfekt dazu geeignet, Netzschwankungen – also Ungleichgewichte zwischen Bedarf und Erzeugung – auszugleichen. Darüber hinaus können sie auch bei Kraftwerksausfällen einspringen.

Die Leistung aus Pumpspeicherkraftwerken steht in Minuten- oder gar Sekundenschnelle komplett zur Verfügung und ist flexibel regelbar. Diese Regelenergie wird sowohl zum Abfangen von Bedarfsspitzen als auch zum Ausgleich plötzlicher Verbrauchseinbrüche eingesetzt. Bestimmte mediale Ereignisse, etwa Fußballspiele der deutschen Nationalmannschaft, sind Beispiele für Situationen, in denen es zu verbrauchsbedingten Spitzen kommt. Und auch aus schweren Unwettern können sich gravierende Einbrüche ergeben.

Pumpspeicherkraftwerke sind zudem ideal, wenn es darum geht, Erzeugungsspitzen erneuerbarer Energien – etwa aus Windkraftanlagen – abzufangen. Hierbei kann der Erzeugungsüberschuss als sogenannte „negative“ Regelenergie genutzt werden, um das Wasser ins Oberbecken zu pumpen.

Moderne Staubecken fügen sich harmonisch in die Natur ein.

Stromreserven werden immer wichtiger

Pumpspeicherkraftwerke sind nach wie vor die einzige Möglichkeit, Strom in großem Umfang und mit hohem Wirkungsgrad zu speichern. Bisher haben sie diese Aufgabe in nachfrageschwachen Zeiten vor allem für die großen Grundlastkraftwerke (Braunkohle und Kernenergie) erfüllt. Durch den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien am Strommix wird es in den kommenden Jahren zu ganz neuen Herausforderungen kommen.

Pumpspeicherkraftwerke sind unverzichtbar, wenn es in Zukunft darum geht, eine immer größer werdende fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit dem weiterhin erforderlichen konventionellen Kraftwerkspark in Einklang zu bringen.

Der Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken: ein Gebot der Stunde

Die Verbände der Energiewirtschaft und der Erneuerbaren Energien sind sich einig: Die Kapazitäten für Pumpspeicherkraftwerke müssen konsequent ausgebaut werden. So soll sich die von Pumpspeicherkraftwerken bereitgestellte Leistung nach den Vorstellungen des Bundesverbandes Erneuerbarer Energien (BEE) bis 2020 um knapp 2.500 Megawatt erhöhen. Dafür müssten die bestehenden Anlagen konsequent erweitert und modernisiert werden. Darüber hinaus sollten mindestens zwei sehr große Anlagen (über 1.000 Megawatt) neu hinzukommen. Um künftig alle erneuerbaren Energien verlässlich in das Stromsystem integrieren zu können, müsste die in Deutschland installierte Stromspeicherkapazität von 7.000 Megawatt verzehnfacht werden.

Die Funktionsweise von Pumpspeicherkraftwerken

Ein kluger Kreislauf hält das Stromnetz stabil

Energie speichern und Energie zurückgewinnen

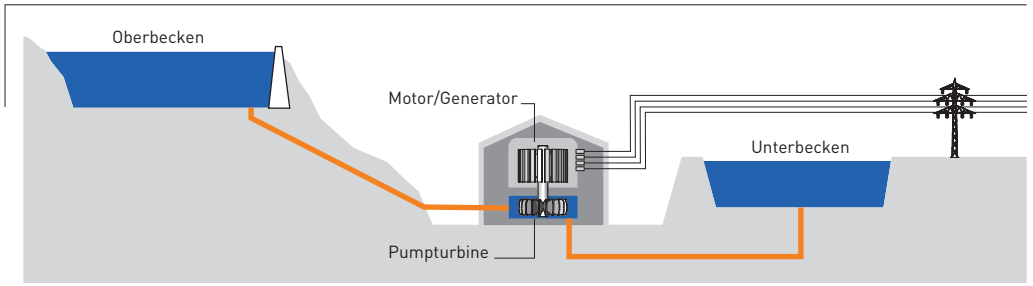
Um Energie zu speichern, wird Wasser über elektrische Pumpen durch Rohrleitungen in ein hoch gelegenes Speicherbecken (Oberbecken) gepumpt. Dieser See ist entweder natürlichen Ursprungs oder entsteht durch eine Staumauer bzw. den Bau eines künstlichen Speicherbeckens. Es gibt Oberbecken, die ein natürlicher Zufluss speist, und solche, die ausschließlich durch Wasserpumpen befüllt werden.

Die Höhe der Speicherkapazität ist abhängig von der speicherbaren Wassermenge und dem nutzbaren Höhenunterschied zwischen Oberbecken und Unterbecken. Bei reinen Pumpspeicherkraftwerken ist die Speicherkapazität meist so ausgelegt, dass die Generatoren beim Ablassen des Wassers aus dem Oberbecken etwa vier bis acht Stunden unter Volllast Strom produzieren können.

Vom Motor zum Generator – und wieder zurück

Charakteristisch für Pumpspeicherkraftwerke ist der reversible Anlagenbetrieb: Um Strom zu speichern, treibt der Motor-Generator als Elektromotor die Pumpe an. Bei Strombedarf wird der Motor zum Generator und erzeugt, von der Turbine angetrieben, elektrischen Strom. Das Wasser, das vom Ober- ins Unterbecken fließt, liefert dabei die Antriebsleistung.

Funktionsweise eines Pumpspeicherkraftwerks



Die Speicherpumpe im Maschinenhaus.

Bei vielen Pumpspeicherkraftwerken sind eine Turbine, ein Motor-Generator und eine abkuppelbare Pumpe auf einer Welle montiert. Solche Systeme zeichnen sich dadurch aus, dass beim Betriebsartenwechsel – zum Beispiel vom Turbinen- in den Pumpbetrieb – keine Drehrichtungsumkehr erfolgen muss. Neben derartigen „klassischen" Anlagen werden heute auch Pumpspeicherkraftwerke gebaut, die mit sogenannten Pumpturbinen ausgerüstet sind. Bei dieser Kombination aus Turbine und Pumpe handelt es sich um eine Strömungsmaschine, die in beide Richtungen durchströmt werden kann und je nach Drehrichtung als Pumpe oder Turbine arbeitet.

Eine gesunde Balance

Die Fähigkeit der Pumpspeicherkraftwerke, sowohl Energie aufzunehmen als auch abzugeben, wird dazu genutzt, Stromerzeugung und Strombedarf auszubalancieren. In Zeiten mit geringem Strombedarf – etwa nachts oder an Wochenenden – nehmen die Pumpspeicherkraftwerke elektrische Energie auf. Das bedeutet: Die Grundlastkraftwerke müssen nicht in ihrer Leistung reduziert werden und lassen sich effizienter betreiben, was auch der CO_2-Vermeidung dient. In Deutschland ist derzeit eine Pumpspeicherleistung von etwa sieben Gigawatt[4] installiert. Erzeugt werden damit rund 7,5 Terawattstunden Strom[5].

Im Notfall schnell zur Stelle

Große und plötzlich auftretende Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch (verursacht beispielsweise durch Kraftwerksausfälle oder Netzfehler) können im Extremfall zum völligen Netzzusammenbruch führen. Dank ihrer sogenannten Schnellstartfähigkeit[6] sind Pumpspeicherkraftwerke in der Lage, in solchen Situationen den Netzwiederaufbau zu bewerkstelligen. Sie schaffen die Voraussetzung dafür, dass andere Kraftwerke ihren Betrieb wieder aufnehmen können.

Flexibilität und Effizienz
Schwankungen sinnvoll nutzen

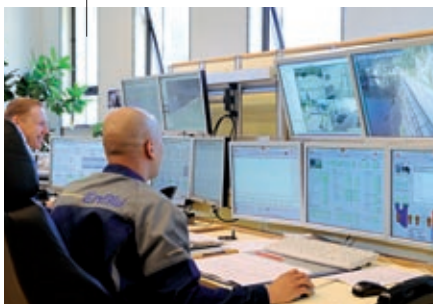
Die richtige Betriebsart zur richtigen Zeit

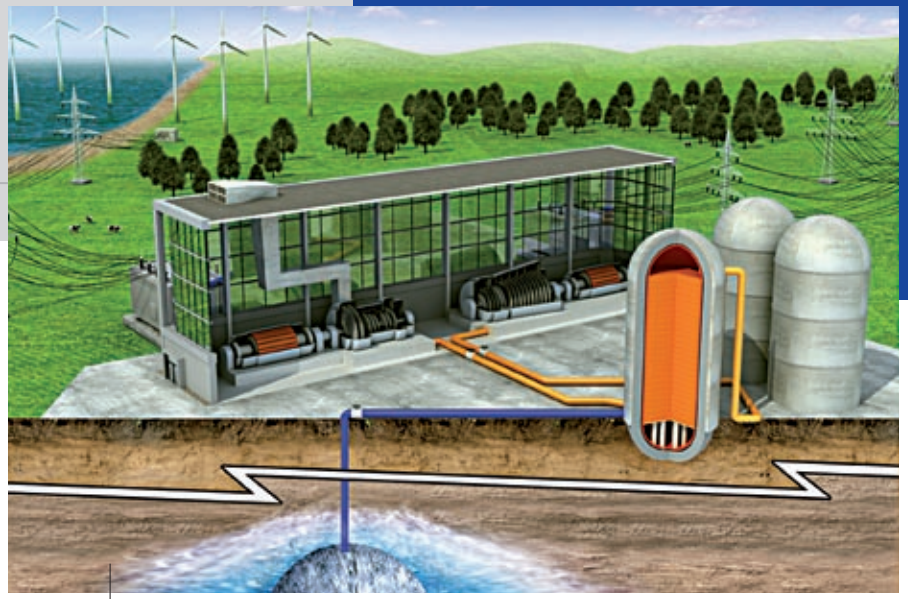
Im Tages- und Wochenverlauf gibt es einen stark schwankenden Stromverbrauch. Deshalb ist der Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken auch wirtschaftlich sinnvoll. Neben der Integration der erneuerbaren Energien, die über die Förderung des EEG-Gesetzes ins Netz eingespeist werden, bieten Pumpspeicherkraftwerke die Möglichkeit, den nachts oder zu absatzschwachen Tageszeiten ins Netz eingespeisten Strom (der vergleichsweise preiswert ist) zeitlich versetzt wieder verfügbar zu machen – in Zeiten von Bedarfsspitzen, in denen der Strompreis höher liegt. Der Einsatz und die Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken hängen also auch von den im Tagesverlauf auftretenden Unterschieden im Strompreis ab.

Bestwerte beim Wirkungsgrad

Auch Pumpspeicherkraftwerke unterliegen dem physikalischen Gesetz, dass es keine Energieumwandlung ohne Energieverluste gibt. Das bedeutet: In jedem Pumpspeicherkraftwerk wird mehr Strom zum Hochpumpen benötigt als sich beim Herunterfließen und Turbinieren zurückgewinnen lässt. Pumpspeicherkraftwerke sind jedoch zur Zeit das einzige großtechnisch umsetzbare Verfahren, mit dessen Hilfe man elektrische Energie bei Angebots- und Nachfrageschwankungen zwischenspeichern kann – und bieten dabei einen beachtlichen Wirkungsgrad. Moderne Werke sind in der Lage, über 80 Prozent der zugeführten elektrischen Energie wieder zurückzugewinnen. Das ist der höchste Wirkungsgrad aller aktuellen und für die Zukunft angedachten Speicheroptionen.

Bei Verbrauchsschwankungen können Pumpspeicherkraftwerke flexibel und effizient reagieren.





Druckluftspeicherkraftwerke befinden sich noch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium.

Forschung und Entwicklung für weitere Alternativen

Von Druckluftspeicherkraftwerken über Batterien bis hin zu Wasserstoff: Diskutiert wird derzeit eine große Bandbreite von Speichertechnologien. Aber all diese Lösungen befinden sich in einem relativ frühen Entwicklungsstadium und bis zu ihrem großtechnischen Einsatz gilt es, eine Fülle technischer und ökonomischer Herausforderungen zu bewältigen. Ein Beispiel dafür ist ADELE, der „Adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung", der momentan intensiv untersucht wird. Bis zu welchem Zeitpunkt diese Technologie großtechnisch realisierbar sein wird (und ob dies überhaupt möglich ist), muss sich noch herausstellen.

Eine weitere Option sind sogenannte chemische Speicher. Ob diese Systeme je eine Alternative zu Pumpspeicherkraftwerken sein können, ist ebenfalls offen. Der Materialeinsatz, die Stromgestehungskosten und die begrenzten Ladezyklen stellen hier die größten Schwierigkeiten dar. Und auch beim Wasserstoffspeicher sind immense Wirkungsgradverluste (der Wirkungsgrad beträgt nur 36 Prozent) ein wesentliches Hemmnis für die großtechnische Entwicklung.

Es bleibt trotzdem zu hoffen, dass diesen Technologien früher oder später der Durchbruch gelingt. In einem System, das in Zukunft einen immer größer werdenden Anteil erneuerbarer Energien aufnehmen muss, werden alle effizienten und volkswirtschaftlich sinnvollen Speichertechnologien benötigt um die fluktuierenden Energien zu integrieren.

Energiepolitische Herausforderungen
Die Chancen von Pumpspeicherkraftwerken noch besser nutzen

Je besser die Rahmenbedingungen, desto effektiver die "Stromlogistik".

Zukunftsaufgabe Netzausbau

Ebenso wichtig wie eine Erweiterung der Speicherkapazitäten ist der Ausbau der Netze im Sinne eines großflächigen europäischen Stromaustauschs[8]. Durch die zunehmende Stromerzeugung aus erneuerbaren Ressourcen im Norden und den bestehenden Strombedarf in den wirtschaftlich stärkeren Regionen Süddeutschlands müssen die Stromnetze an erhöhte Ansprüche und Herausforderungen angepasst werden. Lassen sich die Netze nicht in ausreichendem Maße ausbauen, kann auch der Stromaustausch zwischen Norden und Süden nicht zufriedenstellend funktionieren[9]. Damit gibt es eine enge energiepolitische Verknüpfung zwischen dem Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken im Süden und dem Ausbau der Netze, die den Norden mit dem Süden verbinden.

Regenerative Energien stellen unser Stromnetz vor neue Herausforderungen.

Möglichkeiten im Netzregelverbund

Bis ein nennenswerter Netzausbau erfolgt ist, kann das Modell des Netzregelverbunds[10] einen wesentlichen Beitrag zur Optimierung des europäischen Energieversorgungssystems leisten und darüber hinaus eine bessere Einbindung erneuerbarer Energien ermöglichen. Dabei spielen die Pumpspeicherkraftwerke Süddeutschlands eine wesentliche Rolle: Sie helfen dabei, den großteils in Norddeutschland erzeugten regenerativen Strom in den Netzregelverbund zu integrieren. Und weil aus Gründen der Netzstabilität eine umfangreiche verbrauchsnahe Stromerzeugung erforderlich ist, tragen Pumpspeicherkraftwerke darüber hinaus zur Netzstabilisierung in Baden-Württemberg bei, während sie gleichzeitig den Bedarf an Kraftwerken reduzieren, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden müssen.

Die Pumpspeicherkraftwerke der EnBW
Ein Kraftwerkspark mit Potenzial nach oben

Energie aus dem Schwarzwald und der Alpenregion

Um Strom erzeugen zu können, sind Pumpspeicherkraftwerke auf große Fallhöhen angewiesen. Deshalb liegen die bevorzugten Standorte der EnBW in den alpinen Regionen Österreichs und der Schweiz – aber auch im Schwarzwald und auf der Schwäbischen Alb.

Die nachfolgende Auflistung zeigt, welche Pumpspeicherkraftwerke die EnBW derzeit betreibt und an welchen Anlagen das Unternehmen beteiligt ist.

Speicher- und Pumpspeicherwerke der EnBW AG (100 Prozent)

- PSW Glems (90 MW)
- Schwarzenbachwerk (Rudolf-Fettweis-Werk) (43 MW)
  07/2010 geplant: Ausbau (270 MW)

Beteiligungs- und Vertragskraftwerke (anteilig in verschiedenen Prozentanteilen)

Schluchseewerk AG
- Hotzenwaldgruppe mit PSW Wehr (910 MW)
  und PSW Säckingen (360 MW)
- Schluchseegruppe mit den Stufen Witznau (220 MW), Waldshut (150 MW) und Häusern (100 MW)
- 07/2010 geplant: PSW Atdorf (1400 MW)

Vorarlberger Illwerke AG
Werksgruppe Obere Ill – Lünersee:
- Obervermutwerk (29 MW) und Vermutwerk (156 MW)
- Kopswerk I (247 MW) und Kopswerk II (525 MW)
- Lünerseewerk (232 MW), Rodundwerk I (198 MW) und Rodundwerk II (276 MW)

Sellrain-Silz:
- Kühtai (289 MW)
- Silz (500 MW)

Anhang
Erläuterungen und Anmerkungen zum Text

1 Regelenergiemarkt: Die Übertragungsnetzbetreiber benötigen zum ständigen Ausgleich der Leistungsbilanz Primärregelreserve, Sekundärregelreserve und Minutenreserve. In Deutschland besteht die Verpflichtung, diese Reserven über eine gemeinsame Ausschreibung am Regelenergiemarkt zu beschaffen.

Spotmarkt: Während der Terminmarkt zur langfristigen Absicherung von Erzeugung und Bedarf dient, wird der Spotmarkt genutzt, um das Erzeugungs- oder Absatz-/Verbrauchsportfolio für den laufenden und für den nächsten Tag zu optimieren.

2 Last- und Einspeiseglättung: Durch die Speicherfunktion von Pumpspeicherkraftwerken können Strommengen in Phasen geringen Verbrauchs (Lastphase) sekunden- und minutengenau aus dem Netz herausgenommen werden. Dieser Strom lässt sich dann variabel wieder (geglättet) einspeisen – je nach den aktuellen Anforderungen durch das Stromnetz.

3 Vgl. Studie: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) – Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien, Abschlussbericht 2010.

4 Ein Gigawatt (GW) entspricht einer Million Kilowatt.

5 Eine Terawattstunde (TWh) entspricht einer Milliarde Kilowattstunden.

6 Als Schnellstart wird das Anfahren eines Kraftwerks bezeichnet, wenn dieses unabhängig vom Stromnetz geschieht. Unter Schwarzstartfähigkeit versteht man die Fähigkeit eines Kraftwerkblocks, stromnetzunabhängig vom abgeschalteten Zustand ausgehend hochzufahren. Dies ist insbesondere bei einem flächendeckenden Stromausfall von Bedeutung, um das Netz wieder in Betrieb zu nehmen.

7 Als Merit-Order (englisch für „Wert-Reihenfolge") bezeichnet man an der Strombörse die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Diese basiert auf am Vortag abgegebenen stündlichen Preis-Mengen-Geboten der Stromanbieter. Die Kraftwerke erhalten – beginnend mit dem niedrigsten Preis – von der Börse einen Zuschlag, bis die prognostizierte Nachfrage gedeckt ist. Das letzte Gebot, das noch einen Zuschlag erhält, bestimmt den Strompreis, der dann für alle zustande gekommenen Lieferverträge bezahlt wird. Der Preis für Strom wird also durch das jeweils teuerste Kraftwerk bestimmt, das noch benötigt wird, um die Stromnachfrage zu decken. Als Merit-Order-Effekt bezeichnet man die Verdrängung teuer produzierender Kraftwerke durch den Markteintritt eines billigeren Kraftwerks – beispielsweise durch Aufschaltung eines solchen Kraftwerks auf das Netz. Die EEG-Einspeisung verändert den Merit-Order-Effekt. Der Grund: Konventionelle Kraftwerke, die selbst zu marktgängigen Preisen Strom produzieren, werden durch den gesetzlich erzwungenen Markteintritt teuer produzierender Anlagen (Wind, Photovoltaik, Biomasse) aus dem Markt verdrängt.

Anhang
Erläuterungen und Anmerkungen zum Text

8 Vgl. Studie: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) – Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien, Abschlussbericht 2010

9 Vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) – Netzstudie I und II

10 Das in Deutschland entwickelte und seit Ende 2008 in Schritten implementierte Modell des „Netzregelverbunds" verhindert die gegenläufige Aktivierung von Regelleistung bei den Übertragungsnetzbetreibern. Zudem ermöglicht es den Austausch von Systemdienstleistungen über Regelzonengrenzen hinweg. Das System leistet damit einen erheblichen Beitrag zur Energieeffizienz. In Deutschland wurde mit dem Netzregelverbund zusätzlich ein Marktgebiet für Sekundärregelleistung geschaffen und deren kostenoptimierte Aktivierung erreicht. Eine Ausdehnung des Netzregelverbunds auf weitere ausländische Übertragungsnetzbetreiber (zum Beispiel swissgrid, CEPS und Tennet) ist geplant. Da der Netzregelverbund modular aufgebaut ist und leicht an die jeweiligen Gegebenheiten angepasst werden kann, ist auch eine Erweiterung über bestehende grenzüberschreitende Netzengpässe hinweg möglich, ohne den internationalen Stromhandel zu beeinträchtigen.