



Anna und Lorenz JARASS

# Integration von erneuerbarem Strom

Stromüberschüsse  Stromdefizite

# Integration von erneuerbarem Strom

Stromüberschüsse  Stromdefizite

|  |     |
|--|-----|
| Übersicht .....  | 4   |
| Inhaltsverzeichnis .....   | 7   |
| Teil I : Stromverbrauch und Stromproduktion .....                        | 12  |
| 1 Zukünftige Stromversorgung in Deutschland.....                         | 13  |
| 2 Wachsende Stromüberschüsse und Stromdefizite .....                     | 25  |
| 3 Ausgleich von Stromverbrauch und Stromproduktion .....                 | 43  |
| 4 Reservekraftwerksbedarf gemäß Bundesnetzagentur .....                  | 65  |
| Teil II : Stromtransport.....  | 78  |
| 5 Stromnetz .....  | 79  |
| 6 Ausgleich von Stromtransportbedarf und zulässigem Stromtransport ..... | 93  |
| 7 Regionale Netzplanung .....  | 110 |
| 8 Überregionale Netzplanung: Netzentwicklungsplan 2025 .....             | 120 |
| Anhang.....  | 140 |
| Fußnoten.....  | 156 |
| Quellen .....  | 163 |

## 3 Ausgleich von Stromverbrauch und Stromproduktion

Elektrische Leitungen ermöglichen – im Gegensatz etwa zu Gasleitungen – keine Speicherung, sodass bei einem Stromüberschuss die Spannung im Netz sofort ansteigt und bei einem Stromdefizit abfällt. In einem stark ausgebauten Netz, etwa einer ganzen Regelzone mit hoher Generatorleistung und geringen Netzverlusten, führt eine plötzliche Nachfrageerhöhung, etwa um ein Prozent, bei nahezu konstanter Netzfrequenz nur zu einer Spannungsabsenkung beim Verbraucher um Bruchteile eines Prozents. Kleine Abweichungen zwischen dem grundsätzlich autonomen Stromverbrauch und der Stromproduktion werden also im Sekundenbereich automatisch durch Spannungsschwankungen ausgeglichen.

Die Toleranz der Systemkomponenten der elektrischen Stromversorgung erlaubt Spannungsschwankungen im Prozentbereich, bevor Schäden verursacht werden.

Größere Abweichungen hingegen müssen durch eine Kombination von Maßnahmen angegangen werden. Die stark fluktuierende erneuerbare Stromproduktion kann mit dem ebenfalls schwankenden Stromverbrauch durch eine Kombination verschiedener Maßnahmen synchronisiert werden<sup>37</sup>:

- Anpassung der konventionellen Stromproduktion (Kap. 3.1),
- Ausgleich durch Stromspeicher (Kap. 3.2),
- Ausgleich durch Stromhandel (Kap. 3.3),
- Anpassung des Stromverbrauchs (Kap. 3.4).

### 3.1 Anpassung der Stromproduktion

Zum Ausgleich von erwarteten Abweichungen von Stromverbrauch und Stromproduktion müssen Kraftwerksreserven vorgehalten werden. Sie dienen der Netzregelung und werden als Regelleistung oder Regelernergie bezeichnet. Beim Ausgleich eines Stromüberschusses spricht man von positiver Regelernergie, beim Ausgleich eines Stromdefizits von negativer Regelernergie.

#### 3.1.1 Konventionelle Reservekraftwerke dauerhaft erforderlich

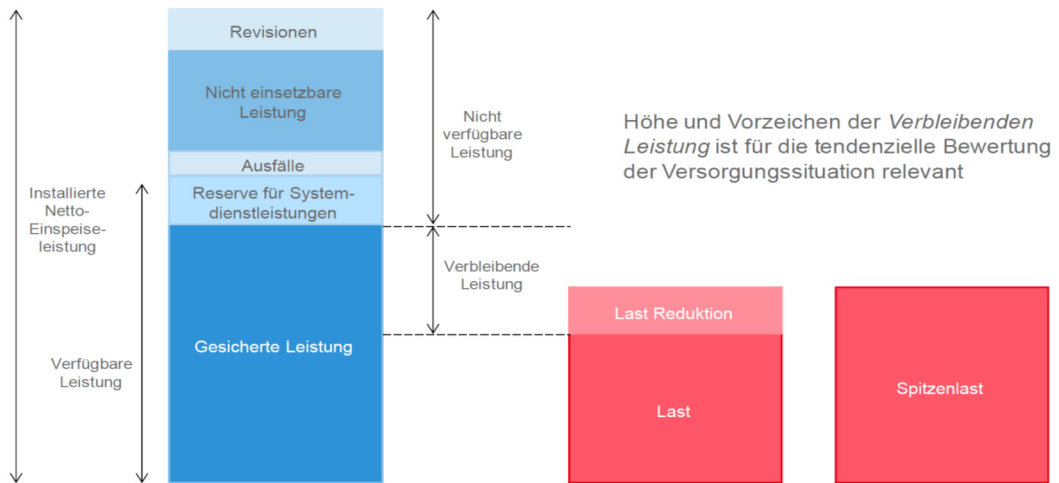
Abb. 3.1 zeigt den Zusammenhang zwischen der maximalen Nachfrage (Spitzenlast) und der hierfür erforderlichen gesicherten Leistung.

Vorübergehende größere Abweichungen im Minutenbereich zwischen dem grundsätzlich autonomen Stromverbrauch und der Stromproduktion werden durch Spitzenlastkraftwerke, wie Gas-

oder Pumpspeicherkraftwerke, ausgeglichen, in Zukunft vielleicht unterstützt durch Millionen von Batterien in Elektrofahrzeugen.<sup>38</sup>

Zur Vermeidung länger andauernder Differenzen im Stundenbereich müssen die grundsätzlich für eine konstante Produktion ausgelegten konventionellen Kraftwerke immer wieder mit Teillast betrieben oder sogar ganz abgeschaltet werden. Teillastbetrieb führt zu einem erhöhten spezifischen Brennstoffverbrauch, Abschaltung zu einer Nichtausnutzung verfügbarer Kapazitäten. Die resultierenden Kosten können einerseits reduziert werden durch einen verstärkten Einsatz gut regelbarer Kraftwerke, andererseits durch eine Steuerung des Stromverbrauchs gemäß der jeweiligen erneuerbaren Stromproduktion.

Abb. 3.1 : Gesicherte Leistung – Schema



Quelle: [Prognos 2015, Abb. 4, S. 13].

### Ergebnis:

Wegen der starken Schwankungen von Wind- und Photovoltaikstromproduktion müssen zur Sicherstellung der Stromversorgung in erheblichem Umfang konventionelle Kraftwerke installiert sein:

- Zwar können Biomasse- und Wasserkraftwerke durchaus gesicherte Leistung erbringen, weil ihre Stromproduktion in Abhängigkeit vom momentanen Stromverbrauch gut regelbar ist. Aber Biomassekraftwerke hatten in 2015 mit 6,9 GW nur 7,2% und Wasserkraftwerke mit 3,5 GW nur 3,6% Anteil an der insgesamt installierten erneuerbaren Leistung und ihre Anteile werden zukünftig sinken.<sup>39</sup>
- Weder Windkraftwerke noch Photovoltaikanlagen können in nennenswertem Umfang gesicherte Leistung zur Verfügung stellen: Photovoltaikanlagen produzieren nachts gar nichts und während des Tages bei starker Bewölkung wenig. Windkraftwerke haben onshore immer wieder längere großräumige Windflauten<sup>40</sup>, für Windkraftwerke offshore werden allerdings seltenere und kürzere Flauten erwartet.

### 3.1.2 Grundlastkraftwerke ungeeignet als Reservekraftwerke

Tab. 3.1 zeigt die Flexibilität der verschiedenen Kraftwerksarten, die sehr unterschiedlich ist.

Tab. 3.1 : Flexibilität der verschiedenen Kraftwerksarten

| Kraftwerksart   | (1)<br>Anfahrzeit<br>kalt<br>[h] | (2)<br>Anfahrzeit<br>heiß<br>[h] | (3)<br>Leistungs-<br>änderung<br>pro Minute<br>[% Nenn-<br>leistung] | Mindest-<br>leistung<br>[% Nenn-<br>leistung] | (5)<br>Regel-<br>bereich<br>[% Nenn-<br>leistung] |
|---|----------------------------------|----------------------------------|--|---|---|
| <b>(1) Produktion kann dauerhaft erhöht und reduziert werden</b>              |                                  |                                  |  |   |   |
| (1.1) Gasturbinenkraftwerk  | 0                                | 0                                | 10%  | 20%   | 20-100%   |
| (1.2) Erdgas-Dampfturbinen-KW   | 4-5                              | 1                                | 6%   | 30%   | 30-100%   |
| (1.3) Gas- und Dampfkraftwerk   | 3-4                              | 1                                | 5%   | 20%   | 20-100%   |
| (1.4) Steinkohlekraftwerk   | 4-5                              | 2                                | 4%   | 30%   | 30-100%   |
| (1.5) Kernkraftwerk   | 8-12                             | 2                                | 4%   | 60%   | 60-100%   |
| (1.6) Braunkohlekraftwerk   | 6-8                              | 2                                | 3%   | 50%   | 50-100%   |
| (1.7) Biomassekraftwerk   | n.a.                             | n.a.                             | 3-4%   | 30-70%  | 30-100%   |
| (1.8) Laufwasserkraftwerk   | 0                                | -                                | 100%   | 25%   | 25-100%   |
| <b>(2) Produktion kann nur für einige Stunden erhöht und reduziert werden</b> |                                  |                                  |  |   |   |
| (2.1) Pumpspeicherkraftwerk   | 0                                | -                                | 100%   | 25%   | 25-100%   |
| (2.2) Solarthermisches Kraftwerk  | 4-5                              | 2                                | 4%   | 30%   | 30-100%   |
| <b>(3) Produktion kann nur reduziert werden</b>                               |                                  |                                  |  |   |   |
| (3.1) Windkraftwerk   | 0                                | -                                | 100%   | 0%  | 0-100%  |
| (3.2) Photovoltaikanlage  | 0                                | -                                | 100%   | 0%  | 0-100%  |

Quelle: nach  
[Leitstudie 2011,  
Tab. 8.1, S. 251].

#### Ergebnis:

- Wasserkraftwerke sind prinzipiell im Minutenbereich regelbar.
- Zumindest bei Fließwasserkraftwerken – anders als bei Stau- oder Pumpspeicherkraftwerken – erlauben die einzuhaltenden Pegelstände aber nur sehr kurzzeitige Regelungsausschläge.
- Pumpspeicherkraftwerke erlauben Regelungen im Minutenbereich ohne jede Vorbereitungszeit und sind deshalb ideal für die Abdeckung von unerwarteten, kurzzeitigen Spitzen geeignet.
- Hingegen können Gasturbinen – auch mit Mineralölprodukten befeuerbar – eingesetzt werden. Sie werden wegen der im Verhältnis hohen spezifischen Brennstoffkosten nur bei Bedarf, also

überwiegend im Spitzenlastbereich, hochgefahren, dies kann aus dem vorgewärmten Bereitschaftszustand im Minutenbereich geschehen.

- Gaskraftwerke werden üblicherweise wegen ihrer höheren spezifischen Brennstoffkosten und ihrer gegenüber Kohlekraftwerken besseren Regelbarkeit in der oberen Mittellast und in der Spitzenlast eingesetzt.<sup>41</sup>
- Ältere Steinkohlekraftwerke, aber auch z.B. das neue 2\*800-MW-Steinkohlekraftwerk in Hamburg-Moorburg, sind gut regelbar: "Die Kraftwerksblöcke sind für einen Regelbereich von 35% bis 100% ausgelegt. Zur Absicherung der Netzregelaufgaben sind kurzzeitig 103% Last fahrbar. ... Die geplante Nutzungsdauer der Anlage beträgt 40 Jahre."<sup>42</sup> Für Hamburg-Moorburg gilt dann also eine Mindestteillast von 2\*280 MW, wobei der hohe Umwandlungswirkungsgrad dieses Kraftwerks nur im Nennbetrieb, also bei voller Auslastung erreicht wird.

Nicht nur die Kernkraftwerke, sondern auch Braunkohlekraftwerke und große Steinkohlekraftwerke mit Blöcken von 500 MW bis 1.000 MW sind für konstanten Dauerbetrieb optimiert. In der technischen Auslegung und für einen wirtschaftlichen Betrieb werden sie so eingesetzt, dass sie, abgesehen von notwendigen Betriebsunterbrechungen für Wartung, Brennelementaustausch o.Ä. grundsätzlich mit installierter Leistung produzieren und dabei Ausnutzungen von über 75%<sup>43</sup> erreichen.

Bei hohen Volllaststunden können hohe Investitionskosten in Kauf genommen werden, weil die daraus resultierenden laufenden Kosten wie Schuldzinsen und Abschreibungen auf eine große Stromproduktion umgelegt werden können.

Zukünftig werden auch die großen Grundlastkraftwerke immer häufiger Regelaufgaben übernehmen müssen, für die sie eigentlich nicht ausgelegt sind: "Zur Ausregelung von Schwankungen wachsender Wind- und Photovoltaik-Anteile im deutschen Strommix ist sowohl ein großer Regelbereich als auch eine hohe Regelgeschwindigkeit entsprechender Ausgleichskraftwerke essentiell. Bei einem Umbau zu hohen Anteilen erneuerbarer Energie im Stromsektor stellt sich die Frage, wie die bisher verfügbaren und notwendigen Anteile sicherer und flexibler Leistung beibehalten werden können und welche Strukturanpassungen dazu erfolgen müssen."<sup>44</sup>

Durch den laufenden Zubau an erneuerbaren Kraftwerken wird die Auslastung bestehender Grundlastkraftwerke deutlich reduziert.<sup>45</sup> Sobald die Auslastung unter die Mindestteillast eines Kraftwerks fällt, muss der Kohleblock abgeschaltet werden.<sup>46</sup> Wie schnell der Volllastzustand wieder erreicht werden kann, ist v.a. abhängig von der vorherigen Stillstandsdauer. Dabei wird in Heißstart (Stillstandsdauer < 8 Stunden), Warmstart und Kaltstart (Stillstandsdauer > 48 Stunden) unterschieden. Bei Heiß- und Warmstart läuft ein Großteil der Hilfs- und Nebensysteme des Kraftwerksblocks weiter. Der Zeitraum vom Zünden des ersten Brenners bis zur Synchronisation bei Volllast beträgt bei Heißstart rund 2 Stunden, bei Warmstart rund 5 Stunden und bei Kaltstart über 7 Stunden.<sup>47</sup> Das Heiß- bzw. Warmhalten eines thermischen Kraftwerks, insbesondere eines großen Kohlekraftwerks, verursacht erhebliche laufende Kosten.

An- und Abfahrvorgänge von thermischen Kraftwerken, z.B. von Steinkohlekraftwerken und von Gas- und Dampfkraftwerken (GuD), verursachen zusätzliche Kosten durch Brennstoffmehraufwand und erhöhtem Verschleiß und erhöhen die Stromgestehungskosten. Je geringer die Betriebsdauer zwischen einem An- und Abfahrprozess ist, desto niedriger ist die in diesem Zeitraum erzeugte Strommenge, auf die diese zusätzlichen Kosten umgelegt werden können. Bei Kaltstart werden bei

Betriebszeiten von 10 Stunden zwischen An- und Abfahrprozess Mehrkosten von gut 0,5 Cent pro kWh angegeben, bei 5 Stunden von gut einem Cent pro kWh.<sup>48</sup>

### 3.1.3 Bau von Reservekraftwerken in Süddeutschland in jedem Fall sinnvoll

Wegen des Ausbaus der erneuerbaren Kraftwerke resultieren immer häufiger sehr niedrige Strompreise, weshalb mehr und mehr konventionelle Kraftwerke, v.a. auch die älteren, stillgelegt werden und der Neubau von konventionellen Kraftwerken unwirtschaftlich wird. So sind nach BDEW-Angaben<sup>49</sup> derzeit in Deutschland insgesamt 74 konventionelle Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 33 GW geplant, genehmigt oder im Bau, aber mittlerweile stünden davon 39 Projekte auf der Kippe, während 2014 erst 32 Projekte gefährdet waren und 2013 gar nur 22. Zudem seien 50 bestehende Kraftwerke bei der Bundesnetzagentur zur Stilllegung angemeldet.

In den Regierungs-Eckpunkten vom 01. Juli 2015 wurde zur CO<sub>2</sub>-Einsparung beschlossen, schrittweise 2,7 GW Braunkohle bis 2020 in die deutsche Netzreserve zu überführen und bis 2024 endgültig stillzulegen.<sup>50</sup> Zudem soll für einen extremen Versorgungsnotfall eine Kapazitätsreserve aus Kraftwerken aufgestellt werden, "die nicht am Strommarkt teilnehmen"<sup>51</sup>, überwiegend wohl aus zur Stilllegung angemeldeten Kraftwerken. Es bleibt dabei unklar, wo die entsprechenden Kraftwerke angesiedelt sind; falls im Norden, werden hierfür Leitungen nach Süden blockiert.

Von dieser Kapazitätsreserve für den äußersten Notfall zu unterscheiden ist der Bau neuer Reservekraftwerke in Bayern, die am Markt teilnehmen. Im Bayerischen Energiedialog gab es zu vielen Punkten sehr unterschiedliche Meinungen, aber in einem Punkt waren sich alle Teilnehmer einig: Der Bau neuer Reservekraftwerke in Bayern ist bei allen Szenarien eine sinnvolle Maßnahme, also eine sogenannte 'No Regret'-Maßnahme.

Inwieweit zukünftig wegen fehlender Kraftwerksleistung bei Dunkelflauten kritische Versorgungssituationen resultieren und v.a. wann diese voraussichtlich eintreten könnten, wurde bisher nicht untersucht. Sobald aber nicht mehr ein erwarteter Stromüberschuss netzdimensionierend ist, sondern eine niedrige erneuerbare Stromproduktion, steht bei Dunkelflauten ein wachsender Engpass an konventioneller Reservekraftwerksleistung zu befürchten. Spätestens dann ist also der Bau zusätzlicher schnell regelbarer Reservekraftwerke insbesondere in Süddeutschland erforderlich.<sup>52</sup>

Wegen ihrer geringen Benutzungsdauern sind diese Reservekraftwerke aus Sicht eines einzelnen Privatinvestors wohl betriebswirtschaftlich unrentabel:

- Die relativ hohen Brennstoffkosten der Reservekraftwerke sind wegen ihrer sehr niedrigen Benutzungsdauern von maximal einigen hundert Stunden pro Jahr weniger ein Problem.
- Aber eben wegen dieser sehr niedrigen Benutzungsdauern können diese Reservekraftwerke keine ausreichenden Deckungsbeiträge für die Finanzierung der Investitionskosten erwirtschaften und benötigen deshalb einen entsprechenden Zuschuss.

Aber wie soll dieser Zuschuss finanziert werden? In jedem Fall wird durch diese mittelfristig ohnehin zwingend erforderlichen neuen Reservekraftwerke in Süddeutschland der erforderliche Leitungsneubau deutlich reduziert und möglicherweise ganz vermieden. Der genaue Umfang müsste noch

im Einzelnen untersucht werden. Die dadurch eingesparten Leitungsausbaukosten können für Anreizprogramme für den Neubau von Reservekraftwerken in Süddeutschland verwendet werden.

Die gesetzliche Grundlage für diese Anreizprogramme könnte die bestehende Reservekraftwerksverordnung vom 27. Juni 2013 sein, die in § 1 Abs. 1 ausdrücklich Kraftwerksreserven "in begründeten Ausnahmefällen aus neu zu errichtenden Anlagen" ermöglicht. Damit wären neue Gesetze und Verordnungen nicht zwingend erforderlich und die Reservekraftwerke würden aus dem gleichen Topf wie neue Leitungen finanziert.

Energiewende erfordert weniger Kohlestrom und mehr erneuerbaren Strom. Eine wachsende erneuerbare Stromproduktion kann in Kombination mit schnell regelbaren Reservekraftwerken<sup>53</sup> sowie Nachfragemanagement Kern- und Kohlekraftwerke ersetzen. Durch den weiteren Ausbau erneuerbarer Kraftwerke würde die für die Energiewende zwingend erforderliche mittelfristige Abschaltung der deutschen Braunkohlekraftwerke abgesichert.<sup>54</sup>

Auch deshalb ist die Vereinbarung in den Regierungs-Eckpunkten vom 01. Juli 2015 sehr zu begrüßen, die bestehenden Reservekraftwerke in Bayern zu sichern und den Bau neuer Reservekraftwerke voranzutreiben:

- "Wir werden die Reservekraftwerks-Verordnung anpassen. ... Damit wird auch der Fortbetrieb eines modernen Gas-kraftwerkes wie Irsching erreicht."
- "Darüber hinaus wird ab 2021 als Teil einer Reservelösung für Süddeutschland ein Segment von bis zu 2 GW für neue, schnell startfähige Kraftwerke vorgesehen, die schwarzstartfähig (d.h. ohne Unterstützung durch das Strom-netz hochfahrbar) und hoch flexibel regelbar sind."<sup>55</sup>

### 3.1.4 Ausgleich von Windstromschwankungen

Das natürliche Windenergieangebot schwankt zeitlich sehr stark auf allen Zeitskalen von Sekunden bis Jahren (vgl. Kasten 3.1):

- Die Produktionsschwankungen einzelner Windkraftwerke im Minuten- und Stundenbereich werden durch das Zusammenschalten der Anlagen eines größeren Windparks weitgehend ausgeglichen.
- Im Gegensatz dazu sind die Schwankungen im Bereich von vielen Stunden oder gar Tagen raum-zeitlich wenig korreliert. Innerhalb eines Zyklons gibt es nämlich über Stunden bis Tage eine großräumige (> 300 km) Korrelation, die zu längeren Flauten führen kann. Insbesondere in mittleren geografischen Breiten wie in Deutschland gibt es immer wieder ausgeprägte längere großräumige Windflauten, während derer auch die Summe der Stromproduktion aller Windparks in Westeuropa auf niedrige Werte sinken kann. Deshalb können Schwankungen selbst durch das großräumige Zusammenschalten von Windparks in großen Regionen nur teilweise ausgeglichen werden.
- Schließlich gibt es von Jahreszeit zu Jahreszeit einen typischen Jahresgang, aber andererseits unregelmäßige großräumige Schwankungen von Jahr zu Jahr (vgl. hierzu etwa die frühere Abb. 2.1a).



**Kasten 3.1 : Ausgleich von Windstromschwankungen****(1) Kurzfristig: Sekunden bis Minuten**

Automatischer Ausgleich kleinerer Schwankungen durch Spannungsänderung im Netz; Schwungradeneffekt der Einzelanlage; Zusammenschaltung von vielen Einzelanlagen zu Windparks oder Gruppen von Windparks.

**(2) Mittelfristig: Stunden bis zu einem Tag**

Schwankungen der Windstromproduktion mitteln sich innerhalb einer größeren Regelzone bis zu mehreren Stunden teilweise gegenseitig aus; Windstromproduktion ist für maximal einen Tag noch annähernd prognostizierbar; für die verbleibenden Schwankungen müssen Regelkraftwerke eingesetzt werden, wofür Bereitstellungskosten für potenziell notwendige Regelernergie anfallen.

**(3) Langfristig: Tage bis Wochen**

Großräumige Starkwind- und Flautenfronten sind kaum prognostizierbar; erheblicher Aufwand für Reserveenergie.

**(4) Sehr langfristig: Monate bis Jahre**

Schwankungen von Monat zu Monat und von Jahr zu Jahr; erheblicher Aufwand für Reserveenergie.

Quelle: Basierend auf [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Kasten 3.2, S. 94].

Für die Windenergienutzung zu bevorzugende Standorte sind Standorte geringer Bodenrauigkeit, also im Meer oder unmittelbar an einer flachen Küste, große, wenig bewaldete Ebenen im Flachland, in gewissem Umfang auch Hügel- oder Bergkuppen und Gebirgspässe, bei deren Überströmen die Luftbewegung beschleunigt wird. Einerseits nimmt die mittlere Windgeschwindigkeit mit der Höhe zu, gleichzeitig nimmt die mittlere Stärke der turbulenten Schwankungen ab. Daher – und von der wachsenden Knappheit sehr guter Standorte in Deutschland – rührt die Tendenz der letzten Jahre, Anlagen mit immer höheren Türmen zu errichten. Durch höhere Türme kann wegen der dann geringeren turbulenten Schwankungen die Prognosegenauigkeit erhöht werden.

## 3.2 Ausgleich durch Stromspeicher

Stromspeicher können sowohl bei Stromüberschuss als auch bei Stromdefizit das Stromangebot vergleichmäßigen. Ein verlustarmer und sehr kostengünstiger Speicher für elektrische Energie wäre also ideal für den Ausgleich der stark fluktuierenden Energien<sup>56</sup>: Bei hoher Windstromproduktion und niedrigem Stromverbrauch könnte dann z.B. der Windstrom in einem Stromspeicher zwischengespeichert und bei niedriger Windstromproduktion und hohem Stromverbrauch wieder ins Netz eingespeist werden.

Ein verlustarmer und kostengünstiger Stromspeicher ist aber nach wie vor nur ein schöner Traum. Strom (d.h. das Fließen von elektrischen Ladungsträgern) ist aber leider nicht so leicht und kostengünstig speicherbar wie konventionelle Energieträger wie z.B. Holz, Kohle und Öl:

- Stromspeicher sind teuer und deshalb nur bei hohen Benutzungsdauern wirtschaftlich.

- Zudem gehen zwischen 20% und 50% des eingespeicherten Stroms durch physikalisch bedingte Umwandlungsverluste verloren.<sup>57</sup>

Anpassungen der konventionellen Stromproduktion (Erzeugungsmanagement) und des Stromverbrauchs (Nachfragemanagement) an die erneuerbare Stromproduktion reduzieren zwar den Speicherbedarf, machen ihn aber nicht überflüssig:

- Zum einen wird bei weiterem Ausbau der erneuerbaren Kraftwerke die momentane erneuerbare Stromproduktion immer häufiger den gesamten momentanen Stromverbrauch übersteigen.
- Zum anderen kann nicht jeder Stromverbrauch auf Zeiten mit hoher erneuerbarer Stromproduktion verschoben werden.

Kurzzeitstromspeicher sind also grundsätzlich für den Fluktuationsausgleich erneuerbarer Stromproduktion unentbehrlich. Sie sind jedoch aufgrund der limitierten Speicherkapazität in ihrem Einsatz begrenzt.

Zukünftig wird man Stromüberschüsse auch langfristig speichern müssen, die man dann auch zur Überbrückung von längeren Stromdefiziten nutzen kann.

Bei der folgenden Erläuterung einzelner Stromspeichertechnologien wird zwischen Kurzzeitstromspeicher (für Stunden und Tage) und Langzeitstromspeicher (für Wochen und Monate) unterschieden.<sup>58</sup>

### 3.2.1 Ausgleich durch Kurzzeitstromspeicher

Kurzzeitstromspeicher (Pumpspeicher, Druckluftspeicher und Batterien) können die Versorgungslücken von Wind- und Photovoltaikstromproduktion nur für wenige Stunden schließen bzw. Überschüsse auffangen, da ihre Speicherkapazität begrenzt ist. Deshalb würde ein nennenswerter Ausgleich von Ungleichgewichten im Tagesbereich einen massiven Ausbau von Kurzzeitstromspeichern erforderlich machen.

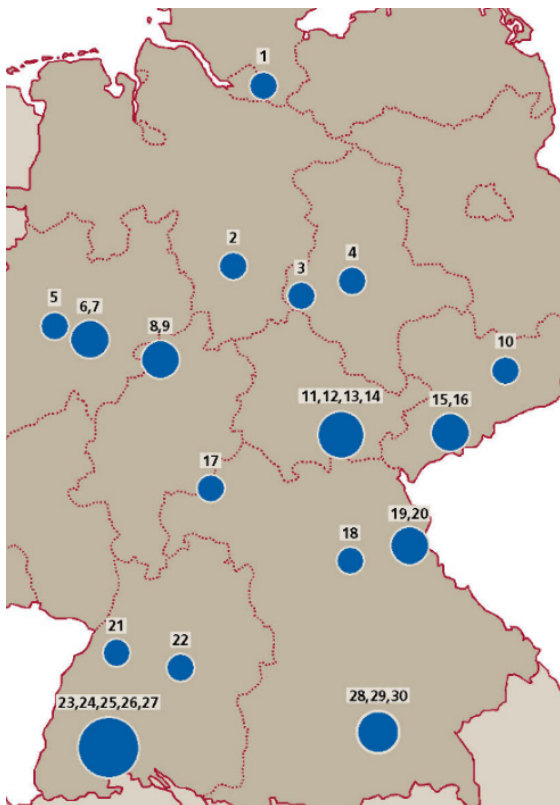
#### (1) Pumpspeicher

Abb. 3.2 gibt einen Überblick über die in Deutschland bestehenden Pumpspeicherkraftwerke.<sup>59</sup>

Das größte und modernste Pumpspeicherkraftwerk, nämlich Goldisthal im Thüringer Wald, weist mit einer Höhendifferenz von Oberbecken zu Unterbecken von 302 m und rund 10 Mio. m<sup>3</sup> Fassungsvermögen eine Stromspeicherkapazität von etwa 8,5 GWh auf. Das Pumpspeicherkraftwerk kann über seine Pumpmotoren eine maximale Leistung von gut 1 GW einspeichern und bei Bedarf im Generatorbetrieb wieder ins Netz zurückspeisen.

Im großtechnischen Einsatz werden als Stromspeicher fast ausschließlich hydraulische Pumpspeicher genutzt. Der durchschnittliche Gesamtwirkungsgrad aller Pumpspeicherkraftwerke unterschiedlichen Alters liegt bei 69,3%. Ein Pumpspeicherkraftwerk kann nach Modernisierung oder Neubau in der Regel einen Gesamtwirkungsgrad von zumindest 80% erreichen.<sup>60</sup>

Abb. 3.2 : Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland



Hinweis: Zu den Nummern in Abb. 3.2 siehe Tab. 3.2.

Quelle: [Pumpspeicher 2012a], Stand 2012.

### Ergebnis:

- Die Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland haben insgesamt eine installierte Leistung von 6,4 GW und eine Speicherkapazität von etwa 37,4 GWh.
- Damit können sie durchschnittlich 5,8 Stunden in Betrieb bleiben, bis das obere Staubecken leer ist.
- Die installierte Leistung je Kraftwerk beträgt zwischen 0,014 GW und 1,06 GW.
- Die Fallhöhe beträgt zwischen 50 m und 626 m, typischerweise zwischen 200 m und 300 m.
- Alle Kraftwerke sind vor mindestens 30 Jahren gebaut worden, mit Ausnahme des größten Kraftwerks Goldisthal in Südhüringen, dessen Planungen aber auch bis in die 1980er Jahre zurückreichen.

Weitere 4,1 GW Pumpspeicherkraftwerke befinden sich derzeit in Planung; ihre Realisierung ist ungewiss<sup>61</sup>.

Tab. 3.2 gibt detaillierte Angaben zu den in Deutschland bestehenden Pumpspeicherkraftwerken.

Pumpspeicherkraftwerke können seit dem Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion nicht mehr so profitabel eingesetzt werden: Früher kauften die Pumpspeicherkraftwerke nachts und am Wochenende billig Strom ein (v.a. aus Kern- und Braunkohlekraftwerken, die nur schwer regelbar sind) und verkauften ihn teurer um die Mittags- und frühe Abendzeit. Von der Preisdifferenz wurden die Investitions- und Betriebskosten der Pumpspeicherkraftwerke gedeckt. Inwieweit Pumpspeicherkraftwerke bei den derzeitigen Marktbedingungen rentabel betrieben werden können, ist strittig: Photovoltaik nimmt häufig die profitable Mittagsspitze weg und bei Starkwind entfällt zudem die profitable Abendspitze. Deshalb und wegen des starken Ausbaus der erneuerbaren Stromproduktion sind die Differenzen zwischen hohem und niedrigem Stromverbrauch kleiner und unregelmäßiger geworden. Viele geplante Pumpspeicherprojekte sind deshalb in Deutschland zurückgestellt worden.

Tab. 3.2 : Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland

| Nr. in Abb. 3.2 | (1)<br>Inbetriebnahme | (2)<br>Betreiber | (3)<br>Fallhöhe [m] | (4)<br>Turbine [GW] | (5)<br>Speichergröße [GWh] | (6)<br>Betriebsdauer [h] |      |
|-----------------|-----------------------|------------------|---------------------|---------------------|----------------------------|--------------------------|------|
| 1               | Geesthacht            | 1958             | Vattenfall          | 83                  | 0,12                       | 0,60                     | 5,0  |
| 2               | Erzhausen             | 1964             | E.ON                | 293                 | 0,22                       | 0,94                     | 4,3  |
| 3               | Wendefurth            | 1967             | Vattenfall          | 126                 | 0,08                       | 0,52                     | 6,5  |
| 5               | Koepchenwerk          | 1930             | RWE                 | 165                 | 0,15                       | 0,59                     | 3,9  |
| 7               | Rönkhausen            | 1969             | Mark-E              | 266                 | 0,14                       | 0,69                     | 4,9  |
| 8               | Waldeck I             | 1931             | E.ON                | 296                 | 0,14                       | 0,48                     | 3,4  |
| 9               | Waldeck II            | 1974             | E.ON                | 329                 | 0,44                       | 3,43                     | 7,8  |
| 10              | Niederwartha          | 1930             | Vattenfall          | 143                 | 0,12                       | 0,59                     | 4,9  |
| 11              | Goldisthal            | 2003             | Vattenfall          | 302                 | 1,06                       | 8,48                     | 8,0  |
| 12              | Hohenwarte I          | 1959             | Vattenfall          | 57                  | 0,06                       | 0,80                     | 12,7 |
| 13              | Hohenwarte II         | 1966             | Vattenfall          | 304                 | 0,32                       | 2,09                     | 6,5  |
| 14              | Bleiloch              | 1926             | Vattenfall          | 50                  | 0,08                       | 0,75                     | 9,4  |
| 16              | Markersbach           | 1979             | Vattenfall          | 288                 | 1,05                       | 4,02                     | 3,8  |
| 17              | Langenprozelten       | 1976             | Dt. Bahn            | 310                 | 0,16                       | 0,59                     | 3,7  |
| 18              | Happurg               | 1958             | E.ON                | 212                 | 0,16                       | 0,90                     | 5,6  |
| 19              | Pfeimd-Tanzmühle      | 1951             | GDF Suez            | 122                 | 0,04                       | 0,40                     | 2,9  |
| 20              | Pfeimd-Reisach        | 1951             | GDF Suez            | 188                 | 0,11                       |                          |      |
| 21              | Forbach SBW           | 1926             | EnBW                | 368                 | 0,05                       | 0,20                     | 4,3  |
| 22              | Glems                 | 1964             | EnBW                | 292                 | 0,09                       | 0,56                     | 6,2  |
| 23              | Hornbergstufe/Wehr    | 1975             | RWE/EnBW            | 626                 | 0,91                       | 6,07                     | 6,7  |
| 24              | Säckingen             | 1967             | RWE/EnBW            | 413                 | 0,36                       | 2,06                     | 5,7  |
| 25              | Häusern               | 1931             | RWE/EnBW            | 205                 | 0,10                       | 0,46                     | 4,6  |
| 26              | Witznau               | 1943             | RWE/EnBW            | 250                 | 0,22                       | 0,63                     | 2,8  |
| 27              | Waldshut              | 1951             | RWE/EnBW            | 160                 | 0,15                       | 0,40                     | 2,7  |
| 28              | Leitzachwerk 1        | 1929             | SW München          | 128                 | 0,05                       | 0,55                     | 11,2 |
| 29              | Leitzachwerk 2        | 1960             | SW München          | 127                 | 0,04                       | 0,55                     | 12,5 |
| 30              | Deggendorf            | 1919             | Kraftw. Rusel       | 220                 | 0,014                      | ?                        | ?    |
| <b>Summe</b>    |                       |                  |                     | <b>6,4</b>          | <b>37,4</b>                | <b>5,8</b>               |      |

Quellen:  
[Stromversorgung 2009, S. 25];  
[Pumpspeicher 2012a], Stand 2012. Zzgl. Pumpspeicherkraftwerke mit je weniger als 0,012 GW installierter Leistung, die in der Summe weniger als 0,1 GW installierte Leistung haben. Zu allgemeinen Informationen siehe [Pumpspeicher 2012].

Seit 1977 ist bei Bremen eine Gleitdruck-Luftspeicher-Gasturbine in Betrieb. Luftspeicher können, im Gegensatz zu hydraulischen Pumpspeichern, auch in flachen Küstengegenden installiert werden, wobei natürliche Salzkavernen als Luftspeicher genutzt werden. Dabei werden durch die Erwärmung und Abkühlung der Luft im Inneren der Salzkaverne beträchtliche Salzmen gen gelöst,

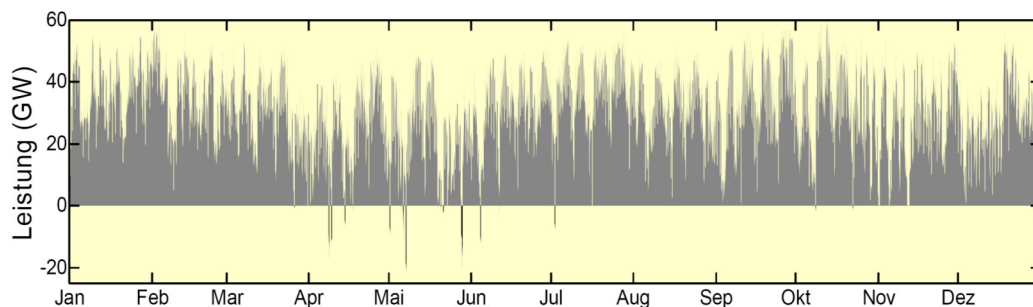
deren Entsorgung bisher ungelöst ist. Zudem haben derartige reine Luftspeicher einen geringen Gesamtwirkungsgrad von nur ca. 35%. Deshalb werden sie üblicherweise in Kombination mit Gasturbinen gebaut.

Durch den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken sowie durch Last- und Erzeugungsmanagement können Überschüsse und Defizite bei der Stromversorgung ausgeglichen werden und ein nicht nutzbarer Stromüberschuss häufig vermieden werden. Zudem werden so bestehende konventionelle Kraftwerke, die auch 2020 noch für die Lastdeckung benötigt werden, entlastet, da häufige An- und Abfahrvorgänge reduziert und Lastgradienten gemildert werden.

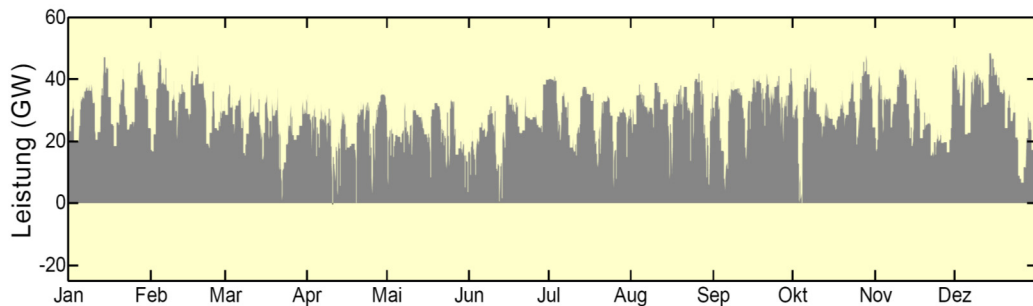
Abb. 3.3 zeigt die Vergleichsmäßigung der Stromproduktion durch Pumpspeicher.

**Abb. 3.3 : Vergleichsmäßigung der Stromproduktion durch Pumpspeicher**

**(a) Residuallast ohne Pumpspeicher, Last- und Erzeugungsmanagement**



**(b) Residuallast mit Pumpspeicher, Last- und Erzeugungsmanagement**



Quelle: [Leitstudie 2010, S. 19, Abb. 10, Basisszenario 2010 A, Wetterjahr 2006].

Für den Ausgleich von Stromverbrauch und Stromangebot sollen zukünftig Möglichkeiten der Stromspeicherung in Norwegen genutzt werden. Norwegen hat nämlich viele gut regelbare Laufwasserkraftwerke mit sehr hoher Turbinenleistung: Bei Stromüberschuss wird der Wasserdurchfluss und damit die Stromproduktion reduziert, bei Stromdefizit wird der Wasserdurchfluss und damit die Stromproduktion erhöht. Die Erschließung von zusätzlichen (Pump-)Speicherkapazitäten in

Norwegen ist eine vielversprechende Zukunftsoption, die allerdings neue HGÜ-Leitungen durch die Nordsee erfordert.<sup>62</sup>

Der Speichereffekt, den diese Laufwasserkraftwerke ermöglichen, wird derzeit deutlich erhöht durch schrittweisen Umbau der Laufwasserkraftwerke in Pumpspeicherkraftwerke, indem entlang der Flüsse zusätzliche Speicherbecken errichtet werden.

Zukunftsplanungen sehen vor, dass in mehreren 100 m Tiefe, z.B. in stillgelegten Bergwerken, künstliche Unterbecken geschaffen werden, und als Oberbecken Flüsse oder Seen dienen.

Aus technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Gründen ist es am besten, wenn das Gesamtsystem aus erneuerbaren und konventionellen Kraftwerken inklusive Stromspeichern den Stromverbrauch deckt.<sup>63</sup> Diese Strategie führt gegenüber Stromspeichern, die ausschließlich erneuerbaren Strom speichern, zu einem erheblich besseren stromwirtschaftlichen Systemverhalten.

## (2) Batteriespeicher

Batteriespeicher können nahe der lokalen Stromproduktion installiert werden und ermöglichen, dass trotz stark fluktuierender Stromproduktion im Tagesverlauf Strom bedarfsgerecht angeboten werden kann: Bei Stromüberschuss wird Strom dezentral nahe dem Windkraftwerk in Batterien gespeichert, bei Stromdefizit kann dann daraus gesichert, also unabhängig von der momentanen Windstromproduktion, Strom ins Netz eingespeist werden.

So wurde 2014 in Schwerin Europas erster kommerzieller Batteriespeicher mit einer Leistung von 5 MW und einer Speicherkapazität von 5 MWh in Betrieb genommen<sup>64</sup>, ein Quantensprung gegenüber den bisher verfügbaren Batteriespeichern im Bereich von 0,1 MW.

### 3.2.2 Ausgleich durch Langzeitstromspeicher: Power to Gas

Kurzzeitstromspeicher wie Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher oder Batteriesysteme können Stromüberschüsse der Wind- und Photovoltaikstromproduktion nur für wenige Stunden schließen bzw. Stromdefizite nur für wenige Stunden überbrücken. Für längere Zeiträume sind diese Stromspeichertechnologien ungeeignet, weil z.B. Pumpspeicherkraftwerke dann extrem große Wasserbecken bräuchten, die sehr selten genutzt würden, und deshalb eine extrem niedrige Nutzungsdauer hätten.

Zur Langzeitspeicherung von Überschussstrom dient die Umwandlung von Strom in Gas mittels Elektrolyse. Dabei wird aus Wasser Wasserstoff erzeugt, siehe Kasten 3.2.

Seit Längerem wird auch die Erzeugung von Gas nahe von Windkraftwerken diskutiert, um so über Rückverstromung von dort erzeugtem erneuerbarem Gas eine gleichmäßige erneuerbare Stromproduktion zu ermöglichen.<sup>65</sup>

Erneuerbarer Wasserstoff kann zu geringen Prozentanteilen in das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden, er kann aber auch dezentral genutzt werden z.B. an Tankstellen oder in der chemischen Industrie. Größere Mengen von Wasserstoff müssen mit hohem Energieaufwand in Methan umgewandelt werden. Das Methan kann dann in größeren Mengen in das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden oder durch Verflüssigung gespeichert werden.

**Kasten 3.2 : Langzeitspeicherung durch erneuerbare Gaserzeugung (Power to Gas)**

Power to X bezeichnet Technologien, die die Nutzung von erneuerbaren Stromüberschüssen ermöglichen. Von zentraler Bedeutung sind derzeit Power to Heat (vgl. Kasten 3.3) und Power to Gas.

Power to Gas beschreibt das Verfahren zur Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse und die weitere Verarbeitung zu erneuerbarem Methan. Dabei wird überschüssiger Wind- und Solarstrom genutzt. Der erzeugte Wasserstoff kann in der Industrie oder in Brennstoffzellen direkt eingesetzt oder durch Hinzufügen von Kohlendioxid methanisiert werden. Das erneuerbare Gas entspricht chemisch herkömmlichem Erdgas.

Die größten Herausforderungen für den Einsatz von Power to Gas sind die Steigerung der Wirkungsgrade beim Umwandlungsprozess, die Kostenreduktion von Elektrolyseanlagen und ein flexibler Betrieb, der die gezielte Nutzung von Stromüberschüssen ermöglicht und das Entstehen einer zusätzlichen Stromnachfrage vermeidet.

Von Vorteil ist, dass die vorhandene Erdgasinfrastruktur als Speicher genutzt werden kann.

Quelle: Basierend auf [Zimmermann 2015, S. 24]; zu weiteren Informationen siehe [Rentzing 2016a].

Durch diese erneuerbare Gasproduktion können die Stromüberschüsse für eine jederzeit gesicherte Stromversorgung genutzt werden:

- Stromüberschüsse können gespeichert werden.
- Stromdefizite können durch Rückverstromung des Gases ausgeglichen werden.

Da Verluste bei der Umwandlung in Wasserstoff bzw. Methan unvermeidlich sind und deshalb zusätzliche Kosten verursachen, sollten zuvor alle anderen preiswerteren Verfahren der direkten Nutzung von erneuerbarem Strom durch Lastmanagement oder Pumpspeicher eingesetzt werden, da sie meist mit geringeren Energieverlusten und niedrigeren Kosten verbunden sind.

Noch grundsätzlich ungelöst sind die technischen und ökonomischen Möglichkeiten eines intermittierenden Betriebs von Elektrolyseuren und der Methanisierung, wenn nur erneuerbarer Strom oder gar nur kurzzeitige Überschüsse aus erneuerbarem Strom genutzt werden sollen<sup>66</sup>. Deshalb ist eine Weiterentwicklung von Elektrolyse und Methanisierung erforderlich und es sind Demonstrationsanlagen in großtechnischem Maßstab zu errichten.<sup>67</sup>

### 3.3 Ausgleich durch Stromhandel

Grundsätzlich kann es in einem funktionierenden Strommarkt keinen Stromüberschuss geben, da sich am Markt genau der Strompreis ergibt, der Angebot und Nachfrage in ein Gleichgewicht bringt. Die großen konventionellen Kraftwerksblöcke sind aber für Dauerbetrieb ausgelegt.<sup>68</sup> Ein häufiges Hinauf- und Herunterregeln führt nicht nur zu einem erhöhten Brennstoffverbrauch, sondern auch zu zusätzlichen Abnutzungen. Ihre kurzfristigen Grenzproduktionskosten sind negativ, Kraftwerksbetreiber sind deshalb im Einzelfall sogar bereit, Geld für einen kurzfristigen Weiterbetrieb zu bezahlen.

Weil die konventionellen Kraftwerksblöcke nicht entsprechend heruntergeregelt werden<sup>69</sup>, kommt es bei einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Kraftwerke immer häufiger zu einem Stromüberschuss.

### 3.3.1 Stromexport kann Stromüberschuss reduzieren

Regionale Stromüberschüsse werden schon derzeit in anderen deutschen Regionen verbraucht und zudem ins Ausland exportiert. Bei wachsendem Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion resultieren aber immer häufiger gesamtdeutsche Stromüberschüsse. Diese Stromüberschüsse werden dann exportiert, was zu immer größeren deutschen Stromexporten führt. So werden von der Bundesnetzagentur für 2025 deutsche Stromexporte (brutto) in Höhe von 15% des deutschen Stromverbrauchs prognostiziert.<sup>70</sup>

Bereits heute sind z.B. die Länder Deutschland, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Frankreich, Österreich und Schweiz durch starke Höchstspannungsleitungen miteinander verbunden. Die Stromverbrauchsspitzen dieser Länder haben einen erheblichen Zeitversatz, sodass durch diesen Leitungsverbund ein erhebliches Ausgleichspotenzial genutzt werden kann. Dies ist der tieferliegende Grund dafür, dass z.B. die GRÜNEN Energieminister<sup>71</sup> jedweden Netzausbau als unabdingbar für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion und für die Energiewende erachten, weil sie so eine Möglichkeit sehen, deutsche Stromüberschüsse europaweit transportieren zu können.

Laut einer aktuellen Studie können durch einen verstärkten Stromverbund auch bei einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion Stromüberschüsse weitgehend vermieden werden, "während dies auf nationaler Ebene jedes Jahr der Fall wäre"<sup>72</sup>. Dies gilt allerdings gemäß dieser Untersuchung nur, wenn – im Gegensatz zur aktuellen Planung in Deutschland<sup>73</sup> – bei hoher erneuerbarer Stromproduktion alle konventionellen Kraftwerke abgeschaltet würden<sup>74</sup>. Ein Export von Überschussstrom in benachbarte Länder wird aber zukünftig immer seltener möglich sein, da in diesen Ländern ebenfalls die erneuerbare Stromproduktion ausgebaut wird und eine hohe zeitliche Korrelation zwischen der erneuerbaren Stromproduktion dieser Länder besteht.

Als mittelfristige Lösung für ein temporäres Überschussproblem wird der Aufbau eines neuen europaweiten Super-Stromnetzes diskutiert, mit dem ein Stromüberschuss über große Entfernungen in weit entfernte Regionen mit anderen zeitlichen Strukturen von Stromproduktion und Stromverbrauch transportiert werden könnte. Inwieweit ein massiver europaweiter Netzausbau für die Integration von erneuerbarem Strom eine sinnvolle und kostengünstige Lösung ist, wurde bisher nicht untersucht. Bisher gibt es nur Planungen bei unbeschränkter zeitgleicher Produktion von konventionellen Kraftwerken. Für Europa werden bis 2030 rund 27.000 km neue Freileitungen, knapp 2.000 km Erdkabel an Land und gut 19.000 km Seekabel vorgeschlagen bei Gesamtkosten von rund 150 Mrd. €. <sup>75</sup> Ein derartiger Leitungsneubau erscheint weder umsetzbar noch wirtschaftlich zumutbar.

In jedem Fall müssten die daraus resultierenden einzel- und gesamtwirtschaftlichen Kosten in Bezug gesetzt werden zu den Alternativen, die in Kap. 6 erläutert werden.

### 3.3.2 Stromimport kann niedrige erneuerbare Stromproduktion nicht ausgleichen

Mittelfristig könnte bei sehr niedriger erneuerbarer Stromproduktion ein Stromdefizit auftreten wegen dann fehlender konventioneller Reservekraftwerksleistung.<sup>76</sup> Erwartete Stromdefizite können grundsätzlich auch durch zusätzliche Stromimporte ausgeglichen werden. So werden etwa bei einer



Begrenzung der deutschen Kohlestromproduktion bereits im Jahr 2025 jährliche Stromimporte (brutto) von 17% des deutschen Stromverbrauchs prognostiziert.<sup>77</sup>

Auch bei einer Verknüpfung von ganz Nordwesteuropa durch ein neues Super-Stromnetz würden z.B. die nordwesteuropäischen Offshore-Windkraftwerke pro Jahr insgesamt rund vier Wochen lang weniger als 2% ihrer insgesamt installierten Leistungen erzeugen.<sup>78</sup> Zur Abdeckung von längeren Dunkelflauten müssten also in jedem Fall die neuen Leitungen weit über Nordwesteuropa hinausgreifen, um ganz unterschiedliche Wetterzonen miteinander zu verknüpfen. Dies ist mit enormen Kosten verbunden, wie DESERTEC<sup>79</sup> gezeigt hat, und es sind geringe Auslastungen zu erwarten, da diese Netze nicht zur Versorgung einzelner Länderregionen genutzt werden, sondern nur zum Ausgleich von stark fluktuierenden Stromüberschüssen und Stromdefiziten.

Zur Sicherstellung der Stromversorgung nach Abschaltung der süddeutschen Kernkraftwerke wird ein stärkerer Einsatz von norwegischen Wasserkraftwerken vorgeschlagen und damit die Notwendigkeit von neuen innerdeutschen Leitungen begründet: "Lediglich der über neue Netze wie SuedLink u.a. nach Bayern transportierte Strom aus Wind- und norwegischer Wasserkraft kann helfen, dass in den nächsten Jahren auch in Bayern alle Atomkraftwerke abgeschaltet werden können."<sup>80</sup> Hierfür wären in jedem Fall neue Stromleitungen von Norwegen nach Norddeutschland erforderlich. Derzeit wird aber nur das Projekt Nord-Link mit 1,4 GW Übertragungsleistung weiterverfolgt<sup>81</sup>, weitere Planungen wurden wegen mangelnder prognostizierter Auslastung und damit zu geringer Rentabilität zurückgestellt.

Für die Weiterleitung des norwegischen Reservestroms nach Süden steht bei Dunkelflaute in jedem Fall das bestehende Stromnetz zur Verfügung, da dann in Deutschland nur sehr wenig erneuerbarer Strom ins Netz eingespeist wird. Ein Leitungsneubau innerhalb Deutschlands wäre also hierfür jedenfalls im ersten Schritt nicht erforderlich. Leider gibt es bisher keinerlei Untersuchungen, ab welcher Größenordnung einer norwegischen Reserveleistung neue Leitungen in Deutschland erforderlich wären.

Der Ausgleich von Stromverbrauch und Stromproduktion würde sicher erleichtert, wenn Strom aus solarthermischen Kraftwerken, dessen Produktion über Wärmespeicher zeitlich verlagert und verstetigt werden kann, in größerem Umfang importiert werden könnte. Für einen europaweiten Ausgleich und den Import von Solarstrom aus Nordafrika wäre in 2030 eine zusätzliche HGÜ-Übertragungsleistung zwischen Deutschland und den Nachbarländern von 13,8 GW erforderlich, mehr als eine Verdoppelung gegenüber den in 2012 in Drehstromtechnologie existierenden 11,7 GW<sup>82</sup>: Hierfür müssten alleine in Deutschland 10 neue HGÜ-Leitungen gebaut werden. In ganz Europa wäre gemäß diesen Berechnungen eine zusätzliche HGÜ-Übertragungsleistung von 54,3 GW erforderlich, davon 11,2 GW bis nach Nordwestafrika. Bis 2050 wären weitere 188 GW HGÜ-Übertragungsleistung erforderlich, davon 68 GW bis nach Nordwestafrika.<sup>83</sup> Ein derartiger Leitungsneubau erscheint weder umsetzbar noch wirtschaftlich zumutbar.

In jedem Fall müssen jeweils die daraus resultierenden einzel- und gesamtwirtschaftlichen Kosten in Bezug gesetzt werden zu den Alternativen, die in Kap. 6 erläutert werden.

Bei einem deutschlandweiten Mangel an Reservekraftwerken kann durch einen innerdeutschen Leitungsneubau dieses Stromdefizit nicht behoben werden. Auch die Nachbarländer bauen die erneuerbaren Energien massiv aus, sodass auch dort mit einer deutlichen Reduzierung bestehender Kraftwerke zu rechnen ist. Deshalb werden auch die Nachbarländer Deutschlands langfristig bei niedriger erneuerbarer Stromproduktion Kraftwerksknappheit haben.

**Ergebnis:**

Ein europaweites Super-Stromnetz wäre extrem teuer, würde eine sehr niedrige Benutzungsdauer haben und könnte überregionale Kraftwerksknappheiten bestenfalls mildern. In keinem Fall könnte internationaler Stromhandel überregionale konventionelle Kraftwerksknappheiten und dadurch verursachte kritische Versorgungssituationen beheben. Spätestens dann ist also der Bau zusätzlicher Reservekraftwerke insbesondere in Süddeutschland erforderlich.<sup>84</sup>

## 3.4 Anpassung des Stromverbrauchs

Die privaten Stromverbraucher bestimmen bis heute weitgehend autonom den zeitlichen Verlauf ihres Stromverbrauchs, und zwar unabhängig von der momentanen Situation der Stromproduktion und den Stromproduktionskosten. Anders ist das bei gewerblichen Großkunden, die Zeitfenster für hohe und für niedrige Leistungsabnahmen vereinbaren können.

### 3.4.1 Nachfragemanagement

Das Nachfragemanagement (auch als 'Laststeuerung' oder 'Demand Side Management' bezeichnet) ist eine Möglichkeit, zunehmenden Schwankungen in der Stromproduktion durch flexible Nachfragesteuerung zu begegnen:

Bei einem erwarteten **Stromüberschuss** werden Verbraucher z.B. über niedrigere Strompreise zu einem höheren Stromverbrauch animiert. Dabei wird entweder der Stromverbrauch zeitlich verlagert oder andere Energieträger werden durch Strom ersetzt:

- Bei einer zeitlichen Verlagerung des Stromverbrauchs wird ein später geplanter Stromverbrauch zeitlich vorgezogen: Z.B. kühlen Kühlhäuser bei einem Stromüberschuss und entsprechend niedrigeren Strompreisen stärker als üblich.
- Bei einer Substitution anderer Energieträger durch Strom wird z.B. vorübergehend warmes Wasser durch elektrische Heizstäbe in Heizkesseln erzeugt statt durch Verbrennung von Erdgas oder Heizöl (siehe das anschließende Kap. 3.4.2).

Bei einem erwarteten **Stromdefizit** werden Stromverbraucher animiert, ihren Stromverbrauch zu reduzieren. Dabei wird wiederum der Stromverbrauch entweder zeitlich verlagert oder Strom wird durch andere Energieträger ersetzt:

- Bei einer zeitlichen Verlagerung des Stromverbrauchs wird ein momentan geplanter Stromverbrauch zeitlich nach hinten verschoben: Zum Beispiel könnten Kühlhäuser bei einem Stromdefizit und entsprechend höheren Strompreisen momentan weniger stark kühlen als üblich.
- Bei einer Substitution von Strom durch andere Energieträger wird z.B. bei hybriden Plug-in-Elektrofahrzeugen der Verbrennungsmotor statt des Elektromotors genutzt.

Abb. 3.4 zeigt eine Potenzialabschätzung des Nachfragemanagements. Für das Nachfragemanagement gibt es verschiedene Ansätze und Möglichkeiten, insbesondere in den Bereichen der stromintensiven Industriezweige und der Haushalte.<sup>85</sup> So könnten z.B. über den gesteuerten Verbrauch von erneuerbarem Strom die Fluktuationen der Stromversorgung stark gedämpft werden.

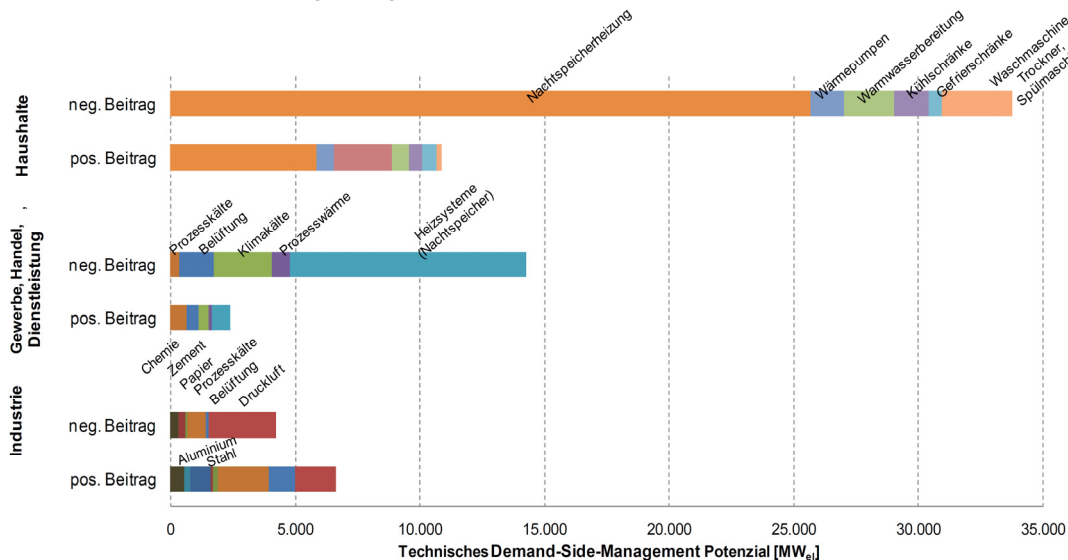
Das Nachfragemanagement erfordert eine intelligente Einbindung von Elektrofahrzeugen, Klimaanlage und Wärmepumpen in 'Smart Grids' und die Bereitschaft der Verbraucher zum zeitlich flexiblen Stromverbrauch; preisliche Anreize dürften diese Bereitschaft erhöhen.

Durch Nachfragemanagement kann der Stromverbrauch gesenkt oder erhöht werden:

- Stromverbrauchssenkung durch Nachfragemanagement (in Abb. 3.4 mit "neg. Beitrag" bezeichnet): Der Stromverbrauch kann z.B. bei Dunkelflauten im gezeigten Umfang abgesenkt werden, um so Stromdefizite zu vermeiden.
- Stromverbrauchserhöhung durch Nachfragemanagement (in Abb. 3.4 mit "pos. Beitrag" bezeichnet): Der Stromverbrauch kann z.B. in Starkwindperioden im gezeigten Umfang erhöht werden, um so Überschüsse der erneuerbaren Stromproduktion nutzen zu können.

Auch im idealen Einsatz löst das Nachfragemanagement zwar nicht das Problem der Speicherung, weil nicht jeder Stromverbrauch aus Zeiten mit niedriger erneuerbarer Stromproduktion auf Zeiten mit hoher erneuerbarer Stromproduktion verschoben werden kann.<sup>86</sup> Jedoch verspricht Nachfragemanagement mittels Nachfragesteuerung einen signifikanten Beitrag zur Sicherstellung der Stromversorgung, insbesondere bei weiterem Ausbau von erneuerbaren Kraftwerken und damit weiter wachsenden Stromproduktionsschwankungen.

Abb. 3.4 : Potenzial des Nachfragemanagements



Quelle: [Leitstudie 2011, S. 193, Abb. 6.33].

### 3.4.2 Nutzung von Stromüberschüssen zur Wärmeerzeugung: Power to Heat

Kasten 3.3 zeigt die Nutzung von Stromüberschüssen zur Wärmeerzeugung (Power to Heat).

### Kasten 3.3 : Nutzung von Stromüberschüssen zur Wärmeerzeugung (Power to Heat)

Power to X bezeichnet Technologien, die die Nutzung von erneuerbaren Stromüberschüssen ermöglichen. Von zentraler Bedeutung sind derzeit Power to Heat und Power to Gas (siehe den früheren Kasten 3.2).

Bei Power to Heat wird erneuerbarer Strom in Wärme umgewandelt, die in Heizungsanlagen und für die Warmwasserbereitung, etwa zur Einspeisung in Fernwärmenetze, genutzt werden kann. Von Vorteil ist, dass die vorhandene Heizungsinfrastruktur genutzt werden kann. Auch in Privathaushalten kann erneuerbarer Überschussstrom sehr einfach genutzt werden durch Einbau eines Heizstabs in die Heizungsanlage. Die Nutzung von erneuerbarem Strom für Wärmeerzeugung lohnt sich derzeit in der Regel nur bei niedrigen Börsenstrompreisen.

Bei vermehrtem Einsatz von Power to Heat kann günstig negative Regelleistung bereitgestellt werden.

Quelle: Basierend auf [Zimmermann 2015, S. 23]. Zu weiteren Informationen siehe [Agora 2014], [FVVE 2015], [BWE 2015], [Rentzing 2016].

Wie gezeigt, kommt es bei wachsendem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung immer häufiger zu momentanen Stromüberschüssen. Dadurch sinken die Strompreise an der Börse auf Werte nahe 0 Cent pro kWh. Bei einem erwarteten **Stromüberschuss** könnten dann Verbraucher z.B. über niedrigere Strompreise zu einem höheren Stromverbrauch animiert werden. Dabei werden andere Energieträger wie Heizöl oder Erdgas durch Strom ersetzt. In bestehende Heizkessel können sehr kostengünstig elektrische Heizstäbe eingebaut werden. Bei Stromüberschüssen und entsprechend niedrigen Strompreisen wird dann statt durch Verbrennung von Erdgas oder Heizöl durch diesen Überschussstrom warmes Wasser für Brauchwasser und Heizung erzeugt.

Welche Strompreise der Endverbraucher bezahlen muss, hängt von der Preisgestaltung seines Stromversorgers ab. Falls der örtliche Stromlieferant den momentan niedrigen Börsenstrompreis an seine Kunden weitergibt, resultiert bei angemessener Berücksichtigung von anteiligen Netzkosten ein sehr niedriger Strompreis. Voraussetzung ist eine intelligente Stromverbrauchssteuerung beim Endverbraucher, die in Abhängigkeit von momentanen Preissignalen des Stromversorgers den Einsatz der elektrischen Heizstäbe zur Warmwasserbereitung steuert (Smart Meter).

#### Beispiel:

- Heizöl kostete in Deutschland von 2011 bis 2014 über 80 Cent pro Liter (inkl. MWSt, bei einer haushaltsüblichen Abnahmemenge von 3.000 Liter), in der Spitze fast 100 Cent pro Liter. Von Ende 2014 bis Anfang 2016 ist der Preis bei sehr starken Schwankungen auf unter 50 Cent pro Liter gefallen. Für die weiteren Berechnungen wird beispielhaft von 80 Cent pro Liter Heizöl ausgegangen.
- Ein Liter Heizöl hat einen Energiegehalt von rund 10 kWh. Durch Verbrennung kann man daraus rund 8 kWh warmes Wasser erzeugen. Bei einem Heizölpreis von 80 Cent pro Liter Heizöl kostet die Erzeugung von warmem Wasser also 10 Cent pro kWh (= 80 Cent pro Liter Heizöl / 8 kWh pro Liter Heizöl).
- Aus 1 kWh Strom kann man weitgehend verlustfrei 1 kWh warmes Wasser erzeugen.
- Der örtliche Stromlieferant kann den Überschussstrom zu Börsenpreisen nahe 0 Cent pro kWh einkaufen. Welchen Teil seiner weitgehend fixen Netz- und Verwaltungskosten der örtliche Stromlieferant diesem Überschussstrom anlastet, hängt von seiner Preiskalkulation ab. Falls für

Power to Heat das bestehende Stromversorgungsnetz grundsätzlich ausreicht ohne Notwendigkeit eines nennenswerten Netzausbaus, dürfte der örtliche Stromlieferant dem Überschussstrom eigentlich keine nennenswerten Netzkosten anlasten.

- Falls der örtliche Stromlieferant den Überschussstrom zu Preisen unter 10 Cent pro kWh seinem Kunden anbieten kann, dann rentiert sich die Nutzung des Stromüberschusses für die momentane Warmwassererzeugung.

Falls den Photovoltaikanlagen keine Netzkosten angelastet werden, rentiert sich die Warmwasserbereitung durch Photovoltaikstrom, falls die Photovoltaikstromproduktion weniger als 10 Cent pro kWh kostet, also ein Wert, der zukünftig für Neuanlagen durchaus nicht unrealistisch ist.

Für die betriebswirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit der Nutzung von erneuerbaren Stromüberschüssen zur Wärmeerzeugung ist von großer Bedeutung, ob hierfür stattliche Abgaben wie EEG-Umlage, Stromsteuer etc. anfallen.

Für die volkswirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit müssen zudem alle material- und Energiekosten für Herstellung und für Betrieb berücksichtigt werden sowie die jeweiligen Umweltauswirkungen.

### 3.4.3 Elektrofahrzeuge als abschaltbare Stromverbraucher

Bei Elektrofahrzeugen muss zwischen reinen und hybriden Elektrofahrzeugen unterschieden werden:

- Hybride Plug-in-Elektrofahrzeuge haben einen Elektromotor mit Batterie und zudem einen herkömmlichen Verbrennungsmotor mit Treibstofftank. Das klingt für die stark fluktuierende Wind- und Photovoltaikstromproduktion besonders verlockend: Die Batterien der hybriden Plug-in-Elektrofahrzeuge werden grundsätzlich mit Wind- und Photovoltaikstrom geladen, nur bei längeren Fahrten oder bei niedriger Wind- und Photovoltaikstromproduktion nutzt das hybride Plug-in-Elektrofahrzeug seinen Verbrennungsmotor.

Aus Sicht der Stromversorgung sind hybride Plug-in-Elektrofahrzeuge günstig für die Integration von erneuerbarem Strom, weil bei momentan niedriger erneuerbarer Stromproduktion oder längeren Fahrten der Verbrennungsmotor einspringt, der vom Autokäufer bezahlt wird (vgl. Kasten 3.4).

- Hingegen müssen bei reinen Elektrofahrzeugen für längere Zeiten mit niedriger erneuerbarer Stromproduktion zusätzliche Reservekraftwerke installiert werden, die von allen Stromverbrauchern bezahlt werden müssten. Zudem müssen für längere Fahrten größere Batterien oder ein dichtes Netz von Schnellladestromtankstellen vorgehalten werden.

Für Elektrofahrzeuge rechnet man mit einem Verbrauch von maximal 20 kWh Strom pro 100 km (entsprechend dem Energieinhalt von rund zwei Litern Treibstoff). Bei einer durchschnittlichen Fahrleistung von 15.000 km pro Jahr entspricht dies einem Jahresverbrauch von 3.000 kWh, etwa dem Stromverbrauch eines durchschnittlichen deutschen Haushalts mit zwei bis drei Personen. Eine Flotte mit 10 Millionen Elektrofahrzeugen würde dann bei reinem Elektrobetrieb jährlich 30 TWh verbrauchen, das sind knapp 6% des heutigen deutschen Strombedarfs.

Elektromobilität ist in großem Umfang nur sinnvoll zu Zeiten überschüssigen erneuerbaren Stroms. Zur Vermeidung neuer Reservekraftwerke für Dunkelflauten sind hybride Plug-in-Elektrofahrzeuge erforderlich, deren Benzinmotoren eine Art Reservekraftwerk bilden (siehe Kasten 3.4). Voraussetzung für eine kostengünstige Nutzung von Elektrofahrzeugen als abschaltbare Stromverbraucher ist in jedem Fall die Nutzung des bestehenden Stromversorgungsnetzes ohne Notwendigkeit eines nennenswerten Netzausbaus.

#### **Kasten 3.4 : Elektrofahrzeuge als abschaltbare Verbraucher und Stromspeicher?**

Eine Zunahme der Elektromobilität bietet Möglichkeiten, die Integration des erneuerbaren Stroms in das Stromversorgungssystem und die Anpassung des gesamten Energiesystems an die zukünftigen Anforderungen zu unterstützen. Denn einerseits kann der Stromverbrauch, also der Ladevorgang, zeitlich innerhalb bestimmter Grenzen variiert werden, sodass Stromüberschüsse zwischengespeichert werden können. Andererseits besteht die Möglichkeit, Strom aus den Batterien zurück ins Netz zu speisen. Im Jahr 2010 wurde gemäß dem nationalen Entwicklungsplan der Elektromobilität bis 2020 mit rund 1,2 Mio. Elektrofahrzeugen gerechnet<sup>87</sup>, schon damals eine sehr optimistische Annahme, die aus Sicht des Jahres 2016 wohl nicht erfüllt werden wird.

Das Haupthindernis sind die fehlenden langlebigen Batterien mit ausreichend hoher Kapazität zu bezahlbaren Kosten. Z.B. hat der Plug-in Toyota Prius nur eine Batteriekapazität von 5,2 kWh für den Ausgleich kurzzeitiger Leistungsüberschüsse und kann rein elektrisch in der Praxis weniger als 25 km weit fahren.<sup>88</sup> Die Plug-in-Variante kostet über 10.000 € mehr als der normale Prius ohne Plug-in-Fähigkeit mit einer Batteriekapazität von 1,3 kWh, der rein elektrisch rund 2 km fahren kann. Der Plug-in Golf hat eine Batteriekapazität von 8,8 kWh und kann rein elektrisch in der Praxis weniger als 25 km weit fahren. Der Plug-in Nissan Leaf hat 24 kWh Batteriekapazität und kostet mindestens 15.000 € mehr als ein vergleichbares Fahrzeug ohne Elektroantrieb.

10 Mio. Elektrofahrzeuge (also etwa ein Fünftel der insgesamt in Deutschland zugelassenen rund 50 Mio. Fahrzeuge) hätten rund 100 GWh Speicherkapazität. Damit könnte theoretisch der gesamte Stromverbrauch in Deutschland für etwa 2 Stunden abgedeckt werden, womit z.B. eine unvorhergesehene deutschlandweite Flaute für einige Stunden abgefangen werden kann, in jedem Fall so lange, bis ausreichend Reservekraftwerke ans Netz gebracht sind.

Ein dreiphasiger Steckdosenanschluss, der in jedem Haus möglich ist, kann etwa 10 kW elektrische Leistung abgeben oder aufnehmen. Der Energieinhalt für 100 km Fahrt kann damit rechnerisch in rund zwei Stunden geladen werden. Bei einer Stillstandszeit von typischerweise 22 Stunden am Tag ergibt sich eine große Zeitspanne, in der die Batterien eines Elektromobils bei Rückspeisung ins Netz als Speicher für positive Regelenergie und bei Ladung für negative Regelenergie genutzt werden können. Zu prüfen ist dabei, inwieweit dadurch ein deutlicher Umbaubedarf v.a. für regionale Mittelspannungsleitungen und lokale Niederspannungsleitungen resultiert.

Voraussetzung für eine kostengünstige Nutzung von Elektrofahrzeugen als abschaltbare Stromverbraucher ist in jedem Fall die Nutzung des bestehenden Stromversorgungsnetzes ohne Notwendigkeit eines nennenswerten Netzausbaus.

## 3.5 Weitere Maßnahmen

### 3.5.1 Dezentrale Stromversorgung

Bei der dezentralen Stromversorgung<sup>89</sup> soll ein möglichst großer Teil des Stromverbrauchs lokal erzeugt werden durch Kombination einer Reihe von Maßnahmen<sup>90</sup>, z.B.

- Stromspeicher,
- Nachfragemanagement und
- Reservekraftwerke,
- mittelfristig auch Nutzung von erneuerbarem Strom zur Gaserzeugung (Power to Gas) und zur Wärmeerzeugung (Power to Heat).

Weitere Maßnahmen sind insbesondere:

- Erhöhung der Energieeffizienz, also Reduzierung des Energieeinsatzes pro Energiedienstleistung (warmes und helles Haus, Kraft und Wärme in Industrieanlagen, Mobilität);
- kombinierte Erzeugung von Wärme und Strom (Kraft-Wärme-Kopplung) vor Ort, insbesondere für größere Wohngebäude, öffentliche Einrichtungen und Gewerbebetriebe;
- Nutzung von erneuerbarer Stromproduktion vor Ort durch Biomasse, Sonne, Wasser und Wind.

Der momentane Stromverbrauch wird dabei z.B. durch geeignete Preissignale soweit wie möglich an die momentane Stromproduktion angepasst. Verbleibende Stromdefizite, etwa bei Windflaute an einem dunklen Wintertag (Dunkelflaute), werden über ein bescheiden dimensioniertes Verbundnetz bezogen. Stromüberschüsse werden, soweit sie nicht lokal zwischengespeichert werden, in dieses Verbundnetz eingespeist.

Weder der Netzentwicklungsplan noch die Bundesnetzagentur berücksichtigen eine explizite Strategie zur Umsetzung einer dezentralen Erzeugung: "Auch dezentrale, lastnahe Erzeugung ist in der Marktmodellierung abgebildet. Die Berücksichtigung erfolgt nicht im Wege einer Aufnahme politisch planerischer Wunschvorstellungen, sondern über den real zu erwartenden Zubau erneuerbarer Energien und deren Standortprognose im Rahmen der Regionalisierung."<sup>91</sup>

### 3.5.2 Virtuelles Stromversorgungssystem

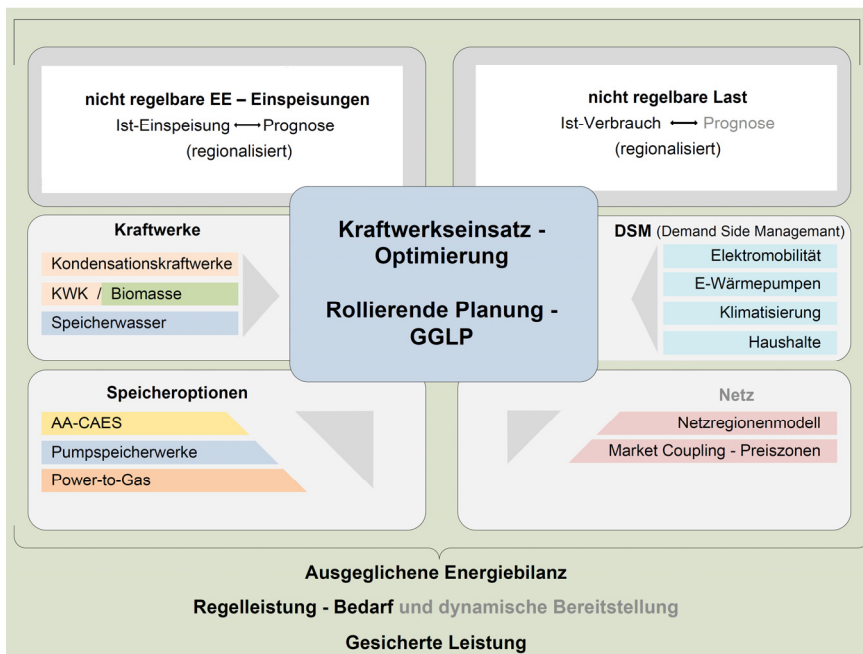
Durch Simulationen unter Verwendung typischer Stromverbrauchskurven und Realzeitverläufe der zu kombinierenden Kraftwerke kann vorab untersucht werden, inwieweit der Stromverbrauch gesichert gedeckt werden kann durch eine Kombination von erneuerbaren Stromkraftwerken einschließlich Pumpspeicherkraftwerken sowie von Kraft-Wärme-Kopplung und einer möglichst geringen konventionellen Regelleistung ('virtuelle Kraftwerke').

Abb. 3.5 zeigt ein Schema eines virtuellen Stromversorgungssystems. Das virtuelle Kraftwerk gleicht Schwankungen im Netz aus und hilft dabei, CO<sub>2</sub>-freien erneuerbaren Strom besser in das Netz zu integrieren.

Ein virtuelles Stromversorgungssystem ermöglicht eine bessere Integration von erneuerbarem Strom in das Stromnetz, indem es verschiedene Komponenten zum Zweck der Bereitstellung von flexibel einsetzbarer Kraftwerksleistung kombiniert:

- stark fluktuierende erneuerbare Stromproduktion (z.B. Wind- und Photovoltaikanlagen),
- kleine dezentrale fossile Kraftwerke (z.B. regelbare Blockheizkraftwerke mit Wärmespeicher),
- regelbare Stromspeicher (z.B. Pumpspeicherkraftwerke),
- regelbare Stromverbraucher (z.B. Wärmepumpen),
- abschaltbare Stromverbraucher (z.B. bestimmte Industriebetriebe).

Abb. 3.5 : Virtuelles Stromversorgungssystem – Schema



Quelle: [Leitstudie 2011, S. 178, Abb. 6.24].

Für den Ausgleich von Stromverbrauch und Stromproduktion und damit für die Integration erneuerbaren Stroms in die Stromversorgung spielen Reservekraftwerke eine wichtige Rolle. Im folgenden Kapitel werden Untersuchungen der Bundesnetzagentur zum Reservekraftwerksbedarf dargestellt und analysiert.