



Fraunhofer ISE
Dr. Günther Ebert
 guenther.ebert@ise.fraunhofer.de

Bernhard Wille-Haussmann
 bernhard.wille-haussmann@ise.fraunhofer.de

Dr. Christof Wittwer
 christof.wittwer@ise.fraunhofer.de

ZSW
Dr. Jann Binder
 jann.binder@zsw-bw.de

DLR
Diego Luca de Tena
 diego.lucadetena@dlr.de

Fraunhofer IWES
Dr. Martin Braun
 martin.braun@iwes.fraunhofer.de

Reinhard Mackensen
 reinhard.mackensen@iwes.fraunhofer.de

IZES
Guillem Tänzler
 taenzler@izes.de

Abbildung 1
 Anteile verschiedener erneuerbarer Energiearten an der Stromerzeugung in Deutschland (Quelle: BMU)

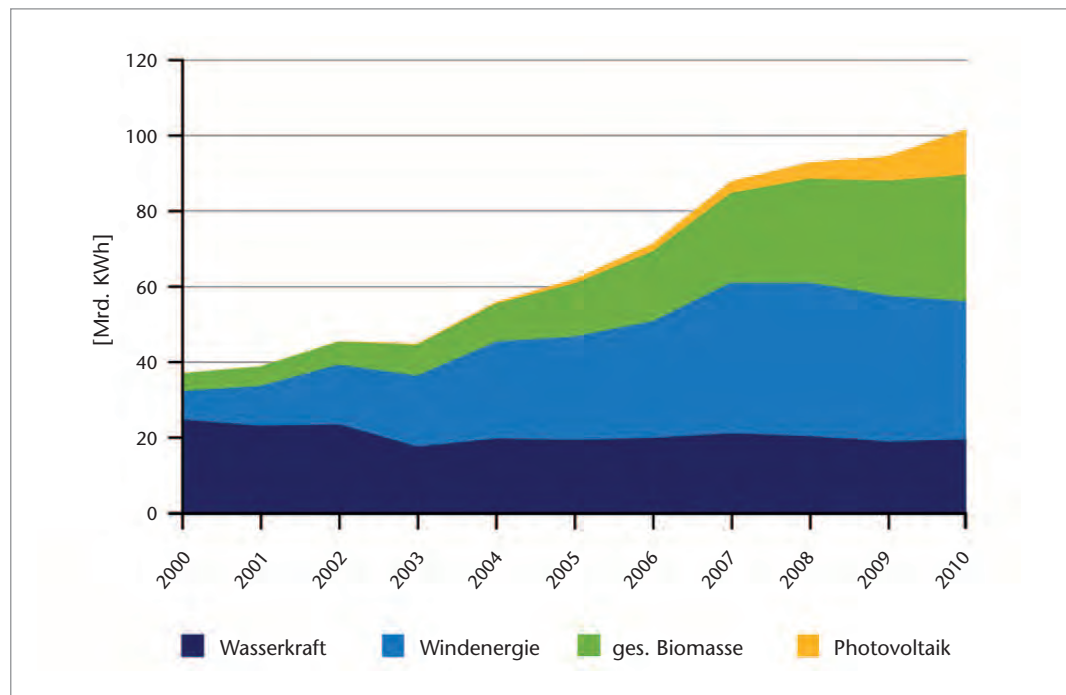
Smart Grids – Transformation unserer elektrischen Energieversorgung

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hat laut Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) im ersten Halbjahr 2011 erstmals die 20%-Marke überschritten. Eine gute Nachricht für Politik und Bevölkerung in Deutschland. Beide haben die weitgehende oder sogar vollständige Deckung des Energiebedarfs aus erneuerbaren Energien zum Ziel. Erneuerbare Energien stehen dauerhaft zur Verfügung, machen uns von Energieimporten unabhängig, führen zu stabilen und berechenbaren Energiepreisen, schützen das Klima und tragen zur Wertschöpfung im Inland bei. Dabei haben die erneuerbaren Energien bereits eine beachtliche Entwicklung hinter sich wie aus *Abbildung 1* hervorgeht, in der die Beiträge der einzelnen erneuerbaren Energiearten zur heutigen Stromerzeugung dargestellt sind.

Besonders deutlich wird der Beitrag von Wind und Photovoltaik aus *Abbildung 2*, die die Zusammensetzung der Stromerzeugung in einer Woche

im Mai 2011 zeigt. Vor allem die Photovoltaik sorgt dafür, dass ein Großteil der Mittagsbedarfs-spitze durch erneuerbare Energien gedeckt wird, was einen stark dämpfenden Einfluss auf die Strompreise an der EEX-Börse (European Energy Exchange) hat.

Im Oktober 2010 beschloss die Bundesregierung ein Energiekonzept, das einen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von 35 % im Jahr 2020 vorsieht, der bis zum Jahr 2050 auf 80% steigen soll. Nach der Atomkatastrophe in Fukushima und dem Beschluss aus der Atomenergie gänzlich auszusteigen, soll der Umbau nun beschleunigt werden. Viele Forschungsinstitute halten 100 % Strom aus erneuerbaren Energien bis 2050 für möglich. Hauptpfeiler der Stromversorgung wird bis dahin die Windenergie sein, gefolgt von der Photovoltaik und der Biomasse. Der optimale Energiemix für die Zeit nach 2020 ist derzeit Gegenstand intensiver Untersuchungen. In *Abbildung 3* sind exemplarisch einige der



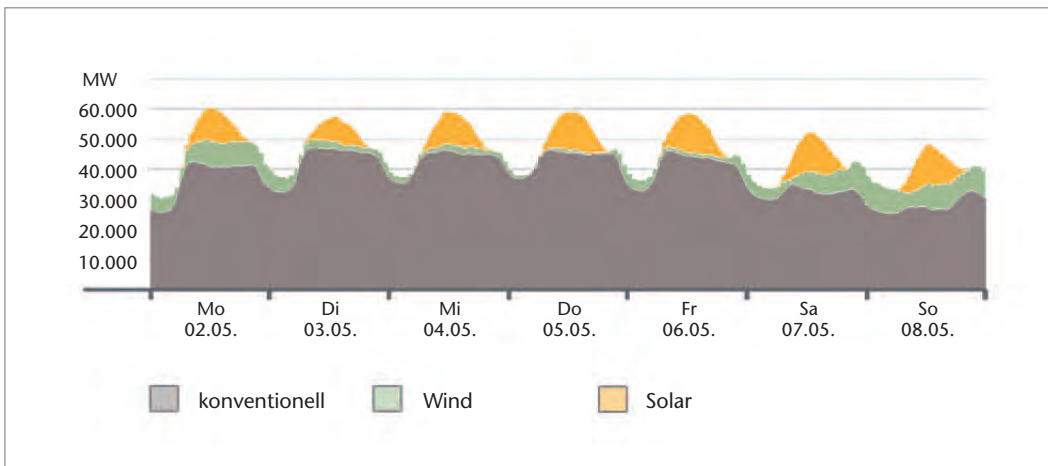


Abbildung 2
Lastgangkurve in einer Woche im Mai 2011 und deren Deckung durch Stromerzeugung aus Photovoltaik, Windkraft und anderen Energien (Quelle: EEX)

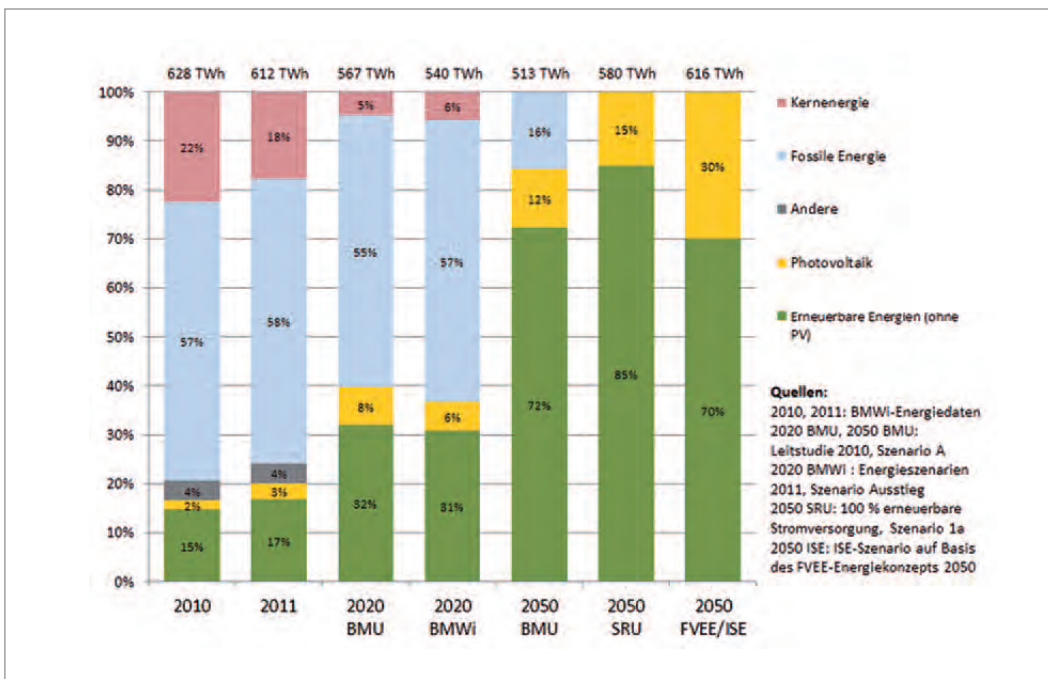


Abbildung 3
Anteile der Energiequellen an der deutschen Stromproduktion (in %)

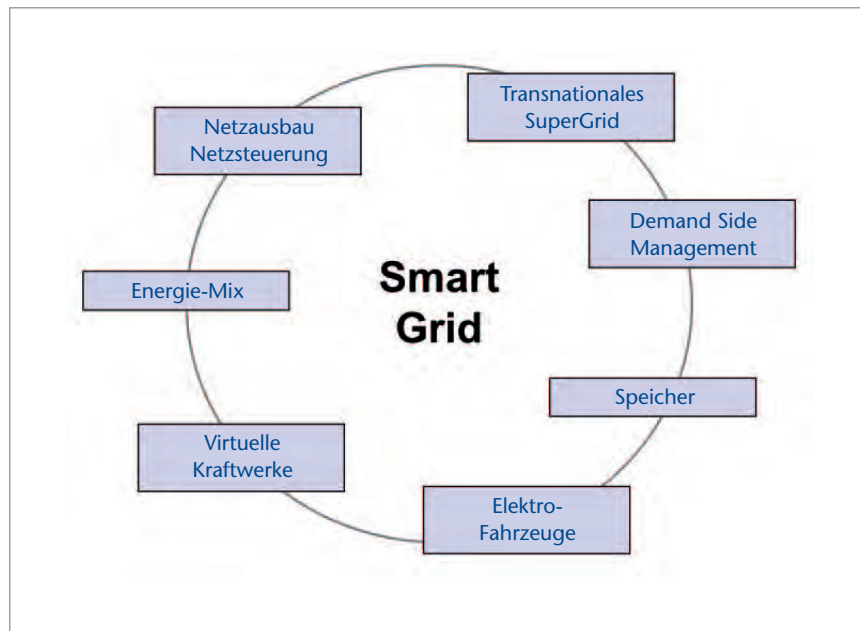
zahlreichen Szenarien aus diversen Studien zur zukünftigen Energieversorgung dem Ist-Stand 2010 gegenübergestellt.

Deutlich erkennbar sind vor allem die Unterschiede in den Anteilen der verschiedenen Arten der erneuerbaren Energien. Vor allem die Photovoltaik wird in den verschiedenen Studien ganz unterschiedlich bewertet. Dies dürfte nicht zuletzt an den Annahmen über die technische Machbarkeit oder die zukünftige Entwicklung der Kosten liegen.

Dennoch weisen alle Szenarien darauf hin, dass im Jahr 2050 fluktuierende Energiearten den weitestgehend größten Anteil an der Stromerzeugung haben

werden. Im Extremfall (FVEE/ISE-Szenario, siehe Abb. 3) stehen dann 200 GW installierter Leistung einem Bedarf von 40 bis 80 GW gegenüber. Aktuelle Erzeugung und aktueller Verbrauch würden ohne Ausgleichsmaßnahmen in einem Missverhältnis stehen. Hinzu kommt, dass die Erzeugung, die bisher von rotierenden Generatoren dominiert wird und zukünftig von vielen kleineren und mittleren, weit verteilten Erzeugern übernommen wird, sich völlig verändert. Netzinstabilitäten könnten die Folge sein. Und der Wandel hat zur Folge, dass die heutigen Stromnetze nicht mehr zur zukünftigen Erzeugerstruktur passen und erheblich um- und ausgebaut werden müssen.

Abbildung 4
Elemente des Smart
Grids



Um dennoch auch künftig eine stabile Stromversorgung zu realisieren, sind deshalb zum Ausbau erneuerbarer Energien begleitende Maßnahmen nötig, die der Veränderung in der Struktur der Stromerzeugung Rechnung tragen. Dabei besteht die Lösung aus einer ganzen Reihe von Maßnahmen:

- Netzausbau
- kommunikative Aufrüstung der Netze
- Steuerung stromverbrauchender Geräte
- Installation von elektrischen Speichern

Einige dieser Elemente sind in *Abbildung 4* dargestellt. Zentraler Dreh- und Angelpunkt ist das Stromnetz, das zukünftig nicht länger nur Strom überträgt, sondern auch der intensiven Kommunikation zwischen Erzeugern, Verbrauchern, stationären Speichern, mobilen Speichern wie Elektrofahrzeugen und dem Stromkunden dient. Das Stromnetz wird also intelligent und wird zum „Smart Grid“.

Die wichtigsten Aspekte dieses Umbaus unserer Stromversorgung sollen im Folgenden erörtert werden.

Der Weg zur Vollversorgung mit Erneuerbaren führt über einen moderaten Netzausbau

Unsere heutigen Stromnetze sind für die Erzeugung mit wenigen großen Kraftwerken ausgelegt. Der Umbau hin zur Vollversorgung mit erneuerbaren Energien hat starke Änderungen in der Erzeugungsstruktur zur Folge. So liegen die Standorte von Windkraftanlagen vorwiegend in Norddeutschland. Hinzu kommt der geplante massive Ausbau der Off-Shore-Windenergie, der diese norddeutsche Konzentration weiter verstärken wird. Dies erfordert einen signifikanten Ausbau der Stromnetze, um die Energie in die Ballungszentren im Westen und Süden des Landes zu transportieren. In der DENA-Netzstudie II¹ wird der nötige Ausbau des Transportnetzes bereits für das Jahr 2020 auf etwa 3.600 km an Hoch- und Höchstspannungsleitungen geschätzt, was im Wesentlichen dem Zubau der Windkraft geschuldet ist. Durch den massiven Ausbau der Photovoltaik, wird aber auch ein zusätzlicher Ausbauswerpunkt im Bereich der Mittel- und Niederspannungsnetze notwendig. Unter Zugrundelegung des BMU-Leitszenarios 2010²,

1 www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF
2 www.fvee.de/publikationen/publikation/download/10-bmu-leitstudie2010/

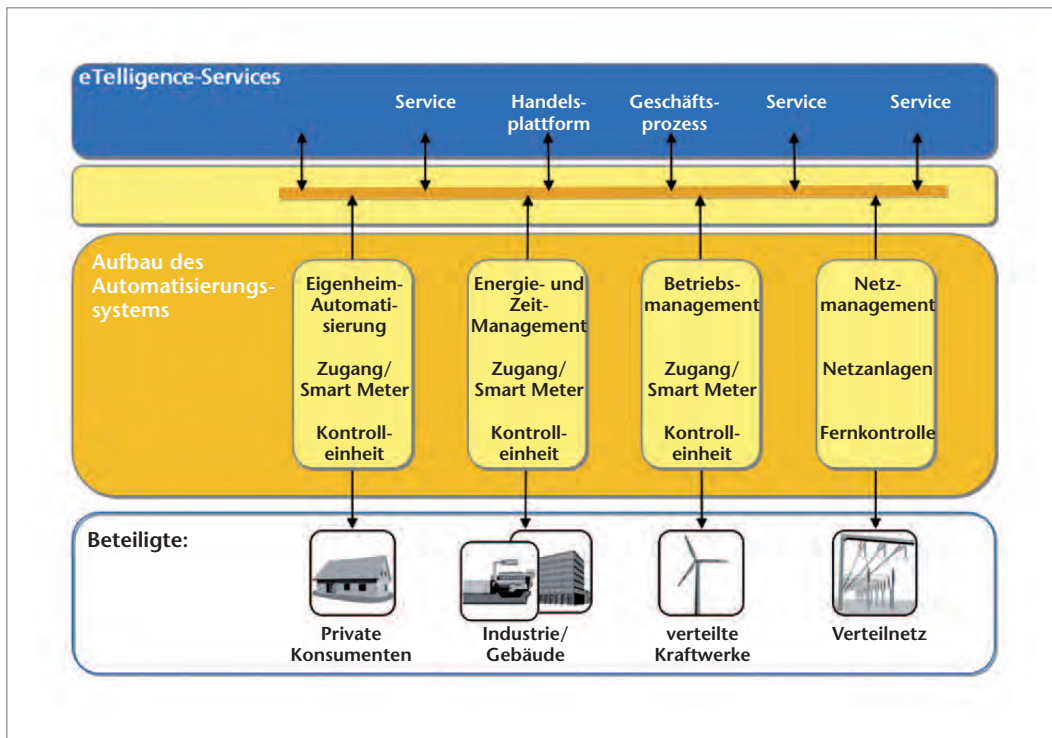


Abbildung 5
Kommunikations-
struktur eines Smart
Grids, das im eEnergy
Programm des BMWi
realisiert wird

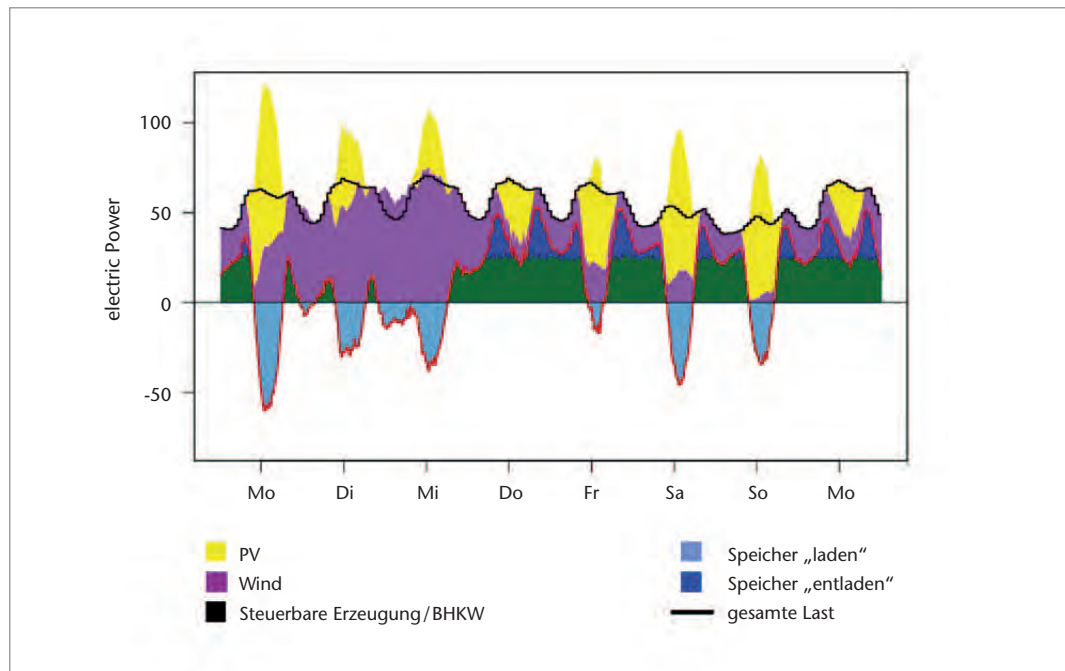
das einen Photovoltaikausbau von knapp 52 GW bis 2020 vorsieht, beziffert ein Gutachten im Auftrag des BDEW den Ausbaubedarf an Mittel- und Niederspannungsleitungen im Verteilnetz auf bis zu 380.000 km. Da hier aber kaum strukturelle und technische Maßnahmen berücksichtigt sind, dürften diese Werte bei weitem zu hoch sein. Denn die vorhandenen Netzkapazitäten lassen sich durch intelligente Maßnahmen wie Energiemanagement, steuerbare Ortsnetzstationen, moderates Einspeisen von Blindleistung oder Kappung der Spitzen von dezentralen Erzeugungsanlagen erheblich steigern. Sinnvoll erscheinen auch strukturelle Maßnahmen wie der räumlich differenzierte Zubau der Photovoltaik. Durch Anreize sollte der zukünftige Zubau verstärkt dort unterstützt werden, wo die Netze besonders aufnahmefähig sind. Man könnte vermehrt mittelgroße und große PV-Anlagen in der Nähe von günstigen Einspeisepunkten errichten, was aber ein Umdenken bei dem Ausweisen von Flächen für Photovoltaikanlagen erforderlich macht.

Kommunikation zwischen allen Netzteilnehmern als Basis für das „Smart Grid“

Heute erfolgt der Abgleich zwischen aktueller Stromerzeugung und -verbrauch durch Steuerung der Leistung der großen Kraftwerke. Wird die Erzeugung aber zukünftig mehr und mehr von Windkraft- und Photovoltaikanlagen dominiert, deren Erzeugung primär von der aktuell herrschenden Wetter- und Einstrahlungssituation abhängt, ist diese Steuerung der Erzeugung stark eingeschränkt. Zwar wird es auch in ferner Zukunft noch steuerbare Kraftwerke geben, die mit Biomasse betrieben werden, doch auf Grund der limitierten Verfügbarkeit von Biomasse wird deren Kapazität aber begrenzt bleiben. Ziel ist es deshalb, die Verbrauchsseite zu steuern oder zumindest zu beeinflussen (Demand Side Management, siehe Abb. 4). Durch Nutzung moderner Steuerungs- und Kommunikationstechnologien können beispielsweise stromverbrauchende Anlagen in Abhängigkeit des Energieangebots zu- oder abgeschaltet werden. Machbar ist das insbesondere bei elektrischen Verbrauchern, deren Betriebszeiten in Maßen verschoben werden können wie Kühlhäuser, bestimmte

Abbildung 6
Fiktive Lastgang- und Erzeugungskurve einer Woche im Jahr 2050

Quelle: Fraunhofer ISE



industrielle Prozesse, Kühl- und Gefriergeräte oder Wasch- und Spülmaschinen in privaten Haushalten. Auch die zunehmende Zahl von Wärmepumpen passt ideal in das Konzept der Lastverschiebung. Im eEnergy Programm des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie werden hierzu neue Kommunikationstechnologien entwickelt, die eine integrale Vernetzung von Netzbetriebsmitteln und Erzeugern ermöglichen (Abb. 5).

Auch das Laden von Elektrofahrzeugen wird als Lastverschiebung ein wesentlicher Baustein des zukünftigen Smart Grids, das die Steuerung und das Energiemanagement der vielen dezentralen Energieerzeuger und -verbraucher übernehmen soll. Gesteuert werden kann beispielsweise über einen zeitlich variablen Stromtarif, den der Energieversorger für eine bestimmte Angebots-Nachfragesituation vorgibt. Eine Vorstufe dieser dynamischen Tarife sind die heute bereits z. T. angebotenen Zweistufentarife, die aber meist nur geringe preisliche Unterschiede aufweisen und deshalb für den Stromkunden wenig attraktiv sind. Zukünftig müssen diese Tarife dynamisiert und möglichst direkt von den vom Nutzer vorgeprogrammieren Endgeräten verarbeitet werden. Hierzu ist eine weitere Standardisierung der Kommunikationsstruktur sowie der Einbau entsprechender Schnittstellen in alle Endgeräte erforderlich.

Speicher sind für eine 100%-Versorgung mit Erneuerbaren unverzichtbar

Auch bei optimalem Erzeugungsmix, umfangreicher Nutzung der Lastverschiebung und perfekter Netzsteuerung erfordert eine weitgehend auf erneuerbaren Energien beruhende Stromversorgung die Installation erheblicher zusätzlicher Speicherkapazitäten. Besonders anschaulich zeigt das *Abbildung 6*, in der eine fiktive Lastgangkurve einer Woche im Jahr 2050 dargestellt ist. Die stark über den Verbrauch hinauschießende Erzeugung durch Photovoltaik muss zwischengespeichert werden. Auch ein- bis zweiwöchige Windflauten müssen berücksichtigt werden. Zudem wird es auch signifikante saisonale Schwankungen in der Erzeugungs- und Verbrauchsbilanz geben, so dass langfristig ein abgestimmter Speichermix erforderlich ist, bestehend aus kurz- und langfristigen bzw. saisonalen Speichertechnologien.

Bereits heute sind in Deutschland Speicherkapazitäten, vor allem Pumpspeicherkraftwerke, mit knapp 40 GWh Kapazität vorhanden. Angesichts eines typischen Tagesverbrauchs von 1,5 bis 2 TWh und einer ungünstigen Wetterlage ist dies aber zukünftig bei weitem nicht ausreichend. Der weitere Ausbau dieser Pumpspeicherkraftwerke, die mit typisch 70–75 % Wirkungsgrad relativ

effizient sind und zu den preiswertesten Speicherarten gehören, wäre zwar wünschenswert, dürfte aber am Mangel guter Standorte und zu erwartendem massiven Protest aus der Bevölkerung scheitern.

Eine Alternative zum Ausbau in Deutschland wäre die Partizipation an Pumpspeicherkraftwerken in Norwegen oder auch in der Schweiz oder Österreich. Speziell Norwegen hat ein riesiges Speicherreservoir von etwa 80 TWh. Allerdings ist davon nur ein kleinerer Teil bidirektional nutzbar. Notwendig wären in jedem Fall zusätzliche Stromleitungen in verlustarmer Technologie (HGÜ-Technik) und natürlich der politische Wille. Für die eher kurzfristige Speicherung im Bereich von Stunden bis Tagen rücken elektrochemische Speicher (Batterien) immer mehr in den Fokus. Neben dem Ausgleich von Erzeugungsschwankungen können Batterien vor allem zur Netzstabilisierung beitragen und die Netzqualität verbessern. Speziell bei Batterien im Bereich kleiner Leistung sind in den letzten Jahren erhebliche Fortschritte bei Speicherkapazität, Lebensdauer, Zuverlässigkeit und Kosten erzielt worden („Lithium-Revolution“). Bestimmte Materialkombinationen, die neben hoher Zuverlässigkeit und relativ günstigen Kosten auch sehr lange Lebensdauern von bis zu 20 Jahren erreichen können, eignen sich besonders gut für den Einsatz im häuslichen Umfeld in Verbindung mit dezentralen Energieerzeugern wie Photovoltaik- oder kleinen KWK-Anlagen. Unterstützt wird der Einsatz durch das EEG, das auch in seiner erst kürzlich verabschiedeten und ab 2012 gültigen Fassung, den Eigenverbrauch des selbst erzeugten Stroms bevorzugt. Wenn auch derzeit noch nicht vollständig kostendeckend, erleichtert dieser Bonus von einigen €-Cent die Amortisation der zusätzlichen Investitionskosten für das Batteriesystem.

Für die Implementierung von Speichern im größeren Maßstab und für den Einsatz im Mittelspannungsnetz eignen sich Batteriesysteme auf Basis von NaS-Batterien oder Redox-Flow-Systeme besser. Speziell Redox-Flow-Systeme haben den Vorteil, dass sich durch die Wahl des Stacks und der Vorratsbehälter maximal mögliche Leistung und Speichereinheit unabhängig voneinander wählen lassen. Dies ermöglicht es bei vertretbaren Kosten, Speicherzeiten von mehreren Tagen zu realisieren.

Windflauten über ein bis zwei Wochen oder saisonale Unterschiede in der Erzeugung vor allem bei der Photovoltaik, lassen sich mit dem gezielten Einsatz von Biomasse etwas abfedern (Regenerative Kombikraftwerke). Langfristig reicht die verfügbare Biomasse dafür aber bei weitem nicht aus. Und Batteriespeicher sind für derartig lange Speicherzeiten absolut unwirtschaftlich. Ernsthaft in Frage kommt hierfür nur der Umweg über die Erzeugung von Wasserstoff und dessen Weiterverwendung. Der Wasserstoff könnte in den Sommermonaten aus den Überschüssen der Stromproduktion aus Photovoltaikanlagen mittels Elektrolyseanlagen gewonnen werden, beispielsweise in geeigneten Salzkavernen zwischengespeichert und in den Wintermonaten vor Ort möglichst in KWK-Anlagen wieder verstromt werden. Auch eine Einleitung des Wasserstoffs in das herkömmliche Erdgasnetz und die Stromerzeugung am Zielort wäre möglich. Die Beimischung des Wasserstoffs ist bis zu einem Anteil von 10 % ohne technische Änderung möglich. Deutlich höhere Anteile wären prinzipiell denkbar, erfordern aber eine Umstellung der erdgasbetriebenen Endgeräte. Verglichen mit den Kosten für die kurzfristige Speicherung elektrischer Energie ist diese Art der Speicherung allerdings relativ teuer. Der Kostendruck wird daher dazu führen, dass der Anteil der saisonalen Speicherung so gering wie möglich ausfallen wird.

Einen Schritt weiter geht die Idee, aus dem aus Windkraft oder Photovoltaik hergestellten Wasserstoff mittels CO₂ synthetisches Methan herzustellen. Das erzeugte Methan könnte dann problemlos in das vorhandene Erdgasnetz eingeleitet, verteilt und in den vorhandenen Erdgas Speichern gespeichert werden. Anschließend kann eine Rückverstromung in hocheffizienten GuD-Kraftwerken erfolgen oder auch eine thermische Weiterverwendung. Allerdings ist der Gesamtprozess auf Grund der nötigen zusätzlichen Konversionen im Vergleich zum reinen Wasserstoffprozess noch weniger effizient.

Beitrag der Elektrofahrzeuge zur Netzstabilisierung

Fast alle großen Fahrzeughersteller arbeiten derzeit intensiv an der Entwicklung und Markteinführung von Elektrofahrzeugen. Sie gelten als besonders umweltschonend und können erheblich zur Reduzierung des Treibhausgasausstoßes im Verkehr beitragen. Voraussetzung dafür ist allerdings der Betrieb mit Strom aus erneuerbaren Energien. Die Bundesregierung strebt an, dass bereits 2020 etwa eine Million Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen fahren werden. Die Energie zur Ladung der Batterien, die Fahrstrecken von etwa 100 bis 200 km erlauben, beziehen die Fahrzeuge aus dem Stromnetz. Geladen werden die Fahrzeuge über Nacht oder immer dort wo sie länger stehen. Also beispielsweise auch beim Einkaufen oder auf dem Parkplatz des Arbeitgebers. In vielen Fällen kommt es nicht darauf an, dass die Ladung zu einem exakt definierten Zeitpunkt stattfindet. Die eigentlichen Ladezeiten können deshalb in gewissen Grenzen verschoben werden, so dass vornehmlich dann geladen wird, wenn das Angebot an Strom eher zu hoch ist. Damit wird ein signifikanter Beitrag zum Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch geleistet. Elektrofahrzeuge sind somit im Sinne der Stabilisierung unserer Stromnetze ideale Netzteilnehmer.

Ein deutlich höherer Beitrag zur Netzstabilisierung kann erzielt werden wenn zur gezielten Ladezeitverschiebung auch Energie aus den Batterien wieder ins Stromnetz zurückgespeist wird, um Zeiten zu geringer Erzeugung zu überbrücken. Voraussetzung dafür ist, dass die Elektrofahrzeuge möglichst oft ans Netz angeschlossen werden. Angesichts der Tatsache, dass Autos im Mittel über 90 % der Zeit ohnehin stehen, führt das nicht zu Beeinträchtigungen bei der Nutzung. Die maximal aus den Batterien entnommene Energiemenge muss dabei sorgfältig auf die aktuellen Nutzeranforderungen abgestimmt und sämtliche Abläufe müssen automatisiert werden.

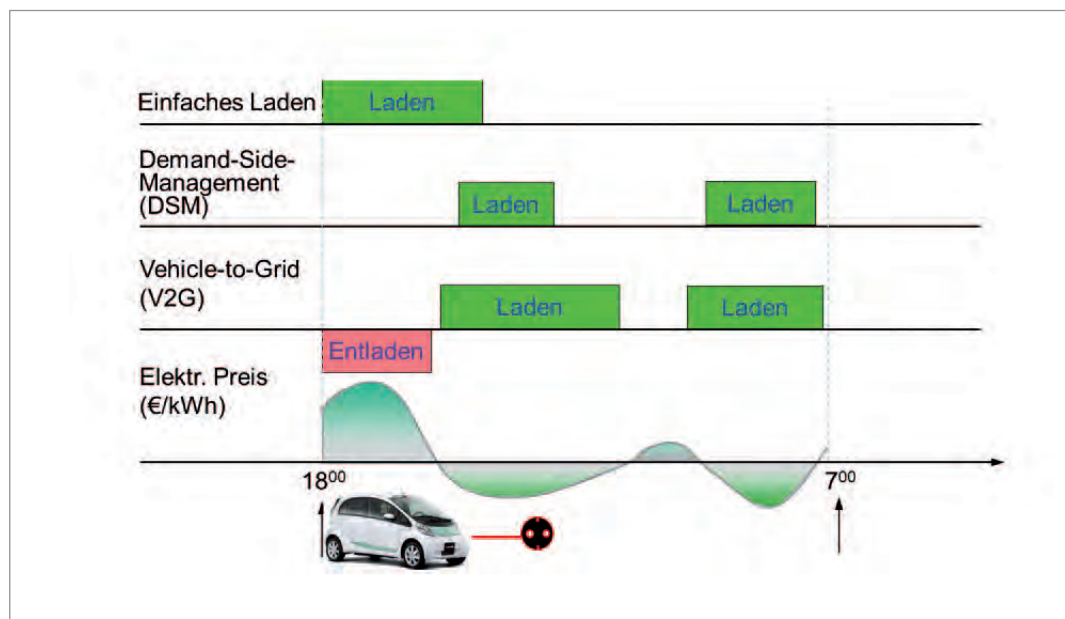
Prinzipiell lassen sich drei verschiedene Ladearten unterscheiden (Abb. 7):

1. einfaches Laden
2. gesteuertes Laden („Erzeugungsorientiertes Laden“)
3. Rückspeisen ins Netz, häufig auch mit V2G (vehicle-to-grid) bezeichnet

Auch wenn in den ersten Jahren der Markteinführung von elektrischen Großserienfahrzeugen das einfache Laden vorherrschen dürfte, ist es notwendig dafür zu sorgen, dass langfristig das Laden im Sinne der Netzstabilisierung und des Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch erfolgt. Nötig hierfür ist eine Infrastruktur an halböffentlichen und

Abbildung 7
Verschiedene Lademodi
für Elektrofahrzeuge

Quelle: EON



öffentlichen rückspeisefähigen Ladestationen, die die bereits vorhandenen privaten Lademöglichkeiten ergänzen, sowie eine durch variable Tarifierung unterstütztes Anreizsystem für den Stromkunden. Neben dem Management des Energietransfers zwischen Fahrzeug und Netz und zurück müssen weitere Funktionen wie Authentifizierung der Fahrzeuge, Messen und Abrechnen der übertragenen Energie und die Kommunikation zwischen allen Beteiligten wie Energieversorger, Ladestationsbetreiber und Nutzer realisiert werden.

Was darf man nun von den Elektrofahrzeugen im Idealfall an Beitrag zur Netzstabilisierung erwarten? Typische Batteriegrößen von PKW mit reinem Elektroantrieb liegen zwischen 15 und 30 kWh. Die Batterien von Plug-In-Hybridfahrzeugen, die zwar auch am Stromnetz geladen werden, aber für längere Strecken noch einen weiteren Antrieb besitzen, sind etwas kleiner. Setzt man voraus, dass im Mittel nur ein Teil der Batteriekapazität aller vorwiegend elektrisch betriebenen Autos zur Netzstabilisierung herangezogen werden darf, ergibt sich eine nutzbare Speichergroße bei einer Million Fahrzeugen in 2020 von etwa 10 GWh. Den Erfolg elektrisch angetriebener Fahrzeuge vorausgesetzt, wären bis 2050 natürlich höhere Werte zu erwarten. Bei 40 % Marktdurchdringung, was etwa 18 Millionen Fahrzeugen entspricht, könnten etwa 180 GWh genutzt werden. Dies entspricht gut 2 Stunden der gesamten Last Deutschlands. Windflauten von mehreren Tagen ließen sich damit nicht überbrücken aber verglichen mit der Kapazität aller deutschen Pumpspeicherkraftwerke zusammen, die bei 40 GWh liegt, wäre dies ein sehr beachtlicher Speicherzuwachs. Die Nutzung von Elektrofahrzeugen zur Netzstabilisierung sollte deshalb weiter verfolgt werden, zumal bei weiteren Verbesserungen in der Batterietechnologie, insbesondere hinsichtlich der Zyklenfestigkeit, die zusätzlichen Kosten relativ gering sind. Mittelfristig dürften sich auch geeignete Geschäftsmodelle finden lassen, die den Nutzer zur Teilnahme am Energiemarkt motivieren könnten.

Fazit

Die Transformation unserer Stromversorgung hin zur nachhaltigen Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energien nimmt Fahrt auf. Für das Ziel der Vollversorgung sind aber weitere Anpassungsmaßnahmen wie die Aufrüstung unseres Stromnetzes zu einem intelligenten Netz (Smart Grid), ein gezielter Netzausbau und die Installation von Speicherkapazitäten erforderlich. Für die ziel-sichere Konzipierung eines optimierten Erzeugungsszenarios sowie die Definition der nötigen Begleitmaßnahmen sind weitere Forschungsarbeiten dringend erforderlich.