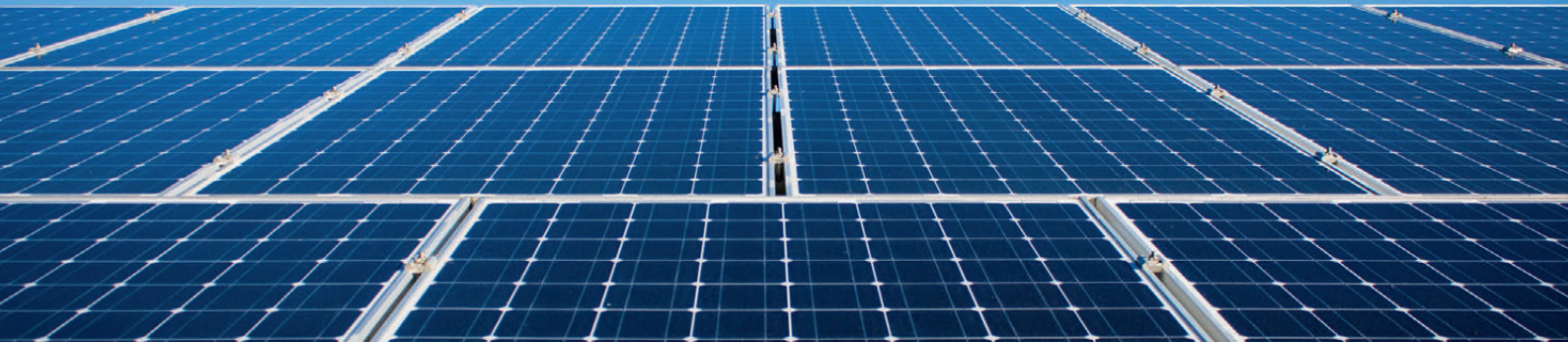


Ein Ausweg aus dem Dilemma der Energiewende?

Das Böllert-Jaschke-Modell zur sozialverträglichen Umstellung auf Erneuerbare Energien

Dipl.-Ing. Dirk Böllert | Dipl.-Ing. Rita Jaschke



Autoren:

Dipl.-Ing. Dirk Böllert

E-Mail: dirk.boellert@adaica.com

Dipl.-Ing. Rita Jaschke

E-Mail: rita.jaschke@adaica.com

Stand April 2020, alle Rechte vorbehalten

Inhalt

04	Energiewende – eine globale Aufgabe
05	Ein Ausweg aus dem Dilemma der Energiewende
07	Paradigmenwechsel zur Lösung der Energiewende
08	Das Böllert-Jaschke-Modell
10	Finanzierung der Energiewende
11	Stärkung kommunaler Strukturen
12	Vom Energieverbrauch zur Energienutzung
13	Schreckgespenst Dunkelflaute
14	Potential zu Einsparung an Gesamtenergie
18	Potential zur Einsparung von Trinkwasser
19	Potential zur Reduzierung des Flächenverbrauchs
20	Potential von Strom aus Photovoltaik-Anlagen
22	Zeitdruck für die Umstellung
24	Kostensenkende Lösung zur Umstellung
26	Primäre Stromerzeugung aus Photovoltaik- und Windenergie
29	Befähigung des Verteilernetzbetreibers zur Regelung
32	Systemdienliche Nutzung von Akkus in Elektroautomobilen
36	Motorgetriebene Strom-Wärme-Anlagen
38	Systemdienliche Nutzung von Power-to-X-Technologien
40	Resümee

Energiewende – eine globale Aufgabe

Die Sachstandsberichte des Weltklimarates (IPCC) lassen für den Verlauf dieses Jahrhunderts eine fortschreitende Klimaerwärmung und damit verbundene extreme Witterungsereignisse erwarten. Der Klimawandel stellt enorme Herausforderungen an Mensch und Gesellschaft.

Auf der UN-Klimakonferenz COP21 in Paris wurde der internationale Rahmen für den Umgang der Industrieländer mit dem Klimawandel festgelegt und verbindliche Ziele für alle 193 Mitgliedsstaaten vereinbart. Beschlossen wurde, die Erwärmung der Erde auf weniger als 2° C zu begrenzen. Um dieses Ziel zu erreichen, ist es notwendig, die globalen Netto-Treibhausgasemissionen ohne weiteren Zeitverlust auf null zu reduzieren.

Wie hoch der Zeitdruck für die Energiewende ist, darüber gibt es höchst unterschiedliche Aussagen. Die Bandbreite erstreckt sich vom Leugnen eines menschengemachten Einflusses auf das Klima bis hin zur Annahme, das 2° C-Ziel sei bereits jetzt nicht mehr zu erreichen. Für über diese Zusammenfassung hinaus interessierte Leser haben Böllert und Jaschke einige Informationen und physikalische Randbedingungen zusammengestellt, die ermöglichen sollen, sich ein eigenes, Bild zu machen. Bei Interesse sprechen Sie uns bitte darauf an.

Um die UN-Klimaziele wirksam zu verfolgen, ist die schnellstmögliche und vollständige Umstellung der Energieerzeugung von fossilen Energieträgern und riskanter Kernenergie mit ihren Umweltrisiken auf Erneuerbare Energien erforderlich. Die Energieerzeugung umfasst die wesentlichen Handlungsfelder Strom, Wärme und Verkehr. In diesem Zusammenhang wird häufig der Begriff Sektorkopplung verwendet, um die Abhängigkeiten zwischen den Handlungsfeldern/Sektoren zu berücksichtigen und zu einer ganzheitlichen Betrachtung zu kommen.

Es ist nicht nur notwendig, die Verbrennung von fossilen Brennstoffen zu stoppen, sondern es wird darüber hinaus erforderlich sein, den während 170 Jahren Industrialisierung entstandenen Eintrag an Kohlendioxid in die Atmosphäre sukzessive rückgängig zu machen. Das bedeutet vereinfacht gesagt, CO₂ wieder aus der Atmosphäre zu eliminieren und zurück in speicherfähige Formen wie gasförmige, flüssige oder feste Stoffe zu verwandeln. Für derartige Prozesse ist ein erheblicher Energieaufwand erforderlich. Der bei Erneuerbaren Energien unvermeidlich vorhandene temporäre Energieüberschuss, der bis heute durch die Abschaltung von Anlagen oder durch Energieexporte kompensiert wird, kann hier eine sinnvolle Verwendung finden.

Böllert und Jaschke sind der Überzeugung, dass es in den nächsten 10 bis 30 Jahren nicht nur ökologisch geboten und technisch möglich, sondern auch wirtschaftlich tragfähig ist, die Umstellung auf Erneuerbare Energien in schnellen Schritten zu vollziehen. Digitalisierung und Automatisierung sind auf einem Niveau angelangt, mit dem die mit der Umstellung einhergehenden komplexen Regelungsaufgaben lösbar werden.

Ein Ausweg aus dem Dilemma der Energiewende?

Die bisherigen Versuche zur Lösung der Energiewende bergen ein Dilemma. In einem sicher funktionierenden Stromnetz müssen sich Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt die Waage halten. Bei steigendem Verbrauch ist unmittelbar die Produktion zu erhöhen. Sinkt hingegen die Abnahme, muss auch die Erzeugung sofort gedrosselt werden. Das ist die seit Beginn der Stromversorgung praktizierte Möglichkeit, um ein stabiles Stromnetz aufrecht zu erhalten. Der technische und finanzielle Aufwand dafür ist hoch und steigt beständig an.

Konventionelle Kraftwerke passen ihre Stromerzeugung dem Bedarf an und variieren die Energieabgabe in einem Bereich zwischen etwa 50 und 100 Prozent ihrer Leistung. Betreiber von Windkraft- oder Solaranlagen sind hingegen von der Wetterlage und dem Tag-/Nachtwechsel abhängig. Der schwankende Verlauf aus extrem hoher und niedriger Produktion von Erneuerbaren Energien wird spätestens dann zu einem Problem, wenn die erzeugte Energiemenge den Regelbereich der konventionellen Kraftwerke übersteigt. Gegenwärtig führt das zur temporären Abschaltung von Wind- und Photovoltaikanlagen oder zu subventionierten Energieexporten.

Abschaltungen und subventionierte Stromexporte sind jedoch nicht sinnvoll. Schließlich gilt es in den Zeiten, in denen Stromerzeugung aus Windkraft- und Solaranlagen zur Verfügung steht, soviel wie möglich CO₂-neutralen Strom zu produzieren, zu wandeln und zu speichern. Erst dann kann der gesamte Bedarf zu jeder Tages- und Jahreszeit einschließlich der bei der Speicherung entstehenden Prozessverluste gedeckt werden. Die bisherige Technik, Einspeisungen abzuschalten, muss also durch eine Technik ersetzt werden, die Lasten aufschaltet, damit die volle Energie aufgenommen werden kann.

Genau hier setzt das BJ-Modell zur Energiewende an. Das Modell basiert auf fünf Säulen, die Energieerzeugung und Energieverbrauch grundsätzlich neu ordnen. In der Folge lassen sich die Kosten für die Umstellung auf Erneuerbare Energien erheblich verringern. Etablierte Geschäftsmodelle der gesamten Branche verändern sich.

Böllert und Jaschke schlagen vor, die größten Verlustbringer der bestehenden Stromversorgung zuerst anzugehen, um massiv Kosten zu reduzieren und die Effizienz zu steigern. Bei Überlegungen zur Effizienzsteigerung bislang wenig beachtet sind Kraftwerks- und Leitungsverluste, die mit über 900 TWh jährlich den Unterschied zwischen Brutto- und Nettoenergieverbrauch ausmachen. Diese fast 30 % Einsparpotential kann das BJ-Modell nutzbar machen und so nicht nur die Effizienz erheblich steigern, sondern auch ein sehr hohes Einsparpotential begründen. Ebenfalls eingespart werden kann über 50 % des Trinkwassers, das bislang in den Kühltürmen von Kraftwerken verdampft.

Durch die Verlagerung der gesicherten Stromerzeugung von Kraftwerkparcs hin zu dezentralen Erzeugungseinheiten direkt bei den Endabnehmern, also dort, wo der größte Teil der Heizenergie benötigt wird, kann die bei der Netzstabilisierung anfallende Abwärme ohne Transportverluste Heizenergie substituieren. Böllert und Jaschke schlagen dafür in ihrem Modell motorgetriebene Strom-Wärme-Anlagen vor (siehe nächstes Kapitel). Mit diesem Schritt würde sich nicht nur die verfügbare gesicherte Kraftwerksleistung erhöhen, sondern auch die Möglichkeit zu einer deutlich flexibleren Fahrweise geschaffen, die sich der volatilen Erzeugung der Anlagen für Erneuerbaren Energien anpasst.

Bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen zählen lediglich Anlagen- und Betriebskosten, weil die Primärenergie kostenlos ist. Auch die Betriebskosten der Stromnetze sind grundsätzlich nicht davon abhängig, ob gerade Strom im elektrischen Leiter fließt oder nicht – sofern das System nicht überlastet wird. Analoges gilt für die Gasnetze. Deshalb sollte die heute auf Basis von kWh abgerechnete Energieversorgung durch eine gerechte pauschalisierte Verteilung der Anlagen und Betriebskosten ersetzt werden. Das würde helfen, Fehlinvestitionen einzudämmen oder falsche Preissignale zu setzen. Die Befürchtung, eine Flatrate würde zu Energieverschwendung führen, ist unbegründet, weil unnötiger Energieverbrauch im Widerspruch zur Anforderung steht, die Anlagenkosten zu minimieren. Daher sollte eine Flatrate, ähnlich wie bei der Telekommunikation, nach individueller Verbrauchsmenge und Leistungsanforderungen in einem gerechten Verteilungsschlüssel gestaffelt sein.

Paradigmenwechsel zur Lösung der Energiewende

Sonne und Wind stehen nicht ganzjährig und nicht rund um die Uhr als Energiequellen zur Verfügung. Die Erzeugungsleistung von Photovoltaik- und Windenergieanlagen ist stark schwankend. Das führt zu hohen Peaks – etwa bei Mittagssonne plus Wind. Die Leistungsüberhöhung kann durchaus den acht- bis zehnfachen Wert der benötigten Leistung erreichen.

Derartige Leistungsspitzen können von den Netzen nicht ohne eine Verteilung in die verschiedenen Spannungsebenen und nicht ohne eine ausgefeilte Regelung übertragen werden. Außerdem muss der Energieverbrauch genau so groß sein wie die Energieeinspeisung. Die Erzeugung der benötigten Energiemenge tritt gegenüber der Aufgabenstellung, die Leistungsschwankungen zu kompensieren, in den Hintergrund. Es ist deshalb ein grundlegender Paradigmenwechsel in der Stromwirtschaft zur Lösung des Leistungsproblems erforderlich:

**Zukünftig muss nicht mehr so viel Energie erzeugt werden,
wie gerade von den Verbrauchern verwendet wird, sondern
es muss so viel Energie verwendet werden, wie gerade
wetterabhängig erzeugt wird.**

Nur dann wird es möglich sein, den Strom aus Erneuerbaren Energien zu nutzen und nicht – wie es derzeit häufig geschieht – Photovoltaik- oder Windkraftanlagen abzuschalten, um Stromspitzen im Netz zu vermeiden. Das Böllert-Jaschke-Modell (BJ-Modell) bietet Mittel und Wege, den Paradigmenwechsel zu vollziehen.

Das Böllert-Jaschke-Modell zur sozialverträglichen Umstellung auf Erneuerbare Energien

Im Rahmen des Böllert-Jaschke-Modells wird vorgeschlagen, die volatile Erzeugung aus Photovoltaik und Windenergie zukünftig zu akzeptieren und das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch jederzeit durch schaltbare Lasten und schaltbare Erzeuger auszugleichen. Diese sind entsprechend zu dimensionieren, um nahezu jede Überproduktion und ganz sicher jede Unterproduktion mit dem momentanen Verbrauch in Einklang zu bringen.

Schaltbare Lasten sind nach dieser Definition alle Speicher und Verbraucher, deren Abnahmeleistungen oder komplette Entnahmen im Sinne der Netzdienlichkeit/Systemdienlichkeit zeitlich verschoben werden können. Zu schaltbaren Erzeugern gehören hier insbesondere nicht stationäre und stationäre Akkus sowie Strom-Wärme-Anlagen.

Die Vision von Böllert und Jaschke ist die künftige Verteilung der Energieerzeugung von der Niederspannung (NSP) zur Mittelspannung (MSP) zur Hochspannung (HSP) bis hin zur Höchstspannung (HöSP). Hoch- und Höchstspannungstrassen werden zukünftig nur für verbleibende Differenzströme bzw. zur Versorgung daran angeschlossener Verbraucher genutzt – geplante teure Ausbauprogramme erweisen sich als unnötig. Jeder Verteilernetzbetreiber wäre in der Lage, in seinem Netz und in seinen Teilnetzen Last und Erzeugung weitgehend in Einklang zu bringen.

Der Schlüssel zum Verständnis dieses Ansatzes liegt darin, das Stromnetz quasi vollständig „rückwärts“ zu denken. Durch die hohe Anzahl von schaltbaren Lasten und Erzeugern kann die systembedingte Volatilität der Photovoltaik und Windenergieanlagen kompensiert und an die Kapazitätsgrenzen von Leitungen und Anlagen angepasst werden. Die Versorgungssicherheit steigt und die Kosten sinken.

Säule 1

Primäre Stromerzeugung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen.

Säule 2

Befähigung des Verteilernetzbetreibers zur netzdienlichen/systemdienlichen Regelung von Erzeugung, Verbrauch und Speicherung.

Säule 3

Netzdienliche Nutzung von Akkus in Elektroautomobilen und im „Second Life“ als kurzzeitiger Energiespeicher und zum Ausgleich tageszeitlicher Schwankungen.

Säule 4

Kompensation fehlender Stromerzeugung über motorgetriebene Strom-Wärme-Anlagen (SWA) in Millionen von Gebäuden – Nutzung der Abwärme zu Heizzwecken.

Säule 5

Netzdienliche Nutzung von Power-to-X-Technologien als langzeitiger Energiespeicher und zum Ausgleich jahreszeitlicher Schwankungen.

**Primäre Stromerzeugung
aus Photovoltaik- und
Windenergieanlagen**

1

**Befähigung des
Verteilernetzbetreibers zur
netzdienlichen Regelung
von Erzeugung, Verbrauch
und Speicherung**

2

**Netzdienliche Nutzung von
Akkus in Elektroauto-
mobilen als kurzzeitiger
Energiespeicher und zum
Ausgleich tageszeitlicher
Schwankungen**

3

**Kompensation fehlender
Stromerzeugung über
motorgetriebene
Strom-Wärme-Anlagen in
Millionen von Gebäuden –
Nutzung der Abwärme zu
Heizzwecken**

4

**Netzdienliche Nutzung von
Power-to-X-Technologien
als langzeitiger
Energiespeicher und zum
Ausgleich jahreszeitlicher
Schwankungen**

5

Finanzierung der Energiewende

Die bisherige Politik der Stromerzeugung legt externe Kosten auf die Allgemeinheit um (Atom-müllendlagerung, Stromsteuer, Netzentgelte u.a.). Sie werden für Verbraucher jedoch nicht transparent ausgewiesen. Im Gegensatz dazu hat die Energiewende zu sichtbar steigenden Energiekosten für die Verbraucher geführt (etwa durch die EEG-Umlage). Darunter leiden sowohl die Akzeptanz in breiten Schichten der Bevölkerung als auch die erforderliche Geschwindigkeit im Ausbau. Staatliche Fördermittel in erheblichem Umfang bilden derzeit die wirtschaftliche Grundlage der Energiewende.

Doch ist diese Entwicklung wirklich ohne Alternative? Böllert und Jaschke gehen in ihrem Modell davon aus, die Kosten der Energiewende erheblich senken zu können. Bereits die Vermeidung von Fehlallokationen bei Arbeitsaufwand und Betriebsmitteln sowie Einsparungen beim Einkauf von Primärenergie wären dafür mehr als ausreichend. Letzteres resultiert aus einem Einsparpotential von etwa 83 % gegenüber der 2017 verbrauchten Menge an Primärenergie (565 TWh / 3.312 TWh); siehe dazu Tabelle 1 auf Seite 15.

Schafft die Politik geeignete Rahmenbedingungen zur Realisierung des vorliegenden Konzepts, könnten am Ende die Verbraucher mit niedrigeren Energiekosten als heute und die Verteilernetzbetreiber mit neuen Geschäftsmodellen sowie stabilen und steigenden Einnahmen rechnen. Die Energiewende würde sozialverträglich. Was wie ein Paradoxon klingt, bedarf mutmaßlich geringer oder möglicherweise sogar gar keiner Förderung durch die öffentliche Hand. Die Energiewende lohnt sich ökonomisch, sie schafft Wirtschaftswachstum und Arbeitsplätze.

Stärkung kommunaler Strukturen

Aus historischen und physikalischen Gründen liegt das größte Potential an überdimensionierter Kapazität von Stromleitungen und Betriebsmitteln im Bereich der Niederspannungsnetze, gefolgt von den Mittelspannungsnetzen. Niederspannungs-/Verteilernetze versorgen die meisten Endkunden und vor allem die privaten Haushalte. Die vorhandene Überdimensionierung passt perfekt zur technischen Anforderung, Stromspitzen aus schwankender Erzeugungsleistung und schwankenden Verbrauch zu begegnen. Damit dies gelingt, ist eine entsprechende Überwachung und Regelung notwendig, die gleichzeitig Überlastungen verhindert. Deshalb kommt aus Sicht von Böllert und Jaschke den kommunalen Versorgern und Stadtwerken eine erhebliche Bedeutung bei der Energiewende zu.

Verbrauchsspitzen können kompensiert werden, indem Leistungsanforderungen, wo immer möglich, zeitlich verschoben werden. Abschaltungen von Erzeugungsspitzen hingegen sollen vermieden werden, indem zusätzliche und zeitlich flexible Verbraucher wie z. B. Akkus von E-Kfz oder Power-to-heat-Komponenten aufgeschaltet werden. Dafür ist die genaue Kenntnis vieler Anforderungsprofile in allen Zellebenen erforderlich. Nur der Verteilernetzbetreiber kann mit seinem Detailwissen die Leistungsanforderung mit den vorhandenen Ressourcen abgleichen und regeln.

Damit der Verteilernetzbetreiber diese auf ihn zukommende Aufgabe lösen kann, muss er seine betrieblichen Abläufe automatisieren und eine Datengrundlage für eine solche Regelung aufbauen. Zukünftig soll die Technik netzdienliches/systemdienliches Verbrauchsverhalten fördern. Damit die notwendigen Vertragsgrundlagen mit den Endkunden zustande kommen, sind ausreichende finanzielle Anreize notwendig.

Vom Energieverbrauch zur Energienutzung

Während alle herkömmliche Erzeugungsformen Primärenergie verbrauchen und Abfälle oder Verbrennungsstoffe zurücklassen, ist das bei Photovoltaik und Windenergie nicht der Fall. Beide verbrauchen keine Primärenergie, sondern wandeln die gewonnene Energie mit einer sehr kurzen Zwischennutzung als Strom in die gleiche Wärmemenge um, die auch ohne die Zwischennutzung als Strom entstanden wäre.

Erstmals seit Beginn der Industrialisierung eröffnet sich für die Menschheit die Möglichkeit, ihren ökologischen Fußabdruck weitgehend oder gar vollständig zu heilen. Das erfordert viele Schritte über die Energiewende hinaus, die hier unerwähnt bleiben müssen.

Eine die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr umfassende Energiewende ist der Anfang. Nur wenn genügend Energie verfügbar gemacht werden kann, wird es möglich sein, einige der vielfältigen weiteren Aufgaben anzugehen. Böllert und Jaschke schlagen vor, die Energiewende fortzusetzen, indem die größten Einsparpotentiale zuerst gehoben werden.

Schreckgespenst Dunkelflaute

Im Jahre 2017 wurden in den konventionellen Kraftwerken noch 332 TWh Strom erzeugt (Energiedaten: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie¹). Dafür wurden 1.240 TWh Primärenergie aufgewendet, so dass der reale Wirkungsgrad dieser Erzeugungsformen durchschnittlich bei nur 26,8 % lag. Je ungünstiger die Betriebszustände der großen konventionellen Kraftwerke sind, umso schlechter fallen ihre Wirkungsgrade aus. Mit zunehmendem Anteil an volatilen Erneuerbaren Energien sinkt ihr durchschnittlicher Wirkungsgrad weiter.

Damit liegt der reale Wirkungsgrad konventioneller Kraftwerkstechnik bereits heute unter dem der motorgetriebenen Rückverstromung von aus Überschussstrom hergestelltem grünem Wasserstoff mit ca. 33 % und nur geringfügig über dem motorgetriebenen Rückverstromungsgrad von grünem Methan mit ca. 22 %. Grüner Wasserstoff in Kombination mit Brennstoffzellen kann sogar einen Wirkungsgrad von über 60 % Rückverstromung erreichen. Der durch keine andere Technologie erreichbare Wirkungsgrad von Akkus mit mehr als 90 % wird aber zukünftig das Maß der Dinge sein. Dementsprechend sollte so viel Strom wie möglich durch Akkus gepuffert werden und erst danach sollten weitere Technologien mit niedrigerem Wirkungsgrad zum Einsatz kommen. Durch die Umstellung würden die Verluste erheblich abnehmen.

Im BJ-Modell wird der gesamte herkömmliche Kraftwerkspark durch Strom-Wärme-Anlagen (SWA) ersetzt, welche die Heizungen in Gebäuden ablösen. Die gesicherte Erzeugungskapazität in Deutschland könnte sich dadurch in etwa vervierfachen. Das Problem der Dunkelflaute wäre vollständig und nachhaltig gelöst, da die Strom-Wärme-Anlagen jederzeit in beliebiger Leistung einsetzbar sind.

Durch die Nutzung der Abwärme der SWA in den Gebäuden zu Heizzwecken, erhöht sich ihr Wirkungsgrad auf annähernd 100 %. Zudem entstehen keine zusätzlichen Kosten für einen Wärmetransport. Nach 10 – 15 Jahren wird im BJ-Modell noch von einer in der Dunkelflaute notwendigen Erzeugungskapazität von 50 % der 2017 benötigten konventionellen Kraftwerkskapazität ausgegangen. Das entspricht 165 TWh und ist aufgrund der im Modell angenommenen viermal größeren Energieerzeugung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen voraussichtlich überbewertet. Die Schätzung des hier vorgestellten Einsparpotentials darf daher als konservativ gelten.

Potential zu Einsparung an Gesamtenergie im Böllert-Jaschke-Modell beträgt über 60 Prozent

Der Primärenergieverbrauch ohne stofflichen Anteil betrug im Jahr 2017 3.500 TWh, der stoffliche Verbrauch zusätzlich 276 TWh. Durch die Umsetzung der Maßnahmen aus den Säulen des BJ-Modells kann der Gesamtenergieverbrauch in 10 – 15 Jahren auf etwa 1.355 TWh reduziert werden (siehe nachfolgendes Diagramm).

2017 entfielen vom Primärenergieverbrauch 908 TWh auf Kraftwerksverluste und Leitungsverluste. Der Endenergieverbrauch betrug entsprechend 2.591 TWh. Diese 908 TWh als Wärme abgegebenen Verluste summieren sich auf etwa 35 % (bezogen auf den Endenergieverbrauch) und stellen damit die größten Verluste im gesamten Energieversorgungssystem dar.

Vereinfacht gesagt, sind die Wärmeverluste der in den heutigen Kraftwerken erzeugten Energie mit 908 TWh deutlich größer als es der gesamte Bedarf an Raumwärme mit 653 TWh zuzüglich Warmwasser mit 118 TWh ist. Durch die Verlagerung der Energieerzeugung nach dem BJ-Modell stellt sich die Frage, wie Gebäude künftig energetisch ausgestaltet werden sollten. Bei der Netzstabilisierung in der Dunkelflaute fällt so viel nutzbare Abwärme an, dass nach der Isolierung der Gebäude sogar zusätzliche Kühler anzubringen wären – eine Anpassung der bisherigen Strategie erscheint angeraten.

Das zweitgrößte Einsparpotential findet sich im Sektor Verkehr. Verbrennungsmotoren von KFZ erreichen ihren optimalen Wirkungsgrad von etwa 35 bis maximal 40 % nur im Bestpunkt, der bei normalen Fahrzuständen nur selten erreicht wird. Die realen durchschnittlichen Wirkungsgrade von Verbrennungsmotoren liegen daher bei weniger als 20 %. Diesen Nachteil vermeiden Elektromotoren mit einem Wirkungsgrad von über 90 %. Hinzu kommt die Fähigkeit des Elektromotors zur Energierückgewinnung.

Aufgrund der unsicheren Hochlaufkurve der Technologien wurde im Verkehrssektor das Einsparpotential „nur“ mit 550 TWh angenommen, was einem verbleibenden Stromverbrauch von 215 TWh entspricht. Damit geht das BJ-Modell konservativer vor, als es andere Quellen tun, die teilweise im Verkehrssektor nur noch 100 TWh Energieverbrauch sehen.

Energieverbrauch 2017

Gesamtenergieverbrauch 2017 (3.500 TWh)
davon EE: (188 TWh)
zuzüglich stofflicher Verbrauch (276 TWh)

Sektor Wärme/Verkehr (765 TWh)	Verbrauch an Mineralölen und sonstigen Kraftstoffen für Verkehr
Sektor Wärme (1306 TWh)	Wärmebedarf für Raumwärme Warmwasser Prozesswärme (1.306 TWh)
Verluste durch herkömmliche Versorgung (908 TWh)	Kraftwerksverluste und Leitungsverluste (908 TWh)
Sektor Strom (520 TWh)	Strom nicht EE (332 TWh)
	Strom EE (188 TWh)

Wichtig ist der Blick auf den Gesamtwirkungsgrad der heutigen Energieversorgung:
Einer Stromerzeugung von 322 TWh aus konventionell erzeugter Energie steht ein Aufwand an Primärenergie von 908 TWh plus 322 TWh entgegen.
Der durchschnittliche Gesamtwirkungsgrad der heutigen Technik beträgt also:
 $332 / (908 + 332) = 25,9\%$

Energiegewinde nach zeitlichen Meilensteinen

Zwischenstand nach 10-15 Jahren
Einsparung > 61 %, Energie nur 1.355 TWh
790 TWh EE-Strom aus PVA+Wind
565 TWh Wasserstoff und Methan

100 % EE nach 20-30 Jahren
Einsparung ca. 56 %, Energie nur 1.550 TWh
775 TWh EE-Strom aus Photovoltaik
775 TWh EE-Strom aus Windkraft

125 % EE nach 30-40 Jahren = 1.950 TWh inkl. stoffl. Erzeugung Kohlenwasserstoffen
975 TWh EE-Strom aus Photovoltaik
975 TWh EE-Strom aus Windkraft

Bei der Betrachtung der Energiewende haben wir den stofflichen Verbrauch von 276 TWh zunächst in der Betrachtung zurückgestellt.

Auch wenn die Herstellung synthetischer Rohstoffe durchaus parallel erfolgen wird, so hängt der Fortschritt zur Einsparung von Primärenergie doch insgesamt vom Zubau an Photovoltaik und Windenergie ab. Daher würde eine andere Betrachtung nur zu einer Verlagerung der Verwendung restlicher fossiler Rohstoffe führen.

Wichtig erscheint uns der Ausblick jedoch, um zwei Aspekte zu beleuchten. Erstens eröffnet sich der Blick auf die zu erwartende Energiemenge beim Endausbau und zweitens zeigt er uns die zu erwartende Leistungsüberhöhung auf.

Das erscheint uns sehr wichtig, um die Machbarkeit der Energiewende zu erkennen und die Dimensionierung der Anlagen zur Vermeidung von Fehlinvestitionen korrekt einzuschätzen.

Außerdem wird ein weiterer wichtiger Aspekt erkennbar. Aufgrund des temporären Überangebotes an Energie werden die Akkus und Speichermedien voll und nicht leer sein.

Energieverbrauch (TWh)

Energienutzung (TWh)

Wasserstoff und Methan aus fossilen Quellen	Erdgas für SWA (565 TWh Gas) liefert 165 TWh Strom für gesicherte Versorgung in der Dunkelflaute
Wärme (175 TWh) Verkehr (215 TWh) Sektor Strom (400 TWh)	zus. EE-Strom für WP (140 TWh) zus. EE-Strom P2H-SWA (35 TWh) zusätzlicher EE-Strom für Verkehrswende (215 TWh) zusätzlicher EE-Strom für Stromwende (212 TWh) Strom EE (188 TWh)

Zubau gegenüber heute beträgt 602 TWh. Bei 50/50 Aufteilung Photovoltaik/Wind entspricht das ca. 300 GW Photovoltaik und ca. 100 GW Windenergieanlagen

EE-Strom für grüne KW (400 TWh)	P2X für die stoffliche Erzeugung grüner Kohlenwasserstoffe Gas/Liquid/Solid
EE-Strom für grünes Gas (760 TWh)	P2X für grünes Methan Strom für CH4 (405 TWh)
Wärme (175 TWh) Verkehr (215 TWh) Sektor Strom (400 TWh)	P2X für grünen Wasserstoff Strom für H ₂ (355 TWh) zus. EE-Strom für WP (140 TWh) zus. EE-Strom P2H-SWA (35 TWh) zusätzlicher EE-Strom für Verkehrswende (215 TWh) zusätzlicher EE-Strom für Stromwende (212 TWh) Strom EE (188 TWh)
	Zubau ggü. Minimum beträgt 760 TWh. Bei 50/50 Aufteilung Photovoltaik/Wind entspricht das ca. 380 GW Photovoltaik und ca. 127 GW Windenergieanlagen

Ausblick

In der nebenstehenden Grafik sind die Potentiale zur Energieeinsparung nach Sektoren aufgeschlüsselt. Das geringste Einsparungspotential findet sich im Stromsektor, hier wurde bereits viel Arbeit geleistet. Das noch verbliebene Potential wird mit nur noch 120 TWh Einsparung angenommen.

Das größte Einsparpotential findet sich im Wärmesektor. Die Kombination aus Wärmepumpen, Wärmedämmung und Strom-Wärme-Anlagen liefert hier ein konservativ abgeschätztes Einsparpotential von 1.473 TWh. Durch die im BJ-Modell vorgeschlagene Verlagerung der gesicherten Kraftwerkskapazität in die Gebäude kann die anfallende Abwärme der zur Netzstabilisierung notwendigen Stromerzeugung ohne Transportverluste direkt als Heizwärme oder Warmwasser zur Verfügung gestellt werden. Der erzeugte Strom kann im Gegensatz zu der in Kraftwerken anfallenden Wärme hingegen leicht transportiert werden.

Die Abschätzung ist konservativ, was sich darin zeigt, dass trotz vervierfachtem Zubau an Photovoltaik und Windenergie noch 165 TWh notwendige Stromerzeugung aus Strom-Wärme-Anlagen veranschlagt wurden. Durch die bessere Nutzung von Akkus als Puffer wird dieser Wert voraussichtlich stärker sinken, als momentan im BJ-Modell noch angenommen. Strom-Wärme-Anlagen sollen nur dann zur gesicherten Stromerzeugung herangezogen werden, wenn Photovoltaik und Wind inklusive verfügbarer Akkus die benötigte Energiemenge an Strom nicht zur Verfügung stellen können. Vermutlich werden die SWA am Ende der Umstellung nur noch weniger als 200 Betriebsstunden jährlich erreichen. In einem günstigen Regelungsszenario könnten somit die benötigten Energiemengen noch unter die im BJ-Modell genannten Werte sinken. Die konservative Abschätzung wurde gewählt, weil der Zeitraum zum Aufbau der benötigten Regelungsfähigkeit schwer abzuschätzen ist.

Der Aufbau der Fähigkeit zur Regelung wäre sinnvollerweise von Seiten der Verteilernetzbetreiber zu leisten, da die zu regelnden Anlagen an die Verteilernetze angeschlossen sind. Hier fehlen bislang entsprechende Anreize und Fördermittel, weshalb der Technologiehochlauf nur zögerlich voranschreitet.

Energieverbrauch 2017

Gesamtenergieverbrauch 2017 (3.500 TWh)
davon EE: (188 TWh)
zuzüglich stofflicher Verbrauch (276 TWh)

Sektor Verkehr (765 TWh)	Verbrauch an Mineralölen und sonstigen Kraftstoffen für Verkehr
Sektor Wärme (1306 TWh)	Wärmebedarf für Raumwärme Warmwasser Prozesswärme (1.306 TWh)
Verluste durch herkömmliche Versorgung (908 TWh)	Kraftwerksverluste und Leitungsverluste (908 TWh)
Sektor Strom (520 TWh)	Strom nicht EE (332TWh)
	Strom EE (188 TWh)

Wichtig ist der Blick auf den Gesamtwirkungsgrad der heutigen Energieversorgung.
Einer Stromerzeugung von 322 TWh aus konventionell erzeugter Energie steht ein Aufwand an Primärenergie von 908 TWh plus 322 TWh entgegen.
Der durchschnittliche Gesamtwirkungsgrad der heutigen Technik beträgt also:
 $332/(908 + 332) = 25,9 \%$

Energieeinde nach den Sektoren Strom, Verkehr und Wärme

Energieeinde im Stromsektor
angenommene Effizienzsteigerung 23%
Einsparung 120 TWh

Sektor Verkehr (765 TWh)	Einsparung durch Effizienz	Verbrauch an Mineralölen und sonstigen Kraftstoffen für Verkehr
Sektor Wärme (1306 TWh)	Wärmebedarf für Raumwärme Warmwasser Prozesswärme (1.306 TWh)	
Verluste durch herkömmliche Versorgung (908 TWh)	Kraftwerksverluste und Leitungsverluste (908 TWh)	
Sektor Strom (400 TWh)	zusätzlicher EE-Strom für Stromwende (212 TWh)	Strom EE (188 TWh)

Energieeinde im Verkehrssektor durch 4-fach höheren Wirkungsgrad der E-Motoren
Einsparung 550 TWh

Sektor Verkehr (-550 TWh) Einsparung	Einsparung an Mineralölen und sonstigen Kraftstoffen durch Einsatz von E-Motoren für Verkehr
Sektor Wärme (1306 TWh)	Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser und Prozesswärme (1.306 TWh)
Verluste durch herkömmliche Versorgung (908 TWh)	Kraftwerksverluste und Leitungsverluste (908 TWh)
Sektor Strom (400 TWh)	zusätzlicher EE-Strom für Verkehrs-wende (215 TWh)
	zusätzlicher EE-Strom für Stromwende (212 TWh)
	Strom EE (188 TWh)

Energieeinde im Wärmesektor
und bei den Kraftwerksverlusten
Einsparung 1.473 TWh

Einsparungen im Sektor Wärme (-1.130 TWh)	Einsparungen durch Wärmepumpen (COP = 3) (-420 TWh)
	Einsparungen durch Wärmedämmung (-275 TWh)
	Einsparung durch Power-to-heat (P2H) und SWA (-435 TWh)
Verluste durch herkömmliche Versorgung (908 TWh)	Einsparung durch BIM an nicht mehr notwendiger Kraftwerksleistung (-343 TWh)
	Erdgas für SWA (565 TWh Gas) liefert 165 TWh Strom für gesicherte Versorgung in der Dunkelflaute
Wärme (175 TWh)	zus. EE-Strom für WP (140 TWh)
Verkehr (215 TWh)	zus. EE-Strom P2H-SWA (35 TWh)
	zusätzlicher EE-Strom für Verkehrs-wende (215 TWh)
Sektor Strom (400 TWh)	zusätzlicher EE-Strom für Stromwende (212 TWh)
	Strom EE (188 TWh)

Gesamtwärmebedarf = 1306 TWh
1.) Raumwärme = 653 TWh
2.) Warmwasser = 118 TWh
3.) Prozesswärme = 535 TWh

Hieran kann man erkennen, dass die Abwärme der Kraftwerks- und Leitungsverluste größer ist als die Wärmemenge, die für Gebäudeheizung und Warmwasser benötigt wird!
908 TWh > 771 TWh

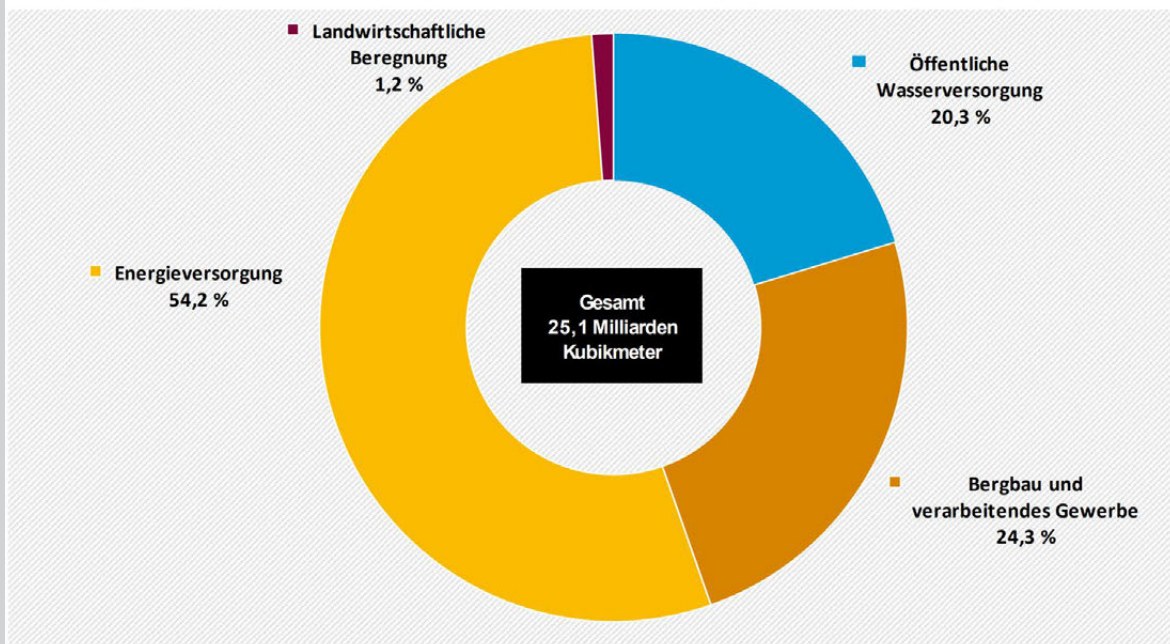


Potential zur Einsparung von Trinkwasser

Über 54 % der öffentlichen Wasserversorgung² werden im Rahmen der Energieversorgung verbraucht. Bei einer Umstellung des Kraftwerkparks auf Strom-Wärme-Anlagen in Gebäuden könnte dieser Verbrauch vollständig eliminiert werden.

Da die Strom-Wärme-Anlagen ihre Abwärme für Heizenergie und Warmwasser zur Verfügung stellen, ist eine Kühlung über Zusatzkühler nicht erforderlich. Selbst wenn das in Einzelfällen notwendig würde, so wäre das wegen der geringen Mengen über geschlossene Kühlkreisläufe ohne Wasserverbrauch möglich.

Wassergewinnung der öffentlichen Wasserversorgung, Bergbau und verarbeitendes Gewerbe, der Wärmekraftwerke und der Landwirtschaft 2013



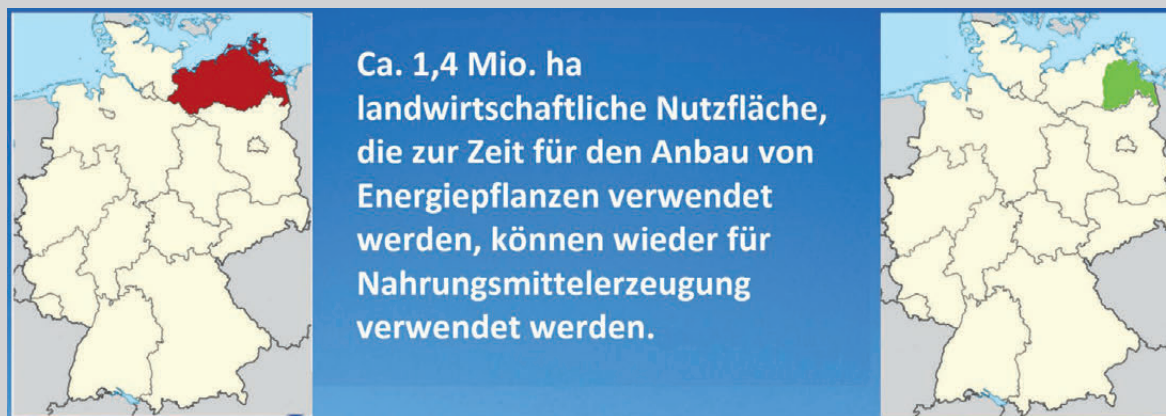
Quelle: Statistisches Bundesamt, Fachserie 19, R 2.1.1 und 2.2, Wiesbaden, verschiedene Jahrgänge

Potential zur Reduzierung des Flächenverbrauchs

Derzeit werden in Deutschland etwa 2,34 Millionen Hektar für Energiepflanzen genutzt. Diese Fläche entspricht etwa 14 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche in Deutschland und davon wird auf etwa 0,9 Millionen Hektar die Energiepflanze Mais angebaut, um diese in Biogasanlagen zu vergären. Zum Vergleich: das Bundesland Mecklenburg-Vorpommern hat eine Fläche von 2,3 Mio. ha. Der Strom-Ertrag von Biogasanlagen ist jedoch bezogen je Hektar angebautem Mais erschreckend gering. Er ist etwa um den Faktor 50 geringer als der Ertrag an Strom von Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen. Dieser Faktor schwankt zwischen 25 und 100, je nach Quelle und den einbezogenen Randbedingungen. Das BJ-Modell schlägt daher vor, etwa 0,9 Millionen Hektar für ökologisch optimierte Freiflächen-Photovoltaik mit Verbesserung der Biodiversität (Insekten-, Artenschutz) zu nutzen. Die restlichen 1,4 Millionen Hektar hingegen könnten wieder der Landwirtschaft zur Nahrungserzeugung zugeführt werden.

0,9 Mio ha Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen würden ausreichen, um in Kombination mit Anlagen an Gebäuden den gesamten Bedarf an Photovoltaik-Energie für Deutschland zu decken. Dies könnte mit einem großen ökologischen Vorteil kurzfristig umgesetzt werden. Selbst bei nur 600 MWh Stromertrag pro Hektar liefert diese Fläche zusätzliche 540 TWh an Photovoltaik-Strom (bei weniger ökologisch ausgelegten PV-Parks sind Erträge bis 900 MWh pro Hektar möglich). 540 TWh Photovoltaik als Zielkorridor wären bereits mehr als ausreichend, um in Kombination mit der bereits verfügbaren Photovoltaik-Erzeugung und einem konservativ geplanten Windausbau das Zwischenziel des BJ-Modell mit 395 TWh Photovoltaik und 395 TWh Windenergie in 10 bis 15 Jahren zu erreichen. Je nach Steigerung des Wirkungsgrades der Solarzellen und der Menge an auf Gebäuden montierten PV-Anlagen ist voraussichtlich sogar das 100 % Ziel mit dieser Fläche erreichbar.

Eine optische Vorstellung des Effekts liefert nachfolgende Darstellung:



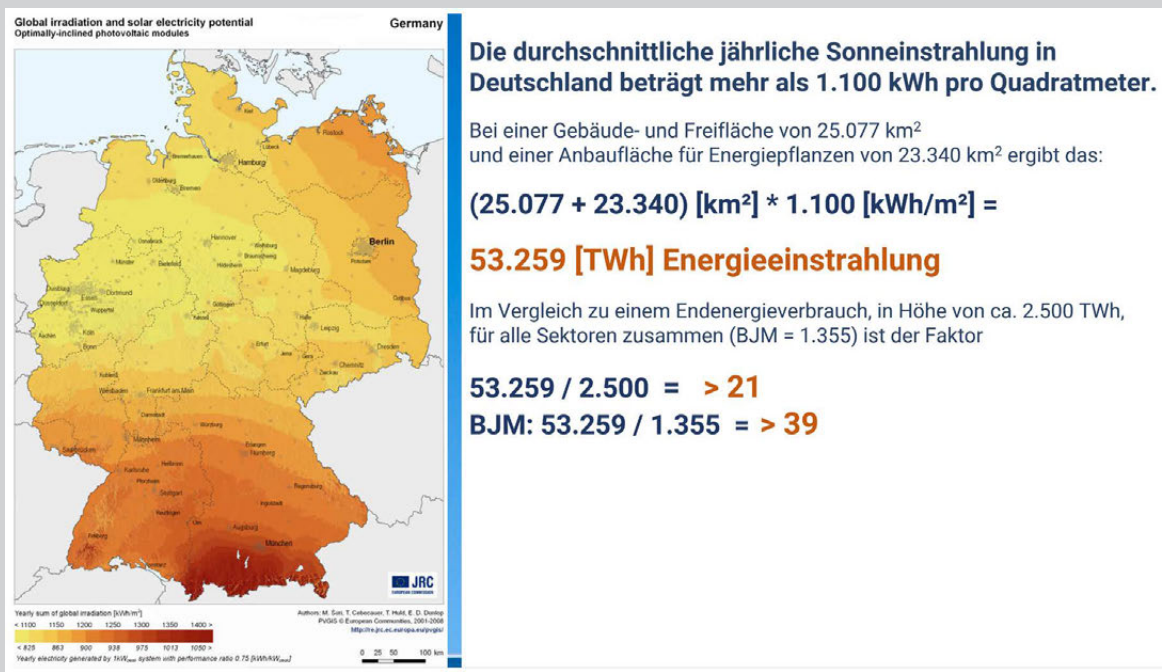
Potential zur Erzeugung von Strom aus Photovoltaik-Anlagen

Bei einem aktuellen Wirkungsgrad von Solarzellen mit ca. 20 % würde theoretisch bereits die Gebäudefläche in Deutschland mehr als ausreichen, um bei überwiegender Ausstattung der Dächer mit PV-Anlagen ausreichend Photovoltaik-Strom zu erzeugen.

Jedoch sprechen mindestens drei Gründe gegen diesen Ansatz. Der vielleicht schwerwiegendste ist die lange zeitliche Dauer, die benötigt würde, bis alle Immobilienbesitzer ihre Dächer und Fassaden mit PV-Anlagen ausgestattet hätten.

Ein zweiter Grund besteht darin, dass Photovoltaik auf der Freifläche die derzeit preiswerteste Form zur Erzeugung von EE-Strom ist. Die Kosten liegen mit ca. 4,5 Ct/kWh unter den Kosten aller anderen Erzeugungsformen, dicht gefolgt von Windenergieanlagen, die ebenfalls sehr günstigen Strom produzieren. Ein Ausbau der benötigten Photovoltaik-Erzeugungskapazität in Form von Dachanlagen würde hingegen beim aktuellen Preisniveau mehr als das doppelte Investitionsvolumen gegenüber Freiflächen-Photovoltaik erfordern. Daher erscheint es hinsichtlich des Ausbaus sinnvoll, zumindest für Bestandsgebäude, noch auf die Verfügbarkeit einer Technologie zu warten, die Dachanlagen (PV-integrierte Dachziegel o.ä.) preiswerter macht als Anlagen für Freiflächen.

Der dritte Grund ergibt sich aus der Möglichkeit der Nutzung von PV-Freiflächenanlagen im Sinne des Biotop- und Artenschutzes. Werden anstelle von 2,3 Mio. ha Energiepflanzen wie Mais, Raps, etc. auf ca. 0,9 Mio. ha Photovoltaik-Freiflächenanlagen installiert, so würde sich der Energieertrag um das 25- bis 100-fache steigern lassen. Diese Fläche reicht aus, um damit 540 bis 810 GW PV-Erzeugungsleistung zu generieren. Unter und zwischen den Flächen der PV-Anlagen könnten Biotope angelegt und Artenschutzmaßnahmen durchgeführt werden.



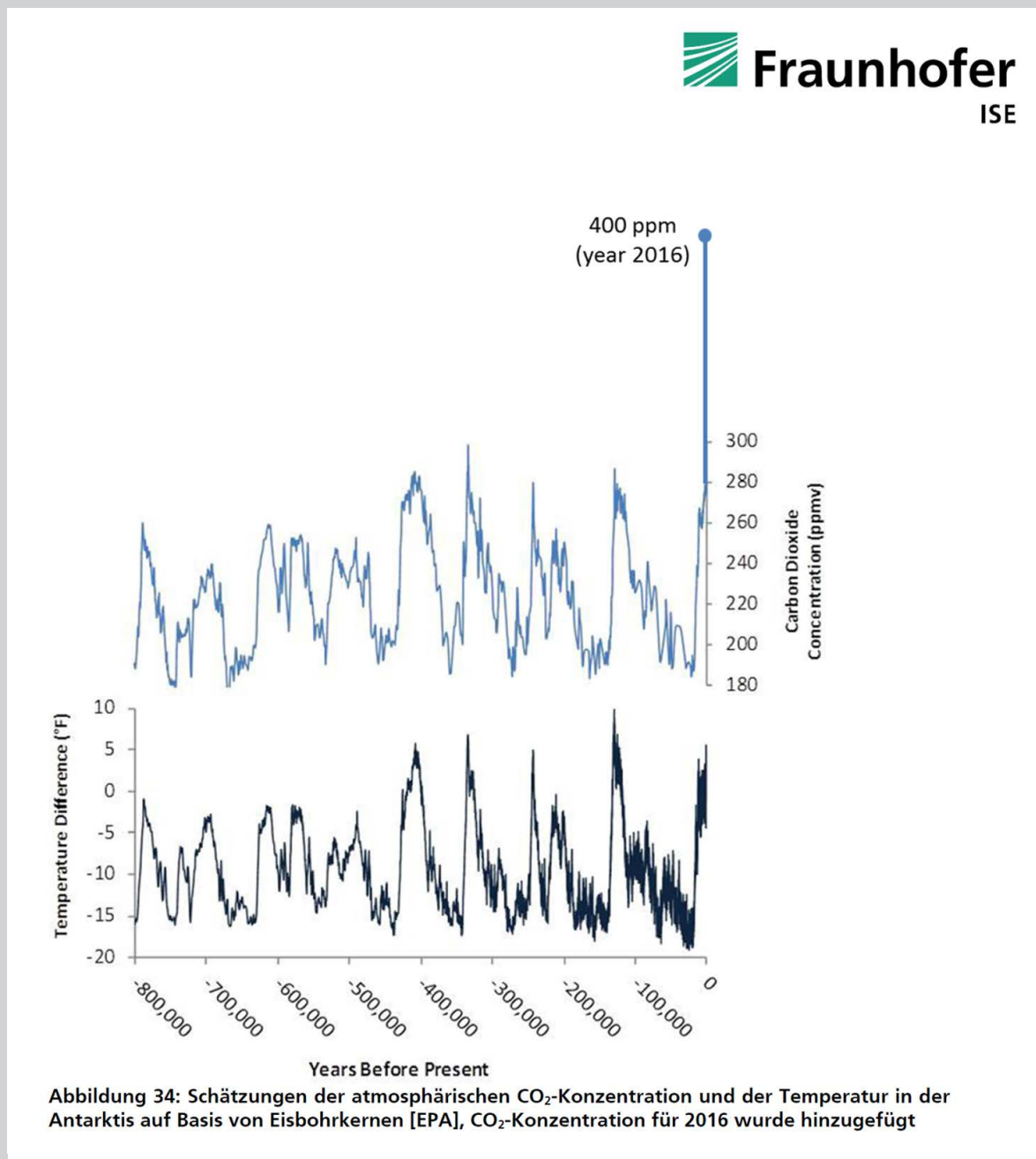


Das Stromnetz muss
komplett „rückwärts“
gedacht werden.

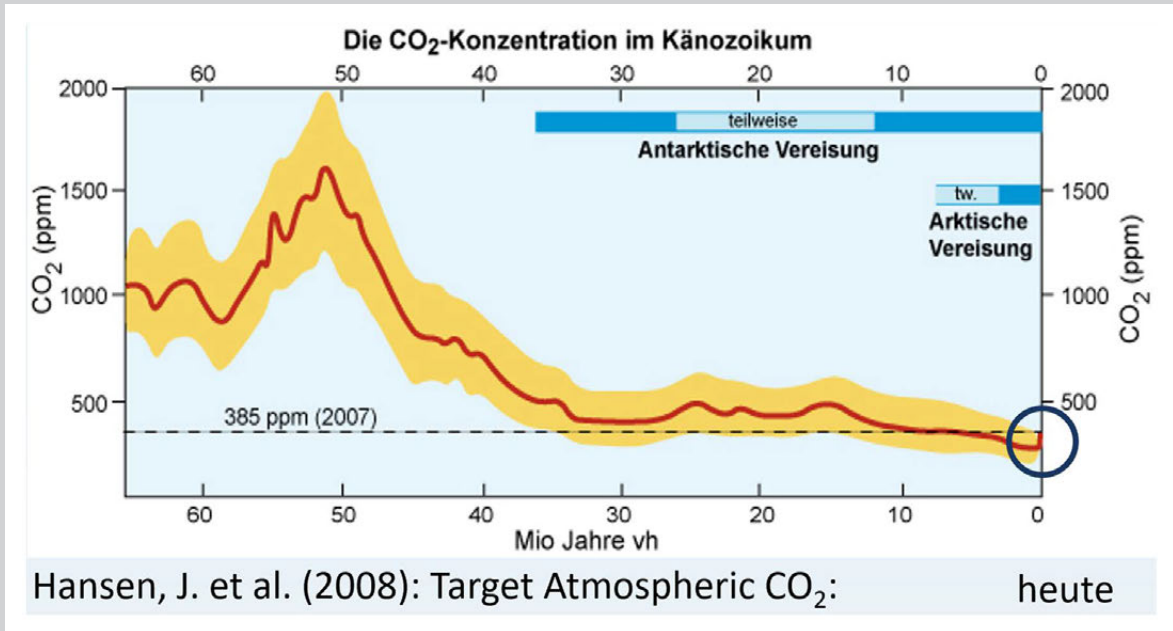
Wie groß ist der Zeitdruck für die Umstellung?

Klimaberechnungen sind eine hoch komplexe Wissenschaft und wie Wetterberechnungen sind sie mit Unsicherheiten behaftet. Wir möchten daher das Thema nur streifen und einige Informationen zusammenstellen. Für weitergehende Betrachtungen sei auf die einschlägige Literatur verwiesen.

In nachfolgendem Diagramm³ hat das Fraunhofer-ISE-Institut die CO₂ Konzentration und die antarktische Mitteltemperatur in einem gemeinsamen Diagramm dargestellt. Es gibt eine sehr hohe Korrelation zwischen der Temperatur und der CO₂ Konzentration und der menschliche Einfluss der letzten ca. 170 Jahre ist sehr deutlich zu erkennen. Der Maximalwert der letzten 800.000 Jahre wird binnen von etwa 200 Jahren etwa verdoppelt und liegt derzeit schon bei etwa 420 ppm.

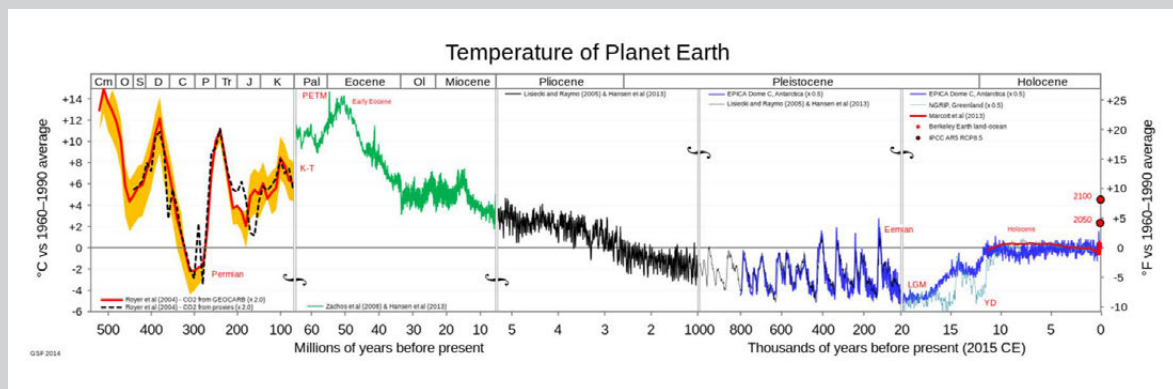


Für das Jahr 2050 werden gemäß verschiedener Quellen 560 ppm CO₂ oder mehr erwartet. Lotet man diesen Wert im nachfolgenden Diagramm auf die rote Durchschnittslinie, so gelangen wir ca. 40 Millionen Jahre in die Vergangenheit. Das hat eine interessante Korrelation mit der Zeitdauer, die von der Erde benötigt wurde, um die Lagerstätten von Kohle, Gas und Öl aufzubauen. Zu dieser Zeit gab es keine Menschen auf der Erde.



Zudem waren zu dieser Zeit die arktische und antarktische Vereisung nicht vorhanden. Das korreliert mit dem aktuell beobachteten Abschmelzen der Eisflächen und dem Anstieg des Meeresspiegels. Die Eisschmelze verlangsamt den beobachtbaren Temperaturanstieg massiv, weil ein großer Teil an Wärme verbraucht wird, um 0 °C warmes Eis in 0 °C warmes Wasser umzuwandeln.

Betrachtet man die Erdtemperatur im folgenden Diagramm mit +/- 5 Millionen Jahre um die oben genannten 40 Millionen Jahre in der Vergangenheit herum, so war damals die Temperatur etwa zwischen 6 und 10 °C höher als heute. Wir sind überzeugt, dass wir nachkommenden Generationen ein solches Szenario nicht zumuten dürfen. Das war eine der wesentlichen Triebfedern, um das BJ-Modell zu entwickeln, mit dem die Energiewende erheblich beschleunigt werden kann.



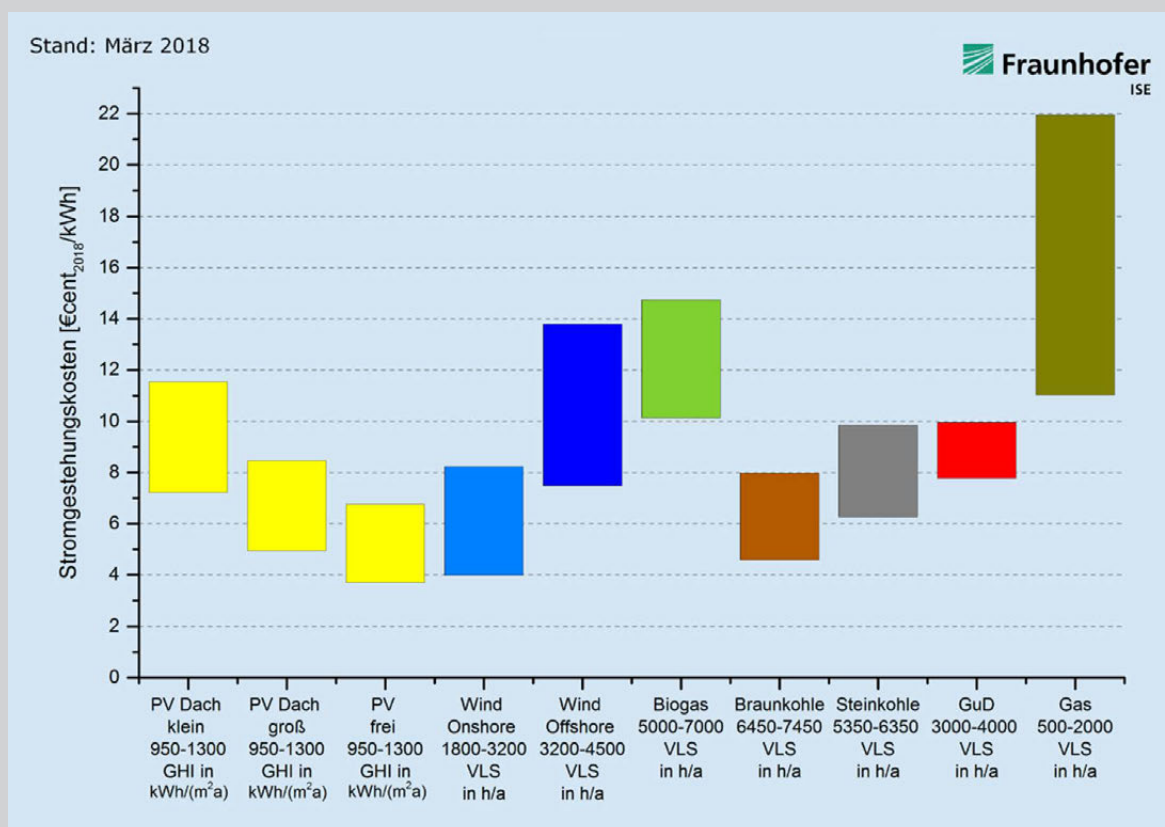
Warum ist eine kostensenkende Lösung zur Umstellung auf Erneuerbare Energien notwendig?

Die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung hat weltweit eine große Bedeutung. Verdoppelt sich ihr Preis, so verdoppelt sich der Kostenanteil für in Produktionsprozessen notwendige Energie. Daher ist die Umlage von Kosten auf den Strompreis ein gefährliches Instrument. Es verschlechtert die Wettbewerbsfähigkeit der Produktionsprozesse umso mehr, je größer ihr Anteil an Energiekosten ist.

Der Nachteil der hohen Stromkosten in Deutschland kommt also beispielsweise wirtschaftlich China, den USA, Indien, Russland oder Japan zugute, weil in diesen Ländern niedrigere Strompreise verzeichnet werden.

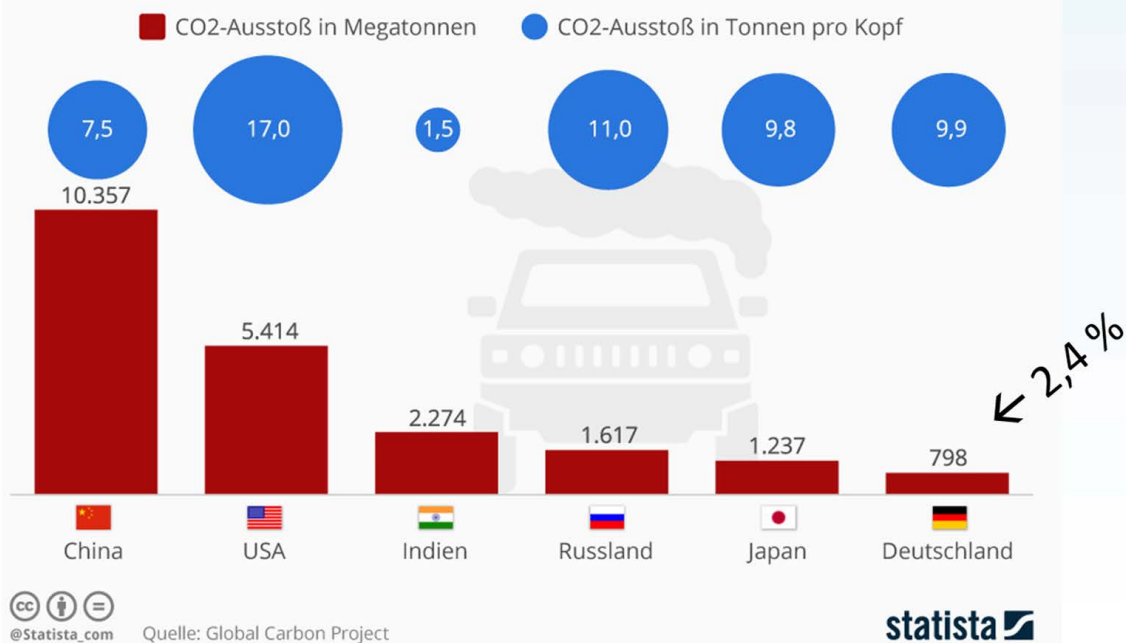
Wird die Erzeugung von Strom aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen preiswerter als die Erzeugung in fossilen oder nuklearen Kraftwerken, ist der Kostenvorteil umkehrbar. Dies ist mindestens seit 2018 bereits der Fall⁴, wobei die Preise für Photovoltaik- und Windenergieanlagen noch weiter fallen werden.

Dass diese Entwicklung bislang noch nicht beim Endverbraucher angekommen ist, hat im Wesentlichen zwei Ursachen. Zum einen die immensen Verluste der heutigen Energieversorgung (s.o.). Sie können durch die Umsetzung des BJ-Modells vermieden werden. Zum anderen durch die Höhe an Steuern und Abgaben, sie können nur durch die Politik verändert werden.



Die größten Klimasünder weltweit

CO₂-Emissionen pro Land und pro Kopf 2015



Soll die beschlossene Begrenzung der Erderwärmung wirklich umgesetzt werden, muss es gelingen, die Kosten einer auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung unter die Kosten anderer Erzeugungsarten zu senken. Andernfalls werden immer Partikularinteressen der Umsetzung der Klimaschutzziele im Wege stehen. In der obenstehenden Grafik wird deutlich: eine Klimawende ohne China, USA, Indien und Russland wird kaum möglich sein. Vermutlich können nur wirtschaftliche Zwänge diese Länder zu einer Umkehr ihrer Energiepolitik bewegen.

Die Verluste der bisherigen Energieerzeugung sind so hoch, dass eine kostensenkende Umstellung allein durch die Einsparung von Verlusten möglich wird. Allerdings muss die Politik dazu beitragen, indem keine sonstigen Kosten auf die Stromkosten einer auf Photovoltaik und Windenergieanlagen basierenden Versorgung abgewälzt werden.

Wie aus der Tabelle „Energiewende nach Sektoren“ hervorgeht, summieren sich die Verluste auf > 70 % Verluste im Bereich konventioneller Erzeugung, > 80 % Verluste im Bereich Verkehr und > 90 % Verluste im Bereich der Heizwärme. Das summiert sich auf mehr als 2.695 TWh Verluste, von denen gemäß dem BJ-Modell bis zu 2.143 TWh eingespart werden können.

Damit stehen die Voraussetzungen günstig, durch die im BJ-Modell realisierbaren Einsparpotentiale, die Kosten für Endverbraucher zu senken und dennoch mehr Geld in den an der Energiewende beteiligten Unternehmen zu erwirtschaften.

Primäre Stromerzeugung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen

Die dynamische Entwicklung der Technologie für Photovoltaik und Windenergie wird dazu führen, den Primärenergiebedarf vollständig decken zu können und die Stromerzeugung – vor allem im Bereich der Solarenergie – auch preiswerter werden zu lassen als mit jedem anderen bekannten Verfahren. Bei Photovoltaikanlagen begrenzen keine mechanischen Teile die Lebensdauer. Die Betriebskosten fallen deshalb mit hoher Wahrscheinlichkeit unter 2 Cent/kWh, nachdem die Abschreibung erwirtschaftet wurde. Windenergie wird im Vergleich immer etwas teurer bleiben, weil die Technik mehr Wartung und den regelmäßigen Austausch mechanischer Komponenten verlangt. Nach heutiger Einschätzung scheint es daher wenig wahrscheinlich, dass Windenergieanlagen wesentlich unter ca. 3 Cent/kWh an Betriebskosten gelangen werden. Beide Technologien sind jedoch wirtschaftlicher als alle anderen Erzeugungsformen.

Photovoltaikanlagen weisen im Verhältnis zu Windenergieanlagen niedrigere Grenzkosten auf. Im Hinblick auf andere Erzeugungsanlagen gilt das ohnehin. Je höher also der Anteil der Photovoltaik an der Erzeugung insgesamt wird, um so preiswerter kann die Endenergie nach der Umstellung sein. Dieser Punkt kann nicht stark genug betont werden, weil momentan häufig noch die Meinung vorherrscht, mit Photovoltaik erzeugter Strom wäre teuer. Das ist heute und erst recht zukünftig nicht mehr der Fall.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Deutschland war weltweit eines der ersten seiner Art und diente erfolgreich dazu, Strom aus Erneuerbaren Energiequellen bei der Einspeisung in das Stromnetz zu fördern und damit auf lange Sicht wettbewerbsfähig zu machen. Die auf 20 Jahre festgeschriebene EEG-Einspeisevergütung bot finanzielle Anreize, den Ausbau Erneuerbarer Energien voranzutreiben. Die Einspeisevergütung belastet momentan noch die Strompreise. Mit dem Auslaufen der Vergütung für die ersten, noch sehr teuren Anlagen, reduzieren sich diese Lasten aber in Zukunft. Bereits heute sind große Photovoltaik-Anlagen wirtschaftlicher als alle anderen Erzeugungsanlagen – zukünftig wird das auch für kleine Hausanlagen erwartet.

Die Solarenergie hat jedoch einen Nachteil: ihre geringe zeitliche Verfügbarkeit. Deshalb geht die Erzeugung von Strom über Photovoltaik mit der stärksten Leistungsüberhöhung und dem höchsten Speicherbedarf einher. Bei genauer Betrachtung wird es also eine Optimierung zwischen Netzkosten, Speicherkosten und Betriebskosten geben müssen. Hier sollte technologieoffen die Entwicklung der nächsten Jahre und Jahrzehnte beobachtet werden.

Der Solar- und der Windenergie ist gemeinsam, dass in Betrieb befindliche Anlagen selbst keinerlei Kosten für Primärenergie verbrauchen. Das unterscheidet sie von allen anderen Technologien. Zur Lösung des Problems der fehlenden Dauerverfügbarkeit sei auf die dritte, vierte und fünfte Säule im Böllert-Jaschke-Modell verwiesen.

Die Konsequenz der Stromerzeugung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen wird sein, dass eine Umstellung der Energieabrechnung auf eine nach Klassen von Verbrauchsmengen gestaffelte Flatrate nicht nur möglich, sondern auch sinnvoll ist. Die Flatrate sollte dazu geeignet sein, die für das individuelle Verbrauchsverhalten notwendige Menge an Erzeugungsanlagen auskömmlich zu finanzieren, sofern der Kunde die Anlagen nicht bereits selbst finanziert hat. Sind die Erzeugungsanlagen bereits durch den Kunden finanziert, z. B. bei einer ausreichenden Menge an eigenen PV-Anlagen, dann wären zumindest noch die anteiligen Kosten des Stromnetzes durch ihn zu finanzieren, das auch für weitgehend autarke Kunden zu bestimmten Zeiten für den Lastausgleich und die Versorgungssicherheit notwendig ist.

Hier ist eine Flatrate gerechter als es eine kWh basierte Abrechnung sein kann, weil das Stromnetz zwar wenig genutzt wird, aber dennoch notwendig bleibt. Gewährt der Kunde dem Versorgungsunternehmen Zugriff auf seine Erzeugungsanlagen und Speicher, kann das ggf. bei der Flatrate kostensenkend berücksichtigt werden.

Weil beim Betrieb der Photovoltaik und Windenergieanlagen die Betriebskosten keine große Rolle mehr spielen, sind im Wesentlichen die Investitionskosten von Belang. Diese können im Sinne der Flatrate auf einen geeigneten Teiler umgelegt werden, wie beispielsweise die Anzahl, die Fläche oder die Kubatur der Gebäude. Erst eine Energie-Flatrate bietet die Möglichkeit einer netzdienlich optimierten Steuerung durch den Netzbetreiber, weil seine Entscheidungen für den Kunden nicht mehr kostenrelevant sein werden.

Die Energie-
Flatrate ist das
Abrechnungsmodell
der Zukunft.



Befähigung des Verteilernetzbetreibers zur netzdienlichen/ systemdienlichen Regelung von Erzeugung, Verbrauch und Speicherung

Bislang scheinen die Verteilernetzbetreiber und regionalen Stadtwerke nicht im Fokus der Anstrengungen der Bundesregierung zur Umstellung auf Erneuerbare Energien zu stehen. Aktuelle Konzepte begünstigen eher risikoreiche Investitionsvorhaben wie den Ausbau des Höchstspannungsnetzes oder den Bau von neuen Gaskraftwerken wie beispielsweise Block 6 im Kraftwerk Irsching. Alle diese Investitionen sollen künftig auf die Netzentgelte umgelegt werden, weil sie sonst nicht finanzierbar wären, und belasten die Bürger mit Kosten, die das BJ-Modell vermeiden will.

Wichtig ist zu verstehen, dass technisch gesehen nur die Verteilernetze die besten Voraussetzungen bieten, um alle Anforderungen aus der Energiewende zu erfüllen.

Der größte Teil der Verbraucher ist an die Verteilernetze (Nieder- und Mittelspannung) angeschlossen. Diese Verteilernetze weisen ein hohes Potential an überdimensionierten Bauteilen auf. Selbst in Zeiten von Lastspitzen wird in der Regel nur etwa die Hälfte der Kapazität des Netzes abgerufen. Dieser historisch bedingte Sicherheitszuschlag liegt daran, dass die Verteilernetze bisher größtenteils unreguliert waren. Durch eine Regelung könnte diese Überdimensionierung künftig sinnvoll zur Kompensation volatiler Erzeugung nutzbar gemacht werden.

Das BJ-Modell sieht vor, den Stromfluss nahezu komplett »rückwärts« laufen zu lassen. Vereinfacht gesprochen würde der Verbrauch beim Endabnehmer das Netz zukünftig nur noch wenig belasten, da die meiste Energie ohnehin vor Ort erzeugt wird. Die frei gewordene Kapazität im Netz ließe sich nutzen, um den Strom der mit überhöhter Leistung produzierenden Photovoltaikanlagen/Windkraftanlagen direkt beim Prosumer (Heimanlagen) oder ins kommunale Netz einzuleiten. Der Strom könnte außerdem an anderer Stelle verfügbar gemacht werden, beispielsweise zum Laden des eigenen PKW tagsüber am Arbeitsplatz.

Die zweite Säule des Böllert-Jaschke-Modells hat die Schaffung einer Datengrundlage zur netzdienlichen Regelung im Verteilernetz zum Gegenstand.


Die Analyse vorhandener Datenbestände bei Stadtwerken und Verteilernetzbetreibern ergibt häufig, dass die Voraussetzungen für eine kontinuierliche Netzberechnung nicht gegeben sind. Oft fehlen Inhalte und Zusammenhänge, die lückenlosen Aufschluss über die Wechselbeziehungen im Netz geben. Belastbare Informationen zu den Energie verbrauchenden Objekten und dem zeitlichen Verbrauchsverhalten der Kunden fehlen ohnehin. Aber nur wer die Verbrauchsseite (Demand Side) kennt, kann sie auch regeln. Das gilt unabhängig von der genauen Art, in der die Regelung zukünftig erfolgen wird.

Die informationstechnischen Anforderungen zur Optimierung von Arbeitsprozessen und die Anforderungen aus der Regelung der Demand Side haben gemeinsam, dass sie eindeutige Daten benötigen. Mit der Optimierung von Datenhaltung und Arbeitsprozessen kann sofort begonnen werden. Sie ist solange fortzuführen, bis nahezu jede Information im Unternehmen eindeutig geworden ist. Nachhaltige digitale Prozessoptimierung ist der Schlüssel zur Bewältigung der Energiewende.

Die digitale Transformation der Netze erfordert die Erfassung und Verknüpfung vieler Informationen im Unternehmen. Dafür bedarf es einer Software, die logische Zusammenhänge zwischen in verschiedenen Systemen vorgehaltenen Angaben herstellt. Erst wenn der Verteilernetzbetreiber seine Datengrundlage optimiert hat und über unternehmensweit eindeutige Informationen verfügt, können diese erfolgreich zur Netzregelung herangezogen werden.

Als eigenen Beitrag zur Flankierung der Energiewende, hat die ADAICA Firmengruppe die Software ADAICA Dimension 2030 entwickelt. ADAICA Dimension 2030 integriert sich in bestehende Systemlandschaften, schafft für das Unternehmen eine gemeinsame Datengrundlage über Systemgrenzen hinweg und bildet damit die Basis für Automatisierung und Prozessoptimierung in den Arbeitsabläufen. Dies bezieht sämtliche im Unternehmen anfallenden Daten, angefangen von Kundendaten über Netzdaten, Dokumentationsdaten bis zu geographischen Daten etc. ein, welche üblicherweise in verschiedenen Systemen verstreut gehalten werden. Der Return on Investment ergibt sich direkt aus den Einsparungen an doppelter Arbeit, Suchzeiten und der Aufklärung von Fehlinformationen.

Die universelle Verwendbarkeit der Applikation basiert auf ihrer besonderen Fähigkeit, Daten aus verschiedensten Quellsystemen in einer Datenbank zu vereinigen, sie zu verknüpfen und zu bereinigen, ohne die vorhandenen Systeme dadurch zu beeinflussen. Aus Daten wird Wissen.

A long-exposure photograph of a city skyline at night, with light trails from traffic and buildings reflected in water. The text is overlaid in white, sans-serif font.

Nachhaltige digitale
Prozessoptimierung
ist der Schlüssel zur
Bewältigung der
Energiewende.

Netzdienliche / systemdienliche Nutzung von Akkus in Elektroautomobilen als kurzzeitiger Energiespeicher und zum Ausgleich tageszeitlicher Schwankungen

Eines der großen technischen Probleme der Energiewende sind die starken Leistungsschwankungen bei der Erzeugung Erneuerbarer Energien – temporär kann Solar- und Windenergie auch mal gar nicht verfügbar sein. Energiespeicher werden deshalb benötigt. Zudem stellen sich neue Anforderungen an die Regelbarkeit der für die Dunkelflaute benötigten Kraftwerke.

Um die volatile Verfügbarkeit der Leistung in den Griff zu bekommen und um Schwankungen der Leistung am Tag und in der Nacht ausgleichen zu können, sind Speicher erforderlich, die schnelles Be- und Entladen zulassen. Dafür sind Akkus ideal.

Bislang sprachen jedoch hohe Kosten gegen ihre Nutzung als Speicher, weil bei jedem Ladezyklus bislang 10 bis 20 Cent pro kWh für den Akku kalkuliert werden mussten. Als Aufschlag auf den ohnehin teuren Strompreis war und ist das nicht zumutbar. Das Kostenproblem lässt sich jedoch durch die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrs lösen. Akkus werden dadurch in bislang nicht vorstellbarer Menge verfügbar.

Elektroautos werden von ihren Käufern nach der gewünschten Reichweite ausgewählt und erhalten damit viel mehr Akkukapazität, als für den normalen täglichen Gebrauch tatsächlich benötigt wird. Geht man davon aus, dass für Elektro-Fahrzeuge künftig ähnliche Reichweiten gewünscht werden wie für Autos mit Verbrennungsmotor heute, dann wird die Akkukapazität bei 80 bis 200 kWh landen. Utopie? Keinesfalls, denn momentan steht eine Verdreifachung der Energiedichte von 130 Wh/kg auf 400 Wh/kg kurz vor der technischen Einführung. Manche Quellen sprechen sogar von 800 bis 1.000 Wh/kg bei sogenannten Glas-Akkus.

Berechnet man die zu erwartende Speicherkapazität mit durchschnittlich „nur“ 100 kWh pro Fahrzeug und geht außerdem davon aus, dass der Fahrzeugbestand in Deutschland durch die Elektrifizierung von 43 Millionen auf nur noch 20 Millionen Fahrzeugen sinken würde, dann beträgt die Speicherkapazität am Ende der Umstellung 4 TWh in den Fahrzeug-Akkus inklusive einer zweiten Nutzung im Second Life als stationäre Akkus.

Nimmt man weiter an, der statistisch zu 95% ruhende Verkehr könnte zu 80 % am Netz angeschlossen sein, ergibt sich bei einem Drehstromanschluss mit nur 11 KW eine Lade-/Abgabeleistung von 387 GW, bzw. bei 22 KW bereits 774 GW. Das sind Werte, die dem fünf- bis neunzehnfachen der heute abgefragten Kraftwerksleistung entsprechen, die je nach Strombedarf in etwa zwischen 40 und 80 GW Leistung schwankt. Die Akkukapazität aller Fahrzeuge und Second-Life-Akkus wäre somit ausreichend, um etwa 2,8 Tage lang die heutige durchschnittliche Stromversorgung ($520 \text{ TWh} / 365 \text{ Tage} = 1,43 \text{ TWh/d}$) sicherstellen zu können.

Damit wird das durch die Elektrifizierung des Verkehrs aufkommende Potential deutlich. Unabhängig davon, ob im Endausbau nur halb so viel Kapazität bleibt oder doppelt so viel verfügbar sein wird. In allen Fällen wäre der Beitrag, den Fahrzeug-Akkus leisten können, stets weit höher, als durch alle herkömmlichen Speichertechniken zur Verfügung gestellt werden kann. Sowohl die zu erwartende Kapazität als auch die zu erwartende Leistung übersteigen die in allen bisherigen Studien berücksichtigten Werte.

Die dritte Säule des BJ-Modells strebt deshalb zunächst die netzdienliche/systemdienliche Ladung und später die bidirektionale Nutzung der Fahrzeug-Akkus an. Dafür müsste die Infrastruktur so aufgebaut werden, dass die parkenden Fahrzeuge nahezu durchgehend ans Verteilernetz angeschlossen sein können. Mehr als 90 % der Ladevorgänge würden voraussichtlich während des Parkens zuhause, beim Arbeitgeber oder im öffentlichen Raum durchgeführt. Dadurch sinken die Anforderungen an den Aufbau der Infrastruktur zur Schnellladung (< 5 % der Ladevorgänge bei Durchschnittsfahrern, < 10 % bei Langstreckenfahrern) und das Leistungsproblem bei schnellen Ladevorgängen entfiel größtenteils.

Realistisch fahren Fahrzeuge für lange Strecken vollgeladen los. Eines der Hauptargumente gegen die netzdienliche Nutzung von Fahrzeug-Akkus lautet, dass diese leer wären, wenn man sie gerade braucht. Glücklicherweise wären aber in einem Szenario mit einer deutlichen Überproduktion an Strom die Akkus immer eher voll als leer. Manchmal sogar zu voll, um weitere Energie aufzunehmen. Die Anforderung wird also sein, ein optimales Akku-Management mit einer Kenntnis des Anforderungsprofils des Nutzers zu kombinieren. Das ist technisch ohne weiteres möglich, sobald man Wetterprognosen und Verbrauchsverhalten einbezieht.

Ein weiteres zentrales Argument gegen eine netzdienliche Nutzung von Fahrzeug-Akkus resultiert aus der Furcht, die Akkus würden darunter leiden. Das Gegenteil ist jedoch der Fall. Wie Verbraucher am Beispiel von Mobiltelefonen, Laptops oder anderen Akkus aus eigener Erfahrung wissen, verringert ein schlechtes Akku-Management deren Lebensdauer und Kapazität. Es wird also in den Service Leveln zwischen Ladekartenbetreiber und Fahrzeugbesitzer darauf ankommen, ein technisch ausgereiftes Akku-Management anzubieten. Dann wird der Fahrzeugbesitzer sogar froh sein, sich nicht selbst darum kümmern zu müssen.

Das dritte große Argument gegen die Elektrifizierung des Verkehrs wird mit der angeblich mangelnden Ladeinfrastruktur begründet. Insbesondere werden enorme Kosten und Anforderungen an den Netzausbau angeführt. Die Argumente sind nur bedingt richtig, denn sie beziehen sich auf die sehr schnelle Ladung der Akkus mit Gleichstrom. Ladeleistungen von 130 kW bzw. 220 kW (Tesla Supercharger), 300 kW oder später gar 800 kW (Ionity) erfordern natürlich den Ausbau der Infrastruktur. Hierfür kann keine der herkömmlichen Strukturen genutzt werden. Bei dieser Argumentation wird jedoch das Verhältnis zwischen Schnellladung und Ladeparken kaum berücksichtigt. Schnellladungen werden weniger als 5 oder 10 % der Ladevorgänge ausmachen, weil sie nur dann Anwendung finden, wenn das Fahrzeug eine Strecke zurücklegen soll, die über seiner maximalen Reichweite liegt.

Außerdem scheint in Vergessenheit zu geraten, dass die Ladung mit Wechselstrom bzw. Drehstrom letztlich nicht viel anders funktioniert als der Anschluss eines Durchlauferhitzers. Mit anderen Worten, hierfür steht an nahezu jedem Hausanschluss genügend Leistung zur Verfügung. Standard-Hausanschlüsse haben in der Regel mehr als 34 kW Anschlussleistung, können also Ladeleistungen mit 11 kW oder auch 22 kW ohne weiteres zur Verfügung stellen. Problematisch wäre lediglich, wenn alle Bewohner eines Hauses, einer Straße oder gar eines Ortsteils gleichzeitig laden wollten. Das würde dann genauso wenig funktionieren, wie wenn alle Haushalte gleichzeitig ihre Durchlauferhitzer anschalten, denn ein Durchlauferhitzer wird beispielsweise mit 21 kW bis 27 kW betrieben, hat also in etwa doppelt so viel Leistungsaufnahme wie ein 11 kW Ladeanschluss. Dabei ist jedoch zu beachten, dass sich die Gleichzeitigkeitsfaktoren beim E-Fahrzeug-Laden anders darstellen, weil Ladevorgänge deutlich länger dauern als Duschen und somit Überlappungen von Ladevorgängen verschiedener E-KfZ-Nutzer die Normalität darstellen.

Mobilitätsstatistiken zeigen, dass Fahrzeuge im Schnitt nur weniger als 50 km am Tag zurücklegen. Es müssten also durchschnittlich lediglich etwa 8 bis 15 kWh (je nach Fahrzeugtyp) nachgeladen werden. Die Ladezeit würde bei einem 11 kW-Anschluss zwischen 45 Minuten und 1,2 Stunden dauern. Damit könnten innerhalb einer einzigen Nacht mehr als zehn Fahrzeuge an einem Hausanschluss „nacheinander“ geladen werden. Das ist mit netzdienlicher/systemdienlicher Nutzung gemeint. Sie sollte durch den Verteilernetzbetreiber gesteuert und geregelt werden, um die einzelnen Netzkomponenten vor Überlastung zu schützen.

Durch die Elektrifizierung des Verkehrs würde sich der Gesamtstromverbrauch voraussichtlich um weniger als 1/3 erhöhen. Bei der oben vorgeschlagenen netzdienlichen Regelung der E-KfZ-Stromverbräuche würden keine wesentlichen Aufwendungen für den Netzausbau benötigt, da diese im Rahmen der Leitungskapazitäten regelbar wären.

Netzdienliche
Nutzung von
Fahrzeug-Akkus.



Kompensation fehlender Stromerzeugung über motorgetriebene Strom-Wärme-Anlagen in Millionen von Gebäuden – Nutzung der Abwärme zu Heizzwecken

Konventionelle Kraftwerke in Deutschland stillzulegen, bringt zwischen 20 und 35 Gigawatt mehr Bandbreite an freier Einspeisekapazität für Erneuerbare Energien. Herkömmliche Kraftwerke können nicht zwischen 0 und 100% Leistung gleichermaßen sinnvoll arbeiten. Die genaue Bandbreite, in der Kraftwerke geregelt werden und in welcher Geschwindigkeit die Leistungsänderung erfolgen kann, ist von Typ zu Typ verschieden. In allen Fällen hängt ihr Wirkungsgrad vom jeweiligen Betriebspunkt ab und verschlechtert sich, je weiter der aktuelle Betriebspunkt vom optimalen Betriebspunkt entfernt ist.

Vereinfacht kann man sagen, dass sich konventionelle Kraftwerke im Durchschnitt nur etwa bis zur Hälfte ihrer Nennleistung herunterfahren lassen. Für die Kraftwerksbetreiber ist es deshalb wirtschaftlicher, ihren Strom unter Preis abzugeben, als das Kraftwerk aus- und wieder anzuschalten. Mit anderen Worten, der Anteil, der von den Kraftwerken minimal produziert werden muss, blockiert die Einspeisung Erneuerbarer Energien und manifestiert damit den anteiligen CO₂-Ausstoß der Kraftwerke.

In bisherigen Szenarien soll das beschriebene Problem durch die Umstellung auf Gaskraftwerke gemildert werden. Gasturbinen können relativ schnell von Leerlauf auf Voll-Last geregelt werden. Aber auch hier muss ihr geringerer Wirkungsgrad in ungünstigen Betriebspunkten akzeptiert werden.

Die vierte Säule des Böllert-Jaschke-Modells bietet eine Lösung für diese Probleme: motorgetriebene Strom-Wärme-Anlagen (SWA) in Millionen von Gebäuden. In bestimmten Fällen könnte anstelle des Motors auch eine Micro-Turbine Verwendung finden. Durch die große Anzahl der Strom-Wärme-Anlagen, ist eine beliebig feine Regelung möglich. Alle Systeme laufen jeweils im Bestpunkt – sie sind innerhalb von Sekunden entweder „An“ oder „Aus“.

Die Umstellung auf motorgetriebene Stromerzeuger und die Verlagerung dieser Strom-Wärme-Anlagen in die Gebäude bringt einen weiteren und noch größeren Vorteil mit sich: Während die Abwärme in den Kühltürmen konventioneller Großkraftwerke an die Umwelt abgegeben wird, kann sie nun zur Gebäudeheizung verwendet werden. Ohne Kostenaufwand für eine eigene Infrastruktur zu benötigen, wie es andere KWK-Konzepte erfordern, ist die motorgetriebene Strom-Wärme-Anlage als Ersatz für konventionelle Heizungsanlagen gedacht – und dieser Ersatz kann durch Massenproduktion sogar sehr preiswert sein.

Die Abwärme der motorgetriebenen Strom-Wärme-Anlagen wäre nach heutigem Stand größer, als es die gesamte benötigte Heizwärme in den Gebäuden ist. Die Einsparung von Heizenergie ist deshalb bei der Umsetzung des Böllert-Jaschke-Modells keine uneingeschränkt sinnvolle Forderung mehr. Es erscheint nicht zweckmäßig, die Isolierung der Gebäude so weit zu erhöhen, dass man zur Beseitigung der Abwärme für die Netzstabilisierung danach Zusatzkühler anbringen muss. Die bislang erreichte Energieeffizienz bei Gebäuden müsste im Bestandsbereich deshalb nicht mehr zwingend erhöht werden. Dafür vorgesehene Finanzmittel könnten anderweitig eingesetzt werden.

Erst bei einer deutlich weiter vorangeschrittenen Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, wenn die motorgetriebenen Strom-Wärme-Anlagen immer weniger Stunden pro Jahr laufen, würde die Forderung nach Wärmeeinsparung wieder zweckmäßig.

Wegen der immer weiter sinkenden Betriebsstundenzahl konventionell arbeitender Kraftwerke ist es von wesentlicher Bedeutung, die Auslegung des Kraftwerksparks vollständig zu überdenken. Anlagen die beispielsweise nur noch 10 Tage im Jahr laufen, das wären 240 Stunden, hätten bei einer heute üblichen Dimensionierung der Komponenten auf 100.000 Betriebsstunden (oder mehr) eine technische Lebensdauer von theoretisch mindestens 400 Jahren. Eine solche Auslegung wäre widersinnig, zumindest aber höchst unwirtschaftlich. An diesem Beispiel wird deutlich, wie sich die aktuelle Auslegung von Heizkraftwerken (HKW und BHKW) wesentlich vom BJ-Modell unterscheidet. Böllert und Jaschke schlagen eine wartungsfreie Auslegung der SWA auf etwa 3.000 bis 5.000 Betriebsstunden vor und erhalten damit eine Strom-Wärme-Anlage, die um ein Vielfaches preisgünstiger ist als bisherige Anlagen.

Ein derzeit häufig gehörter Slogan lautet: Effizienz 2.0 ist Flexibilität. Das BJ-Modell geht von einer erheblichen Überdimensionierung und einer Verteilung der Erzeugungskapazitäten für die Strom-Wärme-Anlagen aus. Damit werden für die einzelne Anlage weniger Betriebsstunden möglich und durch den Wärmepuffer ergibt sich de facto eine Entkopplung aus der klassischen wärme- oder stromgeführten Fahrweise. Es entsteht ein flexibler Mischbetrieb. Die Wärme kann im normalen Betrieb über mindestens 24 Stunden gepuffert werden. Längere Pufferzeiten sind möglich, nur sinkt dann der Wirkungsgrad. Die Stromproduktion kann in einer solchen Konstellation auf die konkrete Anforderung der einzelnen Niederspannungs-Zelle hin optimiert werden.

Die Überdimensionierung der Erzeugungskapazität bietet zusätzliche Optionen zur Flexibilisierung. Hier ein Beispiel: 40 Stück an 15-kW-Strom-Wärme-Anlagen in einer einzelnen Niederspannungs-Zelle würden bereits eine zusätzlich mögliche Ladeleistung von 600 kW für E-KFZ ergeben, ohne dass der ON-Trafo überhaupt in Anspruch genommen wird. Das Beispiel zeigt, wie mit dem BJ-Modell zusätzlichen Anforderungen aus der Elektrifizierung des Verkehrs begegnet werden kann. In vielen Fällen sogar, ohne dass Investitionen ins Verteilernetz notwendig werden.

Auf jeden Fall beseitigt die vierte Säule des BJ-Modells vollständig die Sorge vor der Dunkelflaute, die häufig als Argumentation für den Erhalt konventioneller Kraftwerke dient. Auf 20 Millionen Gebäude hochgerechnet, ergäbe sich aus den Strom-Wärme-Anlagen, mit je 15 kW, in Summe eine Kraftwerksleistung von etwa 300 GW, die jederzeit zugeschaltet werden kann. Das entspricht fast dem vierfachen der heute verfügbaren Kraftwerkskapazität und erhöht damit die Resilienz des Systems deutlich.

Netzdienliche/systemdienliche Nutzung von Power-to-X-Technologien als lang-zeitiger Energiespeicher und zum Ausgleich jahreszeitlicher Schwankungen

Um die jahreszeitlichen Leistungsschwankungen von Photovoltaik- und Windkraftanlagen auszugleichen, bilden Power-to-X-Technologien die fünfte Säule im BJ-Modell. Stromüberschüsse werden entweder in Form von Power-to-heat direkt zur Deckung von Wärmebedarf verwendet oder chemisch gebunden gespeichert und in Zeiten, in denen nicht genügend Erneuerbare Energien oder Akkus zur Verfügung stehen, wieder in Elektrizität umgewandelt.

Gerade die Power-to-heat Technologie ist mit sehr geringen Investitionskosten verbunden und kann einen wesentlichen Betrag dazu leisten, hohe Leistungsüberschüsse direkt in Wärme umzuwandeln. Die starken Peaks von Solarenergie im Sommer und von Windstrom im Winter können dadurch kostengünstig nutzbar gemacht werden. Die Strom-Wärme-Anlagen im BJ-Modell würden mit einer kleinen Power-to-heat-Anlage, ähnlich einer Heizpatrone, gekoppelt.

Die kurzfristige Tag-Nacht-Differenz kann mit künftig zu erwartenden Akkukapazitäten ohne Schwierigkeiten ausgeglichen werden. Für Sommer-Winter-Schwankungen sind Akkumulatoren jedoch technisch ungeeignet. Die drei einfachsten chemischen Speicher sind Wasserstoff, Methan und Flüssiggas. Kraftstoffe, mit denen die in der vierten Säule des BJ-Modells genannten motorgetriebenen Strom-Wärme-Anlagen betrieben werden können.

In den Sommermonaten liefern Photovoltaikanlagen, in den Wintermonaten Windkraftanlagen anteilig mehr Energie. Eine Kombination beider Techniken ist daher wünschenswert. Das genaue Verhältnis aufeinander abzustimmen, ist eine lösbare Optimierungsaufgabe, auf die hier nicht vertieft eingegangen wird.

Ob die Umwandlung temporär überschüssiger Energie in chemisch gebundene Speicher auf Dauer in großtechnischen Anlagen erfolgt, oder ob es irgendwann als Massenbauteil herstellbare Komponenten dafür geben wird, ist vorläufig noch offen. Das wird von den erforderlichen Betriebszuständen und der technischen Entwicklung der kommenden Jahre abhängen. Bei mehr Offshore-Windenergie wird der Aufbau von P2X Großanlagen im Küstenbereich sehr wahrscheinlich sinnvoll.

Grundsätzlich ist chemisch gebundene Speicherung überschüssigen Stroms die Technologie mit dem schlechtesten Wirkungsgrad zur Rückverstromung. Das führt rasch zu der Forderung, sie so wenig wie möglich zur Sicherstellung der Stromversorgung zu nutzen. Dabei sei aber noch einmal darauf verwiesen, dass weder Photovoltaik noch Windenergie zu jeder Zeit garantierte Leistung zur Verfügung stellen können. Erneuerbare Energien sind und bleiben wetterabhängig.

Aus diesem Grund wird von verschiedenen Autoren, die noch in der »alten Welt« der Energieerzeugung behaftet sind, behauptet, man könne nicht auf herkömmliche Kraftwerke verzichten. Das ist zwar falsch, richtig daran ist aber, dass eine gesicherte Kraftwerksleistung jederzeit verfügbar sein muss. Das geht eben nur, wenn speicherbare Energieträger in ausreichendem Maße vorgehalten werden. Das Gasnetz ist dazu mit einer Speicherkapazität von etwa 240 TWh bestens geeignet, denn mit diesem Energievorrat könnten mehrere Monate Dunkelflaute überbrückt werden.

Es gilt also mit Power-to-X Technologie sogenannte Green-Gas und Green-Liquid Energieträger zu produzieren. Gleichzeitig sollte die Technologie jedoch wegen des geringen Wirkungsgrades bei der Rückverstromung nur soweit wie unbedingt erforderlich zum Einsatz kommen. Egal wie viele Stunden die Dunkelflaute pro Jahr genau ausmacht, in jedem Fall sind die summierten Verluste im BJ-Modell um ein Vielfaches geringer als die Verluste des heutigen Energiesystems.

Es sei außerdem erwähnt, dass Kohlenwasserstoffe auch als Rohstoff für die chemische Industrie Verwendung finden. Es wird also, um auch diese „Green“ herzustellen, zwangsläufig künftig mehr Strom aus Erneuerbaren Energien produziert werden müssen als zur Energieversorgung selbst erforderlich ist.

Großtechnische Anlagen werden umso wirtschaftlicher, je höher ihre jährlichen Betriebsstunden sind. Deshalb schlagen Böllert und Jaschke vor, entsprechende Anlagen nicht nur zur Kappung von Spitzen zu verwenden, sondern ihnen im Zusammenspiel mit den Akkus zu einer höheren Anzahl an Betriebsstunden zu verhelfen, um die spezifischen Betriebskosten für P2X zu senken. Das bedeutet, die Anlagen sollten außerhalb der Dunkelflaute möglichst vollumfänglich laufen.

Resümee

Unsere Gesellschaft ist in der Lage eine auf Sonne und Wind basierende Energieversorgung für alle Sektoren aufzubauen. Der Umbau der Energieversorgung wird die etablierten Geschäftsmodelle der gesamten Branche verändern.

Durch ein intelligentes Zusammenspiel in der Regelung der fünf Säulen des BJ-Modells können vorhandene Verteilernetze ohne weitreichende Ausbaurkosten weiter betrieben werden und dennoch die Anforderungen erfüllen, die aus der Elektrifizierung des Verkehrs, dem Aufbau von Wärmepumpen und dem starken Ausbau der Solar- und Windkraft-Erzeugung erwachsen.

Kleine und mittlere Energieversorgungsunternehmen können im Wettbewerb bestehen. Lokale Stadtwerke und Verteilernetzbetreiber generieren auskömmliche Einnahmen aus dem Betrieb der Infrastruktur in Form von gestaffelten Flatrates. Viele weitere Services sind denkbar.

Energie kann in Zukunft weit weniger kosten als es heute der Fall ist. Ein Überangebot steht zur Verfügung. Die klassische Form des Energiesparens wird sich nach der Umstellung auf regenerative Energien verändern – Baukosten werden sinken. Das an Rohstoffen arme Deutschland benötigt keine Energieimporte mehr. Die Bürgerinnen und Bürger erlangen eine höhere Kaufkraft, weil ihre bisherigen Kosten für Strom, Wärme und Tanken durch eine komfortable und günstige Flatrate ersetzt werden können.

Um den Umstellungsprozess zu beschleunigen, ist es aus Sicht der Autoren sinnvoll, die Steuer- und Abgabenlast für diejenigen Kunden zu senken, die entsprechende Verfahrenstechniken durch ihre Investitionen finanzieren. Am Ende sollte es möglich sein, die Technologien zur kostensenkenden Umstellung auf Erneuerbare Energien zu einem Exportgeschäft zu machen.

Literaturverzeichnis

- ¹ Energiedaten-gesamt-Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.xlsx, Stand 22.01.2019, BMWI
- ² Statistisches Bundesamt, Fachserie 19, R. 2.1.1 und 2.2, Wiesbaden, verschiedene Jahrgänge
- ³ Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fraunhofer ISE, Download von www.pv-fakten.de, Fassung vom 18.2.2019, Seite 45
- ⁴ DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf, Fraunhofer ISE, Fassung von März 2018, Seite 2

Aus Daten wird Wissen.

ADAICA
Dimension
2030 

ADAICA Deutschland GmbH
In der Strenge 1
37213 Witzenhausen

Office:
Kasseler Landstraße 5
37213 Witzenhausen

Telefon 055 42 601 55-00
E-Mail: info@adaica.com

www.adaica.com