

**Bericht der AG 3 Interaktion**

**an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien,  
die Bundeskanzlerin und  
die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder**

Stand: 15.10.2012

## **Vorbemerkung:**

Die hier dargestellten Ergebnisse der Arbeitsgruppe sind nicht notwendig und nicht in jedem Fall identisch mit der Position des Bundesumweltministeriums oder der Bundesregierung.

## **A. Zusammenfassung**

Das Energiekonzept der Bundesregierung bezeichnet die Sicherstellung einer zuverlässigen, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung als eine der größten Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Es werde dabei vor allem um die Umsetzung eines zentralen politischen Ziels für unser Energiesystem der Zukunft gehen: Deutschland solle in Zukunft bei wettbewerbsfähigen Energiepreisen und hohem Wohlstandsniveau eine der energieeffizientesten und umweltschonendsten Volkswirtschaften der Welt werden. Ein hohes Maß an Versorgungssicherheit, ein wirksamer Klima- und Umweltschutz sowie eine wirtschaftlich tragfähige Energieversorgung seien zugleich zentrale Voraussetzungen, dass Deutschland auch langfristig ein wettbewerbsfähiger Industriestandort bleibt.

In diesem Zusammenhang formuliert das Energiekonzept der Bundesregierung insbesondere das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch zunächst auf 35 Prozent und langfristig auf 80 Prozent zu erhöhen. Dabei werden voraussichtlich Wind und Photovoltaik den Zubau der erneuerbaren Energien (EE) dominieren und so zum 'leitenden System', an dem sich andere Erzeuger und Verbraucher orientieren.

Die AG Interaktion der Plattform Erneuerbare Energien hat sich vor diesem Hintergrund mit dem Ziel, die Klimaschutzpolitischen Ziele zu erreichen sowie dabei Versorgungssicherheit und wirtschaftliche Tragfähigkeit zu wahren, bei ihren drei Sitzungen mit den folgenden Fragen auseinander gesetzt:

- 1. Welche technischen Anforderungen stellt ein zunehmender Anteil erneuerbarer Energien an den Rest des Stromsystems?**
- 2. Welche Flexibilitätsoptionen können helfen, diese Anforderungen zu erfüllen?**
- 3. Welche Hemmnisse müssen abgebaut werden, damit die Flexibilitätsoptionen genutzt werden können?**

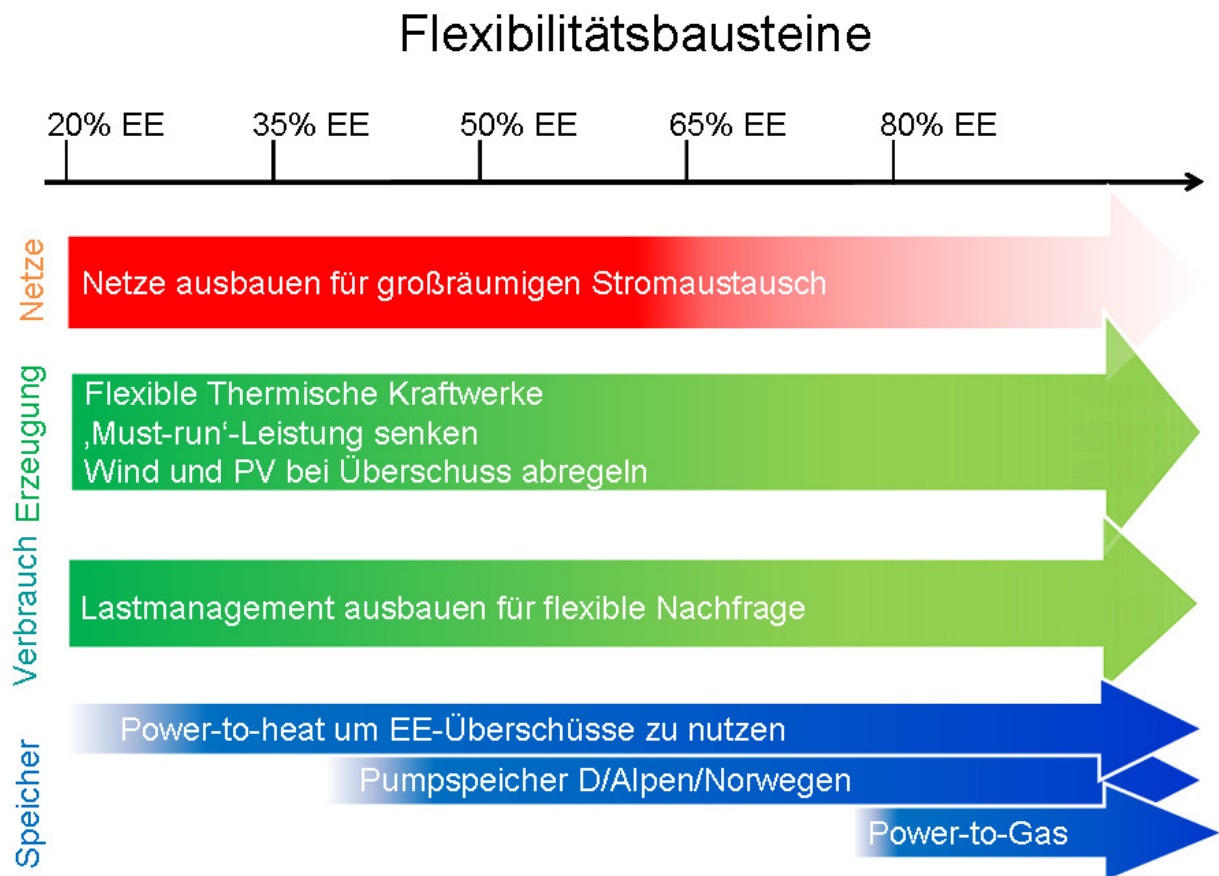
Nach Einschätzung der in der Arbeitsgruppe vertretenen Wissenschaftler und Berater sind die quantitativen Ziele des Energiekonzepts für Strom aus erneuerbaren Energien als Ergebnis eines technisch-wirtschaftlichen Optimierungsprozesses bei gleichbleibend hoher Versorgungssicherheit zu bezahlbaren Preisen erreichbar – Voraussetzung dafür ist allerdings, dass das Stromsystem so weiter entwickelt wird, dass es den technischen und wirtschaftlichen Anforderungen gerecht wird. Die größten **technischen Anforderungen** in einem Stromsystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien sind:

- **‚Flexibilität‘**: Verbrauch und Erzeugung müssen flexibel auf ein großes (‚Überschuss‘) oder geringes (‚Knappheit‘) Angebot an Wind- und Sonnenstrom reagieren,
- **‚Schnelligkeit‘**: Verbrauch und Erzeugung müssen sich schnell an das teilweise rasch schwankende Angebot von Wind und Sonne anpassen.

Vor allem folgende Flexibilitäten können aus technischer und ökonomischer Sicht im Rahmen eines Wettbewerbs zwischen den Flexibilitäten eine wichtige Rolle spielen, um das Stromsystem fit für hohe Anteile erneuerbarer Energien zu machen:

- **‚Netze ausbauen‘**: Der angemessene Ausbau des Netzes ist in jedem Fall sinnvoll und notwendig. Er erlaubt es, großräumige Ausgleichseffekte zu nutzen.
- **‚Kraftwerke flexibilisieren‘**: Bestehende und neue Kraftwerke können so ausgelegt werden, dass sie flexibler auf den restlichen Strombedarf reagieren und zudem tiefere Mindestlastpunkte aufweisen (so genannte „Must-run“-Kapazität eines Kraftwerkes), um so die die Aufnahmekapazität des Systems für Erneuerbare Energien zu erhöhen.
- **‚Wind und Photovoltaik bei Überschuss abregeln‘**: Bei extremen Überschüssen in wenigen Stunden des Jahres kann es volkswirtschaftlich effizienter sein, Wind und Sonne abzuregeln, als das Netz „bis zur letzten Kilowattstunde“ auszubauen.
- **‚Lastmanagement ausbauen‘**: Die Nachfrage kann sich stärker als bislang an das fluktuierende Angebot anpassen.
- **‚Pumpspeicher und Power-to-Heat nutzen‘**: Pumpspeicher und die Nutzung von Überschussstrom zur Wärmeproduktion (Power-to-Heat) können dazu beitragen, den auf absehbare Zeit geringen Speicherbedarf zu decken.

Die nachfolgende Abbildung gibt einen schematischen Überblick über die mögliche effiziente Einsatzreihenfolge der genannten Flexibilitätsbausteine.



Diese sechs Flexibilitätsbausteine umfassen 20 einzelne Flexibilitätsoptionen, die in diesem Bericht beschrieben sind. In einem Anhang zum Bericht sind die Potenziale der einzelnen Flexibilitätsoptionen erfasst, sowie die Hemmnisse, die bisher teilweise einer Nutzung der Potenziale im Wege stehen.

Das technische Potenzial an Flexibilitäten ist höher als der Bedarf. Daher kann der Fokus zunächst auf die kosteneffizienten und leicht umsetzbaren Flexibilitäten gelegt werden. Ziel der AG ist es jedoch nicht, einen exakten Fahrplan für den Einsatz der Flexibilitäten vorzugeben. Vielmehr sollte ein Wettbewerb der Flexibilitäten ermöglicht werden, der ggf. durch Forschung und Markteinführung flankiert werden kann.

Im nächsten Schritt wird die Arbeitsgruppe Handlungsempfehlungen ableiten, um Hemmnisse abzubauen und einen effektiven und effizienten Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen zu ermöglichen.

Das Büro für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages hat am 30.08.2012 einen Bericht zum Thema „Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung“ (Drs. 17/10579) vorgelegt, der die Einschätzungen der AG Interaktion umfassend bestätigt.

## Flexibilitätsoptionen im Stromversorgungssystem detailliert

<b>Netze</b>
Stromnetz optimieren (Flexibilität 1)
Netzneubau (Flexibilität 2)
Netz-Bewirtschaftung im EU-Verbund (Flexibilität 3)
<b>Erzeugung</b>
Ertüchtigung bestehender Kraftwerke („retrofit“) (Flexibilität 4)
Neubau hochflexibler thermischer Kraftwerke (Flexibilität 5)
Netzersatzanlagen in den Markt einbinden (Flexibilität 6)
Kapazitätssicherung im EU-Verbund (Flexibilität 7)
Strommarktgeführte Fahrweise KWK (Flexibilität 8)
Strommarktgeführte Fahrweise Biomasse (Flexibilität 9)
Regelleistung aus flexibleren Kraftwerken, Pumpspeichern, Lastmanagement und erneuerbaren Energien (Flexibilität 10)
Kraftwerksunabhängige Systemdienstleistungen (Flexibilität 11)
Einspeisemanagement Wind & PV (Flexibilität 12)
Verbesserte Auslegung von Wind & PV-Anlagen (Flexibilität 13)
Strommarktgeführte Fahrweise EE-Anlagen (Flexibilität 14)
Gasproduktion aus Biomasse statt direkter Verstromung (Flexibilität 15)
<b>Verbrauch</b>
Flexibilisierung der Nachfrage (Lastmanagement) (Flexibilität 16)
<b>Speicher</b>
Pumpspeicher in Deutschland, Alpen und Skandinavien (Flexibilität 17)
Nutzung von Strom zur Gasproduktion (Power-to-gas) (Flexibilität 18)
Nutzung/Speicherung von Strom in Wärme (Power-to-Heat) (Flexibilität 19)
Andere Speicher (Flexibilität 20)

# Inhaltsverzeichnis

A. Zusammenfassung .....	2
B. Einleitung.....	8
I. Ausgangslage: Das Energiekonzept der Bundesregierung.....	8
II. Ziel: Effiziente Integration von EE und dem Gesamtsystem .....	9
III. Auftrag und Zeitplan der AG Interaktion .....	9
C. Zentrale Merkmale des zukünftigen Stromsystems .....	12
I. Starke Schwankungen des Angebots an erneuerbaren Energien .....	12
II. Größere Entfernung zwischen Erzeugung und Verbrauch.....	12
D. Herausforderungen für das Stromsystem .....	13
I. Herausforderungen an Erzeugung und Verbrauch .....	13
II. Herausforderungen an das Stromnetz und den Systembetrieb .....	14
E. Flexibilitätsbausteine aus technisch-ökonomischer Sicht.....	15
I. Einführung .....	15
II. Flexibilitätsoptionen im Netz .....	18
III. Flexibilitätsoptionen im Bereich thermischer Kraftwerke .....	22
IV. Flexibilitätsoptionen im Bereich Erneuerbare Erzeugung .....	29
V. Flexibilitätsoptionen auf der Nachfrageseite .....	32
VI. Speicher als Flexibilitätsoption.....	34

Anhang: Potenziale und Hemmnisse der Flexibilitätsoptionen

## **B. Einleitung**

### ***I. Ausgangslage: Das Energiekonzept der Bundesregierung***

Die Bundesregierung hat in ihrem Energiekonzept das Ziel vorgegeben, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 bis 95 Prozent zu verringern und den Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch bis zum Jahr 2020 auf mindestens 35 Prozent, bis 2030 auf mindestens 50 Prozent und bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80 Prozent zu erhöhen.

Alle Szenarien, die das Energiekonzept der Bundesregierung mit seinen energie- und klimapolitischen Zielen abbilden, gehen von stark ansteigenden Anteilen erneuerbarer Energien sowohl bei der installierten Leistung als auch bei der Stromproduktion aus. Der Zubau wird insbesondere auf Windenergie und Photovoltaik konzentriert sein, da die zusätzlichen nachhaltig nutzbaren Potenziale dort deutlich größer sind als beispielsweise bei der Biomasse. Aufgrund der hohen installierten Leistungen und der Dargebotsabhängigkeit werden Wind und PV in allen Szenarien zunehmend zum „leitenden System“. Der Stromsektor wird zudem voraussichtlich zunehmend Energie für den Wärme- und Verkehrsbereich bereitstellen, da die Potenziale Erneuerbarer Energien in den anderen Sektoren stärker limitierend sind.

Die Bundesregierung hat in ihrem Energiekonzept herausgearbeitet, dass mit dem stetig wachsenden Anteil erneuerbarer Energien allerdings das gesamte Energieversorgungssystem – konventionelle, erneuerbare Energien, Netze, Speicher und deren Zusammenspiel – optimiert werden muss. Ziel ist es, die Transformation der Energieversorgung für Wirtschaft und Verbraucher wirtschaftlich vernünftig zu gestalten. Für ein hohes Maß an Versorgungssicherheit müssen auch in Zukunft genügend Ausgleichs- und Reservekapazitäten bereit stehen.

### ***II. Ziel: Effiziente Integration von EE und dem Gesamtsystem***

Die Bundesregierung orientiert sich bei den Maßnahmen, die sie ergreift, um die Ziele des Energiekonzepts zu erreichen, am energiepolitischen Zieldreieck: Es geht darum, Klima- und Umweltschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit miteinander zu vereinbaren. Für die Stromversorgung heißt das: Wir müssen die erneuerbaren Energien und das herkömmliche Stromsystem wirtschaftlich effizient integrieren und dabei die Versorgungssicherheit und ein hohes Umweltschutzniveau jederzeit gewährleisten.



Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist es nicht effizient zunächst die Einspeisung von Strom aus Wind- und Solarenergie zu einem Grundlastband zu glätten und dann die Lücke zwischen Verbrauch und dem Grundlastband aus erneuerbaren Energien erneut mit Hilfe von Flexibilitätsoptionen zu schließen. Vielmehr sollten die Flexibilitätsoptionen eingesetzt werden, um direkt die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien und Verbrauch in Einklang zu bringen.

### ***III. Auftrag und Zeitplan der AG Interaktion***

#### **1. Auftrag**

Auftrag der AG Interaktion ist es, konkrete Lösungsmöglichkeiten für das optimierte Zusammenwirken von erneuerbaren Energien, konventioneller Erzeugung und der Nachfrage unter Berücksichtigung des EU Kontextes zu identifizieren mit dem Ziel,

- erneuerbare Energien und konventionellen Kraftwerkspark zu integrieren,
- Versorgungssicherheit zu erhalten und
- Kosten zu minimieren.

Dazu sollen im ersten Schritt drei Fragen beantwortet werden:

1. Welche (technischen) Herausforderungen stellt ein zunehmender EE-Anteil an das Stromsystem, das Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit berücksichtigt?
2. Welche Flexibilitäten können helfen, diese Anforderungen zu erfüllen?
3. Welche Hemmnisse müssen abgebaut werden, damit die Flexibilitätsoptionen genutzt werden können?

#### **2.**

#### **3. Bisheriger Verlauf**

Bei ihrer Auftaktsitzung am 12.07.2012 hat die Arbeitsgruppe auf Basis der Präsentationen von

- Prof. Dr. Michael Sterner (Fraunhofer IWES und Hochschule Regensburg),
- Dr. Frank Sensfuß (Fraunhofer ISI),
- Dr. Christoph Maurer (Consentec),
- Dr. Marco Nicolosi (Ecofys),
- Dr. Michael Ritzau (BET) und
- Andreas Jahn (RAP)

folgende Fragen diskutiert:

1. Welche technischen Anforderungen stellt ein zunehmender Anteil erneuerbarer Energien an den Rest des Stromsystems und
2. Welche Flexibilitätsoptionen können helfen, diese Anforderungen zu erfüllen?

Auf der Grundlage der Präsentationen, der Diskussion in der Arbeitsgruppe sowie von Kommentaren und Hinweisen der weiteren in der AG beteiligten Forscher und Berater

- Prof. Dr. Thorsten Beckers (TU Berlin),
- Hauke Hermann (Öko-Institut),
- Prof. Dr. Christian von Hirschhausen (TU Berlin),
- Prof. Dr. Uwe Leprich (IZES, Universität Saarbrücken),
- Dr. Christian Nabe (Ecofys),
- Markus Peek (R2B) und
- Niklas Roterling (RWTH Aachen)

ist der vorliegende Entwurf eines Berichts erstellt worden. Er wurde anschließend an die Teilnehmerinnen und Teilnehmer der Arbeitsgruppe zur Kommentierung und als Grundlage für die zweite Sitzung der Arbeitsgruppe versandt.

Die Teilnehmer haben den Bericht in allen zentralen Aussagen bestätigt. Die Detailkommentare wurden bei der 2. und 3. Sitzung diskutiert und in den vorliegenden Bericht eingearbeitet.

Parallel wurde damit begonnen, die Potenziale der Flexibilitätsoptionen und Hemmnisse zu ihrer Nutzung zu erfassen (siehe Anhang zu diesem Bericht). Einige Flexibilitätsoptionen wurden in der 3. Sitzung bereits detaillierter diskutiert im Hinblick auf ihre Potenziale und welche Hemmnisse abgebaut werden müssten.

## **C. Zentrale Merkmale des zukünftigen Stromsystems**

Ein Stromsystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien, insbesondere mit hohen Anteilen Wind- und Solarenergie, weist verschiedene Charakteristika auf, die es von einem herkömmlichen Stromsystem unterscheiden.

### ***I. Starke Schwankungen des Angebots an erneuerbaren Energien***

Erstes wesentliches Merkmal des Stromsystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien sind starke Schwankungen des Angebots von Strom aus den dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien, insbesondere Wind und Photovoltaik. Diese Schwankungen führen zu starken Schwankungen der Residuallast<sup>1</sup>.

Je größer der Stromverbund ist, desto mehr gleichen sich diese Schwankungen aus. Dies gilt besonders für den kurzfristigen Zeitbereich bis zu einer Stunde.

### ***II. Größere Entfernung zwischen Erzeugung und Verbrauch***

Zweites wesentliches Merkmal des Stromsystems mit hohen Anteilen erneuerbaren Energien sind größere Entfernungen zwischen Erzeugung und dem Verbrauch. Der Grund dafür ist, dass erneuerbare Ressourcen teilweise regional nur begrenzt zur Verfügung stehen oder verbrauchsnahe nicht immer wirtschaftlich erschließbar sind.

## **D. Herausforderungen für das Stromsystem**

Aus den unter C genannten Merkmalen ergeben sich verschiedene Anforderungen an die einzelnen Bestandteile des Stromsystems, um die erneuerbaren Energien effizient, sicher und umweltverträglich in das Gesamtsystem zu integrieren. Diese Anforderungen decken sich in Teilen mit den Anforderungen, die sich aus der zunehmenden Integration des europäischen Strombinnenmarktes und der damit einhergehenden vermehrten Stromhandelstätigkeit sowie aus dem Erneuerungsbedarf des Kraftwerksparks und der Stromnetze ergeben, gehen aber in vielen Bereichen auch darüber hinaus.

---

<sup>1</sup> Der Begriff Residuallast bezeichnet die Restnachfrage, die nicht von erneuerbaren Energien bedient wird, sondern von konventionellen Kraftwerken gedeckt werden muss.

## ***I. Herausforderungen an Erzeugung und Verbrauch***

Herausforderungen an Erzeugung und Verbrauch resultieren insbesondere aus den starken Schwankungen des EE-Angebotes und fokussieren sich auf drei Bereiche:

- **‚Schnelligkeit‘**, d.h. steile Rampen bzw. hohe Leistungsgradienten:

Die Erzeugung von Strom aus Wind und Photovoltaik ändert sich innerhalb des Tagesverlaufes teilweise sehr schnell und teilweise auch gegenläufig zur Last. Erzeugung und – so weit möglich – der Verbrauch müssen jederzeit schnell genug erhöht oder reduziert werden können, um die Residuallast zu decken.

- **‚Überschüsse‘**, d.h. hohe Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien bei niedriger Last:

Ohne den Einsatz von Flexibilitätsoptionen wird die Erzeugung von Strom aus Windenergie und Photovoltaik zukünftig absehbar zeitweise höher sein als die Last.

- **‚Knappheit‘**, d.h. geringe Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien bei hoher Last.

Es muss jederzeit ausreichend gesicherte Leistung zur Lastdeckung vorhanden sein, damit auch bei hoher Last und geringer Erzeugung von Strom aus Windenergie und Photovoltaik die Versorgung gesichert ist.

Der Bedarf an gesicherter Leistung ist abhängig von der Höchstlast. Bei steigendem Anteil von Strom aus Windenergie und Photovoltaik sinkt der Bedarf an gesicherter Leistung aus anderen Quellen leicht, da Wind und Photovoltaik in einem geringen Umfang zur gesicherten Leistung beitragen.

Die Integration von Wind und Photovoltaik wird erleichtert wenn das Stromversorgungssystem nicht isoliert betrachtet wird, sondern auch die sektorüberschreitenden Flexibilitäten an der Schnittstelle zum Wärme-, Kälte-, Gas- und Verkehrssektor berücksichtigt werden.

## ***II. Herausforderungen an das Stromnetz und den Systembetrieb***

Auch das Stromnetz muss neuen Herausforderungen gerecht werden. Dazu zählen insbesondere:

- Ein höherer **Transportbedarf** über größere Entfernungen als heute.
- Ein **komplexerer Systembetrieb**, der eine kurzfristigere Systemsteuerung und Systemplanung sowie die Einführung neuer Prozesse und Kommunikationswege unter Beteiligung aller Akteure erforderlich machen kann.
- Perspektivisch die Notwendigkeit, **Systemdienstleistungen** wie Regelleistung, Blindleistung, Kurzschlussleistung und Spannungshaltung zunehmend auch **unabhängig von thermischen Kraftwerken** bereit zu stellen.
- Das Erfordernis, die heute rein passiven Verteilnetze (insbesondere ländliche Verteilnetze mit hohen EE-Potenzialen) zu steuerbaren, **intelligenten Netzen** umzubauen.

## **E. Flexibilitätsbausteine aus technisch-ökonomischer Sicht**

### ***I. Einführung***

#### **1. Gliederung**

Für die beschriebenen Herausforderungen kommen verschiedene Flexibilitätsoptionen in Frage, die im Folgenden aufgeführt werden geordnet nach

- Stromnetze,
- Erzeugung
  - aus thermischen Kraftwerken – inklusive KWK - auf Basis fossiler sowie biogener und anderer erneuerbarer Brennstoffe sowie
  - aus Wind und PV
  - anderen erneuerbaren Energien
- Nachfrageseite und
- Speichern.

Die im Folgenden diskutierten Flexibilitätsbausteine sind größtenteils heute bereits technisch verfügbar.

## 2. Einordnung der erneuerbaren Energien

Bei erneuerbaren Energien wird unterschieden zwischen den dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien (z.B. Wind und Sonne) und den nicht-dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien (z.B. Biomasse, Wasserkraft und Geothermie). Im Rahmen dieses Papiers liegt der Fokus auf Wind, PV und Biomasse, da diese voraussichtlich den Zubau dominieren werden, bzw. die größten Herausforderungen und Lösungsbeiträge bringen werden.

Die Stromerzeugung aus Biomasse wird unter den thermischen Kraftwerken behandelt, da die Gemeinsamkeiten in den Handlungsoptionen denen fossiler Kraftwerke ähnlicher ist als den Handlungsmöglichkeiten von Wind und PV.

## 3. Verhältnis der Flexibilitätsoptionen untereinander

Viele der im Folgenden diskutierten Flexibilitätsoptionen tragen zur Bewältigung mehrerer der oben beschriebenen Herausforderungen gleichzeitig bei. So kann z.B. Lastmanagement sowohl zur Absenkung des Verbrauchs bei ‚Knappheit‘ (geringer Wind/PV-Produktion), zur Steigerung des Verbrauchs bei ‚Überschüssen‘ (hoher Wind/PV-Produktion) und zur ‚Schnelligkeit‘ (Abflachung steiler Rampen) eingesetzt werden.

Zudem verhalten sich viele der Optionen zueinander wie kommunizierende Röhren: Verzögert sich die Umsetzung einer Option aus technischen, wirtschaftlichen oder politischen Gründen, kann der Beitrag von anderen Optionen zumindest teilweise kompensiert werden. Energieeffizienz, Lastmanagement, Retrofit bestehender Kraftwerke, optimierte Kapazitätssicherung im EU Verbund durch Marktkopplung, die Flexibilisierung von KWK-Anlagen durch Wärmespeicher, die Nutzung von Überschussstrom zur Wärmeproduktion *verringern* beispielsweise den Bedarf an Kraftwerks- und Speicherzubau.

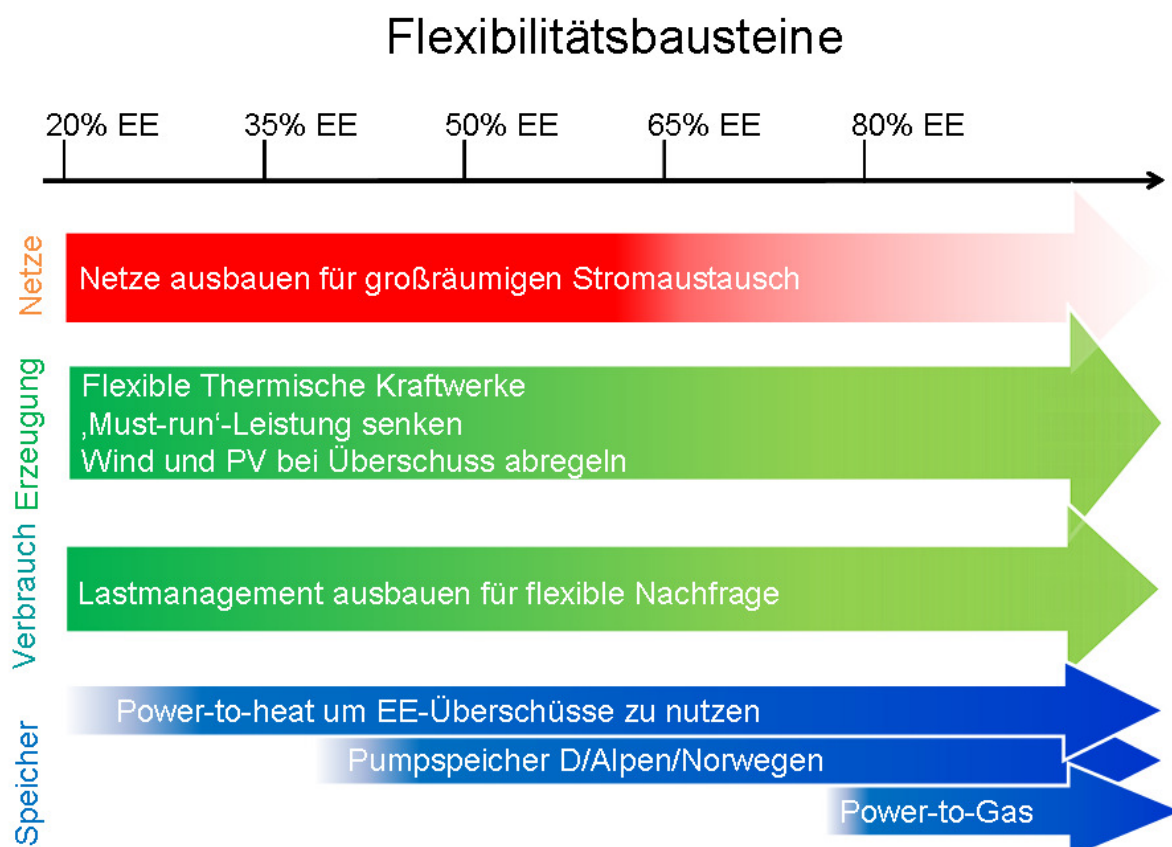
Die Kosten der einzelnen Flexibilitäten sind aus heutiger Perspektive nur teilweise bekannt. Um die Kosten der Energiewende zu begrenzen, muss es daher Ziel sein, die Flexibilitätsbausteine in einem effizienten Mix zu nutzen, der sich aus einem Wettbewerb der Flexibilitäten, ggf. flankiert durch Forschungs- und Markteinführungsmaßnahmen ergibt.

In einem gut ausgebauten Netz werden viele Flexibilitätsoptionen erst bei relativ hohen EE Anteilen benötigt. Dem Netzausbau wurde daher von der Bundesregierung die höchste Priorität eingeräumt.

Im gut ausgebauten Stromnetz sollten Investitions- und Einsatzentscheidungen von Flexibilitätsoptionen idealerweise bundes- bzw. europaweit optimiert werden. Im realen Netz werden jedoch – vor allem bis zur Realisierung des Netzausbaus - immer einige Regionen mehr oder weniger häufig von Netzengpässen betroffen sein. In diesen Regionen kann ein Einsatz der Flexibilitätsoptionen schon zu früheren Zeitpunkten sinnvoll sein, um Netzengpässe effizienter zu bewirtschaften. Langfristig bei fortgeschrittenem Netzausbau können sie zur Optimierung des Gesamtsystems genutzt werden.

Die folgende Graphik zeigt indikativ, ab welchen EE-Anteilen es voraussichtlich volkswirtschaftlich effizient ist, zusätzliche Beiträge der verschiedenen Bausteine zu nutzen. Anschließend werden die einzelnen Bausteine erläutert.

Die Einschätzung, welches die größten volkswirtschaftlich effizienten Bausteine sind, ist eine Momentaufnahme und kann sich zukünftig ändern. Auch sind Abweichungen im Einzelfall möglich. Es ist daher nicht Ziel dieses Berichts, einen exakten langfristigen politischen Fahrplan vorzugeben. Dies gilt insbesondere auch vor dem Hintergrund, dass sich je nach Anforderung (Überschuss, Knappheit, Schnelligkeit) eine andere Reihenfolge für eine kosteneffiziente Nutzung ergibt.



## ***Flexibilitätsoptionen im Netz***

### **1. Einführung**

Die Optimierung und Verstärkung der Transport-Infrastruktur ist eine Voraussetzung für die zunehmende Integration des europäischen Strombinnenmarkts und des damit einhergehenden vermehrten grenzüberschreitenden Stromhandels sowie den innerdeutschen Stromtransport aus neuen thermischen Kraftwerken im Norden Deutschlands in die Verbrauchszentren im Süden und Westen des Landes. Sie ist aber insbesondere eine Bedingung für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien. Ein leistungsfähiges Übertragungsnetz kann die Fluktuationen der einzelnen Erzeugungsregionen teilweise ausgleichen und stellt in der Regel die kostengünstigste Option für die Integration von erneuerbaren Energien in das Stromsystem dar.

Im Vergleich zu einer autarken Versorgung eines Hauses, Bundeslandes oder Deutschlands erleichtert großräumiger Stromaustausch aufgrund von Ausgleichseffekten die Nutzung von ‚Überschüssen‘, die Deckung von ‚Knappheiten‘ und reduziert die Anforderungen hinsichtlich der ‚Schnelligkeit‘. Dies hat drei Kosten senkende Effekte:

- Ein geringerer Bedarf an Erzeugungskapazität, Lastmanagement und Speichern. Dadurch sinken die Investitionskosten.
- Ein effizienterer Einsatz dieser Anlagen. Dadurch sinken die variablen Kosten.
- Die Allokation der EE-Anlagen an Standorten mit guten Wind- oder Solarressourcen. Dadurch sinken die Erzeugungskosten für Strom aus erneuerbaren Energien.

Aus langfristig volkswirtschaftlicher Sicht ist es nach der ersten Diskussion in der Arbeitsgruppe nicht sinnvoll, den Standort von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien vorrangig an den aktuell vorhandenen Netzkapazitäten zu orientieren. Maßstab für die Allokation von Erzeugungsanlagen sollte vielmehr die insgesamt volkswirtschaftlich effiziente Lösung sein. Dabei sind in der Regel die Optimierung und der Ausbau des Netzes (einschließlich des europäischen Verbunds) die erste Wahl.



Allerdings können in einem gewissen Umfang durch eine simultane Optimierung von Kraftwerksstandorten (thermische Kraftwerke und EE-Anlagen), Einspeisemanagement und Netzausbau weitere volkswirtschaftliche Optimierungspotenziale gehoben werden.

In einem angemessen ausgebauten Netz werden teurere Flexibilitätsoptionen erst bei relativ hohen Anteilen von Strom aus erneuerbaren Energien benötigt. Ein angemessener Netzausbau sollte daher so schnell wie möglich erfolgen.

Der Netzausbau ist auch das wichtigste Mittel zur Beseitigung der angespannten Netzsituation in Süddeutschland, insbesondere in Bayern und Baden-Württemberg. Die angespannte Situation dort resultiert nicht primär aus einem Mangel an Kraftwerken in Deutschland insgesamt, sondern aus einem lokalen Mangel bei gleichzeitig bestehenden Netzengpässen. Um die Zeit bis zur Behebung der Netzengpässe zu überbrücken, sorgen derzeit die auf Initiative der Bundesnetzagentur speziell hierfür vorgehaltenen Reservekraftwerke in Süddeutschland und Österreich für eine Entlastung der Stromnetze in Extremsituationen.

Die weiteren Aussagen in diesem Papier beruhen daher auf der Prämisse eines angemessenen Netzausbaus. Derzeit existieren im deutschen Übertragungsnetz temporäre Engpässe, da das Netz – aufgrund der Verzögerungen beim Netzausbau bei gleichzeitig beschleunigtem Ausbau der Erneuerbaren Energien – nicht für alle Einspeise-/Lastsituationen ausgelegt ist. Dies führt zu einer erhöhten Zahl von Eingriffen der Netzbetreiber in den Kraftwerks- und Netzbetrieb (u. a. Redispatch). Diese Eingriffe können auch als die Nutzung bestehender Flexibilitäten im System interpretiert werden. Einen angemessenen Netzausbau können diese Flexibilitäten jedoch nicht dauerhaft ersetzen, insbesondere weil die volkswirtschaftlichen Kosten aus heutiger Sicht über denen eines angemessenen Netzausbaus liegen.

Dennoch ist es langfristig nicht sinnvoll, das Netz für die letzte erzeugte Kilowattstunde auszubauen. In Situationen, in denen die letzte Netzkapazität dauerhaft nur gering (in wenigen Stunden des Jahres) ausgelastet würde, ist ein Einsatz anderer Flexibilitäten (einschließlich der Abregelung von konventionellen oder erneuerbaren Kraftwerken) volkswirtschaftlich effizienter.

## **2. Flexibilität 1: Stromnetz optimieren**

- Temperaturmonitoring,
- Hochtemperatur-Leiteseile,
- 380 statt 220 kV auf bestehenden Trassen,
- besseres Monitoring des Netzbelastungszustandes im Verteilnetz und Um- und Ausbau zu intelligenten Verteilnetzen (z. B. Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren)

## **3. Flexibilität 2: Netzneubau**

- EE-Einspeiseleitungen im (n-0)-Betrieb,
- Wechselstrom- und Gleichstromtrassen,
- Übertragungs- und Verteilnetz ausbauen,
- Kuppelstellen ins Ausland ausbauen,
- Europäisches Overlay-Netz,
- regionale Netzentwicklungspläne für die Verteilnetze.

## **4. Flexibilität 3: Netz-Bewirtschaftung im EU-Verbund**

- Der Stromaustausch über die bestehende Infrastruktur (Netze, Grenzkuppelstellen) kann durch bessere Bewirtschaftung (Marktkopplungen) erhöht werden. Dies erlaubt erhöhten und sichereren Stromimport bei hoher Last und verstärkte Stromexporte bei EE-Überschüssen in Deutschland. Voraussetzung sind insbesondere entsprechend verfügbare Erzeugungskapazitäten in den betreffenden Nachbarländern bzw. die Bereitschaft, mehr Strom aus Deutschland in bestimmten Situationen aufzunehmen.
- Durch großräumige Netzbewirtschaftung im EU-Verbund (Marktkopplung, day-ahead-, Intraday- und Regelenergiemärkte) können die Einspeiseschwankungen und Prognosefehler in großen Teilen ausgeglichen werden. Damit reduziert sich der Bedarf an Flexibilität im Gesamtsystem erheblich.
- Wichtige Schritte hierzu erfolgen derzeit durch die Marktkopplung Day-Ahead mit Osteuropa und die Marktkopplung Intraday, Regelenergie & Redispatch mit

allen Nachbarländern, vorgesehen im Rahmen des ACER target model bis 2014.

- Das deutsche Übertragungsnetz und damit auch die Bundesnetzagentur in der europäischen Zusammenarbeit haben eine wichtige Rolle bei der Einbindung Osteuropas, da Deutschland das verbindende Glied der West- und Osteuropäischen Marktzone ist. Die weitere Marktkopplung sollte aktiv unterstützt werden.

### **III. Flexibilitätsoptionen im Bereich thermischer Kraftwerke**

#### **1. Einführung**

Die größten und voraussichtlich vergleichsweise kostengünstigsten Potenziale für den Ausgleich zwischen der Nachfrage und der schwankenden Erzeugung von Strom aus Wind- und Sonnenenergie liegen nicht bei Wind und Photovoltaik, sondern im thermischen Kraftwerkspark einschließlich KWK- und Biomasseanlagen.<sup>2</sup>

Im thermischen Kraftwerkspark und (teilweise) bei KWK und Speichern stehen als technische Handlungsoptionen insbesondere zur Verfügung:

- Kürzere Anfahrzeiten,
- höhere Leistungsänderungsgeschwindigkeiten,
- geringere Mindestlast und  
Stromgeführter Einsatz von KWK- und Biomasse-Anlagen.

Flexible thermische Kraftwerke werden zur Bereitstellung von Strom bei ‚Knappheit‘ auch langfristig eine zentrale Rolle haben. Jedoch verschiebt sich der Bedarf von so genannten Grundlastkraftwerken hin zu flexibleren Kraftwerken.

Die Bereitstellung von Kraftwerksleistung kann vergleichsweise kostengünstig sein: Die Vorhaltung von 1 GW Gasturbinenleistung kostet z.B. 50-70 Millionen €/a.<sup>3</sup> Die Vorhaltung von Reservekraftwerken für sich ist daher kein starker Kostentreiber, vorausgesetzt, dass der Umfang der Reserve begrenzt bleibt.

---

<sup>2</sup> R2B/Consentec, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, 2010, S. 1.

<sup>3</sup> Markus Peek, r2b Energy Consulting, Vortrag UBA/BMU Workshop Strategische Reserve; Dr. Frank Sensfuß, Fraunhofer-ISI, Vortrag 1. Sitzung der AG 3 der Plattform EE; Dr. Michael Ritzau, BET, persönliche Mitteilung.

Aus Effizienzgründen sollten jedoch auch Möglichkeiten genutzt werden, unnötige thermische Kraftwerksleistung zu vermeiden.

Es gibt verschiedene Wege, den Bedarf an Kraftwerksleistung zu decken oder zu verringern, die teilweise schneller umsetzbar und kosteneffizienter als ein Neubau sind:

- Mehr Energieeffizienz, Lastmanagement, Nutzung von Pumpspeicherkapazitäten und europäische Integration.
- Ertüchtigung von Bestandskraftwerken verlängert deren Lebensdauer und kann die Leistung z.B. durch Vorschaltung von Gasturbinen erhöhen.

Spitzenkraftwerke können nach erteilter Baugenehmigung bei Bedarf vergleichsweise schnell errichtet werden (Gas-und-Dampf max. 3a, Gasturbinen max. 2a, Gasmotoren/BHKW max. 1a).

Weiterhin wird diskutiert, inwieweit die technisch erforderliche Mindesteinspeisung aus thermischen Kraftwerken zum Erhalt der Systemsicherheit („must-run-Leistung“) perspektivisch reduziert werden kann, um so einen höheren Anteil an EE in das System zu integrieren. Die technische Mindesteinspeisung ergibt sich derzeit aus der notwendigen Fähigkeit zum Redispatch (Einhaltung der n-1-Sicherheit), zur regionalen Spannungshaltung (u. a. Blindleistungsbereitstellung), zur Bereitstellung von Kurzschlussleistung, zur Einhaltung und Regelung der Systembilanz sowie zur Lastfolgefähigkeit.

Die technische Mindesterzeugung ist keine fixe Größe, sondern ergibt sich aus dem jeweiligen Netznutzungsfall sowie insbesondere dem Netzausbau und den im Netz vorhandenen Betriebsmitteln (z.B. Blindleistungskompensatoren) und der Flexibilität der vorhandenen Erzeugungsanlagen. Nach einem Gutachten im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber<sup>4</sup> kann die hiermit verbundene notwendige Wirkleistungseinspeisung unter heutigen Bedingungen je nach Situation (Schwach-/Starklast) etwa 8 bis 25 GW betragen. Die Möglichkeiten zur weiteren Reduktion der „must-run-Leistung“ sollten wissenschaftlich untersucht werden.

---

4 Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Consentec, IAW, FGH Mannheim, Januar 2012

Die erforderliche Mindesteinspeisung aus thermischen Kraftwerken sollte reduziert werden, soweit dies unter Wahrung der Versorgungssicherheit möglich ist. Zentral sind hierfür der Netzausbau sowie die Flexibilisierung der Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken. Dazu zählen auch die Flexibilisierung von KWK-Anlagen, sonstigen Biomasseanlagen sowie die verstärkte Bereitstellung von Regelleistung aus flexiblen Kraftwerken, Speichern und Lastmanagement. Auch Kuppelgaskraftwerke in der Industrie sollten strommarktgeführt werden.

Ein einzelnes thermisches Kraftwerk hat einen „Must-run“-Charakter, wenn es in einer bestimmten Situation auch bei hoher EE-Einspeisung („Überschuss“) und niedrigen Börsenstrompreisen seine Produktion nicht reduziert, z.B. weil es Regelernergie oder Wärme bereitstellen muss oder aufgrund seiner Abgaben- oder Förderstruktur nicht auf das Strompreissignal reagiert.

Im realen – von Engpässen betroffenen – Netz reduziert die ‚must-run‘ Einspeisung bereits heute die verfügbare Aufnahmekapazität für Strom aus erneuerbaren Energien temporär. Dadurch kommt es bereits heute und zukünftig vermehrt zur Abregelung von erneuerbaren Energien. Eine Reduktion der technisch erforderlichen Mindesteinspeisung würde also die Aufnahmekapazität für Strom aus erneuerbaren Energien erhöhen.

Nach Realisierung eines angemessenen Netzausbaus ermöglicht nach Angaben von einzelnen, in der Arbeitsgruppe vertretenen Wissenschaftlern beispielsweise die Reduktion der ‚must-run‘ Einspeisung auf eine Wirkleistungseinspeisung von 5 GW auch die Integration von 60% EE bei sehr geringem Speicherbedarf und nur 1% Einspeisemanagement.<sup>5</sup>

## **2. Flexibilität 4: Ertüchtigung bestehender Kraftwerke („retrofit“)**

- Bestandskraftwerke können durch Retrofit-Maßnahmen (technische Anpassungen) teilweise flexibler betrieben werden (Geringere Mindestlast und höhere Leistungsänderungsgeschwindigkeiten).

---

<sup>5</sup> Bericht des Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag ‚Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung‘, auf der Basis von Dr. Mario Ragwitz et al, Fraunhofer-ISI

- Im Zuge des Retrofit kann auch die Leistung von Bestandskraftwerken erhöht werden (z.B. durch Vorschaltung Gasturbinen). Dies kann im Gegensatz zu Neubauten teilweise schneller umgesetzt werden, und kann je nach Situation wirtschaftlicher sein als ein Neubau.
- In der Regel kann ein Retrofit auf eine höhere Flexibilität des Kraftwerks und auf eine geringere Mindestlast ausgelegt werden. Möglichkeiten und Kosten hängen vom Einzelfall ab.
- Auch die vollständige Erneuerung eines bestehenden Kraftwerkes am bisherigen Standort kann kostengünstiger als ein Neubau an neu zu erschließenden Kraftwerksstandorten sein.
- Potential zur Flexibilisierung besteht insbesondere noch bei den Braunkohlekraftwerken, die bisher noch zum größten Teil als Grundlastkraftwerke betrieben werden.

### **3. Flexibilität 5: Neubau hochflexibler thermischer Kraftwerke**

- Neue thermische Kraftwerke sollten möglichst flexibel sein. Dies gilt insbesondere hinsichtlich der Auslegung für kürzere Anfahrzeiten, höhere Leistungsänderungsgeschwindigkeiten, geringere Mindestlast und häufige Starts pro Jahr. Zugleich sind hohe Wirkungsgrade anzustreben. Die exakte Anlagenauslegung ist daher eine Optimierungsaufgabe für Ingenieure und Markt.
- Thermische Kraftwerke können auf Basis fossiler, biogener oder anderer erneuerbarer Energieträger betrieben werden. ‚Andere erneuerbare Energieträger‘ sind z.B. Wasserstoff oder Methan aus EE-Überschüssen und Biogas. Das heißt, die Rückverstromung der Speicheroption ‚Power-to-gas‘ erfolgt in den gleichen oder ähnlichen Anlagen wie die Nutzung der ‚klassischen‘ biogenen und fossilen Energieträger. Eine sich langfristig gegebenenfalls einstellende Verbesserung der Wirtschaftlichkeit dieser Speichertechnologie würde hier neue Perspektiven eröffnen.
- Thermische Kraftwerke sollten wo es auf Grund eines entsprechenden Wärmebedarfs sinnvoll ist als KWK betrieben werden, dazu zählen auch dezentrale Blockheizkraftwerke (BHKW), wenn ihr Einsatz im konkreten Fall ökologisch und ökonomisch sinnvoll ist.

- Die Kosten für neue thermische Kraftwerksleistung sind nach Angaben von in der Arbeitsgruppe vertretenen Wissenschaftlern und Beratern vergleichsweise gering. Als Benchmark für Spitzenlast- und Reservekapazitäten dienen derzeit Gasturbinen, deren Vorhaltung jährlich nach diesen Annahmen ca. 50-70 Millionen €/GW kostet.

#### **4. Flexibilität 6: Netzersatzanlagen in den Markt einbinden**

In Deutschland werden zahlreiche Netzersatzanlagen beispielsweise in Flughäfen bereit gehalten. Sie können (ggf. auch durch Pooling) als Reservekraftwerke für sehr seltene Situationen als Reservekapazitäten am Strommarkt genutzt werden. Der Vorteil dieser Anlagen ist, dass sie bereits für einen anderen Zweck (wie zur Absicherung von einzelnen Objekten) vorhanden und bezahlt sind.

#### **5. Flexibilität 7: Kapazitätssicherung im EU-Verbund**

Versorgungssicherheit kann europäisch definiert werden oder national („Nationale Autarkie“ - Deutschland muss sich als Insel versorgen können). Es sollte politisch diskutiert und entschieden werden, ob Deutschland Versorgungssicherheit europäisch oder national definieren möchte. Entscheidet man sich für eine europäische Sichtweise, reduziert dies theoretisch den Bedarf an Kraftwerkskapazität zum Ausgleich der EE in Deutschland:

- Die EU-weite zeitgleiche Höchstlast ist geringer als die Summe der nationalen Höchstlasten, da der Höchstlastzeitpunkt nicht in alle Staaten gleichzeitig vorliegt.
- Das Risiko von Kraftwerksausfällen verteilt sich bei EU-weiter Betrachtung besser und demnach ist der Bedarf an gesicherter Reserve niedriger.
- Der Leistungskredit (gesicherte Leistung) von Wind ist bei EU-weiter großräumiger Verteilung der Windenergieanlagen an möglichst vielen Standorten größer, da der Wind über größere geographische Räume konstanter weht.
- Voraussetzung sind neben der Verfügbarkeit ausreichend dimensionierter Grenzkuppelstellen entsprechende Kapazitäten in den betreffenden Nachbarländern sowie die Verlässlichkeit des Verbundes auch bei Versorgungsengpässen. Derzeit ist eine Verdopplung der Grenzkuppelstellen bis 2030 geplant im Rahmen des Netzentwicklungsplans und des Europäischen „Ten Year Network Development Plans“.

## 6. Flexibilität 8: Strommarktgeführte Fahrweise KWK

- KWK sollte möglichst stromgeführt betrieben werden (höhere Spitzenlast, geringere/keine Mindestlast).
- Dies erfordert eine andere Auslegung, z.B. größere Generatoren bei geringerer Volllaststundenzahl
- Wärmespeicher, Elektroheizer (Power-to-heat, siehe Erläuterung unten) oder separate Heizkessel können bei Bedarf die Wärme- von der Stromproduktion entkoppeln.
- Die Auswirkungen entsprechender Anpassungen auf die Sicherheit der Wärmebereitstellung, die Wirtschaftlichkeit der Anlage sowie mittelbar auf die Strompreise sind zu beachten.

## 7. Flexibilität 9: Strommarktgeführte Fahrweise Biomasse

- Biomasse sollte zunehmend – wie alle thermischen Kraftwerke - bedarfsgerecht produzieren.
- Dies erfordert eine andere Auslegung der Anlagen z.B. durch eine größere Generatorleistung bei geringerer Volllaststundenzahl, und bei Biogasanlagen ggf. ein größeres Gasspeichervolumen.

## 8. Flexibilität 10: Regelleistung aus flexibleren Kraftwerken, Pumpspeichern, Lastmanagement und erneuerbaren Energien

- Da Regelenergie derzeit noch primär von thermischen Kraftwerken bereit gestellt wird, gibt es aus Marktsicht eine technische Mindestherzeugung aus fossilen thermischen Kraftwerken.
- Zusätzliche Flexibilitätsoptionen in den Regelenergiemärkten können theoretisch die benötigte „must-run“-Leistung überproportional reduzieren, da ein Megawatt Regelleistung aus inflexiblen thermischen Kraftwerken zwischen 3 MW (bei Sekundärregelleistung) und 30 MW (bei Primärregelleistung) als „must-run“-Leistung verursachen kann.<sup>6</sup>
- Regelenergie sollte zunehmend aus flexibleren thermischen Kraftwerken, durch Lastmanagement, durch Speicher und EE-Anlagen bereitgestellt werden. Zentral ist nicht, dass EE auch tatsächlich Regelenergie bereitstellen.



Zentral ist, dass alle Technologien diskriminierungsfrei am Regenergie-Markt partizipieren können.

- Der Regenergiebedarf steigt bzw. sinkt in Abhängigkeit der prognostizierten Einspeisung aus Wind/PV.
  - Bei geringer vorhergesagter Wind/PV-Einspeisung kann die Bereitstellung von Regenergie demnach verringert werden. Die entsprechenden Kraftwerke können dann mehr Leistung im Spotmarkt verkaufen. Der Bedarf an gesicherter Leistung in der Situation Höchstlast und geringe Wind/PV-Einspeisung verringert sich.
  - Bei hoher vorgesagter Wind/PV-Einspeisung kann der höhere Bedarf an Regenergie auch von den Wind/PV-Anlagen selbst gedeckt werden. Dies verringert den must-run Bedarf konventioneller Kraftwerke und damit deren Produktion und die Abregelung von EE-Anlagen. Der Gesamtkapazitätsbedarf erhöht sich aber durch den Einfluss der EE auf den momentanen Regelleistungsbedarf nicht.<sup>7</sup>
  - Es ist jedoch zu beachten, dass die Höhe der nationalen Primärregelleistung durch ENTSO-E-Vorgaben bestimmt ist und auch den möglichen Ausfall anderer europäischer Kraftwerke abdecken soll.

## **9. Flexibilität 11: Kraftwerksunabhängige Systemdienstleistungen**

Systemdienstleistungen wie Blind- und Kurzschlussleistung werden bisher meist von thermischen Kraftwerken bereit gestellt. Um die ‚must-run-Leistung‘ perspektivisch zu reduzieren, müssen diese aber auch zunehmend kraftwerksunabhängig bereit gestellt werden, beispielsweise durch

- Flexible Blindleistungskompensatoren mit Spulen und Kondensatoren (FACTS)
- Phasenschieber-Generatoren ggf. mit Schwungmassenspeichern (vergleichbar der derzeitigen Nutzung des Generators des stillgelegten AKW Biblis A)
- EE Anlagen: z.B. PV-Wechselrichter

---

<sup>7</sup> Siehe UBA 2010 „Energieziel 2050“

#### **IV. Flexibilitätsoptionen im Bereich Erneuerbare Erzeugung**

##### **1. Flexibilität 12: Einspeisemanagement Wind & PV**

- Technisch können steile Rampen (,Schnelligkeit') und ,Überschüsse' des Angebots von Strom aus Wind/PV durch die Abregelung von Wind/PV-Produktion reduziert werden, vorausgesetzt die Anlagen sind vom Systembetreiber ansteuerbar oder der Betreiber hat den ökonomischen Anreiz selbst abzuregeln. D.h. hinsichtlich der Netzstabilität stellen steile Rampen und Überschüsse kein prinzipielles technisches Problem dar. Auch ein schneller Rückgang der EE-Einspeisung kann durch Abregelung abgeflacht werden wenn die Einspeisung ansonsten nicht schnell genug durch steuerbare Einspeisung, Lastmanagement oder Speicher kompensiert werden kann.
- Abregelung führt jedoch zu Verlusten bei der Stromproduktion aus Wind & PV. Volkswirtschaftlich effizient ist es daher, Abregelung durch den Einsatz anderer Flexibilitätsoptionen (auch im Bereich sonstiger Erzeugung, Verbrauch & Netze) zu ersetzen, solange die Kosten hierfür geringer sind.
- Eine Abregelung während weniger Stunden des Jahres kann volkswirtschaftlich effizient sein und sollte als gleichberechtigte Flexibilitätsoption in Betracht kommen, denn die zur Vermeidung dieser Abregelung erforderlichen zusätzlichen Netze oder anderen Flexibilitätsbausteine könnten aufgrund der geringen Auslastung nicht wirtschaftlich betrieben werden. Anders formuliert: Die gleiche Netzkapazität kann deutlich mehr EE aufnehmen, wenn geringe Mengen an Abregelung akzeptiert werden.
- Die abgeregelterte Menge beträgt bisher deutlich unter 1% der EE-Produktion und damit ist der ökonomische und ökologische Effekt sehr gering. Studien<sup>8</sup> zeigen, dass die abgeregelterte Menge auch bei einem Anteil von 40% Strom aus erneuerbaren Energien unter 1% bleibt, wenn es gelingt die must-run Leistung auf 15 GW zu reduzieren. Bei 60% EE muss die must-run Leistung

---

<sup>8</sup> Bericht des Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag ,Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung', auf der Basis von Dr. Mario Ragwitz et al, Fraunhofer-ISI

zu diesem Zweck auf 5 GW und bei höheren EE Anteilen auf 0 GW reduziert werden.

- Im langfristigen System mit 80% und mehr EE wird die volkswirtschaftlich effiziente Menge an abgeregelter Energie voraussichtlich in der Größenordnung weniger Prozentpunkte der Produktion liegen. Zur Einbindung von sehr kosteneffizienten Wind onshore-Standorten bei Netzausbauverzug kann vorübergehend auch Abregelung in der Größenordnung zweistelliger Prozentzahlen effizient sein.
- Es ist jedoch volkswirtschaftlich nicht effizient Wind/PV-Anlagen mit dem Ziel abzuregeln, die Wirtschaftlichkeit von thermischen Kraftwerken zu erhöhen, da die variablen Kosten von Wind/PV immer unter denen von thermischen Kraftwerken liegen.

## **2. Flexibilität 13: Verbesserte Auslegung von Wind/PV Anlagen**

Rampen und Überschüsse können effizient verringert werden

- bei der Windenergie und Photovoltaik durch eine geeignete großräumige Verteilung der Anlagen
- bei der Windenergie durch höhere Nabenhöhen und ein verändertes Verhältnis von Rotorfläche zu Generatorleistung und
- bei der Photovoltaik durch eine Ausrichtung eines Teils der Anlagen nach Osten oder Westen oder durch reduzierte Wechselrichterleistung im Verhältnis zur installierten Leistung der Module.

## **3. Flexibilität 14: Strommarktgeführte Fahrweise EE-Anlagen**

Insbesondere die nicht dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien Biomasse, Geothermie und Wasserkraft können beitragen durch

- eine bedarfsgerechte Einspeisung, die sich an der Residuallast orientiert, beispielsweise Biomasse-(KWK)-Anlagen wie bereits im Abschnitt thermische Erzeugung erwähnt.
- Dies erfordert eine verbesserte Anlagenauslegung z.B. durch eine größere Generatorleistung bei geringerer Volllaststundenzahl.

#### **4. Flexibilität 15: Gasproduktion aus Biomasse statt direkter Verstromung**

Die strommarktgeführte Stromproduktion aus Biomasse kann erleichtert und zeitlich noch stärker flexibilisiert werden, wenn Biomasse bzw. Biogas zu Biomethan aufbereitet, in das Erdgasnetz eingespeist und in thermischen Kraftwerken (inkl. KWK) verstromt wird.

#### ***V. Flexibilitätsoptionen auf der Nachfrageseite***

##### **1. Einführung**

Ein wichtiger Beitrag zu einer kosteneffizienten und sicheren Erreichung der Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung einschließlich hoher EE-Anteile ist die Energieeffizienz. Bei absoluten Verbrauchsreduktionen sinkt der Bedarf an absoluter Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, thermischer Kraftwerksleistung, Netzen, Speichern und anderen Flexibilitäten. Energieeffizienz wird jedoch von der Arbeitsgruppe nicht detailliert betrachtet.

Auf der Verbrauchsseite bestehen weitere Handlungsoptionen, die zur Bewältigung der beschriebenen Herausforderungen beitragen können. Zentrale Option ist die Anpassung des Verbrauchs an das Angebot (Lastmanagement), d.h. in Zeiten großen Angebots von Strom aus erneuerbaren Energien die Nachfrage zu erhöhen und umgekehrt in Zeiten geringen Angebots von Strom aus erneuerbaren Energien die Nachfrage zu reduzieren.

Daher hat das Lastmanagement einen doppelten Nutzen für die effiziente Funktion des Stromversorgungssystems:

- Erhöhte Versorgungssicherheit: Durch Lastmanagement verringert sich die Nachfrage in Zeiten geringer EE-Produktion, hoher Nachfrage und hoher Strompreise. Hierdurch bleibt auch bei voll ausgelasteten Erzeugungskapazitäten die Versorgung sicher.
- Effizientere Integration der Erneuerbaren Energien: Lastmanagement erhöht die Nachfrage in Zeiten hoher EE-Produktion und geringer Strompreise. Damit stabilisiert sich der Strompreis; die Einnahmen für EE-Anlagen erhöhen sich und verringern so die EEG-Umlage.

Anders als dies in der Vergangenheit der Fall war und auch derzeit noch der Fall ist, kann es in Zukunft bei (regional) sehr hohen EE-Anteilen sinnvoll sein, Strom aus erneuerbaren Energien in steigendem Umfang im Wärme-, Prozesswärme-, Kälte- und Verkehrssektor oder zur Substitution von industrieller Wasserstoffproduktion aus Gas einzusetzen. Der Wert der erzeugten oder substituierten Energieträger wird in vielen Stunden des Jahres die untere Grenze für den Börsenwert von Strom aus erneuerbaren Energien darstellen. Die Nachfragekurve am Strommarkt verlängert sich dann um die installierten Kapazitäten dieser sektorüberschreitenden Umwandlungstechnologien.

Eine wichtige Untergrenze stellt in diesen Situationen der industrielle Gaspreis von derzeit 2,5 ct/kWh dar (und ggf. der Haushaltspreis für Gas von 5 ct/kWh bzw. der Heizölpreis von 8 ct/kWh), denn die Investitionskosten z.B. in E-Heizer, die Gasverbrauch im Verhältnis von ca. 1:1 substituieren können, sind sehr gering. Die Potenziale allein für Power-to-heat sind bei sehr hohen Anteilen von Strom aus erneuerbaren Energien enorm, da der Wärmebedarf in Deutschland 2-mal so hoch ist wie der Strombedarf. Einzig in den wenigen Stunden des Jahres mit der niedrigsten Residuallast kann es zu Preisen von Null oder niedriger kommen.

## **2. Flexibilität 16: Flexibilisierung der Nachfrage (Lastmanagement)**

- Teile der Nachfrage lassen sich flexibel in Abhängigkeit vom Stromangebot erhöhen, absenken oder zeitlich verlagern.
- Verbraucher können Ihre Stromkosten senken durch die Verlagerung des Strombezugs in Zeiten hohen Angebots und niedriger Strompreise. Niedrigere Strompreise können jedoch ggf. den Anreiz zur Energieeffizienz verringern.
- Die größten effizienten Potenziale befinden sich in der Industrie, gefolgt von Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und den Haushalten.
- Erfahrungen aus den USA zeigen, dass die Kosten teils weit unter denen für o.g. neue Gasturbinen (die gleichwohl auch benötigt werden) für Spitzenlast liegen.<sup>9</sup>
- Im Haushaltsbereich erhöhen sich die Potenziale derzeit durch neue Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge. Bisher werden diese jedoch nicht in ausreichendem Maße ins Lastmanagement einbezogen.

---

<sup>9</sup> Regulatory Assistance Project, Meg Gottstein, 2012, 'Erfahrungen mit US-Kapazitätsmärkten', [www.raponline.org/document/download/id/4926](http://www.raponline.org/document/download/id/4926).

- Die Potenziale zur zeitlichen Verschiebung von Last erhöhen sich erheblich durch den Einsatz von Speichern für Wärme, Kälte, oder industrielle Zwischenprodukte. Die bereits heute vorhandenen Potenziale sind unter Rahmenbedingungen entstanden, in denen zeitliche Flexibilität beim Bezug von industriellen Verbrauchern keinen Wert hatte. Langfristig werden diese Potenziale bei entsprechenden Rahmenbedingungen deutlich zunehmen, da sie quasi wie ein Energiespeicher wirken, der keine oder nur sehr geringe Wirkungsgradverluste aufweist.
- Diese Speicher werden üblicherweise nicht zur Rückverstromung genutzt. Sie erlauben es aber, die Nachfrage zu reduzieren in der nächsten ‚Knappheits‘-Phase und sind für das System so wertvoll wie Speicher, die eine Rückverstromung erlauben. Ggf. substituierte Energieträger (Erdgas, Heizöl) können jedoch zeitversetzt in thermischen Kraftwerken zur Stromproduktion genutzt werden.

## **VI. Speicher als Flexibilitätsoption**

### **1. Einführung**

In der Diskussion um Speicher ist zu unterscheiden zwischen den Funktionen ‚Strom einspeichern‘ und ‚Strom ausspeichern‘. Beide Funktionen können auch – oftmals kosteneffizienter - durch flexible (Erhöhung oder Reduktion von) Erzeugung oder Nachfrage erfüllt werden. Dies gilt vor allem im Bereich der Kurzzeitspeicherung.

Anstelle der direkten Speicherung kann Strom auch im Rahmen des Lastmanagements in Wärme, Kälte oder industriellen Zwischenprodukten gespeichert werden (s.o.).

Die Kosten für das Bereithalten von thermischer Kraftwerksleistung sind vergleichsweise gering und dienen daher als Effizienz-Benchmark für die Bereitstellung von Ausspeicherleistung (z.B. 50-70 €/kW/a für Gasturbinen). Als Effizienz-Benchmark für die Bereitstellung von Einspeicherleistung dienen z.B. die effizientesten Lastmanagementoptionen.

Nach Angaben der in der Arbeitsgruppe vertretenen Wissenschaftler gibt es bis zu einem Anteil von 50-70% EE technisch gesehen zusätzlich zu den bestehenden Pumpspeichern nur sehr geringen Speicherbedarf. Die derzeit geringe Volatilität der

Strompreise und geringe Auslastung der Pumpspeicher zeige, dass es derzeit bundesweit kaum zusätzlichen Speicherbedarf gibt.

Bei 40% EE-Anteil würden nach Berechnungen des VDE zusätzliche Speicher (am Strommarkt betrieben) den konventionellen Kraftwerkspark optimieren, d.h. Grundlast verstetigen und Spitzenlast reduzieren und damit vor allem Gaskraftwerke zugunsten von Braunkohlestrom verdrängen.<sup>10</sup> Dies gilt in ähnlicher Weise auch für den Einsatz anderer Flexibilitätsoptionen.

Regionale Überschüsse bei Netzengpässen sollten zunächst durch die Bausteine 1 bis 4 reduziert werden und nicht durch den Einsatz von derzeit noch relativ teuren Speichertechnologien wie z.B. Batterien oder Power-to-Gas. Ggf. kann der Einsatz von Power-to-Heat in diesen Situationen sinnvoll sein.

## **2. Flexibilität 17: Pumpspeicher in Deutschland, den Alpen u. Skandinavien**

- Langzeitspeicher zur Überbrückung von mehrwöchigen Windflauten oder saisonalen Schwankungen sind nach Angaben von in der Arbeitsgruppe vertretenen Wissenschaftlern nicht kurzfristig, sondern erst für EE-Anteile größer als ca. 70% unter dem Aspekt der Dekarbonisierung der Erzeugung sinnvoll.
- Der geringe zusätzliche Speicherbedarf in den nächsten Jahren kann durch die in Planung befindlichen zusätzlichen Pumpspeicherleistungen in Deutschland und den Alpen oder die Netzanbindung an die skandinavischen Speicher, in Abstimmung mit den betroffenen Ländern, bedient werden.
- Die Anbindung der skandinavischen Speicherseen durch zusätzliche Seekabel wäre eine aus heutiger Sicht sehr kostengünstige Langzeitspeicheroption.

## **3. Flexibilität 18: Nutzung von Strom zur Gasproduktion (Power-to-gas)**

- Eine national einsetzbare Alternative zu Pumpspeichern stellt langfristig die derzeit noch sehr teure und wenig effiziente Speicherung in Wasserstoff oder Methan dar (Power-to-Gas). Speicherung erfolgt dann im Gasnetz oder in Kavernen.

---

10 VDE (Energietechnische Gesellschaft), 2012: Energiespeicher für die Energiewende – Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050

- Bei Power-to-Gas kann eine Rückverstromung in thermischen Kraftwerken erfolgen, das Gas kann aber vorerst effizienter in Chemischer Industrie und Raffinerien aus fossilem Methan und Erdöl hergestellten Wasserstoff ersetzen, vor allem wenn dadurch der in der Elektrolyse erzeugte Wasserstoff direkt ohne den weiteren Umwandlungsschritt der Methanisierung genutzt werden kann (zur Größenordnung: Allein um den Wasserstoffbedarf der Ammoniaksynthese zu decken, bräuchte man bis zu 13 GW Elektrolysatoren.<sup>11</sup>). Auch eine Nutzung im Verkehrssektor ist möglich.

#### 4. Flexibilität 19: Nutzung/Speicherung von Strom in Wärme (Power-to-Heat)

- Die Nutzung elektrischer Energie zur Wärmeproduktion war in der Vergangenheit und ist in vielen Fällen auch heute noch ineffizient. Denn Strom ist der hochwertigste Endenergieträger, da er in alle anderen Formen der Nutzenergie umgewandelt werden kann. Strom sollte deshalb bisher nur in speziellen Fällen für die Wärmebereitstellung genutzt werden. Soweit es sich jedoch um EE-Strom-Überschüsse handelt, kann der Einsatz dieser EE-Strom-Überschüsse zur Wärmebereitstellung sinnvoll sein, wenn die Überschüsse nicht volkswirtschaftlich effizient in höherwertigen Anwendungen eingesetzt werden können und ansonsten abgeregelt werden müssten.
- In Zukunft kann es in ganz bestimmten Fällen, nämlich dann, wenn andernfalls Windenergieanlagen abgeregelt werden müssten, sinnvoll sein, den „Überschuss“-Strom zu Heizzwecken zu nutzen (Power-to-Heat).
- Bei Power-to-Heat werden EE-Überschüsse mittels Wärmepumpe oder Widerstands-Elektro-Heizer zur Wärmeproduktion genutzt.
- Dies sollte bevorzugt in bivalenten Heizsystemen erfolgen, die im Normalfall bzw. bei ‚Knappheit‘ nicht mit Strom betrieben werden (KWK, Brennwärgekessel, Ölheizung in Kombination mit Wärmepumpe oder Elektro-Heizer). Dadurch kann eine Erhöhung der Höchstlast und der Emissionen vermieden werden.

---

<sup>11</sup> Im Jahr 2008 betrug die Ammoniakherstellung 3,1 Mio. t (NIR 2010). Für die Herstellung von 3,1 Mio. t Ammoniak werden unter der vereinfachten Annahme einer kompletten Umsetzung des Wasserstoffs in Ammoniak 18,2 TWh Wasserstoff benötigt. Unter Berücksichtigung eines Wirkungsgrades der Elektrolyse von 70% ergibt sich ein Strombedarf von 26 TWh. Bei 2000 Volllaststunden wird dafür eine installierte Leistung an Wasserstoffelektrolysatoren in Höhe von 13 GW<sub>el</sub> benötigt.



- Durch Power-to-Heat werden fossile Energieträger (Erdgas, Heizöl, Kohle) eingespart. Durch die hohen Wirkungsgrade von Power-to-Heat werden diese Energieträger effizienter ‚produziert‘ (substituiert) als mit Power-to-Gas:
  - Ein E-Heizer (vulgo ‚Tauchsieder‘) produziert Wärme mit einem Wirkungsgrad von etwa 100%. Eine Wärmepumpe nutzt Umgebungswärme und erreicht dadurch noch deutlich bessere Wirkungsgrade (Arbeitszahl 2-5, d.h. 200-500%).
  - 1 kWh Strom ersetzt bei Power-to-Heat daher minimal 1 kWh fossile Energieträger, da der Wirkungsgrad fossiler Kessel von unter 100% meist schlechter ist als der eines E-Heizers oder einer Wärmepumpe.
  - Power-to-heat ‚produziert‘ (substituiert) fossile Energieträger daher deutlich effizienter als Power-to-Gas, wo der Wirkungsgrad von Elektrolyse und ggf. Methanisierung deutlich kleiner als 100% ist.
- Die produzierte Wärme kann gespeichert oder direkt genutzt werden.
- Bei der Speicherung von Strom in Wärme (‚Power-to-heat‘) wird es in der Regel wahrscheinlich keine Rückverstromung geben, sondern eine zeitverzögerte Nutzung der Wärme.
- Die substituierten Energieträger können zeitversetzt in konventionellen thermischen Kraftwerken oder Kesseln genutzt werden.
- Insbesondere ist das Power-to-Heat-Verfahren technisch weniger aufwändig und daher kostengünstiger als Power-to-Gas: Power-to-heat hat sehr niedrige Investitionskosten (insbesondere E-Heizer) und kann daher auch bei wenigen Volllaststunden wirtschaftlich sein. Der Einsatz könnte volkswirtschaftlich attraktiv sein, sobald der Strompreis unter den Gaspreis sinkt (momentan 2,5-5 ct/kWh je nach Verbraucher).
- Betriebswirtschaftlich gibt es momentan kaum Anreize, da Netzentgelte, Abgaben und Steuern auch bei niedrigen Strompreisen voll zu zahlen sind.
- Power-to-heat kann daher prinzipiell den Strompreis in vielen Stunden hoher EE-Einspeisung auf dem Niveau des Gaspreises stabilisieren. Strompreise von 0 oder negativ träten deutlich seltener auf.
- Zunächst sollte Power-to-Heat in KWK-Anlagen eingesetzt werden, wo es die wärmegeführte ‚must-run‘ Stromproduktion senkt und dadurch die Netzkapazität für EE erhöht. In Dänemark wird dies in großem Umfang umgesetzt.

- Ein Einsatz in größeren Fernwärmesystemen (z. B. Berlin) erscheint besonders sinnvoll.
- Später könnte ggf. ein Einsatz in der industriellen Prozesswärme interessant werden, da dort kontinuierlich (auch außerhalb der Heizperiode) konstante Nachfrage herrscht.
- Letztlich könnte nach Auffassung von Wissenschaftlern der Einsatz von Power-to-Heat bei hohem EE-Dargebot in allen Wärmeprozessen sinnvoll sein, bei denen fossile Brennstoffe substituiert werden, d.h. im Großteil der bundesweiten Wärmeproduktion, deren Endenergieverbrauch etwa doppelt so hoch liegt wie der Endenergieverbrauch des Stromsektors.
- Wie bereits erwähnt, sollte Power-to-Heat jedoch nur mit EE-„Überschüssen“ betrieben werden, da es andernfalls zu einer Netto-Emissionserhöhung kommen könnte.

## **5. Flexibilität 20: Andere Speicher**

Weitere Speichertechnologien sind insbesondere

- Batterien und
- Druckluftspeicher.