

# Nachfragesteuerung im deutschen Stromsystem – die unerschlossene Ressource für die Versorgungssicherheit

**Welchen Beitrag kann Nachfragesteuerung für die Energiewende liefern  
und warum erfolgt dies bisher nur sehr begrenzt?<sup>1</sup>**

**Berlin, 24 Juli 2013**

## Zusammenfassung

Die Nachfrage nach Elektrizität schwankt tages- als auch jahreszeitlich. Der physikalische Systemausgleich wurde historisch durch die Anpassung des Angebotes, d.h. der Steuerung der Erzeugung erreicht. Um Spitzenverbräuche, die nur wenige Jahresstunden umfassen, nicht vollständig über kaum genutzte Erzeugungseinheiten absichern zu müssen, fand in Deutschland schon vor der Liberalisierung die kostengünstige Variante der Lastreduktion über Abregelungsverträge mit der Industrie Anwendung. Mit der wettbewerblichen Ausrichtung des Energiemarktes und dem Ausbau der erneuerbaren Erzeugung bekommt diese Nachfragesteuerung eine neue Dimension und gewinnt zunehmend an Bedeutung.

Steigende Anteile fluktuierender erneuerbarer Erzeugung stellen neue Herausforderungen an die kosteneffiziente Gewährleistung der Systemsicherheit und erhöhen den Bedarf an Flexibilität. Für den direkten Beitrag zur Versorgungssicherheit müssen diese „Flexibilitätsressourcen“ dem System in Echtzeit zur Verfügung stehen. Das gilt auch für die Nachfragesteuerung. Im diesem Papier werden deshalb die Anforderungen der Sicherheit aus Systemsicht kategorisiert und mit den Möglichkeiten der Nachfragesteuerung abgeglichen. An Beispielen aus den Märkten in den USA und Dänemark wird der praktische Beitrag zur Versorgungssicherheit verdeutlicht, der unter anderem in Form einer bis zu zehnprozentigen Bereitstellung der Spitzenlast erfolgt. Weiterhin werden im Rahmen dieser Beispiele die Möglichkeiten für Regelleistungen als auch zur Absorbierung eines zukünftigen erneuerbaren Überschusses erläutert. Die Entwicklung der einzelnen

Märkte lässt die Schlussfolgerung zu, dass die Potentiale der Nachfragesteuerung regelmäßig unterschätzt wurden. Erst klare Anweisungen, Nachfragesteuerung genauso wie Erzeugungseinheiten zu berücksichtigen und zu entlohnen, brachten in den USA den Durchbruch. Auf diesen Erfahrungen aufbauend werden die Möglichkeiten und maßgeblichen Hindernisse für Deutschland identifiziert und Handlungsoptionen zu deren Beseitigung vorgestellt:

- Die existierende Steuerung bei Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen kann heute nicht zur Bereitstellung der Versorgungssicherheit beitragen.

So lange die erforderliche Technik für die wettbewerbliche Integration der Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen nicht vorhanden ist, sollte der Systemmehrwert anderweitig nutzbar gemacht werden: Verteilnetzbetreibern sollte (vorübergehend) ermöglicht werden, dem Systembetreiber die Nachfragesteuerung auf Basis der existierenden Schalttechnik zur Verfügung zu stellen, insbesondere um die so genannte Winterreserve zu begrenzen.<sup>2</sup>

- 
- 1 Autor: Andreas Jahn, RAP Senior Associate; Grundsatzberatung und Co-Autorin: Meg Gottstein, RAP Principal; Erforschung internationale Beispiele: Sarah Keay-Bright, RAP Associate. Für die kritische Durchsicht des Entwurfs geht ein besonderer Dank an Alexandra Langenheld und Markus Steigenberger (Agora Energiewende), Dr. Marisa Mäder (Entelios) und Jürgen Quentin (DUH).
  - 2 Vorhaltung von Reserven für angespannte Versorgungssituationen im Winter, die im Auftrag der Bundesnetzagentur von den Übertragungsnetzbetreibern akquiriert wurden.

- Angebote von Regelleistung sind mit dem Bilanzkreis als auch mit dem individuellen Liefervertrag des jeweiligen Kunden verknüpft. Dies erschwert die Integration der Nachfragesteuerung durch Spezialisten außerhalb der heutigen Markttrollen, wie z.B. durch Aggregatoren.

Die Schaffung einer unabhängigen Markttrolle „Dienstleister für Nachfragesteuerung“ könnte die Verknüpfung der Zuständigkeiten aufbrechen. Unter Wahrung der Prognose- und Beschaffungsverantwortung könnte über konsequente Regulierung der interagierenden Markttrollen ein großer Fortschritt erzielt werden. Verträge zum Netz, den Bilanzkreisen und den Lieferverträgen könnten Standards hinzugefügt werden, die eine vereinfachte Erschließung der Nachfragesteuerung ermöglichen.

- Das Redispatch erfolgt heute ohne Einbeziehung der Nachfragesteuerung.

Das hoheitliche Redispatch mit Entschädigung durch die Systembetreiber betrifft heute nur Erzeuger. Vorgeschaltete wettbewerbliche Mechanismen könnten auch die Nachfragesteuerung einbeziehen.

- Das Design der Netztarife wirkt heute vielfach als Anreiz für Inflexibilität.

Netzentgelte sollten verursachergerecht sein und keine Fehlanreize bieten. Konkret sollten Netzentgelte für Verbrauchsspitzen abgeschafft werden, wenn diese durch Systemanforderungen für die Versorgungssicherheit verursacht wurden, z.B. durch vorhergehende Lastbegrenzung. Gleichfalls wäre eine Neuausrichtung der enormen Netzentgeltvergünstigungen zu überdenken wie z.B. bei der Industrie für den gleichmäßigen Verbrauch.

- Nachfragesteuerung braucht ausreichende Einkommensströme für Flexibilität.

Im heutigen Markt-Design kann Flexibilität keine ausreichenden Einkommen erzielen. Insbesondere die Regelleistung wird über bestehende Grundlastkraftwerke sehr günstig (zusätzlich) bereitgestellt. Auskömmliche Einkommensströme für Nachfragesteuerung sind dadurch in absehbarer Zukunft nicht zu erreichen.

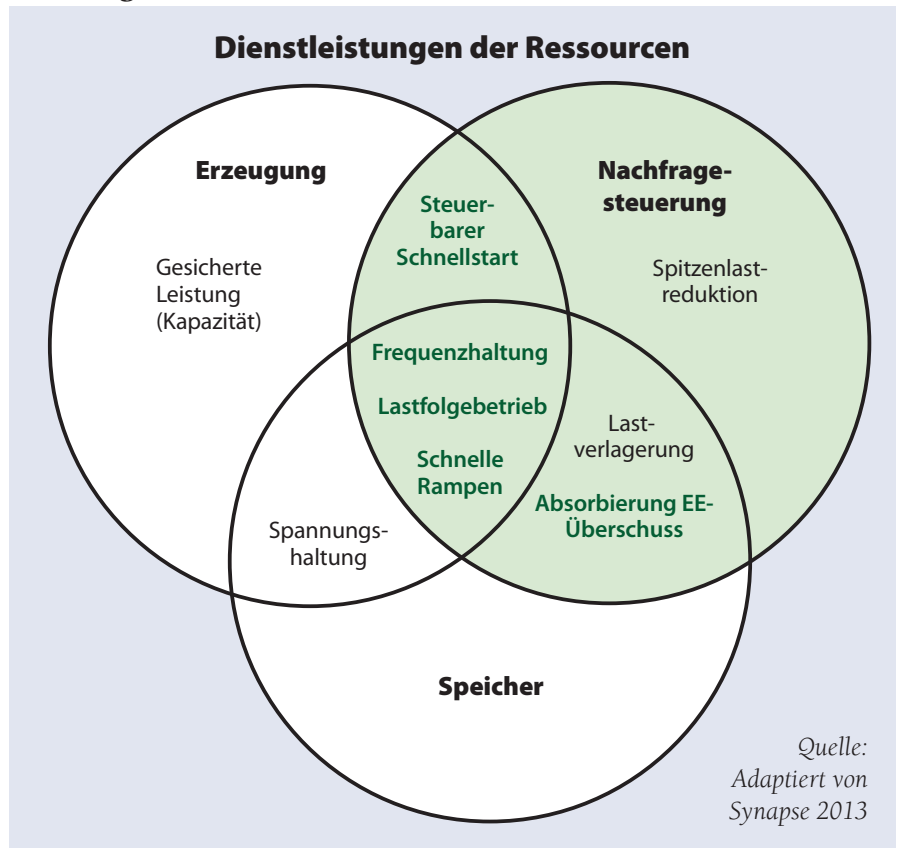
## I. Einführung

Eine gesicherte Versorgung mit Elektrizität bedeutet, dass jederzeit der vollständige physikalische Ausgleich von Angebot und Nachfrage gegeben ist. Bereits kurzfristige, geringe Abweichungen führen zu Schwankungen in der Versorgung und damit zu erheblichen Beeinträchtigungen beim Nutzer.

Für eine gesicherte Versorgung müssen immer ausreichende und in Echtzeit steuerbare Ressourcen bereitstehen. Die Nachfrage muss trotz Prognoseabweichungen gedeckt werden können. Darüber hinaus müssen genügend Reserven für Notsituationen bereit stehen. Traditionell übernimmt die Erzeugung diese Reservefunktion fast vollständig. Grundsätzlich kann dies aber auch mittels Nachfragesteuerung erreicht werden. Trotzdem wurde in fossil geprägten Energiesystemen mit niedrigen Brennstoffkosten die Nachfragesteuerung nur als Ergänzungsoption genutzt, etwa um z.B. Lastspitzen zu reduzieren (abschaltbare Leistungen).

Mittlerweile sind Brennstoffkosten von größerer Relevanz, ambitionierte Energie- und Klimaziele wurden etabliert. Spätestens die deutschen Energiewende-Ziele<sup>3</sup>, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis 2020 mindestens auf 35% und bis 2050 mindestens auf 80%<sup>4</sup> zu erhöhen, verändern mittelfristig die Angebotssituation signifikant. Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit erneuerbarer und gleichzeitig steuerbarer Erzeugung (z.B. Biomasse) soll die Stromproduktion aus wetterabhängiger Windkraft und Sonne zur tragenden Säule werden. Folglich wird die wenig flexible Nachfrage mit diesem steigenden Anteil dargebotsabhängiger Erzeugung immer häufiger nur unter erschwerten Bedingungen sicher in Einklang zu bringen

Abbildung 1



sein.

Abbildung 1 zeigt die Beiträge, die die einzelnen Ressourcen, d.h. Erzeugung, Nachfragesteuerung und Speicher zur physischen Sicherstellung der Versorgung liefern können. Nachfragesteuerung hat dabei das Alleinstellungsmerkmal der Spitzenlastreduktion, wenn das System an seine Grenzen stößt. Darüber hinaus kann sie auch (Dienst-) Leistungen bereitstellen, die in einem traditionellen System von der Erzeugung abgedeckt werden. Dazu zählen z.B. steuerbarer Schnellstart,

3 Die ambitionierten Ziele der EU (Roadmap 2050) führen zu ähnlichen Herausforderungen auf EU Ebene.

4 Energiekonzept der Bundesregierung

Frequenzhaltung, schnelle Rampen, etc. In der Kombination mit Wärmespeichern ist Nachfragesteuerung ebenfalls prädestiniert, einen Überschuss erneuerbarer Erzeugung im Rahmen der täglichen Regelleistungen zu absorbieren. Die Nachfrage nach den in Abb. 1 grün gekennzeichneten Serviceleistungen wird zunehmend wichtiger, je mehr dargebotsabhängige Erzeugung im System ist.

Auf dieser Systematik aufbauend wird im Folgenden aufgezeigt, wie die Nachfragesteuerung einen kostenoptimierten Betrieb in einem auf erneuerbarer Erzeugung basierenden System unterstützen kann. Dazu wird im nächsten, d.h. zweiten Abschnitt die Klassifizierung der Nachfragesteuerung in Bezug auf die Versorgungssicherheit erläutert. Dabei liegt der

Fokus auf der Untergruppe der direkt kontrollierbaren Nachfragesteuerung. Internationale Beispiele in Abschnitt III zeigen die Umsetzung der einzelnen Systemanforderungen im Markt und den damit verbundenen Erfolg der Nachfragesteuerung durch deren ökonomischen Mehrwert. Hierzu zählt auch die Voraussetzung einer aktiven Gestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen und den daraus folgenden Einzelmaßnahmen. Abschließend werden in Abschnitt IV die maßgeblichen Hemmnisse für den Erfolg der Nachfragesteuerung in Deutschland diskutiert und konstruktive Vorschläge zu deren Überwindung aufgezeigt. Am Ende des Dokumentes werden in einem Glossar die maßgeblichen Begrifflichkeiten erläutert.

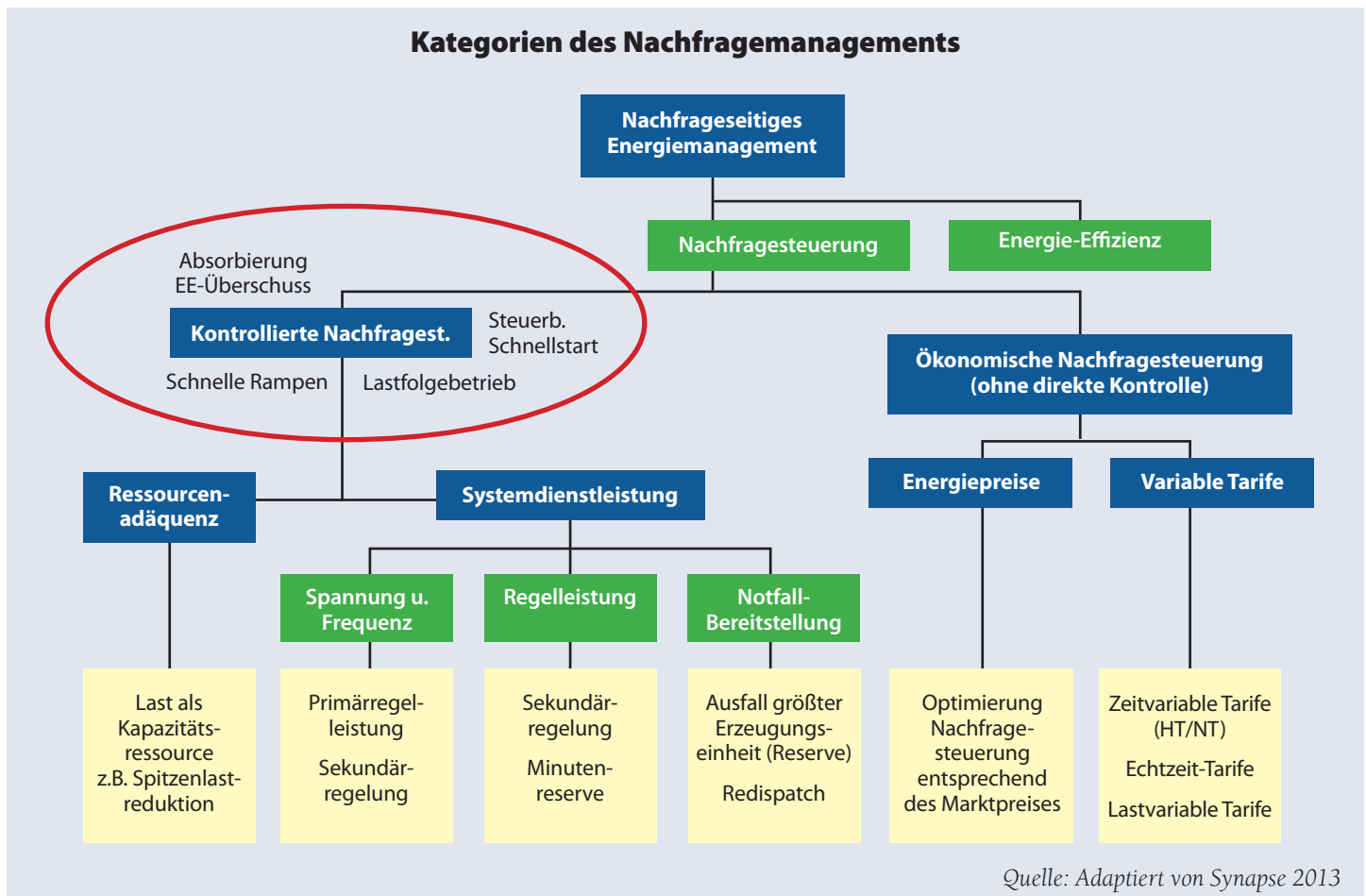
## II. Was ist unter „Nachfragesteuerung und Versorgungssicherheit“ zu verstehen?

Nachfragesteuerung ist neben der Energieeffizienz die zweite große Gruppe des nachfrage-seitigen Energiemanagements. Während die Energieeffizienz<sup>5</sup> auf die Nachfragereduktion insgesamt abzielt, fokussiert die Nachfragesteuerung auf die Anpassung zu einem bestimmten Zeitpunkt. International wird „Nachfragesteuerung“ als Veränderung des Energieverbrauchs im Vergleich zu üblichen Verbrauchsmustern

beschrieben. Diese Veränderungen gegenüber dem ursprünglich anvisierten Verbrauch können wiederum durch zwei unterschiedliche Ansätze erreicht werden: Freiwillige Steuerung auf Basis von Marktsignalen oder durch initiierte

5 Ausführlicher zur Energieeffizienz [www.raponline.org/featured-work/energy-efficiency-and-the-energiewende](http://www.raponline.org/featured-work/energy-efficiency-and-the-energiewende)

Abbildung 2



Angebote, die eine direkte Kontrolle der Maßnahmen erlauben. Abbildung 2 gibt einen Überblick über die Kategorisierung des Nachfragemanagements.

Nachfragesteuerung, die auf freiwilliger Basis erfolgt, d.h. z.B. über variable Tarife oder kurzfristige Preisunterschiede im Großhandel (day ahead und intraday), hilft, die Kosten des Energieverbrauchs zu optimieren. Gleichzeitig wirkt eine größere Fahrplandisziplin, z.B. durch kurzfristigere Prognoseanpassungen, positiv auf die Effizienz des Energy-Only Marktes und damit die Energiebereitstellung insgesamt. Gleichwohl ist diese freiwillige Nachfragesteuerung nicht verlässlich. Für einen Beitrag zur Versorgungssicherheit muss gewährleistet werden, dass die Anforderungen der Systemqualität kurzfristig umgesetzt werden. Dies kann nur durch eine „direkte Kontrolle“ geschehen. Entsprechend gehen wir nur auf den linken Bereich der in Abbildung 2 dargestellten kontrollierten Nachfragesteuerung ein.

Der Systemwert der kontrollierbaren Nachfragesteuerung besteht in der Bereitstellung der spezifischen Qualitäten, die es dem Systembetreiber ermöglichen, die Stabilität des Stromsystems zu optimieren und damit die Verfügbarkeit zu maximieren. Von besonderer Bedeutung sind hierbei

die schnelle und genaue Reaktion der Nachfrage, die für den Ausgleich von kurzfristigen, extremen Situationen relevant ist. Entsprechend müssen deren Anbieter über Präqualifikationen oder Testläufe unter Beweis stellen, dass sie diese Anforderungen erfüllen. Kontrollierbare Nachfragesteuerung kann somit Versorgungssicherheit bereitstellen, und zwar in Form von

- a) Ressourcenadäquanz (z.B. als Kapazitätsressource),
- b) traditioneller Regelleistung (z.B. als Primär, Sekundär- oder Minutenreserve) oder
- c) zukünftig benötigten und entsprechend zu entwickelnden Produkten, wie z.B. schnelle und genaue Rampen oder Verbrauchserhöhung mittels Wärmespeichern zum Absorbieren erneuerbarer „Über“-produktion.

- 
- 6 Dauerhaft wirkt sich die Optimierung im Bilanzkreis auch positiv auf die Systemdienstleistung aus. Bessere Prognosen verringern die vorzuhaltende Regelleistung. Die weiteren Aspekte der Versorgungssicherheit, wie z.B. Ressourcenadäquanz, Notfallreserve und Spannungshaltung, werden damit nicht optimiert.

## III. Nachfragesteuerung als Ressource für Versorgungssicherheit — Internationale Beispiele

Vor dem Hintergrund der deutschen Gegebenheiten werden nachstehend erfolgreiche Beispiele anderer Märkte erläutert und Erfahrungen daraus abgeleitet. Nahezu alle Beispiele stammen aus den Vereinigten Staaten, weil es dort schon am längsten wettbewerbliche Strom-Großhandelsmärkte gibt, die auch die Nachfragesteuerung einbeziehen. Allerdings wurde in den USA der Einbezug der Nachfragesteuerung ausschließlich ökonomisch begründet. Die Integration erneuerbarer Energien spielte dabei keine Rolle. Die folgenden Beispiele beschreiben den Beitrag der Nachfragesteuerung als Kapazitätsressource zur Spitzenlastabdeckung, sozusagen die Schlüsseldimension in der deutschen Debatte um die Versorgungssicherheit. Weitere Aspekte der Versorgungssicherheit finden gleichfalls Beachtung. So werden die Möglichkeiten traditioneller wie auch erweiterter Systemdienstleistungen vorgestellt. Relevant sind für die Teilnahme der Nachfragesteuerung in den verschiedenen Bereichen die regulatorischen Rahmenbedingungen, die dieses „Level Playing Field“ in den US-Märkten ermöglicht haben.

### A. Nachfragesteuerung als Ressource für Systemdienstleistungen

Systembetreiber - in Deutschland sind dies die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) - halten Regelleistung vor, um Angebot und Nachfrage nach Handelsschluss d.h. in Echtzeit in Einklang zu bringen zu können. Der vom Regulierer mit den Systembetreibern ermittelte Bedarf an Primär- und Sekundärregelleistung wie auch an Minutenreserve wird über Ausschreibungen von den hiesigen vier ÜNB gemeinsam akquiriert. Sowohl der durch mehr fluktuierende Erzeugung steigende Regelleistungsbedarf

als auch die mögliche Angebotsverknappung durch einen Rückgang steuerbarer Kraftwerke werden mittelfristig zu steigenden Kosten für die Ausregelung des Systems führen. Die systematische Erschließung der Nachfragesteuerung für die gleichberechtigte Bereitstellung der Regelleistung kann die Liquidität in diesen Märkten insgesamt steigern<sup>7</sup> als auch durch diese zusätzliche, günstige Ressource die Kosten der Ausregelung insgesamt begrenzen. In einigen US-amerikanischen Märkten wurde dies sehr erfolgreich durch „virtuelle Kraftwerke“ ermöglicht. In Texas hat sich der Anteil der Nachfragesteuerung für alle Regelleistungen in Summe um den Faktor 21 erhöht; sie stellten 2011 über 2.300 MW bereit<sup>8</sup> (siehe Exkurs 1). Im PJM-Markt<sup>9</sup> hat die Nachfragesteuerung in den sechs Prozent der preissetzenden Stunden einen Durchschnittspreis von 1 US\$ pro MW herbeigeführt gegenüber einem allgemeinem Durchschnittspreis von fast 5 US\$ pro MW<sup>10</sup> (siehe Exkurs 2).

---

7 “Liquidität” beschreibt in diesem Kontext die Beschränkung eines einzelnen Anbieters mit seinem Angebotspreis den Marktpreis zu beeinflussen. Gut funktionierende Märkte rufen eine hinreichend effiziente Anbieteranzahl hervor, die diese Liquidität und damit Marktpreise gewährleistet, die dicht an den Grenzkosten der benötigten Einheiten liegen. Dies ist Voraussetzung für eine marktpreisbasierte Investitionsentscheidung mit effektiver Risikooptimierung.

8 Synapse 2013: Demand Response as a Power System Source, Seite 49

9 PJM ist ein US-Großhandelsmarkt, der in seinen Ursprung Pennsylvania, New Jersey und Maryland hatte und heute in etwa die Spitzenlast von Deutschland und Polen zusammen aufweist.

10 Synapse 2013: Demand Response as a Power System Source, Seite 55



### **Exkurs 1: ERCOT<sup>11</sup>/USA: Schnelle Nachfragesteuerung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit**

Das ERCOT-Programm für Ressourcen der Nachfrages-  
steuerung<sup>12</sup> stellt reaktionsstarke Reserveleistungen bereit,  
die während des Verpflichtungszeitraums jederzeit abruf-  
bar sein müssen. Die entsprechende Ressource geht sofort  
vom Netz, wenn die Frequenz unter 59,7 Hertz fällt oder  
eine Warnung (Energy Emergency Alert, EEA) eingeht, die  
eine Lastreduzierung innerhalb von 10 Minuten erfordert.  
Die Anforderungen, die unter anderem für Messgeräte und  
Fernmesstechnik gelten, beschränken die Teilnahme auf

industrielle und große gewerbliche Kunden. Dennoch ste-  
hen derzeit 207 Ressourcen mit einer registrierten Kapazität  
von etwa 2.300 MW zur Verfügung, die bereits 50 Prozent  
(1.400 MW von 2.800 MW) der gesamten für den Abruf  
verfügbaren Reserveleistung erbringen. Damit ist die Grenze  
erreicht, die für den Einsatz von Nachfragesteuerung in Tex-  
as festgesetzt wurde. Obwohl diese Ressourcen nur selten  
in Anspruch genommen werden, erhalten sie eine laufende  
Vergütung dafür, dass sie gesicherte Leistungen bereitstellen.

### **Exkurs 2: PJM, ISO-NE/USA, IESO/Kanada: Schnelle und reaktionsstarke Ausgleichsleistungen durch virtuelle Kraftwerke**

Der Aggregator Enbala erbringt Ausgleichsleistungen für  
drei unabhängige amerikanische Systembetreiber: PJM<sup>13</sup>,  
IESO und ISO-New England.<sup>14,15</sup> Enbala stützt für die  
Systembetreiber die Frequenz. Diese fortlaufende Inter-  
vention muss alle vier Sekunden an die neue Situation  
angepasst werden. Dafür steht ein Portfolio aus Stromver-  
brauchern mit verschiedenen Leistungsmerkmalen (schnelle  
und genaue Lastwechsel) bereit. Das Portfolio besteht aus  
geografisch verteilten Ressourcen unterschiedlichster Art,  
die ein Leistungsmerkmal gemein haben: Flexibilität zum  
Zeitpunkt des Strombezuges, ohne die Bedürfnisse des Kun-  
den oder Abnehmers zu gefährden. Zu den Verbrauchern,  
die die erforderlichen Leistungsmerkmale bereitstellen,  
gehören unter anderem Wasserwerke, die Wasser in Reser-  
voirs pumpen, Kläranlagen, die das Abwasser belüften, und  
Unternehmen, die ein Zwischenprodukt, wie etwa Zellstoff  
produzieren, das später zu einem Endprodukt (z. B. Papier)  
weiterverarbeitet wird. Besonders nützlich bei der Steuerung  
eines Portfolios aus Verbrauchern, die Ausgleichsleistungen  
erbringen, sind Frequenzumrichter. Sie ermöglichen die

Feinabstimmung, bei der das verbleibende Nachfrageprofil  
genau angepasst wird, wenn die Lücke zwischen Angebot  
und Nachfrage bereits ausreichend durch andere Ver-  
braucher geschlossen wurde.<sup>16</sup>

Das „Enbala Power Network“<sup>17</sup> reagiert mit Ausgleichs-  
leistungen auf minutengenaue Anpassungen durch den  
unabhängigen Systembetreiber, veranlasst aber nicht unbe-  
dingt minutengenaue Änderungen der industriellen Res-  
ourcen. Auch wenn sich eine Ressource etwa nur stunden-  
genau anpassen lässt, kann sie dennoch genutzt werden,  
um als Teil der aggregierten Last Ausgleichsleistungen zu  
übernehmen. Zudem werden die Ressourcen nur dann  
herangezogen, wenn sie aus Sicht des Kunden verfügbar  
sind. Auf diese Weise werden vereinbarte Beschränkungen  
eingehalten, so dass die Verbraucher für ihre Flexibilität  
vergütet werden; in ihrer geschäftlichen Leistung oder ihrer  
Funktion werden sie hingegen nicht beeinträchtigt. Für den  
Fall, dass eine bestimmte Ressource nicht zur Verfügung  
steht, ist das Enbala-Netzwerk groß genug, um auf eine  
andere Option zurückgreifen zu können.

11 Energy Regulatory Commission of Texas

12 Load Resource Participation in the Ancillary Services Markets  
<http://www.ercot.com/services/programs/load/laar/index>

13 PJM Demand Response, available at: [http://www.pjm.com/  
markets-and-operations/demand-response.aspx](http://www.pjm.com/markets-and-operations/demand-response.aspx)

14 Independent Electricity System Operator in Ontario, Kanada  
(IESO) und Independent System Operator in New England  
(Nordosten der USA)

15 Siehe <http://www.enbala.com>

16 St. John, J. (November 23, 2011) Viridity, Enbala Try Negawatts  
to Balance Pennsylvania's Grid. *Greentechgrid*. Retrieved from:  
<http://www.greentechmedia.com/articles/read/viridity-enbala-try-negawatts-to-balance-pennsylvanias-grid>

17 Enbala Power Networks, Resources: [http://www.enbala.com/  
RESOURCES.php?sub=Video](http://www.enbala.com/RESOURCES.php?sub=Video)



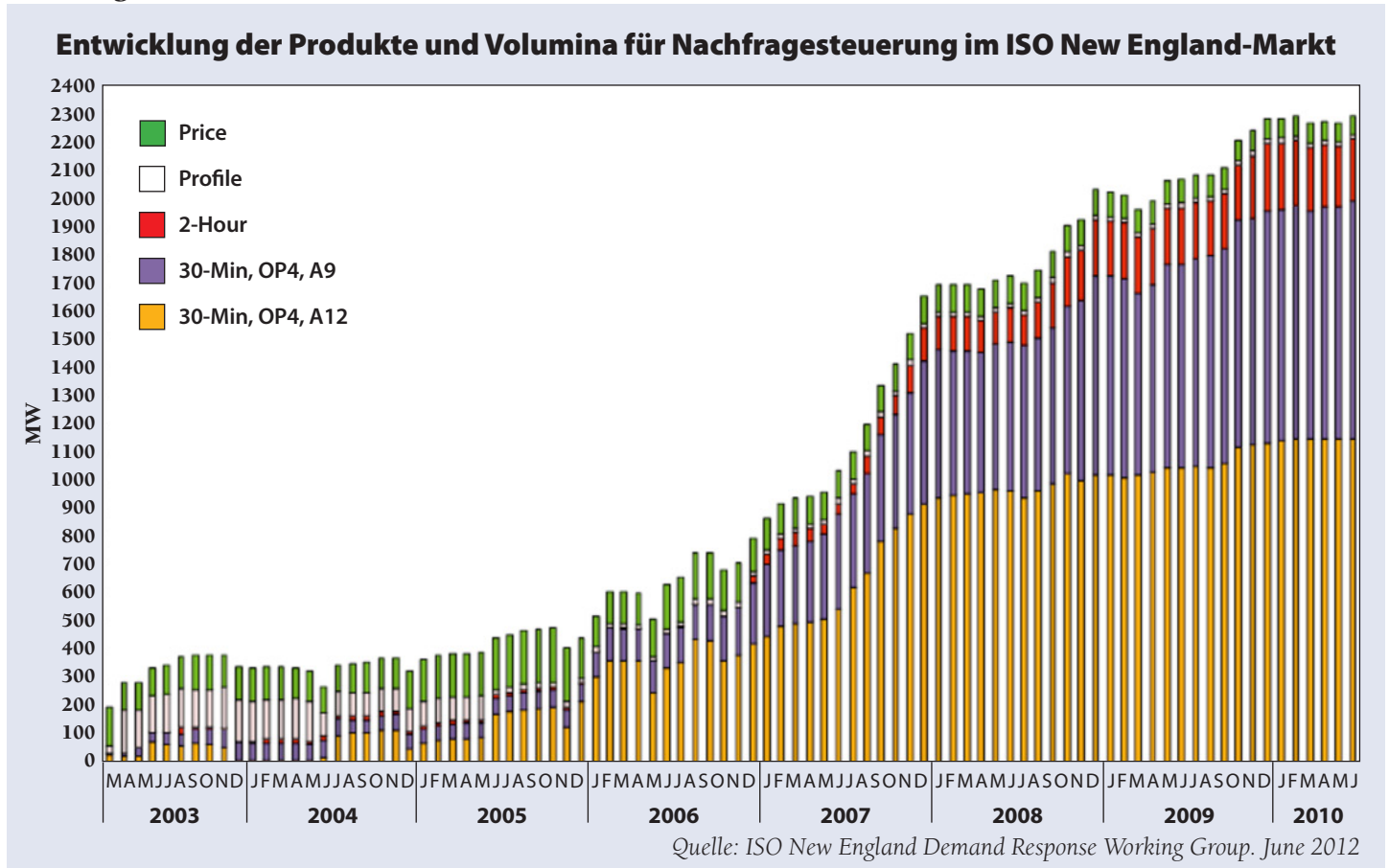
## B. Nachfragesteuerung als Beitrag zur Ressourcenadäquanz

Die Nachfragesteuerung wird in den bedeutendsten wettbewerblichen US-Großhandelsmärkten seit über einem Jahrzehnt an der Bereitstellung gesicherter Leistung beteiligt, maßgeblich in den sogenannten „Termin-Kapazitätsmärkten“<sup>18</sup>. Klassische Kapazitätsmärkte honorieren die Vorhaltung von Leistung, die über ein verpflichtendes Angebot in den Energy-Only (Spot) Markt eingebracht wird. Die Entwicklung spezifischer Produkte, die nur limitierte Zeiträume oder Abrufhäufigkeiten umfassen, hat es auch der Nachfragesteuerung ermöglicht,

in diesen Märkten eine signifikante Rolle einzunehmen. Voraussetzung ist die systematische Bewertung der für das System notwendigen Leistungen sowie deren Abfrage beispielsweise über Auktionen, die allen Ressourcen eine gleichberechtigte Teilnahme ermöglichte. Die Entwicklung der Nachfragesteuerung über mehrere gesicherte Leistungsprodukte am Beispiel des ISO-New England Marktes verdeutlicht Abbildung 3.

18 Für die Beschreibung dieses Marktes siehe auch RAP 2010 Gottstein M./Schwartz L. und Synapse 2012 Demand Response in den USA.

**Abbildung 3**



### **Exkurs 3: PJM, ISO-New England/USA: Gesicherte Leistung der Nachfragesteuerung reagiert auf Anreize<sup>19</sup>**

Die Stromgroßhandelsmärkte von PJM und ISO-New England ermöglichen den gleichberechtigten Wettbewerb zwischen Nachfragesteuerung und Erzeugung in den sogenannten Termin-Kapazitätsmärkten.

In dem mit Termingeschäften abgewickelten Kapazitätsmarkt von PJM (Reliability Pricing Model, RPM) können die Anbieter der Nachfragesteuerung Gebote für die Lastreduzierung abgeben. Damit treten sie in den RPM-Auktionen als verlässliche Ressource für Spitzenlasten (Ressourcenadäquanz) auf. Zusätzlich zu den RPM-Terminauktionen können sich Ressourcen der Nachfragesteuerung drei Monate vor dem Leistungsjahr als „Full Emergency Load Response“ („vollwertige Laststeuerung für Notfälle“) anmelden. Auch hier gilt, dass die Vorhaltung der Nachfrageleistung gleich der Erzeugung mit Kapazitätszahlungen vergütet wird. Im Jahr 2010 wurden im PJM-Markt 10,5 Prozent der Spitzenlast durch Nachfragerressourcen bereitgestellt, im ISO-New England Markt waren es 7,8 Prozent in vergleichbaren Kapazitätsauktionen.

Durch die Teilnahme der Nachfragesteuerung in den wettbewerblichen Auktionen wurden erhebliche positive Kosteneffekte erzielt. Die vom Systembetreiber insgesamt nachgefragte Leistung konnte durch diese zusätzliche

preiswerte Ressource zu erheblich niedrigeren Kosten bereitgestellt werden. Im ISO-New England Markt wurde innerhalb nur einer Auktion eine Kostenreduktion von etwa 290 Mio. US\$ erreicht, eine Ersparnis von mehr als 15 Prozent der Gesamtkosten. Im PJM-Markt brachte eine Auktion 1,2 Mrd. US\$ Ersparnis; das sind Einsparungen von 10-20 Prozent je nach Region und in Zonen mit Stromengpässen 30 Prozent.<sup>20</sup>

Neben positiven Kosteneffekten gab es auch überraschende Erkenntnisse hinsichtlich der Verlässlichkeit der Nachfragesteuerung. Bei Auswertung von problematischen Situationen des ISO New England-Systems wurde festgestellt, dass im Juni 2010 98 Prozent (653 von 669 MW) und im Juli 2011 91 Prozent (855 von 939 MW) der akquirierten Nachfragesteuerung reagierten. Für die Erzeugung wurden für September 2010 sehr niedrige Reaktionswerte von nur 40 Prozent (393 von 986 MW) bei 90 Einheiten, die sich im Betrieb befanden und 72 Prozent (673 von 936 MW) bei 56 Schnellstartern ermittelt, insgesamt fehlende Leistung von 851 MW.<sup>21</sup> Auch wenn es sich bei diesen Zahlen nicht um Durchschnittswerte handelt, bestätigen sie doch, dass die Nachfragerressourcen gegenüber der Erzeugung (mindestens) gleichwertig sind.

Es werden allerdings nicht nur traditionelle Systemdienstleistungen und gesicherte Leistungen vom System eingefordert, sondern auch qualifizierte Leistungen (z.B. Flexibilität in Form von schnellem An- und Abfahrvorgängen). Entsprechend wird in anderen Großhandelsmärkten die Entwicklung und Einführung von neuen, flexiblen Produkten diskutiert, wovon auch die deutsche Debatte profitieren kann.

## **C. Nachfragesteuerung als erweiterte Systemdienstleistung**

Das Marktdesign für die Bereitstellung der Regelleistung in Deutschland wurde in den letzten Jahren verbessert. Dazu gehören die gemeinsame Reservevorhaltung der ÜNB, die Verringerung der Mindestgebotsgrößen und kürzere Angebotszeiträume. In deren Folge ist sowohl

das angebotene Volumen und dadurch bedingt die Liquidität gesteigert als auch das Preisniveau gesenkt worden. Die bisherigen Veränderungen zeigen, dass auch eine weitere Verkürzung der Akquise-Zeiträume für die Integration der (fluktuierenden und nur kurzfristig zu prognostizierenden) Erneuerbaren richtig sein könnte. Daraus folgt natürlich für alle Auktionsgewinner nur eine kurzfristige Einnahmequelle (um Betriebskosten zu decken), die aber kaum Investitionen absichern kann. Zukünftig notwendige Investitionen in neu zu

19 Siehe [www.pjm.com](http://www.pjm.com); Synapse 2012

20 RAP 2012 Gottstein M., What lies Beyond Capacity Markets, Seite 38

21 RAP 2012 Gottstein M., What lies Beyond Capacity Markets, Seite 39

### **Exkurs 4: Dänische EcoGrid, Bornholm/Dänemark: Ausgleich von Windenergie durch thermische Speicherung<sup>22</sup>**

Die Kombination zahlreicher Windenergieanlagen (die heute etwa 20 Prozent des jährlichen Strombedarfs decken) mit Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK), die Strom und Wärme produzieren, ist eine der derzeitigen Herausforderung im Energiesystem von Dänemark. Windkraftwerke haben nahezu keine Produktionskosten und werden daher als Must-Run-Kapazitäten betrieben. KWK-Anlagen gewährleisten in erster Linie die Wärmeversorgung von Wohngebäuden und Betrieben. In der Folge schwankt in Dänemark das Stromangebot stark, ohne dass dabei Bedarfsschwankungen widerspiegelt werden. Die Verbindung zum skandinavischen Stromsystem, das fast vollständig auf Wasserkraft basiert, hat diese Schwankungen bisher abgefangen. Sollte Dänemark den Windkraftanteil, wie geplant, auf 50 Prozent ausweiten, wird das Modell des Ausgleichs über die Nachbarsysteme sowohl an Akzeptanz- als auch an technische Grenzen stoßen. Dänemark entwickelt daher aktuell ein Programm, das stärkere Nachfragesteuerung (etwa durch erweiterte Nutzung elektrischer Wärmepumpen) ermöglicht und Kapazitäten an thermischer Wärmespeicherung in Fernwärmenetzen ausbaut. Zusätzlich werden „Mikrone-

etze“ entwickelt, die die Stromnachfrage bestimmter Verbraucher mit der Verfügbarkeit von Energie abgleichen. Auf der Insel Bornholm läuft bereits ein Feldversuch, der belegen soll, dass der Betrieb eines Stromsystems mit mehr als 50 Prozent fluktuierender Windenergie möglich ist, sofern intelligente Kommunikations- und Allokationsmechanismen zum Einsatz kommen.<sup>23,24</sup> Bei diesem Pilotprojekt sind erneuerbare Energien und Optionen zur Nachfragesteuerung vollständig in den Markt eingebunden. Soweit möglich werden alle Facetten des bestehenden Strommarkts genutzt. Die derzeitigen Vorschriften in den nordischen Ländern erlauben allerdings die Marktteilnahme erst ab 10 MW, wobei die Systemlast nur alle 15 Minuten festgestellt wird, so dass sich die Preise sprunghaft ändern. Demgegenüber schreibt der fast in Echtzeit funktionierende Markt im Feldversuch den 76 Marktteilnehmern keine Mindestleistung vor. Der Übertragungsnetzbetreiber setzt alle fünf Minuten den Preis fest, so dass kleine Einheiten schnell darauf reagieren können. Dieser neue Markt, der den Spotmarkt Elspot ergänzt, verleiht Flexibilität explizit einen Wert.

erschließende Flexibilitätsressourcen z.B. für benötigte Software oder Umbau der Technik erhalten hierüber kaum einen verlässlichen bzw. planbaren Einkommensstrom und bleiben möglicher Weise ganz aus.

Dabei sind gerade Nachfragesteuerungen geeignet, einen signifikanten Anteil der steigenden Flexibilitäts-Anforderungen in Folge der Energiewende zu liefern (siehe Abbildung 1, Dienstleistungen in grün), benötigen aber ebenso wie Erzeugungsanlagen planbare Erlöse.

Erwähnenswert ist, dass Nachfragesteuerung

in Verbindung mit einer Heißwasser-Speicherung Regelleistung sicher und kostengünstig bereitstellen kann. Diese Form der künftig zunehmend erforderlichen wie auch sinnvollen Nutzung (Absorbierung) eines erneuerbaren Stromüberschusses wird heute in den USA und Dänemark erprobt (siehe Exkurs 4).

Die weitere in Abbildung 1 aufgeführte Systemdienstleistung, die Nachfragesteuerung erbringen kann, sind kostengünstige, schnelle und genaue Rampen für eine bessere Integration der erneuerbaren Energien.

22 Siehe <http://eu-ecogrid.net>

23 Mikronetze sind absichtlich geschaffene Inseln aus verteilten Ressourcen und Verbrauchern, die sich automatisch abtrennen, wenn das lokale Netz ausfällt, und sich automatisch wieder ins Netz einfügen, sobald der Normalzustand wieder erreicht ist.

24 Vgl. den zusammenfassenden Bericht zur ersten Phase von EcoGrid.dk: <http://www.energinet.dk/EN/FORSKNING/Energinet-dks-forskning-og-udvikling/EcoGrid/Sider/default.aspx>

Vgl. insbesondere WP4 und WP5 sowie die Beschreibung des großflächigen Pilotprojekts auf Bornholm unter <http://www.eu-ecogrid.net/images/Documents/EcoGrid%20EU%20-%20Guide%20to%20the%20large-scale%20project.pdf>.

Aus diesem Grund sind Systembetreiber in den USA entschlossen, neue Produkte zu entwickeln, die es auch Aggregatoren ermöglichen, Nachfragesteuerung anzubieten. In Kalifornien, wo bis 2020 30 Prozent des Stroms aus Erneuerbaren bereitgestellt werden soll, wächst der Anteil an PV- und Windstromerzeugung stark. Um den damit verbundenen Flexibilitätsanforderungen gerecht zu werden, hat z.B. der kalifornische Systembetreiber (CAISO) beschlossen, den traditionellen Regelleistungen „flexible Rampen“ als ein neues Produkt hinzuzufügen. Hierzu zählt auch ein Marktdesign, das Aggregatoren der Nachfragesteuerung zur direkten Beteiligung motivieren soll. Auch der Systembetreiber MISO im mittleren Westen der USA beschäftigt sich derzeit intensiv mit ähnlichen Anforderungen, die im System der Regelleistungen umgesetzt werden sollen.<sup>25</sup>

Vor dem Hintergrund, dass Ressourcenadäquanz nur ein Aspekt der Versorgungssicherheit ist, hatten die Systembetreiber PJM und ISO-New England veranlasst, zu eruieren, welchen Beitrag Nachfragesteuerung darüber hinaus liefern kann. Hierzu zählt die im PJM-Markt im Jahr 2011/2012 aufgelegte Auktion für zwei neue Produkte der Nachfragesteuerung, die für das System mehr Wert haben als die reine Spitzenlastreduzierung. Zum einen die (kurzeitige) Unterbrechung bei Frequenzverletzung, zum anderen eine Unterbrechung über mehrere Stunden. Schon in der ersten Auktion wurde eine große Zahl von Angeboten abgegeben.<sup>26</sup>

Parallele Entwicklungen sind im ISO-New England-Markt zu beobachten: Kapazitätzahlungen für Erzeugung und Nachfragesteuerung sollen dort stärker an die exakte Befolgung der Systemanforderungen und nicht mehr ausschließlich an die Menge der verfügbaren Leistung geknüpft werden.

Nicht nur in den USA entwickelt sich die Diskussion um die Gewährleistung von Versorgungssicherheit in Richtung differenzierter Kapazitätsmechanismen. Hierzu hat entscheidend die Erkenntnis beigetragen, dass die neuen Flexibilitäts-Herausforderungen nicht losgelöst von der gesicherten Leistungsbereitstellung und der Versorgungssicherheit insgesamt zu betrachten sind. Der ausführlichen Erörterung dieser Herausforderungen und den Optionen für ein zukünftiges Marktdesign widmen sich andere RAP-Publikationen.<sup>27</sup>

## **D. Zusammenfassung der USA-Erfahrungen: Schaffung eines „Level Playing Field“ für Nachfragesteuerung**

Bevor die Nachfragesteuerung in Deutschland in den Fokus rückt, soll darauf hingewiesen werden, dass die oben beschriebenen Erfolge in den USA nicht in einem „Regulierungsvakuum“ entstanden sind. Vielmehr hat der nationale Regulierer der US-Energiemärkte (FERC) in den Jahren 2007 bis 2012 durch diverse Festlegungen systematisch ein „Level Playing Field“ für die Nachfragesteuerung geschaffen. Hierzu gehören:<sup>28</sup>

- Aggregatoren für Nachfragesteuerung sind berechtigt, für ihre Kleinkunden direkt im Großhandelsmarkt zu bieten.
- Gebote der Nachfragesteuerung für Systemdienstleistungen müssen vom Systembetreiber vergleichbar mit Geboten anderer Ressourcen berücksichtigt werden.
- Tragen Nachfragesteuerungen zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage in gleicher Weise wie Erzeugungseinheiten bei, müssen sie ebenso entlohnt werden.
- Systembetreiber müssen Ressourcen für Schnellstarts, An- und Abfahrvorgänge etc. entsprechend ihrer Erfüllungsqualität (Geschwindigkeit, Genauigkeit) entlohnen.

Diese Festlegungen haben das Design der Strommärkte in den USA verändert. Bei der Evaluierung der Erfolge in den USA wird deshalb die systematische Berücksichtigung der Nachfragesteuerung durch FERC als essentiell betrachtet.<sup>29</sup>

---

25 2013 Synapse, Seite 69 – 70

26 2013 Synapse, Seite 26, 67 und Abbildung 10.

27 RAP 2012 Gottstein M./ Skillings S. sowie RAP 2012 Hogan. M.

28 Weitere Details der FERC Bestimmungen siehe Synapse 2013, Seite 13 und 14

29 2013 Synapse, Seiten 13, 73

## IV. Was hemmt in Deutschland die Nachfragesteuerung, einen größeren Beitrag für die Versorgungssicherheit zu leisten?

Als Folge der Erfahrungen in anderen Märkten und den hiesigen Herausforderungen durch die Energiewende sollte eine zunehmende Teilnahme der Nachfragesteuerung am deutschen Energiemarkt, insbesondere bei der Bereitstellung von Regenergie oder beim Redispatch, zu erwarten sein. Dies ist jedoch nicht der Fall. Bei genauerer Betrachtung zeigen sich entscheidende strukturelle Hindernisse für eine erfolgreiche und umfängliche Teilnahme der Nachfragesteuerung in Deutschland, die im Folgenden erläutert sowie Lösungswege hierzu skizziert werden.

### A. Existierende Infrastruktur für Nachfragesteuerung sollte zur Versorgungssicherheit beitragen können

In Deutschland sind neben hunderttausenden Wärmepumpen rund 1,5 Millionen Nachtspeicherheizungen (NSH) zumeist in Privathaushalten installiert. Beide sind so genannte unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, bei denen die Verbrauchszeit von außen gesteuert wird. So enthalten die fest installierten „Metall-Kisten“ der NSH einen Wärmespeicher, der nachts innerhalb von wenigen Stunden mit Strom aufgeheizt wird. In den darauffolgenden 20 Stunden wird diese Wärme an den Raum abgegeben. Der Beladevorgang wird über sog. Rundsteuer- oder Funksig-

nale gesteuert und zumeist in Blöcken etwa über Ortsnetztransformatoren zentral gesteuert.

In den 1980-Jahren wurden die NSH maßgeblich in Westdeutschland installiert, um den Betrieb der Kernkraft- und Braunkohle-Grundlastkraftwerke zu optimieren, d.h. die nächtlichen Verbrauchstaler durch das Beladen der NSH aufzufüllen. Die heute installierten NSH-Anlagen haben eine Leistung von bis zu 40 GW.<sup>30</sup> Ihre zeitgleiche Spitzenlast liegt allerdings deutlich darunter. Die Jahreshöchstlast des deutschen Stromversorgungssystems liegt bei etwas mehr als 80 GW. Die Systemspitze wie auch die Leistungsspitze der NSH und WP sind in den winterlichen Abendstunden zu finden.

Die wachsende Zahl von mehr als 300.000 Wärmepumpen (WP) haben heute eine Leistungsspitze von 1,5 GW und 2030 zwischen 7 und 11,9 GW.<sup>31</sup> Die Schaltung der WP obliegt gleichfalls dem lokalen Netzbetreiber, jedoch wird hier nicht die Beladung sondern die Unterbrechung gesteuert. Die heutige Attraktivität der WP und NSH liegt in den erheblichen Vergünstigungen des Netztarifs begründet, für die eine Unterbrechung zu Zeiten der höchsten Netzlast (mittags und abends) für ein bis zwei Stunden vorgeschrieben ist (siehe hierzu Abschnitt D).

Die Unterbrechungs- bzw. Beladungszeiten sind durch den Netzbetreiber als Verstetigung der lokalen Netzlast definiert, dementsprechend sind die lokalen sog. Standardlastprofile<sup>32</sup> (SLP) mit Unterbrechungszeiten

---

30 z.B. Wiechmann, Neue Betriebsführungsstrategien für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen. Seite 26

31 DLR 2011, Erfahrungsbericht EEG 2011, Seite 83

32 Kleinverbraucher u.a. auch Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen unter 30.000 kWh/a werden über so „Standardlastprofile“ beliefert. Dabei gibt der lokale Netzbetreiber die durchschnittlichen Lastverläufe der Kundengruppe vor. Lieferanten sind damit von den Abweichungsrisiken und der damit verbundenen Kosten befreit. Der Verteilnetzbetreiber allokiert die tatsächlichen Abweichungskosten über

die Netzentgelte an alle angeschlossenen Netzkunden, ohne nach Lieferanten oder Kundengruppe zu individualisieren. Ein Ausstieg aus dieser hoheitlichen SLP-Prognose und Belieferung, als auch der Schaltung bei WP und NSP, hin zu einem privaten Lieferanten bzw. Aggregator (mit individuellem Prognoserisiko und Vermarktung der Nachfragesteuerung) ist unter Erhalt der Netzentgeltvergünstigung möglich. Durch Investitionskosten für die individuelle Schaltungstechnik plus der hohen Kosten für die regulierte Abrechnung der Netznutzung ist ein solcher Wechsel heute jedoch in der Regel unwirtschaftlich.



ausgestaltet. Da kurzfristige Verbrauchsabweichungen bzw. -anpassungen (aufgrund der heutigen Regulierung) nicht vorgesehen sind, steht diese Flexibilität dem übergeordneten System und den dort adressierten Dienstleistungen auch nicht zur Verfügung. Die Anforderungen des lokalen Netzes können sogar konträr zum übergeordneten Systembetrieb sein, d.h. die Schaltung der NSH und WP durch den Verteilnetzbetreiber wirkt sich unter Umständen kontraproduktiv auf die Versorgungssicherheit aus.

Um diese technisch vorhandenen Potenziale für die Versorgungssicherheit kurzfristig zugänglich zu machen, um damit insbesondere andere administrative Maßnahmen zu beschränken, müsste die heutige Regulierung überarbeitet werden. Übergangsweise könnte der schaltberechtigten Netzbetreiber diese Flexibilität dem ÜNB im Rahmen der Regelleistungsauktionen anbieten. Gleichfalls könnte diese Kapazität auch eingesetzt werden, um im Rahmen der Ressourcenadäquanz die Winter- oder Netzreserven zu minimieren. Dort erzielte Erlöse ließen sich in die Anreizregulierung der Verteilnetze integrieren, was den jeweiligen Netznutzern in Form niedrigerer Gebühren zu Gute kommen würde. Auf heutige Liefer- und Vertragsverhältnisse hätte diese Änderung keine Auswirkung. Zudem löst diese Nachfragesteuerung keine abrechnungsrelevanten Verschiebungen beim Bilanzkreisverantwortlichen (BKV)<sup>33</sup> aus, da die unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen über Standardlastprofile (SLP) beliefert werden (siehe B, *Ausgleichsenergie und Nachfragesteuerung*).

Mittelfristig sollte deren Potenzial, wie derzeit vorgesehen von wettbewerblichen Anbietern, z.B. Aggregatoren, nicht aber vom Netzmonopol vermarktet werden.<sup>34</sup> Derzeit fehlen jedoch noch Grundlagen, wie standardisierte Zähler oder ein angemessenes Tarifdesign der Netzkosten (siehe D, *Tarifdesign*). Dem steht aber nicht entgegen, einen schnellen - und zeitlich limitierten Nutzen aus der vorhandenen Schalttechnik zu ziehen, indem unnötige Kraftwerksneubauten vermieden werden.

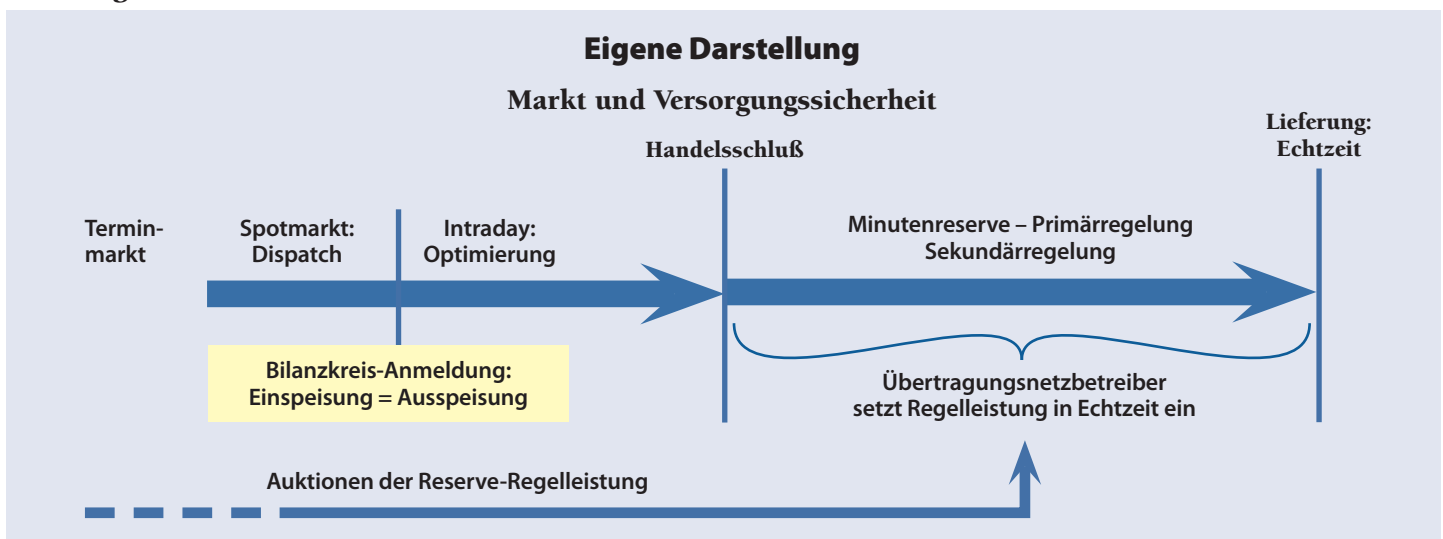
## **B. Verknüpfung von Ausgleichsenergie mit Bilanzkreis und Liefervertrag erschwert Integration der Nachfragesteuerung**

Prognosen für Nachfrage und Angebot werden im Markt erstellt, Preise signalisieren Verfügbarkeiten. Vor dem Handelsschluss müssen alle offenen Positionen geschlossen sein, Verbrauchs- und Erzeugungsprognose des Verantwortlichen müssen für jede Viertelstunde identisch sein. Danach sind zwar noch Optimierungen möglich, jedoch dürfen keine offenen Positionen bestehen bleiben, d.h. eine erhöhte Verbrauchsprognose ist nur mit einer erhöhten Erzeugung möglich. Die Ausregelung des Systems

33 Marktbeziehungen des BKV siehe Anhang

34 Mittelfristige Zielsetzung ähnlich bei Agora 2013: Lastmanagement als Beitrag zur Deckung der Spitzenlast in Süddeutschland, Zwischenbericht Seite 14

**Abbildung 4**



in Echtzeit wird von den ÜNB über Systemdienstleistungen sichergestellt. Die zeitliche Abfolge von Produkten des Marktes und der Versorgungssicherheit ist Abbildung 4 dargestellt.

Entsprechend der vom Regulierer genehmigten Erfahrungswerte werden die verschiedenen vorzuhaltenden positiven und negativen Leistungen von den ÜNB gemeinsam ausgeschrieben; die Minutenreserve Day a-head, Primär- und Sekundärreserve jeweils wöchentlich.<sup>35</sup> Die Angebote dieser Regelleistung werden entsprechend ihrer Leistungspreise ausgewählt und für die Vorhaltung entlohnt. Bei Primär- und Sekundärreserve gibt es ein automatisches, bei Minutenreserve (noch) ein individuelles, analoges Signal für den Abruf. Alle anfallenden Kosten für die Leistung werden in die Netzentgelte der Übertragungsnetze einbezogen. Die bei Reserveabruf (Sekundär- und Minutenreserve) anfallenden Kosten für Energie werden als gemittelter viertelstündlicher Arbeitspreise den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) als Ausgleichsenergiekosten entsprechend der Verursachung in Rechnung gestellt. Nachfragesteuerung (in Form von Regelleistung) verursacht somit durch kurzfristig veränderte Lastverläufe immer Ausgleichsenergie, die sich

in Form von Kosten oder Erlösen auswirkt.

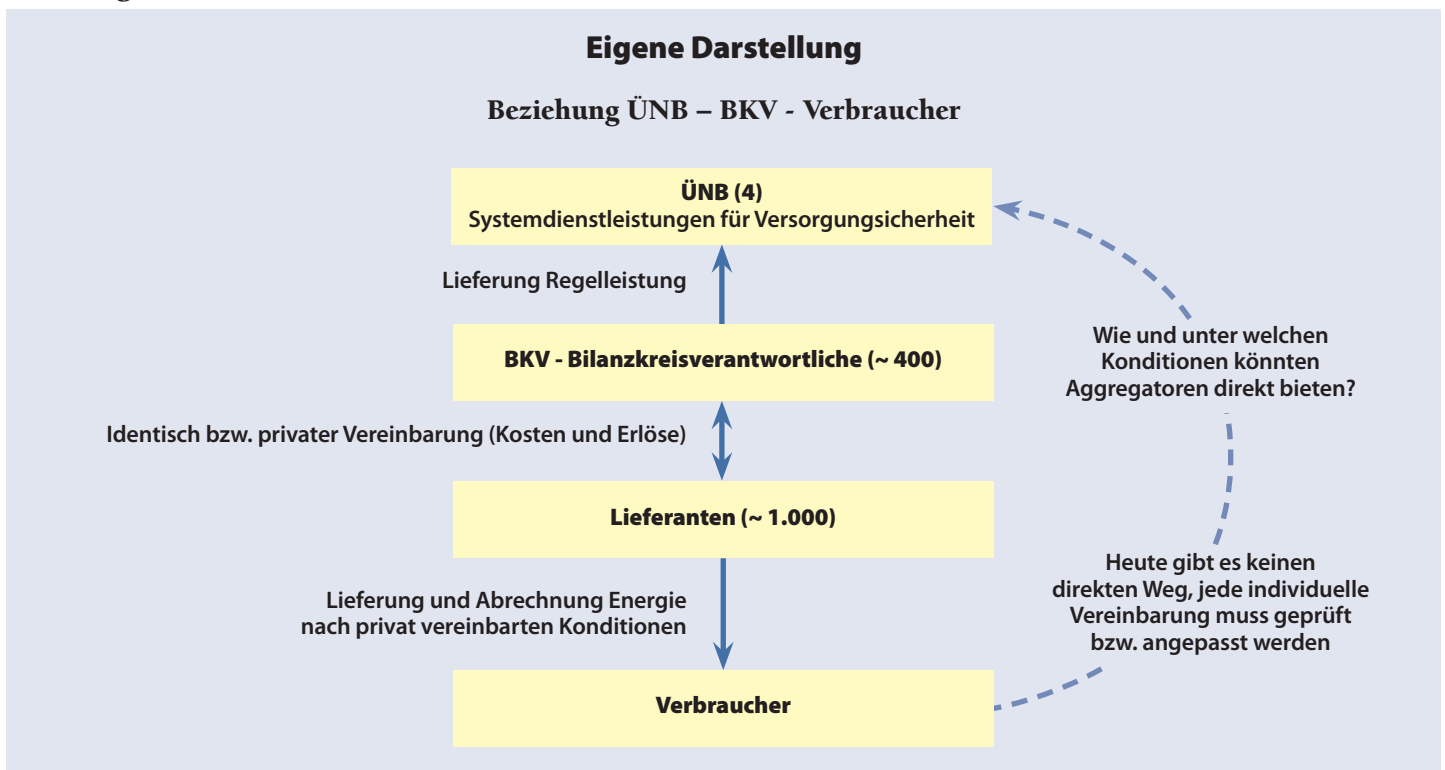
Dadurch, dass jede Erzeugung und jeder Verbrauch durch private Vereinbarung einem Lieferanten und damit auch einem Bilanzkreis überantwortet ist, werden auch die Verantwortung und die Kosten für Prognoseabweichungen hierhin adressiert. Die Bereitstellung der Energie wird vom eigenen oder einem dienstleistenden BKV gegenüber dem ÜNB nachgewiesen. Die vertraglichen Beziehungen und deren mögliche Umgehung sind in Abbildung 5 veranschaulicht.

Nachfragesteuerung verursacht Abweichungen von Verbrauchsprognosen und somit Kosten, die zumeist nicht konform mit den vertraglichen Vereinbarungen zwischen Verbraucher und Lieferant/BKV sind.<sup>35</sup> Als Ergebnis kann Nachfragesteuerung nur mittels individueller Vereinbarungen zwischen dem Kunden/Vermarkter und

35 Siehe [www.regelleistung.net/](http://www.regelleistung.net/)

36 Ausgenommen sind hiervon die größten industriellen Verbraucher, die ihre Belieferung über einen eigenen Bilanzkreis abwickeln und somit das Abweichungsrisiko selbst tragen.

**Abbildung 5**





dem Lieferanten/BKV genutzt werden. Dies ist jedoch sehr komplex und kostenintensiv, da es hunderte Lieferanten und BKV gibt.

Zur Erleichterung des Marktzugangs für Aggregatoren der Nachfragesteuerung ist es erstrebenswert, die Nachfrageflexibilität ohne Behinderung durch die Liefer- und Vertragsverhältnisse des Kunden anzubieten. Diese Forderung geht auch von der EU Effizienzrichtlinie aus.<sup>37</sup> Die damit verbundenen Implikationen auf die Ausgleichsenergie beim BKV oder zu viel beschaffter Energie bei Lieferung von positiver Regelleistung (Herunterfahren des Verbrauchs) sind schwer kalkulierbar. Eine Standardisierung der direkten Angebotsbedingungen bzw. der damit verbundenen zusätzlichen Kosten könnte das Problem minimieren. Netzzugangs- als auch Bilanzkreisverträge sind heute reguliert. Eine Aufnahme dieser Zugangsbedingungen für Aggregatoren wie auch der damit verursachten Risiken- und Kostenverteilung durch Nachfragesteuerung wäre ohne weiteres möglich. Aggregatoren könnten darauf aufbauend ihre Erlöse für Regelleistung mit den verursachten Lasten beim BKV nach allgemeinen Regeln verrechnen. Ähnliche Zugangsstandardisierungen für Aggregatoren wären auch für Lieferantenverträge möglich. Die Markterschließung durch Aggregatoren würde damit stark vereinfacht, ohne die Auswirkungen auf den Lieferanten/BKV außer Acht zu lassen. Auch kleinere bzw. ähnliche Abnahmestellen, die von unterschiedlichen Lieferanten/BKV bedient werden, könnten damit vereinfacht für Nachfragesteuerung erschlossen werden.

### **C. Redispatch könnte Nachfragesteuerung beteiligen**

Der deutsche Strommarkt unterstellt handelsseitig eine „Kupferplatte“, d.h. Angebot und Nachfrage werden ohne regionale Restriktionen in Einklang gebracht. Es gibt einen bundesweit einheitlichen Strompreis. In der Praxis nehmen die physischen Restriktionen jedoch zu. Ein uneingeschränkter Handel kann nur mit kurzfristigen hoheitlichen Eingriffen in die vertraglich vereinbarte Erzeugung gewährleistet werden. Wenn beispielsweise durch die Optimierung des Marktes mehr Erzeugung in Norddeutschland eingeplant ist als dort gebraucht *und* nach Süddeutschland transportiert werden kann, weist der ÜNB heute einen Kraftwerksbetreiber in Norddeutschland an,

Leistung zu reduzieren. Parallel wird ein anderer Betreiber hinter dem Übertragungsengpass im Süden angewiesen entsprechende Erzeugungsleistung hochzufahren. Für dieses so genannte Redispatch<sup>38</sup> werden beide Erzeuger entsprechend ihrer marginalen Kosten, die über die niedrigsten individuellen EPEX-Spot-Angebote der letzten vier Wochen definiert sind, entschädigt.<sup>39</sup>

Dieser hoheitliche Eingriff in die Erzeugung erfolgt aus Systemsicht, Kosten spielen hier eine untergeordnete Rolle. In den letzten Jahren stiegen jedoch sowohl die Anzahl der Maßnahmen als auch deren Kosten deutlich an.<sup>40</sup> Trotz des geplanten Netzausbaus muss durch den zunehmenden Anteil intermittierender Erzeugung weiterhin mit steigenden Redispatch-Maßnahmen und Kosten gerechnet werden.

Entsprechend empfiehlt sich eine Weiterentwicklung des bisherigen Redispatches. Neben der Systemsicht verdient die Kostenoptimierung dabei mehr Beachtung. Die seit kurzem veröffentlichten Daten<sup>41</sup> zum heutigen Redispatch ist ein richtiger Schritt. Basierend auf den Erfahrungen in anderen Märkten, würde das heutige Redispatch reduziert, wenn ein wettbewerblicher Mechanismus vorgelagert wäre. Insbesondere regionale Angebote für Lasterhöhung und -reduktion durch Nachfrager könnten eine bessere Ausgewogenheit der Eingriffsmaßnahmen ermöglichen. Zudem würde die zunehmende strategische Bedeutung von bestimmten Redispatch-Kraftwerken abgeschwächt. Auch wenn die zusätzliche wettbewerbliche Nachfragesteuerung nicht den vollen Bedarf der Leistung oder die benötigte Dauer decken kann, wäre ein Mischbetrieb aus Angebots- und Nachfragemöglichkeiten für die Versorgungssicherheit relevant, da schlicht mehr Optionen zur Verfügung stünden.

---

37 EU Effizienzrichtlinie Artikel 15(8)

38 Redispatch (und Countertrading) gilt als Maßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG und damit jenseits der Netz- und Marktbezogenen Maßnahmen

39 Bundesnetzagentur, Festlegung zum Redispatch 2012

40 Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2012

41 EEG/KWK-G Redispatch-Maßnahmen: <http://www.eeg-kwk.net/de/Redispatch.htm>

## **D. Tarifdesign von Entgelten wirkt als Anreiz für Inflexibilität**

Endkunden-Tarife bestehen neben den Energiekosten zu einem maßgeblichen Anteil aus Netznutzungsgebühren, der mit abnehmender Spannungsebene größer wird. Grundsätzlich werden diese Netztarife in Arbeitspreis- und Leistungspreiskomponente<sup>42</sup> unterteilt, wobei letztere mit zunehmender Spannungsebene einen größeren Anteil haben. Dadurch entsteht besonders für industrielle Verbraucher mit einem signifikanten Leistungspreis ein ökonomischer Anreiz, Leistungsspitzen durch Nachfragesteuerung zu reduzieren. Dieser Anreiz ist jedoch lokal bzw. regional durch den jeweiligen Verteilnetzbetreiber begrenzt. Ein Echtzeit-Bezug zur Systemlast besteht nicht, da die Netzentgeltstruktur lange vorab definiert ist. Nachfragesteuerung zur Optimierung des Systembetriebs, d.h. Leistungsreduktion mit späterer Nachholung oder gar eine direkte Leistungserhöhung wird durch die Leistungspreise des lokalen Netztarifs bestraft. Entsprechend begrenzt sind die Möglichkeiten, Nachfragesteuerung optimal auszuschöpfen, da Verbraucher in der Regel nur bereit sind, diese zu vermarkten, so lange keine zusätzlichen Leistungsspitzen auftreten.

Darüber hinaus werden industriellen Großverbrauchern Ausnahmen bei den Netzentgelten gewährt.<sup>43</sup> Relevant ist hier insbesondere die Regelung, dass für einen Jahresstromverbrauch von mehr als 10 GWh kaum Netzentgelte anfallen, wenn eine sehr gleichmäßige Abnahmestruktur von über 7.250 Vollbenutzungsstunden vorliegt.<sup>44</sup> Diese extreme Kostenreduktion hat jedoch keinen Bezug zum Nutzen für den Systembetrieb. Um die Fehlanreize zu korrigieren und eine systemdienliche Nachfragesteuerung weiterhin

ermöglich bleibt, wird die bereitgestellte Regelleistung vom Einfluss auf die Leistungsentgelte des Netzes entbunden. Da die Erlöse der Nachfragesteuerung für Netzentgeltreduktionen im Verhältnis zur Regelleistung größere wirtschaftliche Bedeutung haben, werden diese auch mit höherer Priorität verfolgt.<sup>45</sup>

Die Inanspruchnahme des Netzes als Bemessungsgrundlage der Netzentgelte durch den einzelnen Nachfrager ist ein akzeptiertes Herangehen. Sofern keine Netzengpässe bestehen, sollten Nachfrager bei den Netztarifen neutral gestellt werden. Folglich könnte sich ihr Handeln verstärkt am Systemnutzen anstatt an einer Netzentgeltoptimierung orientieren. Die heutige Hürde, angemessen auf Systemanforderungen reagieren zu können, würde aufgehoben. Die Behinderung der Nachfragesteuerungen durch Netzentgeltstrukturen sieht auch die EU als problematisch an. Sie fordert mit Artikel 15 Abs. 4 der Richtlinie zur Energieeffizienz deren Beseitigung von den Mitgliedstaaten.<sup>46</sup> Richtlinienkonform wäre eine Änderung des Tarifdesigns bis zum 5. Juni 2014 umzusetzen. Die einfachste Möglichkeit wäre eine Ausweitung der Bundesnetzagentur-Regelung für die Bildung individueller Netzentgelte.<sup>47</sup> Hier werden die Entgelte weiterhin auf Basis von Höchstlasten berechnet, mit Ausnahme der Höchstlasten, die durch Systemanweisungen, d.h. Abruf der Nachfragesteuerung, hervorgerufen wurden.

Anknüpfend an Abschnitt A, ist es sinnvoll, zu hinterfragen, welche Netzpreise für welche Netznutzung angemessen sind. Heute wird neben den oben geschilderten 80- bis 100-prozentigen Ermäßigungen für bestimmte Großverbraucher auch eine bis zu 80-prozentige Vergünstigung<sup>48</sup> für sogenannte unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen.<sup>49</sup> Bedingung ist eine vorab

---

42 Arbeitspreis: Entgelt für abzurechnende Netzkosten nach Energiemenge in Cent pro Kilowattstunde oder Euro pro Megawattstunde. - Leistungspreis: Entgelt für abzurechnende Netzkosten nach Leistung in Euro pro Kilowatt und Jahr (auch kürzere Zeiträume möglich). Bei Kleinkunden im Standardlastprofilverfahren (unter 30.000 kWh/a und 30 KW) ist der Leistungspreis auf null reduziert.

43 § 19 Absatz 2 Satz 1 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)

44 Die aktuelle Novellierung der StromNEV überführt die vorherige, vollständige Befreiung in eine 80 bis 90%ige Reduktion der Entgelte ab 7250, 7500 bzw. 8000 Vollbenutzungsstunden.

45 Gilt analog auch für die s.g. atypische Netznutzung nach

§ 19 (2) 2 Stromnetzentgeltverordnung d.h. wirtschaftliche Attraktivität der Netzentgeltermäßigung ist relevanter als systemdienliche Bereitstellung von Flexibilität

46 EU Energieeffizienz Richtlinie Artikel 14 (4)

47 Festlegung durch die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur: BK4-12-1656

48 Z.B. in München (Netz der Stadtwerke München)

49 Mit Begründung, dass diese keine zusätzliche Netzbelastung darstellen bzw. eine solche ausschließen. Faktisch wurde die weitreichende Vergünstigung nötig, um solche Verbraucher durch die Strommarktliberalisierung nicht über Gebühr zu belasten. Bei größeren Abnehmern wird dies als atypische Netznutzung bezeichnet.

definierte Unterbrechung und standardmäßig durch den lokalen Netzbetreiber durchgeführte Schaltung, die jedoch nicht zwangsweise mit einem Systemnutzen bzw. einem Beitrag zur Versorgungssicherheit verbunden ist. Allerdings macht erst die Vergünstigung des Netztarifs Investitionen in diese „un-smarten“ Wärmepumpen (WP) attraktiv und den Betrieb der Nachtspeicherheizungen (NSH) rentabel. Verbrauchertarife für NSH und WP wären ohne diese Ermäßigung um etwa 25 Prozent bzw. absolut (bei 10.000 kWh/a und 5ct/kWh) um 500 Euro pro Jahr teurer. Wettbewerbliche Nachfragesteuerung, die systemstützend wirkt, benötigt im Verhältnis höhere Investitionen und muss zusätzliche Risiken für die individuelle Lastprognose tragen. Infolgedessen kann sich diese nicht gegenüber den bisher begünstigten Strukturen behaupten. Die Begünstigung über Netzentgeltreduktionen für NSH und WP, die ohne Systemwert geschaltet werden, scheint zu hoch, als dass sich hier ein tragfähiger, wettbewerblicher Markt um die Systemwerte entwickeln kann. Insbesondere die Gestaltung der Netztarifs-Ausnahmen sollte sich folglich stärker an den jeweiligen Kosten, zumindest aber an den Systemwirkungen orientieren. Selbstredend sollte dies nicht nur für das Beispiel der NSP und WP, sondern für alle Verbraucher gelten. Eine systematische Analyse der tarifbedingten Anreize im Verhältnis zu den gewollten Anreizen für wettbewerbliche Investitionen in systemstützende Nachfragesteuerung wäre Voraussetzung, um die bestehenden Hindernisse zu identifizieren und zu beseitigen.

## **E. Ausreichende Einkommensströme für Flexibilität und Nachfragesteuerung nötig**

Im heutigen Marktdesign kann Flexibilität keine ausreichenden Einkommen erzielen. Insbesondere die benötigte Regelleistung wird sehr günstig über Bestandskraftwerke bereitgestellt. Wie für den Kraftwerkssektor gilt auch für die Nachfragesteuerung, dass mindestens mittelfristig planbare Einkommensströme für Investitionsentscheidungen elementar sind. Das derzeitige Marktdesign liefert diese Anreize nicht. Auch für die nähere Zukunft scheint dies unsicher.

Die Teilnahme der Nachfragesteuerung als gleichberechtigte Ressource sollte deshalb durch ein Anschub- und Lernprogramm unterstützt werden. Dauerhaft sollte die Finanzierung der Nachfragesteuerung in einem diskriminierungsfreien wettbewerblichen Umfeld erfolgen. Jede Ressource, ob Bestand oder Investment, Erzeugung oder Nachfrage, sollte bei der Entlohnung des operativen Einsatzes wie auch bei Investitionsunterstützung gleich, d.h. ausschließlich entsprechend ihres Systemwertes entlohnt werden. Hierzu gehören die Qualitätserfüllung der Anforderungen und die Preiseffekte in anderen Teilmärkten. Die heutige Bereitstellung der Regelleistung (als einziges wettbewerbliches Flexibilitätsprodukt), die ausschließlich über Must-Run-Kapazitäten erfolgt und zudem die Nutzung der intermittierenden Erzeugung begrenzt, sollte daher überarbeitet werden.

## V. Schlussfolgerungen

Die Nachfragesteuerung befindet sich hierzulande noch immer in einer Art Dornröschenschlaf. Maßgeblich dafür sind die fehlende Gleichbehandlung und der mangelnder Wert, welche beide im heutigen Marktdesign begründet sind.

Die deutsche Energiewende ist ein ambitioniertes Vorhaben. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien ist dabei bisher der erfolgreichste Bereich. Andere Bereiche, wie der Netzausbau, holen auf. Warum Deutschland aber bei der Einbindung der Nachfragesteuerung bisher kaum vorankommt, ist schwer nachvollziehbar. Ökonomisch wäre dies dringend geboten, technisch und regulatorisch mit wenig Aufwand möglich -

insbesondere vor den Hintergrund, dass das Gelingen der Energiewende maßgeblich von der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und den anfallenden Gesamtkosten abhängt.

Erfreulicherweise wird sowohl in den Debatten zum Marktdesign (Kapazitätsmechanismen) als auch bei der Modifizierung des Regelenergiemarkts die wichtige Rolle der Nachfragesteuerung betont. Politische Entscheidungen und deren praktische Umsetzungen werden jedoch noch zeigen müssen, ob es bei bloßen Lippenbekenntnissen bleibt oder ob die Parameter der Nachfragesteuerung für eine konsequente Durchsetzung von System(mehr)werten adaptiert werden. Nur dadurch wird es uns gelingen, Dornröschen wach zu küssen.

## Glossar

**Arbeitspreis:** Entgelt für abzurechnende Energiemenge in Cent pro Kilowattstunde bzw. Euro pro Megawattstunde.

**Ausgleichsenergie:** Energetische Betrachtung der zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage benötigten Regelleistung, da nur diese Energiekosten der Bereitstellung, nicht aber die Vorhaltung der Leistung von den BKV zu tragen sind.

**Bilanzkreis:** Zusammenfassung von Ein- und Ausspeisestellen innerhalb einer Regelzone zum Zweck der Abweichungsminimierung durch Durchmischung und Handelsgeschäfte mit anschließender Bilanzierung durch den regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber. Dieser verrechnet die Regelleistungskosten mit den Bilanzkreisverantwortlichen.

**Bilanzkreisverantwortlicher (BKV):** Juristische Person, die sich für den Ausgleich der Ein- und Ausspeisung der im Bilanzkreis zusammengeführten Erzeuger und Verbraucher verantwortlich zeichnet und die Kosten für entsprechende individuelle Abweichungen in Form von Ausgleichsenergie zu tragen hat.

**Flexibilitätsressourcen:** Produkte und Dienstleistungen, die für die Stromversorgung bereitgestellt werden müssen, um kurzfristig und langfristig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Diese Maßnahmen beinhalten geeignete Investitionen in den richtigen Mix aus Erzeugung, Nachfrage, Speicher und Netz, um bei einem weiter wachsenden Anteil an erneuerbarer Energie die nötige Flexibilität zu schaffen, damit Erzeugungsschwankungen kosteneffizient ausgeglichen werden können.

**Fluktuierende (intermittierende) erneuerbare Energien:** Stromerzeugung in dargebotsabhängigen Anlagen (z.B. Solar- und Windkraft). Derartige Ressourcen können bei Bedarf gedrosselt und die verfügbare Kapazität in variablem Ausmaß als Reserve vorgehalten werden. Ihre Verfügbarkeit ist jedoch bedeutend schwerer zu steuern als konventionelle, thermische Erzeugung.

**Gesicherte Leistung (oder feste Kapazität):** Die dem System zu jedem gegebenen Zeitpunkt als verfügbar zugesagte Leistung in Megawatt.

**Kapazitätsmärkte:** Umfassen alle Mechanismen zur Vergütung von Kapazitäten, die darauf ausgelegt sind, zu Zeiten von Lastspitzen, Marktteilnehmern die Vorhaltung eines bestimmten Volumens an fester Kapazität zur Stromerzeugung bzw. zur Senkung der Nachfrage zu vergüten.

**Leistungspreis:** Entgelt für abzurechnende Leistungskomponente in Euro pro Kilowatt und Jahr, wobei auch kürzere Zeiträume wie z.B. Monate möglich sind.

**Nachfrageressourcen:** Alle nachfrageseitigen Ressourcen (Endverbraucher-Energieeffizienz, steuerbare Last sowie Erzeugung beim Nachfrager selbst), die den Energiebedarf zu verschiedenen Tages- und Jahreszeiten über Stunden oder längere Zeiträume vermindern bzw. verändern.

**Nachfragesteuerung:** Verbraucherlasten, die in Echtzeit nach oben oder unten angepasst werden können. Treiber sind Anforderungen des Systembetreibers, etwa über Regelleistung oder Frequenz- und Spannungshaltung. Klassische Produkte sind Lastverlagerung, Lastfolgebetrieb, künftig auch die Absorbierung eines (zeitweisen) erneuerbaren Überschusses. Abgerufen werden diese Leistungen direkt durch den Systembetreiber oder durch Dritte, die ihre Zuverlässigkeit nachgewiesen haben.

**Primärreserve/-regelung:** Automatisch wirkende stabilisierende Wirkleistungsregelung im Sekundenbereich der synchron betriebenen Verbundnetze. Bereitgestellt durch Aktivbeitrag der Kraftwerke bei Frequenzänderung und Passivbeitrag, der von der Frequenz abhängigen Lasten, d.h. vollständige Aktivierung innerhalb von 30 sec für Zeiträume bis 15 min pro Störung. Die Aktivierung erfolgt nach dem Solidaritätsprinzip aller synchron verbundenen Übertragungsnetze im ENTSO-E-Gebiet.



**Redispatch:** Hoheitlicher Eingriff mit Entschädigung durch den Systembetreiber in die privatwirtschaftliche Entscheidung zur Produktion, um die vereinbarte Systemsicherheit (z.B. n-1) zu gewährleisten.

**Regelleistung:** Eingesetzte Energie zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten, d.h. zwischen Angebot und Nachfrage innerhalb eines einzelnen Abrechnungszeitraumes. Diese tritt durch Prognoseabweichungen erst in Echtzeit nach dem Schließen der Handelsmärkte auf. Zukäufe und Verkäufe von Energie bzw. die Vorhaltung von Leistung erfolgt durch den Systembetreiber mittels Ausschreibungen. Hierzu gehören die Primärregelung, Sekundärreserve und Minutenreserve.

**Regelzone:** Übertragungsnetzgebiet innerhalb dessen der Systembetreiber (hier ÜNB) für den Ausgleich des tatsächlichen verbleibenden Leistungsungleichgewichts Regelleistung bereitstellt, die den Bilanzkreisen nach Verursachung berechnet wird.

**Sekundärreserve/-regelleistung:** Reserven für den energetischen Ausgleich des Regelzonenverbundes und der Frequenzstützung durch automatische Aktivierung. Die vollständige Erbringung muss innerhalb von 5 min. erfolgen.

**Ressourcenadäquanz/Adäquate Bereitstellung der Ressourcen:** Ausreichende und passende Ressourcen zum Abgleich von Nachfrage und Angebot über zeitliche und geografische Dimensionen hinweg, zur Sicherung eines annehmbaren Niveaus an Versorgungssicherheit. Traditionell ein „volumenbezogener“ Standard, basierend auf der Abdeckung der Systemspitzenlast, d.h. höchster Leistungsbedarf im Stromsystem über einen gegebenen Zeitraum (z.B. Tagesspitze, Saisonspitze, Jahresspitze) durch gesicherte Kapazität.

**Spitzenlast:** Höchste kurzzeitige Gesamtnachfrage im Stromnetz über einen bestimmten Zeitraum (z. B. tägliche, saisonale, jährliche Spitzenlast).

**Systemdienstleistungen:** Dienste zum kontinuierlichen Betrieb des Systems innerhalb festgelegter Parameter (z.B. Frequenz und Spannung) einschließlich der Fähigkeit zur Wiederherstellung des energetischen Gleichgewichts nach erheblichen unvorhergesehenen Veränderungen bei Angebot und Nachfrage über Regelenenergie, Schwarzstartfähigkeit, Verlustenergie und Blindleistung.

**Systemqualität:** Systemqualität ist charakterisiert durch die kurzfristige Stabilisierung des Betriebs des Stromsystems bei der Lieferung von Strom den Erzeugern zum Endkunden einschließlich der Fähigkeit des Systems, unvorhergesehenen Störungen oder Ungleichgewichten standzuhalten. Über den Einsatz von Systemdienstleistungen wird die Systemqualität gesichert.

**Minutenreserve:** Reserven mit (bisher) manueller Aktivierung, die sich zum Lastfolgebetrieb verpflichtet haben. Ziel ist die Wiederherstellung des Sekundärregelbandes, die Abhilfe bei möglichen Engpässen und die Erreichung von Frequenz- und Übertragungszielen, wenn die Sekundärreserve nicht ausreicht. Diese Reserve darf höchstens 15 Minuten brauchen, um ans Netz zu gehen und muss bis zu einer Stunde einsetzbar sein.

**Übertragungsnetzbetreiber (Systembetreiber):** Operational Verantwortlicher für das Übertragungsnetz, der den Ausgleich von Angebot und Nachfrage nach Handelsschluss sowie die Versorgungssicherheit gewährleistet. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber nehmen diese hoheitliche Aufgabe im z.T. verpflichteten Netzregelverbund wahr.

**Versorgungssicherheit:** Die Fähigkeit, die Bedürfnisse der Stromkunden jederzeit zu erfüllen, selbst wenn der geplante Verbrauch sich kurzfristig ändert oder das Angebot an Strom etwa durch unvorhergesehene Ausfälle reduziert wird. In Übereinstimmung mit den aktuellen Geschäftspraktiken werden zwei Aspekte der Versorgungssicherheit unterschieden: Ressourcenadäquanz und Systemqualität.

## Literatur

- Agora Energiewende 2013: Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland, Zwischenergebnisse – Fraunhofer ISI, FfE, Verfügbar unter: [http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Agora\\_Studie\\_Lastmanagement\\_als\\_Beitrag\\_zur\\_Versorgungssicherheit\\_Zwischenergebnisse.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Agora_Studie_Lastmanagement_als_Beitrag_zur_Versorgungssicherheit_Zwischenergebnisse.pdf)
- Bundesnetzagentur: Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12. Verfügbar unter: [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte\\_Fallanalysen/Bericht\\_1.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Bericht_1.pdf?__blob=publicationFile&v=1)
- Bundesnetzagentur: BK Festlegung Redispatch 2012. Verfügbar unter: [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2011/BK6-11-001bis100/BK6-11-098/BK6\\_11\\_098\\_Beschluss.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2011/BK6-11-001bis100/BK6-11-098/BK6_11_098_Beschluss.pdf?__blob=publicationFile&v=2)
- Bundesnetzagentur: BK4-12-1656. Verfügbar unter: [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2012/bis\\_1999/2012\\_1600bis1699/BK4-12-1656\\_BKV/Festlegung\\_BF.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2012/bis_1999/2012_1600bis1699/BK4-12-1656_BKV/Festlegung_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=2)
- Bundesregierung, Energiekonzept 2010. Verfügbar unter: [http://www.bundesregierung.de/Content/DE/\\_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5)
- DLR et al. 2011, Erfahrungsbericht EEG 2011. Verfügbar unter: [http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eegeb\\_2011\\_integrations\\_ee\\_konventionell\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eegeb_2011_integrations_ee_konventionell_bf.pdf)
- EU Effizienzrichtlinie vom 25. Oktober 2012. Verfügbar unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:315:FULL:DE:PDF>
- EU Energy Roadmap 2050 vom 15.12.2011. Verfügbar unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0885:FIN:DE:PDF>
- FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. 2010: von Roon, S., T. Gobmaier: Demand Response in der Industrie, Status und Potenziale in Deutschland. Verfügbar unter: [http://www.ffe.de/download/langberichte/353\\_Demand\\_Response\\_Industrie/von\\_Roon\\_Gobmaier\\_FfE\\_Demand\\_Response.pdf](http://www.ffe.de/download/langberichte/353_Demand_Response_Industrie/von_Roon_Gobmaier_FfE_Demand_Response.pdf)
- Gottstein, M., RAP-Präsentation 2012: What lies Beyond Capacity Markets. Verfügbar unter: <http://www.raponline.org/event/what-market-design-is-required-for-germanys-energiewende-energy>
- RAP 2010 Gottstein M. /Schwartz L.: The Role of Forward Capacity Markets in Increasing Demand-Side and Other Low-Carbon Resources: Experience and Prospects. Verfügbar unter: [www.raponline.org/document/download/id/91](http://www.raponline.org/document/download/id/91)
- RAP 2012 Gottstein M./Skilling S.: Über Kapazitätsmärkte hinaus denken: Flexibilität als Kernelement. Verfügbar unter: [www.raponline.org/document/download/id/6053](http://www.raponline.org/document/download/id/6053)
- RAP 2012 Hogan, M.: What Lies Beyond Capacity Markets. Verfügbar unter: [www.raponline.org/document/download/id/6041](http://www.raponline.org/document/download/id/6041)



Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005: Verfügbar unter <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromnev/gesamt.pdf>

Stromnetzentgeltverordnung, Beschluss des Bundesrates zur Novellierung 2013: Verfügbar unter: [http://www.bundesrat.de/cln\\_350/SharedDocs/Drucksachen/2013/0401-500/447-13\\_28B\\_29,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/447-13%28B%29.pdf](http://www.bundesrat.de/cln_350/SharedDocs/Drucksachen/2013/0401-500/447-13_28B_29,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/447-13%28B%29.pdf)

Synapse 2013 Hurley D./ Peterson P./ Whited M.: Demand Response as a Power System Resource. Verfügbar unter: [www.raponline.org/document/download/id/6597](http://www.raponline.org/document/download/id/6597)

VDE Studie: Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration - Lastverschiebungspotentiale in Deutschland, 2012, Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG). Verfügbar unter: <http://www.vde.com/de/Verband/Pressecenter/Pressemappen/Seiten/Energiespeicher.aspx>

Wiechmann, H. 2008: Neue Betriebsführungsstrategien für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, Universitätsverlag Karlsruhe. Verfügbar unter: [uvka.ubka.uni-karlsruhe.de/shop/download/1000009254](http://uvka.ubka.uni-karlsruhe.de/shop/download/1000009254)

**The Regulatory Assistance Project (RAP)** bietet als globale Nichtregierungsorganisation technische und politische Unterstützung in den Bereichen Energie und Umwelt für Regierung und Behörden an. RAP wird ausschließlich von verschiedenen Stiftungen und öffentlichen Institutionen gemeinschaftlich finanziert. Entsprechend kann RAP unabhängig und frei von Partikularinteressen Staaten und Regierungen beraten und internationale Erfolgsbeispiele hierfür heranziehen. Die Leiter von RAP haben weitreichende Regulierungserfahrung aus früheren Tätigkeiten in Regierungen, Behörden und aus Politikberatungen. RAP ist bereits in mehr als 20 Ländern und 50 Provinzen und Bundesstaaten aktiv. Die Organisation unterhält Büros in den USA, China und Europa (in Brüssel und Berlin).



### **The Regulatory Assistance Project**

Beijing, China • **Berlin, Germany** • Brussels, Belgium • Montpelier, Vermont USA • New Delhi, India  
Rosenstrasse 2 • D – 10178 Berlin • phone: +49 30 2844 901-21

**[www.raponline.org](http://www.raponline.org)**