

## Mittelfristiger Bedarf an Flexibilitätsoptionen

In den vergangenen Jahren wurde mittels Szenarien eine Reihe von möglichen Entwicklungspfaden zur Erreichung der Klimaschutzziele 2050 skizziert. Bei der Minderung der Treibhausgasemissionen spielt die Energiewende nach Suffizienz und Effizienz die wichtigste Rolle. Deutschland ist eine energieintensive Industrienation mit hohem Wohlstand, verfügt aber im Vergleich zum Bedarf selbst nur über geringe Ressourcen an Biomasse, Wasserkraft und Geothermie. Daher stehen Sonnenenergie und Windkraft (FEE) im Zentrum des künftigen Versorgungsmixes. Die durch sie bereitgestellte Energie ist abhängig vom Dargebot an Sonne und Wind und damit nur kurzfristig planbar und fluktuierend. Für den übrigen Energiebedarf (Residuallast), insbesondere bei elektrischem Strom, wo Nachfrage und Erzeugung aus technischen Gründen zu jeder Zeit in Einklang zu bringen sind, müssen daher Optionen bereitstehen, die entsprechend des Bedarfs flexibel auf die Einspeisung der FEE reagieren können.

Die Modelle der FVEE-Institute (IZES-Strommarktmodell, REMix, SCOPE, eSYS.pro) zeigen entsprechend der verwendeten Algorithmen, ökonomischen und ökologischen Rahmenbedingungen sowie Untersuchungsschwerpunkten unterschiedliche Umsetzungspfade zu einer emissionsfreien Industriegesellschaft auf. Im Betrachtungszeitraum bis 2035 ergeben sich über alle aktuellen Szenarien stündliche Lastwechselgradienten von bis zu + 30 GW und – 28 GW für die Residuallast. In 90% der Fälle liegen die Lastwechselgradienten unter +/- 10 GW und in 95% der Fälle unter +/- 13 GW.

Das heißt, zunehmend mehr Optionen müssen künftig auf diese Veränderungen reagieren können, um in

Summe die Last auszugleichen und das System stabil zu halten. Da FEE zum größten Teil in die Verteilnetze eingebunden sind, bestehen auch hier Forschungsansätze, wie deren Nutzung im System optimiert werden kann.

Derzeit erforscht beispielsweise das IZES den zellularen Ansatz im Interreg-Projekt „EnergieWabenGR“ in der Großregion Saar-Lor-Lux. Betrachtet werden sich selbst ausregelnde Regionen, die für sich jeweils das Ziel haben, den Anteil an (F)EE zu maximieren und Überschüsse und Unterdeckungen zwischen den benachbarten Waben als echten Grünstrom auszutauschen, auch grenzübergreifend.

Im Projekt BalanceE erforschen UFZ und DBFZ gemeinsam nach den Effekten systemfreundlicher FEE sowie flexibler Bioenergie im Zusammenspiel mit Speichern am Beispiel des Übertragungsnetzgebietes von TRANSNET-BW und 50Hertz.

Welche Optionen werden in welchem Umfang künftig benötigt? Der bestehende Kraftwerkspark wird sich wandeln müssen. Kondensationskraftwerke auf Basis fester Brennstoffen werden künftig den Anforderungen für schnelles An- und Abfahren technisch, aber insbesondere ökonomisch schlechter erfüllen können als direkt befeuerte Kraftwerke, die gasförmige Brennstoffe nutzen. Der mit einem flexiblen Betrieb zunehmende Verschleiß der Kraftwerke muss durch häufigere und kostenintensive Erhaltungsmaßnahmen ausgeglichen werden. Kosten, die durch Einnahmen auf den Energy-Only-Märkten mit dem weiteren Ausbau der grenzkostenfreien Stromerzeugung immer seltener kompensiert werden können. Hinzu kommt, dass von staatlicher Seite weitere regulatorische Maßnahmen zur Reduzierung der Emissionen



**IZES**

Juri Horst  
horst@izes.de

**DBFZ**

Martin Dotzauer  
martin.dotzauer@dbfz.de

**DLR**

Felix Cebulla  
felix.cebulla@dlr.de

**Fraunhofer IWES**

Dr. Stefan Bofinger  
stefan.bofinger@iwes.fraunhofer.de

**UFZ**

Philip Tafarte  
philip.tafarte@ufz.de

**ZAE**

Amadeus Teuffel  
amadeus.teuffel@zae-bayern.de

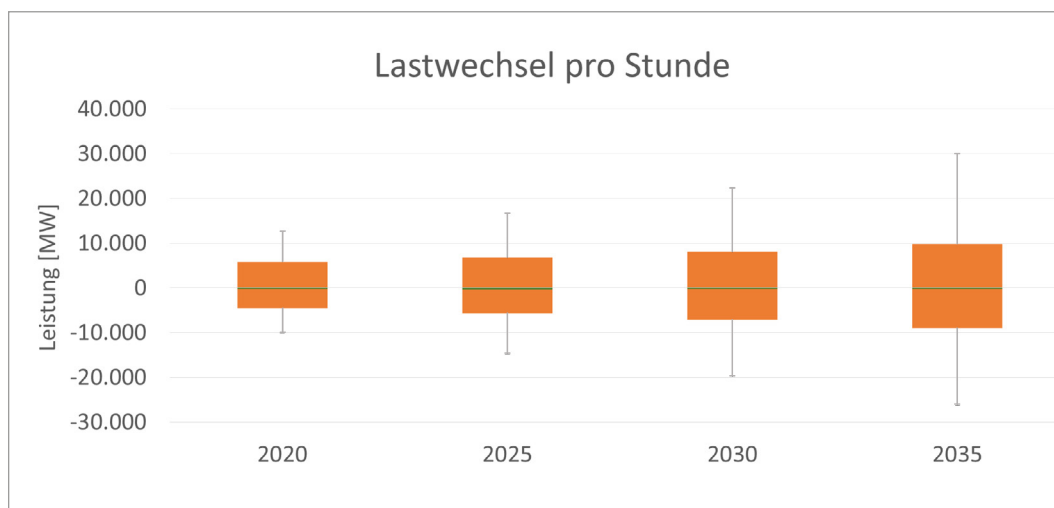


Abbildung 1

**Spreizung der Lastwechsel**  
pro Stunde innerhalb der Residuallast in Modellen von FVEE-Mitgliedsinstituten im Betrachtungszeitraum 2020 bis 2035

zu erwarten sind, was die Wirtschaftlichkeit der Kohlekraftwerke zusätzlich beeinträchtigt. Kraftwerke mit hohem Laständerungsvermögen wie Gasturbinen, Gas- und Dampfkraftwerke sowie Motorenanlagen können hier den technischen Anforderungen besser genügen. Aufgrund geringerer spezifischer Emissionen der eingesetzten Brennstoffe – neben Erd- und Biogas künftig auch aus FEE-Strom erzeugte synthetische Brennstoffe – werden sie zudem weniger vom zu erwartenden regulatorischen Rahmen betroffen sein und sich somit wirtschaftlicher darstellen.

### Kraft-Wärme-/Kälte-Kopplungs-Anlagen

Kraft-Wärme-/Kälte-Kopplungs-Anlagen (KW(K)K) benötigen zwar höhere Investitionen, haben gegenüber reinen Stromerzeugungsanlagen aber zusätzliche Einnahmen durch den Wärmeverkauf und eine auf die Primärenergie bezogen höhere Gesamteffizienz. Eine rein wärme-/kältegeführte Fahrweise, wie sie heute noch vorrangig besteht, wird aber in den kommenden Dekaden nicht mehr zu realisieren sein. Im Falle eines häufigen Einsatzes während negativer Preise auf den Strommärkten ist mit einem zunehmend unwirtschaftlichen Betrieb der Anlagen zu rechnen. Hier sind Anlagen durch Wärmespeicher und Spitzenkessel weiter zu flexibilisieren – unabhängig davon, ob sie mit fossilen oder erneuerbaren Energien betrieben werden. Künftig können sie auch als Back-up Kraftwerke bei der Rückverstromung von regenerativ erzeugten Brennstoffen eine stabilisierende Funktion in einer auf fluktuierenden regenerativen Energien basierenden Versorgung einnehmen.

### Stromspeicher

Die Stromspeicher dienen dem zeitlichen Verschieben von elektrischer Arbeit. Dies gilt insbesondere für FEE, deren Überschüsse (Erzeugungsspitzen) zur Deckung zeitversetzter Residuallastbedarfe aufgenommen werden. Die Ausspeisung von am Energy-only-Markt tätigen Speichern wird angeboten, sobald die Nachfrage ausreichend angestiegen ist, so dass mindestens die Verluste der Speicherung kompensiert werden können. Sie glätten damit Angebots- und Nachfragespitzen innerhalb der Residuallast und begrenzen damit auch den Bedarf an Spitzenlast, die nur für wenige Zeiten im Jahr benötigt wird. Die Speicher haben auch aus Systemsicht eine besondere Relevanz, da sie schwarzstartfähig sind und im Falle eines Systemausfalls sich am Versorgungsaufbau beteiligen können.

Während derzeit als Flexibilitätsoptionen vorrangig Pumpspeicherkraftwerke (PSK) zum Einsatz kommen und sie in den meisten Modellen auch in Zukunft bei

den Speichern dominieren, wird seit längerem auch der Einsatz von Druckluft- und Lageenergiespeichern diskutiert. Druckluftspeicher sind in den Investitionskosten voraussichtlich günstiger, weisen aber derzeit schlechtere Wirkungsgrade und Reaktionszeiten gegenüber PSK auf. Alle diesen Speichern ist derzeit gemein, dass sie einerseits hohe Investitionen voraussetzen und andererseits neue Projekte teils auf fehlende Akzeptanz in der ortsansässigen Bevölkerung stoßen, da mit dem Bau umfangreiche Eingriffe in die Umwelt einhergehen.

Aufgrund der in den letzten Jahren wieder zunehmenden wissenschaftlichen Forschung auf dem Gebiet der elektrochemischen Speicherung erlangen Akkumulatoren und Redox-Flow-Batterien absehbar wirtschaftliche Einsatzfähigkeit. Sie stellen technisch beliebig skalierbare Speicher dar, die an allen Orten, unter Berücksichtigung netztechnischer Restriktionen, aufgebaut und in das Netz eingebunden werden können. Sie unterstehen keinen geografischen Zwängen. Aufgrund ihrer kurzen Reaktionszeit können sie auf sehr steile Lastgradienten reagieren. Mit der Erforschung alternativer Einsatzmaterialien bis hin zu optimierten Systemeinsparungen ist mit weiteren Kostensenkungen zu rechnen.

Aktuelle Vorhaben der FVEE-Mitglieder sind u. a.:

- ELVABATT – Entwicklung innovativer Elektroden zur Leistungs- und Effizienzsteigerung von Vanadium Redox Flow Batterien (ZAE Bayern)
- OptiCharge – Das Vorhaben umfasst die Entwicklung und Realisierung einer Ladeinfrastruktur in Form eines Funktionsmusters bzw. einer Testanlage für Elektrofahrzeuge mit quasi autarker und gleichzeitig regenerativer Versorgung mittels einer Photovoltaikanlage und einer effizienten Speicherunterstützung durch eine Vanadium-Redox-Flussbatterie. (IZES)

Die eingesetzte Kapazität von stationären Akkumulatoren wird in aktuellen Studien (AEE 2016), welche auf eine volkswirtschaftliche Kostenoptimierung abstellen, bis in die 2030er Jahre hinein noch als verhältnismäßig gering angesehen. Bis 2050 ergibt sich in den Szenarien jedoch eine Bandbreite von deutlich unter 1 GW bis rund 55 GW. Die bereits jetzt schon hohe Nachfrage nach mobilen und stationären Stromspeichern – angefangen von portablen elektronischen Geräten über Elektromobilität bis hin zu stationären Klein- und Großspeichern – zeigt deren heutiges und zukünftiges hohes Wirtschaftspotenzial. Dabei kommt nicht nur der Chemie, sondern auch dem einsatzoptimierten Batteriemangement ein hoher Stellenwert zu. Gerade im Bereich der komplexen Systemoptimierung zeigt sich die deutsche Forschung als Vorreiter.

Stationäre Groß-Akkumulatoren werden derzeit vor allem für Primärregelleistung (PRL) angeboten und werden Ende 2017 in etwa einen Anteil an der PRL von etwa 15% erreichen. Da die elektrochemischen Speicher sich nicht nur für eine Kurz- sondern auch für eine Mittelfristspeicherung eignen, stehen sie in direktem Wettbewerb mit Pump-, Druckluft- und Lageenergiespeichern.

## Power-to-X

Eine weitere Flexibilitätsoption, die sich aufgrund der hohen Wirkungsgradverluste eher für Mittel- bis Langzeitspeicherung eignet, ist die Erzeugung von Wasserstoff aus elektrischer Energie und dessen Rückverstromung oder Umwandlung in gasförmige und flüssige Kohlenwasserstoffe. Die so genannten Power-to-Gas- (PtG) bzw. Power-to-Liquid- (PtL) Verfahren sind aufgrund bereits genutzter Prozesse aus der chemischen Industrie technisch verfügbar, allerdings noch nicht als Serienfertigung im großtechnischen Maßstab. Hier besteht weiterer Entwicklungsbedarf.

Die FVEE-Institute forschen hier unter anderem in den Projekten:

- MUSEKO: modellbasierte Analyse der Integration erneuerbarer Stromüberschüsse durch die Kopplung der Stromversorgung mit Wärme-, Gas- und Verkehrssektor (DLR)
- Leuchtturmprojekt Power-to-Gas Baden-Württemberg (DLR, ZSW)
- Kopernikus-Projekt P2X : Untersuchung der Möglichkeiten der Hybridisierung von Elektrolyseuren mit dynamisch belastbaren Energiespeichern experimentell und durch Simulationsrechnungen (u. a. ZAE Bayern)

Noch sind die Konversionsverluste sehr hoch, so dass sie derzeit hinter Akkumulatoren und mechanischen Speichern anzusiedeln sind. Die hohe Energiedichte bei Wasserstoff und PtL-Produkten (sowohl gravimetrisch als auch volumetrisch) ist jedoch ein entscheidender Vorteil gegenüber andere Speichertechnologien, da sich hierdurch großer Mengen überschüssiger Energie aus FEE speichern lassen.

Das vorrangige Einsatzgebiet von PtG- und PtL-Technologien wird insbesondere in der Sektorkopplung gesehen, wo mit ihrer Hilfe Brenn- und Kraftstoffe für bestimmte Einsatzzwecke bereitgestellt werden sollen. Insofern stellen sie neue Stromverbraucher dar, die, je nach künftiger Nachfrage an Kraft- und Brennstoffen, sich als Laststeuerungsoption anbieten. Der Ausbau von PtG und PtL wird in erster Linie vom regulatorischen Rahmen abhängig sein. Die aktuellen Studien gehen dabei nicht von einem Bedarf vor

2030 aus, unterscheiden sich aber dann erheblich im Umfang der Konversionskapazitäten. So wird der Bedarf bis 2050 zwischen knapp über 0 GW bis rd. 180 GW geschätzt. Entsprechend bewegt sich der Strombedarf für diese Technologien zwischen 0 TWh bis rd. 600 TWh pro Jahr (AEE 2016).

In Zeiten besonders hoher regenerativer Erzeugungleistung, die über die momentane Stromnachfrage, die zeitgleichen Lastverschiebungsoptionen (einschließlich PtG und PtL) sowie die verfügbaren Speicher hinausgeht, kann Strom auch direkt in Wärme oder Kälte umgewandelt werden (Power-to-Heat, PtH). Dies könnte großtechnisch in Wärmenetzen und in dezentralen Wärmespeichern mit Wärmepumpen realisiert werden bzw. im Rahmen von Last-Management-Maßnahmen bei Kühl- und Gefrierhäusern zum Tragen kommen. Die großtechnische, direktelektrische Nutzung ist kostengünstig und Stand der Technik.

## Weitere Laststeuerungsoptionen

Weitere Laststeuerungsoptionen bestehen in der Industrie sowie durch Zusammenführen vieler kleinerer Endverbraucher (Pooling). Sie eignen sich insbesondere für unerwartete, stochastische Laständerungen im Netz und somit eher für den Regelenergieeinsatz. Gegenüber PtH stehen sie aber aufgrund anderweitiger Interessen und Anreize nur in begrenzten Zeitfenstern zur Verfügung. Untersuchungen des Umweltbundesamtes (UBA 2015) ergaben, dass ein Leistungspreis um 500 bis 800 Euro/MW pro Monat sowie Arbeitspreise von 400 bis 500 Euro/MWh ausreichend wären, um Abschaltleistungen zwischen 900 bis 1.200 MW für bis zu 1 Stunde verfügbar zu machen. Für längerfristige Aktivierungen ergibt sich bei den untersuchten Prozessen kaum Potenzial. Das bisher niedrige Angebot an schaltbarer Leistung macht allerdings deutlich, dass der maximale Arbeitspreis möglicherweise zu gering ausfällt, um die übrige Abschaltleistung zu aktivieren. Die Gründe, warum gerade längerfristige Abschaltungen trotz hoher Vergütungen nicht auf das Interesse des produzierenden Gewerbes treffen, wurden u. a. in Horst (2016) diskutiert. Hemmnisse bestehen u. a. in dem eigentlichen Geschäftsmodell der Produktion, der geringen Lagerhaltung (Just-in-Time-Lieferung) sowie im Falle abschaltbarer Lasten in Anreizen der Stromnetzentgeltverordnung für eine hohe dauerhafte Stromabnahme.

Untersuchungen mittels europäischer Strommarktmodelle zeigen, dass durch einen Ausbau von nationalen Netzkapazitäten sowie den europäischen Austausch der Flexibilitätsbedarf in Deutschland deutlich reduziert werden kann. Dies bedingt eine optimale

Abbildung 2

**Flexibilitätsoptionen:**  
mittelfristiger Bedarf auf  
der Zeitachse bis 2035



Ausnutzung der internationalen Kuppelkapazitäten. Die seit Mai 2015 an der EPEX eingeführte lastflussbasierte Kapazitätszuweisung im Rahmen der Marktkopplung in Zentralwesteuropa soll dies gewährleisten.

So wie die Studien derzeit den mittel- und langfristigen Bedarf an Flexibilitätsoptionen recht unterschiedlich bewerten, so bewerten sie auch den Bedarf auf der Zeitachse.

Der künftige Bedarf an Flexibilitätsoptionen wird sich in erster Linie an den bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen orientieren. Dies erfolgt einerseits durch die ökologischen Ziele und dem daraus folgenden rechtlichen Rahmen. Hier begleiten die FVEE-Institute die Bundesregierung sowie die Europäische Kommission mit wissenschaftlicher Expertise zur Ausgestaltung und Wirkung der Energiewende.

### Zentrale Ergebnisse

Der Bedarf an Flexibilitätsoptionen wächst erst allmählich an und es ist offen, welches der für das deutsche Versorgungssystem beste Technologiemix über alle Sektoren in Zukunft sein wird, welcher Bedarf an Flexibilitätsoptionen besteht und welche Technologien zur Deckung der Residuallast zum Einsatz kommen. Fragen der Versorgungssicherheit, der Pfadabhängigkeiten, der Klima-, Umwelt-, Energie- aber auch Industriepolitik einerseits sowie technologische Entwicklung andererseits werden dabei den Rahmen spannen.

Zudem setzt sich nicht einfach die beste Technologie im Sinne eines dominanten Designs durch. Vielmehr ist es oft diejenige, die früh von vielen Akteuren unterstützt bzw. angenommen wird. Somit ist Vielfalt bei der Technologieentwicklung auch weiterhin besonders wichtig, denn dominante Designs können

ein zweischneidiges Schwert sein. Während sie einerseits wünschenswert sind, um zügig die Kosten zu senken wie im Fall der Photovoltaik, können sie andererseits zu Lock-in Effekten führen und Alternativen frühzeitig ausschließen.

### Quellen

- Horst, J. et al. 2016: Versorgungssicherheit auf dem Weg zu 60% Erneuerbare Energien am Stromverbrauch: eine akteursbezogene Analyse; gefördert durch das BMWi
- Horst, J./Klinski, S. et al. 2015: Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsreduzierung und Flexibilisierung des deutschen Kraftwerksparks: Möglichkeiten und Auswirkungen; finanziert durch das Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung (MWKEL), Rheinland-Pfalz
- Sterner, M./Stadler, I. et al. 2014: Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration, Springerverlag
- Cebulla, F. 2015: Stromspeicherbedarf in europäischen Langfristszenarien – Eine Analyse des Einflusses unterschiedlicher energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen
- Scholz, Y., Gils, H. C., Pregger, T. 2014, et al. Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte KWK bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung, Projektbericht für das BMWi.
- Umweltbundesamt 2015: Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien; Climate Change 19/2015; Dessau-Roßlau im Juni 2015
- AEE – Agentur für Erneuerbare Energien 2016: Metaanalyse – Flexibilität durch Kopplung von Strom, Wärme & Verkehr; Berlin im April 2016