



REstore Deutschland GmbH  
Fritz-Vomfelde-Str. 6  
D-40213 Düsseldorf  
communications@restore.energy  
www.restore.energy

# DIGITALISIERTE, DEZENTRALE FLEXIBILITÄT VERHILFT DER ENERGIEWENDE ZUM ERFOLG

Eine saubere, bezahlbare und sichere  
Energieversorgung für deutsche Unternehmen  
und Endverbraucher.

19 November 2018



London | Antwerp | Paris | Düsseldorf | San Francisco

Part of Centrica | <https://www.centricabusinesssolutions.de>



## ZUSAMMENFASSUNG

**Digitalisierung, Dezentralisierung und Dekarbonisierung verändern den deutschen Strommarkt grundlegend.** Kern- und Kohlekraftwerke werden vom Netz genommen und erhebliche Kapazitäten aus erneuerbaren Energien zugebaut. Nicht nur in Deutschland, sondern in ganz Europa. Die dargebotsabhängige und dezentrale Versorgung aus erneuerbaren Energien kann die entstehenden Kapazitätslücken nicht vollständig schließen, und sie verändert nachhaltig die Nutzung des bestehenden Stromnetzes.

Um mit diesem Wandel umzugehen, förderten jüngste Marktreformen den kurzfristigen Stromhandel, was unter anderem zu einem Rücklauf der benötigten Regelreserven führte.

Dies war ein erster Schritt in die richtige Richtung, reicht aber bei weitem nicht aus. Mit dem Ausstieg aus der Braunkohle und Kernkraft muss Deutschland immer mehr Strom importieren. Der Ausbau des Versorgungsnetzes hinkt jedoch hinterher, sowohl im Land selbst, als auch an den Grenzen. Das Ergebnis: immer mehr Engpässe im Netz. Und wenngleich Marktakteure zunehmend dazu angereizt werden, ihre Positionen auf den kurzfristigen Strommärkten auszugleichen, sind diese Markttransaktionen im Netz physikalisch immer schwerer abzubilden.

Um das Netz dennoch stabil zu halten müssen die deutschen Endverbraucher deshalb Milliarden für zusätzliche, nicht markt-basierte Mechanismen bezahlen. An sonnigen und windigen Tagen beispielsweise regeln die Netzbetreiber immer häufiger den Strom aus konventionellen oder erneuerbaren Energiequellen ab, und erstatten im Gegenzug entstandene Kosten. Und für windstille Nächte müssen die Netzbetreiber kostspielige Zusatzreserven beschaffen, meistens aus alten Gas- und Kohleanlagen, die sich aus dem Markt zurückgezogen haben. Solche „Lösungen“ werden häufig als vorübergehend bezeichnet. Doch wie so oft hält nichts länger als ein Provisorium.

### **Gibt es keine sinnvollere, kosteneffizientere Alternative?**

Tatsächlich gibt es weitere Lösungen: mit dem Aufkommen des „Internet of Things“ (IoT) können fortschrittliche Software-Plattformen, künstliche Intelligenz, Automatisierung und Digitalisierung das dringend nötige Flexibilitätspotential seitens der Nachfrage heben, um das Netz zu entlasten (Demand Response). Andere Länder wie das Vereinigte Königreich, Italien, Spanien oder die USA decken bereits bis zu 10 % ihrer Spitzenlast durch Anpassung der Nachfrage ab. Laut jüngster Studien wird das Flexibilitätspotential

der Industrie, die beinahe die Hälfte des deutschen Stromverbrauchs darstellt, auf zwischen 5 und 15 Gigawatt geschätzt.

Deutschland nutzt jedoch nur einen Bruchteil dieser vergleichsweise kostengünstigen und CO<sub>2</sub>-freien Flexibilität aus Industriestandorten und Speichern. Dabei ist erwiesen, dass gerade diese Flexibilität allen Verbrauchern zugutekommt, denn dadurch wird die Versorgungssicherheit gesteigert, die Klimaziele rücken ein Stück näher und auch die Kosten werden reduziert.

### **Woran liegt es also?**

Einerseits fehlt es an konkreten Initiativen, um die überholte Netzentgeltstruktur zu reformieren, die Großverbraucher davon abhält, dem Markt Flexibilität zur Verfügung zu stellen. Desweiteren haben Demand Response und neue Speichertechnologien noch immer keinen gleichberechtigten Zugang zum Großhandelsmarkt und den Regelreserven, da technische Zulassungs- und Betriebsregeln nach wie vor auf Erzeugungstechnologien ausgerichtet sind. Und letztendlich werden Investitionen in innovative Technologien und die Schaffung neuer Flexibilitätsmärkte durch bestehende regulatorische Hürden und gesetzliche Unsicherheiten verhindert.

Deshalb stellen konventionelle Kraftwerke weiterhin den Großteil der erforderlichen Flexibilität zur Verfügung. Doch mit dem voranschreitenden Ausstieg aus der Kernkraft und Braunkohle muss Deutschland das bisher nicht genutzte Potenzial der Nachfrageseite und Speichertechnologien möglichst bald und umfassend integrieren, um nicht in einen energiewirtschaftlichen Engpass zu laufen. Die Kommission hat diese Missstände bereits erkannt. Mit der Verabschiedung des Clean Energy Packages wird bis zum Ende des Jahres, unter Beteiligung der Mitgliedstaaten, eine neue europäische Gesetzgebung Prosumenten, Nachfrageflexibilität und Speichertechnologien mit der konventionellen Erzeugung gleichstellen.

Es ist an der Zeit, einen mit der Energiewende kompatiblen, modernen Strommarkt zu schaffen. Im vorliegenden Papier macht REstore konstruktive Vorschläge, um den Regulierungsrahmen in Deutschland zu reformieren. Die Energiewende bietet neue Möglichkeiten, das Flexibilitätspotential aus Nachfrage und Speichern freizusetzen - Deutschland sollte diese Chancen rechtzeitig ergreifen!

**Patrick Adigbli**  
Vice President  
Regulatory Affairs

**Dirk Rosenstock**  
Executive Vice President  
Sales & Sourcing  
Belgium and Germany

# EINE DEUTSCHE ERFOLGSGESCHICHTE?

Seit über einem Jahrzehnt schreitet die **Energiewende** voran. Drei bedeutende Trends haben die deutsche Stromlandschaft aufgewirbelt: Digitalisierung, Dezentralisierung und Dekarbonisierung.

Deutschland baut weiterhin erhebliche Erzeugungskapazitäten aus **erneuerbaren Energien** zu. In 2017 deckten diese bereits über ein Drittel des deutschen Stromverbrauchs. Dieser Anteil soll bis 2025 auf 40-45 % und bis 2035 auf 55-60% steigen. Wetterabhängige Erzeugungskapazitäten aus Wind und Sonne sind im Jahr 2017 auf über 100.000 Megawatt gestiegen und wachsen weiterhin an. Das Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG 2017) sieht den jährlichen Zubau von respektive 2.800 und 2.500 Megawatt Onshore-Wind- bzw. Photovoltaik vor, während Offshore-Windkapazitäten bis zum Jahr 2030 auf 15.000 Megawatt ansteigen sollen.

Zwischenzeitlich ist der **Ausstieg aus der Kernkraft** so gut wie abgeschlossen. Von den sieben verbleibenden Kraftwerken wird eines Ende 2019 abgeschaltet, drei weitere folgen bis Ende 2021. Die letzten Kernkraftwerke in Bayern, Niedersachsen und Baden-Württemberg werden am 31. Dezember 2022 vom Netz genommen. Und auch in vielen anderen europäischen Ländern geht der Anteil der Kernenergie zurück.

Bis zum Ende des Jahres wird Deutschland ferner ein Datum für den **Ausstieg aus der Braunkohle** festlegen. Die Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung nahm im Juni 2018 diesbezüglich ihre Arbeiten auf, und bereitet ihren Bericht für die Bundesregierung vor, bei dem aktuell schon von mehreren 1.000 MW gesprochen wird. Eine ähnliche Entwicklung kann in anderen europäischen Ländern beobachtet werden: laut dem "Joint Research Centre" der Europäischen Kommission werden die installierten Kohlekapazitäten bis 2025 von 150 auf 105 Gigawatt, und bis 2030 auf 55 Gigawatt zurückgehen.

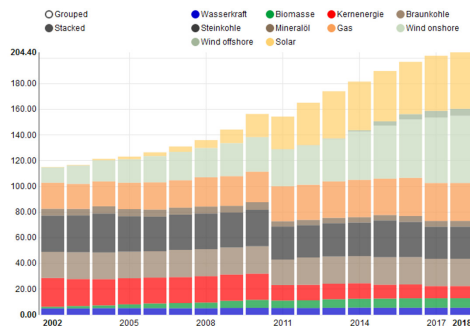


Abb. 1: Deutscher Strommix 2018  
(Quelle: Fraunhofer Institut)

Diese Entwicklung verschärft die **Problematik der Versorgungssicherheit**: in den kommenden Jahren und Jahrzehnten werden selbst erhebliche Kapazitäten aus erneuerbaren Energien nicht ausreichen, um den deutschen Strombedarf in jeder einzelnen Sekunde des Jahres zuverlässig zu decken. Besonders zu

Spitzenlastzeiten, wenn die Nachfrage mehr als 80.000 Megawatt beträgt, gibt es keine Garantie, dass stets ausreichend Sonne und Wind vorhanden sind. Sich auf die europäischen Nachbarn zu verlassen ist keine tragbare Option, da diese vor ähnlichen Herausforderungen stehen.

Die Energiewende schafft neue und verstärkt bestehende Herausforderungen. Je mehr Wind- und Solarparks in Deutschland entstehen, desto mehr nehmen die Schwankungen im Netz zu, und desto anspruchsvoller werden die Aufgaben der Spitzenlastdeckung, des Abgleichs von Erzeugung und Nachfrage, der Netzfrequenzstabilisierung und der Engpassbewirtschaftung. **Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz sowie Nachhaltigkeit** müssen jedoch weiterhin die Eckpfeiler des Industriestandorts Deutschland bleiben, um den gesellschaftlichen Wohlstand aller Verbraucher sicherzustellen.

Seit 2015 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie eine ehrgeizige **Marktreform** in Angriff genommen, um einen modernen Strommarkt zu schaffen. Das Ziel: eine sichere, bezahlbare und nachhaltige Stromversorgung in einem System zu gewährleisten, das zum größten Teil auf erneuerbare Energiequellen setzt. Das Strommarktgesetz sowie die Kapazitätsreserveverordnung haben einige wichtige Maßnahmen des Ministeriums umgesetzt: die Garantie freier Preisbildung, die Stärkung der Bilanzkreisstreue, die Einführung von Netz- und Kapazitätsreserven usw.

Erste Ergebnisse dieser Maßnahmen sind heute sichtbar. So haben z.B. die verschärften gesetzlichen Bestimmungen für die Bilanzkreisverantwortlichen zu einer gesteigerten Nutzung der Intraday-Märkte geführt. Im Jahr 2017 wuchsen die Volumina auf circa 45 Terawattstunden an, wovon rund 10 Terawattstunden auf viertelstündliche Produkte entfallen.

Folglich ist in Deutschland der Bedarf an **Regelreserven** in den letzten Jahren zurückgegangen, trotz zunehmend schwankender Erzeugung aus erneuerbaren Energien. Beschaffungskosten für Primärregelleistung (FCR), Sekundärregelleistung und Minutenreserve (FRR) sind zwischen 2012 und 2016 um 220 Millionen Euro zurückgegangen. Zugleich haben unter Leitung der Bundesnetzagentur verschiedene Anpassungen der Marktregeln die Sekundärregelleistung und Minutenreserve für den Wettbewerb geöffnet, was zu drastisch fallenden Preisen geführt hat.

Soweit scheint die Energiewende eine **deutsche Erfolgsgeschichte** zu sein: erneuerbare Energien ersetzen schrittweise fossile Erzeugung; Bilanzkreisstreue wird auf wachsenden Intraday-Märkten gewährleistet, wodurch wiederum die Kosten für die Beschaffung von Regelreserven sinken. Doch leider ist dies nur die **halbe Wahrheit**.

## ES GIBT VERBESSERUNGSPOTENTIAL!

Der Traum der Kupferplatte rückt in weite Ferne. Tausende von Kilometern neuer Leitungen sind geplant, um den Strom von Windparks im Nordosten in die Verbrauchszentren im Südwesten des Landes zu bringen. Doch nur ein Bruchteil davon wurde bislang gebaut. Von den seit 2009 im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) geplanten 1.800 Kilometern wurden bis 2017 nur knapp 800 tatsächlich gebaut. Die Zahlen des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPIG) von 2013 sind noch ernüchternder: faktisch wurden nur 150 der geplanten 5.900 Kilometer gebaut. **Der Netzausbau hinkt der Energiewende weit hinterher.** Transportkapazitäten bleiben unzureichend. Dabei steigt der Stromtausch innerhalb von Deutschland sowie mit den Nachbarländern weiter. Und die Residuallast, d.h. der Verbrauch, der nicht durch erneuerbare Energien gedeckt ist, kann in sehr kurzen Zeitspannen um einige Gigawatt schwanken. Folglich haben die deutschen Netzbetreiber immer größere Schwierigkeiten, mit vermehrt auftretenden **Netzengpässen** umzugehen.

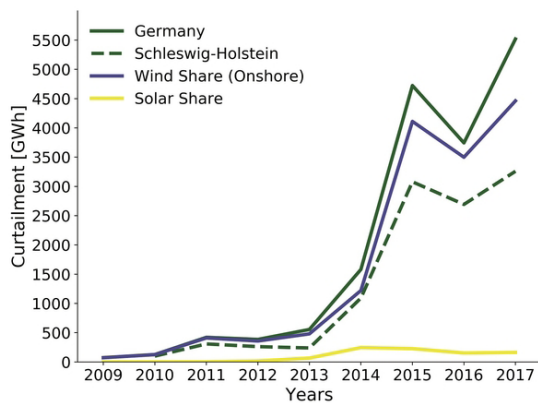


Abb. 2 : EinsMan Volumen in 2017 in GWh  
(Quelle: Ubimet)

Um die Situation zu bewältigen werden langsam aber sicher immer mehr Mechanismen außerhalb des Marktes eingeführt. Tatsächlich reichen Transaktionen auf den kurzfristigen Strommärkten nicht aus, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, da diese immer weniger der physikalischen Realität des Netzes entsprechen. Stattdessen wird zur Überwindung der Netzengpässe auf den sogenannten **Redispatch** konventioneller Erzeugungsanlagen sowie die **Einkürzung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien** zurückgegriffen (sogenanntes Einspeisemanagement oder EinsMan). In der Praxis reduzieren die Netzbetreiber hierzu die überschüssige Erzeugung „vor“ einem Engpass und erhöhen, wenn nötig die Erzeugung „nach“ dem Engpass. Dies erfolgt außerhalb des Marktes, indem Anlagen je nach Verfügbarkeit und geographischer Lage herangezogen werden, statt entsprechend ihrer tatsächlichen Kosten bzw. eines marktbasiereten Merit-Orders. Anlagenbesitzer erhalten für diese Eingriffe in den Markt finanzielle Entschädigungen, die von deutschen Endverbrauchern über die Netztarife bezahlt

werden. In 2017 beliefen sich die Gesamtkosten für Redispatch und EinsMan auf den Rekordbetrag von 1.400 Millionen Euro. Hinzu kommt, dass die meisten erneuerbaren Anlagen auf Verteilnetzebene angeschlossen sind: hier fehlen Marktmechanismen gänzlich, den Verteilnetzbetreibern stehen einzig kostspielige Investitionen in zusätzliche Umspannwerke, Netztrafos und Verkabelung zur Verfügung.

Zusätzlich werden **umfangreiche Reserven außerhalb des Marktes** geschaffen. Sie bestehen zum größten Teil aus stillgelegten Kohle- und Gaskraftwerken. Damit verbundene Kosten für den Endverbraucher sind erheblich: allein in 2016 führte die Beschaffung und Aktivierung der Netzreserve zu Kosten in Höhe von 285 Millionen Euro. Und die Kosten der Kapazitätsreserve werden mit 50 bis 100 Millionen Euro pro Jahr veranschlagt. Insgesamt sieht das Strommarktgesetz folgende nicht-marktbasierten Reserven vor:

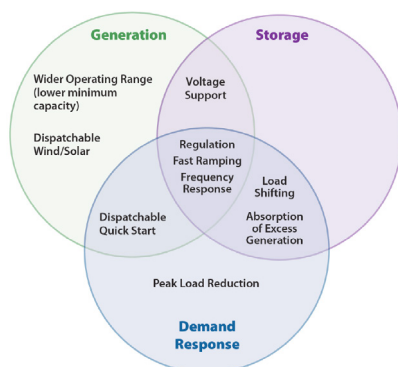
- eine Netzreserve von 10 Gigawatt (§ 13d);
- eine Kapazitätsreserve von 2 Gigawatt (§ 13e);
- eine Klimareserve von 3 Gigawatt (§ 13g);
- eine Netzstabilitätsreserve von 2 Gigawatt (§ 13j).

Zusammenfassend ist festzuhalten: **die augenscheinliche Erfolgsgeschichte weist Mängel auf.** Das Netz ist nicht dazu gerüstet, sämtliche Markttransaktionen physikalisch abzubilden. Die sich daraus ergebenden Netzengpässe werden durch Maßnahmen außerhalb des Marktes gelöst, u.a. durch Redispatch, EinsMan, Netzinvestitionen der Verteilnetzbetreiber sowie die Einführung nicht-marktbasierter Reserven. **Diese Maßnahmen kosten den deutschen Verbraucher jedes Jahr mehrere Milliarden Euro**, ohne nachweislich Mehrwert zu schaffen. Deshalb die Frage: ist dies der sichere, bezahlbare und nachhaltige Strommarkt, den Deutschland anstrebt – oder **gibt es eine sinnvollere, tragbare Alternative?**

## ES IST AN DER ZEIT, DEZENTRALE FLEXIBILITÄT ZU STÄRKEN!

In den letzten Jahrzehnten setzte man vor allem auf zentrale Erzeugung, um sowohl Grund- als auch Spitzenlast zu decken. Die **Rolle der dezentralen Flexibilität**, sowohl seitens der Nachfrage (z.B. gewerbliche, industrielle und private Verbraucher, Elektrofahrzeuge), der Erzeugung (z.B. Kraft-Wärme-Kopplung, Eigenerzeugung) als auch der Speichertechnologien **galt lange Zeit als vernachlässigbar bzw. unwirtschaftlich**. Dies führte zur Schaffung von kostenintensiven und unnachhaltigen Überkapazitäten aus konventionellen Anlagen, deren gedrosselte Fahrweise stets einen Puffer zur Abdeckung von Spitzenlasten, zum Ausgleich von Schwankungen und zur Bewirtschaftung von Netzengpässen vorhält.

In den nächsten Jahrzehnten wird sich der Fokus grundlegend ändern. Zeiten, in denen ein Überschuss an Strom aus erneuerbaren Energien mit niedrigen Grenzkosten besteht, werden immer häufiger. Laut Öko-Institut könnte dies in 2045 in 40 % aller Stunden der Fall sein. Spiegelbildlich werden sich auch die Zeiten der Stromknappheit vermehren. In einem solch volatilen Umfeld ist die **langfristige Aufrechterhaltung umfangreicher, meist stillliegender, fossiler Backup-Kapazitäten (Kohle, Gas, Erdöl) sowie eine kostenintensive Investition in den langwierigen Netzausbau keine sinnvolle und nachhaltige Strategie**.



**Abb. 3 : Rolle der Demand Response und Speicherung**  
(Quelle: smartEn)

Die Entwicklung des „Internets of Things“ (IoT), neuer Technologien und Softwarelösungen ermöglicht die **Aggregation von Flexibilitäten aus dezentralen Erzeugungs-, Nachfrage- sowie Speichereinheiten**. Modernste Plattformen befähigen die Vorhersage, Überwachung und Kontrolle verfügbarer Flexibilitäten aus dezentralen Einheiten, um diese in den Markt zu bringen. So werden bereits heute ungenutzte technische Einheiten mit sehr unterschiedlichen Eigenschaften kombiniert, und bieten umfangreiche Mengen hochwertiger Flexibilität zu wettbewerbsfähigen Preisen an. Auf diese Weise reduziert bzw. verlagert das sogenannte „Demand Response“ den Verbrauch in

Zeiten von Stromknappheit, und verringert damit verbundene Kosten für Backup-Kapazitäten oder Netzausbaumaßnahmen. Umgekehrt ermöglicht Demand Response eine Steigerung des Verbrauchs während Zeiten des Stromüberschusses, und schafft so wirtschaftlichen Mehrwert, statt Strom aus erneuerbaren Energien abzuregeln oder billig zu exportieren. Immer häufiger auftretende negative Preise reizen flexible Lasten dazu an den Verbrauch zu erhöhen, z.B. indem Industrieprozesse vorgekühlt- oder geheizt werden. Ferner speichern Batterien den Strom während Zeiten des Stromüberschusses, und speisen diesen bei Stromknappheit ins Netz ein.

In 2016 belief sich Deutschlands Nettostromverbrauch auf rund 520 Terawattstunden, wovon beinahe die Hälfte auf die Industrie entfällt, angeführt von der Chemie- (40 %), Stahl- (20%) und Papierbranche (17%). **Digitalisiertes und automatisiertes Demand Response ermöglicht eine effizientere Nutzung der Flexibilität dieser industriellen Verbraucher**. Laut jüngster Studien der DENA, des DIW, des BET, des Fraunhofer Instituts und des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wird das mindestens über eine Stunde verfügbare Flexibilitätspotential der **auf 5 bis 15 Gigawatt geschätzt**. Demand Response ermöglicht es Großverbrauchern, ihre Nachfrage an Preissignale aus dem Markt bzw. dem Netz anzupassen. Dazu werden Verbrauchsverläufe in Echtzeit präzise gemessen, Prozesse vollautomatisch gesteuert und industrielle Grenzwerte eingehalten. Belüftungen, Kompressoren, Öfen, Brechmaschinen, Kühlräume, Pumpen, Elektrolysen, Schmelzanlagen, Heizungs-, Lüftungs- und Klimaanlage, Kraft-Wärme-Kopplung und Batterien spielen fortan eine wichtige Rolle beim Ausgleich des Stromsystems und bei der Bewirtschaftung von Netzengpässen. Nehmen wir das Beispiel einer Papierfabrik, deren Verbrauch einer großen Stadt gleichzusetzen ist. Durch die intelligente Echtzeiterfassung- und Analyse der Sensordaten kann der Stromverbrauch auf nicht-invasive Weise verändert werden, um sich dem im Netz verfügbaren Strom besser anzupassen.

Wendet man sich den neuen **Speichertechnologien** zu, so stellt man fest, dass sie bereits heute den Verbrauch von Spitzen- auf Grundlastzeiten verlagern, den Bedarf an Redispatch und Abregelungen in Engpassgebieten verringern, Primärregelleistung zur Verfügung stellen, als Notstromaggregate dienen, das Netz bei Ausfall einer bedeutenden Netzkomponente stützen, und Netzinfrastrukturaufrüstungen ersetzen. Batterien verfügen ferner über sehr kurze und präzise Reaktionszeiten. Die Kosten für Lithium-Ion Batterien sind in den letzten Jahren von 1.100 auf 600 Euro pro Kilowatt zurückgegangen. Im Juli 2018 waren 230 Megawatt Batterien auf dem deutschen Markt aktiv. Bis 2019 sollen 430 Megawatt installiert werden.

Um das Potenzial der Demand Response sowie der Speichertechnologien voll nutzen zu können, bieten **Regelreserveanbieter** Dienstleistungen an, um bestehende Flexibilitäten mit unterschiedlichen Merkmalen zu bündeln und als eigenständige Einheiten auf den Strommärkten zu vermarkten. Dadurch werden geographisch dezentrale Anlagen zusammengeführt, Präqualifikationsbedingungen erfüllt, Aktivierungszeiten verlängert, die Zuverlässigkeit gesteigert und Risiken für individuelle Akteure gesenkt.

Kurzum: **die Aggregation dezentraler Flexibilitäten ist eine effiziente, zuverlässige und wirtschaftliche Lösung, die zugunsten der Verbraucher und Unternehmen einen erheblichen Beitrag zur Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Nachhaltigkeit leistet:**

- Reduzierung der Spitzenlast;
- Reduzierung der Treibhausgasemissionen;
- Reduzierung des Bedarfs an Regelreserven;
- Reduzierung von Redispatch und Abregelung von erneuerbaren Energien;
- Reduzierung der Investitionen in das Netz;
- Steigerung der Netzflexibilität;
- Steigerung des marktlichen Wettbewerbs;
- Steigerung der Wertschöpfung für aktive Verbraucher.

## WELCHE HÜRDEN MÜSSEN ANGEANGEN WERDEN?

Warum hebt Deutschland indessen nicht das volle Flexibilitätspotential?

Ein Grund liegt in der Zusammensetzung des Strompreises. Dieser besteht größtenteils aus staatlichen Abgaben, Umlagen und Steuern, die für Industriekunden bis zu 70 % des Strompreises darstellen. Diese Komponenten sind völlig von Markt- oder Netzpreissignalen entkoppelt. Das gilt insbesondere für die **starre Netzentgeltstruktur** für Großverbraucher. Die deutschen Industrieverbände BDI, bitkom, bne, DIHK, VCI, VIK und WV Metalle haben 2017 in einer gemeinsamen Stellungnahme hervorgehoben, dass die Teilnahme von industriellen Verbrauchern an Flexibilitätsmärkten wie dem Regelleistungsmarkt aktuell dadurch erschwert wird, dass diese in vielen Fällen aufgrund der Marktteilnahme wirtschaftliche Nachteile erleiden. Ein solches Hemmnis besteht beispielsweise im Verlust des individuellen Netzentgeltes. Schaltet der industrielle Verbraucher zur Erbringung von Systemdienstleistungen Anlagen ab oder nimmt kurzfristige zusätzliche Lastspitzen auf, läuft er Gefahr, unter die notwendige Schwelle an Benutzungstunden zu fallen. Dieses Finanzrisiko führt in vielen Fällen dazu, dass bestehende Flexibilitätspotenziale brachliegen, statt sie dem System zur Verfügung zu stellen. Dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie sind konkrete Änderungsvorschläge gemacht worden, um diese jahrelang bestehenden gesetzlichen Hürden zu überwinden, und eine Kombination aus netzdienlichem Verbraucherverhalten und systemdienlicher Regelleistungserbringung zu ermöglichen.

**Ein weiterer Grund für die mangelnde Nutzung von Flexibilität ist der noch immer beschränkte Zugang von Demand Response und Speichern zur Primärregelleistung (FCR), Sekundärregelleistung und Minutenreserve (FRR).** Dies mag im Anbetracht der jüngsten Reformversuche zur Einführung kürzerer Produktlaufzeiten, täglicher Auktionen und regelzoneninterner Aggregationsmöglichkeiten überraschend erscheinen. Bei genauerer Betrachtung ergibt sich jedoch, dass trotz des deutlichen Willens die Regelreserven zu öffnen, verschiedene technische Regeln (Präqualifikation, Abwicklung) nach wie vor auf Erzeugungstechnologien ausgerichtet sind, und Demand Response sowie Speicher diskriminieren. Hinzu kommt, dass unterschiedliche Anbieter nicht zeitgleich verschiedene Regelleistungsarten an einer technischen Einheit erbringen dürfen, was de facto Monopolstellungen schafft und effizienten Wettbewerb unterbindet. Ferner schaffen die aktuellen Regeln keine einheitlichen deutschen Regelreservemärkte, sondern teilen die Liquiditäten auf künstliche Weise auf, in dem sie regionale Märkte innerhalb der vier deutschen

Regelzonen einrichten: regelzonenübergreifende Aggregation bleibt verboten. Regelzonenübergreifende Beschaffungsmöglichkeiten werden ab 2019 für FRR zugelassen, aber sind für FCR weiterhin verboten. Darüber hinaus benachteiligt das am 15. Oktober 2018 in Kraft getretene Zuschlagsverfahren für die Sekundärregelung und Minutenreserve (sogenanntes Mischpreisverfahren) Flexibilitäten aus Lasten, die durch geringe Fixkosten, hohe Opportunitätskosten und geringe Abrufwahrscheinlichkeit gekennzeichnet sind.

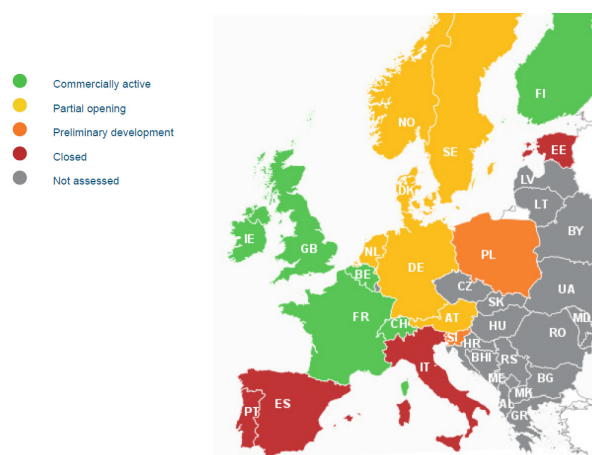


Abb 4: Marktzugang für Demand Response in 2017

In Hinsicht auf den Großhandel können **Demand Response und aggregierte Flexibilität noch immer nicht durch unabhängige Aggregatoren auf den deutschen Day-Ahead- oder Intraday-Märkten vermarktet werden.** Trotz der jüngsten Einführung des sogenannten Aggregatormodells hat die Nachfrageseite nach wie vor einen beschränkten Zugang zu den gekoppelten europäischen Strommärkten. Und angekündigte Flexibilitätsmärkte, die Netzbetreibern eine marktbasierete Beschaffung von Flexibilitäten zur Engpassbewirtschaftung erlauben, werden wohl noch Jahre brauchen, um über die Pilotphase hinaus zur Marktreife zu finden.

Schließlich **verhindert die bestehende Regulierung Investitionen in systemdienliche Speichertechnologien.** In der Praxis beschränken Unsicherheiten der Gesetzes- und Regulierungslage die wirtschaftlichen Perspektiven von Speichern, obwohl die Technologie marktreif ist:

- doppelte Besteuerung;
- ungerechtfertigte Netzentgelte;
- beschränkte Marktzugänge aufgrund technischer Regeln;
- unklare Eigentums- und Betriebsregeln;
- fehlender Rahmen für die Nachladestrategie;
- Verbot einer Vielfachnutzung.

## REFORMEN SIND NIE EINFACH: ABER OFT GENAU DAS RICHTIGE!

Wie bereits dargelegt zahlen die deutschen Endverbraucher Milliarden für nicht marktbasierende Mechanismen wie Redispatch, EinsMan und Backup-Reserven.

Der Einsatz des vollen Potentials von **Demand Response und Speichern** kann diese Kosten senken, und den Bedarf an unnachhaltigen Backup-Reserven und langwierigem Netzausbau beschränken. Dies erfordert eine Weiterentwicklung des bestehenden regulatorischen Rahmens, um folgende Aspekte sicherzustellen:

- vollständiger, nicht diskriminierender Marktzugang;
- vollständige Wertschöpfung der Flexibilität;
- vollständige Anerkennung von Aggregatoren;
- vollständige Entflechtung regulierter Aktivitäten;
- vollständiger Ausschluss von doppelten Steuern und Abgaben.

Diese Reformbedürfnisse sind dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, der Bundesnetzagentur und der deutschen Regierung seit langem bekannt. Im Weißbuch von Juli 2015, dem Flexibilitätspapier von April 2017 und dem Koalitionsvertrag von März 2018 haben Politik und Regierungsbehörden deshalb verschiedene Maßnahmen angekündigt, um **Wettbewerbsgleichheit für die Nachfrageseite sowie Speicher sicherzustellen**.

Die genannten Missstände wurden auch auf europäischer Ebene erkannt. Unter Leitung von ENTSO-E, dem Europäischen Netzwerk der Übertragungsbetreiber, beteiligen sich Marktteilnehmer an den Projekten zur Einführung pan-Europäischer Regelenergie-Plattformen. Zeitgleich arbeiten die Europäische Kommission, das Europäische Parlament und der Rat an der Verabschiedung des **Clean Energy Packages**, eine neue europäische Gesetzgebung die Prosumer, Demand Response und Speichertechnologien mit der konventionellen Erzeugung gleichstellt.

Deutschland steht erst am Anfang der notwendigen Reformen zur vollständigen Entfaltung seiner dezentralen Flexibilität. Um die verbleibenden Hürden überwinden und einen modernen Strommarkt für die Energiewende einführen zu können, beteiligt REstore sich an den Reforminitiativen in Form von **konstruktiven und praxisnahen Vorschlägen**, die hiernach dargestellt werden.





## Öffnung der Regelreservemärkte für dezentrale Flexibilität

- > Unterschiedliche Anbieter sollten in der Lage sein, zeitgleich verschiedene Regelleistungsarten an derselben technischen Einheit anzubieten
- > Besicherung sollte bei allen Arten von Regelleistung regelzonenübergreifend möglich sein
- > Aggregation bzw. Pooling sollte regelzonenübergreifend möglich sein
- > Die Auflage einer 100%igen Verfügbarkeit sollte angepasst werden
- > Kürzungen des Leistungspreises und Vertragsstrafen sollten angemessen ausgestaltet werden
- > Ein zeitnahe, automatischer und nachvollziehbarer Erbringungsnachweis sollte eingeführt werden
- > Die Skalierbarkeit der Betriebstests sollte sichergestellt werden (z.B. auf Grundlage historischer Frequenzprofile)
- > Eine alternative Vorlaufzeit des vorausseilenden Arbeitspunktes sollte vorgesehen werden (z.B. 30 Sekunden statt 5 Minuten)
- > Verfügbarkeitsstests sollten vergütet und auf einen Test pro Monat beschränkt werden
- > Der FRR-Zuschlagsmechanismus sollte weiterentwickelt werden, um eine Diskriminierung der Lastseite auszuschließen
- > Übertragungsnetzbetreiber sollten nicht die Möglichkeit haben, Angebote mit auffälligen preislichen Missverhältnissen auszuschließen
- > EU-weit sollten einheitliche Regeln für Regeleinheiten mit begrenztem Energiespeicher eingeführt werden
- > Nicht bezuschlagte Gebote sollten veröffentlicht werden
- > Die Vorlaufzeit des Regelenergiemarktes sollte von 1 Stunde auf 25 Minuten vor Lieferung verkürzt werden



## Klare Regeln für die Aggregation dezentraler Flexibilitäten

- > Das Aggregatoren-Modell sollte Gegenstand eines Fortschrittberichtes sein
- > Das Aggregatoren-Modell sollte im Hinblick auf die Implementierung der Network Codes sowie des Clean Energy Packets bewertet werden, und erforderliche Weiterentwicklungen angestoßen werden
- > Das Aggregatoren-Modell sollte jegliches verpflichtendes Einverständnis des Lieferanten abschaffen
- > Das Aggregatoren-Modell sollte schrittweise auf andere Märkte ausgeweitet werden, z.B. Intraday, Day-Ahead- und Flexibilitätsmärkte



## Weiterentwicklung der Netzentgeltssystematik zur Erschließung nachfrageseitiger Flexibilität

- > Gesetzliche Hürden sollten überwunden werden, um ungenutzte Flexibilitäten seitens der Nachfrage zu erschließen
- > Die Teilnahme von Großverbrauchern an Systemdienstleistungen, wie z.B. Regelleistungsmärkten, sollte ohne wirtschaftliche Nachteile ermöglicht werden
- > Veränderungen im Verbrauch während Zeiten hoher oder negativer Preise sollten ohne wirtschaftliche Nachteile ermöglicht werden



## Abbau von regulatorischen Hürden, um das volle Potential der Speichertechnologien zu nutzen

- > Es sollte eine klare gesetzliche und regulatorische Definition für Speicher eingeführt werden
- > Speicher sollten vom Markt und nicht im Eigentum von Netzbetreibern betrieben werden
- > Die Beschaffung von Speicherkapazitäten sollte marktbasierend stattfinden
- > Speichern sollte ein gleichberechtigter Zugang zu allen Märkten gewährleistet werden
- > Speicher sollten auf faire und transparente Weise besteuert werden, ungerechtfertigte Abgaben und doppelte Besteuerung sollten abgeschafft werden
- > Netzentgelte sollten die Nutzung von Speichern nicht sanktionieren
- > Speicher sollten zeitgleich unterschiedliche Dienstleistungen erbringen können
- > Netzbetreiber sollten Netzentwicklungspläne erstellen, welche zwischen Netzerweiterungsmaßnahmen und dem Einsatz von Speichern abwägen



## Ermächtigung der Netzbetreiber, Flexibilitäten zum Zwecke der Engpassbewirtschaftung auf markt-basierte Weise zu beschaffen

- > Die Beschaffung von Flexibilität durch die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber zur Bewirtschaftung von Engpässen sollte marktbasierend geschehen
- > Bilaterale Vereinbarungen sollten auf Fälle beschränkt werden, in denen der Markt diese Funktion erwiesenermaßen nicht erfüllt
- > Märkte sollten für alle Technologien offen sein, inklusive erneuerbarer Energien, Demand Response und Speichern
- > Standardisierte Produkte sollten definiert werden, um die Kompatibilität der Märkte zu sichern
- > Aggregierte und portfolio-basierte Angebote sollten ermöglicht werden
- > Pilotprojekte mit einem isolierten regulatorischen Rahmen (sog. regulatorische „Sandbox“) sollten gefördert werden

## ÜBER RESTORE

REstore führt die Welt der neuen dezentralen Energie in die Zukunft. Seit 2010 werden unsere patentierten Algorithmen und unsere Echtzeit-Lösungsplattform von mehr als 150 großen Fabriken und einer wachsenden Anzahl von Haushalten genutzt, um neue Einnahmequellen für Kunden zu schaffen und gleichzeitig die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren. FlexPond™ fasst Wohn- und Industriergeräte, Batterien, KWK-Anlagen und andere Ressourcen zu virtuellen Kraftwerken zusammen, die das Stromnetz im Gleichgewicht halten. Seit November 2017 ist REstore Teil der Division Distributed Energy & Power von Centrica. REstore hat Standorte in Antwerpen, Düsseldorf, London, Paris und San Francisco.

Für weitere Informationen besuchen Sie [www.restore.energy](http://www.restore.energy) und folgen Sie uns auf Twitter unter @REstoreFlexpond.



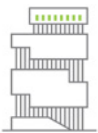
**2300 MW**  
Flexible Leistung\*



**99,6 %**  
Zuverlässigkeit



**626.778 TONNES**  
CO<sub>2</sub>/ Jahr eingespart



### Benelux

Posthofbrug 12  
2600 Antwerp  
+32 3 320 80 39



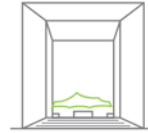
### Germany

Fritz-Vomfelde-Str. 6  
40547 Düsseldorf  
+49 211 302 348 126



### UK

8 St. James's Square  
SW1Y 4JU London  
+44 203 608 7937



### Frankreich

17-21, rue Saint Fiacre  
75002 Paris  
+33 782 25 70 23



### USA

620 Davis Street  
CA 94111 San Francisco  
+1 415 429 0124