

Centrica & REstore Stellungnahme zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030

Kernaussagen

1. **Engpässe im deutschen Stromnetz belasten zunehmend Unternehmen und Endverbraucher:** vor dem Hintergrund des Kernkraft- und Kohleausstiegs sowie des Ausbaus der erneuerbaren Energien steigen die jährlichen Kosten für nicht markt-basierte Engpassbewirtschaftung auf 1.5 Milliarden Euro an.
2. **Ehrgeizigere Ziele für innovative Flexibilitätsoptionen sind nötig, um eine saubere, sichere und bezahlbare Energiewende sicherzustellen:** um die Kosten für Engpassmanagement sowie Netzverstärkung- und Ausbau so gering wie nötig zu halten, und gleichzeitig die Energiewende zu ermöglichen, sind innovative Technologien und Flexibilitätsoptionen wie Demand Side Management, Speicher, Elektroautos usw. unumgänglich. Im aktuellen regulatorischen Rahmen fehlen jedoch weiterhin die Anreize, rechtzeitig in dringend benötigte flexible Technologien zu investieren. Im Netzentwicklungsplan 2030 sollten die Übertragungsnetzbetreiber daher ehrgeizigere Flexibilitätsziele anstreben.
3. **Demand Side Management ist eine vergleichsweise kostengünstige, CO₂ arme No-Regret-Lösung, deren Potenzial voll ausgeschöpft werden muss:** gerade in Spitzenlastzeiten können industrielle, gewerbliche oder private Endverbraucher ihre Last reduzieren bzw. verlagern. Das verfügbare Flexibilitätspotential in Deutschland wird auf 5 bis 15 Gigawatt geschätzt. Demgegenüber erscheinen die Annahmen im ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans extrem konservativ – bestenfalls 6 Gigawatt, ansonsten lediglich 2 bzw. 4 Gigawatt. Centrica & REstore fordern die Übertragungsnetzbetreiber auf, das DSM-Potential erneut zu bewerten, auf Grundlage aktueller Zahlen, im internationalen Vergleich und vor dem Hintergrund des neuen regulatorischen Rahmens (Clean Energy Package).
4. **Besitz und Betrieb von Speichern zur Erbringung von Regelleistung bzw. zur Engpassbewirtschaftung sollten marktbasierend, transparent und neutral organisiert werden:** während REstore die wirtschaftliche und technische Effizienz von Netzboostern im Rahmen des Szenarios B 2025 hinterfragt, sollten diese (und Stromspeicher im weiteren Sinne) zu Zwecken des Engpassmanagements vom Markt und nicht im Eigentum von Netzbetreibern betrieben werden.
5. **Deutschland braucht einen klaren regulatorischen Rahmen zur marktbasierenden Beschaffung von aggregierten Flexibilitäten:** neue Technologien und Softwarelösungen ermöglichen die Aggregation von Flexibilitäten aus dezentralen Erzeugungs-, Nachfrage- sowie Speichereinheiten. Ein geeigneter regulatorischer Rahmen ist nötig, um die Marktintegration dieser innovativen Flexibilitätsoptionen sicherzustellen – im Sinne des Sauberen Energie Paketes (Clean Energy Package) gilt dies uneingeschränkt für Regelreserve- und Spotmärkte, für die Öffnung von Netz- und Kapazitätsreserven sowie für die Einführung eines Marktes für ein gesamtwirtschaftlich effizientes Netzengpassmanagement. Wie seine europäischen Nachbarn sollte auch Deutschland, unter Einbeziehung des Regulierers und der Marktteilnehmer, an einem klar definierten regulatorischen Rahmen zur marktbasierenden Beschaffung von Flexibilitäten auf Transport- sowie Verteilnetzebene arbeiten.

*

**

Über REstore

REstore, Teil der Centrica Gruppe, ist ein mehrfach ausgezeichneter europaweiter Demand-Response-Aggregator. Mit seinem patentierten, portfoliobasierten Ansatz verfügt REstore über fundierte Erfahrungen in den deutschen, belgischen, britischen sowie französischen Märkten für Primär-, Sekundär- und Minutenregelreserven. Aktuell vermarktet REstore ein Portfolio mit über 2.300 MW Spitzenleistung. In Deutschland ist REstore ein präqualifizierter und unabhängiger Anbieter von Primärregelleistung aus industriellen Lasten. REstore ist eines der führenden Technologie-Unternehmen, das sich auf Demand Side Management und Speichertechnologien spezialisiert hat. Das Unternehmen erbringt Demand Response Dienstleistungen für industrielle, gewerbliche und private Verbraucher, und bietet Versorgungsunternehmen seine Cloud-basierte Demand Side Management Plattform FlexPond™ an.

Engpässe im deutschen Stromnetz belasten zunehmend Unternehmen und Endverbraucher

Kern- und Kohlekraftwerke werden vom Netz genommen und erhebliche Kapazitäten aus erneuerbaren Energien zugebaut. Nicht nur in Deutschland, sondern in ganz Europa. Die dargebotsabhängige, lastferne und dezentrale Erzeugung aus erneuerbaren Energien kann die entstehenden Kapazitätslücken jedoch nicht vollständig schließen: besonders in Spitzenlastzeiten, wenn die Nachfrage mehr als 80 Gigawatt beträgt, gibt es keine Garantie, dass stets ausreichend Sonne und Wind vorhanden sind, um die Nachfrage zu decken. Sich in den Spitzenlaststunden vermehrt auf Import aus Nachbarländern zu verlassen ist keine tragbare Option, aufgrund potenziell hoher Gleichzeitigkeit. Des Weiteren muss der Strom von Windparks im Nordosten in die Verbrauchszentren im Südwesten des Landes transportiert werden. Allerdings hinkt der hierzu dringend benötigte Ausbau des Stromnetzes hinterher, sowohl im Landesinneren, als auch an den Grenzen. Das Ergebnis: die deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben mit immer mehr Netzengpässen zu kämpfen. Und der Bedarf an Flexibilität wird weiterhin stetig steigen – kurzzeitig treten immer schnellere und höhere Rampen auf, die von reaktiven und flexiblen Anlagen bedient werden müssen.

Um das Netz stabil zu halten kommen allerdings vermehrt Mechanismen außerhalb des Marktes zum Einsatz. An sonnigen und windigen Tagen beispielsweise regeln die Netzbetreiber immer häufiger den Strom aus konventionellen oder erneuerbaren Energiequellen ab (sogenanntes Redispatch bzw. Einspeisemanagement), und erstatten im Gegenzug entstandene Kosten. Und für windstille Nächte müssen die Netzbetreiber kostspielige Zusatzreserven bereithalten, die größtenteils aus alten Gas- und Kohlekraftwerken bestehen. In 2017 beliefen sich die Gesamtkosten für diese nicht-marktbasierten Instrumente auf den Rekordbetrag von 1.5 Milliarden Euro – Tendenz steigend (s. Abbildung 1). Diese jährlichen Mehrkosten sind durch den deutschen Endverbraucher aufzubringen.

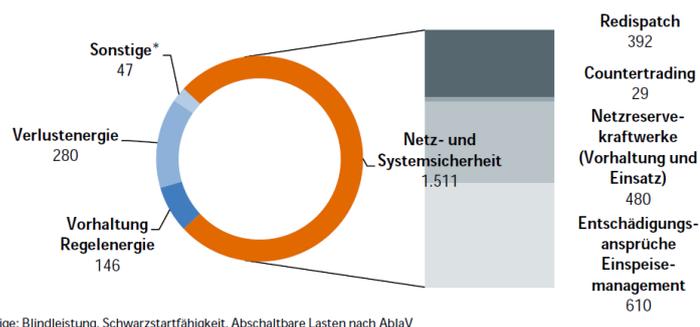


Abb. 1: Aufteilung der Systemdienstleistungskosten sowie Kosten der Netz- und Systemsicherheit in 2017 (Quelle: Bundesnetzagentur, 2018)

Diese ineffizienten Kosten müssen begrenzt werden. Perspektivisch ist die Aufrechterhaltung solch unwirtschaftlicher und nicht-marktbasierter Mechanismen in einem liberalisierten Strommarkt wie Deutschland schwer zu rechtfertigen. Und auch die Netzoptimierung bzw. der Netzausbau können aufgrund der langwierigen und kostenintensiven Investitionen nur ein Teil der Antwort auf zunehmende Engpässe in den deutschen Transport- und Verteilnetzen sein. Um die Kosten für Engpassmanagement sowie Netzverstärkung- und Ausbau so gering wie nötig zu halten, und gleichzeitig eine sichere, saubere und bezahlbare Energiewende sicherzustellen, sind innovative Technologien und Flexibilitätsoptionen wie Demand Side Management, Speicher, Elektroautos usw. unumgänglich.

Vor diesem Hintergrund begrüßen Centrica & REstore ausdrücklich die Bemühungen der Übertragungsnetzbetreiber, im ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030 das Potenzial dieser innovativen Technologien zu berücksichtigen. Im aktuellen regulatorischen Rahmen fehlen jedoch weiterhin die Anreize, rechtzeitig in dringend benötigte flexible Technologien zu investieren. Um das Potential aus Nachfrage, Speichern und neuen Power-to-X Technologien voll zu erfassen, sind Centrica & REstore jedoch der Auffassung, dass:

- die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der betrachteten Szenarien ehrgeizigere Flexibilitätsziele anstreben müssen;
- der Gesetzgeber einen klaren regulatorischen Rahmen zur marktbasieren Beschaffung von aggregierten Flexibilitäten schaffen muss.

Ehrgeizigere Ziele für innovative Flexibilitätsoptionen sind nötig, um eine saubere, sichere und bezahlbare Energiewende sicherzustellen

Im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2030 haben die Übertragungsnetzbetreiber fünf Szenarien untersucht, wovon drei auf 2030 ausgelegt sind (s. Abbildung 2). Auf Basis dieser Szenarien führen die Übertragungsnetzbetreiber Marktsimulationen durch, um Leistungsflüsse zu berechnen und Übertragungsengpässe zu identifizieren. Um geeignete Gegenmaßnahmen zu definieren wenden die Übertragungsnetzbetreiber das sog. NOVA-Prinzip an:

- Netzoptimierung, z.B. Spannungsumstellung von 200 auf 380kV...
- ... vor Netzverstärkung, z.B. Austausch bzw. Erweiterung bestehender Betriebsmittel...
- ... vor Netzausbau, z.B. Neubau von Umspannwerken, Schaltanlagen, Blindleistungskompensationsanlagen, Leitungen in neuen Trassen, etc.

Durch Berücksichtigung der Flexibilitätsoptionen in den Szenarien haben die Übertragungsnetzbetreiber erstmals identifizierte Netzeingpässe nicht durch Netzverstärkungs- oder -Ausbaumaßnahmen beseitigt. Dies ist im Grundsatz zu begrüßen, da somit kein unnötiger Netzausbaubedarf ausgewiesen wird. Allerdings mangeln viele von den Übertragungsnetzbetreibern getroffene Annahmen zu den innovativen Flexibilitätsoptionen an Ehrgeiz.

	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030
Konventionelle Kraftwerke	75 GW <i>23 GW Kohle</i>	73 GW <i>19 GW Kohle</i>	69 GW <i>17 GW Kohle</i>
Erneuerbare Energien	180 GW <i>74 GW Wind Onshore 20 GW Wind Offshore 73 GW PV</i>	203 GW <i>82 GW Wind Onshore 17 GW Wind Offshore 91 GW PV</i>	220 GW <i>86 GW Wind Onshore 17 GW Wind Offshore 105 GW PV</i>
Flexibilitätsoptionen	11 GW <i>1 GW Power-2-Gas 6.5 GW PV-Speicher 1.5 GW Großspeicher 2 GW DSM</i>	16 GW <i>2 GW Power-2-Gas 8 GW PV-Speicher 2 GW Großspeicher 4 GW DSM</i>	22 GW <i>3 GW Power-2-Gas 10 GW PV-Speicher 2.5 GW Großspeicher 6 GW DSM</i>
Sektorkopplung	↘	→	↗
Nettostromverbrauch	512 TWh	544 TWh	577 TWh
CO₂-Emissionsvorgaben	max.184 mio t CO₂	max.184 mio t CO₂	max.184 mio t CO₂

Abb. 2: Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2030 (Quelle: Bundesnetzagentur/Übertragungsnetzbetreiber, 2019)

Demand Side Management ist eine vergleichsweise kostengünstige, CO₂ arme No-Regret-Lösung, deren Potenzial voll ausgeschöpft werden muss

Spitzenlastzeiten treten nur für wenige Stunden im Jahr auf. Während solch geringe Jahresnutzungsstunden für konventionelle Kraftwerke unwirtschaftlich sind, eignen sie sich perfekt für flexible Technologien. Digitalisiertes und automatisiertes Demand Side Management zum Beispiel ermöglicht es, den Verbrauch industrieller, gewerblicher oder privater Endverbrauch in Zeiten von Stromknappheit zu reduzieren bzw. zu verlagern, und verringert damit verbundene Kosten für Reservekapazitäten oder Netzausbaumaßnahmen (s. Abbildung 3). Umgekehrt ermöglicht Demand Side Management eine Steigerung des Verbrauchs während Zeiten des Stromüberschusses, und schafft so wirtschaftlichen Mehrwert, statt Strom aus erneuerbaren Energien abzuregeln oder billig zu exportieren. So reizen ausreichend hohe negative Preise flexible Lasten dazu an den Verbrauch zu erhöhen, z.B. indem Industrieprozesse vorgekühlt oder -geheizt werden. Demand Side Management ist damit eine vergleichsweise kostengünstige und CO₂-arme No-Regret-Lösung die es Endverbrauchern ermöglicht, ihre Nachfrage an Preissignale aus dem Markt bzw. dem Netz anzupassen. Dazu müssen Verbrauchsverläufe in Echtzeit gemessen, Prozesse vollautomatisch gesteuert und Grenzwerte eingehalten werden. Belüftungen, Kompressoren, Öfen, Brechmaschinen, Kühlräume, Pumpen, Elektrolysen, Schmelzanlagen, Heizungs-, Lüftungs- und Klimaanlage, Kraft-Wärme-Kopplung und Batterien spielen somit eine wichtige Rolle beim Ausgleich des Stromsystems und bei der Bewirtschaftung von Netzeingpässen.

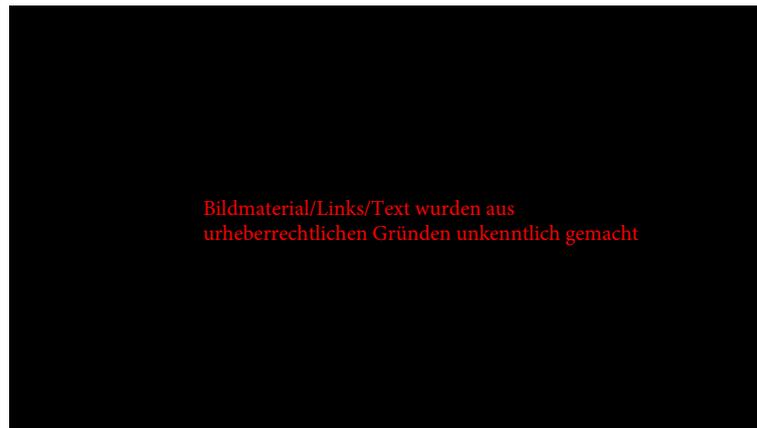


Abb. 3: Einsatz von Demand Side Management zur Deckung der Spitzenlast in wenigen Stunden des Jahres (schraffiert)

Länder wie das Vereinigte Königreich, Italien, Spanien, Belgien oder die USA (PJM) decken bereits bis zu 12 % ihrer Spitzenlast durch Demand Side Management ab. Wendet man diese Größenordnung auf Deutschland an, so ergibt dies ein theoretisches Potential von rund 10 Gigawatt. Dies wird durch die jüngsten Studien der DENA, des DIW, des BET bzw. von Delta-EE bestätigt, die das mindestens über eine Stunde verfügbare Flexibilitätspotential auf 5 bis 15 Gigawatt schätzen. Dies schließt sowohl explizites (abschaltbare Lasten, Regelleistungsmärkte, Direktvermarktung, Eigenverbrauch, Verschiebung der Spitzenlast, usw.) als auch implizites Demand Side Management (Tarifsignale) mit ein. Das größte Potential entfällt dabei auf den stromintensiven Industriesektor: laut den Szenarien der Übertragungsnetzbetreiber entfallen 37% bis 42% der Nettostromnachfrage auf das verarbeitende Gewerbe. Insbesondere die Chemie-, Stahl- und Papierbranche bieten Flexibilitätspotential. Der Verbrauch einer Papierfabrik ist z.B. mit dem einer großen Stadt gleichzusetzen. Durch eine intelligente Echtzeiterfassung- und Analyse der Sensordaten kann der Stromverbrauch einer solchen Fabrik auf nicht-invasive Weise verändert werden, um sich dem im Netz verfügbaren Strom besser anzupassen.

Demgegenüber erscheinen die Annahmen zum Demand Side Management im ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030 extrem konservativ – bestenfalls 6 Gigawatt in Szenario C 2030, 4 Gigawatt in Szenario B 2030 bzw. lediglich 2 Gigawatt in Szenario A 2030 (s. Abbildung 4). Als Grundlage wird ein Begleitgutachten des Fraunhofer Instituts aus dem Jahr 2016 angegeben. Centrica & REstore fordern die Übertragungsnetzbetreiber auf das Potential dieser vergleichsweise kostengünstigen und CO₂-armen Flexibilitätsoption erneut zu bewerten – auf Grundlage aktueller Zahlen, im internationalen Vergleich und vor dem Hintergrund des neuen regulatorischen Rahmens (Clean Energy Package).

DSM installiert [GW]	B 2025	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
Industrie	1,4	0,9	1,8	2,7	2,3
GHD	1,6	1,1	2,2	3,3	2,7
Summe	3,0	2,0	4,0	6,0	5,0

Abb. 4: Angenommene Potenziale zur Abschaltung- und Verschiebung von Stromnachfrage (Quelle: ÜNB/Fraunhofer, 2016)

Besitz und Betrieb von Speichern zur Erbringung von Regelleistung bzw. zur Engpassbewirtschaftung sollten marktbasierend, transparent und neutral organisiert werden

Marktakteure investieren bereits heute in Speichertechnologien um den Verbrauch von Spitzen- auf Grundlastzeiten zu verlagern, Primärregelleistung zur Verfügung zu stellen, oder Notstromaggregate zur Verfügung zu stellen. Sinkende Kosten für Lithium-Ion Batterien sind einer der Haupttreiber für die rapide Entwicklung von Batteriespeichern in Deutschland. Im November 2018 waren allein in der Primärregelleistung 250 Megawatt auf dem deutschen Markt präqualifiziert, das Forschungszentrum Jülich und der Verband BVES gehen für 2019 von ca. 430 Megawatt installierter Leistung aus Batteriegroßspeichern aus. Und auch in Zukunft dürfte dieser Trend anhalten: Deutschland verfügt über eine relativ breite Akteursvielfalt im Bereich der Batteriespeicher. Darüber hinaus bringen Diskussionen über Batterie-Standorte in Europa, den Einsatz von Elektrofahrzeugen und Second Life-Batterien neue Dynamik in den Markt.

Vor diesem Hintergrund hinterfragen Centrica & REstore die wirtschaftliche und technische Effizienz von Netzboostern im Besitz von Übertragungs- oder Verteilnetzbetreibern. Im Rahmen des Szenarios B 2025 schlagen die Übertragungsnetzbetreiber vor, strategisch günstig positionierte Lasten oder steuerbare Erzeugung im Verbund mit großen Batteriespeichern (sog. Netzboostern) einzusetzen, bis andere Konzepte wie Redispatch oder Einspeisemanagement greifen. Aus den Angaben der Netzbetreiber ist jedoch nicht ersichtlich, inwieweit eine solche Lösung wirtschaftlich oder technisch effizient wäre. Während die Kostenannahmen für die Netzbooster unbekannt sind, kann davon ausgegangen werden, dass letztere bestenfalls mit der Netzreserve in Wettbewerb treten könnten (unter Einbeziehung der Vorhaltekosten), nicht jedoch mit marktbasierendem Redispatch oder Einspeisemanagement. Darüber hinaus sind Batterien für länger anhaltenden Redispatch weniger geeignet als andere Technologien, wie z.B. Demand Side Management.

Centrica & REstore setzen sich für einen marktbasieren, transparenten und neutralen Besitz und Betrieb von Speichern zur Erbringung von Regelleistung bzw. zur Engpassbewirtschaftung ein. Im Einklang mit dem Sauberen Energie Paket (Clean Energy Package) und der Liberalisierung des europäischen Strommarktes sollten Beschaffung, Besitz und Betrieb von Speicherkapazitäten marktbasier, technologie-neutral und transparent organisiert werden¹. Nur in Ausnahmefällen, in denen der Markt diese Funktion erwiesenermaßen nicht erfüllt hat, sollte von diesem Grundsatz abgewichen werden. Netzbooster – und Speicher im weiteren Sinne – sollten vom Markt und nicht im Eigentum von Netzbetreibern betrieben werden. Nur so wird sichergestellt, dass Anbieter von Flexibilitäten in Speicherlösungen investieren können, und der kosteneffiziente Wettbewerb zur allgemeinen Wohlfahrt beiträgt. Regulierten Monopolen mit günstigem Zugang zu Kapital den Besitz und Betrieb von Speicheranlagen zu ermöglichen würde direkt den europäischen Vorschriften zur Entflechtung widersprechen, und den Umfang der regulierten Tätigkeit auf Kosten unregulierter Anbieter erweitern.

Deutschland braucht einen klaren regulatorischen Rahmen zur marktbasieren Beschaffung von aggregierten Flexibilitäten

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 an den Markt zu bringen. So kombinieren Unternehmen wie Centrica & REstore bereits heute erfolgreich technische Einheiten mit sehr unterschiedlichen Eigenschaften, und bieten umfangreiche Mengen hochwertiger Flexibilität zu wettbewerbsfähigen Preisen im Markt an, die ansonsten brach lägen. Centrica & REstore sind davon überzeugt, dass die Aggregation dezentraler Flexibilitäten eine effiziente, zuverlässige und wirtschaftliche

¹ Entwurf Strombinnenmarkttrichtlinie, Whereas 42: *Network operators should not own, develop, manage or operate energy storage facilities. In the new electricity market design storage services should be market-based and competitive. Consequently, cross-subsidization between storage and the regulated function of distribution or transmission of electricity should be avoided. Such restriction on storage facilities ownership is to prevent distortion of competition, eliminate the risk of discrimination, safeguard fair access to storage services to all market participants and to foster effective and efficient use of storage facilities, beyond the operation of the distribution or transmission system. [...] Where energy storage facilities are fully integrated network components not used for balancing or congestion management, they should not be subject, under the approval of the national regulatory authority, to the same strict limitations for network operators to own, develop, manage or operate these facilities.*

Entwurf Strombinnenmarkttrichtlinie, Art. 36: *Distribution system operators shall not be allowed to own, develop, manage or operate energy storage facilities. By way of derogation from paragraph 1, Member States may allow distribution system operators to own, develop, manage or operate energy storage facilities which are fully integrated network components and the regulatory authority has granted its approval or if all of the following conditions are fulfilled: (a) other parties, following an open, transparent and non-discriminatory tendering procedure, subject to review and approval by the regulatory authority have not been awarded with a right to own, develop, manage or operate such facilities or could not deliver those services at a reasonable cost and in a timely manner. Regulatory authorities may draw up guidelines or procurement clauses to help distribution system operators ensure a fair tendering procedure; and (b) such facilities are necessary for the distribution system operators to fulfil their obligations under this Directive for the efficient, reliable and secure operation of the distribution system and they are not used to buy or sell electricity in the electricity markets, and (c) the regulatory authority has assessed the necessity of such derogation and has carried out an assessment of the tendering procedure, including the conditions, and has granted its approval.*

Entwurf Strombinnenmarkttrichtlinie, Art. 54: *Transmission system operators shall not be allowed to own, develop, manage or operate energy storage facilities. By way of derogation from paragraph 1, Member States may allow transmission system operators to own, develop, manage or operate energy storage facilities which are fully integrated network components and the regulatory authority has granted its approval or, if all of the following conditions are fulfilled: (a) other parties, following an open, transparent and non-discriminatory tendering procedure, subject to review and approval by the regulatory authority have not been awarded with a right to own, develop, control, manage or operate such facilities or could not deliver these services at a reasonable cost and in a timely manner. Regulatory authorities may draw up guidelines or procurement clauses to help transmission system operators in ensuring a fair tendering procedure; and (b) such facilities or non-frequency ancillary services are necessary for the transmission system operators to fulfil their obligations under this Directive for the efficient, reliable and secure operation of the transmission system and they are not used to buy or sell electricity in the electricity markets; and (c) the regulatory authority has assessed the necessity of such derogation, has carried out an ex-ante review of the applicability of a tendering procedure, including the conditions, and has granted its approval.*

Lösung ist, die zugunsten der Endverbraucher und Unternehmen einen erheblichen Beitrag zur Reduzierung von Spitzenlast, Reservebedarf und Engpasssituationen leistet.

Vor dem Hintergrund der derzeit stark fallenden Preise am Großhandelsmarkt und in den Regelreserven werden allerdings derzeit keine planbaren und notwendigen Investitionen angereizt. Nur sofern das Marktdesign und der regulatorische Rahmen es flexiblen Technologien erlauben in einem wettbewerblichen Umfeld den Bedarf an Redispatch und Abregelungen in Engpassgebieten zu verringern, Netzinfrastrukturaufrüstungen zu ersetzen oder das Netz bei Ausfall einer bedeutenden Netzkomponente zu stützen, werden die richtigen zeitlichen und örtlichen Investitionssignale an Marktteilnehmer gesendet.

Ein geeigneter regulatorischer Rahmen ist daher nötig, um die Marktintegration dieser innovativen Flexibilitätsoptionen sicherzustellen – dies gilt uneingeschränkt für Regelreserve- und Spotmärkte, für die Öffnung von Netz- und Kapazitätsreserven sowie für die Einführung eines Marktes für ein gesamtwirtschaftlich effizientes Netzengpassmanagement (s. Abbildung 5). Nur im fairen Wettbewerb auf den europäischen Strommärkten können Unternehmen auf stabile und transparente Preissignale setzen, die eine langfristige Investition in CO₂ arme und kosteneffiziente Technologien ermöglichen.

Im Sinne des Sauberen Energie Paketes (Clean Energy Package) und der Liberalisierung des europäischen Strommarktes sollten Redispatch und Einspeisemanagement grundsätzlich für alle dezentralen Erzeugungs-, Last- und Speicheranlagen offen stehen, und über marktbasierende Mechanismen beschafft werden². Nur in Ausnahmefällen, in denen der Markt diese Funktion erwiesenermaßen nicht erfüllt hat, sollte von diesem Grundsatz abgewichen werden.

Übertragungs- bzw. Verteilnetzbetreiber in Belgien, Großbritannien und Frankreich haben bereits Initiativen ergriffen, um schrittweise einen technologieneutralen Rahmen für Engpassmanagement einzuführen, das den europäischen Vorgaben entspricht. Auch Deutschland sollte unter Einbeziehung des Regulierers und der Marktteilnehmer an einem klar definierten regulatorischen Rahmen zur marktbasierenden Beschaffung von Flexibilitäten auf Transport- sowie Verteilnetzebene arbeiten. Dieser sollte allen Technologien offenstehen, aggregierte Angebote ermöglichen und auf standardisierte Produkte setzen.



Bildmaterial/Links/Text wurden aus urheberrechtlichen Gründen unkenntlich gemacht

Abb. 5: Derzeitiger regulatorischer Rahmen für Flexibilitätsoptionen in Deutschland

² Entwurf Strombinnenmarktverordnung, Art. 12: *Redispatching of generation and redispatching of demand response shall be based on objective, transparent and non-discriminatory criteria. It shall be open to all generation technologies, storage and demand response, including operators located in other Member States unless technically not feasible. The resources redispatched shall be selected amongst generation, storage or demand facilities using market-based mechanisms and be financially compensated. Balancing energy bids used for redispatching shall not set the balancing energy price. Non-market-based redispatching of generation, energy storage and demand response may only be used subject to the following conditions: (a) no market-based alternative is available, or (b) all available market-based resources have been used; or (c) the number of generation, energy storage or demand response facilities available in the area where suitable generation, energy storage or demand response facilities for the provision of the service are located is too low to ensure effective competition; or (d) the current grid situation leads to congestion in such a regular and predictable way that market-based redispatch would lead to regular strategic bidding which would increase the level of internal congestion and the Member State concerned has adopted an action plan to address this congestions or ensures that minimum available capacity for cross-zonal trade is in accordance with Article 14 (7).*