

Leistungsfähigkeit des Stromnetzes für die Energiewende verbessern

Optimierungsaufgabe Netzbetrieb: Bestandsaufnahme und Analyse von Optionen, um die Transportkapazität im Stromnetz kurzfristig zu erhöhen und dabei Kosten für den Netzbetrieb (vor allem Redispatch) gering zu halten

Inhalt

Leistungsfähigkeit des Stromnetzes für die Energiewende verbessern.....	2
Redispatch: Situationsbewertung und wichtigste Handlungsoptionen	2
Hintergrund: Übersicht der Handlungsoptionen im Netzbetrieb	3
Bestandsaufnahme: Kosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen.....	4
Aktuelle bzw. absehbare Maßnahmen mit Wirkung auf den Redispatch.....	6
Optionen zur kurzfristigen Erhöhung der Transportkapazität im Bestandsnetz.....	7
Reaktiver Redispatch als Ergänzung zum heute präventiven Redispatch.....	7
EEG- und KWKG-Reglung zu zuschaltbaren Lasten ausweiten.....	9
Nutzung von aktiver Lastflusssteuerung und automatisierter Netzführung weiter ausbauen.....	9
Umsetzung des Flow-Based Market Coupling voranbringen	10
Fossile Erzeugung stärker in den Redispatch einbeziehen.....	10



Leistungsfähigkeit des Stromnetzes für die Energiewende verbessern

Die Erneuerbare-Energien-Branche hat in den vergangenen Jahren gezeigt, dass ein schneller und günstiger Erneuerbare-Energien-Ausbau möglich ist. Massive Kostenreduktionen bei den Erneuerbaren Energien (EE) sind inzwischen starke Argumente für einen deutlich ambitionierteren Ausbau, der auch aufgrund des dringenden Handlungsbedarfs zur Erreichung der nationalen Klimaziele nötig ist. In der aktuellen Phase der Energiewende – der weiteren Systemintegration und des Systemumbaus – gilt es, die Infrastrukturen für die Energiewende weiter sowohl technisch zu ertüchtigen als auch ihren Betrieb moderner und leistungsfähiger zu organisieren. Leider wird der notwendige Systemumbau nicht in allen Bereichen vorangetrieben. Vielmehr zeigt sich, dass die gesetzlichen Vorgaben teilweise zu Ungunsten der Erneuerbaren Energien ignoriert werden. Hervorzuheben ist hier der Einspeisevorrang Erneuerbarer Energien, der regelmäßig ignoriert wird. Es kommt vor, dass EE-Anlagen als Notfallmaßnahmen abgeregelt werden, jedoch bei konventionellen Anlagen in direkter Nachbarschaft nicht einmal eine deutliche Leistungsreduktion festgestellt werden kann. Netzbetreiber und Bundesnetzagentur sind hier gefordert, den Einspeisevorrang umgehend durchzusetzen und für mehr Transparenz im Rahmen von Redispatch und Einspeisemanagementmaßnahmen zu sorgen.

Der Umbau unseres Energieversorgungssystems und des Stromnetzes ist eine vielschichtige Optimierungsaufgabe. Mit diesem Hintergrundpapier möchte der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) einen Diskussionsbeitrag zu Handlungsoptionen leisten, um das Stromnetz modern, leistungsfähig und günstig auf die Energiewende und die Anforderungen der Sektorenkopplung einzustellen. Schwerpunkt ist dabei die Analyse von Optionen, um die Transportkapazität im Bestandsnetz kurzfristig zu erhöhen: sowohl durch technologiebezogene Maßnahmen als auch durch IT- und Prozessoptimierungen. Die Kosten für den Netzbetrieb (vor allem Redispatch) sollen dabei geringgehalten werden.

Redispatch: Situationsbewertung und wichtigste Handlungsoptionen

Laut BNetzA betragen die Kosten für Netz und Systemsicherheitsmaßnahmen für das Jahr 2017 insgesamt ca. 1,4 Mrd. Euro. Sie setzen sich aus den Kosten für Redispatch und Countertrading, den Kosten für Vorhaltung und Einsatz von Netzreservekraftwerken und den Kosten für Einspeisemanagement zusammen. Die Redispatchkosten belaufen sich im Jahr 2017 auf voraussichtlich 396,5 Mio. Euro.¹

Bereits beschlossene Maßnahmen werden Wirkung zeigen und die Situation verbessern. Sofern diese zügig weiter umgesetzt werden, sind deutliche Verringerungen hinsichtlich des Redispatchbedarfs und damit auch der Kosten erreichbar:

- Erfolgreicher Netzausbau im Übertragungsnetz (z.B. Thüringer Strombrücke)
- Engpassbewirtschaftung der gemeinsamen Strommarktzone zwischen Deutschland und Österreich (wirksam ab Herbst 2018)
- Bis zu 2 Gigawatt Power-to-Heat-Anlagen (PtH) an KWK-Standorten im Netzausbaugebiet
- Ad-hoc-Maßnahmen zur Netzverstärkung (z.B. Phasenschieber an Netzknoten)
- Anwendung der NOVA-Prinzipien (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau)

¹ BNetzA, Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen: Gesamtjahr 2017 <http://bit.ly/2I3TRNG>

Weitere Maßnahmen können die bessere Nutzung der Netze ermöglichen: Die Möglichkeiten des intelligenten Betriebs der Stromnetze werden heute nicht ausgeschöpft. Schon heute könnten Netze besser genutzt werden. Mit verhältnismäßig geringen Investitionen kann die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes kurzfristig signifikant gesteigert werden.

- **Moderne Risikobewertung beim Redispatch-Einsatz:** Durch moderne Risikobewertung im Übertragungsnetz, aktive Lastflusssteuerung, automatisierte Netzführung und den Einsatz flexibler Lasten kann die nutzbare Transportkapazität unmittelbar gesteigert werden.
- **Reaktiver Redispatch und Errichtung von Netzboostern:** Durch reaktiven Redispatch (Neubewertung des (n-1)-Kriteriums + Aufbau von Netzboostern) könnte die Übertragungskapazität des bestehenden Netzes in kurzer Zeit deutlich besser genutzt werden.
- **Verringerung der Kohleverstromung vor allem nördlich der Netzengpässe** würde diese entlasten und das Redispatch-Volumen signifikant senken. Bereits die Reduzierung der Einspeisung (z.B. durch Volllaststundenbegrenzung) wirkt positiv auf die Netzbetriebskosten.

Hintergrund: Übersicht der Handlungsoptionen im Netzbetrieb

Führt das Marktergebnis im Strommarkt zu Netzüberlastungen, so ist Handlungsbedarf im Betrieb des Stromnetzes gegeben. Die Handlungsoptionen sind Netzschaltungen zur Lastflusssteuerung, zu- und abschaltbare Lasten, der Redispatch, das Einspeisemanagement von Erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen und weitere Anpassungsmaßnahmen. Mit diesen Optionen werden potenziell auftretende Engpässe innerhalb einer Regelzone oder zwischen Regelzonen vermieden.

Netzschaltungen zur Lastflusssteuerung: Netzbetreiber steuern mit netzbezogenen Maßnahmen, insbesondere durch Schalthandlungen, die Leistungsflüsse im Netz und damit die Netzauslastung. Dabei wird nicht nur das Zu- oder Abschalten von Leitungen als Option genutzt, sondern auch die gezielte Beeinflussung elektrotechnischer Parameter, z.B. durch Phasenschieber-Transformatoren. Netzschaltungen sind günstig und gehören zum Tagesgeschäft der Netzbetreiber.

Vertraglich vereinbarte Schaltung zu- und abschaltbarer Lasten: Die Übertragungsnetzbetreiber haben durch die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) die Möglichkeit, durch den Abruf von zu- und abschaltbaren Lasten die Netzbelastung zu verändern. An der Ausschreibung von zu- und abschaltbaren Lasten können Anbieter teilnehmen, die zuverlässig ihre Verbrauchsleistung auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber variieren können.

Redispatch: Beim Redispatch wird, i.A. angefordert durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), die Wirkleistungseinspeisung eines oder mehrerer Erzeuger (d.h. heute vor allem konventioneller Kraftwerke) auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) vor einem Netzengpass abgesenkt und gleichzeitig die Einspeisung eines oder mehrerer anderer Kraftwerke hinter einem Netzengpass gesteigert. Im Ergebnis wird damit der Engpass entlastet und die gesamte Wirkleistungseinspeisung bleibt nahezu unverändert. Die Kosten für den Redispatch sind von Stromkunden über die Netzentgelte zu zahlen. Das Geld erhalten die Betreiber der Kraftwerke, in deren Fahrplan eingegriffen wurde. Sollte die benötigte Redispatch-Kraftwerksleistung am Markt für die Behebung von Engpässen nicht ausreichen, so können die ÜNB zusätzlich Netzreservekraftwerke abrufen, was allerdings hohe Kosten nach sich zieht.

Einspeisemanagement von Erneuerbaren Energien (im Sinne des EEG) und KWK-Anlagen (im Sinne des KWKG): : Einspeisemanagement (EinsMan) ist die Abregelung von Erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen. Aufgrund des Einspeisevorrangs für EE- bzw. KWK-Strom stellt Einspeisemanagement eine Ultima-Ratio-Maßnahme dar und erfolgt im Einsatz nachrangig zum Redispatch. Werden Anlagen trotzdem in ihrer Einspeisung gedrosselt, so erhalten deren Betreiber eine finanzielle Kompensation. Die entstandenen Kosten des Einspeisemanagements werden durch die Netzbetreiber auf die Netznutzungsentgelte umgelegt. Die Abregelung von KWK-Anlagen ist ebenfalls möglich, findet aber verglichen zur Abregelung von EE-Anlagen nur in deutlich geringerem Maße statt.

Auf Verlangen von Netzbetreibern können auch weitere Anpassungsmaßnahmen durchgeführt werden, die nicht finanziell kompensiert werden. Anpassungsmaßnahmen kommen dann zur Anwendung, wenn die oben genannten Maßnahmen nicht oder nicht rechtzeitig greifen, um eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems zu verhindern.

Heute stehen hohe Kosten von Ausbau und Betrieb des Stromnetzes in der Kritik, die über die Netzentgelte von Stromverbrauchern bezahlt werden. Netzentgelte beinhalten die umgelegten Kosten für Netzmodernisierung und- ausbau² und auch umgelegte Kosten für den Netzbetrieb, wobei die oben genannten Handlungsoptionen in teilweise enger Wechselwirkung stehen. Verbesserungen bei der Organisation des Netzbetriebs reduzieren zum Beispiel nicht nur die direkten Kosten für den Redispatch, sondern erschließen auch kurzfristig mehr nutzbare Übertragungskapazität im bestehenden Netz. Diese höhere Leistungsfähigkeit senkt wiederum den Bedarf an Einspeisemanagement und dessen netzentgeltwirksame Kosten. Mehr nutzbare Netzkapazität trägt aber auch dazu bei, Platz im Netz zu schaffen für den Anschluss von neuen EE-Anlagen.

Bestandsaufnahme: Kosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

Die Kosten für den Netzbetrieb setzen sich aus Kosten für Redispatchmaßnahmen und Countertrading, für die Vorhaltung und den Einsatz von Netzreservekraftwerken und dem Einspeisemanagement von Erneuerbarer Energien und KWK-Anlagen zusammen. Im aktuellen Quartalsbericht³ zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen der Bundesnetzagentur für das Jahr 2017 schätzten die ÜNB für die Redispatchkosten im Zeitraum auf etwa 396,5 Mio. Euro.

Zu den Redispatchkosten addieren sich Kosten für Countertrading (26,6 Mio. Euro) und die Vorhaltung und den Einsatz von Netzreservekraftwerken (Vorhaltung: 232,8 Mio. Euro, Einsatz: 182,3 Mio. Euro). Ein Beispiel: Im ersten Quartal 2017 hatte die Sondersituationen, dass in Frankreich bei hoher Stromnachfrage zeitgleich bis zu zwölf Kernkraftwerke wegen Sicherheitschecks keinen Strom eingespeist hatten und der zum Ausgleich nötige Strom auch aus Deutschland bezogen worden ist, zu hohen Redispatchmengen geführt. Außerdem gab es zeitgleich in Süddeutschland eine Verknappung der Redispatchkapazitäten, weshalb teure Netzreservekraftwerke eingesetzt wurden (Einsatzkosten allein im Q1/2017: ca. 119. Mio. €, zzgl. Vorhaltekosten von ca. 232,8 Mio. € im Gesamtjahr). In den Sommerquartalen 2017 hat sich der Einsatz der Netzreserve wieder auf niedrigem Niveau von 5,1 Mio. €, bzw.

² Abgrenzung: Dieses Hintergrundpapier befasst sich mit den Handlungsoptionen zur kurzfristigen Verbesserung der Leistungsfähigkeit des Stromnetzes. Diskutiert werden Optionen zur kurzfristigen Steigerung der Aufnahmefähigkeit der Netze für Erneuerbare Energien und die Kosten für den *Netzbetrieb* (v.A. *Redispatch*), als Teil der Netzentgelte. Auf die Netzentgelte umgelegte Kosten für den Netzausbau werden in diesem Hintergrundpapier nicht diskutiert. Netzbetreiber finanzieren Modernisierungs- und Netzausbauprojekte über die Anreizregulierungsverordnung (ARegV).

³ BNetzA, Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen: Gesamtjahr 2017 <http://bit.ly/2i3TRN6>
Erstes Quartal 2017 | <https://goo.gl/T3iNmN> ; Zweites und drittes Quartal 2017 | <https://goo.gl/s3vwRZ>

3,2 Mio. € stabilisiert. Im letzten Quartal des Jahres sind wieder höhere Kosten von 53,7 Mio.€ für den Einsatz der Netzreserve aufgelaufen.

Als dritter Teil der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen sind die Kosten für Einspeisemanagement zu nennen. Im Jahr 2015 betragen diese 478 Mio. €. Im Jahr 2016 sanken diese auf 373 Mio. €. Im Jahr 2017 beliefen sich die Kosten auf 610 Mio. € - einem bisherigen Höchstwert.

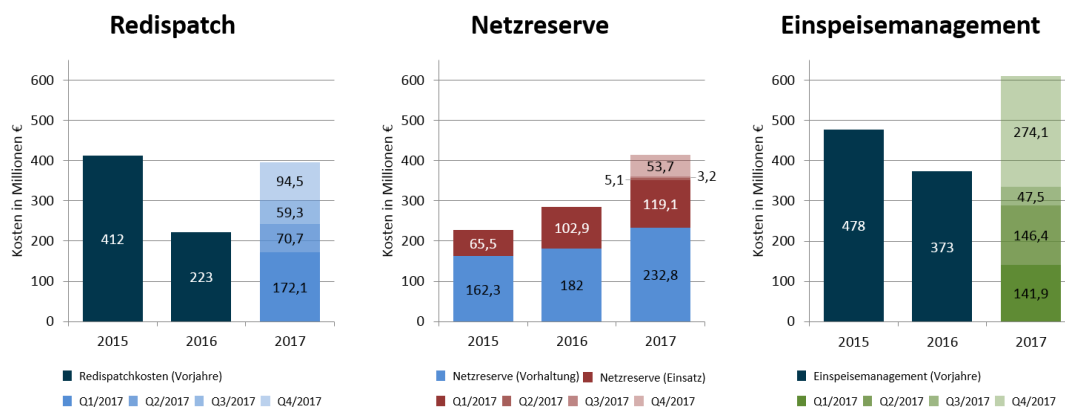


Abbildung 1: Die Kosten für den Netzbetrieb setzen sich aus Kosten für Redispatchmaßnahmen, für die Vorhaltung und den Einsatz von Netzreservekraftwerken und dem Einspeisemanagement von Erneuerbarer Energien und KWK-Anlagen zusammen. Im Jahr 2017 belaufen sich die Kosten für Redispatchmaßnahmen auf 396,5 Millionen €. Besonders hoch waren im Jahr 2017 Kosten für den Einsatz von Netzreservekraftwerken. Im ersten Quartal 2017 hatte die Sondersituationen, dass in Frankreich bei hoher Stromnachfrage zeitgleich bis zu zwölf Kernkraftwerke wegen Sicherheitschecks keinen Strom eingespeist hatten und der zum Ausgleich nötige Strom auch aus Deutschland bezogen worden ist, zu hohen Redispatchmengen geführt.

Bedarf und Kosten für Redispatchmaßnahmen, die Vorhaltung und den Einsatz von Netzreservekraftwerken und der Einsatz von Einspeisemanagement stehen in engem Zusammenhang. Je höher die verfügbare und tatsächlich nutzbare Netzkapazität ist, desto geringer werden sowohl das Volumen als auch die Kosten. Durch Netzausbau kann das strukturelle Problem von Netzengpässen gelöst werden, jedoch benötigen Netzausbaumaßnahmen eine angemessene Zeit für die Bedarfsermittlung, Planung und Umsetzung. Kurzfristig können aber auch durch Maßnahmen zur Optimierung des Netzbetriebs erheblich mehr Netzkapazität freigeben, was auch erfolgt. Da Netzreservekraftwerke teuer sind und erst in der Folge von nicht ausreichend verfügbarer Redispatchkapazitäten eingesetzt werden, sollte das übergeordnete Ziel sein, das Redispatchvolumen zu verringern. Durch mehr nutzbare Netzkapazität, die durch Verbesserungen bei der Organisation des Redispatch frei würden, sinkt auch der Bedarf an Einspeisemanagement.



Aktuelle bzw. absehbare Maßnahmen mit Wirkung auf den Redispatch

Da in den letzten Jahren der Einsatz von Redispatchmaßnahmen, aber auch der Bedarf an Flexibilitätsoptionen im Strommarkt gestiegen ist, wurden bereits wirkungsvolle Maßnahmen beschlossen, um die Situation zu verbessern. Sofern diese Maßnahmen zügig weiter umgesetzt werden, sind deutliche Verringerungen hinsichtlich des Redispatchbedarfs und damit auch der Kosten erreichbar -. Daneben wirken erreichte Fortschritte beim Netzausbau ebenfalls positiv auf den Netzbetrieb:

- Der Netzausbau im Übertragungs- und Verteilungsnetz kommt sichtbar voran.⁴
- Seit November 2017 ist die Südwestkuppelleitung „Thüringer Strombrücke“ vollständig in Betrieb⁵ und behebt einen wesentlichen Netzengpass. Seit Januar 2016 hat diese Leitung zuerst durch den Teil- und jetzt den dauerhaften Regelbetrieb zu geringeren Redispatch-Volumina und somit bereits zu über 333 Mio. € geringeren Redispatchkosten geführt.⁶
- Ab Oktober 2018 wird die Engpassbewirtschaftung zwischen Deutschland und Österreich dauerhaft entlastend auf den Redispatch-Bedarf wirken.⁷ Im Normalfall bleibt der Handel in der gemeinsamen Strompreiszone weiterhin möglich.
- Die Bundesnetzagentur hat im neuen Netzentwicklungsplan 2030 einige Sofortmaßnahmen zur Verstärkung des Übertragungsnetzes bewilligt. Damit sollen die Redispatchkosten im Zeitraum bis zur Inbetriebnahme der vier HGÜ-Leitungen von Nord nach Süd um insgesamt zwei Mrd. Euro sinken.⁸ Zu den Sofortmaßnahmen gehören erstmals neun Ad-hoc-Maßnahmen zur Netzverstärkung, allein sieben davon sind sogenannte Phasenschieber. Sie sind dazu da, Strom von Engpässen auf weniger belastete Abschnitte des Netzes umzuleiten, die Steuerung von Leistungsflüssen verbessern und die Übertragungskapazität erhöhen.
- In Norddeutschland gehen sukzessive bis zu 2 Gigawatt (GW) Power-to-Heat-Anlagen (PtH) an KWK-Standorten in Betrieb. Zusammen mit der so möglichen Einspeisungsreduktion der KWK-Anlagen, deren Wärmeauskopplung durch den Einsatz von PtH kompensiert wird, ließe sich die Netzbelastung um bis zu 4 GW reduzieren. Im Januar 2018 wurde von der BNetzA ein Festlegungsbeschluss gefasst, der die Voraussetzungen für die zügige Errichtung der PtH-Anlagen ist.⁹
- Vorgezogene und zusätzliche Maßnahmen der NOVA-Prinzipien (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau) erhöhen kurzfristig und kostengünstig die Nord-Süd-Übertragungskapazitäten. Innovative Ansätze wie Freileitungsmonitoring oder Hochtemperaturbeseilung befinden sich in der Umsetzung und steigern die Übertragungskapazität im Netz.¹⁰
- Die Inanspruchnahme der im EEG vorgesehenen Förderung der Flexibilisierung von Biogasanlagen (Flexibilitätsprämie) bis zu einem Volumen von 1,35 GW installierter Leistung schreitet voran. Mehr als 0,5 GW an zusätzlichem Flexibilitätspotenzial wurde bereits gehoben. Wenn sich der Zubau auf dem Niveau der letzten Monate (ca. 40 MW pro Monat) fortsetzt, wird das für die Flexibilitätsprämie zugelassene Volumen in der zweiten Jahreshälfte 2019 ausgeschöpft sein.

⁴ BEE | Warum müssen wir nicht auf den Netzausbau warten? | <https://goo.gl/KeWAaT>

⁵ 50Hertz | Meilensteinprojekt der Energiewende ist in Betrieb | <https://goo.gl/s8JzV1>

⁶ 50Hertz | Kennzahlen Redispatch (Abruf: 20.06.2018) | <https://goo.gl/1DGeFX>

⁷ BNetzA | Einigung auf gemeinsamen Rahmen für Engpassmanagement | <https://goo.gl/FuDh8j>

⁸ Energate Messenger (10.01.2018) | Netzoptimierung könnte Milliarden sparen | <https://goo.gl/eE7vpF>

⁹ BMWi zu zuschaltbaren Lasten durch Power-to-Heat-Anlagen (06.02.2018) | <https://goo.gl/h7nAKF>

¹⁰ Energynavics | Toolbox für die künftige Integration von Erneuerbaren Energien (Folie 8f.) | <https://goo.gl/8Mj3gg>

Optionen zur kurzfristigen Erhöhung der Transportkapazität im Bestandsnetz

Die Möglichkeiten des intelligenten Betriebs der Stromnetze werden heute nicht ausgeschöpft. Mit einer moderneren Risikobewertung im Netzbetrieb und verhältnismäßig kleinen Investitionen an wirksamen Netzpunkten könnten Netze besser genutzt werden. Die im Folgenden durchgeführte Analyse von Optionen zur kurzfristigen Erhöhung der die Transportkapazität im Bestandsnetz umfasst sowohl technologiebezogene Maßnahmen als auch Verbesserungen durch IT- und Prozessoptimierungen, die im Zeitraum bis 2023 erschlossen werden könnten. Die eingesparten Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement kompensieren dabei die nötigen Investitionen.

Reaktiver Redispatch als Ergänzung zum heute präventiven Redispatch

Redispatch ist eine Anforderung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken durch den Übertragungsnetzbetreiber, mit dem Ziel *potenziell auftretende Engpässe* zu regelzonenintern und -übergreifend vermeiden oder zu beseitigen. Die **heute rein präventive Organisation** vom Redispatchmaßnahmen vermindert die Übertragungskapazität des Netzes erheblich, da netzphysikalische Freiheitsgrade (z.B. die tatsächliche vorhandene thermische Übertragungskapazität) nicht genutzt werden.

Präventiver Redispatch (heutiges Konzept): Anhand des Strommarkergebnisses und Prognosedaten führen die Übertragungsnetzbetreiber eine Netzauslastungsberechnung durch. Darin enthalten ist eine Bewertung der (n-1)-Ausfallsicherheit. Tritt in der Simulation eine (n-1)-Situation auf, würde folglich der Ausfall eines zusätzlichen Betriebsmittels ein anderes überlasten, so wird durch präventiven Redispatch die Entlastung eines Engpasses erreicht. Die heute angewandte präventive Logik bei der Durchführung von Redispatchmaßnahmen führt dazu, dass physikalisch vorhandene Netzkapazität nicht vollständig genutzt werden kann. Tatsächlich wird im fehlerfreien Normalbetrieb oft weniger als die Hälfte der tatsächlich vorhandenen Übertragungskapazität von Leitungen genutzt, weil ja eine Netzengüberlastung auftreten könnte.

Da in den vergangenen Jahren zu immer mehr Stunden präventiv Redispatch durchgeführt wird, reduziert sich durch das aktuelle Redispatch-Konzept immer öfter die nutzbare Netzkapazität stark. Wegen der reduzierten Transportkapazität steigen dadurch auch Einspeisemanagement-Eingriffe an. Aus diesen Gründen sollte schrittweise das Redispatch-Konzept weiterentwickelt werden, indem **ergänzend zum präventiven Redispatch auch reaktiver Redispatch zugelassen wird**.

Reaktiver Redispatch (als Ergänzung zum heutigen Konzept): Reaktiver Redispatch nutzt die physikalisch vorhandene thermische Übertragungskapazität von Leitungen und Transformatoren aus, mit dem Ziel *tatsächlich auftretende Engpässe* regelzonenintern und -übergreifend zu beseitigen. Voraussetzung hierfür ist, dass im selten auftretenden Fehlerfall, der physikalischen Verletzung des (n-1)-Kriteriums, innerhalb der kurzen Zeitkonstante des Netzes wirksame Korrekturmaßnahmen zur Entlastung kurzfristig überlasteter Betriebsmittel ergriffen werden. Dazu sind an wirksamen Punkten im Netz Lasten und Speicher nötig, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind und vom Übertragungsnetzbetreiber geregelt werden. Der Einsatz dieser zusätzlichen Netzbetriebsmittel muss im Fehlerfall automatisiert erfolgen.

In *Abbildung 2* wird ein Konzept für die Umsetzung des ergänzenden reaktiven Redispatch visualisiert – der *Netzbooster*. Durch eine modernere Risikobewertung (reaktive Wiederherstellung der (n-1)-Sicherheit) könnten Teile der heute nicht nutzbaren Netzkapazität nutzbar gemacht werden.

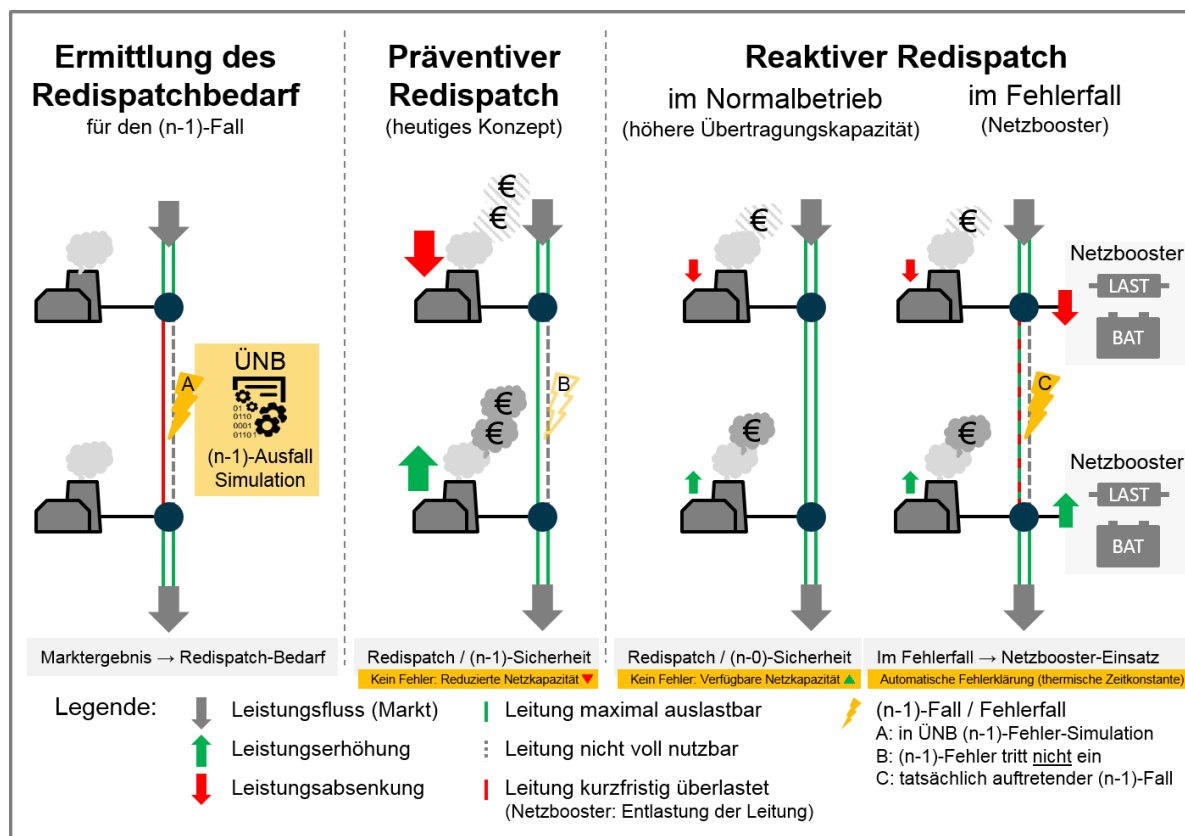


Abbildung 2: Reaktiver Redispatch als Ergänzung zum heute präventiven Redispatch: Der Redispatchbedarf wird ermittelt, indem die Übertragungsnetzbetreiber mit Hilfe einer Netzsimulation die (n-1)-Sicherheit bewerten (sicherer Netzbetrieb, auch falls ein Netzbetriebsmittel ausfällt). Ergeben sich in der (n-1)-Ausfallrechnung Leitungsüberlastungen, so wird *präventiver Redispatch* angefordert. Die überlastete Leitung wird (vereinfacht) nur soweit ausgelastet, dass sie im *potenziell auftretenden Fehlerfall* nicht überlastet wird. Dies reduziert die nutzbare Netzkapazität. Würde *zusätzlich zum präventiven auch reaktiver Redispatch* zugelassen, so könnte die Engpass-Leitung, *im fehlerfreien Betrieb voll ausgelastet* werden. Nur wenn tatsächlich ein Fehler eintritt, wurde die Leitung kurzfristig überlastet, was in gewissen Grenzen und für kurze Zeiten technisch möglich ist. Im Fehlerfall entlasten leistungsfähige „Netzbooster“ (zusätzliche Speicher und Lasten an wirksamen Netzknoten im Übertragungsnetz) die Engpass-Leitung und stellen den sicheren Netzzustand wieder her.

Erste Analysen zum ergänzenden reaktiven Redispatch zeigen, dass abhängig von der Menge, der Standorte und der Betriebsweise der Netzbooster ein großes Potential bei der Reduktion des konventionellen Redispatchvolumens von bis zu 80 % besteht. Bei höherer Auslastung des Netzes ist zudem ein geringerer Bedarf an Einspeisemanagement zu erwarten.

Neben dem reaktiven Redispatch mit Netzboostern besteht außerdem die Möglichkeit, sogenannten kurativen Redispatch durchzuführen. Kurativer Redispatch basiert auf dem Einsatz von Kraftwerken. Die Bundesnetzagentur hat im Bericht zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen vom 31.05.2017¹¹ den kurativen Redispatch bereits in Erwägung gezogen und einen Neubau an Netzstabil-

¹¹ BNetzA | Bericht zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen (31.07.2018) | <https://goo.gl/DUzwZi>

tätsanlagen zum Zwecke der Wiederherstellung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nach Ausfall eines für den Betrieb des Übertragungsnetzes erforderlichen Betriebsmittels in Höhe von 1.200 MW für angezeigt.

EEG- und KWKG-Reglung zu zuschaltbaren Lasten ausweiten

Erneuerbarer Strom ist preiswert und nahezu CO₂ frei. Daher sollte es eigentlich einen starken Anreiz geben, klimaneutralen Strom dann zu verbrauchen, wenn viel davon zur Verfügung steht, um fossile Energieträger zu ersetzen. Die Marktanreize wirken aber noch nicht deutlich genug in diese Richtung.

Mit dem Instrument der zuschaltbaren Lasten wurde im Zuge des EEG 2017 ein erster Schritt in die richtige Richtung unternommen. Die Bereitstellung von Regelreserve und Wärme begrenzt die Redispatch-Fähigkeit von konventionellen Kraftwerken. KWK-Anlagen sollten deshalb künftig – insbesondere im Netzausbaugebiet – nur noch flexibel, d.h. ausgerichtet an den Preissignalen des Strommarktes, gefahren werden. Durch den nicht wärmegeführten Betrieb und die Kombination mit Power-to-Heat-Anlagen ergibt sich zusätzliches Potential für den Redispatch und ein doppelter Entlastungseffekt. Bestehende Regelungen, die das Prinzip Nutzen-statt-Abregeln voranbringen, sollten ausgeweitet und attraktiver gestaltet werden. Die geographische Erweiterung des Einsatzgebietes auf ganz Norddeutschland ist anzustreben. Auch sollte für neue KWK-Anlagen bei nächster KWK-Novelle eine Anpassung Fördervoraussetzung vorgenommen werden, die Power-to-Heat-Anlagen als zuschaltbare Lasten erfordert und diese auch in den Redispatch mit einbezieht.

Nutzung von aktiver Lastflusssteuerung und automatisierter Netzführung weiter ausbauen

Wirkleistung ist in der Mehrzahl der Fälle das entscheidende Kriterium für Redispatch-Maßnahmen. Häufig ist lediglich eine von mehreren parallelen Leitungen überlastet. Das heute teilweise ungenutzte Potenzial zur Steuerung von Leistungsflüssen, also das aktive Verteilen der Leitungsflüsse auf nutzbare Übertragungswege, soll sukzessive weiter erschlossen werden. Die BNetzA hat bereits Betriebsmittel zur aktiven Lastflusssteuerung für das Netz bewilligt. Bei Kosten von insgesamt rund 600 Mio. Euro netto sparen die getroffenen Maßnahmen rund zwei Mrd. Euro, verteilt auf die Jahre zwischen 2023 bis 2025¹². Auch laut Aussagen des Übertragungsnetzbetreibers TenneT¹³ würde die technisch machbare automatische Netzführung und Digitalisierung das Stromnetz im Sinne der Netzeffizienz und -stabilität verbessern. Zehn Prozent des Sicherheitspuffers des (n-1)-Kriteriums ließen sich für den verbesserten operativen Betrieb nutzen. Die Potenziale der aktiven Lastflusssteuerung und automatisierten Netzführung sollten daher weiter erschlossen werden.

¹² Energate Messenger (01.01.2018) | Netzoptimierung könnte Milliarden sparen | <https://goo.gl/eE7vpF>

¹³ Energate Messenger (06.02.2018) | <https://goo.gl/tp42on>

Umsetzung des Flow-Based Market Coupling voranbringen

Anreize dafür, Strom dorthin zu vermarkten, wohin er nicht transportiert werden kann, müssen abgebaut werden. Die Marktregeln müssen jetzt grundsätzlich so ergänzt werden, dass es sich wirtschaftlich lohnt, mit dem Verbrauch auf das Dargebot zu reagieren und so Netzengpässe tatsächlich zu vermeiden. Die Einführung einer Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze und die Umsetzung der lastflussbasierten Marktkopplung (Flow Based Market Coupling – FBMC) werden helfen die Redispatchmengen dauerhaft zu reduzieren und sollten daher zügig weiter implementiert werden. Bei der lastflussbasierten Marktkopplung wird die Zuteilung von Übertragungskapazitäten teilweise zeitgleich mit dem Market Clearing an den Strommärkten durchgeführt. So wird besser vermieden, dass Strommarktergebnisse zu einer Netzüberlastung führen, die z.B. mit grenzüberschreitendem Redispatch korrigiert werden müsste.

Fossile Erzeugung stärker in den Redispatch einbeziehen

Viele Großkraftwerke, besonders Braun- und Steinkohlekraftwerke im Norden Deutschlands, senken ihre Leistung nicht nach ihren technischen Möglichkeiten; häufig auch wenn die Einspeisung Erneuerbare Energien in die Netze hoch ist.¹⁴ Viele der im System verbleibenden Braunkohlekraftwerke eignen sich prinzipiell gut für Redispatch-Maßnahmen, da sie geographisch nahe an bzw. vor den Netzengpässen liegen. Braunkohlekraftwerke sollten daher grundsätzlich zu Redispatch-Maßnahmen herangezogen werden. Die Kraftwerksbetreiber können durch eine Verringerung der Vollbenutzungsstunden ggf. ihre Anlagen bei entsprechenden Wetterlagen auch über einen bestimmten Zeitraum abschalten und damit die Netze entlasten.

Insbesondere Maßnahmen, die Braunkohlekraftwerke in der Lausitz adressieren, würden die innerdeutschen Netzengpässe entlasten. Die aus technischer Sicht mögliche Stilllegung mehrerer Gigawatt Braunkohle in der Lausitz bis 2025 führt zur besonders signifikanten Verringerung des Redispatch-Volumens. Eine Stilllegung im selben Umfang im Westen Deutschlands zeigt hingegen keinen nennenswerten Effekt auf das Redispatch-Volumen.

¹⁴ BNetzA | Bericht über die Mindesterzeugung (31.03.2017) | <https://goo.gl/ECRFYk>



Förderkreis Biogas e.V. | OWAG Ostbayrische Windanlagen GbR

Als Dachverband der Erneuerbare-Energien-Branche bündelt der BEE die Interessen von 49 Verbänden und Unternehmen mit 30.000 Einzelmitgliedern, darunter mehr als 5.000 Unternehmen.

Unser Ziel: 100 Prozent Erneuerbare Energie.

Kontakt:

Carsten Pfeiffer, Leiter Politik und Strategie
 030 275 81 70-21, Carsten.Pfeiffer@bee-ev.de

Bernhard Strohmayer, Referent für Energiemärkte und Mobilität
 030 275 81 70-22, Bernhard.Strohmayer@bee-ev.de

Holger Loew, Leiter Technik und Infrastruktur
 030 275 81 70-17, Holger.Loew@bee-ev.de

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

Invalidenstraße 91

10115 Berlin

www.bee-ev.de