

bdew

Energie. Wasser. Leben.



E-Bridge
Kompetenz in Energie

Berlin, 3. Juli 2023

Studie

Konzepte zur Nutzung von hoch- und mittelspannungsseitiger Flexibilität bei Netzbetreibern

Kurzfassung

Flexibilitätpotenziale effizient nutzen

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien, der Umstieg auf Elektromobilität und der Anstieg von Wärmepumpen fordern einen zügigen Aus- und Umbau der **Stromnetze**. Der Ausbau dieser Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen erfolgt vornehmlich dezentral und eilt dem – unabdingbar notwendigen – Ausbau der Netze um viele Jahre voraus. Deshalb ist es auch erforderlich, netzdienliche **Flexibilität** in einem höheren Umfang als bisher zu nutzen.

- › Durch die Einführung des **Redispatch 2.0** wurde für Netzbetreiber ein Werkzeug zur Erschließung erzeugungsseitiger netzdienlicher Flexibilität geschaffen.
- › Das zukünftige Marktdesign muss Netzbetreibern die Option eröffnen, **zusätzlich** zum (regulierten) Redispatch 2.0 die netzdienliche **Flexibilität von Lasten und Speichern** zu erschließen. Netzbetreiber haben heute nur sehr begrenzte Möglichkeiten, diese zu nutzen.
- › Umgekehrt soll das Marktdesign Betreibern von geeigneten Verbrauchseinrichtungen Lasten und Speichern die Möglichkeit geben, den Einsatz ihrer Anlagen zu optimieren und den Wert der Anlage innewohnenden Flexibilität zu realisieren.
- › Als den Redispatch 2.0 lastseitig ergänzende Instrumente sieht der BDEW als grundsätzlich geeignet an:
 - Standortanreize,
 - Gestaltung der Netztarife, z. B. engpassorientierte Netztarife,
 - komplementärer marktbasierter Redispatch.
- › Die Nutzung eines oder mehrerer dieser Instrumente durch VNB erfolgt **freiwillig**.
- › Die in der Hoch- und Mittelspannung erschlossene Flexibilität kann grundsätzlich dort, aber **auch in der Höchstspannung** genutzt werden. Die Grundsätze der Netzbetreiberkoordination sind zu beachten. Zu beachten ist auch, dass der Einsatz von Flexibilitäten zu möglichen Leistungsmaxima beim Bezug vom vorgelagerten Netzbetreiber führen kann. Dies würde finanzielle Belastungen für alle Netznutzer im Folgejahr auslösen.
- › Nur dort, wo heute bereits große Herausforderungen bestehen, ist eine freiwillige stufenweise Anwendung der Instrumente durch den Netzbetreiber sinnvoll (**bedarfsorientierter Einsatz**).
- › Ein deutschlandweiter Flickenteppich mit unterschiedlichen Lösungen muss vermieden werden, daher sind Standards für **einheitliche Prozesse und Schnittstellen** notwendig.
- › Der **Nutzen** der genannten Instrumente muss die Umsetzungskosten deutlich übersteigen, um eine volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit stets sicherzustellen. Er darf auch keine höheren **Kosten** als die vermiedenen Redispatch-Kosten erzeugen.

- › Die Informationen über Anreize müssen dem Markt diskriminierungsfrei zur Verfügung gestellt werden.

Koordination stringenter Anreizstrukturen

Besonderes Augenmerk verdient der **komplementäre marktbasierte Redispatch**, z. B. mittels auktionsbasierten Handelsplattformen. Hiermit lassen sich weitere Flexibilitätspotenziale erschließen. Die bisherigen Redispatch 2.0-Prozesse werden im Rahmen eines „Hybrid-Modells“ um das freiwillige Angebot lastseitiger Flexibilitäten sowie Speichern erweitert. Damit besteht das Potenzial, drohende Engpässe mit allen effizienten Mitteln aufzulösen. Bereits heute ist die marktliche Beschaffung von Flexibilität in Europa die Regel, nicht die Ausnahme.

- › **Standortanreize** können dazu eingesetzt werden, die Errichtung nachfrageseitiger Flexibilität am richtigen Ort anzureizen. Im Kontext der Gewährleistung der Versorgungssicherheit (BDEW, *Versorgungssicherheit in Zeiten eines hohen Dargebots Erneuerbarer Energien*, Diskussionspapier 2023) spricht sich der BDEW im Übrigen für dezidierte Standortanreize zur bevorzugten Ansiedlung von Speichern und Elektrolyseuren aus.
- › **Engpassorientierte Netztarife** können durch positive und negative Anreize helfen, Stromverbrauch in Zeiträume zu verlagern, in denen der Verbrauch gemäß Prognose engpassentlastend wirkt.
- › Die beschriebenen Instrumente zur Nutzung von Flexibilität in der Hoch- und Mittelspannung lassen sich in die bereits **vorhandenen Prozesse** der Netzsteuerung einfügen.
- › Hierfür gibt es **Ansätze zur Operationalisierung** der Nutzung von Flexibilität in der Hoch- und Mittelspannung. Sie sollten vertieft und vorangetrieben werden. Der BDEW zeigt die Prozessschritte auf, die zu einer vollständigen Operationalisierung einer genaueren Ausgestaltung bedürfen.
- › Wünschenswert ist vor allem eine **Pilotierung vom marktbasiertem komplementärem Redispatch**, um notwendige lastseitige Flexibilitätspotenziale sowie den Einsatz von Batterien im überregionalen Redispatch adressieren zu können.
- › Die mit der Anwendung von Standortanreizen, engpassorientierten Netzentgelten und komplementärem Redispatch verbundenen Kosten müssen regulatorisch anerkannt werden.



Ein langfristiges Marktdesign für Deutschland

Konzepte zur Nutzung von hoch- und mittelspannungsseitiger Flexibilität bei Netzbetreibern

Zielbild und operativer Umsetzungsvorschlag

03.07.2023



Inhalt

Management Summary	6
1 Anlass und Zielstellung.....	7
2 Notwendigkeit zur Nutzung lastseitiger Flexibilität.....	7
3 Lösungsraum von Instrumenten zur Nutzung lastseitiger Flexibilität.....	9
3.1 Strukturierte Übersicht	9
3.2 Bewertung von Instrumenten zur Flexibilitätsnutzung	11
4 Zielbild von Instrumenten zur Nutzung lastseitiger Flexibilität.....	13
4.1 Überblick	13
4.2 Definition und Wirkungsweise	14
4.3 Regulatorische Einordnung	15
5 Operative Umsetzung und technische Voraussetzungen.....	16
5.1 Operative Umsetzung.....	16
5.2 Umsetzungsvorschläge der vorgeschlagenen Instrumente	17
5.3 Technische Voraussetzungen	19
6 Zusammenspiel mit Flexibilität in der Niederspannung.....	21
7 Zusammenfassung und möglicher Einführungspfad.....	22
Anhang	23

Management Summary

Der geplante Ausbau an Erneuerbaren Energien (EE) und lastseitigen Flexibilitäten ist beispiellos und erfolgt in rasantem Tempo. Da Netzausbau deutlich komplexer und langwieriger als die standortbezogene Planung von EE-Anlagen ist, wird der zwingend notwendige Netzausbau auch zukünftig den Anforderungen des EE-Zubaus hinterherlaufen. Anzahl und Umfang der Engpässe werden in den kommenden Jahren in Deutschland deutlich ansteigen. Damit kommt dem Netzausbau eine sehr hohe Bedeutung zu. Zusätzlich können lastseitige Flexibilitäten Kosten für das Engpassmanagement reduzieren und die Systemsicherheit erhöhen. Allerdings haben Netzbetreiber heute nur sehr begrenzte Möglichkeiten, diese zu nutzen.

Auf Basis der Bewertung eines breiten Spektrums von Instrumenten erfolgt in diesem Beitrag eine Auswahl, Konkretisierung und erste mögliche Operationalisierung von Ansätzen zur Nutzung von Flexibilität in der Hoch- und Mittelspannung. Der Vorschlag enthält drei Bausteine, die komplementär ineinandergreifen und bedarfsgerecht durch Netzbetreiber eingesetzt werden können, aber nicht müssen:

1. **Komplementärer marktbasierter Redispatch:** Die bisherigen Redispatch 2.0-Prozesse werden im Rahmen eines „Hybrid-Modells“ um das freiwillige Angebot lastseitiger Flexibilitäten erweitert. Damit besteht das Potenzial, drohende Engpässe mit allen effizienten Mitteln aufzulösen. Dabei ist die vorrangige Umsetzung des Redispatch 2.0 und die Anschlussfähigkeit des komplementären marktbasierten Redispatch unabdingbar.
2. **Überprüfung der Netztarife:** Netztarife dürfen einer Aktivierung von Flexibilität nicht entgegenstehen. Eine Entwicklung oder Weiterentwicklung engpassorientierter Tarife, beispielsweise indem Netzbetreiber Zeiträume mit Netzengpässen prognostizieren und einen finanziellen Anreiz (sowohl positiv als auch negativ) für Verbraucher in Hoch- und Mittelspannung kommunizieren, kann helfen, Stromverbrauch in entsprechende Zeiträume zu verlagern. In den Fahrplänen würden damit absehbare Netzengpässe bereits berücksichtigt werden.
3. **Standortanreize:** Anreize für eine Ansiedlung an netzentlastenden Standorten. Damit wird nachfrageseitige Flexibilität am richtigen Ort angereizt.

Eine prozessuale Operationalisierung dieser Bausteine ist möglich, jedoch mit einem hohen Komplexitätsgrad verbunden. Daher wird folgender Umsetzungspfad vorgeschlagen:

1. **Bedarfsorientierter Einsatz:** Nur dort, wo heute große Herausforderungen bestehen, ist eine freiwillige stufenweise Anwendung der Instrumente durch den Netzbetreiber sinnvoll.
2. **Einheitliche Prozesse:** Keine Bildung eines deutschlandweiten Flickenteppichs mit unterschiedlichen Lösungen, daher sind Standards für Prozesse und Schnittstellen notwendig.
3. **Pilotierung vom marktbasiertem komplementärem Redispatch,** um notwendige lastseitige Flexibilitätspotenziale im Süden Deutschlands im überregionalen Redispatch adressieren zu können.

4. **Anpassung von Netzentgelten zunächst für HS-/MS-Kunden**, insbesondere dort, wo die größte Wirksamkeit und heute sogar eine Pönalisierung im Fall einer flexiblen Netznutzung besteht.
5. **Umsetzung von dezidierten Standortanreizen** für die bevorzugte Ansiedlung insbesondere von Speichern und Elektrolyseuren.

1 Anlass und Zielstellung

Durch die Einführung des Redispatch 2.0 wurde für Netzbetreiber ein Werkzeug zur Erschließung erzeugungsseitiger Flexibilität geschaffen. Die hohe lastseitige Flexibilität kann jedoch nicht mit diesem Instrument für den Netzbetreiber nutzbar gemacht werden, obwohl dies ökologisch und ökonomisch sinnvoll ist und einen Beitrag zur Netz- und Systemsicherheit leisten kann.

Nachfolgend werden Konzepte zur Nutzung von hoch- und mittelspannungsseitiger Flexibilität von Verbrauchern und Speichern durch Netzbetreiber beschrieben.

Das Ziel dieses Beitrags ist die Bewertung, Auswahl, Konkretisierung und Operationalisierung von Ansätzen zur Nutzung von Flexibilität in der Hoch- und Mittelspannung. Es wird ein Zielbild vorgestellt, welches bedarfsorientiert und mit einheitlichen Standards und Prozessen umsetzbar ist. Das dargestellte Zielbild soll sowohl als Lösungsraum für die weitere Konkretisierung der Instrumente und Auflösung der noch offenen Ausgestaltungsdetails im Branchenprozess dienen als auch die Diskussionen im politischen Raum unterstützen.

2 Notwendigkeit zur Nutzung lastseitiger Flexibilität

Die aktuellen Entwicklungen beschleunigen den Weg zur Klimaneutralität. Durch den schnelleren Zubau der Erneuerbaren Energien, eine schnellere Dekarbonisierung von Industrie, Verkehr und Wärmeerzeugung und einen schnelleren Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft soll die Abhängigkeit von Energieimporten reduziert werden.

Die politischen Ambitionen sind entsprechend hoch und so sieht der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans bereits im Jahr 2030 eine Leistung von nahezu 400 GW Leistung an Erneuerbaren Energien in Deutschland vor. Schon heute liegen den Netzbetreibern konkrete Netzanschlussbegehren im Bereich mehrerer hundert Gigawatt vor.

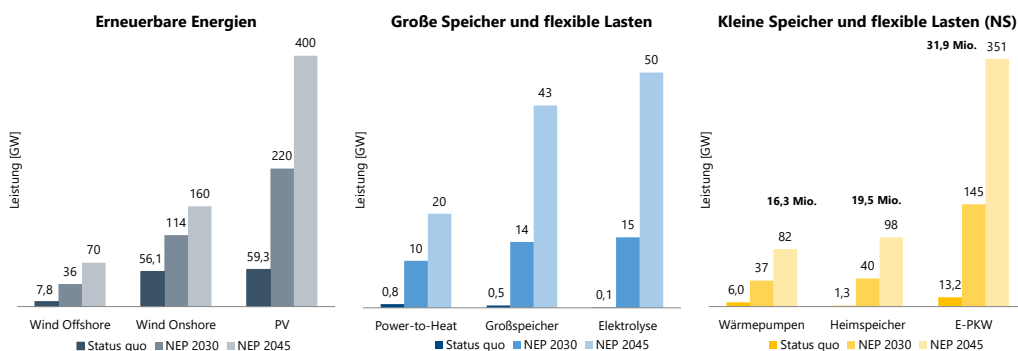


Abbildung 1: Entwicklung Erneuerbarer Energien und Flexibilitäten von Lasten und Speichern

Dem dynamischen Zubau Erneuerbarer Energien steht ein ebenso dynamischer Anschluss neuer Flexibilitäten auf Seiten von Speichern und elektrischen Verbrauchseinrichtungen gegenüber. Dieser findet sowohl auf höheren Spannungsebenen mit dem Anschluss neuer Speicher und Elektrolyseure als auch in geringeren Spannungsebenen mit dem Anschluss von Ladeeinrichtungen, Kleinspeichern und Wärmepumpen statt.

Für die neuen Anforderungen ist ein erheblicher Netzausbau notwendig und sinnvoll. Dieser wird seitens der Netzbetreiber mit allen im Rahmen der Regulierung möglichen Anstrengungen vorangetrieben.

Dennoch ist Netzausbau von Natur aus deutlich komplexer als die standortbezogene Planung der Anschlussnehmer. Abbildung 2 verdeutlicht, dass zwischen den Anschlussdauern einer PV-Freiflächenanlage und der Umsetzung einer 110-kV-Leitung mindestens der Faktor fünf liegt.

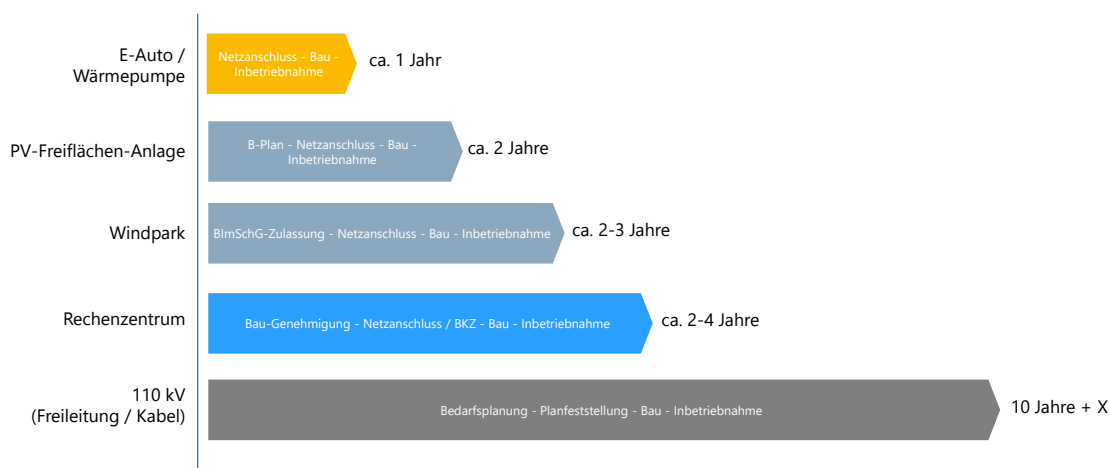


Abbildung 2: Umsetzungsdauern von Netzanschluss und Netzausbau

Die Folge des rasanten Zubaus Erneuerbarer Energien und der strukturellen längeren Umsetzungsdauer des Netzausbaus sind sehr hohe Redispatch-Kosten in Deutschland. Bereits im Jahr 2021 betrugen diese mehr als 2,2 Mrd. € – Tendenz steigend, auch durch die absehbar zunehmenden Engpässe in Hoch- und Mittelspannungsnetzen.

Durch die Integration von zusätzlicher Flexibilität in den Engpassmanagement-Prozess der Netzbetreiber kann der erwartete Anstieg der Engpassmanagementkosten gedämpft werden.

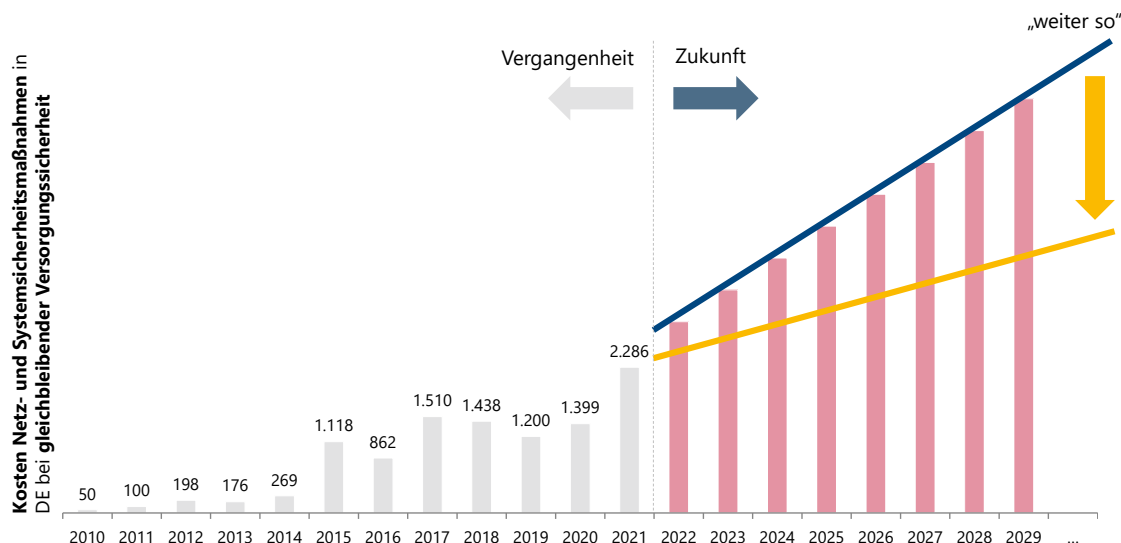


Abbildung 3: Schematische Entwicklung der Redispatch-Kosten in Deutschland

Aus diesem Grund ist es das Ziel dieses Beitrags, ein Konzept für die Nutzung der Flexibilität von Lasten und Speichern in der Hoch- und Mittelspannungsebene zu entwickeln.

3 Lösungsraum von Instrumenten zur Nutzung lastseitiger Flexibilität

Das zukünftige Marktdesign muss Netzbetreibern die Option eröffnen, zusätzlich zum (regulierten) Redispatch 2.0, die Flexibilität von Lasten und Speichern zu erschließen. Umgekehrt soll das Marktdesign Betreibern von geeigneten Lasten und Speichern die Möglichkeit geben, den Einsatz ihrer Anlagen zu optimieren und den Wert der Anlage innewohnenden Flexibilität zu realisieren.

3.1 Strukturierte Übersicht

Netzdienliche Flexibilität von Lasten kann durch diverse Instrumente erschlossen werden:

Komplementärer marktbasierter Redispatch beschreibt als hybrider Redispatch-Mechanismus die Kombination von kostenbasiertem (für Einspeiser) und marktbasiertem Redispatch für lastseitige Flexibilitäten. Eine integrierte Merit-Order-Liste und Gebotspreisverfahren gewährleisten eine effiziente Maßnahmendimensionierung. Ein marktbasierter Redispatch mit freiwilliger Teilnahme ist demnach ein Zusatzmodul für dezentrale Flexibilität. Sowohl langfristige Leistungsangebote als auch kurzfristige Arbeitsangebote erschließen Potenziale verschiedener Technologien.

Bei **Standortanreizen** gibt es entsprechend der mittel- bis langfristig erwarteten Netzsituation regional differenzierte einmalige Anreize für Einspeisungen und Lasten. Hierdurch sollen in Investitionsentscheidungen von Kundenanlagen die Signale des Netzbetreibers berücksichtigt werden.

Bei **Standortrestriktionen** werden Standorte durch den Netzbetreiber eingeschränkt oder ausgeschlossen, die Engpässe entstehen lassen oder verstärken. Die aktuellen erzeugungsgetriebenen Engpässe können durch lastseitige Standortrestriktionen kaum adressiert werden.

Grundsätzlich könnte ein Standortanreiz oder insbesondere eine Standortrestriktion auch für Erzeuger Engpassregionen entlasten. In diesem Dokument wird jedoch die verbrauchsseitige Flexibilität adressiert und deshalb werden erzeugungsseitige Instrumente nicht weiter detailliert.

Ein typischer **zeitvariabler Tarif** weist über den Tag verteilt eine Normaltarifzeit, eine Hochtarifzeit und eine Niedrigtarifzeit auf. Die Zeiten für die verschiedenen Tarifstufen können für das gesamte Jahr oder für noch längere Zeiträume einheitlich festgelegt sein. Sie können aber auch kurzfristig vom Netzbetreiber festgelegt werden. Im erstgenannten Fall kann die zeitliche Spreizung standardmäßig Bestandteil eines Netzentgelttarifs sein. Im zweiten Fall müssen auch die Vorlaufzeiten für die kurzfristige Festlegung der konkreten Tarifzeiten zwischen Netzbetreibern und Netzkunden vertraglich vereinbart sein. Solche zeitvariablen Tarife könnten regional und zeitlich differenziert ausfallen.

Dynamische Netztarife orientieren sich an einer veränderlichen Eingangsgröße (sinnvollerweise an der Engpassleistung) und verändern sich in der Höhe dynamisch mit der Fixierung der Eingangsgröße.

Unter **engpassorientierten Netztarifen** werden Tarife verstanden, die an das prognostizierte Eintreten von Netzengpässen geknüpft sind und im Vorfeld festgelegt werden. Durch die Vorabfestlegung von Zeitfenstern weisen sie Charakteristika von zeitvariablen Tarifen auf.

Beim **Nodal Pricing** wird der Marktpreis an einem bestimmten Übertragungsknoten gebildet. Dadurch werden netztechnische Restriktionen in der Preisfindung berücksichtigt.

In einem **Market Splitting** werden die nationalen Strommärkte in mehrere regionale Preiszonen aufgeteilt. Jedes Marktgebiet verfügt über einen eigenen Strompreis, der sich aufgrund begrenzter Netzkapazitäten zwischen den Bereichen unterscheiden kann.

Exkurs: Einsatz von Speichern

Der Einsatz von Speichern ist strenggenommen kein Flexibilitätsinstrument. Der BDEW hat die zu beachtenden Anforderungen in einem Prozessleitfaden und dazugehörigen Erläuterungen strukturiert. Der Prozessleitfaden ordnet auch die Rolle sog. vollständig integrierter Netzkomponenten ein. An dieser Stelle ist einzig wichtig, dass vor der Frage, ob sich der Netzbetreiber von Marktparteien errichteter und vorgehaltener oder netzbetreibereigener Speicher bedient, zu prüfen ist, ob sich das identifizierte Problem mit der Beschaffung von Flexibilitäts- und Systemdienstleistungen beheben lässt. Wenn sich das konkrete Netzproblem effizienter durch die Beschaffung von Flexibilität lösen lässt, dann hat dieser Weg Vorrang vor der Errichtung eines Speichers. Dies ist besonders bei der Betrachtung bestehenden und zukünftigen Potenzials wichtig. Aufgrund der Entflechtungsregelungen ist im Einzelfall zu prüfen, ob die Errichtung und der Betrieb netzdienlicher Speicher vom Netzbetreiber als Service zu kontrahieren sind oder von ihm selbst ausgeübt werden können. Auch dies beschreibt der o. g. Prozessleitfaden. Im Einklang mit § 11b EnWG vom Netzbetreiber betriebene Speicher einschließlich vollständig integrierter Netzkomponenten verringern den vom Netzbetreiber zu beschaffenden Bedarf an Flexibilität.

3.2 Bewertung von Instrumenten zur Flexibilitätsnutzung

Die dargestellten Instrumente weisen Vor- und Nachteile auf. Um eine objektive Grundlage für eine Empfehlung zu haben, erfolgt eine Spiegelung der Instrumente an folgenden Bewertungskriterien:

1. Wirksamkeit zur Reduktion von Engpassmanagementkosten.
2. Kompatibilität mit aktuellen Prozessen des Engpassmanagements (insbesondere Redispatch 2.0).
3. Umsetzungsaufwand für Netzbetreiber und Marktteilnehmer.
4. Attraktivität für Marktteilnehmer (einschließlich Flexibilitätsanbieter).
5. Kompatibilität mit Anforderungen sicherer Netzfürhrung (ÜNB + VNB).
6. Rechtliche und regulatorische Hemmnisse.
7. Vermeidung von Fehlanreizen/Begrenzung des Missbrauchs von Marktmacht („Gaming“).
8. Vermeidung ungewünschter Verteilungseffekte.

Die Bewertung der Maßnahmen zeigt: Es gibt nicht eine Idealmaßnahme, die deutlich im Vergleich dominiert. Vielmehr weisen die Instrumente Vor- und Nachteile auf, sodass Kombinationen sinnvoll erscheinen, die den konkreten lokalen Erfordernissen Rechnung tragen.

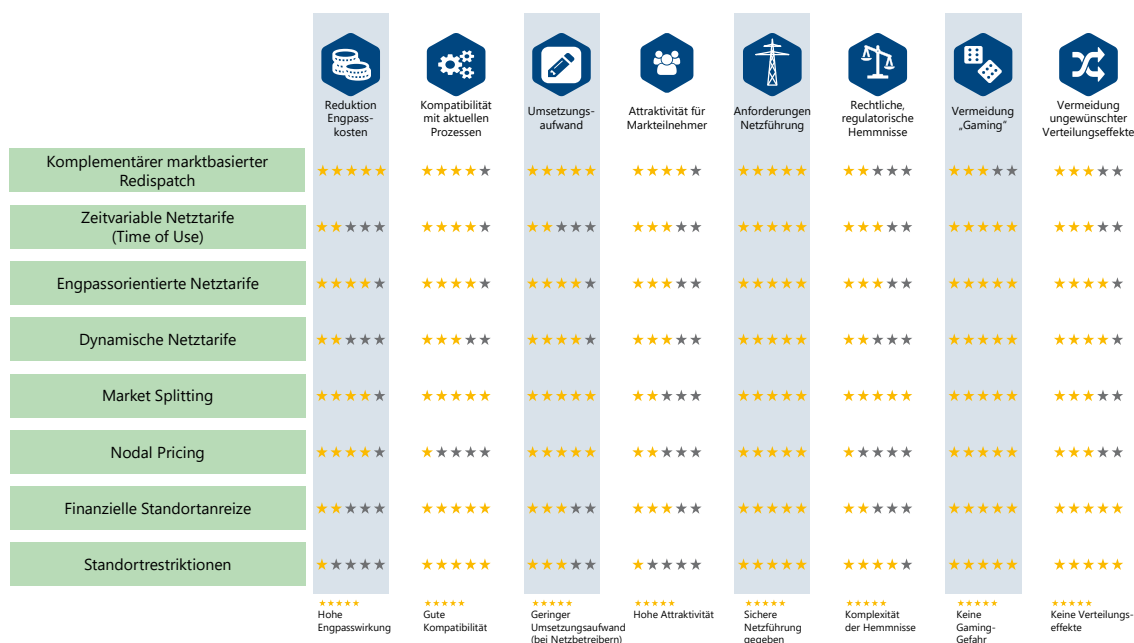


Abbildung 4: Bewertung von Instrumenten zur Flexibilitätsnutzung

In Bezug auf die **Wirksamkeit zur Reduktion von Engpassmanagementkosten** weist eine komplementäre marktliche Beschaffung von Flexibilitäten eine hohe Wirksamkeit in den operativen Engpassmanagementprozessen auf. Demgegenüber weisen Anreize von variablen Netztarifen eine Unsicherheit durch die marktbasierende Reaktion des Kunden auf, wobei die Engpasswirkung bei engpassorientierten Netztarifen am höchsten ist. Market Splitting und Nodal Pricing fördern netzdienliche Allokation und Einsatz, allerdings nicht für alle Netzebenen und Flexibilitäten. Auch wird hierdurch die Liquidität des Großhandelsmarkts verringert. Finanzielle Standortanreize für Verbraucher können langfristig eine Netzentlastung fördern, wobei Standortrestriktionen die aktuellen Herausforderungen im Netz eher nicht lösen.

Eine **Kompatibilität mit aktuellen Prozessen im Engpassmanagement** ist bei einem komplementären marktbasierten Redispatch in Form eines Hybridmodells bei entsprechender Umsetzung gut gegeben. Die Festlegung zeitvariabler oder engpassorientierter Netztarife wäre ein neuer Prozess, allerdings mit hoher Kompatibilität mit aktuellen Prozessen, wie Kapitel 5 darstellt. Der Market Splitting Prozess wirkt auf Übertragungsnetzebene strukturellen Engpässen entgegen, verändert die Planwerte der Einspeisungen und würde den Redispatch-Bedarf verringern. Allerdings müssten die Großhandelsprozesse angepasst werden, was ihre Effizienz in der Übergangsphase und auch danach mindern könnte. Nodal Pricing wäre eine starke Veränderung des Marktdesigns, wirkt prozessual auf die Planwerte der Einspeisungen und würde den Bedarf an Redispatch verringern. Aufgrund der Wirkung auf Investitionsentscheidungen stehen Standortanreize und -restriktionen nicht in Konflikt mit anderen Anforderungen des Engpassmanagements.

In Bezug auf den **Umsetzungsaufwand für Netzbetreiber und Marktteilnehmer** unterscheiden sich die Instrumente. Ein komplementärer marktbasierter Redispatch setzt eine erfolgreiche Umsetzung des Redispatch 2.0-Zielmodells voraus und ergänzt dieses durch weitere Prozessschritte. Die Kommunikation zeitvariabler und engpassorientierter Netztarife kann mit weiteren Prozessschritten eingeführt werden (siehe Kapitel 5), dynamische Netztarife haben durch die Kurzfristigkeit höhere Anforderungen. Market Splitting und Nodal Pricing stellen eine Systemtransformation dar, die einen sehr hohen Umsetzungsaufwand mit sich führen würde. Standortanreize und Standortrestriktionen sind, abhängig von der exakten Ausgestaltung, vergleichsweise einfach einzuführen, da es wenig Wechselwirkung mit bestehenden Prozessen gibt.

Eine hohe **Attraktivität für Marktteilnehmer (einschließlich Flexibilitätsanbieter)** ist vor allem in einem komplementären marktbasierten Redispatch gegeben. Aber auch variable Netztarife (zeitvariable, dynamische oder engpassorientierte Netztarife) können für flexible und automatisierte Marktteilnehmer in der Hoch- und Mittelspannungsebene attraktiv sein. Market Splitting und Nodal Pricing sind insbesondere für große Marktteilnehmer wirksam und haben teilweise gegenläufige Effekte. Standortanreize können (ebenfalls nur für große Marktteilnehmer) einfach in die Business-Case-Betrachtung einbezogen werden.

Eine **Kompatibilität mit den Anforderungen einer sicheren Netzführung (ÜNB + VNB)** wird bei allen Instrumenten als oberstes Gebot angesehen.

Rechtliche und regulatorische Hemmnisse bestehen insbesondere bei einem komplementären marktbasierten Redispatch im Kontext des Inc-Dec-Gamings, welches jedoch durch die Produktausgestaltung (z. B. Baseline-Monitoring) wirtschaftlich unattraktiv gemacht und damit weitgehend mi-

nimiert wird. Für variable, dynamische und engpassorientierte Netztarife besteht eine Umsetzungsmöglichkeit, wobei die bestehenden Mechanismen (etwa § 19 StromNEV, atypische Netznutzung, ...) und deren geplanten Anpassungen berücksichtigt werden müssen. Im Bereich Market Splitting wird eine Umsetzung auf europäischer Ebene (ACER) gefordert, während ein Nodal Pricing Regime hohe rechtliche und regulatorische Hürden aufweist, da auch grundsätzliche Änderungen auf europäischer Ebene notwendig wären.

Die **Vermeidung von Fehlanreizen/Begrenzung des Missbrauchs von Marktmacht („Gaming“)** gilt es im Fall von komplementärem marktbasiertem Redispatch insbesondere durch eine sinnvolle Ausgestaltung bestmöglich zu vermeiden. Bei allen anderen Instrumenten ist die Ausübung von Marktmacht kaum möglich.

Ungewünschte Verteilungseffekte können sich allerhöchstens durch Inc-Dec-Gaming einstellen, welches jedoch, wie bereits geschrieben, durch eine sinnvolle Ausgestaltung vermieden werden kann. Bei variablen Tarifen (z. B. engpassorientiert) können bei richtiger Ausgestaltung alle Netzkunden und insbesondere die flexiblen Netzkunden profitieren. Bei Nodal Pricing und Market Splitting führt ein Systemwechsel zu deutlichen Verteilungseffekten. Durch höhere Kostenverursachergerechtigkeit führt die Einführung von Standortanreizen zu positiven Verteilungseffekten. Die Errichtung flexibler Anlagen an den aus Netzsicht richtigen Standorten wird unterstützt.

4 Zielbild von Instrumenten zur Nutzung lastseitiger Flexibilität

Aus der Bewertung leitet sich ein Zielbild bestehend aus drei Säulen für die Nutzung der hoch- und mittelspannungsseitigen Flexibilität für Netzbetreiber ab. Alle Instrumente können je nach Bedarf und einer netzbetreiberindividuellen Aufwand-Nutzen-Abwägung freiwillig angeboten und umgesetzt werden.

4.1 Überblick

Das Zielbild baut sich in drei Stufen auf. Mit deutlich zeitlichem Vorlauf vor dem eigentlichen Erfüllungszeitraum wirken Anreize für netzentlastende Standorte. Mit einem Vorlauf von ca. 48 Stunden kommuniziert der Netzbetreiber engpassorientierte und damit zeitlich variierende Netztarife, um Verbrauchsanreize zu setzen.

Im Engpassmanagementprozess greift der Netzbetreiber dann auf alle zur Verfügung stehenden Flexibilität zurück.

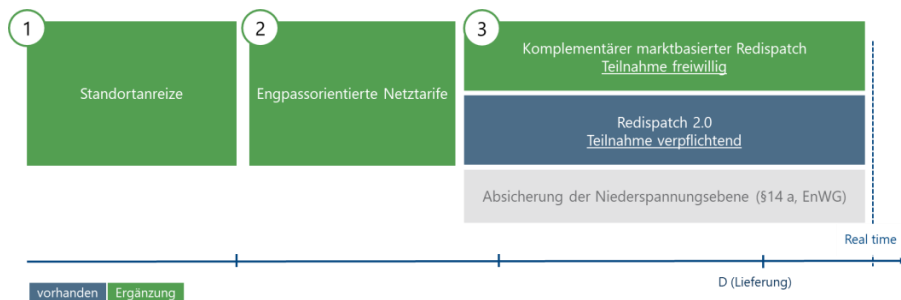


Abbildung 5: Zusammenspiel von Instrumenten zur Nutzung der Flexibilität von Lasten und Speichern

4.2 Definition und Wirkungsweise

Im Folgenden werden die ausgewählten Instrumente beschrieben und deren Wirkungsweise im Zusammenspiel erläutert.

Standortanreize (Teilnahme freiwillig)

Bei der Standortwahl findet aktuell keine Berücksichtigung der Auswirkung auf die vorhandene und geplante Netzkapazität statt. Beispielsweise bei einem EE-Zubau in „Hot Spots“ wird ein Großteil der potenziellen Einspeisung abgeregelt. Gleichzeitig steigen die regionalen Netzentgelte. Zur Lösung legt der Netzbetreiber, ggf. in Koordination mit dem vorgelagerten Netzbetreiber, Anreize für Ansiedlungen an netzentlastenden Standorten fest. Die Ex-ante-Festlegung des Mehrwerts der Verbrauchsansiedlung über mehrere Jahre oder Jahrzehnte ist für Netzbetreiber kaum möglich und mit hohen Unsicherheiten verbunden. Es ist jedoch denkbar, wenigstens den Baukostenzuschuss (BKZ) in Engpassregionen zu reduzieren oder entfallen zu lassen. Für größere Stromverbraucher ist der BKZ im Vergleich zu den weiteren Investitionskosten von Industrie und Gewerbe eher von nachgelagerter Bedeutung. Für Speicher und Elektrolyseure kann jedoch eine investive Steuerungswirkung eintreten, wobei ein netz- und systemorientierter Einsatz mit weiteren Instrumenten geregelt werden muss.

Ziel: Es ist ein höherer Anteil nachfrageseitiger Flexibilität am richtigen Ort.

Engpassorientierte Netztarife (Teilnahme freiwillig)

Verbraucher (insbesondere auch industrielle Verbraucher) werden derzeit durch hohe Netzentgelte „bestraft“, wenn sie sich bspw. in Regionen mit EE-Überschuss ansiedeln. Durch eine Teilnahme am europäischen Stromhandel gibt es Preissignale, die Nachfrage in Zeiten niedriger Spotmarktpreise zu verlagern, die mit hoher EE-Einspeisung korrelieren können, aber nicht müssen. Die hohe EE-Einspeisung führt in diesen Regionen regelmäßig zu Netzengpässen, die im Rahmen des Redispatch 2.0 behoben werden. Es gibt aktuell jedoch keine Anreize den eigenen Stromverbrauch zeitlich an regionalen Netzengpässen zu orientieren und damit z. B. zum Abbau regionaler EE-Überschüsse beizutragen.

Auf der anderen Seite können Netztarife Anreize für Verbraucher in Hoch- und Mittelspannung setzen, den Stromverbrauch in Abhängigkeit der regionalen Netzengpässen zu verlagern. Dies kann bspw. bei Netzengpässen aufgrund zu hoher lokaler EE-Einspeisung durch die Lasterhöhung vor Ort, angereizt durch engpassorientierte Netztarife, erfolgen. Analog können mit diesem Ansatz auch lastbedingte Engpässe durch höhere Netznutzungsentgelte adressiert werden.

Ziel: In den Fahrplänen werden absehbare Netzengpässe bereits berücksichtigt.

Komplementärer marktbasierter Redispatch (Teilnahme freiwillig)

Netzbetreiber können im Engpassmanagement (insbesondere Redispatch 2.0) lastseitige Flexibilität nicht nutzen – obwohl dies sowohl ökologisch als auch ökonomisch vorteilhaft wäre. Die bisherigen Redispatch 2.0-Prozesse werden deshalb im Rahmen eines „Hybrid-Modells“ um das freiwillige Angebot lastseitiger Flexibilität erweitert.

Ziel: Drohende Engpässe können mit allen effizienten Mitteln aufgelöst werden.

Durch das Zusammenspiel der Instrumente erfolgt eine schrittweise Reduktion der Redispatch-Kosten im Höchst- und Hochspannungsnetz. Dies setzt voraus, dass die Instrumente selbst keine höheren Kosten erzeugen als die vermiedenen Redispatch-Kosten. Die zu entwickelnden Mechanismen müssen auf ihre Auswirkungen auf die Märkte untersucht und Marktverzerrungen möglichst ausgeschlossen werden.

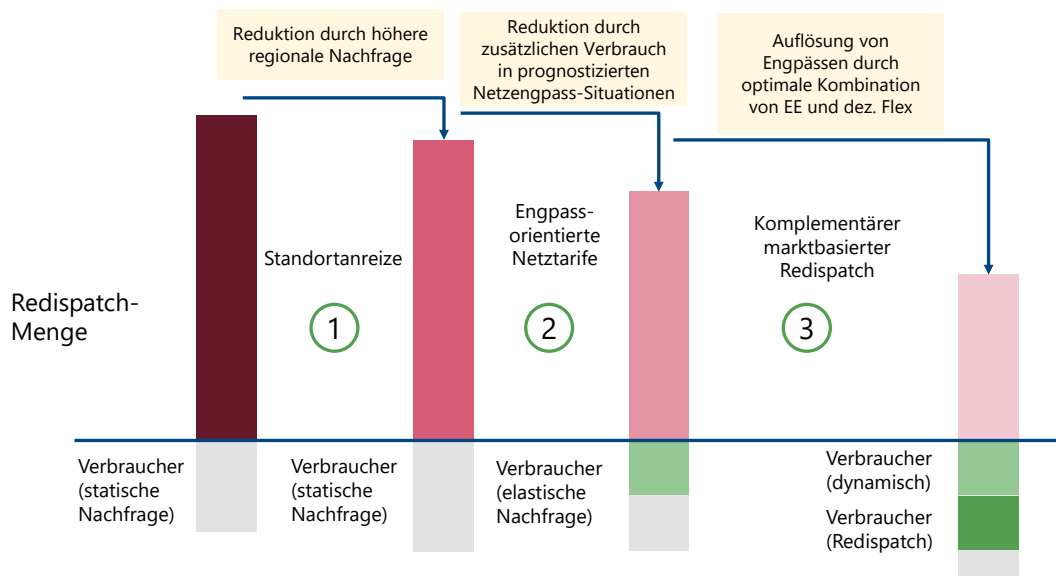


Abbildung 6: Schematische Darstellung der Wirkungsweise der Instrumente

Zunächst wird durch Standortanreize die statische Verbrauchslast in Regionen mit EE-Überschuss erhöht, was bereits einen reduzierenden Effekt auf die Redispatch-Kosten besitzt. Mit engpassorientierten Netztarifen werden Netzengpässe durch Anreize vermindert oder behoben und ermöglichen damit eine weitere Reduktion des Redispatch-Bedarfs.

Schließlich ermöglicht die Nutzung auch lastseitiger Flexibilität als Ergänzung zur Reduzierung der Einspeisung Erneuerbarer Energien im Rahmen von Redispatch 2.0 einen ökologisch und ökonomisch optimalen Pfad.

4.3 Regulatorische Einordnung

Für Übertragungsnetzbetreiber besteht ein Anreizmodell mit Bonus/Malus ab 2024, welches heute schon als Bonus-Modell zur Reduktion von Redispatch-Kosten eingesetzt wird. Für Verteilnetzbetreiber besteht aktuell kein regulatorischer Anreiz, Redispatch-Kosten zu reduzieren und in der aktuellen Regulierungsperiode ist keine Ergebniswirksamkeit der Redispatch-Kosten vorgesehen. Ab 2026 können die Redispatch-Kosten als volatile Kosten in den Effizienzvergleich der Verteilnetzbetreiber einbezogen werden und beinhalten damit das Risiko einer Ergebnisminderung im Falle zu hoher Redispatch-Kosten. Dies ist insbesondere deshalb relevant, weil bis dahin die Redispatch-Kosten gerade in den Verteilnetzen absehbar ansteigen werden.

Die mit der Anwendung von Standortanreizen, engpassorientierten Netzentgelten und komplementärem Redispatch verbundenen Kosten müssen regulatorisch anerkannt werden.

Im aktuellen regulatorischen Umfeld müssen die entstehenden Kosten der Instrumente von den nicht begünstigten Netznutzern beim gleichen Netzbetreiber übernommen werden. Insgesamt ergibt sich eine positive Wirkung durch verringerte lokale Redispatch-Kosten, jedoch würden insbesondere nicht-flexible Nachfrager möglicherweise höhere Kosten tragen.

5 Operative Umsetzung und technische Voraussetzungen

Es stellt sich die Frage, ob das aus den drei Bausteinen (Standortanreize, engpassorientierte Netztarife und komplementärer marktbasierter Redispatch) bestehende Zielbild operativ umsetzbar ist und welche technischen Voraussetzungen damit verbunden sind.

Es muss stets sichergestellt werden, dass der Nutzen die Umsetzungskosten deutlich übersteigt, um eine volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit stets sicherzustellen.

Im Folgenden werden konkrete Schritte für eine mögliche Umsetzung aufgezeigt und damit verifiziert, dass die technische Umsetzbarkeit möglich ist. Es wird jedoch auch deutlich, dass die Komplexität zunimmt, je näher sich die Prozesse am tatsächlichen Erfüllungszeitraum befinden.

5.1 Operative Umsetzung

Die Umsetzung von Standortanreizen, engpassorientierten Netztarifen und komplementärem marktbasierendem Redispatch in Verbindung mit den Prozessschritten des Redispatch 2.0 ist in **Abbildung 7** dargestellt. Eine detailliertere Abbildung findet sich im Anhang des Berichts.

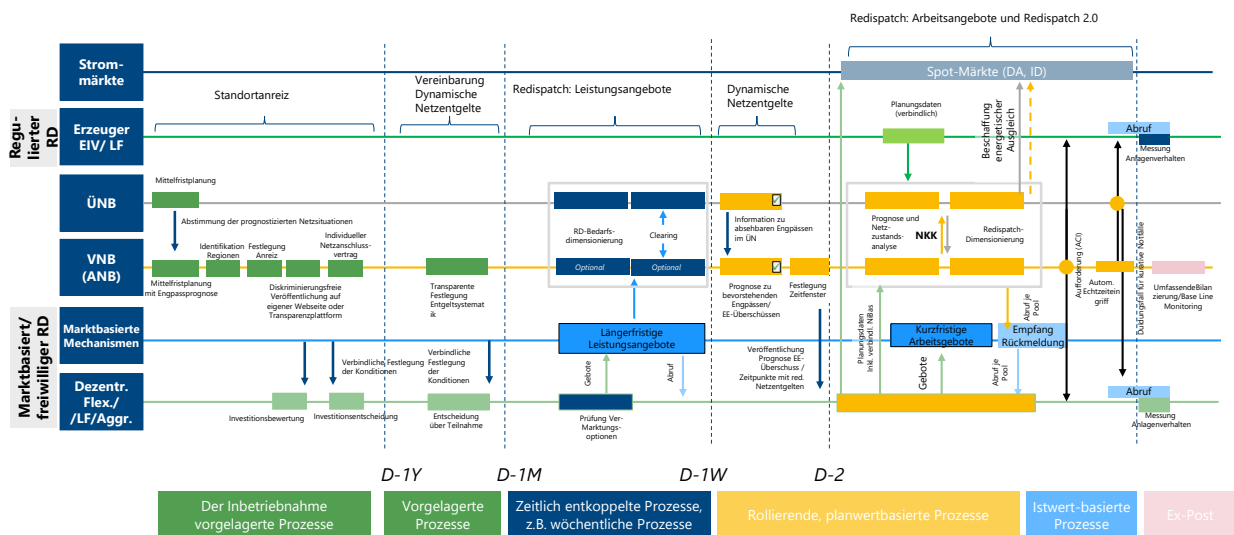


Abbildung 7: Mögliches Prozessbild zur Nutzung hoch- und mittelspannungsseitiger Flexibilität

In der Prozessabbildung werden vor allem drei Erkenntnisse deutlich:

1. Die zeitliche Einordnung lässt erkennen, dass eine operative Umsetzung möglich erscheint und sich in die grundsätzlichen Prozesse des bisherigen Marktdesigns integrieren lässt, da eine klare zeitliche Abfolge beschrieben ist.
2. Die Komplexität des Engpassmanagements – und damit auch des Systems – nimmt zu. Insbesondere steigt der Abstimmungs- und Kommunikationsaufwand zwischen Netzbetreibern und Marktakteuren. Monitoring, Bilanzierung und Abrechnung werden an Bedeutung und Komplexität gewinnen.
3. Es kann auf bestehende Prozessschritte zurückgegriffen werden, etwa bei Prognosefähigkeiten und Kommunikationswegen, jedoch ist hier vielfach eine Anpassung erforderlich. Darüber hinaus sind neue Prozesse bei Marktakteuren als auch Netzbetreibern aufzubauen.

Die dargestellten Prozessschritte beschreiben ein mögliches Gesamtkonzept. Die einzelnen Schritte sind jedoch im Branchenprozess weiter zu detaillieren. Zudem sind sie im Spannungsfeld von Aufwand, konkretem Nutzen im Netz und Auswirkungen auf die Planbarkeit und Stabilität von wirtschaftlichen Kenngrößen und insbesondere der Netzentgelthöhe zu bewerten.

5.2 Umsetzungsvorschläge der vorgeschlagenen Instrumente

Grundlage der **Standortanreize** zwischen Anschlussnetzbetreiber und vorgelagerten Netzbetreibern sind definierte Regionen mit mittel- bis langfristig bestehenden Netzenspässen.

Um tatsächliche Anreize zu schaffen, müssen die Informationen über Anreize diskriminierungsfrei dem Markt zur Verfügung gestellt werden. Hierfür erscheint die Nutzung einer bestehenden deutschlandweiten Transparenzplattform geeignet (z. B. VNBdigital.de). Die operative Umsetzung geschieht im Rahmen des Abschlusses des Netzanschlussvertrags. Bestehende Netzanschlüsse werden mit diesem Instrument nicht erfasst, jedoch können Leistungserhöhungen von Bestandsanschlüssen einbezogen werden. Standortanreize müssen eine gewisse Stabilität und Planbarkeit aufweisen, transparent berechnet werden und damit antizipierbar sein, um ihre volle Wirkung zu erreichen.

Für **engpassorientierte Netztarife** prognostiziert der Anschlussnetzbetreiber 48 Stunden im Voraus die Netzenspässe im eigenen und vorgelagerten Netz und definiert Zeitfenster, in denen Verbrauch positiv/negativ wirkt. Zur Bestimmung der Engpass-Zeitfenster ist eine Abstimmung mit dem vorgelagerten Netzbetreiber (für HS: ÜNB) notwendig – gleichzeitig sollte dieser ebenfalls engpassorientierte Netztarife nutzen, da ansonsten Fehlanreize entstehen können.

Die Anreizwirkung orientiert sich an den prognostizierten Engpässen in der Spannungsebene:

1. Jeder teilnehmende Stromverbraucher zahlt für seine gesamte Stromabnahme im kommunizierten Niedriglastzeitfenster reduzierte Netzentgelte, im Hochlastzeitfenster erhöhte Netzentgelte.

2. Im Rahmen der Ex-post-Abrechnung wäre zusätzlich ein Anreiz in den Zeiten mit EE-Überschuss, z. B. basierend auf dem Wert vermiedener EE-Abregelung, abbildbar. Dies würde die Anreizwirkung gerade für Verbraucher mit reduzierten Netzentgelten erhöhen.

Es besteht ein klar definierter Anreiz, den Verbrauch in diese Zeitfenster zu verschieben. Zunächst könnten nur größere industrielle Stromverbraucher oder Batteriespeicher einbezogen werden – theoretisch ist das Modell auf alle Stromverbraucher anwendbar, allerdings ist hier der prozessuale Aufwand dem Nutzen gegenüberzustellen. Es besteht keine Gefahr eines Inc-Dec-Gamings, da für die Engpassbestimmung keine Fahrpläne des Verbrauchers genutzt werden müssen und dieser damit keine Möglichkeit hat, die Engpasssituation durch eigenes Verhalten oder Fahrplananmeldungen zu verändern.

Beim **komplementären marktbasierten Redispatch** wird ein zweistufiges Modell vorgeschlagen. Zunächst erfolgt die Abgabe längerfristiger Leistungsgebote (etwa: Woche) als Vergütung für die Vorhaltung. Bei Abruf erfolgt zudem eine Vergütung auf Basis (z. B.) des Börsenpreis-Indexes. Der Netzbetreiber ist dabei in der Pflicht, nur Angebote auszuwählen, die absehbar günstiger als der konventionelle Redispatch sind. Die Leistungsvergütung kann mit einer vom Anbieter zu garantierenden Abrufhäufigkeit im Angebotszeitraum verknüpft werden. Dadurch wird der Leistungspreis in einen Arbeitspreis „übersetzt“ und die entsprechenden Angebote werden in die Merit-Order einsortiert. Die konkreten Randbedingungen hierzu müssen noch entwickelt bzw. aus den Erfahrungen im operativen Betrieb festgelegt werden.

Es werden kurzfristige Arbeitsangebote mit Vergütung nur bei Abruf (basierend auf Arbeitsgeboten) zugelassen. Beide Angebotstypen können über einen auszugestaltenden marktbasierten Mechanismus (z. B. eine Angebotsplattform) an den entsprechenden Netzbetreiber weitergeleitet werden. Die Gebote werden in einer kombinierten Merit-Order-Liste (MOL) mit EE-Anlagen einbezogen und nur dann gezogen, wenn sie die preisgünstige Alternative sind. Für EE-Anlagen (Redispatch 2.0) ist der Duldungs- und Aufforderungsfall möglich, für lastseitige Flex (komplementärer marktbasierter Redispatch) nur der Aufforderungsfall (Aggregator steuert selbst). Die Allokation und Koordination von Flex-Angeboten sowie die Integration in die MOL und der Flexibilitätsabruf erfolgen über den Anschlussnetzbetreiber in einer Erweiterung des bestehenden Netzbetreiberkoordinationskonzepts (NKK).

Für den Netzbetreiber ergibt sich bei den längerfristigen Angeboten die neue Notwendigkeit einer Redispatch-Bedarfsplanung und eines Clearingprozesses. Im planwertbasierten Prozess kann weiterhin auf die Prozesse des Redispatch 2.0 zurückgegriffen werden. Anzupassen ist insbesondere der Bilanzierungs- und Abrechnungsprozess. Zudem ist ggf. ein Überprüfungsprozess (Baseline-Monitoring) für Gebote notwendig. Die Erweiterung des Redispatch könnte auch stufenweise vorgenommen werden, z. B. zunächst über bilaterale Verträge oder zuerst die Einführung der Leistungspreis-Komponente.

Dem **Anschlussnetzbetreiber** (ANB) kommt in sämtlichen Konzepten eine weiter steigende Bedeutung zu. Insbesondere bei Standortanreizen und engpassorientierten Netzentgelten ergibt sich **neuer Koordinationsbedarf** mit dem vorgelagerten Netzbetreiber. Die Koordination der Flex-Potenziale (zwischen Netzbetreibern, aber auch zwischen Netz/Markt) und Flex-Abrufe sollte über den ANB erfolgen. Hierfür ist die Integration in die Netzbetreiberkoordinierungsprozesse nach Redispatch 2.0

notwendig. **Standortanreize und Netzentgelte** beinhalten keine Definition neuer Markttrollen. Beim komplementären marktbasierter Redispatch sind seitens des Netzbetreibers grundsätzlich keine neuen Rollen zu definieren – vielmehr kann und sollte auf die **Strukturen des Redispatch 2.0** zurückgegriffen werden. Auszutauschende Daten (insbesondere Fahrpläne und Gebote) bei einer Redispatch-Erweiterung auf dezentrale Flexibilitäten sollten zentral über eine **Angebotsplattform** eingesammelt und weitergeleitet werden. Hierfür kann das RAIDA-System (vgl. [RAIDA Service Client](#)) erweitert oder eine zusätzliche Plattform geschaffen werden. Für Verbraucher und Speicher müssen jedoch insbesondere die Rollen „Einsatzverantwortlicher“ (EIV) und „Betreiber der technischen Ressource“ (BTR) ausgeprägt werden. Hieraus ergeben sich auch umfangreiche Pflichten zum **Datenaustausch mit dem Netzbetreiber**.

5.3 Technische Voraussetzungen

Die vorgeschlagenen Instrumente zur Nutzung von hoch- und mittelspannungsseitiger Flexibilität bei Netzbetreibern lassen sich nicht mit heutigen Prozessstand der Netzbetreiber umsetzen. Es bedarf der Weiterentwicklung der Prozesslandschaft und neuer IT-Systeme.

Es erscheint bei allen Instrumenten nur ein **bedarfsgerechter Einsatz bei engpassbehafteten Netzbetreibern** und kein flächendeckender Rollout sinnvoll.

Bei der Weiterentwicklung ist zu berücksichtigen, dass bestehende Prozesse wie Redispatch 2.0 eine maximale Berücksichtigung finden und neue Instrumente diese effektiv erweitern.

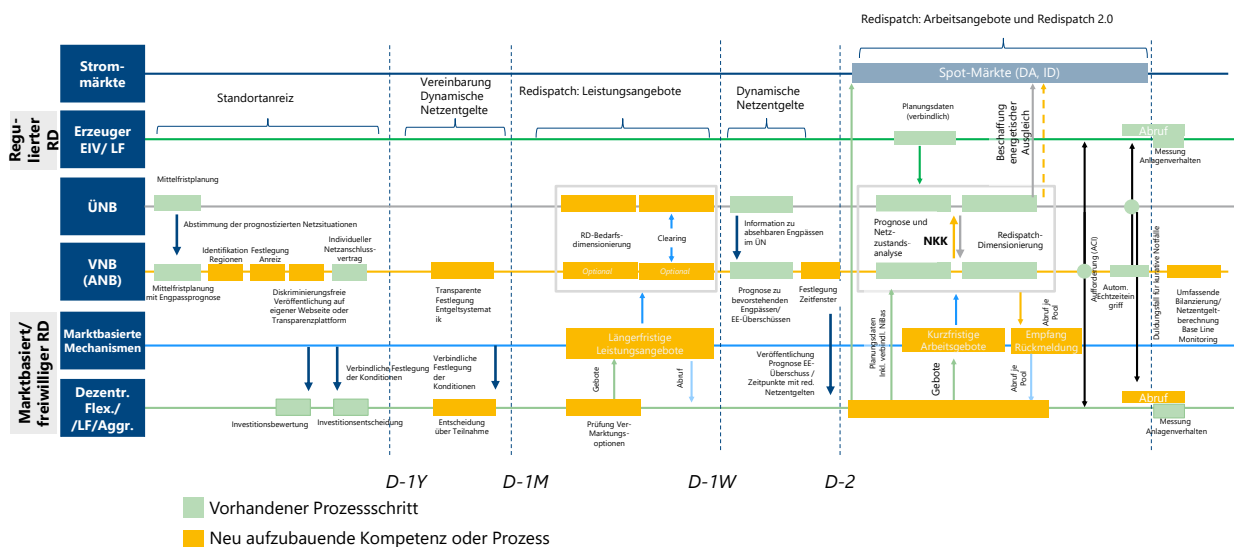


Abbildung 8: Prozesse der drei Instrumente ergänzen vorhandene Prozesse

Bei **Standortanreizen** handelt es sich um einen Prozess, der schon mit den heutigen technischen Voraussetzungen leistbar ist. Folgende Prozessschritte bedürfen einer genaueren Ausgestaltung:

1. Identifikation von Engpassregionen auf Basis der Mittelfristplanung.
2. Festlegung der Anreizstruktur und -höhe.

3. Diskriminierungsfreie Veröffentlichung (Webseite oder Plattform).
4. Berücksichtigung bei Investitionsentscheidung ohne zusätzlichen Aufwand.

Engpassorientierte Netztarife haben eine hohe Komplexität. Eine wesentliche technische Voraussetzung ist die Fähigkeit zur Prognose von Engpässen, so wie sie schon als Teil von Redispatch 2.0 umgesetzt werden muss. Die Gewährleistung einer möglichst hohen Prognosegüte bereits im D-2-Bereich ist ein wesentlicher Einflussfaktor auf die Wirksamkeit dieses Instruments. Für die Abrechnung von Einsparungen durch engpassorientierte Netztarife bedarf es RLM-Messungen oder intelligenter Messsysteme.

Folgende Prozessschritte bedürfen einer genaueren Ausgestaltung im Bereich der engpassorientierten Netztarife:

1. Festlegung der Zeitfenster mit EE-Überschüssen aus 48-h-Prognose.
2. Kommunikation der Zeitfenster an Marktteilnehmer.
3. Ex-post-Abrechnung der Netzentgelte.
4. Berücksichtigung bei Anlagenbetreibern im Rahmen der regulären Einsatzplanung als (reduziertes) Kostenelement.

Im Grundsatz handelt es sich um eine Erweiterung bestehender Prognosesysteme sowie eine Zeitfenster-Definition und Ex-post-Abrechnung.

Bei einem komplementären marktbasierten Redispatch handelt es sich um einen komplexen Prozess. Voraussetzung dafür ist die erfolgreiche Umsetzung des Redispatch 2.0-Zielmodells. Aufseiten der neuen Anbieter bedarf es einer Steuerbarkeit und Abrechenbarkeit, sodass insbesondere zunächst professionelle Akteure Flexibilität freiwillig anbieten können.

Folgende Prozessschritte bedürfen einer genaueren Ausgestaltung:

1. Wöchentliche Redispatch-Bedarfsplanung mit Netzbetreiberkoordination.
2. Clearing Langfristpreise.
3. Marktbasierter Mechanismus für Austausch längerfristiger Leistungsangebote (Bestimmung kalkulatorischer Preise).
4. Marktbasierter Mechanismus für Austausch kurzfristiger Leistungsangebote (Routing).
5. Kombinierte MOL für EE und dezentrale Flexibilitäten.
6. Bilanzierungsprozess beim Netzbetreiber (Pooling, Baseline-Monitoring, ...).

7. Der Abruf benötigt eine Steuerungsmöglichkeit und Messung, also eine registrierende Leistungsmessung (RLM) und direkte Steuerungsmöglichkeit oder ein intelligentes Messsystem (iMSys).
8. Berücksichtigung der Vermarktungsoption „Redispatch“ bei Vermarktern benötigt Anpassungen im Vermarktungsprozess/-system:
 - Aufbau der langfristigen Komponenten (Redispatch-Bedarfsplanung und Clearing) bei ÜNB/VNB.
 - Aufbau bzw. Erweiterung einer Angebotsplattform.
 - Bilanzierung durch Pool-Bildung und Nutzung von Fahrplanwerten mit Aggregatoren ggf. einfacher im Vergleich zu Redispatch 2.0.

Grundsätzlich bestehen hohe Synergien mit Redispatch 2.0. Eine bedarfsgerechte Umsetzung erscheint für Netzbetreiber mit hoher Betroffenheit beim Redispatch und gutem Fortschritt bei der Umsetzung der Redispatch 2.0-Systemlandschaft sinnvoll.

6 Zusammenspiel mit Flexibilität in der Niederspannung

Fokus dieses Berichts ist die Nutzung von Flexibilität in der Mittel- und Hochspannung für insbesondere einspeisebedingte Engpässe im Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetz. Hier ist bereits heute eine hohe Kritikalität vorhanden und die beschriebenen Lösungsansätze können bedarfsgerecht eingesetzt werden.

In der Niederspannung ergibt sich insbesondere die Herausforderung, dass aktuell in der Mehrzahl der Niederspannungsnetze (NS-Netze) noch keine Engpässe erkennbar sind, wobei die Prognosen und Branchenerwartungen bereits mittelfristig einen hohen Handlungsbedarf erkennen lassen.

Der Großteil der NS-Netze ist aktuell weder beobachtbar noch steuerbar, der Rollout entsprechender Netzbetriebsmittel und Technologien startet aktuell erst. Die Steuerbarkeit von Verbrauchern ist nicht gegeben, da insbesondere der Smart Meter Rollout nicht in der Praxis angekommen ist. Die bereits heute komplexen Prozesse für die Niederspannung sind bei Netzbetreibern nicht auf eine zunehmend proaktive Steuerung, sondern eher ein reaktives Eingreifen ausgelegt. Die Anzahl der betroffenen Teilnehmer steigt in den niedrigen Spannungsebenen exponentiell an (dezentrales Massengeschäft). Zudem ist die Mehrzahl der Akteure nicht professionell, sodass hohe Transaktionskosten entstehen können.

Aus diesen Gründen begrenzt sich dieser Beitrag auf die Erschließung von Flexibilität in Hoch- und Mittelspannungsnetzen. Perspektivisch bieten die vorgeschlagenen Instrumente die Möglichkeit, auch um Flexibilität in der Niederspannungsebene erweitert werden zu können, wobei Aufwand und Nutzen gegeneinandergestellt werden müssen. Die Instrumente könnten dann auch zur Entlastung im Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetz genutzt werden.

Die vorgestellten Ansätze können jedoch nicht die aktuell diskutierte Ausgestaltung von § 14a ersetzen, welche den kurativen Eingriff des Netzbetreibers in der NS-Ebene ermöglicht.

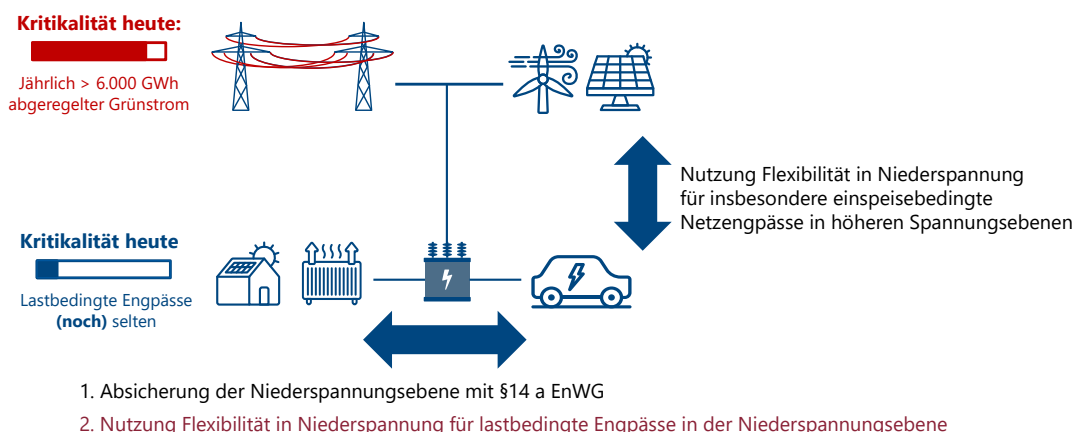


Abbildung 9: Zusammenspiel mit Flexibilität in der Niederspannung

Die Nutzung der Flexibilität in der Niederspannungsebene auf höheren Spannungsebenen ist vielmehr nur möglich, wenn eine Absicherung der Niederspannungsebene durch die Ausgestaltung von § 14a EnWG erfolgt ist.

7 Zusammenfassung und möglicher Einführungspfad

Die vorgeschlagenen Instrumente Standortanreize, engpassorientierte Netztarife und komplementärer marktbasierter Redispatch haben einen hohen Nutzen, ergänzen sich hervorragend und sind operativ mit entsprechendem Aufwand umsetzbar. Für den Einführungspfad werden folgende Eckpunkte empfohlen:

1. **Bedarfsorientierter Einsatz:** Nur dort, wo heute große Herausforderungen bestehen, ist eine freiwillige stufenweise Anwendung der Instrumente durch den Netzbetreiber sinnvoll.
2. **Einheitliche Prozesse:** Keine Bildung eines deutschlandweiten Flickenteppichs mit unterschiedlichen Lösungen, daher sind Standards für Prozesse und Schnittstellen notwendig.
3. **Pilotierung vom marktbasierten komplementären Redispatch,** um notwendige lastseitige Flexibilitätspotenziale im Süden Deutschlands im überregionalen Redispatch adressieren zu können.
4. **Anpassung von Netzentgelten zunächst für HS-/MS-Kunden,** insbesondere dort, wo die größte Wirksamkeit und heute sogar eine Pönalisierung dieser Kundengruppe im Fall einer flexiblen Netznutzung besteht.
5. **Umsetzung von dezidierten Standortanreizen** für die bevorzugte Ansiedlung insbesondere von Speichern und Elektrolyseuren.

Anhang

Ausgestaltungsvorschläge für operative Umsetzung

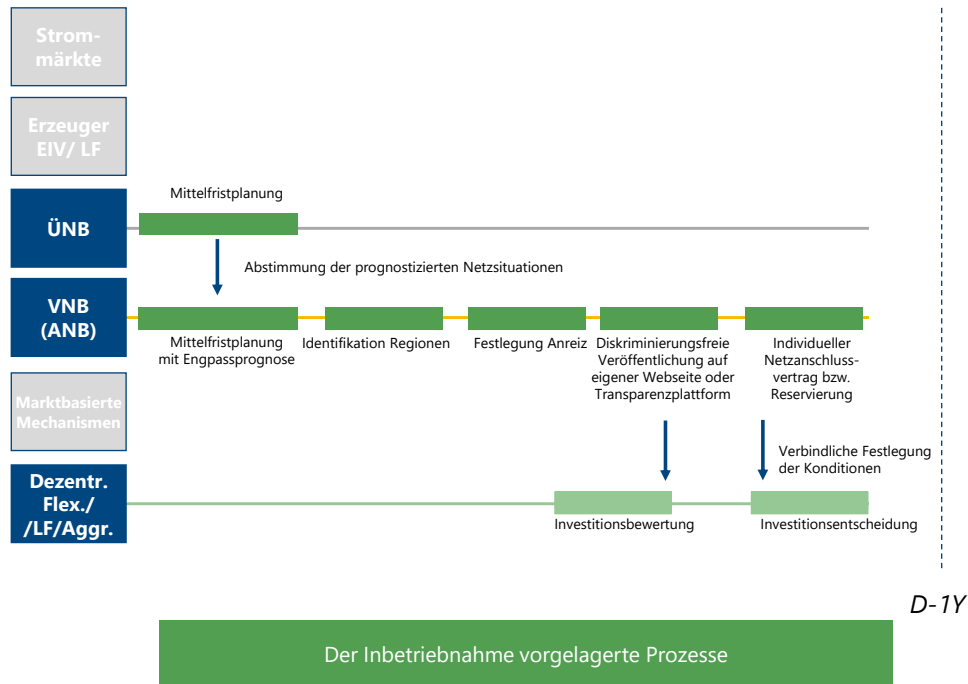


Abbildung 10: Ausgestaltungsvorschlag für Prozessbild Standortanreize

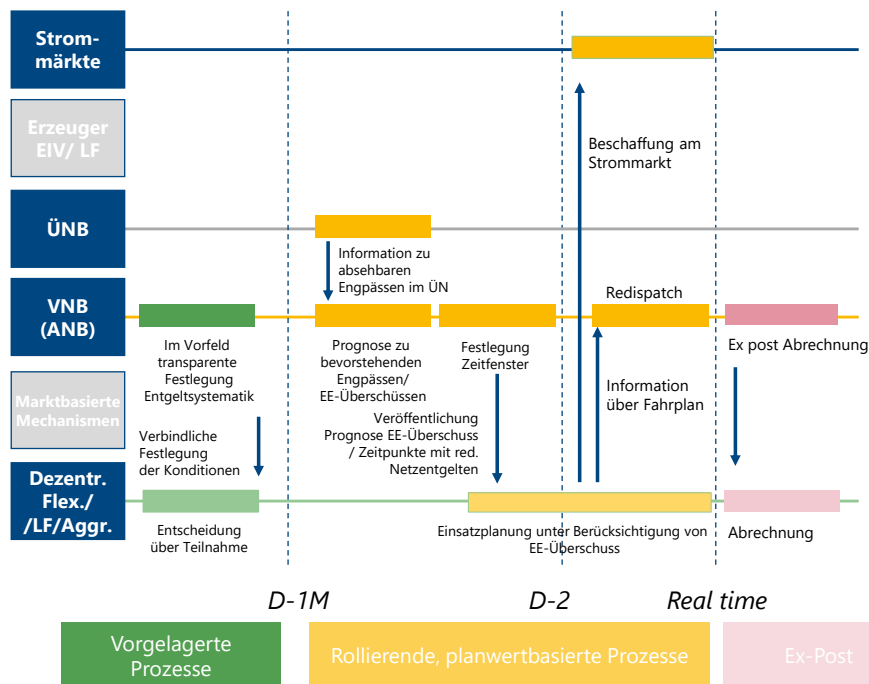


Abbildung 11: Ausgestaltungsvorschlag für Prozessbild engpassorientierte Netztarife

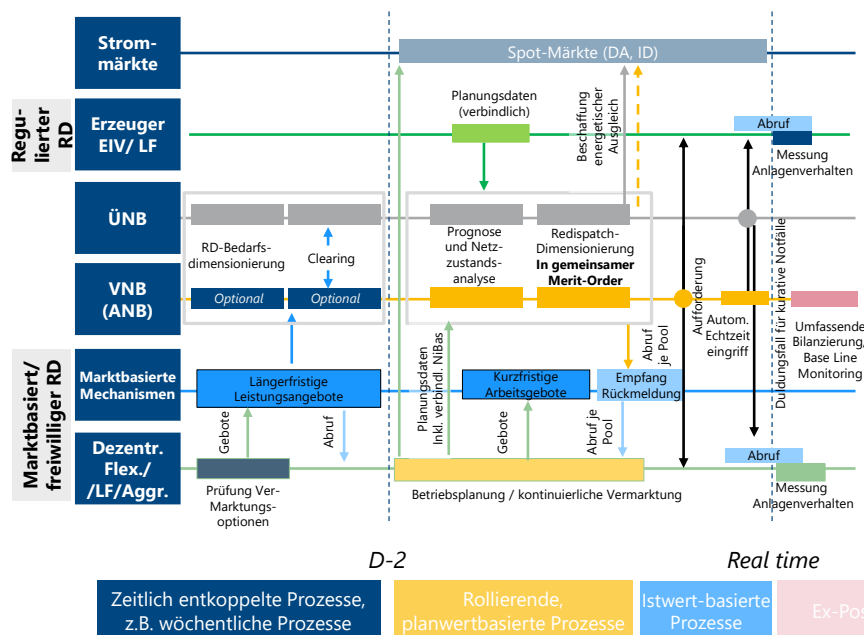


Abbildung 12: Ausgestaltungsvorschlag für Prozessbild komplementärer marktbasierter Redispatch

Herausgeber

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

T +49 30 300199-0

F +49 30 300199-3900

info@bdew.de

www.bdew.de

Ansprechpartner E-Bridge

Dr. Christian Kraemer

Telefonnummer: +49 228 909065-29

ckraemer@e-bridge.com

Dr.-Ing. Henning Schuster

Telefonnummer: +49 228 909065-16

hschuster@e-bridge.com

Ansprechpartner BDEW

Dr. Stephan Krieger

Strategie und Politik

Telefonnummer: +49 30 300199-1060

stephan.krieger@bdew.de

Dr. Sandra Maeding

Energienetze, Regulierung und Mobilität

Telefonnummer: +49 30 300199-1110

sandra.maeding@bdew.de

Stand: 07/2023

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38