

Bezeichnung	Beschreibung	Bewertung hinsichtlich EPM Herausforderungen	Kategorie/Filter	Kommentar
Abschaffung / Weiterentwicklung §19 (2) StromNEV	§19(2): 7000h-Regel - Netzentgeltreduktion bei mindestens 7000 Vollaststunden als Hemmnis für Lastflexibilität	Kein positiver Einfluss auf steigende RD Bedarfe oder kurzfristige Befunde zu erwarten. Ggf. könnte sogar ein negativer Effekt für das EPM daraus resultieren, dass Elastizität der Nachfrage hinter einem Engpass zunehmen könnte (Bsp Situation: zusätzliche süddeutsche Industrienachfrage bei niedrigem Börsenstrompreis, der v.a. durch Windenergie getrieben ist)	Keine Wirkung auf steigende RD Bedarfe und kurzfristige Befunde	Unabhängig von EPM-Herausforderung ist 19(2) ein wesentliches Flexibilitätshemmnis. Eine Abschaffung / Reform kann helfen, Flexibilitäten zu heben und Herausforderungen in Bezug auf die Systembilanz (Lastunterdeckung/Erzeugungsüberschuss) zu adressieren und Strompreise für alle zu glätten. Diskussion findet nun bei der BnetzA im Rahmen des AgNes Prozess statt
Anpassung der PQ-Bedingungen	Weiterentwicklung von PQ-Bedingungen, um Präqualifikation neuer Assettypen attraktiver zu machen (z. B. Typenpräqualifikation statt PQ jeder einzelnen Anlage)	Allein keine Auswirkungen auf das Engpassmanagement. In Kombination mit einem gemeinsamen RD-RL Produkt, könnte das Potential hierfür gesteigert werden	Keine Wirkung auf steigende RD Bedarfe und kurzfristige Befunde	Unabhängig von EPM-Herausforderung ist das Instrument für RL-Bedarfe relevant.
Anschlussbedingungen über Network Codes	Vorweis adäquater Steuertechnik, Kurzschlussstrom, Blindleistungsbereitstellung	Keine positiven Wirkungen auf RD-Bedarf oder kurzfristige Befunde erkennbar.	Keine Wirkung auf steigende RD Bedarfe und kurzfristige Befunde	Unabhängig von EPM-Herausforderungen können sich positive Wirkung auf bspw. Steigende Dynamik, Gradienten und transiente Stabilität ergeben. Adäquate Steuerungstechnik für viele Herausforderungen des Systembetriebs unerlässlich
Bonuszahlung, wenn keine Rückspeisung in Zeiten negativer Preise erfolgt	Wenn an einem Netzanschluss mit PV keine Rückspeisung in Zeiten negativer DA-Preise	Keine unmittelbaren Auswirkungen auf RD-Bedarf erkennbar.	Keine Wirkung auf steigende RD	Instrument durch das Solarspitzengesetz schon etwas überholt

	<p>gab, wird ein pauschaler Bonus ausgezahlt.</p>	<p>Könnte bei EPM-Befunden auf Verteilnetzebene helfen, wenn Trafos überlastet sind. Ganz theoretisch sogar negative Auswirkung auf ÜNB Ebene denkbar, wenn bei windgetriebenen Negativpreisen die PV im Süden abregelt</p>	<p>Bedarfe und kurzfristige Befunde</p>	
Dynamische Einspeisevergütung für Kleinstanlagen (PV)	<p>Einspeisevergütung wird bei Preisen ab -x EUR/MWh ausgesetzt bzw. es gibt eine Pönale in Höhe des negativen Preises. Voraussetzung der Wirksamkeit: Preissignal wird von jemandem gesehen und Anlage entsprechend gesteuert (für Anlagen außerhalb der DV)</p>	<p>Kein Einfluss auf EPM Herausforderungen wenn dynamische Einspeisevergütung auf Börsenstrompreis erfolgt. Bei Ausgestaltung, dass bei negativen Börsenstrompreis lediglich Anlagen vor Engpass keine Vergütung erhalten, hat dies einen positiven Einfluss auf RD Befunde, aber sehr kompliziert und mögliche Zielkonflikte mit Verteilnetzebene</p>	<p>Keine Wirkung auf steigende RD Bedarfe und kurzfristige Befunde</p>	<p>Instrument bei Solarspitzengesetz diskutiert. Als sinnvolle Ergänzung zur DV möglich</p>
Kapazitätsmarkt (zentral + lokale Komponente)	<p>Markt zur Vergütung der Bereitstellung gesicherter Leistung in Knapphheitssituationen. Festlegung des Bedarfs und Koordinierung findet durch zentrale Instanz statt. Lokale Komponente (Kernanteil oder Bonus/Malus) um systemdienlichen Standort anzureizen/festzulegen.</p>	<p>Bei Ausgestaltung mit lokaler Komponente würde sich vor allem das Hochfahrtspotential für RD verbessern, die Bedarfe werden jedoch nicht/kaum adressiert.</p> <p>Bei Ausgestaltung mit lokaler Komponente könnte sich zwar bei marktgetriebenen Einsatz der Gaskraftwerke eine engpassfreieres Netz ergeben als wenn die Gaskraftwerke an den schlechten Orten stehen, jedoch sind die Situationen, in denen die Gaskraftwerke in der Merit Order</p>	<p>Keine Wirkung auf steigende RD Bedarfe und kurzfristige Befunde</p>	<p>Sehr wichtiges Instrument, vor allem für Lastunterdeckung und Entgegenwirken der sinkenden Hochfahrtspotentiale für RD.</p>

		gezogen werden, nicht die aus EPM Sicht kritischen Situationen.		
Kapazitätsmarkt (zentral)	Markt zur Vergütung der Bereitstellung gesicherter Leistung in Knapheitssituationen. Festlegung des Bedarfs und Koordinierung findet durch zentrale Instanz statt.	Bei Ausgestaltung ohne lokale Komponente kann sich eine aus RD-Sicht schlechtere regionale Verteilung neuer Kapazitäten ergeben	Keine Wirkung auf steigende RD Bedarfe und kurzfristige Befunde	Besser ist ein zentraler Kapazitätsmarkt mit lokaler Komponente
Kapazitätsmarkt (dezentral)	Markt zur Vergütung der Bereitstellung gesicherter Leistung in Knapheitssituationen. Festlegung des Bedarfs und Koordinierung findet dezentral durch BKV statt	Bei Ausgestaltung eines dezentralen Kapazitätsmarkts ergibt sich höhere Unsicherheit hinsichtlich der Hebbarekeit von zusätzlichen (Hochfahr-)potentialen für das Engpassmanagement.	Keine Wirkung auf steigende RD Bedarfe und kurzfristige Befunde	Besser ist ein zentraler Kapazitätsmarkt mit lokaler Komponente
Kapazitätsreserve (außerhalb des Marktes)	Reserve, die bei Knapheitssituationen am Strommarkt eingesetzt werden kann	Keine Auswirkung auf RD-Bedarfe / kurzfristige Befunde. Erhöht jedoch RD-Potential	Keine Wirkung auf steigende RD Bedarfe und kurzfristige Befunde	Aktuelles Instrument vor allem für Lastunterdeckung / wenn Markt nicht clearnt, ggf. bei Einführung Kapazitätsmarkt redundant. Auch heute nur begrenzter Beitrag für kurzfristiges RD-Potential möglich, da KapRes-Verordnung festlegt, dass die bezuschlagten Anlagen innerhalb von 12 Stunden anfahren müssen
Regionalisierung in der KWS (Neubauvorschuss o. Bonus-Malus)	Auszahlung eines Bonus/Malus bei Kapazitätszahlungen abhängig vom Anlagenstandort und dem Nutzen für Systemdienstleistungen (insbes. Redispatch, aber auch weitere)	Positive Wirkung auf sinkende RD-Potenziale, aber nicht auf Bedarf	Keine Wirkung auf steigende RD Bedarfe und kurzfristige Befunde	In aktueller KWSG-Debatte

Marktbasierte Tarife für Haushaltskunden	Tarife, die einen Einsatz der dezentralen Flexibilitäten anhand der Marktpreise beanreizen (dynamische Tarife oder Tarife mit reduziertem Festpreis, wenn Versorger flexible Assets in gegebenem Rahmen steuern dürfen)	Kein positiver Einfluss auf steigende RD Bedarfe oder kurzfristige Befunde zu erwarten. Ein negativer Effekt kann daraus entstehen, dass Elastizität der Nachfrage zunimmt. Dies kann insbesondere bei Verbrauchern hinter einem Engpass in Niedrigpreisphasen zusätzliche RD-Bedarfe hervorrufen	Keine Wirkung auf steigende RD Bedarfe und kurzfristige Befunde	Thema, das auf jeden Fall kommen wird mit steigendem smart meter rollout und kann auch wichtigen Beitrag für Systembilanz und Glättung von Strompreisen leisten. Die vermutlich negativen Auswirkungen auf das EPM setzen das System jedoch zusätzlich unter Druck
Marktliche Steuerung von EEG-Anlagen durch ÜNB	Abschaltung von EEG-Anlagen bei negativen Preisen durch ÜNB. Gebote würden bereits entsprechend angepasst werden.	Dieses Instrument bezieht sich auf die marktliche Steuerung von EEG-Anlagen durch ÜNB (z.B. zu welchen Preisen vermarktet wird). Kein Bezug zu EPM-Maßnahmen. Konzeptionelle Weiterentwicklung: EE central dispatch	Keine Wirkung auf steigende RD Bedarfe und kurzfristige Befunde	Instrument für Erzeugungsüberschuss gedacht. Preisgrenze wurde mittlerweile gesetzt
Mehr PV in die Direktvermarktung (DV-Schwellen senken)	Anreize/Verpflichtungen schaffen, sodass auch kleinere PV-Anlagen (<100 kW) in die Direktvermarktung gehen	Kein Einfluss auf das Engpassmanagement	Keine Wirkung auf steigende RD Bedarfe und kurzfristige Befunde	Instrument für Erzeugungsüberschuss. Im Rahmen des Energiewendemonitorings von der Bundesregierung aufgenommen
Merchant Lines	Netzausbau marktlich geregelt: Möglichkeit privater Investoren (grenzüberschreitende) Verbindungsleitungen zu errichten	Mehr Übertragungskapazität hilft, unabhängig davon, wer sie baut. Bottleneck ist die Lieferkette, insofern fraglich, ob Merchant Lines zusätzlichen Netzausbau beschleunigen würden	Keine Wirkung auf steigende RD Bedarfe und kurzfristige Befunde	
Statische Netzentgelte auf Erzeugerseite	Erhebung von Netzentgelten auch bei Erzeugern, um die	Statische Erzeuger NNE haben keinen Einfluss auf Dispatchentscheidungen innerhalb der Gebotszone und damit	Keine Wirkung auf steigende RD	Für weitere Informationen, siehe auch TenneT Studie

	netzdienliche Verortung bzw. Fahrweise anzuregen	auch nicht auf die Engpassbefunde. Dynamische NNE werden separat betrachtet	Bedarfe und kurzfristige Befunde	
Netzentgeltbefreiung für Heimspeicher im Winter	Netzentgeltbefreiung (+ggf. weitere Stromnebenkosten), damit Heimspeicher im Winter für Stromhandel genutzt werden können	Kein Einfluss auf das Engpassmanagement	Keine Wirkung auf steigende RD Bedarfe und kurzfristige Befunde	Zielt auf Lastunterdeckung ab
Netzreserve ausbauen	Ausbau der Reservevorhaltung durch Kraftwerke, die zur Stilllegung angemeldet sind, um positive Redispatchpotenziale zu erhalten	Erhöht RD-Potential, verringert aber nicht die Befunde.	Keine Wirkung auf steigende RD Bedarfe und kurzfristige Befunde	U.U. können Netzreservekraftwerke Standorte für neue KWSG-Kraftwerke blockieren
nfSDL-Märkte	Märkte zur Beschaffung nicht frequenzgebundener Systemdienstleistungen (Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Momentanreserve)	Keine Auswirkungen auf EPM-Herausforderungen	Keine Wirkung auf steigende RD Bedarfe und kurzfristige Befunde	Sehr wichtiges Instrument für die Herausforderungen "Steigende Dynamik" und "Neue Gegebenheiten für die Systemstabilität"
Produktionsunabhängige CfDs, idealerweise mit regionaler Komponente	Auktion um eine fixe monatliche Zahlung vom Staat. Monatliche Rückzahlung an Staat basierend auf den Spot-Erlösen einer Referenzanlage. Reale Spot-Erlöse bleiben beim Anlagenbetreiber.	Regionale Komponente ist auf Erlössicherheit von Anlagenbetreibern bezogen, nicht zur Standortsteuerung von Neuinvestitionen. Sofern es eine Abwandlung gäbe, die das Ziel einer Standortsteuerung von Neuinvestitionen verfolgt, wäre dies nur ein sehr langfristig wirksames Instrument	Keine Wirkung auf steigende RD Bedarfe und kurzfristige Befunde	Grds. sinnvolle Ausgestaltung um systemdienliche Fahrweise und Anlagenauslegung zu beanreizen. Entkopplung von Produktion und Vergütung kann z. B. positive Effekte auf Systembilanz bzw. Anreize zur Bereitstellung von Regelleistung haben

Rampenvorgaben	Vorgabe von Rampen für Anlagen / Portfolien	Keine Auswirkungen auf EPM-Herausforderungen	Keine Wirkung auf steigende RD Bedarfe und kurzfristige Befunde	Auswirkungen auf Systembilanz und RL-Bedarf durch Vermeidung systematischer RL-Abrufe aufgrund unterschiedlich schneller Rampen einzelner Assets (Batterie vs. PV)
Stärkung PPA (crossborder)	Direktlieferverträge von Grünstrom an Verbraucher	Kann potentiell negative Auswirkungen für das EPM haben, wenn Vergütung an physikalischer Lieferung hängt (z.B. Industrie PPA mit Offshore Windpark). Cross Border Ausgestaltung würde Reservierung von grenzüberschreitender Kapazität verlangen und erhöht Komplexität	Keine Wirkung auf steigende RD Bedarfe und kurzfristige Befunde	Hilft Refinanzierung von EE-Projekten
Systemstützende Bilanzkreisbewirtschaftung	Erlaubnis an BKV auch systemstützende Bilanzkreisabweichungen einzugehen (Abweichungen entgegengesetzt zum NRV-Saldo)	Potentiell negative Auswirkungen auf kurzfristige Befunde, da Unsicherheit hinsichtlich des finalen Dispatches erhöht wird. Es müsste wie bei RL-Einsatz Lösungen geben, wie die regionale Unsicherheit adressiert werden kann	Keine Wirkung auf steigende RD Bedarfe und kurzfristige Befunde	Positive Effekte auf Systembilanz und RL-Bedarf
Weiterentwicklung der RL-Produkte	Produktdefinitionen (kürzere Reaktionszeiten) oder Abrufkonzepte (z. B. vorausschauende Aktivierung von aFRR zum Ausgleich systematische Rampen)	Keine Auswirkungen auf EPM-Herausforderungen	Keine Wirkung auf steigende RD Bedarfe und kurzfristige Befunde	
Wiedereinführung (+Verschärfung) 70%-Regel für Aufdach-PV	x% der installierten Leistung von Kleinst-PV wird abgeregelt. Anreize für entsprechenden Speichereinsatz und Anlagenausrichtung. Höhe der Wirkung abhängig von x	Hilft gegen Peaks, aber keinen Einfluss auf EPM-Herausforderungen	Keine Wirkung auf steigende RD Bedarfe und kurzfristige Befunde	Durch das Solarspitzengesetz auch überholt: Anlagen, die keinen Smart Meter und keine Steuerbox besitzen, dürfen vorübergehend nur maximal 60 % ihrer Nennleistung ins Netz einspeisen

XB IDGCT 30 Minuten	Aktuell kann Intraday-Handel über Gebotszonengrenzen hinweg bis 60 min vor Lieferung gehandelt werden. Laut EU-Strommarktreform wird diese Frist auf 30 min vor Lieferung gekürzt werden	Unklar, ob sich ggf. negative Implikationen aus 30 min GCT ergeben für kurzfristige Befunde. Mögliche Unsicherheiten in der Kapazitätsberechnung haben über die kürzere GCT einen deutlich größeren Effekt auf kurzfristige Änderungen der Handelsflüsse. Es werden keine zusätzlichen Kapazitäten im ID bereitgestellt, sondern nur Left overs können gehandelt werden. Andernfalls stünden Kapazitäten von über Regellenergiekooperationsplattformen zur Verfügung. Allerdings auch kein positiver Beitrag	Keine Wirkung auf steigende RD Bedarfe und kurzfristige Befunde	Kann positiven Einfluss auf Systembilanz haben
5 Minuten ISP (Imbalance Settlement Period)	Reduzierung des Abrechnungsintervall von 15 min auf 5 min	Keine Auswirkungen auf EPM-Herausforderungen	Keine Wirkung auf steigende RD Bedarfe und kurzfristige Befunde	Kann für Systembilanz helfen, da systematische Regelleistungsbedarfe durch ungleiche Rampen reduziert werden
Anwendung §13k Nutzen statt Abregeln	Nutzen statt Abregeln soll in sogenannten Entlastungsregionen einen Anreiz zur Aktivierung zusätzlichen Stromverbrauchs schaffen	Wirkung auf steigende RD-Bedarfe insofern, als dass in Überschussregionen („vor dem Engpass“) zusätzliche Last angereizt wird. Potenzial allerdings begrenzt. Es muss sichergestellt werden, dass dies wirklich zusätzliche Last ist und nicht Last aus den regulären Strommärkten verschoben wird. Zusätzliche Herausforderung, dass Vorgaben vor DA gemacht werden	Keine ausreichende Wirksamkeit	In Anwendung / Pilotprojekten

		<p>mit entsprechender Unsicherheit bezüglich Treffsicherheit</p> <p>Keine Wirkung auf kurzfristige Befunde</p>		
Anwendung §14a EnWG (Einschränkung durch ANB)	Netzorientierte Steuerung von Anlagen in Verteilnetzen. Steuerbarkeit für VNB bedeutet auch Potential für ÜNB.	<p>Überwiegend Instrument für VNBs, kaum direkter Einfluss auf ÜNB-Ebene.</p>	Keine ausreichende Wirksamkeit	In Anwendung auf VNB-Ebene
Beanreizung von Prozesskonformität (z.B. Pönalisierung schlechter KWEPE Daten)	Finanzielle Pönen, wenn Anlagenbetreiber/Vermarkter ihren Datenverpflichtungen nicht in entsprechender Qualität nachkommen (z. B. KWEPE-Daten)	<p>Sinnvoll, um eine bessere Sicht auf den finalen Dispatch zu bekommen und damit Unsicherheiten zu verringern. Trotzdem können Fahrpläne noch kurzfristig angepasst werden → keine ausreichende Auswirkung auf kurzfristige Befunde</p> <p>Keine Wirkung auf steigende RD-Bedarfe</p>	Keine ausreichende Wirksamkeit	No regret
Dynamische Netzentgelte	Zeitliche/räumliche Variierung der Arbeitsnetzentgelte anhand der tatsächlichen/prognostizierten Netzbelastung zu einem bestimmten Zeitpunkt	<p>Um Wirkung auf steigende RD-Bedarfe zu entfalten, müssten ÜNB-Netzentgelte täglich vor DA Clearing veröffentlicht werden und über VNB weitergegeben werden, damit Marktparteien entsprechend reagieren können. ÜNB müssten im Vorfeld Clearing und Dispatch bei jeweils unterschiedlichen NNE vorhersagen → aktuell Unsicherheit bezüglich Treffsicherheit</p> <p>Keine Wirkung auf kurzfristige Befunde</p>	Keine ausreichende Wirksamkeit	

		<p>Keine Garantie ggü. Netzüberlastungen → benötigt in jedem Fall zusätzlich andere Instrumente</p> <p>Mögliche Verteilungswirkung bei Ausrichtung entlang kritischster Engpässe jedoch ohne Außenhandelswirkung</p>		
Einführung eines Redispatch Marktes	Marktbasierter Ansatz bei der Vergütung von Redispatch	<p>Vollständig marktlicher Redispatch ist aufgrund von für Marktteilnehmer vorhersehbaren Engpässen mit Gaming Potential und potentieller Marktmacht verbunden, sodass dieser mit hohen Kosten und Ineffizienzen einhergehen würde. Kostenbasierter Redispatch bleibt essentiell für die Systemsicherheit.</p>	Keine ausreichende Wirksamkeit	
Komplementärer marktbasierter Redispatch (RD 3.0)	Einbindung dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten mit weniger als 100 kW Nennleistung in Redispatchprozesse	<p>Kann helfen zusätzliche Potentiale für den Redispatch zu heben, die über den kostenbasierten Ansatz nicht erreichbar sind, insb. im Bezug auf Kleininstflexibilitäten und Lasten.</p> <p>Reduziert die Redispatchbedarfe an sich allerdings nicht. Durch mögliche INC-DEC Fragestellungen können sich auch negative Auswirkungen auf Bedarfe ergeben</p>	Keine ausreichende Wirksamkeit	No regret / in Pilotprojekten
Regional differenzierte Baukostenzuschüsse	Erhebung von einmaligen Zahlungen beim Anschluss neuer Anlagen, die abhängig von der jeweiligen Netzsituation sind	<p>Kann regionale Investitionsentscheidung beeinflussen (aber nur für Neuanlagen). Instrument kann somit nur langfristig positive Wirkung entfalten.</p>		Für eine regional sinnvolle Systemplanung und nach dem Kostendeckung nach Verursacherprinzip kann dies trotzdem ein sinnvolles Instrument sein

		Kein Einfluss auf Dispatchverhalten und damit insbesondere kaum Wirkung für kurzfristige Engpassbefunde		
Mehrere Gebotszonen	Einführung von mehreren Gebotszonen in Deutschland	<p>Gebotszonen adressieren strukturelle Engpässe durch Internalisierung dieser Engpässe im Rahmen der Kapazitätsberechnung in den Markt. Dadurch sinkt der RD-Bedarf</p> <p>Kurzfristige Befunde: Je mehr Gebotszonen vorhanden sind, desto wirksamer werden kurzfristige Befunde adressiert, da kurzfristiger Bilanzkreisausgleich – z.B. aufgrund von EE-Prognoseengenauigkeiten – im Falle von Netzengpässen nur noch in eigener Gebotszone gedeckt werden kann (oder aus umliegenden Gebotszonen sofern Leftover Kapazitäten zur Verfügung stehen und man sich noch vor CZ GCT befindet)</p>	Aufnahme in Bewertungsmatrix	Nicht im politischen Lösungsraum
Partieller Central Dispatch für EE	Bei marktlicher Abregelung entscheidet nicht der Direktvermarkter über die Assets, sondern der ÜNB.	<p>Adressierung von regionaler Unsicherheit aus marktlicher EE Abregelung.</p> <p>RD-Bedarf: Die marktlich abzuregelnden Mengen werden engpassoptimal verteilt, wodurch Gegenmaßnahmen reduziert werden. Andererseits wird die Koordinierungsaufgabe für die ÜNB komplexer, da die marktbedingt</p>	Aufnahme in Bewertungsmatrix	

		<p>abzuregelnden Mengen gesamthaft durch den ÜNB verwaltet werden müssen</p> <p>Kurzfristige Befunde: Reduzierte Unsicherheit hinsichtlich des finalen Dispatches</p>		
Regionale Gebiete für kurzfristigen Stromhandel	Einschränkung des kontinuierlichen ID-Handels auf kleinere Gebiete als die heutigen Regelzonen.	<p>Keine Wirkung auf steigende RD-Bedarfe</p> <p>Wirkung auf kurzfristige Befunde äquivalent zur Gebotszonenteilung erhofft. Potentielle INC DEC Problematik, wenn sich Marktgebiete über verschiedene Marktzeiträume verändern</p>	Aufnahme in Bewertungsmatrix	
Redispatch-Regelleistungsprodukt (Co Optimierung)	<p>Neue Produkte, die Redispatch und Regelleistung kombinieren um in erster Linie kurzfristige Befunde mit entsprechend schnellen Assets beheben zu können</p> <p>Co-Optimierung: Definierung von "Control Areas" (kleiner als jetzige Regelzonen), in denen die Bedarfe zur Adressierung von kurzfristigem RD und RL in Abhängigkeit von regionalen Prognoseunsicherheiten beschafft werden</p>	<p>Kurzfristige Befunde: Potentialsicherung um auf kurzfristige Befunde mit schnell verfügbaren Anlagen reagieren zu können</p> <p>Keine Auswirkungen auf steigende RD-Bedarfe</p>	Aufnahme in Bewertungsmatrix	Für co-optimierung: Europarechtlich schwierig, weil man nichts kleineres als control area haben darf
Dispatch Hubs	Informationen zu CNECs, RD-Potenzial, Kosten, Ort etc. als Nebenbedingungen in die	Wirkung auf steigende RD-Bedarfe durch Internalisierung von	Aufnahme in Bewertungsmatrix	Abschaffung/Neuinterpretation der 70% Regel erforderlich

	<p>Marktkopplung integrieren. In anderen Worten: Redispatch wird dadurch in den Markt integriert.</p> <p>Sie erlauben es, bestimmte Kraftwerke oder flexible Verbraucher gezielt in Regionen zu bündeln, wo Netzengpässe auftreten könnten. Diese Hubs können dann lokal und marktbasiert entscheiden, wie Strom produziert oder verbraucht wird, um das Netz zu entlasten.</p>	<p>Netzrestriktionen in Flow Based-Domain.</p> <p>Keine Wirkung auf kurzfristige Befunde innerhalb einer Gebotszone</p>		
Feasibility Ranges	<p>Ex-ante Einschränkung von Handlungsmöglichkeiten der Marktakteure</p> <p>Netzgruppenscharf oder Anlagenscharf</p> <p>Auch anwendbar, wenn die Anlage noch kein Systemsicherheitsrisiko bewirkt.</p>	<p>Starke Wirkung auf kurzfristige Befunde und – je nach Ausgestaltung – auch auf steigende RD Bedarfe</p>	<p>Aufnahme in Bewertungsmatrix</p>	
Flexible Kapazitäts-beschränkung in Anschlussvereinbarungen	<p>Gesetzlicher Rahmen zu flexiblen Netzanschlüssen ist durch Art. 6 Directive (EU) 2024/1711 (Link) sowie nationale Umsetzung in §17(2b) EnWG (Link) gegeben:</p> <p>(2b) Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen</p>	<p>Ähnliche starke Wirkweise wie bei Feasibility Ranges, jedoch im aktuellen Rechtsrahmen begrenztes Spektrum an erreichbaren Akteuren, da freiwillige Nutzung und nur für Neuanalgen</p>	<p>Aufnahme in Bewertungsmatrix</p>	

	<p>können Anschlussnehmern den Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung anbieten. Eine flexible Netzanschlussvereinbarung nach Satz 1 gibt dem Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen das Recht, vom Anschlussnehmer eine statische oder dynamische Begrenzung der maximalen Entnahme- oder Einspeiseleistung zu verlangen.</p>		
--	--	--	--