

LeistungspreisPlus-Modell Marktdesign im Zielkonzept des komplementären marktbasierten Redispatch (Redispatch 3.0)

Klempp, Nikolai; Denner, Jasmin; Brenneke, Melina, Nolting, Lars Dr.; Ried, Sabrina Dr.; Werner, Johannes

EXECUTIVE SUMMARY

Das LeistungspreisPlus- (LP+) Modell ist ein marktbasiertes Konzept zur Einbindung lastseitiger Kleinstflexibilitäten in der Niederspannung im Rahmen von Redispatch 3.0. Ziel ist es, zusätzliche Flexibilitätspotenziale für das Netzengpassmanagement zu erschließen, Redispatch-Kosten zu senken und die Netzsicherheit zu erhöhen. Das Modell ergänzt den bestehenden regulatorisch verpflichtenden kostenbasierten Redispatch 2.0 um einen freiwilligen marktlichen Ansatz und richtet sich insbesondere an Kleinstflexibilitäten wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Heimspeicher oder gewerbliche Lasten.

Kernelement des Modells ist die Bündelung vieler einzelner Kleinstflexibilitäten durch Aggregatoren zu netztechnisch wirksamen Flexibilitätspools. Diese Pools werden dem Netzbetreiber innerhalb definierter Marktgebiete angeboten und können bei Bedarf zur Entlastung von Netzengpässen aktiviert werden.

Die Vermarktung erfolgt über Leistungspreisgebote. Zur Kontrahierung bieten Aggregatoren ihre Flexibilität mehrere Tage im Voraus für einen zeitlich nachgelagerten, mehrtägigen Verfügbarkeitszeitraum an. Neben einem Leistungspreisgebot werden die installierte Leistung des Pools sowie ein typisches Verfügbarkeitsprofil übermittelt. Auf Basis des erwarteten Redispatch-Bedarfs, der netztechnischen Wirksamkeit und eines Kostenvergleichs mit bestehenden Redispatch-Optionen entscheidet der Netzbetreiber über die Bezuschlagung der Angebote. Bezuschlagte Gebote werden anhand des vom Aggregator gebotenen Leistungspreises unabhängig von einer späteren Abrufentscheidung vergütet.

Nach der Kontrahierung nehmen bezuschlagte Pools verpflichtend am Redispatch-Prozess mit rollierenden Plandatenmeldungen teil. Hierfür melden die Aggregatoren rollierend verbindliche Fahrpläne und verfügbare Redispatch-Potenziale. Im Falle eines erwarteten Netzengpasses, werden geeignete Redispatch-Maßnahmen über eine gemeinsame Merit Order aus marktbasierten und kostenbasierten Optionen ausgewählt. Wird ein bezuschlagter Pool aktiviert, passt der Aggregator seinen Fahrplan entsprechend an und setzt die angeforderte Leistungsänderung um. Die aktivierte Energiemenge wird bilanziell dem Redispatch-Bilanzkreis des zuständigen Über-

tragungsnetzbetreibers zugeordnet, während die Organisation möglicher Vor- oder Nachholeffekte innerhalb des Pools beim Aggregator verbleibt. Für die zuvor getätigte Beschaffung von Energie wird der Aggregator anhand eines regulierten Arbeitspreises entschädigt.

Ein zentrales Designmerkmal des LP+ Modells ist die klare Trennung zwischen Kontrahierung und Aktivierung. Die Beschaffung der Flexibilität erfolgt bereits mehrere Tage vor dem Verfügbarkeitszeitraum, während die Entscheidung über einen tatsächlichen Abruf erst deutlich später auf Basis des konkreten Redispatch-Bedarfs getroffen wird. Dadurch wird verhindert, dass Marktteilnehmer ihre Gebote gezielt auf einzelne vorhersehbare Engpass- oder Preissituationen ausrichten. Dies schränkt die Gefahr missbräuchlichen strategischen Verhaltens erheblich ein.

Auch das Vergütungssystem ist auf die Vermeidung von Marktverzerrungen ausgelegt. Der wirtschaftliche Anreiz zur Teilnahme entsteht ausschließlich über den Leistungspreis für die Bereitstellung von Flexibilität. Im Abruffall erhält der Aggregator zwar eine regulierte Kompensation auf Basis des Intraday-Preisindex ID1, dies kompensiert jedoch lediglich die zuvor getätigte Energiemengenbeschaffung. Ein frei wählbarer Arbeitspreis ist nicht vorgesehen. Dadurch werden Arbitragemöglichkeiten zwischen Redispatch 3.0 und den organisierten Strommärkten weitgehend ausgeschlossen und somit klassisches Inc-Dec-Gaming effektiv verhindert.

Das LP+ Modell verbindet damit die Vorteile marktwirtschaftlicher Flexibilitätsbeschaffung mit den Anforderungen eines sicheren Netzbetriebs. Durch die Integration dezentraler Kleinstflexibilitäten können zusätzliche Redispatch-Potenziale erschlossen werden, ohne die Funktionsweise bestehender Strommärkte wesentlich zu beeinträchtigen. Gleichzeitig schafft das Modell robuste Anreizstrukturen, die unerwünschtes strategisches Verhalten begrenzen und eine planbare Bereitstellung von Flexibilität für das Engpassmanagement ermöglichen.

Die konkrete Ausgestaltung einzelner Parameter (etwa Prozesszeitpunkte, Verfügbarkeitszeiträume oder Monitoringanforderungen) wird auf Basis von praktischen Erfahrungen weiterentwickelt. Dazu wurde im Rahmen des Forschungs- und Pilotprojekts „DataFlex“ eine großskalige Pilotierung in den Regelzonen von TransnetBW und TenneT gestartet. Die so gewonnenen Erfahrungen sowie der Dialog mit relevanten Stakeholdern werden anschließend genutzt, um das Marktdesign weiter zu verbessern und offene Zielkonflikte in der Ausgestaltung zu adressieren.

Inhalt

1.	HINTERGRUND ZUM REDISPATCH 3.0	4
2.	EINORDNUNG LP+ MODELL IM REDISPATCH 3.0.....	5
2.1.	Einordnung und Abgrenzung	5
2.2.	Prämissen.....	6
3.	GESAMTKONZEPT DES LP+ MODELLS	8
4.	GEBOTSPHASE	9
4.1.	Der Prozess Gebotsphase im Detail.....	9
4.2.	Zielkonflikte bei der Ausgestaltung des Marktdesigns.....	13
5.	PLANDATEN- UND AKTIVIERUNGSPROZESS.....	15
5.1.	Der Plandaten- und Aktivierungsprozess im Detail.....	15
5.1.1.	Rollierende Plandatenmeldung.....	15
5.1.2.	Aktivierungsprozess bei Redispatch-Bedarf	16
5.1.3.	Re-Optimierung des Pool-Fahrplans durch Aggregator	16
5.2.	Zielkonflikte bei der Ausgestaltung des Marktdesigns.....	17
6.	VEREINFACHUNGEN IN DER PILOTIERUNG	19
7.	AUSBLICK	20

1. HINTERGRUND ZUM REDISPATCH 3.0

Mit dem Fortschreiten der Energiewende steigen die Anforderungen an das Netzengpassmanagement in Deutschland: Der wachsende Anteil erneuerbarer Erzeugung, der Hochlauf dezentraler Verbraucher und der nur schrittweise nachlaufende Netzausbau machen den Systembetrieb zunehmend anspruchsvoll. Der steigende Redispatch-Bedarf zeigt sich dabei nicht nur in höheren Abrufmengen je Maßnahme, sondern auch in einer zunehmenden Häufigkeit von Netzengpasssituationen. Zugleich gewinnen kurzfristige Änderungen der Netzsituation an Bedeutung, sodass zusätzliche Redispatch-Potenziale vor allem dann systemdienlich sind, wenn sie lokal wirksam, kurzfristig verfügbar und zuverlässig aktivierbar sind. Ein bislang nur begrenzt erschlossenes Potenzial liegt in kleinteiligen dezentralen Flexibilitäten, etwa aus E-Fahrzeugen, Wärmepumpen und Heimspeichern, deren freiwillige Verbrauchsverschiebung einen Beitrag zur Netzstabilisierung leisten kann. Genau hier setzt Redispatch 3.0 an, indem er diese ohnehin bestehenden und weiter zunehmenden Kleinstflexibilitäten für das Engpassmanagement nutzbar machen und damit zusätzliche Handlungsoptionen für Netzbetreiber schaffen soll.

Redispatch 3.0 bezeichnet einen zum kostenbasierten Redispatch 2.0 nach §§ 13, 13a und 14 EnWG komplementären, marktbasierten Redispatch-Mechanismus, der die Integration lastseitiger Kleinstflexibilitäten (z.B. Elektroautos, Wärmepumpen und Heimspeicher) in das bestehende kostenbasierte Redispatch-Regime auf Hoch- und Höchstspannungsebene erlaubt. Redispatch 3.0 ist somit ein ergänzendes Zusatzmodul zum bestehenden kostenbasierten Redispatch (hybrider Ansatz), basierend auf einer freiwilligen Marktteilnahme. Die Erschließung günstigerer Flexibilitätspotenziale gegenüber den bestehenden Optionen im Redispatch soll eine Kostenreduktion ermöglichen, wobei Studien hierfür erhebliches ökonomisches Potenzial ausweisen (Klempp et al., 2021). Erste Pilotprojekte mit flexiblen Leistungen im MW-Bereich wie OctoFlexBW bestätigen dieses Kosteneinsparpotenzial (TransnetBW GmbH - OctoFlexBW, 2026). Bei der Ausgestaltung des Marktdesigns ist zu berücksichtigen, dass der kostendämpfende Effekt trotz etwaiger Marktineffizienzen und Prozessaufwände realisierbar bleibt. Um dies sicherzustellen, erfolgt die Ausgestaltung entlang von vier Designprämissen, die in Kapitel 2.2 detailliert beschrieben werden.

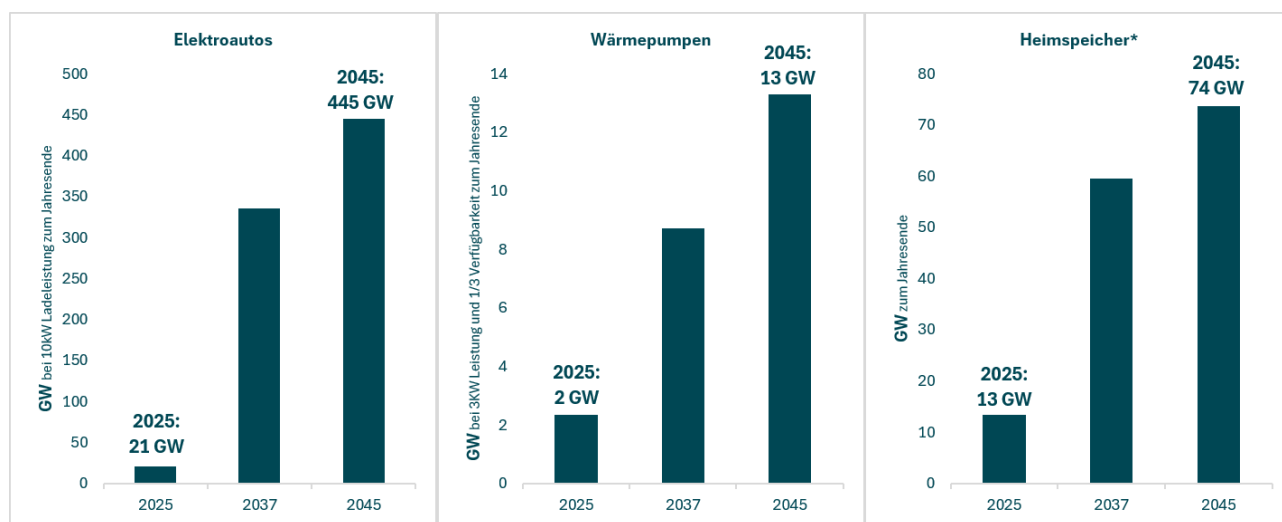


Abbildung 1: Entwicklung des technischen Potenzials ausgewählter Kleinstflexibilitäten (KBA, 2026) (BWP e. V., 2025) (BMW, 2026) (BNetzA, 2026) (50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, 2026).

* enthält auch kleinindustrielle Speicher aus Gewerbe, Handel und Dienstleistung.

Die mittel- und langfristige stark steigende installierte Leistung von Elektroautos, Wärmepumpen und Heimspeichern unterstreicht das technische Potenzial, wovon ein Teil durch Redispatch 3.0 realisiert werden kann. In den nächsten Jahren ist in allen Bereichen der Kleinstflexibilitäten ein exponentielles Wachstum prognostiziert, wie die vorstehende Grafik veranschaulicht.

Angesichts der geschilderten Herausforderungen im Engpassmanagement, der Chancen durch das zusätzliche Instrument Redispatch 3.0 und dessen Potenzial wird die Erprobung als No-regret-Maßnahme eingeordnet.

2. EINORDNUNG LP+ MODELL IM REDISPATCH 3.0

2.1. Einordnung und Abgrenzung

Das vorliegende Papier beschreibt ein Marktdesign für Redispatch 3.0. Das Marktdesign baut hierbei auf umfangreichen Vorarbeiten seitens TransnetBW und TenneT in den Bereichen Forschung, Analyse und praktischer Erprobung auf. Wesentliche fachliche und methodische Erkenntnisse wurden insbesondere aus den Forschungsprojekten C/sells, BDL-Next, BANULA, BIDE-V, SPIRIT-E und UnIT-e² übernommen und weiterentwickelt (UnIT-e², 2025). Ergänzend flossen die Ergebnisse der von TransnetBW und TenneT beauftragten Studien, insbesondere der PKME-Studie (E-Bridge Consulting GmbH, 2024) sowie der Frontier Economics Studie (Frontier Economics, 2024) in die Konzeption ein. Darüber hinaus konnten wichtige Erfahrungen aus den Pilotprojekten ViFlex, PV-Shift und OctoFlexBW berücksichtigt werden, die wertvolle Erkenntnisse zur technischen Umsetzbarkeit, Marktintegration und operativen Ausgestaltung neuer Flexibilitätsmechanismen lieferten. Durch die Bündelung dieser Vorarbeiten und die Weiterentwicklung im Rahmen des geförderten Forschungsprojekts DataFlex vereint das vorgestellte Marktdesign wissenschaftliche Erkenntnisse, analytische Bewertungen und praktische Erfahrungen zu einem konsistenten, skalierbaren und zukunftsorientierten Lösungsansatz.

Da das vorliegende Dokument auf das Marktdesign des Redispatch 3.0 fokussiert, sind einige inhaltlich-prozessualen Abgrenzungen notwendig. So werden für die praktische Abwicklung des Redispatch 3.0 wichtige, jedoch für das Marktdesign weniger entscheidende Prozesse ausgeklammert. Hierzu zählt neben vorgelagerten Registrierungs- und nachgelagerten Abrechnungsprozessen auch insbesondere das bereits erwähnte Monitoringkonzept, um auf die Vermeidung unerwünschter Effekte durch das Marktdesign selbst fokussieren zu können.

Als weitere Einschränkung werden im LP+ Modell als primärer Anwendungsfall die Behebung von Netzengpässen in der Hoch- und Höchstspannung adressiert. Von Beginn an wird hierbei allerdings die netzebenenübergreifende Koordination mitberücksichtigt, um das Hervorrufen neuer oder die Verstärkung bestehender Netzengpässe zu vermeiden. Die mittelfristige Ausweitung des Einsatzes von Redispatch 3.0 auf weitere Spannungsebenen ist nach erfolgreicher Einführung zu prüfen.

Die Definition von Netzclustern, also netztechnisch zusammenhängende Teilgebiete einer Regelzone, legt die Größe eines Marktgebietes für Redispatch 3.0 fest und hat somit maßgeblichen Einfluss auf den Wettbewerb, der nur innerhalb eines solchen Netzclusters stattfinden kann. Da die Definition jedoch nicht durch das Marktdesign erfolgt, sondern nach netztechnischen Kriterien (Redispatch-Bedarf und netztechnische Wirksamkeit), wird im vorliegenden Dokument nicht näher auf die Definition von Netzclustern eingegangen.

Teilnahmeberechtigt für Redispatch 3.0 sind lastseitige Kleinstflexibilitäten in der Niederspannung. Beispiele für solche Technologien sind E-Autos, Wärmepumpen und Heimspeicher. Darüber hinaus sind auch Querschnittstechnologien im Gewerbe wie beispielsweise Kältekompressionsmaschinen oder Lüftungsanlagen denkbar, jedoch nicht Teil der kurzfristigen Pilotierung in DataFlex.

Der aktuelle Arbeitsstand des Marktdesigns lässt sich als weit fortgeschritten einordnen. Bewusst sind jedoch einzelne Designkomponenten nicht final festgelegt. Die im Rahmen von DataFlex und der damit verbundenen großskaligen Pilotierung in den Testregionen der Regelzonen der TenneT und TransnetBW erwarteten Erkenntnisse sowie intensive Feedbackschleifen mit Stakeholdern sollen durch Nachschärfen einzelner Designparameter zu einer kontinuierlichen Verbesserung des Marktdesigns beitragen.

2.2. Prämissen

Die Ausgestaltung des LP+ Modells als adäquates Marktdesign für den Redispatch 3.0 erfolgt auf Basis eines konsistenten Satzes von Prämissen zum Erreichen einer robusten, praxisnah umsetzbaren und effizienten Integration lastseitiger Kleinstflexibilitäten.



Abbildung 2: Prämissen für die Definition des LP+ Modells

Robust & fehlerunanfällig

Zentrale und übergeordnete Prämisse ist die Ausgestaltung eines robusten und fehlerunanfälligen Marktdesigns, das gezielt Anreize für unerwünschtes strategisches Verhalten der Marktteilnehmer begrenzt und somit Marktineffizienzen bereits in der Ausgestaltung adressiert. Solche Marktineffizienzen stellen beispielsweise Marktmacht aufgrund mangelnder Marktliquidität (insbesondere zu Beginn einer Markteinführung) sowie mögliche Inkonsistenzen eines marktbasiereten Redispatch-Ansatzes zu den bestehenden organisierten Elektrizitätsmärkten dar. Das Auftreten möglicher Marktdesigninkonsistenzen wurde vielfach diskutiert (z.B. das „Inc-Dec-Gaming“ – das strategische Verfolgen von Arbitrage zwischen Flexibilitäts- und Spotmarktpreisen durch Anpassen der jeweiligen Positionen) und mögliche Mitigationsmaßnahmen entwickelt (Klempf & Hufendiek, 2020). Die Gegenmaßnahmen lassen sich prinzipiell in zwei Kategorien unterteilen: Monitoring und Maßnahmen im Produktdesign.

Ein umfassendes Monitoring¹ soll hierbei unerwünschtes strategisches (Gebots-)Verhalten, das auf die Ausnutzung möglicher Marktdesigninkonsistenzen abzielt, aufdecken und in Verbindung mit einer entsprechenden Pönalisierung unterbinden. Maßnahmen im Produktdesign vermeiden bereits die gezielte Ausnutzung im Ansatz. Hierauf zielt das LP+ Modell mit zwei Kernele-

¹ Monitoring bedeutet die systematische Beobachtung und Plausibilisierung von Prozessen und Daten, um Abweichungen vom Sollzustand zu erkennen. In DataFlex werden folgende Monitoring-Systeme betrachtet: Baseline-, Verfügbarkeits-, Erbringungs- und Gebotsmonitoring.

menten ab. Zum einen wird die Arbitragemöglichkeit zwischen Redispatch-Markt und bestehenden Strommärkten durch eine regulierte, an den ID1-Index gekoppelte Entschädigung im Abruffall aufgehoben. Zum anderen wird durch eine deutliche zeitliche Entkopplung zwischen Kontrahierung und Abrufentscheidung sowie einem einwöchigen Verfügbarkeitszeitraum² die gezielte Beeinflussung einzelner Zeitinkremente verhindert. Aufgrund der regulierten Entschädigung im Abruffall und der damit fehlenden Möglichkeit für Aggregatoren, Deckungsbeiträge durch die Flexibilitätserbringung selbst zu erzielen, erfolgt der Teilnahmeanreiz an Redispatch 3.0 über eine leistungspreisbasierte Vergütung.

Die Begrenzung von Gaming-Anreizen (z.B. klassisches Inc-Dec-Gaming) stellt eine äußerst wichtigste Prämisse dar, da sie Voraussetzung für die Akzeptanz des Marktdesigns bei Netzbetreibern, Regulierungsbehörden und Marktteilnehmern ist.

Planbar & passend zu Netz-/ Marktprozessen

Eine weitere wesentliche Prämisse ist die Planbarkeit des Flexibilitätseinsatzes sowie dessen (Nach-)Wirkung auf bestehende und potenzielle Netzengpässe. Der Einsatz flexibler Lasten muss für Netzbetreiber ex-ante nachvollziehbar und zeitlich deterministisch sein, um eine zuverlässige Engpassprognose und -bewirtschaftung zu ermöglichen. Dies schließt eine hinreichende Transparenz über Umfang, zeitliche Lage und Dauer der Flexibilitätsnutzung sowie über mögliche Nachholeffekte ausdrücklich mit ein.

Komplementär zu kostenbasiertem Redispatch

Das LP+ Modell ist zudem auf eine hohe Kompatibilität mit bestehenden Prozessen und IT-Strukturen auszurichten. Die Teilnahme flexibler Lasten erfolgt freiwillig und versteht sich ausdrücklich als Ergänzung zum bestehenden kostenbasierten Redispatch. Ziel ist nicht die Substitution, sondern die effiziente Erweiterung des Instrumentariums des Engpassmanagements um zusätzliche, bislang nicht erschlossene Flexibilitätspotenziale. Das LP+ Modell baut konsequent auf etablierten Datenformaten und Rollen des Redispatch 2.0 auf und lehnt sich eng an den entsprechenden Prozessen an. Durch diese Anlehnung sollen zusätzliche Komplexität, Implementierungsrisiken und Systembrüche vermieden werden.

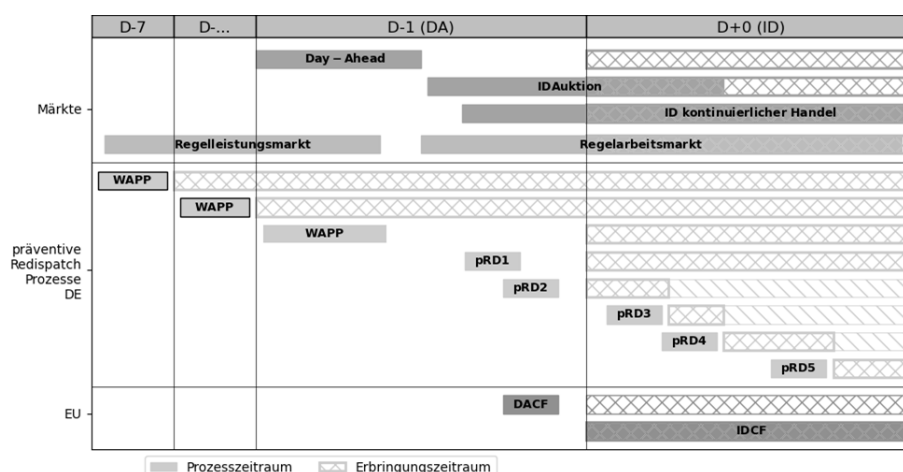


Abbildung 3: Zeitliche Einordnung der Stromhandelsmärkte und der präventiven Redispatch-Prozesse der Übertragungsbetreiber

² Der Zeitraum, für den das der Aggregator mit seinem Pool kontrahiert wird.

In nachfolgender Abbildung wird eine zeitliche Einordnung der Stromhandelsmärkte und der präventiven Redispatch-Prozesse der Übertragungsnetzbetreiber gegeben, zu denen die Prozesse des LP+ Modells für eine reibungslose Integration kompatibel sein sollten.

Skalierbar & standardisiert

Darüber hinaus soll das LP+ Modell standardisiert und skalierbar ausgestaltet sein. Einheitliche Prozessdefinitionen, Produktstrukturen und Schnittstellen sind Voraussetzung dafür, dass der Ansatz perspektivisch auf größere Teilnehmerzahlen und damit wachsende Flexibilitätspotenziale ausgeweitet werden kann, ohne dass der operative Aufwand überproportional ansteigt. Dadurch wird eine schrittweise Umsetzbarkeit gewährleistet.

3. GESAMTKONZEPT DES LP+ MODELLS

Die nachfolgende Grafik gibt einen schematischen Überblick zu den Phasen im LP+ Modell.

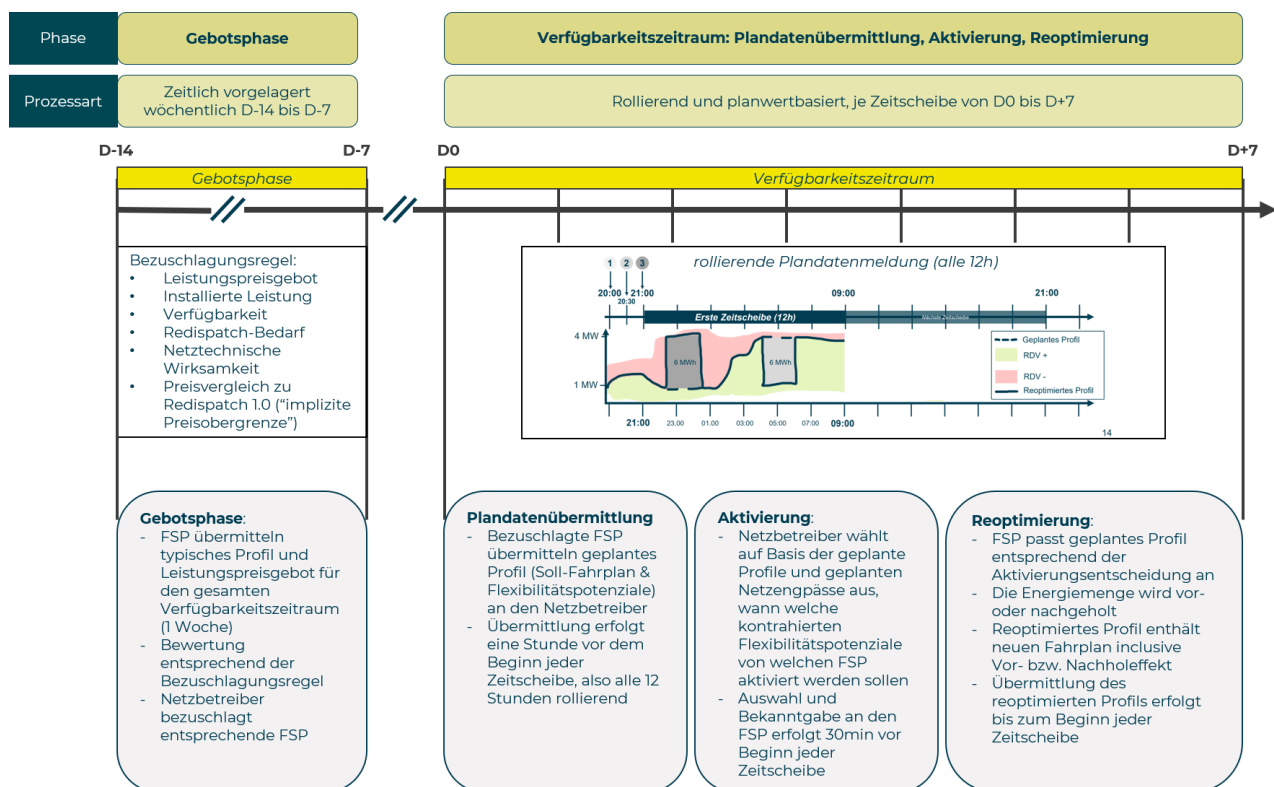


Abbildung 4: Schematischer Überblick zu den Phasen im LP+ Modell

Die Teilnahme am marktbasierten Redispatch erfolgt freiwillig. Teilnehmende Marktakteure sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)³ als Nachfrager von gesicherten Flexibilitätspotenzialen und Aggregatoren (Flexibility Service Provider, FSP) als Anbieter dieser Potenziale. Da das Potenzial eines einzelnen Assets wie bspw. eines einzelnen E-Autos ungesichert ist, ist für eine entsprechende netztechnische Wirksamkeit die Bündelung von vielen Assets erforderlich. Diese Rolle

³ Zunächst starten die ÜNB als Nachfrager von Flexibilitätspotenzialen. Die schrittweise Integration von Verteilnetzbetreibern (VNB) folgt im Rahmen des Netzbetreiberkoordinationskonzepts (NKK), bei Bedarf auch als zusätzlicher Nachfrager ergänzend zu bestehenden Instrumenten.

der Bündelung und Vermarktung der verteilten Kleinstflexibilitäten in sogenannten Flexibilitäts-pools übernehmen die Aggregatoren. Pools werden für definierte RD 3.0-Marktgebiete gebildet, um eine lokale Zuordnung und entsprechende netztechnische Wirksamkeit sicherzustellen. Ein Abruf von als verfügbar gemeldeten Potenzialen durch zuvor bezuschlagte Pools ist verpflichtend umzusetzen. Aggregatoren- und Aggregationskonzepte ermöglichen hierbei die Einbeziehung einer Vielzahl verteilter Kleinstflexibilitäten auf freiwilliger Basis und erschließen damit Leistungsdimensionen, die auf Hoch- und Höchstspannungsebene auch wirksam werden.

Die Vermarktung erfolgt im Rahmen einer einwöchigen Gebotsphase von D-14 bis D-7 über Leistungspreisgebote für den gesamten nachgelagerten einwöchigen Verfügbarkeitszeitraum (D0 bis D+7) und somit zeitlich deutlich vorgelagert zum Zeitpunkt der physikalischen Erbringung. Wird vom Netzbetreiber ein kosteneffizienter Beitrag zur Senkung des Redispatch-Bedarfs erwartet, wird der Pool zum Zeitpunkt D-7 bezuschlagt.

Nachgelagert und unabhängig vom Vermarktungsprozess senden Aggregatoren für bezuschlagte Pools im Verfügbarkeitszeitraum D0 bis D+7 rollierend zwei Mal täglich für einen Zeitraum von zwölf Stunden ihren Soll-Fahrplan des Pools zusammen mit den verbindlichen Flexibilitätspotenzialen (positives und negatives Redispatch-Vermögen, RDV. Nachfolgend werden der Soll-Fahrplan und das gemeldete RDV unter dem Begriff *geplantes Profil* zusammengefasst.). Zur Behebung eines Engpasses werden anschließend die geeignetsten Pools über eine gemeinsame Redispatch-Merit-Order-Liste aus marktbasierten und kostenbasierten Flexibilitäten ausgewählt. In diesem Auswahlprozess wird die Koordination zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber (VNB) im Vorfeld des Engpasses berücksichtigt (Netzbetreiberkoordination, NKK). Im Abruffall sendet der Aggregator unmittelbar vor Beginn der Zeitscheibe ein re-optimiertes Profil, das die Aktivierungsaufforderung des ÜNB berücksichtigt und den eigentlich geplanten Fahrplan entsprechend anpasst. Der Abruf eines Pools ist dann im angeforderten Aktivierungszeitraum der Zeitscheibe durch den Aggregator umzusetzen. Die abgerufenen Pools werden für die erbrachte und bilanziell an den ÜNB übertragene Energiemenge, welche der Aggregator mit den Planungsdaten gemeldet und beschafft hatte, mit dem im Aktivierungszeitraum geltenden Intraday-Börsenpreisindex ID1 als reguliertem Arbeitspreis kompensiert, um Verluste für den Aggregator für das erforderliche Vor- und/ oder Nachholgeschäft zu begrenzen. Eine freie Wahl des Arbeitspreises ist nicht möglich, sodass sich keine systematischen Arbitragemöglichkeiten zwischen Redispatch 3.0 und organisierten Strommärkten nutzen lassen.

Im Folgenden soll auf die zwei elementaren Phasen des Modells – die Gebotsphase und den Plandatenprozess – genauer eingegangen werden.

4. GEBOTSPHASE

4.1. Der Prozess Gebotsphase im Detail

Die Gebotsphase (D-14 bis D-7), in der die Anbieter ihre Flexibilitätsgebote abgeben müssen, endet sieben Tage vor Beginn des Verfügbarkeitszeitraums (D0). Ein Flexibilitätsangebot wird je Marktgebiet für den gesamten Verfügbarkeitszeitraum von sieben Tagen (D0 bis D+7) abgegeben, für den bei Bezuschlagung nachgelagert eine verpflichtende Verfügbarkeitsmeldung im rollierenden Plandatenprozess erfolgen muss. Der rollierende Plandatenprozess wird im nächsten Kapitel näher beschrieben.

Ein Gebot umfasst

- die installierte Leistung des Flexibilitätspools in MW,
- ein Leistungspreisgebot in EUR für den gesamten Verfügungszeitraum und
- ein typisches Flexibilitätsprofil (typisches Profil) für den jeweiligen Pool.

Die nachfolgende Abbildung gibt einen Überblick über die zeitliche Einordnung des Kontrahierungsprozesses bzw. der Gebotsphase im LP+ Modell.

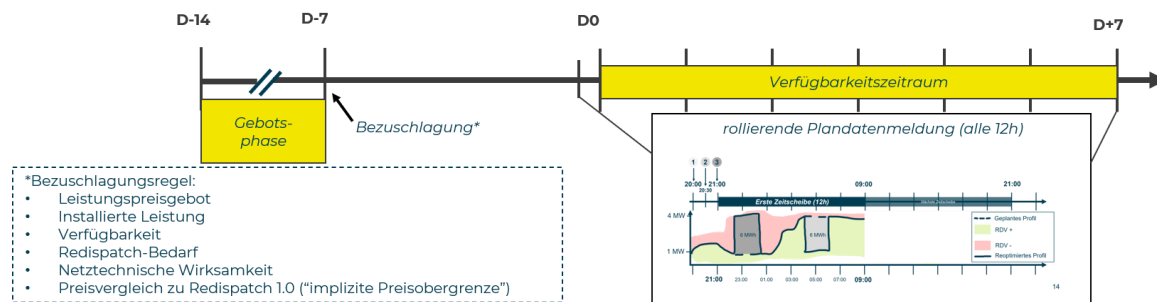


Abbildung 5: Zeitlicher Ablauf im LP+ Modell

Die Bezuschlagungsregel für die Auswahl der je Marktgebiet eingegangenen Gebote der Aggregatoren beinhaltet sechs Kriterien, die anschließend an die zeitliche Einordnung des Prozesses nachfolgend beschreiben werden. Die ersten drei davon sind Angaben des Aggregators, die letzten drei sind Informationen auf Seiten des Netzbetreibers. Alle Werte sind stets für den gesamten Verfügungszeitraum gültig.

1. Leistungspreisgebot
2. Installierte Leistung des Pools
3. Verfügbarkeit (als "typisches" Profil)
4. Redispatch-Bedarf (Höhe und Profil)
5. netztechnische Wirksamkeit (Ort der Flexibilität)
6. Preisvergleich zu Redispatch 1.0 und 2.0 ("implizite Preisobergrenze")

Leistungspreis-Gebot und installierte Leistung

Das Leistungspreisgebot wird vom Aggregator für den gesamten siebentägigen Verfügungszeitraum als Euro-Betrag gekoppelt an die angebotene installierte Leistung poolspezifisch angegeben. Bei der Kalkulation sind folgende Komponenten zu berücksichtigen: Opportunitätskosten, Verwaltungs- und IT-Aufwand sowie weitere Transaktionskosten. Ebenfalls zu berücksichtigen sind mögliche Einschränkungen und zusätzliche Kosten im Falle eines Abrufs durch Vor- oder Nachholung der Last und damit verbundenen Beschaffungskosten.

Typisches Profil

Das typische Profil umfasst ein auf Basis historischer (Verbrauchs- oder Erzeugungs-)Daten des Pools abgeleitetes, erwartetes Profil des verfügbaren Flexibilitätspotenzials des Pools in 15 Minuten Auflösung und entsprechend des späteren Verfügungszeitraum für eine Woche. Es besteht aus dem geplanten Leistungsverlauf sowie dem negativen und positiven Redispatchvermögen und dient dazu, die angebotene installierte Leistung des Pools im zeitlichen Verlauf einzuordnen und mit dem daraus resultierenden Flexibilitätspotenzial zu verknüpfen.

Das typische Profil wird vom Aggregator ermittelt und an den ÜNB im Rahmen der Gebotsphase übermittelt. Unter Berücksichtigung der installierten Leistung, des typischen Profils und des Gebotspreises kann damit eine Kosten-Nutzen-Bewertung durch den ÜNB in Abhängigkeit des abgeschätzten Redispatch-Bedarfs vorgenommen werden.

Das typische Profil ist dabei nicht als verbindlich zu erbringende Fahrplan- und Flexibilitätsmeldung zu sehen, sondern als eine Erwartung („Best-Guess“) des Aggregators unter Berücksichtigung der historischen Performance seines Pools und bereits bekannter Veränderungen bezüglich Poolzusammensetzung und Vermarktungsweg(e) für den jeweiligen Verfügbarkeitszeitraum. Eine verbindliche Meldung erfolgt nachgelagert im rollierenden Plandatenprozess anhand des geplanten Profils. Jedoch ist zu beachten, dass das geplante Profil eine Korrelation mit der ursprünglich als typisches Flexibilitätsprofil gemeldeten Zeitreihe innerhalb von Grenzwerten aufweisen muss und nicht vollständig losgelöst erfolgen kann.

Redispatch-Bedarfsprognose

Der Redispatch-Bedarf kann für Netzbetreiber zum Zeitpunkt D-7, d.h. sieben Tage (für D0, Beginn Verfügbarkeitszeitraum) bis 14 Tage (für D+7, Ende Verfügbarkeitszeitraum) im Voraus lediglich grob abgeschätzt werden. Informationen über eine mit hoher Unsicherheit versehene Erwartung an Wetter und Temperatur sowie geplante netztechnische Schaltmaßnahmen (z.B. aufgrund von Bauvorhaben) liegen zwar vor, jedoch sind verlässliche Prognosen der Treiber des Redispatch-Bedarfs wie die Lastprognose und insbesondere die Prognose der Wind- und PV-Einspeisung nicht mit ausreichender Zuverlässigkeit möglich. Unter Berücksichtigung der vorliegenden Informationen und auf Basis historischer Daten lassen sich jedoch saisonale typische Wochenprofile eines Erwartungswerts des Redispatch-Bedarfs ermitteln, aus dem unter Abwägung von Kosten und Erhöhung der Netzsicherheit ein zu beschaffendes Bedarfsprofil an flexibler Leistung aus Redispatch 3.0-Anlagen abgeleitet werden kann.

Die Ermittlung des Redispatch-Bedarfsprofils, also der zeitliche Verlauf des Redispatch-Bedarfs über eine Woche, erfolgt je vorab definiertem Marktgebiet.

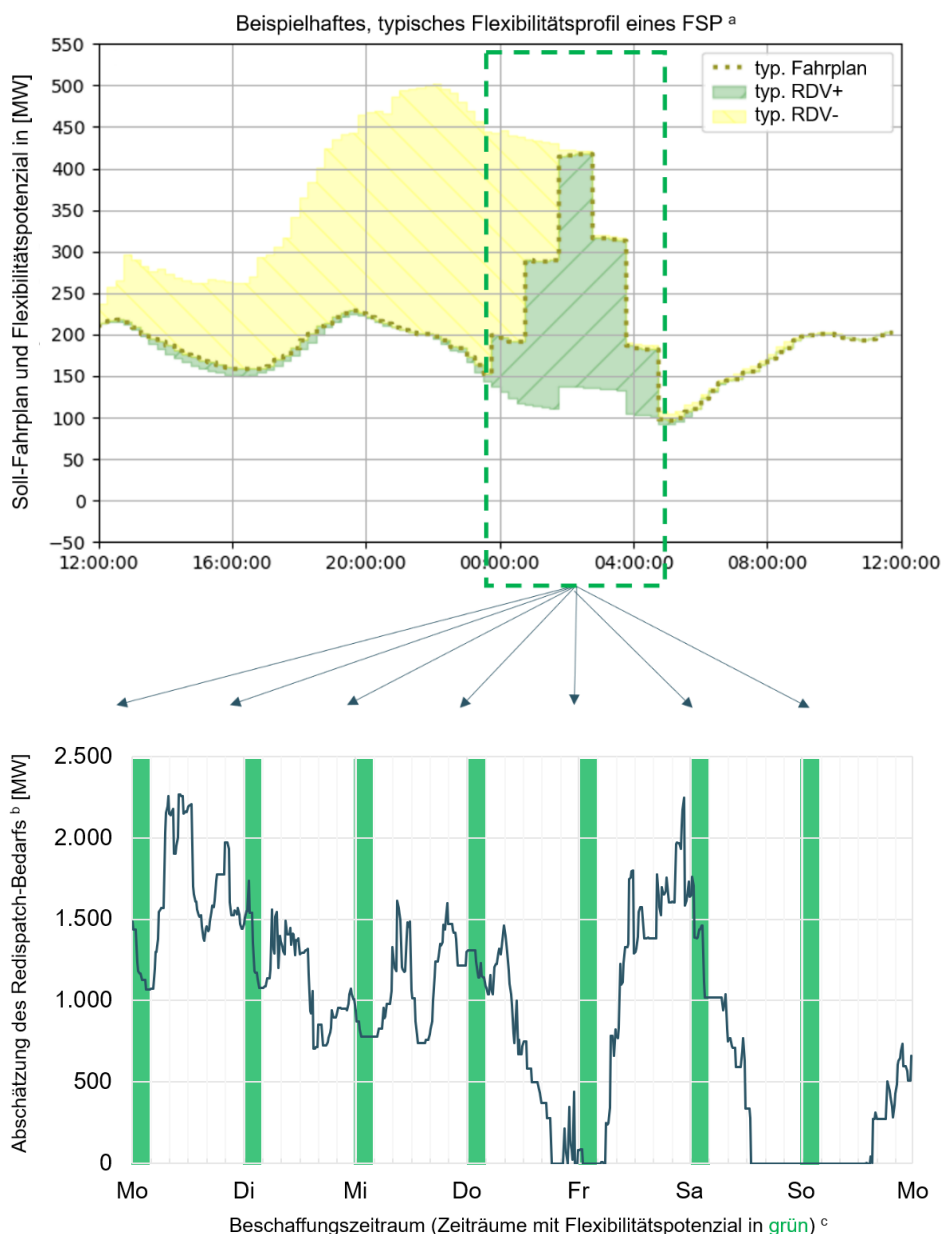
Netztechnische Wirksamkeit

Unter Berücksichtigung der räumlichen Verteilung des Flexibilitätspools lässt sich die netztechnische Wirksamkeit des Flexibilitätspools abschätzen. Dies erfolgt einerseits bereits durch den Marktgebietszuschnitt, für den das Gebot erfolgt und innerhalb dessen sich alle Anlagen befinden müssen. Andererseits wird hierfür die statische Verteilung der Anlagen innerhalb eines Pools berücksichtigt und darauf aufbauend näherungsweise deren Wirkung auf die überlagerten Netzbetriebsmittel bestimmt.

Preisvergleich zu Redispatch 1.0 (“implizite Preisobergrenze”)

Sechstes Kriterium der Bezuschlagungsregel ist ein Kostenvergleich mit den durchschnittlichen Kosten für Redispatch, die für den Einsatz der bestehenden kostenbasierten Technologien zu erwarten sind (implizite Preisobergrenze). Da für kostenbasierte Technologien die Durchschnittskosten als Arbeitspreis vorliegen (€/MWh), muss der Leistungspreis der Redispatch 3.0 Pools in einen Arbeitspreis umgerechnet werden. Dies erfolgt anhand der installierten Leistung und des typischen Profils, woraus sich absolute verfügbare Flexibilitätspotenziale berechnen lassen. Die typischen Flexibilitätspotenziale werden dem abgeschätzten Redispatch-Bedarf gegenübergestellt und für Zeiträume, in denen der Redispatch-Bedarf höher als das verfügbare Flexibilitätspotenzial ist, wird ein Abruf angenommen. Die Summe aller Abrufe über den Verfügbarkeitszeit-

raum ergibt die theoretische Redispatch-Energiemenge des Pools. Durch Dividieren des gebotenen Leistungspreises durch die theoretische Redispatch-Energiemenge lässt sich ein spezifischer Vergleichswert in €/MWh berechnen und somit die Wertigkeit des Flexibilitätsangebots bestimmen. Eine Bezuschlagung erfolgt für Gebote unterhalb der impliziten Preisobergrenze startend mit dem Gebot, das den geringsten spezifischen Vergleichswert aufweist. Anhand nachfolgender Abbildung soll die Umsetzung der Bezuschlagungsregel nochmals beispielhaft erläutert werden.



- a: beispielhafte Meldung eines möglichen typischen Profils durch einen FSP. Vereinfacht wird nur ein Tag dargestellt – die tatsächliche Meldung umfasst den gesamten Beschaffungszeitraum von einer Woche.
- b: Beachte: Abschätzung des Redispatch-Bedarfs zum Zeitpunkt der Bezuschlagung (z.B. auf Basis statistischer Analysen) weicht vom tatsächlichen Bedarf ab.
- c: Flexibilitätspotenzial entsprechend der beispielhaften Meldung eines typischen Profils für eine Woche ist als grüne Fläche der Abschätzung des Redispatch-Bedarfs hinterlegt. Es ist der Verlauf des typischen Profils zu beachten und mit den Bedarfen abzugleichen.

Abbildung 6: Beispielhaftes typisches Flexibilitätspotenzial und Redispatch-Bedarfsprofil zur Anwendung der Bezuschlagungsregel

Im oberen Teil der Abbildung wird exemplarisch die Meldung eines typischen Profils eines Aggregators dargestellt. Jeder Wochentag folgt hierbei entsprechend einer vereinfachten Annahme demselben Verlauf. Positives Redispatch-Vermögen besteht vor allem in den Nachtstunden zwischen 0:00 Uhr und 5:00 Uhr mit im Mittel 150 MW und in der Spitze zwischen 2:00-3:00 Uhr knapp 300 MW an positivem RDV.

Beispielrechnung zur Veranschaulichung der Bezuschlagungsregel (Werte fiktiv)

Für das Beispiel sei angenommen, dass der Flexibilitätspool aus rund 50.000 E-Fahrzeugen bereitgestellt wird mit einer installierten Leistung von 350 MW. Der Gebotspreis beträgt 100.000 € für den gesamten Verfügbarkeitszeitraum von einer Woche (286 €/(MW, Woche)).

Der untere Teil zeigt ebenfalls exemplarisch den geschätzten positiven Redispatch-Bedarf für eine Woche. Hierbei sind die Zeiträume, in denen der Flexibilitätspool des Aggregators positives RDV aufweist, grün hervorgehoben. Es wird deutlich, dass im Beispiel von Montag bis Donnerstag und am Samstag der geschätzte Redispatch-Bedarf im Zeitraum 0:00-5:00 Uhr die typische Verfügbarkeit des Flexibilitätspools deutlich übersteigt und somit eine Aktivierung des gesamten Pools unterstellt wird. Am Freitag und am Sonntag wird kein Redispatch-Bedarf im entsprechenden Zeitraum angenommen. Für die alternativ für positiven Redispatch verfügbaren kostenbasierten Technologien fallen durchschnittlich Kosten in Höhe von rund 150 €/MWh⁴ an.

Zur Umrechnung des Leistungspreisgebots in einen Arbeitspreis wird zunächst die theoretische Redispatch-Energiemenge berechnet, die sich ergeben würde, wenn sich das typische Verfügbarkeitsprofil und der geschätzte Redispatch-Bedarf tatsächlich exakt so realisieren. An fünf Tagen würden dann die durchschnittlich 150 MW des Flexibilitätspools für die gesamte Zeit zwischen 0:00-5:00 Uhr, also für fünf Stunden, eingesetzt (theoretische Redispatch-Energiemenge: 5 Tage x 5 Stunden x 150 MW = 3.750 MWh). Beim genannten Leistungspreisgebot von 100.000 € ergeben sich somit umgelegt spezifische Leistungspreiskosten von rund 27 €/MWh. Hier sind die Kosten für die Kompensation entsprechend ID1-Index noch hinzuzurechnen (Annahme: Ladung erfolgt planmäßig nachts in den günstigsten Stunden des Tages zu einem durchschnittlichen Preis von 50 €/MWh, der kompensiert werden muss).

Im Beispiel ergeben sich spezifische Gesamtkosten in Höhe von 77 €/MWh. Da dies deutlich unterhalb der impliziten Preisobergrenze von 150 €/MWh liegt und somit ein kostendämpfender Effekt für die Redispatch-Kosten erwartet werden kann, wird der Flexibilitätspool kontrahiert.

4.2. Zielkonflikte bei der Ausgestaltung des Marktdesigns

Die Ausgestaltung der Gebotsphase im Rahmen des Redispatch 3.0 Marktdesigns ist mit spezifischen Zielkonflikten verbunden, die sich insbesondere aus dem zeitlichen Vorlauf der Beschaffung, der Unsicherheit des Redispatch-Bedarfs sowie der Notwendigkeit robuster Anreizstrukturen ergeben. Im Folgenden werden die zentralen Zielkonflikte dargestellt, die bei der Festlegung der Gebotsphase, der Beschaffungslogik sowie der Anforderungen an die Verfügbarkeitsmeldungen zu berücksichtigen sind.

Prognosegüte und Robustheit

⁴ Orientiert an dem aktuell geltenden kalkulatorischen Preis für positiven Redispatch 2025/2026 - veröffentlicht auf Netztransparenz.de (<https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsfuehrung/Redispatch/Kalkulatorische-Preise>)

Ein erster Zielkonflikt besteht zwischen der Steigerung der Prognosegüte (für den Redispatch-Bedarf und der typisch verfügbaren Flexibilitätspotenziale) und der Robustheit des Marktdesigns gegenüber strategischer Ausnutzung einzelner Zeitinkremente. Ein geringerer zeitlicher Abstand zwischen dem Ende der Gebotsphase und dem Beginn des Verfügbarkeitszeitraums würde es dem ÜNB und dem Aggregator ermöglichen, aktuellere Informationen über Wetter, Last, Einspeisung und Preise zu berücksichtigen und damit sowohl den Redispatch-Bedarf (ÜNB) als auch die voraussichtlich verfügbare Flexibilität (Aggregator) präziser abzuschätzen. Das erhöht einerseits die Effizienz des Beschaffungsprozesses (geringere Überbeschaffung von Flexibilitätspotenzial für Redispatch und geringere Risikoaufschläge der Aggregatoren in den Leistungspreisgeboten), kann jedoch andererseits Anreize schaffen, Flexibilitätsgebote gezielt auf einzelne Zeitinkremente (erwartete Engpasssituationen) zuzuschneiden und somit das Marktergebnis strategisch zu beeinflussen. Ein größerer zeitlicher Vorlauf reduziert diese Möglichkeit, geht jedoch zulasten der Prognosegüte.

Dauer des Verfügbarkeitszeitraums

Ein weiterer Zielkonflikt ergibt sich aus der Dauer des Verfügbarkeitszeitraums. Kürzere Verfügbarkeitszeiträume ermöglichen eine stärker bedarfsgerechte und potenziell kosteneffizientere Beschaffung von Flexibilität, da Veränderungen im erwarteten Redispatch-Bedarf besser berücksichtigt werden können. Demgegenüber erhöht eine Verkürzung des Verfügbarkeitszeitraums das Risiko strategischen Gebotsverhaltens. Insbesondere sinken für Flexibilitätsanbieter die Kosten, das auf historischen Daten basierende typische Flexibilitätsverfügbarkeitsprofil so zu manipulieren, dass es gut zum erwarteten Redispatch-Bedarf passt, jedoch ursprünglich, also ohne Existenz eines Redispatch 3.0 Marktes, keine Bezugsleistung im entsprechenden Zeitraum geplant war. Längere Verfügbarkeitszeiträume wirken diesem Verhalten entgegen, da die Kosten für das gezielte Abweichen von der optimalen Fahrweise des Flexibilitätspools überproportional steigen. Sie führen jedoch zu einer geringeren zeitlichen Zielgenauigkeit der Beschaffung.

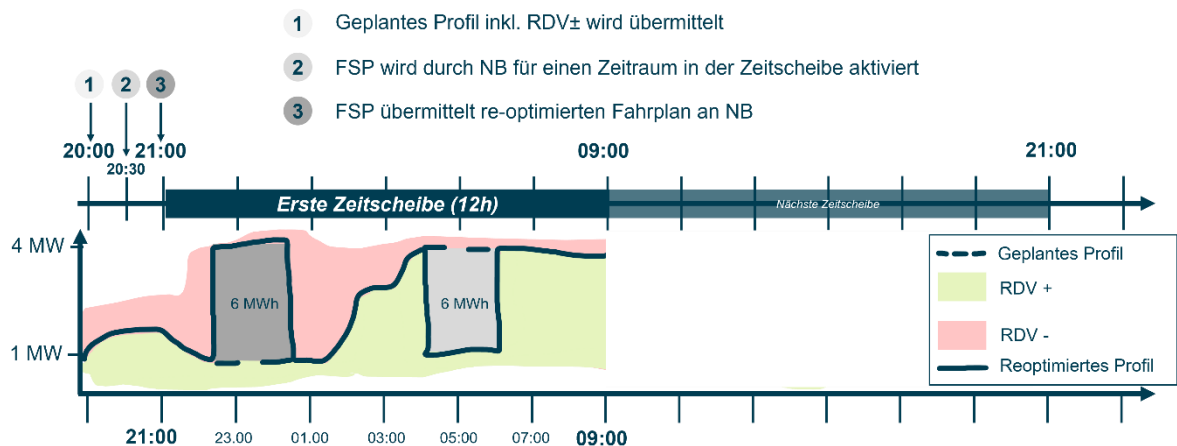
Typisches Profil und geplantes Profil

Ein dritter Zielkonflikt betrifft die Ausgestaltung der Anforderungen an die Übereinstimmung zwischen dem typischen Verfügbarkeitsprofil und den im nachgelagerten Plandatenprozess verbindlich gemeldeten Profilen. Geringere Anforderungen an die Korrelation erleichtern die Teilnahme am Kontrahierungsprozess, insbesondere vor dem Hintergrund der hohen Unsicherheit bei der Prognose von Redispatchvermögen über größere zeitliche Horizonte. Bei steigenden Anforderungen an die Korrelation steigen auch die Anforderungen an die Prognosegüte und somit wird der Aufwand für die Teilnahme am Kontrahierungsprozess erhöht. Des Weiteren erhöhen zu geringe Anforderungen an die Korrelation das Risiko unerwünschten strategischen Verhaltens. Insbesondere besteht die Gefahr, dass Flexibilitätsanbieter bei guter kurzfristiger Prognosefähigkeit des Redispatch-Bedarfs gezielt Nullmeldungen von Redispatch-Vermögen in potenziell aktivierungsrelevanten Zeiträumen abgeben, um kostenverursachende Aktivierungen zu vermeiden, während sie dennoch von der Kontrahierung profitieren. Das Marktdesign muss daher einen Ausgleich zwischen prognosebedingter Unsicherheit und der Sicherstellung einer planbaren, verlässlichen Verfügbarkeit kontrahierter Flexibilität finden.

5. PLANDATEN- UND AKTIVIERUNGSPROZESS

5.1. Der Plandaten- und Aktivierungsprozess im Detail

Nach erfolgter Kontrahierung sind die Flexibilitätsanbieter verpflichtet am Plandatenprozess teilzunehmen. Die nachfolgende Grafik gibt einen Überblick über den zeitlichen Ablauf des Prozesses mit beispielhaften Profilen.



14

Abbildung 7: Zeitlicher Ablauf des Plandatenprozesses

Der Plandatenprozess im LP+ Modell ist als rollierender, ex-ante determinierter Fahrplan- und Flexibilitätsmeldeprozess ausgestaltet. Die Datenmeldungen erfolgen gemäß den „Regeln zum Übertragungsweg“ und entsprechend den Formaten „Redispatch“ des BDEW-Branchenstandard, der unter anderem auch für Redispatch 2.0 genutzt wird (BDEW, 2026).

5.1.1. Rollierende Plandatenmeldung

Ausgangspunkt des Prozesses ist die verbindliche Plandatenmeldung durch den Aggregator in einem rollierenden Verfahren. Für jeweils 12-stündige Produktzeitscheiben ist ein verbindliches geplantes Profil zu übermitteln. Das geplante Profil umfasst sowohl den prognostizierten Lastgang des aggregierten Flexibilitätspools als auch das jeweils verfügbare positive und negative Redispatch-Vermögen (RDV+/RDV-), was dem aktivierbaren Flexibilitätspotenzial entspricht. Das geplante Profil enthält demnach in jedem Fall die Zeitreihen A04 (bzw. bei Heimspeichern auch A01) und A77 des A14-Fahrplans (BDEW-Standard). Die zeitliche Auflösung der Daten im geplanten Profil beträgt 15 Minuten.

Die Meldung erfolgt zweimal täglich: Erstmals um 20:00 Uhr für die Zeitscheibe von 21:00 Uhr desselben Tages bis 09:00 Uhr des Folgetages, dann um 08:00 Uhr für die Zeitscheibe von 09:00 Uhr bis 21:00 Uhr desselben Tages.

Die gemeldeten geplanten Profile sind verbindlich. Nachträgliche Aktualisierungen innerhalb der jeweiligen Produktzeitscheibe sind ausgeschlossen. Dadurch wird eine hohe Prognoseverbindlichkeit geschaffen, die eine netzseitige Einsatzplanung auf Basis stabiler Annahmen erlaubt.

5.1.2. Aktivierungsprozess bei Redispatch-Bedarf

Im Falle eines durch den ÜNB identifizierten Redispatch-Bedarfs erfolgt auf Basis der gemeldeten Plandaten eine einmalige Aktivierung. Diese wird dem Aggregator 30 Minuten nach Eingang des geplanten Profils übermittelt (also um 20:30 Uhr bzw. um 8:30 Uhr).

Die Aktivierung spezifiziert die je Zeitinkrement zu erbringende Redispatch-Leistung. Innerhalb einer Produktzeitscheibe können mehrere voneinander getrennte Abrufe erfolgen, soweit diese durch das gemeldete Redispatch-Vermögen gedeckt sind. Sofern zur Wahrung der Netzsicherheit erforderlich, kann die Aktivierung zusätzlich Sperrfenster enthalten. Diese definieren Zeitintervalle, in denen das Vor- und/oder Nachholen der verschobenen Bezugsleistung explizit ausgeschlossen ist, um die Entstehung neuer oder die Verstärkung bestehender Netzengpässe infolge der Flexibilitätsnutzung zu verhindern.

Die im Rahmen der Aktivierung abgerufene Redispatch-Energiemenge wird an den Redispatch-Bilanzkreis des zuständigen ÜNB übertragen. Der bilanzielle Ausgleich der aktivierten Energiemengen erfolgt durch den ÜNB analog zum Planwertmodell des Redispatch 2.0.

Um im Abruffall den Verlust durch das erforderliche Vor- und/oder Nachholgeschäft für den Aggregator zu begrenzen, wird ihm eine Entschädigung in Form eines regulierten Arbeitspreises für den Abrufzeitraum gezahlt. Diese Kompensation erfolgt auf Basis des Börsenpreisindex ID1. Der Aggregator erhält somit für die an den ÜNB übertragene Energiemenge eine regulierte Arbeitspreiskompensation, die unabhängig von individuellen Beschaffungskosten ausgestaltet ist.

Die Auswahl der im Rahmen von Redispatch 3.0 einzusetzenden Flexibilitätsanlagen erfolgt kostenoptimal. Hierzu erstellt der Netzbetreiber eine gemeinsame Abruf-Merit-Order-Liste, in der lastseitige Kleinstflexibilitäten gemeinsam mit alternativen Redispatch-Potenzialen aus Redispatch 1.0 und 2.0 berücksichtigt werden. Die technologiespezifisch neutrale Integration erfolgt einheitlich auf Basis des jeweils prognostizierten Börsenpreises, da dies die einzigen direkten Abrufkosten für den Netzbetreiber darstellen. Der beim LP+ Modell bereits vorgelagert bezahlte Leistungspreis wird nicht in der Auswahl der kostenoptimalen Redispatch-Maßnahme berücksichtigt, da er keine direkten Abrufkosten für den Netzbetreiber beinhaltet. In der Gesamtkostenbetrachtung wird er hingegen berücksichtigt.

5.1.3. Re-Optimierung des Pool-Fahrplans durch Aggregator

Nach erfolgtem Abruf nimmt der Aggregator eine interne Re-Optimierung des geplanten Profils seines Flexibilitätspools vor und übermittelt den re-optimierten Fahrplan bis zu Beginn der Zeitscheibe an den ÜNB. Ziel dieser Re-Optimierung ist es, einerseits die vollständig regelkonforme Erbringung der abgerufenen Redispatch-Leistung sicherzustellen und andererseits die ursprünglich vorgesehene Energiedienstleistung (z. B. das Laden von Elektrofahrzeugen) zu einem früheren oder späteren Zeitpunkt vor- oder nachzuholen. Die Re-Optimierung erfolgt unter Berücksichtigung relevanter technischer und systemischer Restriktionen, nutzerspezifischer Präferenzen und ggf. durch den ÜNB definierter Sperrfenster.

Während die aktivierte Energiemenge in den Redispatch-Bilanzkreis des ÜNB übertragen wird, obliegt die Beschaffung der für das Vor- oder Nachholen der Bezugsleistung erforderlichen Energiemengen vollständig dem Aggregator. Dadurch werden Redispatch-bedingte Eingriffe von der marktlichen Energiebeschaffung getrennt und eine klare Verantwortungszuordnung zwischen Netzbetreiber und Aggregator gewährleistet.

Die nachfolgende beispielhafte Abbildung aus dem Pilotprojekt „OctoFlexBW“ zeigt das Ergebnis solcher initialen Fahrplanmeldungen (grüne Linie) inklusive Flexibilitätspotenziale (grüne Fläche stellt RDV+ dar) durch den Aggregator gemäß den oben genannten Zeiten. Aufgrund eines Redispatch-Abrufes (blaue durchgezogene Linie) durch den ÜNB für den Zeitraum 2:00-3:00 Uhr (übermittelt um 20:30 Uhr) wird ein re-optimierter Fahrplan (gestrichelte blaue Linie) erstellt und bis 21:00 Uhr an den ÜNB übermittelt. Die Poolfahrzeuge folgen im Anschluss dem re-optimierten Fahrplan in Echtzeit. Im Pilotprojekt erfolgt das Laden der E-Fahrzeuge börsenpreisoptimiert in der Nacht, weshalb zur besseren Nachvollziehbarkeit des Optimierungsergebnisses der Börsenpreis mit aufgetragen ist.

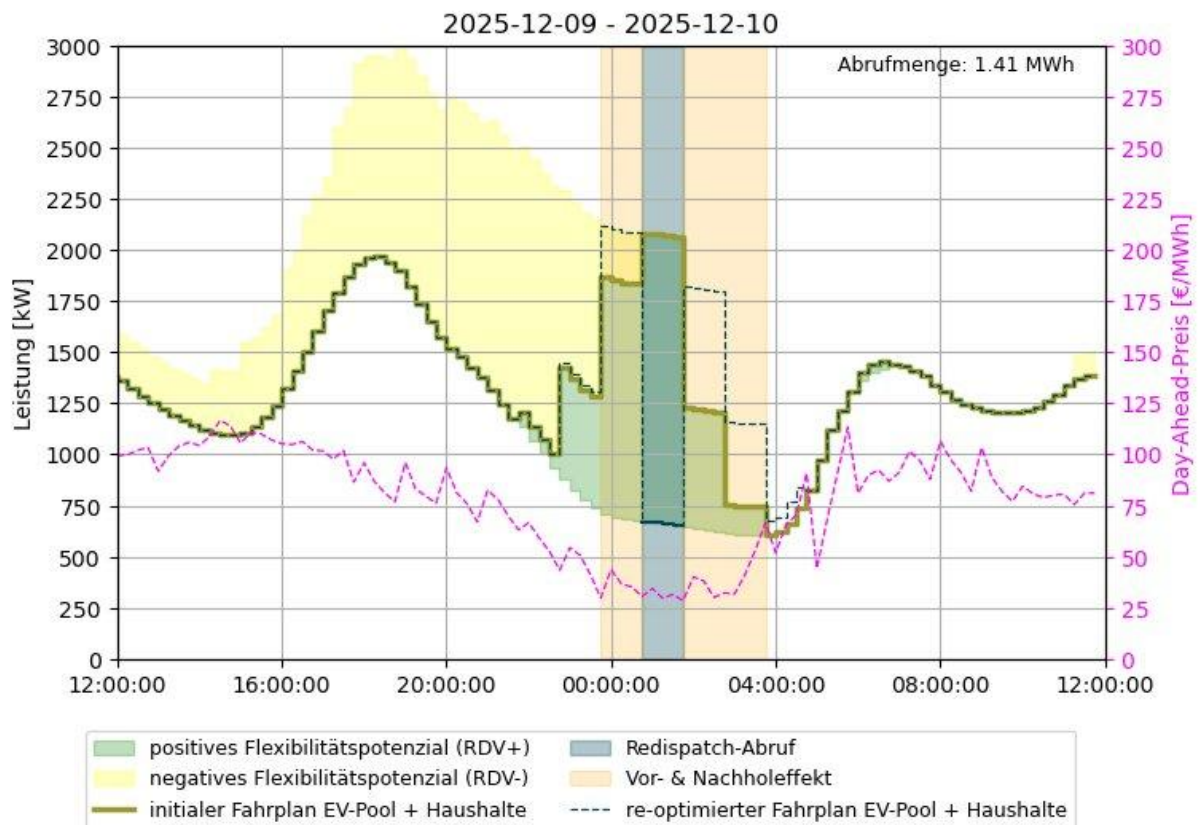


Abbildung 8: Beispielhafte reale Plandatenmeldung aus der Pilotierung

5.2. Zielkonflikte bei der Ausgestaltung des Marktdesigns

Die Ausgestaltung des Plandaten- und Aktivierungsprozess im LP+ Modell ist mit mehreren inhärenten Zielkonflikten verbunden, bei denen unterschiedliche energieökonomische, netzbetriebliche und marktdesignbezogene Zielsetzungen gegeneinander abzuwägen sind. Diese Zielkonflikte ergeben sich insbesondere aus der gleichzeitigen Zielsetzung hoher Markteffizienz, robuster Anreizstrukturen und operativer Praktikabilität.

Robustheit gegenüber unerwünschtem strategischem Verhalten

Ein zentraler übergeordneter Zielkonflikt besteht zwischen einer möglichst hohen Prognosegüte und Markteffizienz einerseits und der Robustheit des Marktdesigns gegenüber missbräuchli-

chem strategischem Verhalten andererseits. Verfügbarkeitsmeldungen nahe Echtzeit sowie kurze Produktzeitscheiben ohne frühzeitige Fixierung des geplanten Profils würden es erlauben, aktuelle Preis-, Last- und Verfügbarkeitsinformationen bestmöglich zu berücksichtigen und damit die Effizienz des Flexibilitätseinsatzes zu erhöhen.

Demgegenüber steigt mit zunehmender zeitlicher Nähe zur Echtzeit und fehlender Fahrplanfixierung das Risiko unerwünschten strategischen Verhaltens. Insbesondere könnte das geplante Profil gezielt in einzelnen Zeitinkrementen angepasst werden, da sowohl Börsenpreise als auch Redispatch-Bedarfe kurzfristig vergleichsweise gut prognostizierbar sind. Werden Einschränkungen der kurzfristigen Anpassungsfähigkeit bewusst zugunsten stabiler und überprüfbarer Verhaltensmuster gesetzt, entsteht dadurch ein robusteres Marktdesign.

Planbarkeit des Flexibilitätseinsatzes

Ein weiterer Zielkonflikt besteht zwischen der Planbarkeit des Flexibilitätseinsatzes aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers und der Möglichkeit einer kurzfristigen Reaktion auf Marktsignale, insbesondere aus dem kontinuierlichen Intraday-Handel aus Perspektive des Aggregators. Eine frühzeitige und verbindliche Meldung gesicherter Flexibilitätspotenziale erhöht die Prognosesicherheit und ermöglicht eine vorausschauende, präventive Engpassbewirtschaftung durch den ÜNB. Gleichzeitig reduziert eine solche Festlegung die Flexibilität des Aggregators, auf kurzfristige Preisänderungen zu reagieren und erhöht damit potenziell die Kosten durch entgangene marktliche Opportunitäten. Das Marktdesign muss daher einen Ausgleich zwischen netzbetrieblicher Planungssicherheit und marktwirtschaftlicher Effizienz herstellen.

Fixierung der geplanten Profile im Nicht-Abruffall

Ein spezifischer Zielkonflikt ergibt sich aus der Frage, ob gemeldete geplante Profile auch dann fixiert bleiben sollen, wenn in der jeweiligen Zeitscheibe kein Redispatch-Abruf erfolgt. Eine konsequente Fixierung erleichtert das Monitoring erheblich, da das Fahrplanverhalten in Zeiträumen mit und ohne Redispatch-Abruf eindeutig vergleichbar ist. Dies vereinfacht insbesondere die Identifikation von missbräulichem strategischem Verhalten. Demgegenüber würde eine Freigabe nicht benötigter Flexibilitätspotenziale die Möglichkeit eröffnen, diese kurzfristig am Intraday-Spotmarkt zu vermarkten und damit Opportunitätskosten zu reduzieren. Bei der Ausgestaltung des Marktdesign ist somit eine Abwägung zwischen regulatorischer Kontrollierbarkeit und ökonomischer Effizienz vorzunehmen.

Länge der Zeitscheiben

Auch die Wahl der Produktzeitscheiben ist mit einem Zielkonflikt verbunden. Längere Produktzeitscheiben erleichtern insbesondere die zeitliche Verlagerung der Bezugsleistung innerhalb derselben Zeitscheibe bei Flexibilitätspools, die ihre Bezugsleistung zeitlich vorverlagern, und reduzieren die Komplexität der Einsatzplanung. Demgegenüber ermöglichen kleinere Produktzeitscheiben mit Verfügbarkeitsmeldungen nahe Echtzeit eine stärkere Berücksichtigung aktueller Preis- und Verfügbarkeitsinformationen und erhöhen potenziell die Markteffizienz. Gleichzeitig steigt jedoch die Komplexität des Prozesses sowie das Risiko strategischer Anpassungen, sodass auch hier eine bewusste Abwägung erforderlich ist.

Die Abwägung der Länge der Zeitscheiben hat unter Berücksichtigung der zu Beginn dargestellten Netz- und Marktprozessen sowie des dazugehörigen Prozesstimings für Plandatenmeldung und Abruf zu erfolgen. Zum einen sind aus FSP-Sicht geeignete Zeitpunkte und Zeitscheiben zu wählen, sodass die Unsicherheiten bezüglich Flexibilitätserfügbarkeit und Marktpreise reduziert

werden. Zum anderen ist aus Sicht der ÜNB entscheidend, dass die Potenzialmeldung und die Aktivierungszeitpunkte zu den heutigen Redispatch-Prozessen passt, um eine reibungsfreie Integration zu ermöglichen.

Begrenzung von Verschiebeeffekten

Ein weiterer Zielkonflikt betrifft die Festlegung des Vor- und/oder Nachholzeitpunkts der verschobenen Bezugsleistung. Eine Planung durch den Aggregator erlaubt eine optimierte Berücksichtigung der individuellen Restriktionen und Präferenzen innerhalb des Flexibilitätspools, etwa technologischer Grenzen oder nutzerseitiger Anforderungen. Demgegenüber könnte eine Planung durch den ÜNB die Netzsicherheit erhöhen, insbesondere im Hinblick auf die Vermeidung neuer kritischer Netzengpasssituationen zum Nachholzeitpunkt. Bei der Ausgestaltung des Marktdesigns muss daher entschieden werden, in welchem Umfang netzseitige Steuerungsbedarfe gegenüber dezentralem Optimierungswissen priorisiert werden.

Höhe der abrufspezifischen Kompensation

Auch die Ausgestaltung der Kompensation abgerufener Energiemengen ist mit einem Zielkonflikt verbunden. Die Kompensation auf Basis eines Börsenpreisindex (ID1) stellt einen einfach zu ermittelnden, transparenten und vom Redispatch-Prozess unabhängigen Referenzpreis dar. Sie reduziert die Prozesskomplexität und vermeidet detaillierte Kostenprüfungen. Demgegenüber würde eine Kompensation auf Basis der tatsächlichen Kosten – einschließlich der Preisdifferenz zwischen ursprünglich geplantem und re-optimiertem Bezugszeitpunkt – eine präzisere Abbildung individueller Opportunitätskosten ermöglichen, jedoch mit höherem Aufwand.

Definition von RD 3.0-Marktgebieten

Schließlich besteht ein Zielkonflikt zwischen der Definition möglichst großer, liquider Marktgebiete und der präzisen Abbildung der netztechnischen Wirkung dezentraler Flexibilitäten. Großräumige Marktgebiete erhöhen die Liquidität, verbessern die Prognosegüte aggregierter Flexibilitätspotenziale und fördern den Wettbewerb. Gleichzeitig nimmt mit wachsender räumlicher Aggregation die Genauigkeit der netztechnischen Zuordnung zu einzelnen Netzknoten ab, was die Bewertung der tatsächlichen Engpassentlastung erschwert. Das Marktdesign muss daher einen Kompromiss zwischen marktlicher Effizienz und netztechnischer Granularität finden.

6. VEREINFACHUNGEN IN DER PILOTIERUNG

Gebotsphase

In der Pilotierung findet die Anbieterauswahl deutlich vereinfacht statt. Die Kontrahierung erfolgt im Zuge von bilateralen Verhandlungen und somit zeitlich noch deutlich weiter vorgelagert als in der in diesem Whitepaper beschriebenen Gebotsphase. Die Kontrahierung erfolgt für die komplette Pilotierungsphase. Der Verfügbarkeitszeitraum ist somit die Pilotierungsphase, wobei durchgehend ein rollierender Plandatenprozess stattfindet.

Um allerdings auch während der Pilotierung Gebotsphase und Bezuschlagung zu testen, werden entsprechend des geplanten zeitlichen Ablaufs Gebotsphasen für Verfügbarkeitszeiträume von je einer Woche simuliert. Der Aggregator gibt hierbei ein theoretisches Angebot inklusive seines typischen Profils ab, sodass der Netzbetreiber die Bezuschlagungsregel D-7 simulieren kann. Ziel

ist es, neben der Simulation der realen Prozesse auch eine unverbindliche Schattenrechnung durchzuführen, die eine grobe Orientierung bezüglich des zu erwartenden Preisniveaus liefert.

Plandaten- und Aktivierungsprozess

In der Pilotierung ergeben sich folgende Anpassungen:

- Die abgerufene Energiemenge im Falle eines Redispatch-Einsatzes ist durch den Aggregator bilanziell korrekt zu handeln. Es erfolgt keine Übertragung in den Redispatch-Bilanzkreis des ÜNB, solange der Pool eine gewisse Größe nicht überschreitet.
- Es erfolgt deshalb auch keine Kompensationszahlung für die aktivierte Energiemenge in Höhe des Börsenpreisindex „ID1“. Somit gilt ein Arbeitspreis von 0 €/MWh.
- Es werden keine Sperrfenster zur Einschränkung des Nachholzeitraums übermittelt.

Alle weiteren Prozessschritte sind analog zu den vorherigen Ausführungen.

7. AUSBLICK

Der aktuelle Entwicklungsstand des LP+ Modells stellt eine robuste Ausgangslösung dar, die negative Effekte auf bestehende Märkte weitestgehend vermeidet und ermöglicht, dass bereits kurzfristig zusätzliche Flexibilitätspotenziale für das Netzengpassmanagement erschlossen werden können.

Maßgeblich für die exakte Definition wesentlicher Marktdesignparameter, insbesondere des zeitlichen Ablaufs der Prozesse, sind jedoch empirische Erkenntnisse zu Flexibilitätspools mit unterschiedlichen Technologiezusammensetzungen und Vermarktungswegen. Erst dadurch lassen sich die beschriebenen Zielkonflikte fundiert adressieren und eine für beide Seiten, also für Flexibilitätsanbieter und für Netzbetreiber, effiziente Lösung finden, die die jeweiligen Bedarfe und Restriktionen bestmöglich berücksichtigen. Ein Vorgehen aufbauend auf rein theoretisch-konzeptionellen Überlegungen stößt hier an Grenzen, weshalb eine großskalige Pilotierung zielführend erscheint. Die dadurch gewonnen Erkenntnisse ermöglichen eine iterative Anpassung der Marktdesignparameter und somit eine Effizienzsteigerung in Beschaffung und Abruf im Laufe der Zeit. Eine entsprechende Pilotierungsphase läuft seit 2026.

GLOSSAR

Bezuschlagung	Bezuschlagung bezeichnet die Auswahl eines LP+-Gebots durch den Netzbetreiber. Die Zuschlagung kann für das komplette Gebot oder auch nur für einen Teil des Gebotes erfolgen. Der Netzbetreiber wählt auf Basis einer Zuschlagungsregel unter den abgegebenen Geboten jene aus, die bspw. einerseits kostengünstig sind und bei denen andererseits die angegebene Flexibilität gut zum geschätzten Redispatch-Bedarf passt. Nach erfolgter Zuschlagung ist der Aggregator zur verbindlichen Vorhaltung des RDV des kontrahierten Pools für den Verfügbarkeitszeitraum verpflichtet.
Flexibility Service Provider (FSP) / Aggregator	Ein Flexibility Service Provider (FSP)/ Aggregator ist ein Marktakteur, der Flexibilität aus Verbrauchs-, Erzeugungs- oder Speichereinheiten bündelt und diese anderen Markttrollen wie z. B. Netzbetreibern anbietet. Ein FSP/ Aggregator setzt sich aus einer oder mehreren energiewirtschaftlich relevanten Markttrollen zusammen, die dieser einnehmen kann (bspw. die Rolle des EIV, Lieferanten oder Bilanzkreisverantwortlichen). Im Redispatch 3.0 Kontext muss der FSP/ Aggregator mindestens die Rolle des EIV einnehmen. Im Kontext der DataFlex Pilotierung werden die Begriffe Aggregator und FSP als Synonyme verwendet.
Gebotsphase	Die Gebotsphase ist der Zeitraum, in dem Aggregatoren ihre LP+-Gebote abgeben können. Die Gebotsphase liegt zeitlich deutlich vorgelagert zum Zeitpunkt der physikalischen Erbringung, d.h. zum Verfügbarkeitszeitraum. Ein Gebot umfasst den für den gesamten Verfügbarkeitszeitraum gebotenen Leistungspreis sowie das typische Profil des angebotenen Pools.
Leistungspreis / Vergütung	Bezuschlagte Anbieter werden in Höhe des von ihnen gebotenen Leistungspreises für die Meldung und theoretische Bereitstellung ihres Flexibilitätspotenzials im Verfügungszeitraum vergütet. Die Vergütung ist explizit unabhängig von einer (eventuellen) späteren Aktivierung des RDV durch den Netzbetreiber. Abzugsgrenzen hiervon ist eine etwaige regulierte energiemengenbezogene Kompensation im Abruffall.
LP+ Gebot	Das LP+ Gebot (oder Gebot) des Aggregators umfasst den von ihm für den Verfügbarkeitszeitraum gebotenen Leistungspreis sowie das typische Profil des angebotenen Pools. Es wird im Rahmen der Gebotsphase abgegeben. Es ist Grundlage für die Zuschlagungsentscheidung des Netzbetreibers.

Monitoring, Monitoring-Systeme	Monitoring bedeutet die systematische Beobachtung und Plausibilisierung von Prozessen und Daten, um Abweichungen vom Sollzustand zu erkennen. Monitoring-Systeme dienen dem Monitoring von Abweichungen vom Sollzustand.
Profil: Geplantes Profil	Das „geplante Profil“ ist ein ex ante, d.h. vor Echtzeit, gemeldeter A14-Fahrplan, welcher mindestens Angaben zur geplanten Leistungsabgabe bzw. -aufnahme sowie dem positiven oder negativem RDV enthält.
Profil: Re-optimiertes Profil	Nach erfolgter Aktivierung durch den Netzbetreiber nimmt der Aggregator eine interne Re-Optimierung des geplanten Profils seines Pools vor. Ziel dieser Re-Optimierung ist es, einerseits die vollständig regelkonforme Erbringung des abgerufenen RDV sicherzustellen und andererseits die ursprünglich vorgesehene Energiedienstleistung (z. B. das Laden von Elektrofahrzeugen) zu einem anderen Zeitpunkt vor- oder nachzuholen. Die Re-Optimierung erfolgt unter Berücksichtigung relevanter technischer und systemischer Restriktionen, nutzerspezifischer Präferenzen und ggf. durch den ÜNB definierten Sperrfenster. Der Aggregator ist verpflichtet, den gemeldeten re-optimierten Plan einzuhalten.
Profil: Typisches Profil	Ex-ante im Rahmen des LP+-Gebots im RD 3.0 vom Aggregator für den Verfügbarkeitszeitraum gemeldetes prognostiziertes Profil (angelehnt am A14-Fahrplanformat), dass je Pool in der <u>Gebotsphase übermittelt</u> wird und entsprechend auch das angebotene RDV enthält. Das typische Profil basiert auf historischen Verbrauchs- oder Erzeugungsdaten und wird als durchschnittliches Profil, welches den Zeithorizont des Verfügbarkeitszeitraums umfasst, in viertelstundenscharfer Auflösung dargestellt. Es dient dem Netzbetreiber zur Bewertung und Vergleichbarkeit der angebotenen Flexibilität im Rahmen der Gebotsphase.
Redispatch	Redispatch ist die Anpassung von Einspeisung oder Verbrauch einer Anlage in das/aus dem Netz durch den Netzbetreiber zur Einhaltung betrieblich zulässiger Grenzwerte der beiden für die Stromübertragung relevanten physikalischen Kenngrößen Stromstärke und Spannung sowie zur Aufrechterhaltung der (n-1) Netzsicherheitskriterien). Unter Redispatch werden durch den Netzbetreiber veranlasste Eingriffe in den geplanten physikalischen Anlageneinsatz eines oder mehrerer Anlagenbetreiber zur Beseitigung oder Vermeidung physikalischer Engpässe verstanden.
Redispatch-Maßnahmen	Anpassung oder Aufforderung zur Anpassung der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbe-

	zugs einer Anlage zur Erzeugung oder zur Speicherung von elektrischer Energie durch einen Netzbetreiber nach § 13a Abs. 1 EnWG (bei VNB i. V. m. § 14 Abs. 1 EnWG).
Redispatch 2.0 (RD 2.0)	Redispatch 2.0 bezeichnet das seit dem 1. Oktober 2021 geltende, gesetzlich geregelte Verfahren nach §13, 13a EnWG sowie §14 EnWG zur netzbetreiberübergreifenden Bewirtschaftung von Netzengpässen durch geplante Anpassungen der Wirkleistung von Stromerzeugung, oder Stromspeicher. In den Redispatch-2.0-Prozess sind alle Stromerzeugungs- und Stromspeicheranlagen mit einer elektrischen Leistung ab 100 kW verpflichtend einzubeziehen. Darüber hinaus können auch Anlagen mit einer Leistung unter 100 kW einbezogen werden, sofern sie jederzeit fernsteuerbar sind. Die Maßnahmen erfolgen i.d.R. vorausschauend auf Basis von Planungs- und Prognosedaten, werden netzbetreiberübergreifend koordiniert und sind mit einem bilanziellen sowie finanziellen Ausgleich für die betroffenen Marktteilnehmer und Anlagenbeteiligten verbunden. Der bilanzielle Ausgleich kann dabei je nach Bilanzierungsmodell durch den BKV oder den Netzbetreiber geleistet werden. Leistet der BKV diesen, gibt es eine finanzielle Kompensation, allerdings seit dem 23.12.2025 gegenüber dem Anlagenbetreiber. Finanzielle Kompensation und die generelle finanzielle Entschädigung werden nach kostenbasierten Verfahren bestimmt. Die Teilnahme am Redispatch 2.0 ist verpflichtend.
Redispatch 3.0 (RD 3.0)	RD 3.0 bezeichnet in Deutschland ein zum kostenbasierten Redispatch 2.0 komplementäres, marktbasiertes Redispatch-Regime für Stromverbrauchs-, Stromerzeugungs- und Stromspeichereinheiten, die nicht zur Teilnahme am Redispatch 2.0 verpflichtet sind. Er fokussiert auf Kleinstflexibilitäten. Da der RD 3.0 ein marktbasierter Mechanismus ist, ist die Teilnahme freiwillig.
Redispatch-Vermögen (RDV) auch „Redispatch-Potenzial“	Das RDV beschreibt die mögliche Wirkleistungsanpassung je Zeitscheibe auf Ebene z. B. eines Pools, welche in einer Redispatch-Maßnahme durch einen anweisenden NB vorgegeben werden kann. RDV wird nach positivem und negativem RDV separiert angegeben, wobei positives RDV eine Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung bzw. eine Reduktion des Wirkleistungsbezugs abbildet und negatives RDV eine Reduktion der Wirkleistungseinspeisung oder eine Erhöhung des Wirkleistungsbezugs abbildet.

Rollierender Plandatenprozess	Der Verfügbarkeitszeitraum gliedert sich in mehrere durch die Ausgestaltung des Marktdesigns prädefinierte Zeitscheiben. Der Aggregator übermittelt für den kontrahierten Pool im Vorfeld der jeweiligen Zeitscheibe Plandaten (AI4-Fahrplan bzw. geplantes Profil) für ebendiese Zeitscheibe. Aufgrund der mehreren Zeitscheiben des Verfügbarkeitszeitraum findet diese Plandatenmeldung als rollierender Prozess statt.
Strategisches Verhalten	Unter strategischem Verhalten verstehen wir ein Verhalten von rationalen Akteuren, welches gewinnmaximierend auf die Anreize verschiedener Märkte wie den Strom- und Systemdienstleistungsmärkten inkl. Regelleistungsmärkten sowie etwaigen Redispatch-Märkten wie dem RD 3.0 ausgerichtet ist. Ein solches Verhalten ist von rationalen Marktakteuren zu erwarten und nicht per se verwerflich und schädlich. Bei ungeeigneten Anreizen kann dies jedoch die Systemkosten erhöhen (volkswirtschaftlicher Wohlfahrtsverlust).
Strategisches Verhalten: Manipulation / Gaming	Strategische Manipulation liegt vor, wenn ein Aggregator die eingereichten Daten (z.B. typisches und geplantes Profil) gezielt manipuliert, um ökonomische Vorteile zu erzielen, während zugleich die Wirkung eines Flexibilitätsabrufs gemindert wird. Gaming wird analog zum Begriff „Strategische Manipulation“ genutzt. Ein konkretes Beispiel ist das Inc-Dec-Gaming, bei dem ein verbrauchender Marktakteur wie der FSP eine extra hohe Last bezieht („Increase“) und somit einen positiven Redispatch-Abruf zur Lastreduktion („Decrease“) provoziert. Ist die Redispatch-Vergütung höher als der für die zusätzliche Last bezahlte Preis am Spotmarkt, profitiert der FSP von der Marge.
Verfügbarkeitszeitraum	Zeitraum, für den das LP+ Gebot abgegeben wird und in dem nach erfolgter Zuschlagung das RDV des kontrahierten Pools vom Aggregator verbindlich vorzuhalten ist.

Literaturverzeichnis

- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH. (2026). *Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2025*. Von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2026-05/NEP_2037_2045_V2025_2_Entwurf_1.pdf abgerufen
- BDEW. (2026). *MaKo Plattform*. Von <https://bdew-mako.de/documents> abgerufen
- BMWE. (2026). *Umgebungswärme effektiv nutzen*. Von <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/Gebaeudesanierung/waermepumpen.html> abgerufen
- BNetzA. (27. Juli 2026). *Marktstammdatenregister*. Von Erweiterte Einheitenübersicht: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/ErweiterteOeffentlicheEinheitenuebersicht> abgerufen
- BWP e. V. (29. Dezember 2025). *Zahl des Monats: BWP rechnet für 2025 mit 300.000 abgesetzten Wärmepumpen*. Von <https://blog.waermepumpe.de/2025/12/29/zahl-des-monats-bwp-rechnet-fuer-2025-mit-300-000-abgesetzten-waermepumpen/> abgerufen
- E-Bridge Consulting GmbH. (2024). *Vorbereitung der Pilotierung des komplementären marktbasierten Engpassmanagements - mit Fokus auf Flexibilität im Niederspannungsnetz, Studie im Auftrag von Amprion GmbH, E.ON SE, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH*. Von https://www.transnetbw.de/_Resources/Persistent/1/f/7/6/1f76f3b163788f99a6e03d95e26e1526fdbc7a67/20240514_PKME_Abschlussbericht_final.pdf abgerufen
- Frontier Economics. (2024). *Hybrides Redispatch Modell: Integration von Kleinanlagen und Optionen für den Umgang mit Marktmacht und Inc Dec GamingS, tudie im Auftrag von TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH*.
- KBA. (2026). *Infografik: Bestand an Elektro-Pkw*. Von https://www.kba.de/DE/Statistik/Infografiken/2_Mio_E_Pkw/infografik_node.html abgerufen
- Klempp, N., Guthoff, F., Häbig, P., Heilmann, E., Schulz, M., & Hufendiek, K. (2021). *Potenzielle dezentraler Flexibilität: Welchen Beitrag können E-Autos und Wärmepumpen zu einem kosteneffizienten Redispatch leisten? Eine Studie im Auftrag von TransnetBW GmbH. TGZ InEnergy*. Von https://www.transnetbw.de/_Resources/Persistent/f/e/c/d/fecdc4e38e84da435ed92095f609fafee6d7b563/2021-10-28-14-09-12-72-1.pdf abgerufen
- TransnetBW GmbH - OctoFlexBW. (2026). *TransnetBW - OctoFlexBW*. Von <https://www.transnetbw.de/de/unternehmen/portraet/innovationen/mobility4grid/octoflexbw> abgerufen
- Unit-e². (2025). Von <https://unit-e2.de/index.html> abgerufen

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung des technischen Potenzials ausgewählter Kleinstflexibilitäten.....	4
Abbildung 2: Prämissen für die Definition des LP+ Modells	6
Abbildung 3: Zeitliche Einordnung der Stromhandelsmärkte und der präventiven Redispatch-Prozesse der Übertragungsnetzbetreiber	7
Abbildung 4: Schematischer Überblick zu den Phasen im LP+ Modell	8
Abbildung 5: Zeitlicher Ablauf im LP+ Modell	10
Abbildung 6: Beispielhaftes typisches Flexibilitätspotenzial und Redispatch-Bedarfsprofil zur Anwendung der Bezuschlagungsregel.....	12
Abbildung 7: Zeitlicher Ablauf des Plandatenprozesses	15
Abbildung 8: Beispielhafte reale Plandatenmeldung aus der Pilotierung	17

Über das Konsortium DataFlex

Acht Partner aus Energiewirtschaft, Mobilität, IT und Forschung arbeiten im Rahmen von DataFlex gemeinsam an der digitalen Integration dezentraler Flexibilitäten und der Entwicklung neuer Marktmodelle für eine vernetzte Energiewelt. Beteiligt sind Avacon Netz, d-fine, Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH), Fraunhofer IEE, Fraunhofer FIT, Fraunhofer IAO, Fraunhofer IOSB AST, Siemens, TransnetBW und TenneT Germany (Konsortialführung). Gemeinsam entwickeln sie Lösungen, die die Integration bisher ungenutzter Flexibilitäten ermöglichen und neue Marktmodelle für eine dezentrale, digitale Energiewelt schaffen.

Förderung

DataFlex wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages und finanziert von der europäischen Union.

Fachliche Ansprechpersonen

Jasmin Denner
TenneT TSO GmbH
E: Jasmin.Denner@tennet.eu

Nikolai Klempf
TransnetBW GmbH
E: N.Klempf@transnetbw.de

dataflex-project.eu
© 2026 DataFlex | TenneT TSO GmbH

