



KURZGUTACHTEN

DataFlex Marktdesign

Analyse und Weiterentwicklung des Marktdesigns zur
Integration von Kleinstflexibilitäten in den Redispatch-
Prozess

13. Juli 2026

Im Auftrag von TransnetBW und TenneT TSO

Autoren:

Vlada Maksimova (maksimova@neon.energy)

Anselm Eicke (eicke@neon.energy)

Lion Hirth (hirth@neon.energy)

Christoph Maurer (maurer@consentec.de)

Severin Kohlmann (kohlmann@consentec.de)

Andreas Cronenberg (cronenberg@consentec.de)

DataFlex Marktdesign

Analyse und Weiterentwicklung des Marktdesigns zur Integration von Kleinstflexibilitäten in den Redispatch-Prozess

Neon Neue Energieökonomik ist ein energiewirtschaftliches Beratungsunternehmen mit Sitz in Berlin. Als Boutique sind wir seit 2014 spezialisiert auf anspruchsvolle quantitative und ökonomisch-theoretische Analysen rund um den Strommarkt. Mit Beratungsprojekten, Studien und Schulungen unterstützen wir Entscheidungsträger bei den aktuellen Herausforderungen und Zukunftsfragen der Energiewende. Zu unseren Kunden gehören Regierungen, Regulierungsbehörden, Netzbetreiber, Energieversorger und Stromhändler aus Deutschland und Europa.

Consentec bietet seit mehr als 25 Jahren sowohl öffentlichen als auch privaten Kunden in der Energiebranche und im Bereich der Energietechnologie fachkundige Beratungsdienstleistungen an. Das Unternehmen hat sich auf technische, wirtschaftliche und regulatorische Fragen der Energieversorgung spezialisiert, mit besonderem Schwerpunkt auf Netzplanung und -betrieb, Versorgungssicherheit, Netz- und Systemintegration erneuerbarer Energien sowie Marktgestaltung und Regulierung. Consentec unterstützt seine Kunden durch Beratung, technische und wirtschaftliche Untersuchungen, Softwarelösungen, Schulungen und Gutachten. Zu unseren Kunden zählen vor allem Ministerien, Regulierungsbehörden, Netzbetreiber, Energieversorger, Branchenverbände, IT-Anbieter und Gerätehersteller mit Sitz in europäischen Ländern.

Neon Neue Energieökonomik GmbH
Schönleinstraße 31
10967 Berlin

Consentec GmbH
Grüner Weg 1
52070 Aachen

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	4
1 Einleitung	5
1.1 Hintergrund	5
1.2 Vorgehen	6
2 LeistungspreisPlus-Modell.....	8
2.1 Grundidee: Vermeidung von Inc-Dec Gaming.....	8
2.2 Prozessablauf	9
3 Offene Designentscheidungen	12
3.1 Bestimmung des typischen Profils	12
3.2 Re-Optimierung.....	13
3.3 Kompensation beim Abruf.....	16
3.4 Fixierung des geplanten Profils	17
4 Bewertung.....	18
4.1 Anreizsicherheit	18
4.2 Operative Umsetzbarkeit.....	18
4.3 Effizienz.....	19
5 Fazit.....	21

Zusammenfassung

DataFlex. Im Rahmen von DataFlex wird untersucht, wie dezentrale Flexibilitäten wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Heimspeicher in den Redispatch integriert werden können. Ziel von Redispatch 3.0 ist es, das bestehende kostenbasierte Redispatch-Regime um einen marktbasierten Mechanismus für lastseitige Niederspannungsflexibilität zu ergänzen. Dadurch sollen zusätzliche Flexibilitätpotenziale erschlossen, Redispatch-Kosten reduziert und die Netzsicherheit erhöht werden.

Dieses Gutachten. Dieses Gutachten bewertet das LeistungspreisPlus-Modell. Da dieses Modell noch offene Ausgestaltungsfragen enthält, erfolgt keine abschließende quantitative Bewertung. Stattdessen wird es qualitativ entlang der drei Dimensionen Anreizsicherheit, operative Umsetzbarkeit und Effizienz eingeordnet.

LeistungspreisPlus-Modell. Das LeistungspreisPlus-Modell setzt auf eine leistungspreisbasierte Vergütung, die unabhängig vom tatsächlichen Abruf erfolgt. Dadurch wird klassisches Inc-Dec-Gaming vermieden, weil der Abruf selbst nicht zum Erlöstreiber wird. Gleichzeitig bleiben mögliche Fehlanreize bestehen, insbesondere bei der Meldung typischer oder geplanter Profile. Operativ erscheint das Modell grundsätzlich gut umsetzbar, da es an bestehende Redispatch-2.0-Prozesse anknüpft und Aggregatoren dezentrale Anlagen gebündelt bereitstellen können. Die größte Herausforderung sehen wir im Bereich der Effizienz: Redispatch-Bedarf, Redispatch-Kosten und nutzbare Flexibilität müssen frühzeitig abgeschätzt werden, obwohl konkrete Engpasssituationen zu diesem Zeitpunkt unsicher sind. Es droht daher die Gefahr einer ungenauen Beschaffung. Zudem hängt der Nutzen eines Abrufs davon ab, zu welchem Zeitpunkt der abgesenkte Verbrauch verschoben wird und ob dies zu zusätzlichem Redispatch-Bedarf führt. Eine abschließende Bewertung des Modells erfordert daher eine weitere Konkretisierung und Finalisierung der offenen Designparameter sowie zusätzliche empirische Erkenntnisse zu deren praktischer Wirkung.

1 Einleitung

1.1 HINTERGRUND

Ausgangslage. Der Redispatch in Deutschland beschränkt sich bislang vor allem auf Erzeugungsanlagen und einzelne größere Verbraucher. Abrufe werden auf Basis der entstandenen Kosten entschädigt. Dieses System eignet sich jedoch nicht, um auch die Flexibilitätspotenziale kleiner, dezentraler Verbrauchseinrichtungen zu heben, da eine Schätzung der Kosten von außen kaum möglich ist. Durch die Elektrifizierung von Verkehrs- und Wärmesektoren werden zunehmend mehr Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Heimspeicher ans Stromsystem angeschlossen. Diese Anlagen können ihren Stromverbrauch oftmals zeitlich verschieben, ohne dass dies wesentliche Einschränkungen ihres eigentlichen Anwendungsbereichs mit sich bringt. Dieses Flexibilitätspotenzial kann im aktuellen Redispatch-Prozess nicht für das Engpassmanagement genutzt werden.

Redispatch 3.0. Im Rahmen von Redispatch 3.0 soll lastseitige Flexibilität im Niederspannungsnetz über einen marktbasierten Ansatz in das bestehende kostenbasierte Redispatch-Regime integriert werden. Redispatch 3.0 ist damit kein Ersatz für Redispatch 2.0, sondern eine Ergänzung in einem hybriden Ansatz. Ziel dieses Instruments ist es, zusätzliche Flexibilitätspotenziale für das Engpassmanagement zu erschließen, Redispatch-Kosten zu senken und die Netzsicherheit zu erhöhen. Teilnahmeberechtigt sind insbesondere lastseitige Flexibilitätspotenziale in der Niederspannung, bei denen eine Lastverschiebung möglich ist. Dazu zählen insbesondere Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Heimspeicher. Das Modell soll dabei auf bestehenden Redispatchprozessen aufbauen, um die operative Umsetzbarkeit zu verbessern.

DataFlex. Das vom BMW mit Mitteln der EU geförderte Forschungsprojekt DataFlex hat unter anderem das Ziel, ein konsistentes Marktdesign für einen marktbasierten Redispatch-Mechanismus zu entwickeln, der die Integration dezentraler Flexibilitätspotenziale in der Niederspannung ermöglicht. Dabei stehen für die Entwicklung des Marktdesigns drei übergeordnete Ziele im Vordergrund:

- Erschließung zusätzlicher, bislang nicht genutzter Flexibilitätspotenziale für das Engpassmanagement
- Positiver Beitrag zur Netzsicherheit durch Integration in bestehende Netzengpassprozesse mittels planbarer, deterministisch beschreibbarer Flexibilitätseinsätze
- Entwicklung und Pilotierung eines Marktdesigns, das Gaming-Anreize strukturell begrenzt

Fokus. Im Zentrum des Projekts steht die Frage, wie dezentrale Flexibilitätspotenziale marktbasiert beschafft und in das Engpassmanagement integriert werden können. Der Fokus liegt dabei auf positiven Redispatch-Potenzialen in Süddeutschland, also auf Situationen, in denen eine Lastreduktion hinter einem Nord-Süd-Engpass konventionelle Redispatch-Maßnahmen ersetzen oder reduzieren kann. Betrachtet werden insbesondere Verschiebelasten, bei denen der

Stromverbrauch nicht dauerhaft entfällt, sondern in einen anderen Zeitpunkt vorgezogen oder nachgeholt wird.

Herausforderung. Marktbasierter Redispatch ist nicht trivial. Lokale Flexibilitätsmärkte können Fehlanreize erzeugen. Für Redispatch 3.0 ist daher ein Marktdesign erforderlich, das einerseits ausreichend Anreize zur Teilnahme setzt, andererseits aber schädliches strategisches Verhalten begrenzt (z.B. Inc-Dec-Gaming).

Diese Studie. In dieser Studie diskutieren und bewerten wir ein Modell als mögliches Marktdesign für die Beschaffung verbrauchsseitiger Flexibilität im Rahmen von Redispatch 3.0: das LeistungspreisPlus-Modell. Die Bewertung erfolgt entlang von drei Dimensionen: Anreizsicherheit, operative Umsetzbarkeit und Effizienz. Dazu untersuchen wir, ob Fehlanreize für Aggregatoren bestehen und ob diese durch das Modelldesign geeignet mitigiert werden. Wir bewerten, ob die Umsetzung für Netzbetreiber, Aggregatoren und weitere beteiligte Akteure praktikabel erscheint. Und schließlich diskutieren wir, ob das Modell geeignet ist, die im Redispatch bestehenden Probleme effizient und damit kostengünstig zu adressieren.

Offene Designfragen. Das LeistungspreisPlus-Modell ist aktuell noch nicht abschließend ausgearbeitet. Es bestehen weiterhin offene Ausgestaltungsfragen, die für die Wirkung der Modelle entscheidend sind. Dazu zählen unter anderem die konkrete Beschaffungslogik, die Bestimmung des Redispatch-Bedarfs, die Verbindlichkeit gemeldeter Profile, die Abruf- und Re-Optimierungsstrategie sowie die Kompensation im Abruffall. Die konkrete Ausgestaltung dieser Parameter ist laut TenneT und TransnetBW trotz bestehender Ausgestaltungsoptionen bewusst noch offengehalten, um Erkenntnisse aus der Pilotierungsphase im Projekt DataFlex sowie aus Workshops mit Stakeholdern wie Systemführung und Aggregatoren in der Ausgestaltung des Marktdesigns zu berücksichtigen. Vor diesem Hintergrund konnten für die Studie keine quantitativen Analysen angefertigt werden, für die eine finale Ausgestaltung des Modells notwendig gewesen wäre. Auch eine abschließende Bewertung des Modells ist daher zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich.

1.2 VORGEHEN

Zielstellung. Dieses Gutachten bewertet qualitativ den bisherigen Stand der Überlegungen für Marktdesign zum Redispatch 3.0. Wir untersuchen, welche Wirkmechanismen die Modelle grundsätzlich entfalten, welche Zielkonflikte entstehen und an welchen Stellen Ausgestaltungsentscheidungen besonders relevant sind. Eine quantitative Bewertung des Modells ist nicht Ziel dieser Studie.

Bewertungsdimensionen. Die Bewertung erfolgt entlang von drei Zieldimensionen: Anreizsicherheit, operative Umsetzbarkeit und Effizienz. Anreizsicherheit bedeutet die Vermeidung von ungewünschtem strategischem Verhalten. Dazu zählen insbesondere Inc-Dec-Gaming, wie die Manipulation von Profilen und eine ungewünschte Veränderung des Verbrauchsverhaltens zu Lasten des Netzbetriebs. Unter der operativen Umsetzbarkeit untersuchen wir, ob das Modell für Netzbetreiber, Aggregatoren und weitere beteiligte Akteure praktikabel und

skalierbar umsetzbar ist. Effizienz beschreibt, ob das Modell geeignet ist, die Redispatch-Kosten zu senken, Flexibilität bedarfsgerecht einzusetzen und zu hohe Auszahlungen an Aggregatoren zulasten der anderen Netznutzer zu vermeiden.

Zielkonflikte. Diese drei Dimensionen lassen sich nicht gleichzeitig umfassend erreichen. Ein besonders anreizsicheres Modell geht in der Regel mit höheren Anforderungen an Monitoring, Datenübermittlung und Verbindlichkeit einher und erschwert dadurch die operative Umsetzbarkeit und wird weniger effizient. Ein stark effizienzorientiertes Modell müsste wiederum eine differenzierte Beschaffung und Abruflogik erfordern, die die Komplexität ebenfalls erhöhen. Umgekehrt kann ein einfach umsetzbares Modell bei ungeeigneten Vereinfachungen zu einer Reduktion der Anreizsicherheit und der Effizienz führen. Da sich diese Zielkonflikte nicht abschließend auflösen lassen, gibt es keine allgemein optimale Ausgestaltung dieses Marktmechanismus. Vielmehr hängen die Designentscheidungen vor allem davon ab, wie die drei Zieldimensionen jeweils gewichtet werden. In der folgenden Bewertung benennen wir explizit, welche der drei Dimensionen durch unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten besonders gut erreicht werden.

Zieldimensionen

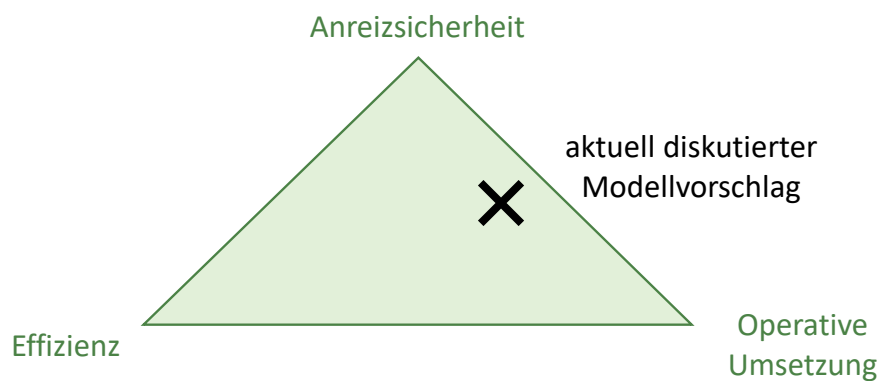


Abbildung 1: Aktuell liegt der Fokus der Marktdesignentwicklung vor allem auf den Zieldimensionen der Anreizsicherheit und der operativen Umsetzung.

Aktuelles Modell. Bei den bereits getroffenen Designentscheidungen des Modells wurde der Fokus insbesondere auf die Zieldimensionen Anreizsicherheit und operative Umsetzbarkeit gelegt. Die Anreize für Inc-Dec Gaming, der Hauptgrund warum bisherige Ansätze für den marktbasierten Redispatch in Deutschland nicht weiterverfolgt werden, soll dadurch vermieden werden. Damit ist der Mechanismus weniger effizient und verursacht höhere Kosten als bei einer stärkeren Gewichtung dieser Zieldimension. Der Ansatz der ÜNB besteht darin, zukünftig weitere Kosteneinsparpotenziale zu erschließen, wenn nach gewonnenen Praxiserfahrungen ein stärkerer Fokus auf die Verbesserung der Effizienz gelegt wird.

2 LeistungspreisPlus-Modell

Im folgenden Abschnitt stellen wir das LeistungspreisPlus-Modell vor, diskutieren mögliche Ausgestaltungsvarianten.

2.1 GRUNDIDEE: VERMEIDUNG VON INC-DEC GAMING

Klassische Flexibilitätsmärkte. In einem klassischen lokalen Flexibilitätsmarkt erfolgt das Engpassmanagement durch eine marktliche Beschaffung der benötigten Flexibilität durch die Netzbetreiber. Dieser Ansatz kann jedoch problematische Anreize für Aggregatoren mit sich bringen. Dies liegt daran, dass Abrufe im Redispatch-Mechanismus für die Aggregatoren attraktiver sein können als die Teilnahme am Großhandelsmarkt. Dies ist z.B. der Fall, wenn Aggregatoren erwarten, dass sie sich zu einem bestimmten Zeitpunkt in einer Knappheitsregion befinden, in der positiver Redispatch-Bedarf vorliegt. Dann werden die Preise auf dem lokalen Redispatch-Markt über den Preisen am zonalen Strommarkt liegen. Die Aggregatoren haben dann den Anreiz, Strom nur noch auf dem lokalen Flexibilitätsmarkt anzubieten und nicht mehr am zonalen Großhandelsmarkt. Dieses Verhalten führt jedoch dazu, dass die Netzengpässe, die sich aus dem Großhandelsmarkt ergeben, zusätzlich verstärkt werden: es wird ja gerade weniger Strom in der Knappheitsregion angeboten. Der Abruf von Flexibilität wäre dann nicht nur Folge eines fundamental bedingten Netzengpasses, sondern zusätzlich durch das strategische Verhalten der Marktteilnehmer selbst verursacht. Solches Verhalten wird in der energiewirtschaftlichen Literatur als „Inc-Dec-Gaming“ bezeichnet. Es ist einer der Hauptgründe, der bisher in Deutschland gegen die Einführung von marktbasiertem Redispatch angebracht wird.

Leistungspreis. Das LeistungspreisPlus-Modell soll den bestehenden kostenbasierten Redispatch für konventionelle Erzeuger um einen marktbasierten Redispatch-Mechanismus für dezentrale flexible Verbrauchseinrichtungen und Speicher ergänzen. Anders als die bisher in Deutschland diskutierten Flexibilitätsmärkte soll der Ansatz Anreize für Inc-Dec Gaming jedoch strukturell vermeiden. Dazu wird der Abruf isoliert betrachtet für Flexibilitätserbringung nicht mehr attraktiv gemacht: Die Vergütung erfolgt nicht über einen marktlich gebildeten Arbeitspreis im Falle eines Abrufs, sondern über einen Leistungspreis, der für die Vorhaltung von Flexibilitätsleistung und somit unabhängig vom tatsächlichen Abruf gezahlt wird. Zusätzlich zu dieser reinen leistungsbasierten Grundvergütung erhalten kontrahierte Aggregatoren im Abruffall eine Kompensation in Höhe eines regulierten Arbeitspreises auf Basis eines Intraday-Preisindex: daher der Zusatz „Plus“ im Modellnamen. Durch diese Kompensation bei Abruf soll verhindert werden, dass der Abruf hohe zusätzliche Kosten bei den Aggregatoren verursacht und diese daher versuchen, Abrufe zu vermeiden.

Zeitliche Entkopplung und Blockbildung. Kontrahierung und Abruf werden im LeistungspreisPlus-Modell zeitlich voneinander getrennt: Die Beschaffung erfolgt deutlich vor dem tatsächlichen Flexibilitätseinsatz. In der untersuchten Modellausgestaltung liegt die Kontrahierung eine Woche vor dem Beginn des Erbringungszeitraums. Außerdem wird Flexibilität je-

weils für einen längeren Zeitraum, den Verfügbarkeitszeitraum, in einem Zuge beschafft. Das Zusammenführen einzelner Zeitscheiben zu einem Verfügbarkeitszeitraum wird als Blockbildung bezeichnet. Durch die zeitliche Entkopplung und die Blockbildung soll verhindert werden, dass Anbieter einzelne erwartete Engpasssituationen gezielt antizipieren und ihr Verhalten darauf ausrichten. Die zeitliche Entkopplung und die Blockbildung sind zentrale Elemente der Anreizsicherheit, sie erschweren aber gleichzeitig eine bedarfsgerechte Beschaffung. Der tatsächliche Redispatch-Bedarf kann zum Beschaffungszeitpunkt nicht nur durch Aggregatoren, sondern auch durch die Netzbetreiber nur begrenzt abgeschätzt werden. Und auch durch die Blockbildung kann Flexibilität nicht bedarfsgerecht beschafft werden.

2.2 PROZESSABLAUF

Modellübersicht. Das LeistungspreisPlus-Modell besteht aus zwei Phasen: der Gebotsphase und dem Verfügbarkeitszeitraum (Abbildung 2). In der Gebotsphase geben die Aggregatoren Leistungspreisgebote sowie typische Profile für den zeitlich nachgelagerten Verfügbarkeitszeitraum ab. Dies geschieht mit einer Vorlaufzeit von mindestens einer Woche. Im Verfügbarkeitszeitraum übermitteln die kontrahierten Aggregatoren für genau definierte Zeitscheiben rollierend ihre geplanten Verbrauchsprofile inklusive des bestehenden Redispatch-Vermögens. Auf dieser Basis entscheidet der Netzbetreiber, ob eine Lastverschiebung innerhalb der jeweiligen Zeitscheibe angefordert wird („Aktivierung“/ „Abruf“). Im Fall eines Abrufs erfolgt eine Re-Optimierung des Fahrplans unter Berücksichtigung der Aktivierung.

Modellübersicht

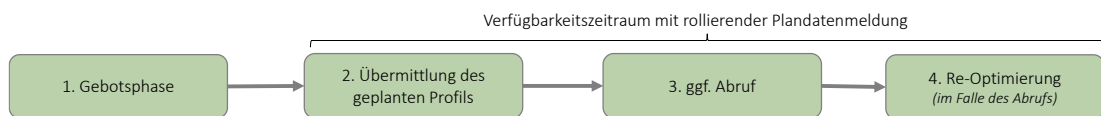


Abbildung 2: Prozessschritte im LeistungspreisPlus-Modell

Gebotsphase und typisches Profil. In der Gebotsphase übermitteln Aggregatoren ein typisches Profil sowie ein Leistungspreisgebot für den nachgelagerten Verfügbarkeitszeitraum. Das typische Profil beschreibt den erwarteten Verbrauch sowie das positive und negative Redispatch-Vermögen für den gesamten Verfügbarkeitszeitraum. Auf dieser Grundlage bewerten die Netzbetreiber, in welchem Umfang das angebotene Flexibilitätspotenzial zur Deckung des erwarteten Redispatch-Bedarfs beitragen kann. Dazu wird das typische Profil mit dem erwarteten Redispatch-Bedarf abgeglichen. Bezuschlagt werden die Anbieter, deren Flexibilität am besten zur Reduktion des erwarteten Redispatch-Bedarfs beitragen kann. Die Vergütung erfolgt in Höhe der Gebote (pay-as-bid) bis zu einer Preisobergrenze, die sich implizit an den alternativ zur Verfügung stehenden RD1.0 und RD2.0 Potenzialen orientiert. In der untersuchten Ausgestaltung erfolgt die Gebotsphase zeitlich vorgelagert zwischen D-14 und D-7 und bezieht sich auf einen Verfügbarkeitszeitraum von einer Woche.

Geplantes Profil. Die nach der Gebotsphase bezuschlagten Anbieter übermitteln anschließend im rollierenden Plandatenprozess ihre geplanten Profile. Diese enthalten den erwarteten Anlageneinsatz sowie die daraus resultierenden verfügbaren Redispatch-Potenziale für genau definierte Zeitscheiben innerhalb des Verfügbarkeitszeitraums. Die gemeldeten Redispatch-Potenziale sind verbindlich und im Abruffall zu erbringen. Im betrachteten Modell erfolgt die Meldung jeweils um 8 Uhr und um 20 Uhr für die darauffolgende 12-stündige Produktzeitscheibe (09-21 Uhr bzw. 21-09 Uhr) in viertelstündlicher Auflösung.

Typisches vs. Geplantes Profil. Das geplante Profil ist die zentrale Informationsgrundlage für den Abruf. Auf seiner Basis entscheiden die Netzbetreiber, welche der durch kontrahierte Aggregatoren gemeldeten Flexibilitätspotenziale zur Behebung erwarteter Netzengpässe abgerufen werden können. Im Unterschied zum typischen Profil, das in der Gebotsphase zur Bewertung der prinzipiellen Eignung (insb. Ort und zeitliche Verfügbarkeit) der zu erwartenden späteren Potenzialmeldung dient, bildet das geplante Profil die aktuelle und verbindliche Einsatzplanung des Anbieters ab. Es kann daher aufgrund von Strompreisen, Wetterbedingungen, Nutzerverhalten oder anderen kurzfristigen Einflussfaktoren vom typischen Profil abweichen.

Abruf. Liegt ein Redispatch-Bedarf vor, rufen die Netzbetreiber geeignete Flexibilitätspotenziale ab, wobei hier sowohl marktbasierte Redispatch-3.0-Pools als auch kostenbasierte Redispatch-1.0/2.0-Maßnahmen berücksichtigt werden. Dies ermöglicht einen integrierten Einsatz aller verfügbaren Redispatch-Optionen. Bei positivem Redispatchbedarf wird der Aggregator zur Verbrauchsreduktion aufgefordert, bei negativem Redispatchbedarf zur Verbrauchserhöhung. Das Aktivierungssignal wird in der aktuellen Modell-Ausgestaltung dem Aggregator spätestens 30 Minuten nach Übermittlung des geplanten Profils übermittelt, d.h. um 20:30 Uhr bzw. 08:30 Uhr. Die Aktivierung erfolgt damit kurzfristig und auf Basis zuvor gemeldeter und für den Netzbetreiber planbarer Profile. Abbildung 3 zeigt beispielhaft das typische und das geplante Profil sowie die Aufforderung zur Lastreduktion (den Abruf von positivem Redispatch).

Beispielhafte Profile

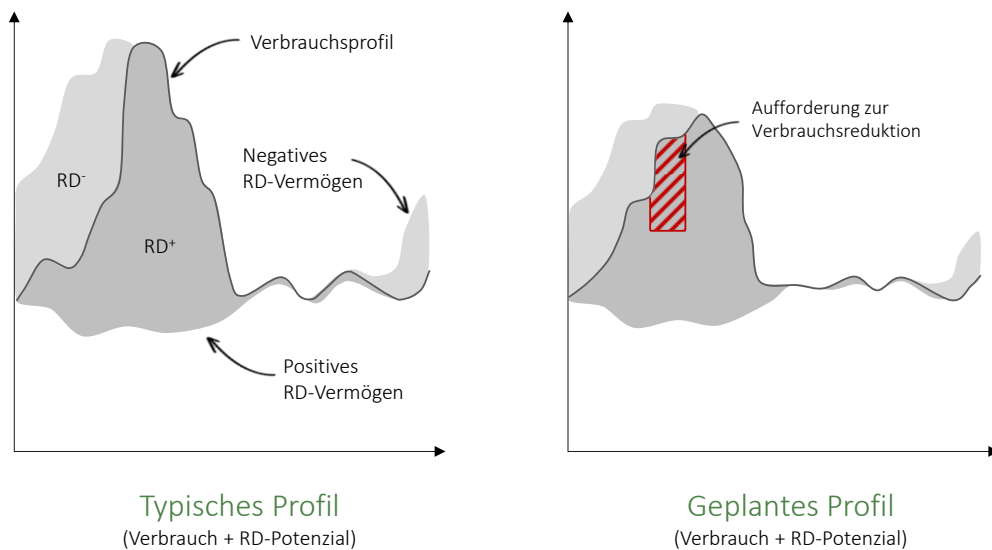


Abbildung 3: Beispiel für ein typisches und geplantes Profil für eine 12-stündige Produktzeitscheibe

Kompensation. Anders als in klassischen Flexibilitätsmärkten erfolgt im Abruffall keine Vergütung über einen marktlich gebildeten Arbeitspreis. Der Aggregator erhält für den abgerufenen Zeitraum eine Kompensation in Form eines regulierten Arbeitspreises, deren Ausgestaltung je nach Modellvariante variiert. Die verschiedenen Optionen werden in Abschnitt 2.3.4 näher erläutert.

Re-Optimierung. Bei Verschiebelasten muss die durch den Abruf reduzierte Energiemenge zu einem anderen Zeitpunkt realisiert werden. Die Re-Optimierung kann grundsätzlich auf zwei Arten erfolgen: entweder durch den Aggregator selbst oder durch den Netzbetreiber.

3 Offene Designentscheidungen

Ausgestaltungsfragen. Das LeistungspreisPlus-Modell enthält mehrere noch offene Ausgestaltungsfragen. Eine abschließende Bewertung des Modells hängt wesentlich davon ab, wie diese Designentscheidungen getroffen werden. In diesem Abschnitt diskutieren wir die zentralen, noch offenen Ausgestaltungsfragen und deren Auswirkungen. Dazu zählen die folgenden Aspekte:

- Bestimmung des typischen Profils
- Wer macht die Re-Optimierung (ÜNB oder Aggregator)?
- Kompensation des Abrufs (nur für den Fall „Aggregator re-optimiert“)
- Fixierung des geplanten Profils

3.1 BESTIMMUNG DES TYPISCHEN PROFILS

Anreize. Aus der Vergütungslogik mit dem Leistungspreis ergibt sich ein möglicher strategischer Anreiz für die Aggregatoren. Da der Leistungspreis unabhängig vom tatsächlichen Abruf gezahlt wird, haben die Aggregatoren einen Anreiz, in der Gebotsphase möglichst attraktiv zu erscheinen. Attraktiv ist ein typisches Profil insbesondere dann, wenn es in Zeiten erwarteter Netzengpässe ein hohes dazu passendes Redispatch-Vermögen aufweist. Je attraktiver das erwartete nutzbare Redispatch-Potenzial eines Anbieters bewertet wird, desto höher sind die Zuschlagswahrscheinlichkeit und der durchsetzbare Leistungspreis.

Bestimmung des typischen Profils. Ob Fehlanreize wahrscheinlich sind, hängt vor allem davon ab, wie das typische Profil bestimmt wird bzw. wie stark es mit den später gemeldeten geplanten Profilen verknüpft wird. Grundsätzlich sind zwei Ansätze denkbar: Das typische Profil kann frei durch den Anbieter gewählt werden, oder es kann aus geplanten Profilen beziehungsweise historischen Zeitreihen abgeleitet werden. Beide Ansätze haben unterschiedliche Vorteile und unterschiedliche Risiken, weshalb im Nachfolgenden auf beide detaillierter eingegangen wird.

Frei wählbares typisches Profil. Ein frei wählbares typisches Profil hat den Vorteil, dass der Anbieter seine erwartete Verfügbarkeit situationsspezifisch und mit möglichst hoher Genauigkeit abbilden kann. Gleichzeitig entsteht dadurch das Risiko einer strategischen Profilmeldung. Aggregatoren könnten ein unrealistisch hohes Redispatch-Vermögen angeben, um in der Beschaffungsauktion besser bewertet zu werden. Wenn dieses Potenzial im späteren Betrieb nicht tatsächlich verfügbar ist, würden Netzbetreiber Flexibilität bezuschlagen, die nicht oder nur teilweise abgerufen werden kann. Dadurch entstehen Leistungspreiszahlungen ohne entsprechenden Nutzen für das Engpassmanagement. Dieses Risiko ist besonders relevant, weil das typische Profil eine zentrale Bewertungsgrundlage der Beschaffungsauktion darstellt. Diese Variante wird jedoch gemäß Auskunft TenneT und TransnetBW aufgrund der erwähnten Nachteile nicht als Umsetzungsoption betrachtet.

Abgeleitetes typisches Profil. Alternativ kann das typische Profil an beobachtbares Verhalten gekoppelt werden, etwa an historische Zeitreihen, frühere geplante Profile oder tatsächliche Messwerte. Dadurch wird die freie strategische Profilmeldung erschwert, weil Anbieter ihre Verfügbarkeit nicht beliebig verändern können. Dieser Ansatz kann daher die Anreizsicherheit erhöhen. Allerdings entsteht hier ein anderer Fehlanreiz. Wenn Anbieter wissen, dass ihr zukünftiges typisches Profil aus ihrem geplanten oder tatsächlichen Verbrauchsverhalten abgeleitet wird, könnten sie ihr Verhalten gezielt anpassen. Beispielsweise könnte ein Pool von Elektrofahrzeugen in Süddeutschland verstärkt in Stunden laden, in denen Nord-Süd-Engpässe erwartet werden. Dadurch steigt der Verbrauch gerade in den Stunden, in denen das Netz bereits belastet ist. Gleichzeitig erscheint das spätere typische Profil attraktiver, weil in diesen Stunden ein höheres Potenzial zur Verbrauchsreduktion ausgewiesen werden kann. Dämpfend dürfte hier allerdings wirken, dass eine solche strategische Abweichung vom eigentlich geplanten Verhalten höhere Kosten bei der Strombeschaffung verursachen würde. Wie stark der Anreiz für eine solche Verhaltensanpassung ist, lässt sich qualitativ nicht abschließend bestimmen.

Monitoring. Ein Ansatz zur Begrenzung der strategischen Manipulation des typischen Profils ist, die Abweichungen zwischen dem typischen und den geplanten Profilen zu überwachen. Weichen die Profile systematisch voneinander ab, kann dies ein Hinweis für eine derartige Manipulation sein. Auf Grundlage dieses sog. Verfügbarkeitsmonitorings könnten Anbieter bei systematischen Abweichungen sanktioniert oder von künftigen Auktionen ausgeschlossen werden. Die robuste Ausgestaltung eines solchen Monitorings ist jedoch anspruchsvoll. Abweichungen können auch durch externe Faktoren entstehen, etwa Wetter, verändertes Nutzerverhalten oder Veränderungen in der Poolzusammensetzung. Ein wirksames Monitoring müsste daher zwischen plausiblen Abweichungen und missbräuchlichem strategischem Verhalten unterscheiden. Die konkrete Ausgestaltung des Monitorings, geeignete Metriken sowie mögliche Sanktions- und Bewertungsmechanismen wurden von uns nicht analysiert und bewertet.

3.2 RE-OPTIMIERUNG

Grundsatzentscheidung. Nach einem Abruf muss der Stromverbrauch in einen anderen Zeitraum verschoben werden. Dies kann entweder durch den Aggregator selbst entschieden werden, gegebenenfalls unter Berücksichtigung von Sperrfenstern, oder durch den ÜNB. In diesem Abschnitt diskutieren wir Vor- und Nachteile dieser Varianten.

Re-Optimierung durch Aggregator. Wenn der Aggregator den Zeitraum, in dem die Last erhöht wird, selbst wählen kann, wird er unter den verfügbaren Zeitfenstern das für ihn kostengünstigste auswählen. Dies reduziert seine Kosten der Wiederbeschaffung und damit tendenziell auch den erforderlichen Leistungspreis.

Dynamische Sperrfenster. Aus Netzsicht ist diese Lösung nur dann effizient, wenn durch das Vorziehen bzw. Nachholen des Stromverbrauchs keine neuen Engpässe verursacht bzw. bestehende Engpässe verstärkt werden. Daher erscheint eine Re-Optimierung durch den Aggre-

gator nur in Kombination mit Sperrfenstern sinnvoll. Dabei legt der ÜNB einzelne Viertelstunden fest, in denen der Aggregator Verbrauch nicht nachholen oder vorziehen darf, weil dadurch eine Verschärfung bestehender Netzengpässe droht (Abbildung 4).

Beispiel für die Ausgestaltung dynamischer Sperrfenster

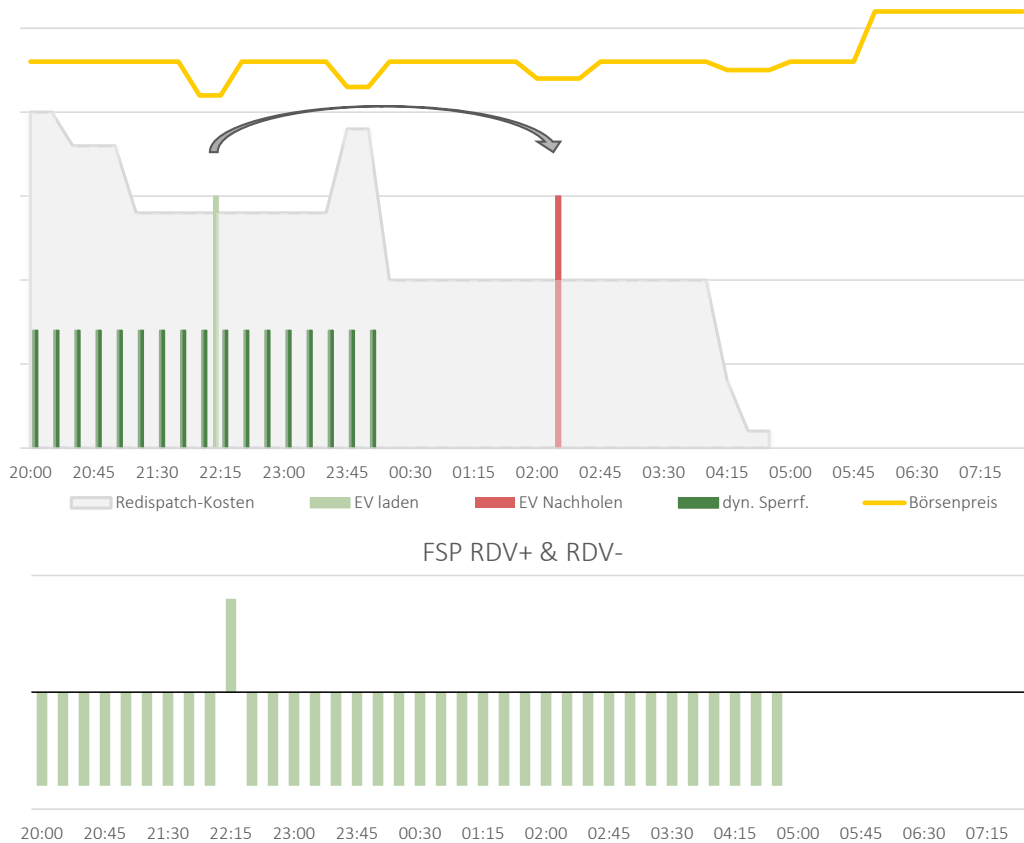


Abbildung 4: Beispiel für dynamische Sperrfenster. Ladeprofil eines Aggregators, Spotpreise, Redispatch-Kosten und die ausgewählten Sperrfenster (oben), sowie das von dem Aggregator übermittelte Redispatch-Vermögen (unten).

Zielkonflikte bei Sperrfenstern. Die Ausgestaltung dynamischer Sperrfenster ist alles andere als trivial, weil sie weitere Zielkonflikte hervorruft. Ein Beispiel ist die maximale Anzahl von Sperrzeitfenstern, die bei einem Abruf angegeben werden. Aus Netzbetreibersicht ist es attraktiv, situationsabhängig zu bestimmen, wie viele Sperrfenster bei jedem Abruf angegeben werden. Andererseits führen mehr Sperrfenster zu höheren Kosten auf Seiten der Aggregatoren: sie lassen weniger Möglichkeiten zur kostenminimalen Re-Optimierung. Aus Aggregatoren-Sicht ist daher eine Begrenzung der maximalen Anzahl von Sperrzeitfenstern wünschenswert. Bei einer hohen Anzahl oder besonders ungünstig liegenden Sperrfenstern könnte es für den Aggregator sogar unmöglich werden, seinen Verbrauch zu decken. Der Netzbetreiber müsste daher eigentlich technische Restriktionen der Aggregatoren und verbrauchsbedingte Einschränkungen bei der Wahl der Sperrfenster mitberücksichtigen, die er aber in der Realität kaum einschätzen kann wird.

Re-Optimierung durch ÜNB. Eine Alternative wäre, dass der ÜNB den Zeitraum der Lastverschiebung selbst festlegt. In diesem Fall entscheidet der ÜNB bereits bei der Aktivierung, in welchen Zeitraum die Last verschoben werden soll. Für diesen Zeitpunkt kann der ÜNB auch entsprechend Strom beschaffen. Dies hat mehrere Vorteile. Einerseits kann der ÜNB die Netz-
wirkung der Lastverschiebung besser abschätzen und vermeiden, dass die Lastverschiebung neue Netzengpässe verursacht bzw. bestehende verschärft (Abbildung 5). Außerdem entfällt die Kompensation des Aggregators für die Strombeschaffung, wenn der ÜNB einen bilanziellen Ausgleich vornimmt. Das reduziert Anreize für schädliches strategisches Verhalten auf Seiten der Aggregatoren, weil der Abruf kostenneutral ausgestaltet ist, zumindest was die Stromkosten angeht. Dadurch besteht für den Anbieter kein Anreiz, bestimmte Abrufe zu vermeiden oder seine Verfügbarkeit gezielt in Abhängigkeit von erwarteten Verschiebekosten darzustellen.

Re-Optimierung durch den ÜNB

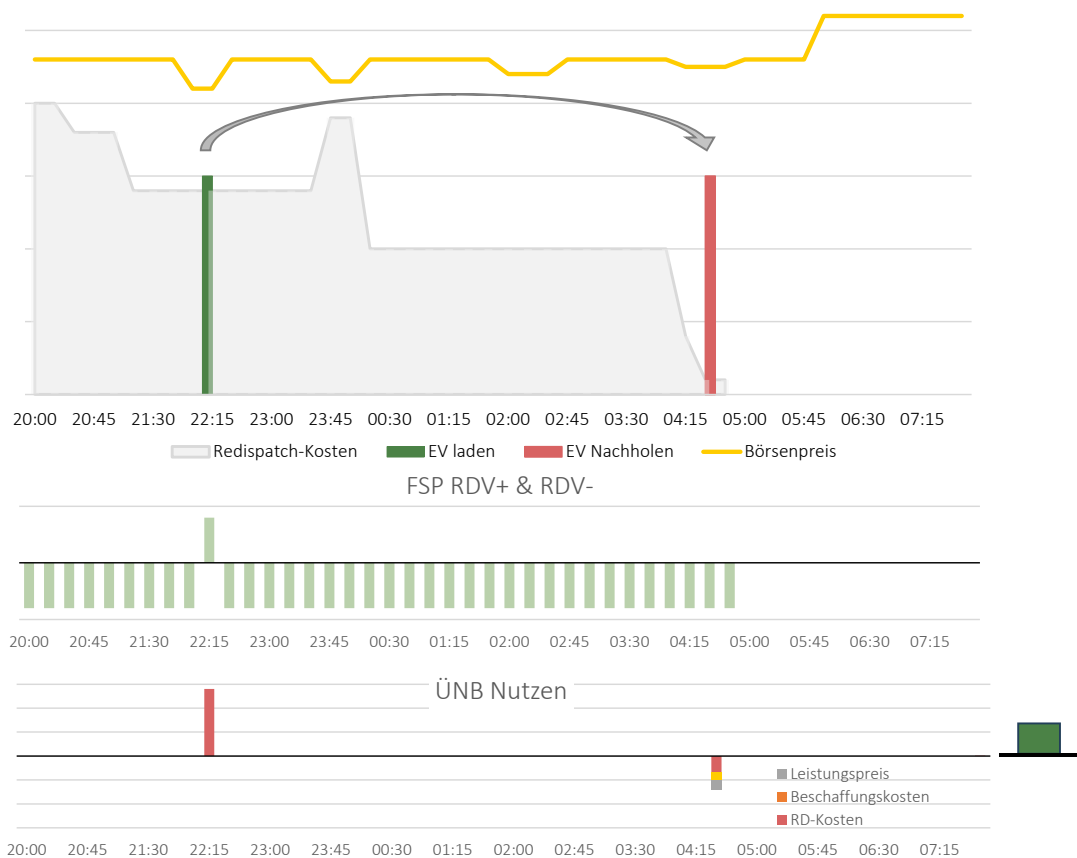


Abbildung 5: Re-optimierung der flexiblen Verbraucher durch den ÜNB.

Kosten. Finanziell ergibt sich für den ÜNB ein Abwägungsproblem. Dem Nutzen aus eingesparten Redispatch-Kosten im Abrufzeitraum stehen Kosten für den energetischen Ausgleich im Verschiebezeitraum gegenüber. Diese hängen davon ab, ob der Ausgleich über positiven Redispatch oder über ein Börsengeschäft erfolgt und welche Netzengpasssituation im Verschie-

bezeitpunkt vorliegt. Die Effizienz dieser Variante hängt daher davon ab, ob der ÜNB den Verschiebezeitpunkt so wählen kann, dass die eingesparten Redispatch-Kosten die zusätzlichen Beschaffungs- oder Ausgleichskosten übersteigen.

3.3 KOMPENSATION BEIM ABRUF

Kompensation. Wenn der Aggregator selbst die Re-Optimierung nach einem Abruf übernimmt, muss er entsprechend Strom für die Stunden nachbeschaffen, in die er seinen Verbrauch verschiebt. Es ist anzunehmen, dass der Aggregator den flexibel verschiebbaren Stromverbrauch ursprünglich in die Stunden gelegt hat, in denen die Beschaffungskosten am niedrigsten sind. Im Falle einer Aktivierung würde er seinen Verbrauch daher in einen teureren Zeitraum verschieben müssen. Eine genaue Kompensation dieser zusätzlichen Beschaffungskosten würde Aggregator gegenüber einem Abruf indifferent stellen. Ist die Kompensation zu niedrig, entstehen Anreize, Abrufe zu vermeiden oder die eigene Verfügbarkeit strategisch zu reduzieren. Ist die Kompensation dagegen höher als die tatsächlich entstehenden Kosten, können Anreize entstehen, Abrufe gezielt zu provozieren. Damit würde das Modell wiederum Inc-Dec-ähnliche Anreizprobleme erzeugen. Aus ökonomischer Sicht erscheint daher eine möglichst kostenneutrale Kompensation als sinnvollstes Zielbild. In diesem Fall werden die durch den Abruf entstehenden Opportunitätskosten und zusätzlichen Beschaffungskosten ausgeglichen, ohne dass dem Anbieter ein zusätzlicher Gewinn oder Verlust entsteht.

Pauschale Kompensationsansätze. Eine denkbare Lösung besteht darin, die Kompensation als regulierten Arbeitspreis auszugestalten und an einen Marktpreisindex, beispielsweise den ID1-Index, zu koppeln und gegebenenfalls um einen festen Aufschlag (+ X %) zu ergänzen. Solche Ansätze sind vergleichsweise leicht umsetzbar und transparent. Sie können jedoch die tatsächlich entstehenden Kosten eines Abrufs nur näherungsweise abbilden. Insbesondere in Situationen mit starken Preisunterschieden zwischen möglichen Verschiebezeiträumen kann die Kompensation deutlich über oder unter den tatsächlichen Kosten liegen und somit die oben beschriebenen Anreize erzeugen.

Situationsabhängige Kompensationsansätze. Alternativ kann die Kompensation stärker an die konkrete Abrufsituation gekoppelt werden. Beispielsweise könnte sie die tatsächlich entstehenden Mehrkosten des verschobenen Verbrauchs berücksichtigen oder sich an den Strompreisen alternativer Verschiebezeiträume orientieren. Solche Ansätze können die Kostenneutralität eines Abrufs grundsätzlich besser erreichen und Fehlanreize reduzieren. Gleichzeitig steigen jedoch die Anforderungen an Datenverfügbarkeit, Nachvollziehbarkeit und operative Umsetzung erheblich.

Re-Optimierung durch ÜNB. Im Falle einer Re-Optimierung durch den ÜNB ist keine Kompensation erforderlich, wenn der ÜNB auch den bilanziellen Ausgleich des Stroms sicherstellt.

3.4 FIXIERUNG DES GEPLANTEN PROFILS

Fixierung. Eine weitere Ausgestaltungsfrage betrifft den Umgang mit dem geplanten Profil nach dessen Übermittlung an den Netzbetreiber. Grundsätzlich kann vorgesehen werden, dass das geplante Profil auch in den Fällen, in denen kein Abruf erfolgt, verbindlich wird. Der Vorteil dieses Ansatzes liegt in einer höheren Anreizsicherheit. Ohne eine Fixierung hätten Aggregatoren mehr Möglichkeiten, einen für sie besonders teuren Abruf durch den Netzbetreiber zu vermeiden. Dazu könnten sie zunächst einen Fahrplan melden, der einen Abruf für die ÜNB unwahrscheinlich macht, z.B. weil sie keine Redispatch-Verfügbarkeit in besonders unattraktiven Zeiten melden. Nachdem der Netzbetreiber bekannt gegeben hat, dass kein Abruf erfolgt, könnten die Aggregatoren ihren Fahrplan wieder auf das eigentlich geplante Profil anpassen. Eine Verbindlichkeit des geplanten Profils erschwert ein solches Verhalten und erleichtert das Monitoring für die Netzbetreiber.

Höhere Kosten. Gleichzeitig geht die Fixierung des geplanten Profils mit Kosten einher. Nach der Übermittlung können Aggregatoren nicht mehr auf veränderte Börsenpreise, neue Informationen zur Lastsituation oder andere kurzfristige Entwicklungen reagieren. Insbesondere die Teilnahme am Intraday-Handel wird dadurch eingeschränkt. Die daraus resultierenden Opportunitätskosten werden die Anbieter voraussichtlich in ihren Leistungspreisen berücksichtigen. Mehr Flexibilität für die Anbieter und niedrigere Leistungspreise würden sich daher ergeben, wenn das geplante Profil in Zeitscheiben ohne Abruf nicht als verbindlich angesehen wird.

4 Bewertung

Offene Designentscheidungen. Zentrale Designentscheidungen des Modells stehen derzeit noch aus, weshalb eine abschließende Bewertung nicht möglich ist. Dieser Abschnitt fasst dennoch unsere Einschätzung des aktuellen Konzeptstands zusammen und diskutiert, welche Auswirkungen die jeweiligen Ausgestaltungsoptionen hätten. Der Fokus liegt dabei erneut auf den drei Zieldimensionen Anreizsicherheit, operative Umsetzbarkeit und Effizienz.

4.1 ANREIZSICHERHEIT

Kein klassisches Inc-Dec. Die bisher in Deutschland diskutierten Ansätze für marktbasierten Redispatch sind anfällig für Inc-Dec-Gaming: Aggregatoren verhalten sich dabei Engpass-verstärkend, um für sie attraktive Abrufe zu provozieren. Ein solches Verhalten wird durch das LeistungspreisPlus-Modell ausgeschlossen. Dies wird erreicht, indem die Vergütung nicht über einen marktlich gebildeten Arbeitspreis erfolgt, sondern über einen Leistungspreis, der für die Vorhaltung von Flexibilitätsleistung und somit unabhängig vom tatsächlichen Abruf gezahlt wird. Darüber hinaus erschwert auch die frühzeitige Beschaffung für längere Zeiträume das gezielte Ausnutzen von Netzengpässen.

Fehlanreize. Gleichzeitig bleiben Fehlanreize für Aggregatoren zur Manipulation der gemeldeten Profile bestehen. So ist insbesondere eine bewusste Manipulation des typischen Profils zur Erhöhung der Zuschlagswahrscheinlichkeit und des Leistungspreises nicht auszuschließen. Insbesondere wenn das typische Profil frei wählbar wäre, ließe sich eine Manipulation nur durch ein begleitendes Monitoring vermieden. Die Bewertung von Monitoringkonzepten war jedoch nicht Teil dieser Studie. Eine stärkere Orientierung an historischen oder geplanten Profilen reduziert dieses Risiko, kann jedoch je nach Ausgestaltung Anreize schaffen, das zugrunde liegende Verbrauchsverhalten strategisch anzupassen, was sogar Engpass-verstärkend wirken kann. Insgesamt halten wir das Risiko dafür jedoch für gering, insbesondere weil eine solche Manipulation wegen des langen Zeitraums der Beschaffung und der hohen Unsicherheit über die zu beschaffende Menge kostspielig sein dürfte.

Eine möglichst kostenneutrale Kompensation des Abrufs reduziert Anreize zur Abrufvermeidung oder Abrufprovokation. In der Variante, in der der ÜNB die Re-Optimierung und Nachbeschaffung des Stroms übernimmt, ist dies kein Problem. Eine kostenneutrale Kompensation ist hingegen herausfordernder in der Variante, in der der Aggregator selbst über den Zeitpunkt der Nachbeschaffung entscheidet.

4.2 OPERATIVE UMSETZBARKEIT

Aufbau auf bestehenden Prozessen. Die operative Umsetzbarkeit stellt eine der Stärken des LeistungspreisPlus-Modells dar. Auf Seiten der Aggregatoren gibt es nach unserer Einschätzung keine wesentlichen Teilnahmebarrieren. Die Bündelung vieler Kleinanlagen zu Pools er-

möglicht die Integration dezentraler Flexibilität in bestehende Redispatch-Prozesse, ohne dass einzelne Anlagen direkt mit den Netzbetreibern interagieren müssen. Auf Seite der Netzbetreiber wird der Aufwand grundsätzlich reduziert, indem wo möglich auf den bestehenden Redispatch 2.0 Prozessen aufgesetzt wird.

Herausforderungen. Trotzdem verbleiben einige zusätzliche Herausforderungen. Dazu zählen insbesondere die Bewertung und der Vergleich heterogener Flexibilitätspotenziale, die Bestimmung eines geeigneten Beschaffungsbedarfs sowie die Entwicklung eines effizienten Zuschlagsalgorithmus. So sollte der Zuschlagsalgorithmus idealerweise nicht nur das angebotene Redispatch-Potenzial und den gebotenen Leistungspreis berücksichtigen, sondern auch den erwarteten tatsächlichen Nutzen eines Abrufs für das Engpassmanagement, also ob ein Anbieter grundsätzlich Last reduzieren kann und ob diese Lastreduktion in den relevanten Stunden tatsächlich Redispatch-Kosten senkt. Diese Komplexität dürfte insbesondere mit zunehmender Marktliquidität und steigender Anzahl von Geboten weiter zunehmen. Auch die diskutierten Maßnahmen zur Verbesserung der Netzwirkung erhöhen den Umsetzungsaufwand. Dynamische Sperrfenster erfordern zusätzliche Prognosen und Prozessschritte. Eine Re-Optimierung durch die ÜNB würde darüber hinaus detaillierte Informationen zu Netzsituation, Redispatch-Kosten, Börsenpreisen und technischen Restriktionen der Flexibilitätspools voraussetzen. Das Modell ist damit grundsätzlich umsetzbar, die praktische Komplexität auf Seiten der Netzbetreiber sollte jedoch nicht unterschätzt werden.

4.3 EFFIZIENZ

Kernpunkte. In der aktuellen Ausgestaltung sehen wir die größten Herausforderungen des Modells im Bereich der Effizienz. Die Effizienz des LeistungspreisPlus-Modells hängt maßgeblich an drei Punkten:

- Wie günstig ist die kontrahierte Kleinstflexibilität?
- Können Netzbetreiber Kleinstflexibilität in der richtigen Menge beschaffen?
- Können die kontrahierten Kleinstflexibilitäten so eingesetzt werden, dass durch die Verschiebung die Redispatchkosten in anderen Zeitfenstern nicht oder zumindest weniger stark ansteigen?

Beschaffungspreis. Die Kosten des Mechanismus werden maßgeblich durch die Höhe des Leistungspreises bestimmt. Über ihn refinanzieren die Anbieter ihre Kosten für die Teilnahme am Mechanismus, wie mögliche Zusatzkosten bei Lastverschiebung in teurere Stunden, der Aufwand für Datenbereitstellung, Transaktionskosten und Einschränkungen im Intraday-Handel. Alle Designentscheidungen, die die Kosten der Anbieter erhöhen, führen daher zu höheren Leistungspreisgeboten. Höhere Kosten würden unter anderem entstehen bei einer Fixierung des geplanten Profils, einer zu niedrigen Kompensation beim Abruf und einer unbegrenzten Anzahl von Abrufen. In dieser Studie wurde nicht abgeschätzt, welche Kosten eine Teilnahme am Mechanismus verursacht.

Beschaffungsmenge. Eine effiziente Beschaffung hängt maßgeblich davon ab, ob der zukünftige Redispatch-Bedarf zum Zeitpunkt der Kontrahierung hinreichend genau durch den Netz-

betreiber abgeschätzt werden kann. Dies ist im Modell besonders herausfordernd, da die Beschaffung zeitlich vorgelagert erfolgt und sich auf einen Produktzeitraum von einer Woche bezieht. Zum Zeitpunkt der Kontrahierung besteht daher erhebliche Unsicherheit darüber, in welchen Stunden und in welchem Umfang tatsächlich Redispatch-Bedarf auftreten wird. Aber selbst bei vollständigen Informationen über zukünftige Engpässe, können die Netzbetreiber wegen des langen Produktzeitraums nicht zielgerichtet beschaffen. Dadurch besteht sowohl das Risiko einer Überbeschaffung mit einhergehenden Leistungspreiszahlungen als auch das Risiko einer Unterbeschaffung, bei der verfügbare Potenziale zur Senkung von Redispatch-Kosten ungenutzt bleiben. Diese fundamentalen Herausforderungen werden auch nach einer Erprobungs- und Lernphase bestehen bleiben und ließen sich nur durch Verkürzung des zeitlichen Vorlaufs der Beschaffung und durch Verkürzung des Beschaffungszeitraums lösen. Basis hierfür können die empirischen Erkenntnisse darstellen, jedoch bleibt zu beachten, dass der potenzielle Effizienzgewinn eine Reduktion der Anreizsicherheit bedeuten könnte.

Netzwirkung. Der Nutzen einer Lastverschiebung hängt nicht nur davon ab, wann der Verbrauch reduziert wird, sondern auch davon, welche (Netz-)Kosten beim Nachholen bzw. Vorziehen des Verbrauchs anfallen. Je stärker die Lastverschiebung gesteuert werden kann, desto besser fällt tendenziell die Netzwirkung aus. Gleichzeitig steigen die Komplexität des Mechanismus und die Kosten der Flexibilitätserbringung. Die höchste Effizienz aus Netzsicht verspricht grundsätzlich eine ÜNB-seitige Re-Optimierung, da sowohl Abruf als auch der verschobene Verbrauch gezielt unter Berücksichtigung der Netzsituation gesteuert werden können. Dynamische Sperrfenster stellen einen Mittelweg dar: Sie begrenzen besonders kritische Verschiebezeitpunkte, ohne die vollständige Re-Optimierung durch den ÜNB zu erfordern.

5 Fazit

Modell. Das LeistungspreisPlus-Modell soll den bestehenden kostenbasierten Redispatch um eine marktbasierte Komponente für dezentrale Verschiebelasten ergänzen. Dadurch sollen die bestehenden Flexibilitätspotenziale dezentraler Verbraucher zur Behebung von Netzengpässen nutzbar gemacht werden. Kernelemente des LeistungspreisPlus-Modells sind eine Vergütung über den vom Aggregator jeweils gebotenen Leistungspreis, und zwar unabhängig vom Abruf und die zeitliche Trennung zwischen Bezuschlagung und Abruf, um Vorhersehbarkeit von Engpässen für Aggregatoren zu verschlechtern.

Bewertung. Eine abschließende Bewertung des Modells ist auf Grund zahlreicher noch offener Designentscheidungen nicht möglich. Jedoch lassen sich auf Basis der bisher festgelegten Entscheidungen einige Aussagen bezüglich der Anreizsicherheit, der operativen Umsetzbarkeit und der Effizienz treffen.

Strategische Anreize. Das LeistungspreisPlus-Modell adressiert die wesentlichen Herausforderungen der marktbasierten Beschaffung. Dadurch kann typisches Inc-Dec Gaming, also die Provokation von Redispatch-Abrufen, effektiv vermieden werden. Gleichzeitig können Fehlanreize für die Aggregatoren zur Manipulation des geplanten Profils nicht ausgeschlossen werden.

Operative Umsetzbarkeit. Die Umsetzung auf Aggregatoren-Seite erscheint relativ leicht möglich, da das Modell weitgehend auf bestehenden Redispatch-2.0-Prozessen und -Datenformaten aufsetzt und Aggregatoren ihre einzelnen Assets über Pools gebündelt bereitstellen können. Auf ÜNB-Seite entstehen Herausforderungen zum einen bei der zeitlich deutlich vorgelegerten Bedarfsprognose und der Bewertung von Geboten, zum anderen im Rahmen der Abrufstrategie.

Effizienz. In der aktuellen Ausgestaltung sehen wir die größten Herausforderungen des Modells im Bereich der Effizienz. Diese hängt vor allem daran, ob es der Mechanismus erlaubt, Flexibilitätspotenziale zu erschließen ohne dabei den Aggregatoren hohe Kosten aufzubürden. Außerdem bleibt eine bedarfsgerechte Beschaffung von Flexibilitätsleistung vor dem Hintergrund der sehr frühen Gebotsphase und der Beschaffung für mehrere Tage herausfordernd. Und zuletzt muss der Mechanismus sicherstellen, dass die beschafften Verschiebelasten so eingesetzt werden, dass durch die Verschiebung keine neuen Netzengpässe entstehen, bzw. verschärft werden.

Weitere Konkretisierung. Für die weitere Bewertung des LeistungspreisPlus-Modells könnten zusätzliche empirische Erkenntnisse aus Pilotierung, Simulationen oder weiteren Praxistests hilfreich sein. Relevant wären insbesondere Daten zur tatsächlichen Verfügbarkeit dezentraler Flexibilität, zur Prognosegüte von Redispatch-Bedarf und Redispatch-Grenzkosten, zu den Kosten der Flexibilitätserbringung sowie zur Netzwirkung von Lastverschiebungen. Auf dieser Grundlage könnten die noch offenen Ausgestaltungsoptionen weiter konkretisiert und finalisiert werden. Dies würde auch eine abschließende Bewertung des Modells und des Zusammenspiels der zentralen Designparameter ermöglichen.