



Redispatch 3.0:

Regulatorischer Rahmen, Markt- und Produktdesign

Dr. Sabrina Ried, Studie gemeinsam mit Dr. Fabian Ocker, Dr. Jessica Stenglein, und E-Bridge Consulting

Neue Instrumente zur Netzstabilisierung gefragt – Potential dezentraler Flexibilitäten vorhanden

Fehlende Hochfahrleistung in Süddeutschland:

- 7,7 GW Stilllegung von Kohle- und AKW bis 2030 in Bayern und Baden-Württemberg. Netzreserve-Kraftwerke erreichen techn. Lebensende.¹

Großes Flexibilitätspotential durch Elektrifizierung (2037), u. a.:

- 98–129 GW (19-25 Mill.) E-PKWs. 67,4 GW haushaltsnahe Speicher.²

Hoher gesamtwirtschaftlicher Nutzen:

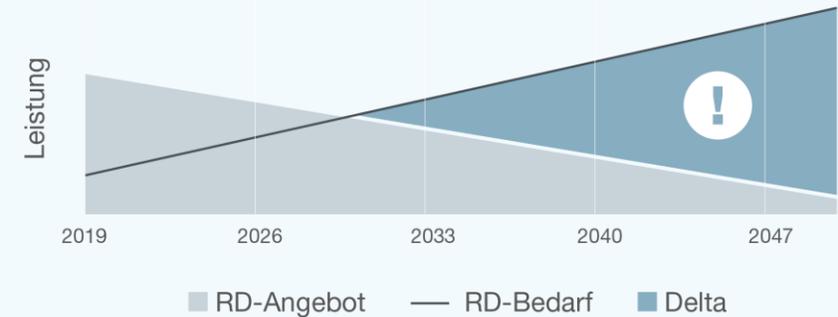
- Ökonomisches Potenzial dezentraler Flexibilität für Redispatch in Baden-Württemberg: 228 Mio. € für 2022-2028. Nach heutigen Kosten vmtl. höher.

Politische Entwicklung:

- Kostenbasierter Redispatch für dezentrale Flexibilität ungeeignet.
- Politische Diskussionen um Marktdesign-Reform zunehmend.

Aktivitäten bei TenneT & TransnetBW zeigen Potenzial auf:

- TenneT-Projekte u.a. mit BMW (BDL) und Viessmann (ViFlex).
- TransnetBW-Projekte u.a. mit Tesla (PV-Shift), DA/RE Plattform für ÜNB-VNB Koordination, Bilanzierungs-Projekte BANULA, BID-EV,
- Weitere gemeinsame Aktivitäten (Equigy, unIT-e², ...).



Deckung der RD-Bedarfe in Süddeutschland für ein mögliches Zukunftsszenario (Schematische Darstellung)



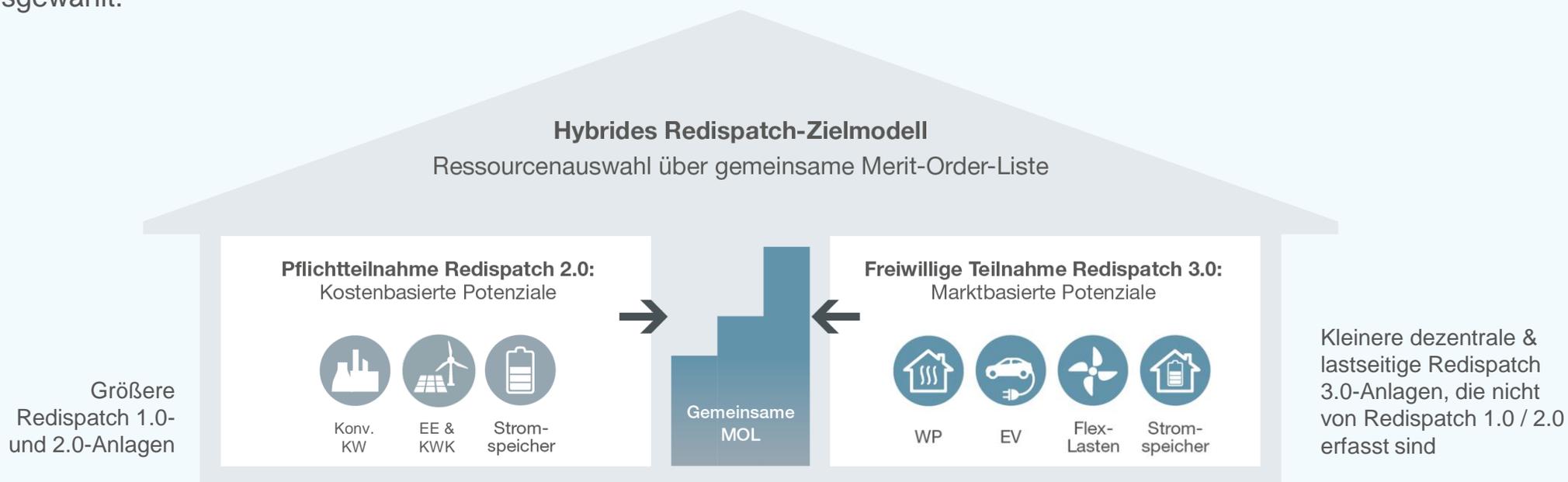
Klempp et al. (2021): Potenziale dezentraler Flexibilität: Welchen Beitrag können E-Autos und Wärmepumpen zu einem kosteneffizienten Redispatch leisten? Bewertung des systemischen Nutzens des Benchmark-Modells zur Integration von Kleinstflexibilität in den Redispatch (transnetbw.de)

¹ Kraftwerksliste Bundesnetzagentur, Stand 31.05.2022, eigene Berechnungen auf Basis der Annahme, dass Kern- & Kohleausstieg bis 2030 abgeschlossen sind

² Netzentwicklungsplan 2023

„Hybrider Redispatch-Mechanismus“ kombiniert kostenbasierten und freiwilligen marktbasierteren Ansatz

- **Marktbasierter Redispatch 3.0 mit freiwilliger Teilnahme** für dezentrale Flexibilität wird als Zusatzmodul eingeführt.
- Über eine **gemeinsame Merit-Order-Liste (MOL) und Gebotspreisverfahren** werden die zur Vermeidung eines Engpasses geeignetsten Anlagen und Flexibilitäten ausgewählt.
- Sowohl **langfristige Leistungsangebote** als auch **kurzfristige Arbeitsangebote** erschließen Potentiale verschiedener Technologien.
- **Begrenzung von Inc-Dec Anreizen** bei kurzfristigen Arbeitspreisangeboten erfolgt durch Marktmonitoring.



Weiterentwicklung Marktdesign erforderlich: Branchenperspektive von Beginn an mitgedacht

Februar 2022

Beauftragung von E-Bridge durch TransnetBW und TenneT & Start der Studie

Mai 2022

Einbindung BNetzA, BMWK, ÜNB, Branche im Rahmen eines Stakeholder-Workshops

September 2022

Ableitung von Handlungsempfehlungen zur Implementierung des Redispatch 3.0

Oktober 2022

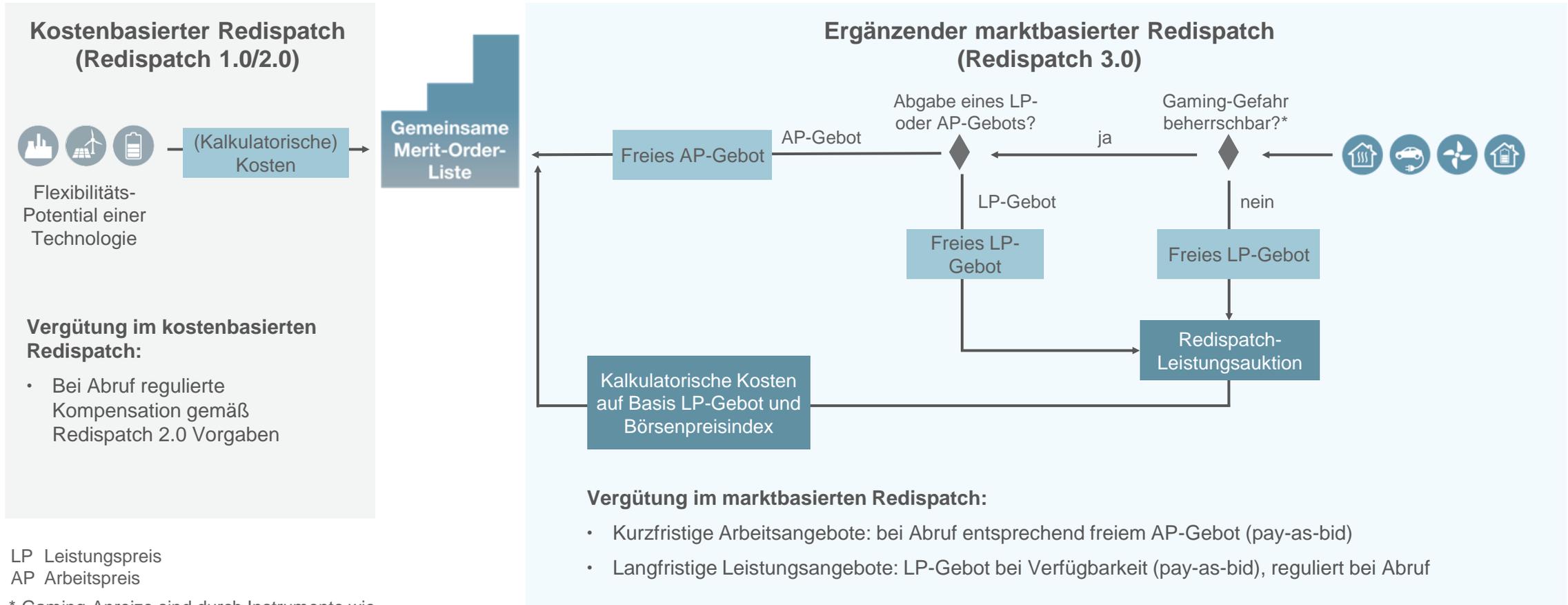
Austausch mit Marktakteuren

Zielsetzung der Studie:

- Bewertung des **aktuellen regulatorischen Rahmens** eines Redispatch 3.0-Mechanismus
- Ableitung eines **möglichen Markt- und Produktdesigns** für eine **freiwillige** marktbasierende Einbindung dezentraler, verbraucherseitiger Flexibilität in den Redispatch-Prozess
- Die **marktbasierende Integration zusätzlicher Flexibilitätspotenziale** erfolgt ausschließlich für Anlagen, die nicht von den kostenbasierten Regelungen des Redispatch 2.0 erfasst werden.

Unsere Empfehlung: Das „kombinierte Hybrid-Modell“

Alle Anbieter können langfristige Leistungsangebote abgeben, einige auch kurzfristige Arbeitsangebote.



LP Leistungspreis
AP Arbeitspreis

* Gaming-Anreize sind durch Instrumente wie Baseline-Monitoring begrenzt

Ergebnis regulatorischer Analyse: Zielmodell ist EU-konform, Kostenanerkennung noch ungelöst

Gesetzliche Rahmenbedingungen schaffen:

- Einführung eines ergänzenden marktbasierten Redispatch ist konform mit EU-Recht und juristisch geboten. Diesen Anforderungen genügt das deutsche Energierecht bislang nur unzureichend. EnWG (§ 13a) ist daher zu erweitern.
- Eine gleichberechtigte Kostenanerkennung für den Redispatch von Verbrauchseinrichtungen (ARegV) würde Anreize zur Hebung lastseitiger Flexibilitäts-Potenziale setzen. Die FSV Redispatch ist daher zu erweitern.

Pilotprojekte ermöglichen:

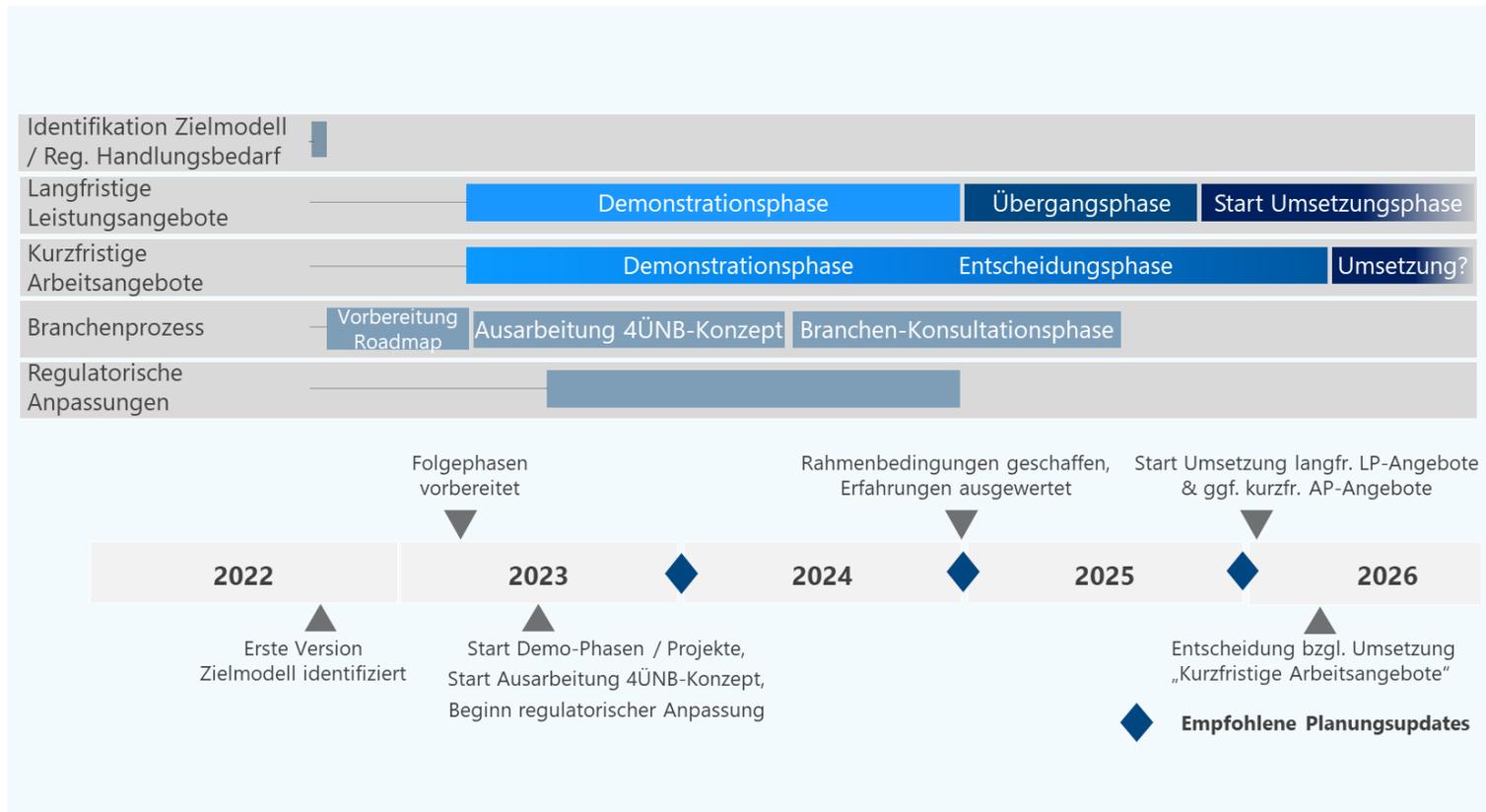
- Erste Pilotprojekte der Übertragungsnetzbetreiber mit der Branche zeigen das Potenzial bereits auf. Doch es braucht weitere Projekte ab 2023 mit entsprechender Kostenanerkennung durch die Bundesnetzagentur, um den prozessualen und organisatorischen Rahmen für eine Einbindung dezentraler Flexibilitäten in den Redispatch-Prozess schaffen zu können.



Indikativer Zeitplan von der Idee zur Umsetzung

Unsere Empfehlung: Parallelisierte Roadmap zur Einführung von Redispatch 3.0 verfolgen

- Angesichts möglicher Redispatch-Lücke und langer Entwicklungszeiträume ist eine **zeitnahe Erprobung von RD3.0 dringend geboten**
- Unsere Empfehlung: **Parallelisierte Roadmap** zur Einführung von Redispatch 3.0 verfolgen
- **Stufenweises Vorgehen** von Pilotprojekten bis Skalierung und Standardisierung (z.B. SMGW), keine gesetzliche Frist, keine Teilnahmepflicht
- **Lessons learned aus RD2.0 berücksichtigen:** Pragmatische Lösungen, Komplexitätsreduktion, agile Planung und Entwicklung, parallele Weiterentwicklung energiewirtschaftlicher Prozesse
- **Nächste Schritte:** Konsultation des Konzepts, Ausweitung bestehender und Initiierung neuer Pilot- und Demonstrationsprojekte





**Vielen Dank für Ihre
Aufmerksamkeit**

[Link zur Studie](#)