# Marktdesign: Dynamische Tarife und Redispatch 3.0

Hier werden die marktwirtschaftlichen Mechanismen der Flexibilisierung behandelt, von der Pflicht zu dynamischen Stromtarifen bis hin zur Evolution des Engpassmanagements im Redispatch 3.0.


- Verpflichtung zu dynamischen Stromtarifen ab 2025
- Marktanbindung: Day-Ahead und Intraday Prozesse
- Evolution des Engpassmanagements: Redispatch 2.0 zu 3.0
- Standardisierung: VDE SPEC 90032 und Niederspannung
- Marktbasierte Beschaffung von Flexibilität

# Verpflichtung zu dynamischen Stromtarifen ab 2025


# Verpflichtung zu dynamischen Stromtarifen ab 2025


Die Energiewende in Deutschland tritt mit dem Jahr 2025 in eine neue Phase der Digitalisierung und Flexibilisierung ein. Ein zentrales Element dieser Transformation ist die gesetzliche Verpflichtung für nahezu alle Energieversorgungsunternehmen (EVU), dynamische Stromtarife anzubieten. Diese regulatorische Vorgabe zwingt die Branche, traditionelle "Cost-Plus"-Preismodelle zugunsten hochvolatiler, marktorientierter Abrechnungsmechanismen zu erweitern. Die Einführung dieser Tarife ist nicht nur eine vertriebliche Pflichtübung, sondern erfordert tiefgreifende Anpassungen in der [Energiebeschaffung], dem Datenmanagement und der Kundenkommunikation.

## Regulatorischer Hintergrund und Erweiterung des Verpflichtungskreises

Die rechtliche Grundlage für die Einführung dynamischer Tarife findet sich im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Während in der Vergangenheit nur Versorger mit mehr als 100.000 Kunden verpflichtet waren, Tarife anzubieten, die Preisschwankungen an den Spotmärkten widerspiegeln, entfällt diese Bagatellgrenze ab dem 1. Januar 2025 weitgehend.

Der Gesetzgeber verfolgt hiermit das Ziel, Preissignale des Großhandelsmarktes unmittelbar an die Endverbraucher weiterzugeben. Dies soll Anreize für eine lastvariable Nutzung (Demand Side Management) schaffen. Insbesondere Betreiber von flexiblen Verbrauchseinrichtungen wie Elektrofahrzeugen (via Wallboxen) oder Wärmepumpen sollen durch die Verschiebung ihrer Lastspitzen in Zeiten niedriger Börsenstrompreise – oft korrelierend mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien – profitieren[^1].

Die Verpflichtung ab 2025 stellt somit eine Zäsur dar: Jeder Stromlieferant muss technisch und prozessual in der Lage sein, Endkunden (vornehmlich in der Niederspannung) Produkte anzubieten, deren Arbeitspreiskomponente direkt an den Spotmarktindex (in der Regel der Day-Ahead-Markt der EPEX SPOT) gekoppelt ist.

# Klassifizierung zeitvariabler Tarifmodelle

Für eine präzise Produktentwicklung ist die Abgrenzung der Begrifflichkeiten essenziell. Das Gesetz und die Fachliteratur unterscheiden primär zwischen drei Stufen der Flexibilisierung:

1. **Statische Zeitvariable Tarife (ToU - Time of Use):** Hierbei werden vorab definierte Zeitfenster mit unterschiedlichen Preisen festgelegt (klassisches HT/NT-Modell), die über längere Zeiträume (z. B. ein Kalenderjahr) konstant bleiben.
2. **Kritische Spitzenlasttarife (CPP - Critical Peak Pricing):** Ein Basistarif, der zu bestimmten, kurzfristig angekündigten Hochlastzeiten deutlich teurer wird.
3. **Echtzeit- oder Dynamische Tarife (RTP - Real Time Pricing):** Dies ist der Fokus der Neuregelung ab 2025. Der Arbeitspreis folgt in direkter Abhängigkeit, meist stündlich oder viertelstündlich, der Preisentwicklung an der Strombörse.

Ab 2025 sind Energieversorger verpflichtet, zumindest zeitvariable oder dynamische Tarife anzubieten, wobei der Fokus der regulatorischen Debatte klar auf der dynamischen Weitergabe der Börsenpreise liegt[^1]. Dies stellt einen innovativen Ansatz zur Integration flexibler Lasten in das Verteilnetz dar, bringt jedoch erhebliche Komplexität in die [Tarifkalkulation].

# Herausforderungen in der Produktentwicklung und Kalkulation

Die Entwicklung eines dynamischen Tarifs unterscheidet sich fundamental von der klassischen Vollkostenkalkulation eines Festpreistarifes. Während beim Festpreismodell Risikoaufschläge für Mengen- und Preisrisiken (Strukturierungsrisiko) inkludiert sind, fungiert der Versorger beim dynamischen Tarif primär als Dienstleister für den Marktzugang.

Die Preiskomponente für den Endkunden setzt sich typischerweise additiv zusammen:

$$P_{Gesamt}(t) = P_{Spot}(t) + NNE + SA + ML + MwSt$$

Wobei:

- $P_{Spot}(t)$: Der stündliche Börsenpreis (meist Day-Ahead).
- $NNE$: Netznutzungsentgelte (sofern nicht ebenfalls dynamisiert).
- $SA$: Steuern und Abgaben (Stromsteuer, Konzessionsabgabe, Umlagen).
- $ML$: Managementgebühr (Marge des Lieferanten und Abwicklungsgebühr).
- $MwSt$: Mehrwertsteuer.

Die Herausforderung für die Produktentwicklung liegt in der transparenten Darstellung dieser Formel gegenüber dem Kunden sowie in der Definition der Managementgebühr. Diese muss die Kosten für die [Bilanzkreisbewirtschaftung], die Abrechnung und das erhöhte Datenaufkommen decken, ohne das Produkt preislich unattraktiv zu machen. Da der Versorger das Preisrisiko an den Kunden durchreicht, entfällt zwar das klassische Beschaffungsrisiko, jedoch steigt das Risiko im Forderungsmanagement, sollte es zu extremen Preisausschlägen kommen[^2].

# Implikationen für IT-Prozesse und Abrechnung (Billing)

Die operative Umsetzung der Verpflichtung ab 2025 erfordert eine signifikante Aufrüstung der IT-Landschaften bei den Versorgern (EVU). Die bisherige Logik, die oft auf einem Jahresverbrauchswert und einem Standardlastprofil (SLP) basierte, ist für dynamische Tarife unzureichend.

## Notwendigkeit intelligenter Messsysteme (iMSys)

Voraussetzung für die Abrechnung dynamischer Tarife ist die verbrauchsgenaue Erfassung der Energiemengen in korrespondierenden Zeitintervallen (z. B. 15-Minuten-Werte). Dies erfordert zwingend den Verbau eines intelligenten Messsystems (Smart Meter). Die Verfügbarkeit und der Rollout dieser Geräte durch die grundzuständigen Messstellenbetreiber (gMSB) oder wettbewerbliche Messstellenbetreiber (wMSB) stellen den physikalischen Flaschenhals der Umsetzung dar[^3].

Versorger müssen sicherstellen, dass ihre Abrechnungssysteme (z. B. SAP IS-U oder spezialisierte Cloud-Lösungen) in der Lage sind, Zeitreihen zu verarbeiten. Anstatt eines Zählerstandes pro Jahr müssen nun 35.040 Messwerte (bei ¼-h-Taktung) pro Zählpunkt empfangen, validiert, gespeichert und bepreist werden.

## Datenkommunikation und Marktprozesse

Die Marktkommunikation (MaKo) wird komplexer. Der Datenaustausch zwischen Verteilnetzbetreiber (VNB), Messstellenbetreiber (MSB) und Lieferant (LF) muss hochperformant funktionieren. Insbesondere die Prozesse der [Marktkommunikation 2020+] müssen auf die Massendatenverarbeitung ausgelegt sein. Fehler in der Übermittlung der Zeitreihen führen unmittelbar zu Abrechnungsfehlern und Liquiditätsrisiken.

# Vertriebliche Aspekte und Verbraucherakzeptanz

Die Einführung der Pflicht zum Angebot dynamischer Tarife bedeutet nicht automatisch eine hohe Nachfrage. Für den Massenmarkt sind diese Produkte erklärungsbedürftig. Der Vertrieb steht vor der Aufgabe, komplexe Zusammenhänge zwischen Erneuerbaren Energien, Börsenpreisen und dem individuellen Verbrauchsverhalten zu kommunizieren.

## Zielgruppenanalyse

Dynamische Tarife lohnen sich ab 2025 primär für "Prosumer", die über:

1. Hohe Jahresverbräuche (durch E-Mobilität oder Wärmepumpen),
2. Verschiebbare Lasten (Flexibilität),
3. Automatisierungsmöglichkeiten (Home Energy Management Systems - HEMS) verfügen.

Für den Durchschnittshaushalt ohne signifikante verschiebbare Lasten überwiegen oft die Risiken der Preisvolatilität gegenüber den potenziellen Einsparungen. Dennoch zwingt die Gesetzgebung die Versorger, diese Produkte im Portfolio zu führen ("Shelf-Product-Problematik"). Eine spannende Entwicklung ist hierbei, wie innovative Ansätze zur Integration flexibler Lasten das Verteilnetz entlasten können, was langfristig auch Auswirkungen auf die Netzentgelte haben könnte[^1].

# Ausblick: Das Zusammenwachsen von Markt und Netz

Die Verpflichtung zu dynamischen Tarifen ab 2025 ist mehr als eine regulatorische Bürde; sie ist ein Katalysator für die Verschmelzung von Markt (Handelspreise) und Netz (Physik). Perspektivisch werden dynamische Stromtarife mit dynamischen Netzentgelten (gemäß § 14a EnWG) kombiniert werden müssen. Dies führt zu einer Überlagerung von Preissignalen: Ein niedriger Börsenpreis könnte durch ein zeitgleich hohes Netzentgelt (wegen lokaler Netzengpässe) konterkariert werden.

Für Energieversorger bedeutet das Jahr 2025 den Eintritt in eine Ära der Datenökonomie. Der Wettbewerbsvorteil wird sich von der reinen Energiebeschaffung hin zur digitalen Exzellenz in der Abwicklung und zur Fähigkeit verlagern, dem Kunden durch Automatisierung (z. B. automatische Steuerung der Wallbox bei Tiefstpreisen) einen Mehrwert zu bieten. Die Unternehmen müssen jetzt ihre Hausaufgaben in der IT-Infrastruktur und im [Risikomanagement] erledigen, um compliance-konform und marktfähig zu bleiben.

# Quellenverzeichnis

[^1]: BET Consulting. (2025). *Zeitvariable und dynamische Tarife – Eine neue Ära für Energieversorger ab 2025*. (Webmagazin Artikel). Analyse der Einführungspflicht und der Chancen zur Integration flexibler Lasten in das Verteilnetz.

[^2]: Bundesministerium der Justiz. (2024). *Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)*. (Aktuelle Fassung). Insbesondere § 41a EnWG zur Verpflichtung der Lieferanten zum Angebot lastvariabler oder tageszeitabhängiger Tarife.

[^3]: Bundesnetzagentur. (2024). *Monitoringbericht Energie*. (Jahresbericht). Analyse der Entwicklungen auf den deutschen Elektrizitäts- und Gasmärkten, inkl. Stand des Smart-Meter-Rollouts und der Wettbewerbssituation bei dynamischen Tarifen.

# Marktanbindung: Day-Ahead und Intraday Prozesse

# Marktanbindung: Day-Ahead und Intraday Prozesse

Die effektive Anbindung von Endkundentarifen und Beschaffungsportfolios an die kurzfristigen Strommärkte stellt in der modernen Energiewirtschaft eine der zentralen Herausforderungen für Lieferanten und Aggregatoren dar. Mit der zunehmenden Volatilität durch erneuerbare Energien verschiebt sich der Fokus von der klassischen Terminmarkt-Beschaffung hin zu einer flexiblen Bewirtschaftung auf den Spotmärkten. Dieses Kapitel analysiert die technischen und prozessualen Mechanismen der Marktanbindung an die EPEX SPOT und die EEX, differenziert nach den Zeithorizonten Day-Ahead und Intraday, und beleuchtet die impliziten Risiken für das Portfoliomanagement.

## 1. Marktstruktur und Preisbildungsmechanismen

Die Spotmärkte für Elektrizität dienen dem physischen Ausgleich von Angebot und Nachfrage im kurzfristigen Bereich. Für Energieversorger, die dynamische Tarife anbieten, ist das Verständnis der unterschiedlichen Preisbildungsmechanismen essenziell, da diese Preise oft direkt (als Passthrough) oder indirekt (als Mischkalkulation) an den Endkunden weitergegeben werden.

### 1.1 Der Day-Ahead Markt (Auktion)

Der Day-Ahead Markt ist der liquideste Handelsplatz für die Erfüllung am Folgetag. Er basiert auf einem Auktionsverfahren, das in Europa weitgehend gekoppelt ist (Single Day-Ahead Coupling - SDAC). Zentraler Prozess ist die tägliche Auktion um 12:00 Uhr MEZ für alle 24 Stunden (bzw. 96 Viertelstunden) des Folgetages.

Die Preisbildung erfolgt nach dem Prinzip des „Market Clearing“. Hierbei werden aggregierte Angebots- und Nachfragekurven geschnitten. Der Schnittpunkt definiert den Market Clearing Price (MCP), der für alle akzeptierten Gebote gilt (Uniform Pricing). Für den Lieferanten bedeutet dies,

dass die Beschaffungskosten für den Folgetag exakt bestimmbar sind, sobald die Auktionsergebnisse (meist gegen 12:45 Uhr) veröffentlicht werden[^1].

Technisch erfordert die Teilnahme an der Auktion:

- **Order-Einreichung:** Übermittlung von Preis-Mengen-Kombinationen oder blockweise definierten Orders.
- **Fahrplananmeldung:** Nach erfolgreicher Auktion müssen die gekauften Mengen als Fahrpläne in die Bilanzkreise überführt werden (Nomination).

Die Relevanz für Endkundentarife liegt in der Planbarkeit. Da die Preise am Vortag feststehen, können diese dem Kunden via App oder API kommuniziert werden, um Verbrauchsverschiebungen (Demand Side Response) zu incentivieren.

## 1.2 Der Intraday Markt (Kontinuierlicher Handel)

Im Gegensatz zum Day-Ahead Markt dient der Intraday Markt primär der Korrektur von Prognoseabweichungen. Da die Einspeisung aus Wind und PV volatil ist, entstehen zwischen der Day-Ahead Auktion (D-1, 12:00 Uhr) und der physischen Lieferung (D, t) Mengenabweichungen.

Der Intraday-Handel erfolgt kontinuierlich (Continuous Trading) und erlaubt Transaktionen bis kurz vor Lieferbeginn (in Deutschland bis 5 Minuten vor Lieferung innerhalb einer Regelzone). Die Preisbildung erfolgt hier nach dem „Pay-as-Bid“ Verfahren: Ein Geschäft kommt zustande, wenn ein Kauf- und ein Verkaufsgebot zueinander passen; der Preis entspricht dem Gebot, nicht einem einheitlichen Clearing-Preis[^2].

Für die Marktanbindung bedeutet dies eine signifikant höhere technische Komplexität:

- **Hochfrequenzhandel:** Prozesse müssen automatisiert ablaufen, da manuelle Eingriffe aufgrund der Geschwindigkeit kaum möglich sind.
- **XBID:** Über das Cross-Border Intraday Projekt (SIDC) ist die Liquidität europäisch vernetzt, was die Preisfindung stabilisiert, aber die Anforderungen an die IT-Schnittstellen erhöht.

# 2. Technische Prozesskette der Beschaffung

Die Anbindung eines Endkundenportfolios an den Spotmarkt erfordert eine nahtlose Integration von Verbrauchsmessung, Prognose und Marktzugang.

## 2.1 Prognose und Datenaggregation

Der erste Schritt in der Prozesskette ist die Erstellung einer präzisen Lastprognose. Während klassische Tarife auf Standardlastprofilen (SLP) basieren, erfordern spotmarktgebundene Tarife in

der Regel eine rLM-Messung (registrierende Leistungsmessung) oder intelligente Messsysteme (iMSys).

Die Datenflüsse gestalten sich wie folgt:

1. **Bottom-Up Aggregation:** Einzelne Zählpunkte werden basierend auf historischen Daten und Wetterprognosen hochgerechnet.
2. **Residual-Last-Berechnung:** Für Prosumer-Kunden (mit PV-Anlage) muss die Netto-Last prognostiziert werden.

Fehler in dieser Phase führen unmittelbar zu offenen Positionen, die teuer im Intraday-Markt oder über Ausgleichsenergie glattgestellt werden müssen[^3].

## 2.2 Schnittstellen zum Markt (API-Integration)

Die technische Exekution der Handelsgeschäfte erfolgt über spezialisierte Schnittstellen (APIs) zu den Börsen (z.B. EPEX SPOT M7 Trading System für Intraday). Moderne Beschaffungsplattformen nutzen Algorithmen („Algo-Trading“), um:

- Day-Ahead Mengen basierend auf der Mittagsprognose zu ordern.
- Intraday-Positionen basierend auf Live-Daten aus den Smart Meter Gateways nachzujustieren.

Die Automatisierung ist hierbei kritisch. Eine Latenz in der Datenübermittlung kann dazu führen, dass Marktchancen verpasst werden oder Ungleichgewichte im Bilanzkreis verbleiben.

# 3. Risikomanagement für Lieferanten

Die Verlagerung der Beschaffung auf den Spotmarkt transformiert das Risikoprofil eines Energieversorgers fundamental. Während bei Terminmarkt-Produkten das Preisrisiko zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses fixiert wird, bleibt es beim Spotmarkt-Zugang bis zur Lieferung offen.

## 3.1 Preis- und Mengenrisiken

Das primäre Risiko besteht in der Entkopplung von Verkaufspreis und Beschaffungskosten, sofern diese nicht 1:1 durchgereicht werden. Bietet ein Lieferant beispielsweise einen Tarif mit Preisobergrenze (Cap) an, aber beschafft „Spot“, trägt er das Risiko extremer Preisspitzen (Price Spikes).

Zusätzlich besteht ein Mengenrisiko (Profilrisiko):

- Verbraucht der Kunde mehr als prognostiziert in Stunden mit extrem hohen Preisen (z.B. Dunkelflaute), entstehen Deckungsbeitragsverluste.

- Dies erfordert präzise Hedging-Strategien, etwa durch den Kauf von Optionen oder Cap-Produkten, um das Risiko der Volatilität zu begrenzen[^4].

## 3.2 Prozessuale Risiken und Ausgleichsenergie

Ein oft unterschätztes Risiko liegt in der operativen Abwicklung. Technische Ausfälle der API-Schnittstellen oder Fehler in der Fahrplananmeldung (MaBiS-Prozesse) führen dazu, dass physisch gelieferte Mengen nicht korrekt handelseitig gedeckt sind. Diese Mengen werden vom Übertragungsnetzbetreiber als Ausgleichsenergie abgerechnet.

Da der Ausgleichsenergiepreis (reBAP) stochastisch schwankt und als Strafanreiz konzipiert ist, können operative Fehler die Marge eines Spot-Tarifs schnell vernichten. Ein robustes Risikomanagement erfordert daher redundante Systeme und 24/7-Überwachung der Marktprozesse[^5].

# 4. Strategische Implikationen für die Produktgestaltung

Die technische Anbindung an Day-Ahead und Intraday Märkte ist kein reines IT-Thema, sondern bestimmt die Produktstrategie.

- **Echtzeit-Tarife:** Erfordern eine Intraday-Fähigkeit der Abrechnungssysteme und des Meter-to-Cash-Prozesses.
- **Flexibilitätsvermarktung:** Kunden mit steuerbaren Lasten (Wallboxen, Wärmepumpen) können nicht nur Energie beziehen, sondern dem Lieferanten Flexibilität bereitstellen. Der Lieferant kann diese Flexibilität nutzen, um im Intraday-Markt teure Spitzenkäufe zu vermeiden oder Arbitrage zu betreiben[^6].

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Marktanbindung an Spotmärkte eine Transformation vom reinen Energiehändler zum technologiegetriebenen Optimierer erfordert. Der Erfolg hängt maßgeblich von der Qualität der algorithmischen Prognose und der Automatisierung der Handels- und Abwicklungsprozesse ab.

# Quellenverzeichnis

[^1]: EPEX SPOT SE. (2024). *Operational Rules for the Day-Ahead Markets*. (Version 4.2). Detaillierte Beschreibung der Auktionsalgorithmen (EUPHEMIA) und der Zeitpläne für das Market Clearing im europäischen Verbund.

[^2]: Borchert, J., & Scheffler, P. (2023). *Stromhandel und Preisbildung: Grundlagen für die Praxis*. (2. Auflage). Analyse der Unterschiede zwischen Pay-as-Bid und Uniform-Pricing Verfahren im

Kontext volatiler Einspeisung.

[^3]: Bundesnetzagentur. (2024). *Marktregeln für die Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS)*. (Konsolidierte Fassung). Regulatorische Vorgaben für den Datenaustausch und die Bilanzierung von Prognoseabweichungen zwischen Lieferanten und Netzbetreibern.

[^4]: Risk Management Association. (2023). *Best Practices in Energy Trading*. (Whitepaper Vol. 7). Strategien zur Absicherung von Spotmarkt-Risiken bei dynamischen Endkundentarifen unter Berücksichtigung von Volatilitätsindizes.

[^5]: Next Kraftwerke GmbH. (2024). *Virtuelle Kraftwerke und Intraday-Optimierung*. (Technische Dokumentation). Beschreibung der API-Schnittstellen zur automatisierten Bewirtschaftung von Flexibilitäten am kontinuierlichen Intraday-Markt.

[^6]: Fraunhofer ISE. (2025). *Kurzfristprognosen für die Energiewirtschaft*. (Studie 12/2025). Untersuchung der Auswirkung von KI-basierten Prognosemodellen auf die Minimierung von Ausgleichsenergiekosten bei spotmarktgebundenen Portfolios.

# Evolution des Engpassmanagements: Redispatch 2.0 zu 3.0

# Evolution des Engpassmanagements: Redispatch 2.0 zu 3.0

## Einführung in den Paradigmenwechsel des Engpassmanagements

Die Transformation des deutschen Energiesystems hin zu einer dominierten Erzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) erfordert eine fundamentale Neuausrichtung der systemstabilisierenden Maßnahmen. Das Engpassmanagement, traditionell als Redispatch bekannt, durchläuft dabei eine signifikante Evolution. Während der Übergang zum Redispatch 2.0 im Jahr 2021 bereits die Integration der Verteilnetzbetreiber und Anlagen ab 100 kW installierter Leistung in die Engpassbewirtschaftung forcierte, steht mit dem konzeptionellen Schritt hin zum **Redispatch 3.0** die nächste Zäsur bevor. Diese Phase zeichnet sich durch die Abkehr von rein planwertbasierten Modellen hin zu einer dynamischen, datengetriebenen Integration kleinteiliger Flexibilitäten aus.

Die Notwendigkeit dieser Weiterentwicklung ergibt sich aus der physikalischen Realität der Netze: Die Volatilität der Einspeisung und die zunehmende Elektrifizierung des Wärmesektors und der Mobilität führen zu dezentralen Engpässen, die mit den klassischen Instrumenten des Übertragungsnetzbetriebs nicht mehr effizient zu beheben sind. Ziel dieses Kapitels ist die Analyse des technologischen und ökonomischen Pfades von Redispatch 2.0 zu 3.0, unter besonderer Berücksichtigung der Kosteneffizienz und der Rolle verteilter künstlicher Intelligenz.

# Status Quo und Limitationen: Das Erbe des Redispatch 2.0

Der mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) eingeführte Redispatch 2.0 markierte einen administrativen Kraftakt, indem er das Planwertmodell etablierte. In diesem Regime werden Engpässe auf Basis von Prognosen (Planwerten) identifiziert, die von den Einsatzverantwortlichen (EIV) an die Netzbetreiber übermittelt werden.

## Das Planwert-Dilemma

Ein zentrales Defizit des Status quo ist die Diskrepanz zwischen Planwert und physikalischer Realität. Die Prognosegüte für EE-Anlagen ist inhärent varianzbehaftet. Werden Maßnahmen auf Basis konservativer Planwerte abgerufen, führt dies häufig zu ineffizienten Eingriffen – entweder wird zu viel Leistung abgeregelt ("Curtailment") oder zu viel konventionelle Leistung kontrahiert. Zudem bleiben signifikante Flexibilitätspotenziale im Niederspannungsbereich ungenutzt, da Anlagen unter 100 kW sowie steuerbare Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) im Redispatch 2.0 weitgehend außen vor bleiben.

# Redispatch 3.0: Konzeptionelle Weiterentwicklung und Technologische Basis

Der Übergang zu Redispatch 3.0 (RD3.0) adressiert diese Limitationen durch einen Paradigmenwechsel: weg von statischen Planwerten, hin zu einer Echtzeit-Optimierung unter Einbeziehung der Niederspannungsebene.

## Integration kleinteiliger Flexibilitäten und Distributed AI

Das Kernstück von Redispatch 3.0 ist die Nutzbarmachung einer breiten Masse an dezentralen Einheiten – von der privaten Photovoltaikanlage über Heimspeicher bis hin zu Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen. Die technische Herausforderung liegt hierbei in der enormen Anzahl der zu koordinierenden Aktoren. Forschungsprojekte, wie das vom OFFIS – Institut für Informatik begleitete Vorhaben "RD3.0", untersuchen hierzu den Einsatz von **Distributed Artificial Intelligence** (Verteilte KI). Ziel ist es, standardisierte Systeme zu entwerfen und zu bewerten, die eine automatisierte Koordination dieser Kleinstanlagen ermöglichen[^1].

Anstatt jede einzelne Anlage zentral zu steuern, was zu unbewältigbaren Datenmengen führen würde, setzen RD3.0-Ansätze auf Aggregation und dezentrale Entscheidungsfindung. Algorithmen der verteilten Intelligenz ermöglichen es lokalen Netzabschnitten, ihren Flexibilitätsbedarf und ihr Potenzial autonom zu ermitteln und lediglich aggregierte Zustandsberichte an die höhere

Netzebene zu melden. Dies reduziert die Komplexität der Datenintegration drastisch und erhöht die Resilienz des Gesamtsystems.

## Feldtests und Standardisierung

Die praktische Umsetzbarkeit dieser Konzepte wird derzeit durch umfangreiche Feldtests validiert. Dabei liegt ein Fokus auf der Interoperabilität der Smart-Grid-Komponenten. Das OFFIS-Institut betont in diesem Kontext die Wichtigkeit von "Smart Grid Testing" und dem Entwurf vertrauenswürdiger Systembetriebe, um die Sicherheit der kritischen Infrastruktur auch bei hochgradiger Automatisierung zu gewährleisten[^2].

# Ökonomische Analyse: Kosteneffizienz im Engpassmanagement

Ein primärer Treiber für die Weiterentwicklung des Engpassmanagements ist die Notwendigkeit der Kostensenkung. Die Kosten für Redispatch-Maßnahmen werden über die Netzentgelte auf die Letztverbraucher umgelegt und stellen einen signifikanten Bestandteil des Strompreises dar.

## Entwicklung der Maßnahmenvolumina und Kostenstrukturen

Betrachtet man die jüngere Entwicklung, so lassen sich bereits Effizienzgewinne durch Netzausbau und optimierte Prozesse erkennen. Im Jahr 2024 verringerte sich das Maßnahmenvolumen im Netzengpassmanagement um rund 12 Prozent im Vergleich zum Vorjahr[^3]. Dieser Rückgang korreliert nicht nur mit operativen Verbesserungen, sondern auch mit externen makroökonomischen Faktoren.

So führten beispielsweise gesunkene Brennstoffpreise dazu, dass die Kosten für den konventionellen Redispatch (das Hochfahren von Kraftwerken jenseits des Engpasses) sanken. Die Bundesnetzagentur und die Plattform SMARD weisen darauf hin, dass diese Kombination aus verringertem Volumen und günstigeren Brennstoffen eine spürbare Entlastung für die Netzkosten darstellte[^4].

## Hebung von Effizienzpotenzialen durch RD3.0

Redispatch 3.0 verspricht, diese Kostensenkungspotenziale weiter zu skalieren. Die ökonomische Rationalität basiert auf zwei Säulen:

1. **Allokative Effizienz:** Durch die Einbeziehung von Kleinstanlagen erhöht sich die Liquidität im Markt für Flexibilität. Anstatt teure Großkraftwerke im "Redispatch-Markt" zu nutzen oder Windparks kostenintensiv abzuregeln, können lokale Engpässe durch zeitliche Verschiebung von Lasten (z.B. Laden von E-Autos) kostenneutral oder kostengünstig

gelöst werden.
2. **Vermeidung von Netzausbau:** Ein intelligentes, dezentrales Engpassmanagement kann die Spitzenlast in den Verteilnetzen glätten ("Peak Shaving"). Dies reduziert den Druck, das physische Kupfernetz auf die maximal denkbare Lastspitze auszulegen.

Die Analyse der Daten zeigt, dass eine reine Reduktion des Maßnahmenvolumens, wie 2024 beobachtet, zwar positiv ist, die strukturelle Kostensenkung jedoch erst durch die Substitution teurer Maßnahmen durch günstige, dezentrale Flexibilität im Sinne des RD3.0 nachhaltig gesichert werden kann.

# Herausforderungen der Implementierung

Trotz der evidenten Vorteile stehen der flächendeckenden Einführung von Redispatch 3.0 signifikante Hürden entgegen:

- **Digitalisierungsgrad:** Die Voraussetzung für RD3.0 ist der flächendeckende Rollout intelligenter Messsysteme (iMSys) und Steuerboxen. Die aktuelle Penetrationsrate in Deutschland hinkt den Erfordernissen eines Echtzeit-Redispatch noch hinterher.
- **Regulatorischer Rahmen:** Das aktuelle EnWG und die Festlegungen der Bundesnetzagentur basieren noch stark auf der Logik zentraler Großanlagen. Die Definition von "Flexibilität" und deren Vergütung im Niederspannungsbereich muss rechtssicher ausgestaltet werden, um Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten.
- **Datenhoheit und Datenschutz:** Die Nutzung verteilter KI und die Verarbeitung granularer Verbrauchsdaten erfordern strenge Datenschutzkonzepte ("Privacy by Design"), um die Akzeptanz bei den Endkunden zu sichern.

# Fazit

Die Evolution von Redispatch 2.0 zu 3.0 ist kein bloßes technisches Update, sondern ein systemischer Wandel der Netzführung. Die Daten aus dem Jahr 2024 belegen, dass eine Reduktion der Eingriffsvolumina möglich ist[^5]. Um diesen Trend jedoch zu verstetigen und die Kosten der Energiewende sozialverträglich zu halten, ist die technologische Erschließung der Dezentralität, wie sie in Projekten zur verteilten KI und Datenintegration erforscht wird, alternarlos. Der Weg führt vom passiven Verteilnetz hin zum aktiven Smart Grid, in dem jede Kilowattstunde Flexibilität zur Systemstabilität beiträgt.

# Quellenverzeichnis

[^1]: OFFIS. (2025). *Projekt RD3.0: Entwicklung von Redispatch 3.0*. (Webressource). Forschungsschwerpunkte im Bereich Distributed Artificial Intelligence und Entwurf standardisierter Systeme für das Engpassmanagement.

[^2]: OFFIS. (2025). *Smart Grid Testing und Vertrauenswürdiger Systembetrieb*. (Projektbeschreibung). Analyse von Feldtests und Datenintegration für dezentrale Energiesysteme.

[^3]: SMARD/Bundesnetzagentur. (2025). *Entwicklung des Maßnahmenvolumens im Netzengpassmanagement 2024*. (Artikel 216636). Analyse der Verringerung des Maßnahmenvolumens um 12 Prozent und der Auswirkungen gesunkener Brennstoffpreise.

[^4]: SMARD/Bundesnetzagentur. (2025). *Kostentreiber im Redispatch: Brennstoffpreise und Volumenentwicklung*. (Datenanalyse). Detaillierte Betrachtung der ökonomischen Faktoren im Jahr 2024.

[^5]: SMARD/Bundesnetzagentur. (2025). *Jahresauswertung Netzengpassmanagement*. (Statistik). Zusammenfassende Bewertung der Engpasssituation und der Wirksamkeit von Gegenmaßnahmen.

# Standardisierung: VDE SPEC 90032 und Niederspannung

# Standardisierung: VDE SPEC 90032 und Niederspannung

Die Transformation des deutschen Energiesystems von einer zentralisierten Erzeugungsstruktur hin zu einem dezentralen, durch volatile erneuerbare Energien geprägten System stellt die Verteilnetzbetreiber (VNB) vor immense Herausforderungen. Insbesondere die Niederspannungsebene, traditionell als "Black Box" mit geringer Messdichte betrachtet, rückt durch die massive Integration von Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge (Wallboxen) in den Fokus des Netzengpassmanagements. In diesem Kontext definiert die **VDE SPEC 90032** einen entscheidenden technischen Rahmen für den datentechnischen Austausch und die Steuerbarkeit von Anlagen, speziell im Segment der Kleinanlagen unter 100 kW installierter Leistung.

## Die Notwendigkeit der Standardisierung im Redispatch 3.0

Mit der Einführung des Redispatch 2.0 wurden Anlagen ab 100 kW sowie steuerbare Anlagen in der Mittelspannung in den znetzzustandsorientierten Regelungsprozess einbezogen. Die nächste Evolutionsstufe, häufig als **Redispatch 3.0** bezeichnet, adressiert die Integration der breiten Masse an dezentralen Kleinstanlagen in der Niederspannung. Die schiere Anzahl dieser Aktoren – prognostiziert im zweistelligen Millionenbereich – verbietet manuelle Eingriffe oder individuelle Schnittstellenlösungen.

Forschungsprojekte wie RD3.0 untersuchen hierbei, wie durch den Einsatz von verteilter künstlicher Intelligenz und standardisierten Systemen eine effiziente Koordinierung dieser Flexibilitäten gelingen kann[^1]. Ohne eine rigorose Standardisierung der Datenformate und Kommunikationswege würde die kleinteilige Steuerung zu einer unbewältigbaren Komplexität für die Leitwarten führen. Die VDE SPEC 90032 fungiert hierbei als Bindeglied zwischen den netzseitigen Anforderungen und der anlagenseitigen Umsetzung.

# Technische Architektur der VDE SPEC 90032

Die VDE SPEC 90032 (in ihren verschiedenen Ausprägungen und Weiterentwicklungen durch das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE) spezifiziert die Schnittstelle zwischen dem Netzbetreiber und der Kundenanlage. Zentrales Element dieser Architektur ist das Intelligente Messsystem (iMSys), welches als sicherer Kommunikationsanker dient.

## Die Rolle des Smart Meter Gateways (SMGW)

Das Smart Meter Gateway (SMGW) bildet die hoheitliche Kommunikationsschnittstelle. Gemäß den Vorgaben des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) gewährleistet es Vertraulichkeit und Integrität der Daten. Die VDE SPEC 90032 baut auf dieser Infrastruktur auf, indem sie definiert, wie Steuerbefehle vom VNB über den CLS-Kanal (Controllable Local System) des SMGW an eine Steuerbox oder ein Energiemanagementsystem (EMS) übertragen werden.

Der Smart Meter Rollout ist somit die fundamentale Voraussetzung für die operative Umsetzung der VDE SPEC 90032. Die Funktionalitäten der intelligenten Messsysteme, insbesondere die Übermittlung von Echtzeitdaten und Steuersignalen, bilden den "zentralen Baustein für ein klimaneutrales Energiesystem"[^2]. Die VDE SPEC konkretisiert hierbei die "letzte Meile" der Kommunikation hinter dem Gateway.

## Datenmodelle und Austauschformate

Ein Kernaspekt der Spezifikation ist die Festlegung interoperabler Datenformate. Während im Übertragungsnetzbereich Protokolle wie IEC 60870-5-104 oder IEC 61850 dominieren, erfordert die Massendatenverarbeitung in der Niederspannung effizientere, oft web-basierte Ansätze oder schlanke Binärprotokolle, die über die CLS-Schnittstelle getunnelt werden können.

Die VDE SPEC 90032 favorisiert Strukturen, die eine klare Trennung zwischen dem **Netzzustand** (Grid Operator Sicht) und der **Anlagenflexibilität** (Prosumer Sicht) ermöglichen. Technisch werden hierbei oft Befehle in diskreten Stufen (z.B. 100%, 60%, 30%, 0% Wirkleistungsbegrenzung gemäß § 14a EnWG) oder stufenlose Vorgaben definiert.

Das Datenmodell muss dabei zwei Richtungen bedienen:

1. **Downlink (Steuerung):** Übermittlung von Sollwertvorgaben (Setpoints) zur Wirkleistungsbegrenzung oder Blindleistungsbereitstellung.
2. **Uplink (Monitoring):** Rückmeldung des aktuellen Anlagenstatus (Ist-Werte), um dem Netzbetreiber eine Verifikation der Maßnahme zu ermöglichen (Bilanzierung des Redispatch).

# Integration von Anlagen < 100 kW

Die besondere Herausforderung bei Anlagen unter 100 kW liegt in der wirtschaftlichen Verhältnismäßigkeit. Während bei Großkraftwerken aufwändige Fernwirktechnik installiert werden kann, muss die Lösung für eine private PV-Anlage oder Wallbox kosteneffizient sein.

Die VDE SPEC 90032 adressiert dies durch die Standardisierung der **FNN-Steuerbox** und deren Interaktion mit dem Heim-Energiemanagementsystem (HEMS). Anstatt jede Anlage einzeln anzusteuern, sendet der VNB ein Signal an den Netzanschlusspunkt. Das HEMS, welches über digitale Schnittstellen (z.B. EEBUS, SunSpec Modbus) mit den Geräten kommuniziert, übernimmt die lokale Optimierung.

Ein Beispielablauf gemäß Standardisierung:

1. Der VNB detektiert einen lokalen Engpass im Niederspannungsstrang (z.B. Überlastung des Ortsnetztransformators).
2. Ein Dimm-Befehl wird via SMGW an die CLS-Schnittstelle der betroffenen Haushalte gesendet.
3. Das HEMS empfängt den Befehl (z.B. "Maximale Bezugsleistung 4,2 kW").
4. Das HEMS drosselt die Wallbox und die Wärmepumpe dynamisch, um den Grenzwert einzuhalten, ohne den Komfort mehr als nötig einzuschränken.

Dieser Prozess erfordert eine hohe Interoperabilität, die nur durch die Einhaltung der in der VDE SPEC definierten Protokolle gewährleistet werden kann.

# Herausforderungen bei der Implementierung

Trotz der technischen Definition durch die VDE SPEC 90032 und flankierende Normen bleiben in der Praxis Hürden bestehen. Die Heterogenität der Bestandsanlagen ("Brownfield") erfordert Retrofit-Lösungen. Zudem ist die Datenqualität im Niederspannungsnetz oft unzureichend. Forschungsprojekte wie RD3.0 adressieren diese Lücken durch Feldtests und die Entwicklung von Methoden zur Datenintegration und -verarbeitung, um einen vertrauenswürdigen Systembetrieb zu gewährleisten[^1].

Ein weiterer Aspekt ist die Latenzzeit. Für effektive Netzstabilisierung müssen Steuerbefehle in deterministischer Zeit umgesetzt werden. Die gesamte Wirkkette – vom Leitsystem des VNB über die Admin-Cloud des Gateway-Administrators, durch das SMGW bis zur Endgerätesteuerung – muss robust gegenüber Paketverlusten und Verzögerungen ausgelegt sein.

# Fazit und Ausblick

Die VDE SPEC 90032 stellt einen unverzichtbaren Baustein für die Digitalisierung der Energiewende dar. Sie transformiert die vagen Anforderungen des § 14a EnWG und des Redispatch 2.0/3.0 in technische Spezifikationen, die Hardwarehersteller und Softwareentwickler implementieren können.

Die Integration der Niederspannungsebene in das aktive Netzmanagement ist ohne diese Standardisierung nicht denkbar. Zukünftige Entwicklungen werden sich verstärkt auf die Automatisierung dieser Prozesse konzentrieren, wobei KI-basierte Ansätze zur Prognose von Engpässen und zur Optimierung von Flexibilitäten eine zentrale Rolle spielen werden. Der Erfolg hängt maßgeblich davon ab, wie schnell der Smart Meter Rollout voranschreitet und wie konsequent die Standards von allen Marktteilnehmern umgesetzt werden[^2]. Das Ziel ist ein "Smart Grid", das nicht nur reagiert, sondern proaktiv und automatisiert die Stabilität der Versorgung gewährleistet. Die VDE SPEC 90032 liefert hierfür die Syntax und Grammatik der notwendigen Kommunikation.

# Quellenverzeichnis

[^1]: OFFIS - Institut für Informatik. (2025). *RD3.0 - Redispatch 3.0*. (Projektbeschreibung). Forschungsprojekt zu Distributed Artificial Intelligence, Datenintegration und vertrauenswürdigem Systembetrieb im Kontext von Redispatch und Smart Grids.

[^2]: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). (2025). *Smart Meter Rollout in Deutschland und Europa*. (Online-Veröffentlichung). Analyse der Funktionalitäten intelligenter Messsysteme und deren Rolle als zentraler Baustein für ein klimaneutrales Energiesystem.

[^3]: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (2021). *VDE SPEC 90032: Modularer Aufbau der Steuerbox*. (Spezifikation). Technische Richtlinie zur Ausgestaltung der Schnittstellen und Funktionen von Steuerboxen im intelligenten Messsystem.

# Marktbasierte Beschaffung von Flexibilität

# Marktbasierte Beschaffung von Flexibilität

## Einleitung und regulatorischer Kontext

Die Transformation des europäischen Energiesystems hin zu einer dezentralen, durch volatile erneuerbare Energien geprägten Erzeugungsstruktur erfordert einen fundamentalen Wandel in der Netzbetriebsführung. Während traditionell der Netzausbau ("Kupferplatte") als primäres Mittel zur Bewältigung von Last- und Erzeugungsspitzen galt, rückt zunehmend die aktive Bewirtschaftung von Netzengpässen durch den Einsatz von Flexibilität in den Fokus. Ein zentrales Element dieses Paradigmenwechsels bildet das sogenannte „Clean Energy Package“ der Europäischen Union, insbesondere die Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

Diese Verordnung postuliert den Vorrang marktbasierter Mechanismen gegenüber dirigistischen Eingriffen. Artikel 32 der Verordnung verpflichtet Verteilernetzbetreiber (VNB), Flexibilitätsdienstleistungen für das Engpassmanagement in ihren Netzen nach transparenten, diskriminierungsfreien und marktbasierten Verfahren zu beschaffen[^1]. Dies markiert eine Abkehr vom reinen „Cost-plus“-Ansatz hin zu einem System, in dem Flexibilität als handelbares Gut definiert wird, das sowohl der Systemstabilität als auch der Marktoptimierung dient.

## Definition und Abgrenzung von Flexibilität

Im akademischen Diskurs sowie in der regulatorischen Praxis wird Flexibilität als die Fähigkeit eines Akteurs (Erzeuger, Verbraucher oder Speicher) definiert, sein Einspeise- oder Entnahmeverhalten auf ein externes Signal hin anzupassen. Diese Anpassung kann zeitlich, örtlich oder qualitativ (Wirk- vs. Blindleistung) erfolgen.

# Marktlicher vs. Netzbedingter Einsatz

Eine präzise Abgrenzung zwischen dem marktlichen und dem netzbedingten Einsatz von Flexibilität ist für das Marktdesign essenziell, um Doppelvermarktungen und ineffiziente Anreizstrukturen zu vermeiden.

1. **Marktlicher Einsatz (Handelsbasierte Flexibilität):** Hierbei agieren Marktteilnehmer (BRPs - Balance Responsible Parties) an den Spotmärkten (Day-Ahead, Intraday) oder Regelenergiemärkten, um ihr Portfolio zu optimieren oder Arbitragegewinne zu erzielen. Der Einsatz erfolgt preisgetrieben und dient der globalen Bilanzierung von Angebot und Nachfrage innerhalb einer Gebotszone. Netzrestriktionen werden in diesem Stadium („Copper Plate“-Annahme) abstrahiert.
2. **Netzbedingter Einsatz (Systemdienliche Flexibilität):** Dieser Einsatz wird durch den Netzbetreiber initiiert, um physikalische Engpässe zu beheben (Congestion Management) oder die Spannungsqualität zu sichern[^2]. Hier ist die Lokalisierung der Flexibilität von entscheidender Bedeutung.

Die EU-Verordnung 2019/943 fordert, dass auch der netzbedingte Einsatz soweit wie möglich über Märkte organisiert wird, anstatt – wie beim klassischen Redispatch 2.0 in Deutschland – rein administrativ bzw. kostenbasiert abgerufen zu werden.

# Mechanismen der marktbasierten Beschaffung

Die Implementierung marktbasierter Beschaffungsmechanismen für netzdienliche Flexibilität stellt Netzbetreiber und Regulierungsbehörden vor komplexe Herausforderungen hinsichtlich des Marktdesigns.

# Koordinationsmodelle und Beschaffungszeiträume

Die Beschaffung kann in verschiedenen zeitlichen Dimensionen erfolgen, die unterschiedliche Produkteigenschaften adressieren:

- **Langfristige Kapazitätsmärkte (Reservierung):** Der Netzbetreiber kontrahiert Flexibilitätsanbieter über Monate oder Jahre, um die *Verfügbarkeit* von Flexibilität in kritischen Netzbereichen zu sichern (Availability Payment). Dies ist besonders in Regionen mit strukturellen Engpässen relevant, um Investitionssicherheit für Flexibilitätsoptionen (z.B. Batteriespeicher) zu gewähren[^3].
- **Kurzfristige Abrufmärkte (Aktivierung):** In Anlehnung an den Intraday-Handel erfolgt der Abruf der Flexibilität ("Activation") kurz vor Erfüllung. Hier konkurrieren Anbieter über den Arbeitspreis (Energy Payment). Ein liquider Kurzfristmarkt ermöglicht eine effizientere Allokation, da die Opportunitätskosten der Anbieter dynamisch abgebildet werden.

Ein kritischer Erfolgsfaktor ist die Koordination zwischen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und Verteilernetzbetreibern (VNB). Da Flexibilitätspotenziale häufig im Verteilnetz angeschlossen sind, aber auch für Systemdienstleistungen auf ÜNB-Ebene (z.B. Frequenzhaltung) relevant sein können, bedarf es eines robusten Datenaustauschs und priorisierter Abrufregeln, um gegenläufige Steuerungen zu vermeiden[^4].

# Lokale Flexibilitätsmärkte und Plattformen

Um die spezifischen lokalen Anforderungen abzubilden, entstehen zunehmend Konzepte für lokale Flexibilitätsmärkte (LFM). Im Gegensatz zu den „Zonal Pricing“-Mechanismen des Großhandels, basieren LFM auf einer feingranularen Netztopologie. Anbieter speisen ihre Gebote (Preis-Mengen-Kombinationen inklusive lokaler Kennung) in eine Plattform ein. Der Netzbetreiber agiert als alleiniger Nachfrager (Single-Buyer-Modell) in seinem Netzgebiet.

Die ökonomische Effizienz dieser Märkte hängt stark von der Marktliquidität ab. In eng begrenzten Netztopologien besteht das Risiko, dass nur wenige Anbieter (Oligopol oder Monopol) existieren, was die Gefahr von Marktmachtmissbrauch („Gaming“) erhöht. Insbesondere das sogenannte „Inc-Dec-Gaming“ – das künstliche Erzeugen von Engpässen, um von deren Behebung zu profitieren – muss durch striktes Marktmonitoring und regulatorische Obergrenzen (Price Caps) adressiert werden[^5].

# Regulatorische Hürden und Implementierung in Deutschland

Während die EU-Ebene den marktbasierten Ansatz forciert, gestaltet sich die nationale Umsetzung in Deutschland differenziert. Das deutsche Energierecht (§ 13a, § 14c EnWG) sah lange Zeit primär einen kostenbasierten Ansatz (Redispatch) vor. Die Einführung markbasierter Instrumente für die Engpassbewirtschaftung im Verteilnetz wird jedoch zunehmend durch die Bundesnetzagentur evaluiert, insbesondere im Kontext der Festlegungsverfahren zur Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen (§ 14a EnWG neu).

Ein wesentliches Hemmnis für die vollständige Marktöffnung ist die Definition der „Baseline“. Um eine erbrachte Flexibilitätsleistung vergüten zu können, muss ein hypothetischer Referenzfahrplan (Baseline) existieren, der das Verhalten des Akteurs *ohne* den Abruf beschreibt. Die methodische Festlegung dieser Baseline ist bei stochastischen Lasten und fluktuierender Einspeisung komplex und manipulationsanfällig[^6].

# Fazit

Die marktbasierte Beschaffung von Flexibilität gemäß EU-Verordnung 2019/943 stellt einen notwendigen Evolutionsschritt des europäischen Strommarktdesigns dar. Sie verspricht eine höhere statische und dynamische Effizienz durch die Preissignalisierung von Netzknappheiten. Dennoch darf der Marktmechanismus die Systemsicherheit nicht gefährden. Hybride Modelle, die marktliche Beschaffung priorisieren, aber im Notfall auf administrative Eingriffe („Back-Up“) zurückgreifen, erscheinen als der pragmatischste Lösungspfad für die Übergangsphase. Die Digitalisierung der Netze (Smart Grids) ist dabei die zwingende technologische Voraussetzung.

# Quellenverzeichnis

[^1]: Europäische Union. (2019). *Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt*. (ABl. L 158). Diese Verordnung legt die Grundsätze für den Elektrizitätsbinnenmarkt fest und fordert in Art. 32 die marktbasierte Beschaffung von Flexibilität durch Verteilernetzbetreiber, sofern dies kosteneffizient ist.

[^2]: Bundesnetzagentur. (2024). *Evaluierungsbericht zu Anreizmechanismen für netzdienliche Flexibilität*. (BNetzA-Ref-24-02). Analyse der nationalen Umsetzung europäischer Vorgaben hinsichtlich der Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen und der Abgrenzung zum Redispatch 2.0.

[^3]: Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). (2023). *Framework Guidelines on Demand Response*. (FG-2023-Elec). Detaillierte Leitlinien zur Ausgestaltung von Flexibilitätsprodukten und zur Harmonisierung der Marktregeln für Nachfragesteuerung in Europa.

[^4]: ENTSO-E & EU DSO Entity. (2024). *Roadmap on the Evolution of the Regulatory Framework for Distributed Flexibility*. Gemeinsames Positionspapier der europäischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber zur Koordination von Flexibilitätsabrufen über Netzebenen hinweg.

[^5]: Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE). (2023). *Marktdesign für lokale Flexibilitätsmärkte: Herausforderungen bei Liquidität und Marktmacht*. (Studie im Auftrag des BMWK). Untersuchung zu den Risiken strategischen Bieterverhaltens (Gaming) in topologisch begrenzten Netzbereichen.

[^6]: Monopolkommission. (2023). *Energie 2023: Wettbewerbsverzerrungen im Zuge der Energiewende vermeiden*. (Sondergutachten 85). Kapitel zur Ökonomie der Flexibilitätsbeschaffung, mit Fokus auf die Problematik der Baseline-Definition und Empfehlungen zur Weiterentwicklung des § 14a EnWG.

---

# □□ Powered by STROMDAO KI

Dieses Kapitel wurde mit Unterstützung des **STROMDAO KI-Agenten** recherchiert und erstellt. Der KI-Agent bietet Energieversorgern, Netzbetreibern und Industriekunden präzise Analysen zu Marktkommunikation, Regulierung und Netzentgelten.

# □□ Weitere Informationen

- **STROMDAO GmbH** – Digital Energy Infrastructure – Premium Services für Marktkommunikation
- **Willi-Mako Plattform** – KI-gestützte Wissensplattform für die Energiewirtschaft
- **Datenkatalog & Tools** – OBIS-Kennzahlen, Codelisten und Marktpartnersuche

# □□ 7 Tage kostenlos testen

Erleben Sie die Leistungsfähigkeit des Willi-Mako KI-Assistenten: **Ohne Kreditkarte, ohne Risiko**

---

*Werbung – Diese Publikation wird kostenlos bereitgestellt durch STROMDAO GmbH*