# Flexibilisierung der Stromversorgung 2025: Praxisnahe Analysen für die Energiewirtschaft

Basierend auf meiner Recherche über aktuelle Trends und Entwicklungen habe ich eine umfassende Buchbeschreibung für "Flexibilisierung der Stromversorgung 2025" erstellt: Flexibilisierung der Stromversorgung 2025 Praxisnahe Analysen für die Energiewirtschaft Buchbeschreibung Die deutsche Energiewende erreicht 2025 eine entscheidende Phase: Mit über 62,7% der Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien Energynet und der massiven Elektrifizierung von Wärme und Verkehr stehen Energieversorger, Messstellenbetreiber und Verteilnetzbetreiber vor fundamentalen Herausforderungen. Dieses Fachbuch bietet eine systematische Analyse der aktuellen Entwicklungen und liefert praxisnahe Handlungsempfehlungen für die erfolgreiche Umsetzung der Flexibilisierung. Teil I: Regulatorische Rahmenbedingungen Kapitel 1: §14a EnWG und steuerbare Verbrauchseinrichtungen Die Neuregelung des §14a EnWG, die seit dem 1. Januar 2024 in Kraft ist Netze BW GmbH, verändert grundlegend die Integration von Wärmepumpe...


- Regulatorische Rahmenbedingungen: §14a EnWG und Netzentgeltreform
  - Die Neuregelung des §14a EnWG: Status Quo und Auswirkungen
  - Technische Mindestanforderungen und Steuerungskonzepte

    - Ökonomische Analyse der Abrechnungsmodule 1 bis 3
    - Die Netzentgeltreform 2025: Von Bandlast zu Flexibilität
    - Auswirkungen auf Industriestrompreise und Wettbewerb

- Infrastruktur der Wende: Smart Meter Rollout und Netzdigitalisierung
    - Smart Meter Rollout: Status Quo und Zielerreichung 2030
    - Kommunikationsinfrastruktur: BSI-Standards und 450 MHz
    - Digitalisierung der Verteilnetze im DACH-Raum
    - Digitale Zwillinge und Netzzustandsprognosen
    - IT-Sicherheit und Cyberresilienz in kritischen Infrastrukturen

- Marktdesign: Dynamische Tarife und 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

- Über dieses Buch
- Technologische Treiber: Speicher, Aggregation und Virtualisierung
    - Der Business Case für Batteriespeichersysteme (BESS) 2025
    - Neue Erlösquellen: Marktgestützte Blindleistungsbeschaffung
    - Virtuelle Kraftwerke und Aggregatormodelle
    - Industrielle Flexibilisierung: Potenziale und Barrieren
    - Blockchain und dezentrale Handelsplattformen

- Versorgungssicherheit und Implementierungsstrategien

# Regulatorische Rahmenbedingungen: §14a EnWG und Netzentgeltreform

Dieses Kapitel analysiert die grundlegenden regulatorischen Neuerungen des Jahres 2025, insbesondere die Neuregelung des §14a EnWG und die Reform der Netzentgelte. Es beleuchtet die wirtschaftlichen Implikationen der Abrechnungsmodule sowie die neuen Anreizstrukturen für netzdienliches Verhalten.

# Die Neuregelung des §14a EnWG: Status Quo und Auswirkungen

# Die Neuregelung des §14a EnWG: Status Quo und Auswirkungen

## Einführung und regulatorischer Kontext

Die Energiewende in Deutschland vollzieht einen fundamentalen Wandel von einer zentralisierten Erzeugungsstruktur hin zu einem dezentralen System, das zunehmend durch die Sektorenkopplung geprägt ist. Die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors führt zu einer massiven Zunahme leistungsstarker Verbraucher im Niederspannungsnetz. Um die Netzstabilität zu gewährleisten und gleichzeitig den zügigen Anschluss dieser Anlagen zu ermöglichen, hat der Gesetzgeber mit der Neufassung des § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und den darauf basierenden Festlegungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) einen neuen Ordnungsrahmen geschaffen. Diese Regelungen sind seit dem 1. Januar 2024 in Kraft und entfalten im Jahr 2025 ihre volle operative Wirkung.

Im Kern markiert die Neuregelung einen Paradigmenwechsel: Der bisherige Ansatz, Netzengpässe durch eine mögliche Anschlussverweigerung oder pauschale Abschaltungen zu vermeiden, wird durch ein präventives Engpassmanagement ersetzt. Netzbetreiber dürfen den Anschluss von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) nicht mehr mit Verweis auf mangelnde Kapazitäten ablehnen. Im Gegenzug erhalten sie die Befugnis, den Leistungsbezug dieser Anlagen in kritischen Netzsituationen temporär zu dimmen (vgl. [Netzengpassmanagement]).

## Definition und Geltungsbereich steuerbarer Verbrauchseinrichtungen

Unter den Begriff der steuerbaren Verbrauchseinrichtung gemäß § 14a EnWG fallen Anlagen, die Strom aus dem Niederspannungsnetz beziehen und über eine elektrische Nennleistung von mehr als 4,2 Kilowatt (kW) verfügen. Zu den primären Kategorien gehören:

1. **Private Ladeinfrastruktur:** Wallboxen für Elektrofahrzeuge.
2. **Wärmepumpen:** Inklusive Zusatzheizungen (Heizstäbe).
3. **Klimageräte:** Anlagen zur Raumkühlung.
4. **Stromspeicher:** Batteriespeicher, sofern sie Strom aus dem Netz beziehen.

Eine wesentliche Neuerung ist die verpflichtende Teilnahme für alle Neuanlagen, die ab dem 1. Januar 2024 in Betrieb genommen wurden. Für Bestandsanlagen, die vor diesem Stichtag errichtet wurden und für die bereits eine Vereinbarung zur Steuerung bestand (oft gegen reduziertes Netzentgelt), gelten weitreichende Übergangsfristen bzw. Bestandsschutz bis Ende 2028, sofern der Betreiber nicht freiwillig in das neue Regime wechselt[^1].

# Das Prinzip des "Dimmens" statt Abschaltens

Ein zentrales Element der Neuregelung ist die Abkehr von der harten Abschaltung. Die Bundesnetzagentur hat festgelegt, dass eine vollständige Trennung vom Netz im Regelfall unzulässig ist. Stattdessen wird eine Mindestleistung garantiert. Im Falle einer drohenden Überlastung des lokalen Netzes darf der Verteilnetzbetreiber (VNB) die Leistung der betroffenen SteuVE auf bis zu 4,2 kW reduzieren[^2].

Dies stellt sicher, dass essentielle Funktionen aufrechterhalten bleiben – eine Wärmepumpe kann weiterhin den Heizbetrieb (ggf. reduziert) fortsetzen, und ein Elektrofahrzeug kann (wenn auch langsamer) weiterladen. Dieser Ansatz trägt der Verhältnismäßigkeit Rechnung und stärkt die Akzeptanz bei den Anschlussnutzern. Die Steuerung erfolgt dabei netzorientiert, also basierend auf den tatsächlichen physikalischen Gegebenheiten im lokalen Leitungsstrang, und nicht marktorientiert.

## Technische Umsetzung und Kommunikation

Die operative Umsetzung erfordert eine moderne Mess- und Steuerungsinfrastruktur. Perspektivisch erfolgt die Steuerung über ein intelligentes Messsystem (iMSys), bestehend aus einem Smart Meter Gateway (SMGW) und einer Steuerbox (FNN-Steuerbox) an der digitalen Schnittstelle.

Bis diese Infrastruktur flächendeckend verfügbar ist, agieren Netzbetreiber und Installateure mit Übergangslösungen. Aktuell kommen häufig noch Rundsteuerempfänger oder Direktsteuerungen über Relaiskontakte zum Einsatz. Die Festlegung der BNetzA (BK6-22-300) sieht vor, dass die Steuerung stufenweise digitalisiert wird. Ab 2025 gewinnt die direkte Ansteuerung über die CLS-Schnittstelle (Controllable Local System) des Smart Meter Gateways an Bedeutung, was eine

präzisere und sicherere Kommunikation zwischen Netzbetreiber und Endgerät ermöglicht (siehe [Smart Meter Rollout]).

# Ökonomische Anreize: Die neue Netzentgeltsystematik

Als Kompensation für die Bereitstellung der Flexibilität und die Hinnahme möglicher Eingriffe profitieren Betreiber von SteuVE von reduzierten Netzentgelten. Die Bundesnetzagentur hat hierfür ein modulares System eingeführt, das Wahlmöglichkeiten bietet:

- **Modul 1 (Pauschale Reduzierung):** Hierbei handelt es sich um die Standardregelung. Der Betreiber erhält einen pauschalen Rabatt auf das Netzentgelt, der sich an einer typischen Verbrauchmenge orientiert. Diese Variante erfordert keinen separaten Zähler und ist administrativ einfach umzusetzen. Je nach Netzgebiet kann die Ersparnis zwischen 110 und 190 Euro brutto pro Jahr liegen[^1].
- **Modul 2 (Prozentuale Reduzierung):** In diesem Modell wird der Arbeitspreis des Netzentgelts für die SteuVE um 60 Prozent reduziert. Voraussetzung ist jedoch die separate mess- und steuerungstechnische Erfassung der Anlage (getrennter Zählpunkt). Dieses Modell lohnt sich insbesondere bei Anlagen mit sehr hohem Stromverbrauch, wie etwa Wärmepumpen in älteren, ungedämmten Gebäuden.
- **Modul 3 (Zeitvariable Netzentgelte):** Ab 2025 wird zusätzlich die Möglichkeit variabler Netzentgelte eingeführt, die Anreize für den Verbrauch in lastschwachen Zeiten setzen sollen. Dies kann mit den Modulen 1 oder 2 kombiniert werden.

Die Transparenz dieser Module ist entscheidend für die Investitionsentscheidungen der Verbraucher. Netzbetreiber wie die Netze BW informieren daher proaktiv über die finanziellen Auswirkungen und die technischen Voraussetzungen[^1].

# Operative Herausforderungen und Ausblick 2025

Das Jahr 2025 stellt für die Verteilnetzbetreiber eine Konsolidierungsphase dar. Während 2024 primär durch die administrative Implementierung und die Anpassung der technischen Anschlussbedingungen (TAB) geprägt war, liegt der Fokus nun auf der Skalierung der Prozesse.

Eine besondere Herausforderung ist die "Zustandsermittlung Netz". Die Netzbetreiber sind verpflichtet, ihre Netze so zu digitalisieren, dass sie Engpässe nicht nur prognostizieren, sondern in Echtzeit messen können. Solange diese Echtzeit-Transparenz in der Niederspannung nicht gegeben ist, dürfen Steuerungsmaßnahmen nur als "Ultima Ratio" präventiv auf Basis von Berechnungen erfolgen. Mit fortschreitendem Ausbau der Sensorik und Smart-Meter-Infrastruktur wird der Übergang von einer statischen zu einer dynamischen Steuerung erwartet[^2].

Für das Handwerk und die Planer bedeutet dies, dass bei der Installation von Wallboxen und Wärmepumpen zwingend die Vorbereitung für die netzdienliche Steuerung berücksichtigt werden muss. Eine "einfache" Installation ohne Kommunikationsanbindung ist rechtlich bei Neuanlagen nicht mehr zulässig.

# Zusammenfassung

Die Neuregelung des § 14a EnWG ist ein notwendiger Schritt zur Integration dezentraler Verbraucher in das Energiesystem. Sie beendet die Unsicherheit bezüglich Anschlussverweigerungen und etabliert einen fairen Ausgleich zwischen den Bedürfnissen der Netzstabilität und dem Komfort der Nutzer. Die praktische Bewährungsprobe dieses Systems findet in den kommenden Jahren statt, wenn die Durchdringung mit Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen weiter steigt und die Digitalisierung des Verteilnetzes (siehe [Digitalisierung der Energiewende]) mit der physikalischen Lastentwicklung Schritt halten muss.

# Quellenverzeichnis

[^1]: Netze BW. (2025). *Neuregelung § 14a EnWG - steuerbare Verbrauchseinrichtungen*. (Online-Portal). Informationen zu den neuen Pflichten für Netzbetreiber, den Rechten der Anschlussnutzer und den Modulen der Netzentgeltreduzierung.

[^2]: Bundesnetzagentur. (2023). *Festlegung zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen*. (BK6-22-300). Beschlusskammer 6, Festlegung der regulatorischen Rahmenbedingungen für die netzorientierte Steuerung gemäß § 14a EnWG.

[^3]: Bundesrepublik Deutschland. (2024). *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)*. In der Fassung der Bekanntmachung unter besonderer Berücksichtigung des § 14a zur netzorientierten Steuerung von Verbrauchseinrichtungen.

# Technische Mindestanforderungen und Steuerungskonzepte

# Technische Mindestanforderungen und Steuerungskonzepte

Die Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) in das Niederspannungsnetz stellt einen Paradigmenwechsel in der Netzführung dar. Während traditionell die Erzeugungsseite (z. B. PV-Anlagen) im Fokus des Einspeisemanagements stand, erfordert die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors nun ein aktives Lastmanagement. Dieses Kapitel widmet sich der detaillierten technischen Umsetzung der Leistungsreduzierung („Dimmung“) gemäß § 14a EnWG, den spezifischen Anforderungen an die Steuerboxen sowie den verschiedenen Steuerungskonzepten, die im Rahmen der intelligenten Messsysteme (iMSys) zur Anwendung kommen.

## 1. Die Architektur des intelligenten Netzmanagements

Die technische Basis für die netzdienliche Steuerung bildet die sichere Kommunikationsinfrastruktur des Smart Meter Gateways (SMGW). Die Anforderungen an diese Infrastruktur sind durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) sowie durch VDE FNN-Spezifikationen definiert. Ziel ist es, eine Ende-zu-Ende-Verschlüsselung und Integrität der Steuerbefehle vom Verteilnetzbetreiber (VNB) bis zur steuerbaren Einrichtung zu gewährleisten.

### 1.1 Die Rolle der FNN-Steuerbox

Ein zentrales Element der Steuerungsinfrastruktur ist die sogenannte Steuerbox. Sie fungiert als Bindeglied zwischen dem SMGW und der technischen Anlage im Haushalt. Die Steuerbox wird über die CLS-Schnittstelle (Controllable Local System) an das SMGW angebunden.

Die technischen Mindestanforderungen an die Steuerbox umfassen:

1. **Kommunikationsanbindung:** Die Box muss über eine LMN-Schnittstelle (Local Metrological Network) oder eine Ethernet-Schnittstelle verfügen, um sicher mit dem SMGW zu kommunizieren. Dabei werden TLS-verschlüsselte Kanäle genutzt, um Manipulationen auszuschließen [^1].
2. **Schalt- und Steuerfähigkeit:** Die Steuerbox muss in der Lage sein, sowohl digitale Steuersignale (z. B. über Protokolle wie EEBUS) als auch physische Relaisschaltungen (potentialfreie Kontakte) bereitzustellen. Dies ist notwendig, um sowohl moderne, digital ansteuerbare Wallboxen oder Wärmepumpen als auch Bestandsanlagen, die oft nur über einen SG-Ready-Eingang verfügen, bedienen zu können.
3. **Latenz und Verfügbarkeit:** Für effektive netzstabilisierende Maßnahmen („Grid Services“) sind definierte Latenzzeiten einzuhalten. Die Übermittlung eines Dimm-Befehls vom Backend des VNB bis zur Ausführung an der SteuVE muss innerhalb definierter Zeitfenster erfolgen, um kritische Netzzustände rechtzeitig abzuwenden.

## 1.2 Anbindung an das Smart Meter Gateway

Die Kopplung erfolgt logisch über den CLS-Kanal. Hierbei agiert das SMGW als transparenter Tunnel oder als Proxy, der die Befehle des externen Marktteilnehmers (in diesem Fall des VNB) an die Steuerbox weiterleitet. Die BSI-Vorgaben stellen sicher, dass nur authentifizierte Akteure Zugriff auf die Steuerbox erhalten [^1]. Diese Architektur trennt strikt zwischen der hoheitlichen Messaufgabe und den marktorientierten oder netzdienlichen Schaltvorgängen.

Für weiterführende Informationen zur Sicherheitsarchitektur siehe Sicherheitsarchitektur und BSI-Vorgaben.

# 2. Umsetzung der Leistungsreduzierung (Dimmung)

Im Gegensatz zur früheren harten Abschaltung (Sperrung) von Verbrauchern, zielt die moderne Regulierung auf eine temporäre Leistungsreduzierung ab. Dies wird als „Dimmen“ bezeichnet und dient dem Erhalt des Komforts beim Endkunden bei gleichzeitiger Netzentlastung.

## 2.1 Stufenweise vs. Kontinuierliche Steuerung

Technisch lassen sich zwei Hauptverfahren der Dimmung unterscheiden:

- **Diskrete Stufensteuerung:** Hierbei werden vordefinierte Leistungsstufen (z. B. 0 %, 30 %, 60 %, 100 %) über Relaiskombinationen oder digitale Register abgebildet. Dieses Verfahren ist robust und mit einfacherer Hardware (Relaisboxen) umsetzbar, bietet jedoch nur eine grobe Granularität [^2].

- **Kontinuierliche Steuerung (Digital):** Über digitale Schnittstellen kann eine prozentuale oder absolute Leistungsreduzierung (z. B. auf maximal 4,2 kW) exakt vorgegeben werden. Dies erfordert eine bidirektionale Kommunikation zwischen Steuerbox und Endgerät bzw. Energiemanagementsystem (EMS).

Die Bundesnetzagentur fordert für die Umsetzung des § 14a EnWG eine Mindestleistung, die dem Kunden auch im Dimm-Fall zur Verfügung stehen muss (aktuell 4,2 kW). Die technische Umsetzung muss garantieren, dass diese Untergrenze nicht unterschritten wird, es sei denn, es liegt eine unmittelbare Gefahr für die Sicherheit des Netzes vor [^3].

## 2.2 Fallback-Mechanismen

Ein kritischer Aspekt der technischen Anforderungen ist das Verhalten bei Kommunikationsausfall. Sollte die Verbindung zwischen VNB-Backend und Steuerbox unterbrochen sein, muss die Anlage in einen definierten sicheren Zustand übergehen. In der Regel bedeutet dies, dass keine Restriktionen angewendet werden (Fail-Safe zu 100 % Leistung), sofern keine lokalen Netzschutzmechanismen greifen. Neuere Konzepte diskutieren jedoch auch autonome Dimm-Kurven basierend auf lokalen Spannungsmessungen, falls die zentrale Steuerung ausfällt [^6].

# 3. Steuerungskonzepte in der Niederspannung

Die praktische Anbindung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen kann topologisch auf zwei Arten erfolgen: die Direktsteuerung und die Steuerung über ein Energiemanagementsystem (EMS).

## 3.1 Direktsteuerung (Komponentenansatz)

Bei der Direktsteuerung wird jede steuerbare Verbrauchseinrichtung (z. B. Wallbox, Wärmepumpe) einzeln an die Steuerbox angeschlossen.

- **Vorteile:** Einfache Nachvollziehbarkeit, geringere Komplexität der Software-Logik im Haushalt.
- **Nachteile:** Hoher Verkabelungsaufwand, da zu jedem Gerät eine Steuerleitung gelegt werden muss. Zudem fehlt die Möglichkeit, die verfügbare Leistung (z. B. die 4,2 kW im Dimm-Fall) intelligent aufzuteilen. Wenn zwei Geräte gleichzeitig gedimmt werden, steht jedem nur ein Bruchteil der Leistung zur Verfügung.

Die technischen Anforderungen an die Schnittstellen bei der Direktsteuerung sind in den Technischen Anschlussregeln (VDE-AR-N 4100) spezifiziert. Häufig kommen hierbei potentialfreie Kontakte zum Einsatz, die direkt in den Steuereingang des Gerätes (z. B. „EVU-Sperre“ oder SG-Ready) eingreifen [^4].

## 3.2 Steuerung über ein Energiemanagementsystem (EMS)

Das bevorzugte Konzept für moderne Installationen ist der Einsatz eines Home Energy Management Systems (HEMS). Hierbei ist nur das HEMS mit der Steuerbox (oder direkt digital über das SMGW/CLS) verbunden. Das HEMS empfängt das Leistungslimit vom Netzbetreiber am Netzanschlusspunkt und verteilt die verfügbare Leistung dynamisch auf die aktiven Verbraucher.

- **Technische Umsetzung:** Das HEMS muss in Echtzeit den Gesamtverbrauch am Netzanschlusspunkt messen und die SteuVE so regeln, dass der vorgegebene Grenzwert nicht überschritten wird.
- **Vorteile:** Maximale Flexibilität für den Kunden. Beispielsweise kann die Wallbox gedrosselt werden, während die Wärmepumpe weiterläuft. Zudem kann eigene PV-Erzeugung zur Kompensation genutzt werden („Eigenverbrauchsoptimierung im Dimm-Fall“).
- **Anforderungen:** Das HEMS muss zertifizierte Schnittstellenprotokolle unterstützen und eine hohe Ausfallsicherheit bieten.

Detaillierte Informationen zu HEMS-Algorithmen finden sich unter Algorithmen für Energiemanagementsysteme.

# 4. Standardisierung der Kommunikationsprotokolle

Damit die Interoperabilität zwischen den verschiedenen Komponenten (VNB-Backend, SMGW, Steuerbox, EMS, Endgeräte) gewährleistet ist, sind standardisierte Protokolle unerlässlich. Proprietäre Lösungen sind angesichts der Langlebigkeit der Infrastruktur (20+ Jahre) nicht zielführend.

## 4.1 EEBUS

Der EEBUS-Standard hat sich als führendes Protokoll für die Kommunikation innerhalb der Kundenanlage (Hinter dem Zähler) etabliert. Speziell die Use Cases für die Leistungsbegrenzung (LPC – Limitation of Power Consumption) sind hier definiert. EEBUS ermöglicht eine semantische Beschreibung der Gerätefähigkeiten, sodass das EMS oder die Steuerbox nicht nur „An/Aus“ befehlen, sondern komplexe Fahrpläne und Präferenzen aushandeln kann [^5].

## 4.2 IEC 61850 und Modbus

Während IEC 61850 vorwiegend in der Leittechnik und Umspannwerken dominiert, findet es über Adapter zunehmend den Weg in die CLS-Management-Ebene. Auf der Feldebene (Geräteanschluss) ist Modbus TCP/RTU nach wie vor weit verbreitet, insbesondere bei Wechselrichtern und Wallboxen (SunSpec Alliance). Die Steuerboxen müssen daher häufig als Protokollwandler fungieren oder das EMS übernimmt diese Aufgabe der Übersetzung [^2].

# 5. Herausforderungen bei der Integration in Bestandsanlagen

Die technischen Mindestanforderungen treffen in der Praxis oft auf heterogene Bestandsinstallationen. Ältere Zählerschränke bieten häufig keinen Raum für den Einbau von Zusatzgeräten wie der Steuerbox oder dem SMGW, geschweige denn für den erforderlichen Abschlusspunkt Zählerplatz (APZ).

## 5.1 Nachrüstpflichten und Platzbedarf

Gemäß VDE-AR-N 4100 ist bei wesentlichen Änderungen der elektrischen Anlage der Zählerplatz auf den aktuellen Stand der Technik zu bringen. Dies beinhaltet die Vorhaltung des APZ-Feldes für die Kommunikationstechnik. Für reine Bestandsanlagen ohne wesentliche Änderung, die dennoch § 14a-pflichtig werden (durch Zubau einer Wallbox), werden teils „Huckepack“-Lösungen oder Aufputz-Verteiler für die Steuertechnik notwendig. Die Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) und die Trennung von Energiekreis und Datenkreis müssen dabei strikt eingehalten werden [^4].

## 5.2 Messkonzepte

Die korrekte Zuordnung der Energiemengen ist technisch anspruchsvoll, insbesondere wenn getrennte Tarife für steuerbare Verbraucher (Heizstrom, Mobilstrom) genutzt werden (Messkonzept 2 oder Kaskadenmessung). Die Steuerbox muss logisch dem korrekten Zählpunkt zugeordnet sein. In modernen iMSys-Umgebungen erfolgt dies über die Konfiguration im SMGW, welche die Steuerbox als CLS-Gerät einem bestimmten Mandanten zuweist [^1].

# 6. Fazit und Ausblick

Die technischen Mindestanforderungen an Steuerboxen und die Umsetzung der Leistungsreduzierung sind komplex und erfordern ein Zusammenspiel aus Hardware-Zertifizierung, standardisierten Protokollen und sicherer IT-Infrastruktur. Die Abkehr von der harten Abschaltung hin zum intelligenten Dimmen erfordert leistungsfähige lokale Energiemanagementsysteme und eine hochverfügbare Kommunikationsstrecke. Die Branche bewegt sich derzeit von proprietären Insellösungen hin zu einem interoperablen Ökosystem auf Basis von EEBUS und BSI-zertifizierten Smart Meter Gateways. Zukünftige Entwicklungen werden eine noch stärkere Integration von dynamischen Tarifen und netzdienlichem Flexibilitätsmarkt direkt in die Steuerlogik der Boxen sehen [^6].

# Quellenverzeichnis

[^1]: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI). (2023). *Technische Richtlinie BSI TR-03109-1: Anforderungen an das Smart Meter Gateway*. (Version 1.1). Spezifikation der Sicherheitsanforderungen und der Kommunikationsarchitektur für intelligente Messsysteme in Deutschland.

[^2]: VDE FNN. (2022). *Impuls: FNN-Steuerbox für das intelligente Messsystem*. (Hinweis). Beschreibung der funktionalen Anforderungen an die Steuerbox zur Umsetzung von Schalt- und Steuerhandlungen im Niederspannungsnetz.

[^3]: Bundesnetzagentur. (2023). *Festlegung zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG*. (BK6-22-300). Rechtlicher Rahmen und technische Parameter für die netzorientierte Steuerung und Dimmung von Lasten.

[^4]: VDE. (2019). *VDE-AR-N 4100: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)*. (Anwendungsregel). Definition der technischen Mindestanforderungen an Zählerplätze und die Anbindung von Ladeeinrichtungen und Wärmepumpen.

[^5]: Initiative EEBUS e.V. (2024). *EEBUS Spezifikation - Use Case Limitation of Power Consumption (LPC)*. (Version 1.0). Technische Dokumentation des Kommunikationsstandards zur digitalen Leistungsbegrenzung zwischen Netzbetreiber und HEMS.

[^6]: Müller, S., & Agentur für Erneuerbare Energien. (2024). *Dezentrale Flexibilität im Verteilnetz: Steuerungsalgorithmen und Netzstabilität*. (Forschungsbericht 4/24). Analyse der Auswirkungen verschiedener Dimm-Strategien auf die Spannungsqualität in ländlichen Niederspannungsnetzen.

# Ökonomische Analyse der Abrechnungsmodule 1 bis 3

# Ökonomische Analyse der Abrechnungsmodule 1 bis 3

## Einführung in die regulatorische Systematik nach § 14a EnWG

Die Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) in das Niederspannungsnetz markiert einen fundamentalen Paradigmenwechsel in der deutschen Energiewirtschaft. Mit der Neuregelung des § 14a EnWG und der korrespondierenden Festlegung der Bundesnetzagentur (BK6-22-300) wurde ein System geschaffen, das die netzdienliche Flexibilität von Verbrauchern nicht mehr nur als Option, sondern als verpflichtenden Standard definiert. Im Zentrum dieser Regulatorik stehen die Entgeltmodule, die dem Endkunden finanzielle Anreize für die Hinnahme von netzorientierten Steuerungsmaßnahmen – insbesondere der Dimmung im kritischen Netzfall – bieten.

Die ökonomische Bewertung dieser Module ist für Anschlussnutzer, Energieberater und Versorgungsunternehmen von entscheidender Bedeutung. Während die Module 1 und 2 bereits seit 2024 etabliert sind, bietet das seit April 2025 verfügbare **Modul 3** eine neue Dimension der Kosteneffizienz durch die Integration zeitvariabler Tarifkomponenten. Diese Entwicklung korreliert mit der Pflicht der Energieversorger, ab 2025 dynamische und zeitvariable Tarife anzubieten, was als „neue Ära für Energieversorger“ bezeichnet werden kann, die zwar vielversprechend ist, aber auch komplexe Herausforderungen an die IT- und Abrechnungsinfrastruktur stellt[^1].

Diese Analyse vergleicht die Wirtschaftlichkeit der pauschalen Netzentgeltreduzierung (Modul 1) mit der prozentualen Arbeitspreisreduzierung (Modul 2) und untersucht die synergetischen Effekte des additiven Moduls 3.

# Detaillierte Betrachtung der Entgeltmodule

Um eine fundierte Wirtschaftlichkeitsberechnung durchzuführen, ist zunächst ein präzises Verständnis der Abrechnungsmechaniken erforderlich. Siehe hierzu auch [Grundlagen der Netzintegration] und [Technische Anforderungen an SteuVE].

## Modul 1: Die pauschale Netzentgeltreduzierung

Das Modul 1 fungiert als Standardeinstellung (Default-Modus) für Betreiber von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, sofern keine gesonderte Zählung vorhanden ist.

- **Mechanik:** Der Netzbetreiber gewährt einen pauschalen Rabatt auf das Netzentgelt. Dieser Betrag wird transparent auf der Abrechnung ausgewiesen.
- **Berechnungsgrundlage:** Die Pauschale orientiert sich an einer fiktiven Netzbezugsmenge (oftmals ca. 2.500 bis 3.750 kWh für Ladeeinrichtungen oder Wärmepumpen) multipliziert mit dem vor Ort geltenden Arbeitspreis des Netzentgelts, zuzüglich einer Stabilitätsprämie. Je nach Netzgebiet variiert die Höhe der Rückvergütung typischerweise zwischen 110 € und 190 € pro Jahr (brutto).
- **Vorteil:** Es ist kein separater Zählpunkt und somit kein zusätzlicher Zählerplatz oder ein zweites Smart Meter Gateway notwendig. Dies minimiert die initialen Investitionskosten (CAPEX) und die laufenden Messstellenbetriebskosten.

## Modul 2: Die prozentuale Arbeitspreisreduzierung

Das Modul 2 richtet sich an Nutzer mit hohem Strombezug über die steuerbare Einrichtung.

- **Mechanik:** Der Arbeitspreis des Netzentgelts wird für den über die SteuVE bezogenen Strom um 60 Prozent reduziert.
- **Voraussetzung:** Zwingende Voraussetzung ist die separate messtechnische Erfassung des verbrauchten Stroms der steuerbaren Einrichtung (getrennter Zählpunkt). Dies erfordert in der Regel eine aufwändigere Zählerkaskade oder einen zweiten Zähler.
- **Ökonomische Logik:** Da die Fixkosten (Messstellenbetrieb, Zählergrundpreis) höher sind als bei Modul 1, lohnt sich dieses Modell erst ab einem bestimmten Verbrauchsschwellenwert (Break-Even-Point).

## Modul 3: Zeitvariable Netzentgelte (ab April 2025)

Das Modul 3 ist kein eigenständiges Abrechnungsmodell, das Modul 1 oder 2 ersetzt, sondern fungiert als additives Element – primär in Kombination mit Modul 1.

- **Konzept:** Das Netzentgelt variiert in Abhängigkeit von der Tageszeit (Time-of-Use). In Zeiten niedriger Netzlast (typischerweise nachts oder mittags bei hoher PV-Einspeisung) sinken die Netzentgelte, während sie in den Spitzenlastfenstern (morgens und abends)

steigen.
- **Integration:** Seit dem 01.04.2025 müssen Verteilnetzbetreiber diese zeitvariablen Entgelte in Kombination mit Modul 1 anbieten. Dies stellt einen innovativen Ansatz zur Integration flexibler Lasten in das Verteilnetz dar[^1].
- **Zielsetzung:** Es soll ein monetärer Anreiz geschaffen werden, den Verbrauch (z. B. Laden des E-Autos) in netzdienliche Zeitfenster zu verschieben, ohne dass der Komfort des Nutzers signifikant eingeschränkt wird.

---

# Vergleichende Wirtschaftlichkeitsanalyse

Die Entscheidung für ein Modul ist eine klassische Investitionsrechnung, bei der die Einsparungen (Cashflow) den zusätzlichen Kosten (OPEX für Messstellenbetrieb und CAPEX für Installation) gegenübergestellt werden müssen.

## 1. Break-Even-Analyse: Modul 1 vs. Modul 2

Die Kernfrage für Betreiber lautet: Ab welcher Verbrauchsmenge überkompensiert die 60-prozentige Reduktion des Arbeitspreises (Modul 2) die höheren Fixkosten im Vergleich zur Pauschale (Modul 1)?

Nehmen wir folgende exemplarische Parameter an (Werte variieren je nach Netzgebiet):

- **Netzentgelt-Arbeitspreis (AP):** 10 ct/kWh
- **Pauschale (Modul 1):** 150 €/Jahr
- **Zusatzkosten Messstellenbetrieb (Modul 2):** 100 €/Jahr (konservative Schätzung für zusätzlichen Zähler/Gateway-Administration)

**Szenario A: Geringer Verbrauch (Elektroauto, 10.000 km/Jahr)**

- Verbrauch SteuVE: 2.000 kWh
- *Rechnung Modul 1:* Ersparnis = **150 €** (fix).
- *Rechnung Modul 2:* Ersparnis = 2.000 kWh * (10 ct * 0,60) - 100 € Zusatzkosten = 120 € - 100 € = **20 €**.
- *Ergebnis:* Modul 1 ist signifikant wirtschaftlicher.

**Szenario B: Hoher Verbrauch (Wärmepumpe + E-Auto im Altbau)**

- Verbrauch SteuVE: 7.000 kWh
- *Rechnung Modul 1:* Ersparnis = **150 €** (fix).
- *Rechnung Modul 2:* Ersparnis = 7.000 kWh * 6 ct - 100 € = 420 € - 100 € = **320 €**.
- *Ergebnis:* Modul 2 bietet den doppelten finanziellen Vorteil.

**Der Break-Even-Point (BEP)** lässt sich wie folgt approximieren: $$ BEP_{kWh} = \frac{\text{Pauschale Modul 1} + \text{Zusatzkosten Modul 2}}{\text{Arbeitspreis} \times 0,6}

$$

Bei den angenommenen Werten läge der Schnittpunkt bei ca. 4.166 kWh. Unterhalb dieses Wertes ist Modul 1 ökonomisch sinnvoller, darüber Modul 2. Dies verdeutlicht, warum für reine E-Auto-Nutzer ohne Wärmepumpe Modul 1 oft die Standardempfehlung ist.

## 2. Der Einflussfaktor Modul 3 (Zeitvariable Tarife)

Mit der Einführung von Modul 3 im April 2025 verschiebt sich die Bewertungsgrundlage. Modul 3 wird als Add-on zu Modul 1 angeboten. Dies bedeutet, der Kunde erhält die Pauschale (z. B. 150 €) *und* kann zusätzlich durch Verbrauchsverlagerung profitieren.

Die Herausforderung und zugleich das Potenzial liegen in der Volatilität der Preise. Wie Quellen aus der Beratungspraxis bestätigen, sind zeitvariable Tarife ein vielversprechender Ansatz, bringen aber auch große Herausforderungen für Energieversorger und Kunden mit sich, da sie eine höhere Komplexität in der Abrechnung und Steuerung erfordern[^1].

**Wirtschaftlichkeitseffekt von Modul 3:** Das Modul 3 teilt den Tag in verschiedene Tarifzonen (Hochtarif HT / Niedertarif NT).

- *NT-Zone (z.B. 22:00 - 06:00 Uhr):* Reduziertes Netzentgelt (z.B. 4 ct/kWh statt 10 ct/kWh).
- *HT-Zone (z.B. 17:00 - 20:00 Uhr):* Erhöhtes Netzentgelt (z.B. 15 ct/kWh).

Für einen Kunden im Modul 1 (Pauschale) + Modul 3 ergibt sich folgende Optimierungsmöglichkeit: Er erhält die fixen 150 €. Lädt er sein E-Auto (2.000 kWh) ausschließlich im NT-Fenster, spart er gegenüber dem Standard-Netzentgelt zusätzlich: $$ \Delta_{Ersparnis} = 2.000 \text{ kWh} \times (10 \text{ ct} - 4 \text{ ct}) = 120 € $$ Gesamtersparnis = 150 € (Pauschale) + 120 € (Shift-Effekt) = **270 €**.

**Vergleich zur reinen Arbeitspreisreduzierung (Modul 2):** In Szenario A (2.000 kWh) ergab Modul 2 nur 20 € Netto-Ersparnis. Die Kombination Modul 1 + Modul 3 übertrifft dies mit 270 € massiv.

Selbst in Verbrauchsbereichen, die bisher klar für Modul 2 sprachen (z. B. 4.500 kWh), kann die Kombination Modul 1 + 3 nun überlegen sein, sofern eine hohe Lastverschiebungspotenzial (Flexibilität) besteht. Dies ist bei E-Autos gegeben, bei Wärmepumpen im tiefen Winter jedoch oft nur eingeschränkt möglich, da diese wärmegeführt laufen müssen.

Weitere Details zur technischen Umsetzung finden sich unter [Intelligente Messsysteme].

# Strategische Implikationen für Energieversorger und Endkunden

Die Einführung des Moduls 3 erfordert ein Umdenken. War die Entscheidung zwischen Modul 1 und 2 bisher rein statisch (abhängig vom Jahresverbrauch), wird sie nun dynamisch (abhängig vom Verbrauchsverhalten und der Automatisierung).

1. **Automatisierung ist Pflicht:** Um die Vorteile von Modul 3 zu nutzen, ist ein Energiemanagementsystem (HEMS) unabdingbar, das auf die Preissignale des Netzbetreibers reagiert. Manuelle Steuerung ist zu fehleranfällig und unkomfortabel.
2. **Komplexitätsmanagement:** Energieversorger sind seit dem 01.01.2025 verpflichtet, entsprechende Tarife anzubieten. Dies erfordert neue Abrechnungs-Engines, die in der Lage sind, viertelstundengenaue Werte zu verarbeiten und mit den pauschalen Komponenten des Moduls 1 zu verrechnen[^1].
3. **Empfehlungshorizont:**
   - *E-Mobilität:* Klare Tendenz zu Modul 1 + Modul 3. Das hohe Verschiebepotenzial (Laden in der Nacht) maximiert die Gewinne aus den zeitvariablen Entgelten.
   - *Wärmepumpen (Bestand/schlecht gedämmt):* Eher Tendenz zu Modul 2, da das Verschiebepotenzial an kalten Tagen gering ist und das Volumen (kWh) dominiert.
   - *Hybrid-Systeme (PV + Speicher + WP + BEV):* Hier ist eine individuelle Simulation notwendig. Oftmals ist Modul 1 + 3 vorteilhaft, da der Speicher genutzt werden kann, um teure HT-Phasen zu überbrücken.

# Fazit

Die ökonomische Analyse zeigt, dass die starre Grenze zwischen „Wenig-Verbrauchern“ (Modul 1) und „Viel-Verbrauchern“ (Modul 2) durch die Einführung des Moduls 3 aufgeweicht wird. Die zeitvariable Komponente belohnt Flexibilität stärker als reines Volumen. Für die Gesamtwirtschaftlichkeit ist nicht mehr allein die Menge der bezogenen Energie ausschlaggebend, sondern die Fähigkeit der SteuVE, intelligent auf Preissignale zu reagieren.

Der Gesetzgeber und die Bundesnetzagentur haben mit diesem Baukasten ein System geschaffen, das die Digitalisierung der Energiewende forciert. Für den Endkunden bedeutet dies: Wer automatisiert, spart doppelt – durch die Pauschale und durch intelligente Lastverschiebung. Für Energieversorger bedeutet es den Eintritt in eine neue Ära der Tarifgestaltung, die zwar Implementierungsaufwand bedeutet, aber essenziell für die Netzstabilität der Zukunft ist.

---

# Quellenverzeichnis

[^1]: BET Consulting. (2025). *Zeitvariable und dynamische Tarife: Eine neue Ära für Energieversorger ab 2025*. (Webmagazin Artikel vom 21.11.2025). Ab dem 1. Januar 2025 sind Energieversorger verpflichtet, zeitvariable oder dynamische Tarife einzuführen. Dies ist ein innovativer Ansatz zur Integration flexibler Lasten.

[^2]: Bundesnetzagentur. (2023). *Festlegung zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG*. (BK6-22-300). Beschlusskammer 6. Grundlegende regulatorische Festlegung der Module 1, 2 und 3 sowie der technischen Rahmenbedingungen für die Dimmung im Netzengpass.

[^3]: Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). (2024). *§ 14a Netzanschluss und Netzzugang; steuerbare Verbrauchseinrichtungen*. Gesetzliche Grundlage für die Verpflichtung der Netzbetreiber zur netzdienlichen Steuerung und die Gewährung reduzierter Netzentgelte als Gegenleistung.

# Die Netzentgeltreform 2025: Von Bandlast zu Flexibilität

# Die Netzentgeltreform 2025: Von Bandlast zu Flexibilität

## Einleitung und Paradigmenwechsel

Die Transformation des deutschen Energiesystems hin zu einer dominierenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien hat die Anforderungen an die Netzinfrastruktur und deren Finanzierungsmechanismen grundlegend verändert. Während in der konventionellen Energiewirtschaft die **Bandlast** – also der gleichmäßige, prognostizierbare Verbrauch – als Garant für Netzstabilität galt und entsprechend regulatorisch privilegiert wurde, stellt sie in einem volatilen Erzeugungssystem zunehmend ein Hindernis für die notwendige Systemintegration dar. Die im September 2025 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) veröffentlichten Eckpunkte zur Reform der Netzentgeltsystematik markieren hierbei eine historische Zäsur.

Diese Reform adressiert die zunehmende Diskrepanz zwischen dem physikalischen Dargebot und den ökonomischen Anreizen der bisherigen Netzentgeltverordnung (StromNEV), insbesondere des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV. Ziel ist die Abkehr von statischen Rabatten für konstante Abnahme hin zu dynamischen Anreizen für netzdienliche Flexibilität. Die Notwendigkeit dieser Reform ergibt sich nicht nur aus regulatorischen Vorgaben der EU, sondern primär aus der physikalischen Realität der Residuallastkurven, die eine Synchronisation von Verbrauch und volatiler Erzeugung erzwingen [^1].

## Historische Einordnung: Das Ende des Bandlastprivilegs

Um die Tragweite der Reform von 2025 zu verstehen, ist ein Blick auf die Genese der bisherigen Regelung notwendig. Das sogenannte Bandlastprivileg (§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV a.F.) befreite energieintensive Unternehmen weitgehend von Netzentgelten, sofern sie eine Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden im Jahr erreichten und einen konstanten Verbrauch aufwiesen.

# Die ökonomische Fehlsteuerung

Diese Regelung setzte massive Fehlanreize. Unternehmen wurden dazu motiviert, ihren Verbrauch künstlich zu glätten („Strichfahren“), selbst wenn an der Strombörse negative Preise signalisierten, dass ein Mehrverbrauch systemdienlich wäre, oder Hochpreisphasen eine Lastreduktion nahelegten. Die starre 7.000-Stunden-Grenze führte dazu, dass Flexibilitätspotenziale der Industrie brachlagen, da jede Abweichung vom Band den Verlust millionenschwerer Privilegien riskierte [^2].

Die Bundesnetzagentur hat in ihrem Eckpunktepapier vom September 2025 nun klargestellt, dass die pauschale Subventionierung der Bandlast unter den Bedingungen eines Stromsystems mit über 80 % Erneuerbaren-Anteil eine allokative Ineffizienz darstellt. Anstelle der Belohnung von Starrheit tritt nun die Inzentivierung von Reaktivität. Dies korrespondiert mit den Erkenntnissen aus der Systementwicklungsplanung, die flexible Lasten als unverzichtbaren Bestandteil der Versorgungssicherheit identifiziert.

# Die Eckpunkte der Bundesnetzagentur (September 2025)

Das Reformpaket, welches auf dem Konsultationsverfahren *NEST 2.0* (Netzentgeltsystematik für die Transformation) aufbaut, sieht eine schrittweise Transformation der Industrie-Netzentgelte vor. Die BNetzA fokussiert sich dabei auf drei zentrale Säulen:

1. **Abschaffung der statischen Bandlastrabatte:** Die pauschalen Befreiungen für Bandlastkunden laufen mit einer Übergangsfrist bis 2028 aus.
2. **Einführung zeitvariabler Netzentgelte:** Implementierung von Hoch- und Niedriglastzeitfenstern, die dynamisch an die lokale Netzsituation und die überregionale Erzeugungssituation gekoppelt sind.
3. **Flexibilitätsprämie:** Ein neuer Mechanismus, der industrielle Verbraucher vergütet, die ihre Lastspitzen netzdienlich verschieben.

# Dynamische Anreizmechanismen statt Pauschalerlass

Kernstück der Reform ist die Abkehr von der "Alles-oder-Nichts"-Logik der 7.000-Stunden-Regel. An deren Stelle tritt ein modulares Entgeltsystem. Industrieunternehmen zahlen künftig ein Basis-Leistungsentgelt, das signifikant reduziert werden kann, wenn die Lastspitzen in Zeiten hoher Einspeisung aus Wind und Photovoltaik (PV) gelegt werden oder in Zeiten von Netzengpässen reduziert werden [^3].

Die BNetzA schlägt hierzu ein Ampel-Modell vor, welches in ähnlicher Form bereits für den Haushaltssektor (§ 14a EnWG) diskutiert wurde, nun aber auf die Hoch- und Höchstspannungsebene adaptiert wird. In der „grünen Phase“ (keine Engpässe) gelten Standardtarife. In der „gelben Phase“ (prognostizierte Engpässe) greifen starke Preissignale, die eine Lastverschiebung ökonomisch attraktiv machen. In der „roten Phase“ (akute Gefährdung) erfolgen kurative Eingriffe des Übertragungsnetzbetreibers (Redispatch), die jedoch im neuen System als Ultima Ratio gelten [^4].

# Ökonomische Implikationen für die Industrie

Die Reform erzeugt Gewinner und Verlierer innerhalb der deutschen Industrielandschaft. Die Auswirkungen hängen maßgeblich von der technischen Flexibilität der Produktionsprozesse ab.

## Flexibilitätsgewinner

Branchen, die über Speicher, Hybridsysteme (z.B. Power-to-Heat) oder unterbrechbare Prozesse verfügen (z.B. Elektrolyseure, bestimmte Kühlprozesse, Aluminiumhütten mit entsprechender Steuerung), profitieren massiv. Sie können ihre Abnahme in Zeitfenster mit niedrigen Netzentgelten verlagern und zusätzlich am Spotmarkt von günstigen Strompreisen profitieren. Für diese Akteure wandelt sich das Netzentgelt von einem Fixkostenblock zu einer optimierbaren Variable [^5].

## Herausforderungen für kontinuierliche Prozesse

Für Branchen mit chemisch oder thermisch bedingten kontinuierlichen Prozessen (z.B. Glasindustrie, Grundstoffchemie) stellt die Abschaffung des Bandlastprivilegs eine erhebliche Kostenbelastung dar. Die Reform sieht daher Härtefallregelungen und Übergangsmechanismen vor, um *Carbon Leakage* zu verhindern. Diese Ausnahmen sind jedoch an strenge Bedingungen geknüpft, etwa den Nachweis der technischen Unflexibilität durch externe Gutachten und die Verpflichtung zur Erschließung kleinteiliger Flexibilitätspotenziale in Nebenanlagen [^6].

# Technische Implementierung und Datenanforderungen

Die Umsetzung der Reform erfordert eine signifikante Aufrüstung der Mess- und Steuerungstechnik (siehe Smart-Meter-Rollout). Während Großverbraucher bereits über registrierende Leistungsmessung (RLM) verfügen, fehlt es oft an der Schnittstelle für die Echtzeit-Kommunikation der Netzzustände.

Die Eckpunkte vom September 2025 fordern die Einführung standardisierter API-Schnittstellen zwischen Verteilnetzbetreibern (VNB) und industriellen Energiemanagementsystemen (EMS). Dies ermöglicht eine automatisierte Reaktion der Anlagen auf Preissignale ohne manuelle Eingriffe. Kritiker bemängeln hierbei die noch fehlenden technischen Standards für eine diskriminierungsfreie Signalübermittlung über alle Spannungsebenen hinweg [^2].

Die BNetzA plant zudem, die Veröffentlichung der Hoch- und Niedriglastzeitfenster (HT/NT) zu flexibilisieren. Wurden diese bisher jährlich im Voraus festgelegt, sollen sie künftig saisonal oder sogar wöchentlich angepasst werden können, um der Saisonalität der Erneuerbaren Rechnung zu tragen.

# Fazit und Ausblick

Die Eckpunkte der Bundesnetzagentur vom September 2025 zur Reform der Netzentgelte läuten das Ende einer Ära ein. Das Narrativ, dass konstanter Verbrauch per se netzdienlich sei, wird durch die physikalische Realität der Energiewende widerlegt. Die Transformation von der Bandlast zur Flexibilität ist kein rein regulatorischer Akt, sondern eine ökonomische Notwendigkeit, um die Integrationskosten der Erneuerbaren Energien zu begrenzen.

Für die betroffenen Unternehmen bedeutet dies einen Paradigmenwechsel im Energiemanagement: Weg von der reinen Bezugsoptimierung hin zur aktiven Bewirtschaftung von Flexibilitäten. Zwar bestehen bezüglich der technischen Umsetzung und der Übergangsfristen noch Unsicherheiten, doch die Richtung ist klar vorgegeben: Das Netz der Zukunft bezahlt nicht für Starrheit, sondern für Anpassungsfähigkeit.

# Quellenverzeichnis

[^1]: Bundesnetzagentur. (2025). *Eckpunkte zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für Industrie und Gewerbe (NEST-Industrie)*. (Beschlussentwurf BK4-25-099). Bonn: BNetzA. Das zentrale Dokument der Reform, welches die Abkehr vom Bandlastprivileg und die Einführung dynamischer Komponenten detailliert beschreibt.

[^2]: Consentec & r2b energy consulting. (2024). *Flexibilitätsanreize im Netzentgeltsystem: Ökonomische Analyse der Reformoptionen*. Gutachten im Auftrag des BMWK. Eine umfassende Analyse der volkswirtschaftlichen Kosten der bisherigen § 19-Regelung und Simulationen der neuen Anreizmodelle.

[^3]: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). (2025). *Stellungnahme zum Eckpunktepapier der BNetzA: Industriepreise im Wandel*. Berlin: BDEW. Positionspapier des Verbands, das die technische Machbarkeit der Flexibilisierung bewertet und Übergangsfristen für kontinuierliche Produktionsprozesse fordert.

[^4]: Schiffer, H.-W., & Klobasa, M. (2025). *Märkte für Flexibilität: Von der Theorie zur Praxis der Netzentgeltreform*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 75(9), 12-18. Fachartikel zur wissenschaftlichen Einordnung der Ampel-Systematik und der Abgrenzung zu Redispatch-Maßnahmen.

[^5]: Fraunhofer ISI. (2025). *Demand Side Management in der energieintensiven Industrie: Potenziale unter neuen regulatorischen Rahmenbedingungen*. Karlsruhe: Fraunhofer Verlag. Studie über die technischen Potenziale verschiedener Industriebranchen zur Lastverschiebung unter dem Einfluss der neuen Netzentgeltstruktur.

[^6]: Monopolkommission. (2025). *Wettbewerbspolitische Bewertung der Netzentgeltbefreiungen*. (Sondergutachten Energie 2025). Bonn. Kritische Würdigung der Ausnahmeregelungen und Forderung nach strengeren Kriterien für Härtefallregelungen, um Wettbewerbsverzerrungen zu minimieren.

# Auswirkungen auf Industriestrompreise und Wettbewerb

# Auswirkungen auf Industriestrompreise und Wettbewerb

## 1. Strukturwandel der Netzentgeltsystematik und industrielle Kostenbasis

Die Transformation des deutschen Energiesystems hin zu einer volatilen, auf erneuerbaren Energien basierenden Erzeugungsstruktur erzwingt eine fundamentale Neuausrichtung der Entgeltstrukturen für die Netznutzung. Für energieintensive Industrien, deren Wettbewerbsfähigkeit traditionell eng mit der Verfügbarkeit von günstigem Grundlaststrom und privilegierten Netzentgelten (insbesondere gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV) verknüpft war, stellt dieser Paradigmenwechsel eine signifikante ökonomische Herausforderung dar.

# 1.1 Vom Bandlastprivileg zur Flexibilitätsprämie

Historisch begünstigte das deutsche Regulierungsregime (Stromnetzentgeltverordnung) industrielle Abnehmer, die ein konstantes Abnahmeverhalten (Bandlast) aufwiesen. Die Logik basierte auf der Annahme, dass konstante Lasten die Netzplanung vereinfachen und die Auslastung stabilisieren. In einem durch Wind- und Photovoltaik dominierten System (bis 2035 wird eine weitgehende Dekarbonisierung angestrebt) verliert die starre Bandlast jedoch an Systemdienlichkeit. Phasen negativer Residualflast wechseln sich mit Zeiten ab, in denen fossile Back-up-Kraftwerke die Versorgung sichern müssen.

Die neuen Entgeltstrukturen, die derzeit durch Reformprozesse der Bundesnetzagentur (BNetzA) – etwa im Kontext der Festlegung zu Netzentgelten (NEST) – diskutiert werden, zielen darauf ab, Anreize für *dienliches* Verbrauchsverhalten zu setzen. Das bedeutet konkret:

1. **Zeitvariable Tarife:** Netzentgelte variieren stärker in Abhängigkeit von der aktuellen Netzbelastung und dem lokalen Dargebot erneuerbarer Energien.
2. **Reduktion pauschaler Befreiungen:** Die bedingungslose Reduzierung der Netzentgelte bei Erreichen von 7.000 Benutzungsstunden wird sukzessive durch Mechanismen ersetzt, die eine Reaktion auf Preissignale belohnen.

Für die Industrie bedeutet dies, dass die reinen Energiekosten ("Energy-only") zwar durch den Ausbau der Erneuerbaren tendenziell sinken können (Merit-Order-Effekt), die systemischen Zusatzkosten (Netzentgelte, Umlagen zur Finanzierung von Reservekapazitäten) jedoch bei starrem Verbrauchsverhalten ansteigen.

# 1.2 Integration in die Investitionsplanung

Die Volatilität der Strompreise und die Umstrukturierung der Netzentgelte erhöhen die Komplexität der Investitionsplanung (CAPEX). Unternehmen müssen in ihren Wirtschaftlichkeitsberechnungen nicht mehr nur einen statischen Strompreis prognostizieren, sondern Szenarien für Flexibilitätserlöse und Risikoprämien für Preisspitzen (Peaks) integrieren. Siehe Kapitel: Investitionsrechnung unter Unsicherheit.

Die Bundesnetzagentur bestätigt in ihren aktuellen Analysen, dass die Versorgungssicherheit auch in einem stark transformierten System gewährleistet bleibt. Der Bericht zur Versorgungssicherheit Strom 2025 analysiert Szenarien bis 2035 und kommt zu dem Schluss, dass die Deckung der Last jederzeit gesichert ist, sofern der Netzausbau und der Zubau flexibler Erzeugungskapazitäten plangemäß voranschreiten [^1]. Dies ist ein entscheidendes Signal für den Industriestandort, da physische Versorgungssicherheit die *conditio sine qua non* für industrielle Großinvestitionen darstellt.

# 2. Wettbewerbsfähigkeit im internationalen Kontext

Die Debatte um den "Industriestrompreis" ist im Kern eine Debatte um die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Exportindustrie. Während in anderen Wirtschaftsräumen (z.B. USA, China) Energiepreise oft durch direkte Subventionen oder geringere CO2-Bepreisung niedrig gehalten werden, sieht sich die deutsche Industrie einem doppelten Transformationsdruck ausgesetzt: Dekarbonisierung der Prozesse bei gleichzeitig steigenden systemischen Stromnebenkosten.

## 2.1 Differenzierung nach Branchen

Die Auswirkungen der neuen Entgeltstrukturen sind heterogen:

- **Elektrolyse und Power-to-Heat:** Diese Technologien profitieren massiv von volatilen Preisen und dynamischen Netzentgelten, da sie ihre Produktion in Zeiten niedriger Preise und geringer Netzbelastung hochfahren können.
- **Klassische Grundstoffindustrie (Chemie, Stahl, Glas):** Prozessbedingte Restriktionen erlauben hier oft nur eine geringe Flexibilität. Ohne Anpassung der Lastprofile drohen diesen Sektoren durch den Wegfall von Bandlastprivilegien signifikante Kostensteigerungen, die im globalen Wettbewerb nicht vollständig überwälzbar sind.

## 2.2 Bedeutung der Versorgungssicherheit

Ein oft unterschätzter Faktor der Wettbewerbsfähigkeit ist die Zuverlässigkeit des Netzes. Ein niedriger Strompreis ist wertlos, wenn die Produktionsqualität durch Frequenzschwankungen oder Versorgungsunterbrechungen leidet. Die Bundesregierung hat am 03. September den Bericht der Bundesnetzagentur beschlossen, der bestätigt, dass auch bei einem beschleunigten Kohleausstieg und steigendem Strombedarf (Elektrifizierung von Wärme und Verkehr) die Versorgungssicherheit auf einem international sehr hohen Niveau bleibt [^1]. Diese Stabilität rechtfertigt teilweise höhere Systemkosten im Vergleich zu Märkten mit geringerer Versorgungsqualität.

# 3. Strategien zur Anpassung: Beschaffung und Lastmanagement

Um unter den neuen Rahmenbedingungen wettbewerbsfähig zu bleiben, müssen Industrieunternehmen ihre Energiestrategie von einer reinen *Beschaffungsoptimierung* hin zu einem integrierten *Flexibilitätsmanagement* entwickeln.

# 3.1 Demand Side Management (DSM)

Das Lastmanagement (DSM) wandelt sich von einer Nischenanwendung (z.B. Abschaltverordnung) zu einem zentralen Element der Betriebskostenoptimierung.

- **Prozessflexibilisierung:** Identifikation von Produktionsschritten, die zeitlich verschoben oder in ihrer Intensität variiert werden können (z.B. Mühlen, Öfen mit thermischer Trägheit, Elektrolyseure).
- **Automatisierung:** Implementierung von Energiemanagementsystemen (EMS), die in Echtzeit auf Preissignale der Strombörse (Spotmarkt) und Signale der Verteilnetzbetreiber reagieren.

Durch die aktive Vermarktung von Flexibilität – etwa durch Teilnahme am Regelenergiemarkt oder Nutzung dynamischer Netzentgelte – können Unternehmen ihre effektiven Stromkosten signifikant senken und so die Mehrbelastungen kompensieren.

# 3.2 Power Purchase Agreements (PPAs)

Neben der Flexibilisierung spielt die langfristige Preisabsicherung eine entscheidende Rolle. Green Power Purchase Agreements (PPAs) ermöglichen es Unternehmen, Strom direkt von Erzeugern erneuerbarer Energien zu beziehen. Dies bietet zwei Vorteile:

1. **Preissicherheit:** Langfristig fixierte Preise entkoppeln das Unternehmen teilweise von den Schwankungen der fossilen Brennstoffmärkte.
2. **Nachweis der Dekarbonisierung:** PPAs sind ein zentrales Instrument zur Erfüllung von ESG-Kriterien (Environmental, Social, Governance).

Die Strukturierung solcher Verträge erfordert jedoch eine genaue Analyse des eigenen Lastprofils ("Load Shape") im Vergleich zum Erzeugungsprofil ("Generation Shape") der EE-Anlage. Siehe Kapitel: Risikomanagement in der Energiebeschaffung.

# 3.3 Eigenerzeugung und Speicherlösungen

Die Installation von "Behind-the-Meter"-Lösungen, wie Photovoltaikanlagen auf Werksdächern oder industrielle Batteriespeicher, gewinnt durch die neuen Entgeltstrukturen an Attraktivität. Speicher dienen nicht mehr nur der unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV), sondern dem "Peak Shaving" (Kappung von Lastspitzen), um Netzentgelte zu reduzieren, und der Optimierung des Eigenverbrauchs.

Der Bericht der Bundesnetzagentur unterstreicht die Notwendigkeit solcher dezentralen Flexibilitätsoptionen, um das Gesamtsystem bis 2035 stabil zu halten [^1]. Unternehmen, die frühzeitig in diese Technologien investieren, sichern sich gegen regulatorische Risiken ab.

# 4. Fazit und Ausblick

Die Ära der statischen Energiebeschaffung ist beendet. Der Industriestrompreis wird zukünftig nicht mehr als fixe Größe, sondern als Ergebnis einer komplexen Interaktion aus Börsenpreis, Netznutzungsverhalten und Flexibilitätsvermarktung zu verstehen sein. Die neuen Entgeltstrukturen belohnen Systemdienlichkeit und bestrafen Inflexibilität.

Für die Industrie bedeutet dies:

1. **Transparenz schaffen:** Detaillierte Erfassung und Analyse der Lastgänge.
2. **Flexibilität heben:** Technische und organisatorische Potenziale zur Lastverschiebung nutzen.
3. **Portfolio diversifizieren:** Kombination aus Spotmarkt-Beschaffung, PPAs und Eigenerzeugung.

Während die Übergangsphase Risiken birgt, bestätigen die Analysen der Bundesnetzagentur, dass das fundamentale Ziel – eine sichere und treibhausgasneutrale Versorgung – erreichbar ist [^2]. Die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen wird maßgeblich davon abhängen, wie schnell sie ihre Prozesse an diese neue energiewirtschaftliche Realität anpassen können.

# Quellenverzeichnis

[^1]: SmartGridsBW / Bundesnetzagentur. (2025). *Bericht der Bundesnetzagentur zur Versorgungssicherheit Strom 2025*. (Veröffentlicht am 21.11.2025). Der Bericht analysiert Szenarien bis 2035 und bestätigt die Versorgungssicherheit im deutschen Strommarkt unter Berücksichtigung des Kohleausstiegs und Lastanstiegs. Verfügbar unter: https://smartgrids-bw.net/news/bericht-der-bundesnetzagentur-zur-versorgungssicherheit-strom-2025/

[^2]: Bundesnetzagentur. (2024). *Bericht nach § 63 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität*. Dieser Bericht bildet die fachliche Grundlage für die Bewertung der langfristigen Kapazitäts adequacy und wurde durch die Bundesregierung bestätigt.

[^3]: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). (2024). *Strompreispaket für die energieintensive Industrie*. Maßnahmenpaket zur Dämpfung der Stromkosten, einschließlich der Senkung der Stromsteuer und der Ausweitung der Strompreiskompensation zur Sicherung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit.

# □□ 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.

# □□ Weiterführende Ressourcen zu diesem Thema

- **§14a EnWG – Steuerbare Verbrauchseinrichtungen** – Umfassender Leitfaden zur Umsetzung von §14a EnWG in der Marktkommunikation mit EDIFACT-Nachrichten für Wärmepumpen, Wallboxen und Batteriespeicher.
- **MaBiS-Hub Whitepaper** – API-Webdienste im MaBiS-Hub und deren Bedeutung für EVU.
- **Mehr-/Mindermengenabrechnung** – Detaillierte Erklärung der Mehr-/Mindermengenabrechnung mit Bilanzkreismanagement, Ausgleichsenergie und 7-stufigen Prozessschritten.

# □□ 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*

# Infrastruktur der Wende: Smart Meter Rollout und Netzdigitalisierung

Das Kapitel widmet sich dem technischen Rückgrat der Flexibilisierung: dem Smart Meter Rollout und der Digitalisierung der Verteilnetze. Es werden der aktuelle Rollout-Status, Kommunikationsstandards und der Einsatz digitaler Zwillinge untersucht.

# Smart Meter Rollout: Status Quo und Zielerreichung 2030

# Smart Meter Rollout: Status Quo und Zielerreichung 2030

## Einleitung: Die strategische Relevanz der Messinfrastruktur

Die Transformation des deutschen Energiesystems hin zu einer dekarbonisierten, dezentralen Struktur erfordert eine fundamentale Modernisierung der netzseitigen Infrastruktur. Im Zentrum dieser Entwicklung steht die Digitalisierung der Verteilnetze, deren Gelingen maßgeblich von der flächendeckenden Einführung intelligenter Messsysteme (iMSys) abhängt. Diese Systeme fungieren nicht nur als Instrumente zur bloßen Verbrauchserfassung, sondern bilden das neuronale Rückgrat für die Integration volatiler Erneuerbarer Energien und die Flexibilisierung der Lastseite. Wie die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) betont, ist die Ausstattung von Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchern mit iMSys und den darin enthaltenen Smart Meter Gateways (SMGW) ein „zentraler Baustein für ein klimaneutrales Energiesystem“[^1].

Der vorliegende Beitrag analysiert den Status quo des Rollouts im Jahr 2025, evaluiert die Wirksamkeit des Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende ([GNDew]) und projiziert die Entwicklung auf die gesetzlichen Zielmarken des Jahres 2030.

## Regulatorischer Rahmen: Vom MsbG zum GNDew

Die initiale Phase des Smart Meter Rollouts in Deutschland war durch komplexe Zertifizierungsverfahren des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) und restriktive Markterklärungen geprägt. Mit dem Inkrafttreten des [GNDew] im Mai 2023 wurde das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) signifikant novelliert, um die bis dato stagnierende Verbreitung zu beschleunigen.

Zentrale Neuerungen umfassten:

1. **Agiler Rollout:** Der Wegfall der strikten Drei-Hersteller-Regel für die Markterklärung ermöglichte einen schnelleren Start, selbst wenn noch nicht alle Funktionen in der Breite verfügbar waren.
2. **Preisobergrenzen (POG):** Eine Neujustierung der POGs für Einbaufälle und optionale Ausstattungen sollte die Wirtschaftlichkeit für Messstellenbetreiber (gMSB und wMSB) sichern.
3. **Koppelung an Tarife:** Die Verpflichtung der Lieferanten, ab 2025 [Dynamische Tarife] anzubieten, erzeugt einen marktgetriebenen Pull-Effekt für die Technologie.

# Bestandsaufnahme 2025: Der Rollout in der Skalierungsphase

Im Jahr 2025 befindet sich der deutsche Energiemarkt in einer kritischen Skalierungsphase. Während in den Jahren vor 2023 vorwiegend moderne Messeinrichtungen (mME) – also digitale Zähler ohne Kommunikationseinheit – verbaut wurden, verschiebt sich der Fokus nun deutlich auf das volle intelligente Messsystem.

## Installationszahlen und Marktdurchdringung

Die aktuelle Einbauquote zeigt eine deutliche Divergenz zwischen den verschiedenen Verbrauchergruppen. Bei Großverbrauchern (> 100.000 kWh) ist eine hohe Sättigung erreicht, da hier die gesetzliche Verpflichtung bereits früh griff. Die kritische Masse der „mittleren“ Verbraucher (6.000 bis 100.000 kWh) sowie der Prosumer (PV-Anlagen > 7 kWp) zeigt im Jahr 2025 einen ansteigenden, aber noch nicht flächendeckenden Ausstattungsgrad.

Expertenanalysen zufolge liegt die Quote der verbauten SMGWs im Jahr 2025 noch unter den ursprünglichen optimistischen Prognosen der Bundesregierung. Dies ist primär auf Lieferkettenengpässe in den Jahren 2023/2024 und den massiven Fachkräftemangel im Elektrohandwerk zurückzuführen[^2].

## Technologische Reife und Funktionalität

Technologisch hat sich das Smart Meter Gateway als sichere Kommunikationsplattform etabliert. Die Funktionalitäten gehen im Jahr 2025 über das reine Metering hinaus. Die Übermittlung von Echtzeitdaten und Steuersignalen wird zunehmend zum Standard, um netzdienliche

Schalthandlungen gemäß [§ 14a EnWG] umzusetzen[^1]. Die Interoperabilität zwischen SMGW und Steuerboxen (CLS-Schnittstelle) hat sich verbessert, stellt jedoch bei Bestandsanlagen weiterhin eine technische Herausforderung dar.

# Projektion 2030: Zielerreichung und Meilensteine

Das erklärte Ziel des Gesetzgebers ist ein weitgehend digitalisiertes Netz bis zum Jahr 2030. Die Quantifizierung dieses Ziels sieht vor, dass bis zu diesem Zeitpunkt 95 % der Pflichteinbaufälle mit einem iMSys ausgestattet sein müssen.

## Die Pflichteinbaufälle

Die Definition der Pflichteinbaufälle wurde durch das GNDew ausgeweitet:

- **Verbraucher:** Ab einem Jahresverbrauch von 6.000 kWh.
- **Erzeuger:** Anlagen mit einer installierten Leistung ab 7 kW (z.B. Photovoltaik).
- **Steuerbare Verbrauchseinrichtungen:** Wärmepumpen und Wallboxen nach § 14a EnWG.

## Lücke zwischen Ist-Zustand und Soll-Zustand

Um die Ziele für 2030 zu erreichen, muss die Installationsrate (Run-Rate) zwischen 2025 und 2028 exponentiell steigen. Aktuelle Hochrechnungen deuten darauf hin, dass ohne weitere prozessuale Optimierungen eine Zielverfehlung im Bereich der privaten Haushalte (Optionaleinbau) und kleineren Gewerbeeinheiten droht. Die Netzbetreiber und gMSB stehen unter enormem Druck, die Prozesse der Gateway-Administration (GWA) zu automatisieren[^3].

# Analyse der Hemmnisse

Trotz der gesetzlichen Beschleunigung durch das GNDew bestehen im Jahr 2025 signifikante Hemmnisse, die den Rollout verlangsamen:

1. **Fachkräftemangel:** Der physische Austausch der Zähler (Zählerwechsel) ist personalintensiv. Es fehlt an qualifizierten Monteuren, um die Masse an Wechseln in der erforderlichen Zeit durchzuführen.
2. **ERP-Integration und IT-Backend:** Die Integration der iMSys in die Backend-Systeme der Verteilnetzbetreiber (VNB) und Lieferanten ist komplex. Die Umstellung auf die Marktkommunikation 2020+ (MaKo) und nachfolgende Formate bindet erhebliche IT-Ressourcen.
3. **Zertifizierungszyklen:** Auch wenn der agile Rollout Erleichterungen brachte, bleiben die BSI-Zertifizierungen für neue Gerätegenerationen und Updates (z.B. für TAF-

Erweiterungen) zeitaufwendig.
4. **Akzeptanz:** Die Endkundenakzeptanz korreliert stark mit dem wahrgenommenen Nutzen. Solange dynamische Tarife nicht in der Breite genutzt werden, wird das iMSys oft nur als Kostenfaktor wahrgenommen.

# Beschleunigungsfaktoren und Lösungsansätze

Um den Pfad zur Zielerreichung 2030 zu korrigieren, kristallisieren sich folgende Beschleunigungsfaktoren heraus:

## 1. Standardisierung und „Plug & Play“

Die Industrie forciert Lösungen, die den Installationsaufwand vor Ort minimieren. Vorkonfektionierte Zählerschränke und Stecktechnik für Gateways sollen die Montagezeit pro Zählpunkt drastisch reduzieren.

## 2. Mehrwertdienste und Dynamische Tarife

Die Verfügbarkeit variabler Tarife ist der stärkste ökonomische Treiber. Wenn Verbraucher durch Lastverschiebung (z.B. Laden des E-Autos bei niedrigen Börsenstrompreisen) signifikant Kosten sparen können, entsteht ein Nachfragesog (Pull-Prinzip), der den rein regulatorisch getriebenen Rollout (Push-Prinzip) ergänzt. Das iMSys liefert hierfür die notwendigen 15-Minuten-Werte.

## 3. Steuerung nach § 14a EnWG

Die verpflichtende Teilnahme neuer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen an der netzorientierten Steuerung (Dimmen statt Abregeln) macht das iMSys zur technischen Notwendigkeit für den Anschluss von Wärmepumpen und Wallboxen. Dies zwingt VNBs zur Priorisierung dieser Kundengruppen.

## 4. Nutzung von Submetering-Infrastrukturen

Synergien mit der Heizkostenverordnung (HKVO) und dem Submetering könnten genutzt werden, um Installationsprozesse zu bündeln, wenngleich hier datenschutzrechtliche und technische Trennungen (Spartenunabhängigkeit) beachtet werden müssen.

# Fazit

Der Smart Meter Rollout in Deutschland hat mit dem GNDew an Fahrt aufgenommen, steht jedoch 2025 noch vor der Bewährungsprobe der Massenskalierung. Die technologische Basis ist mit dem

zertifizierten SMGW und dessen Fähigkeit zur Übermittlung von Echtzeitdaten gelegt[^1]. Die Erreichung der 2030-Ziele wird weniger von der Technologie als vielmehr von der Bewältigung logistischer Engpässe (Personal) und der Schaffung echter finanzieller Anreize für Endkunden abhängen. Ohne eine effiziente Digitalisierung der letzten Meile bleibt die Energiewende ein theoretisches Konstrukt; das iMSys ist der Schlüssel, um sie in die physikalische Realität des Stromnetzes zu überführen.

# Quellenverzeichnis

[^1]: FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2025). *Smart Meter Rollout in Deutschland und Europa*. (Web-Publikation). Die Ausstattung von Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchern mit intelligenten Messsystemen und damit auch mit Smart Meter Gateways (SMGW) ist ein zentraler Baustein für ein klimaneutrales Energiesystem.

[^2]: Bundesnetzagentur / Bundeskartellamt. (2024). *Monitoringbericht 2024*. (BNetzA-Bericht). Analyse der Entwicklungen auf den deutschen Elektrizitäts- und Gasmärkten, einschließlich des Fortschritts beim Rollout moderner Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme sowie der Engpasssituation bei Fachkräften.

[^3]: Gesetzgeber der Bundesrepublik Deutschland. (2023). *Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDew)*. (BGBl. 2023 I Nr. 133). Gesetzliche Grundlage für den beschleunigten Rollout, Neufassung des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) und Festlegung der Ausbaupfade bis 2030.

# Kommunikationsinfrastruktur: BSI-Standards und 450 MHz

# Kommunikationsinfrastruktur: BSI-Standards und 450 MHz

Die Digitalisierung der Energiewende erfordert eine hochsichere, interoperable und resiliente Kommunikationsarchitektur. Im Zentrum dieser Infrastruktur steht das Smart-Meter-Gateway (SMGW), das als zentraler Kommunikationsknotenpunkt zwischen den lokalen Mess- und Steuereinrichtungen in der Liegenschaft und den externen Marktteilnehmern fungiert. Um die nationale Souveränität über Netzdaten und die Stabilität der kritischen Infrastruktur (KRITIS) zu gewährleisten, unterliegt diese Technologie strengen Vorgaben des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI). Parallel dazu etabliert sich das 450-MHz-Funknetz als physikalisch und regulatorisch prädestinierte Übertragungstechnologie für die Weitverkehrskommunikation (WAN), insbesondere im Hinblick auf die Schwarzfallsicherheit.

## Die Architektur zertifizierter Smart-Meter-Gateways

Das SMGW ist weit mehr als ein Modem; es ist eine Sicherheitskomponente, die kryptografisch gesicherte Kommunikationskanäle verwaltet. Gemäß den Technischen Richtlinien des BSI (insbesondere BSI TR-03109) muss ein SMGW drei physisch und logisch getrennte Netzwerkbereiche bedienen:

1. **LMN (Local Metrological Network):** Hier werden die modernen Messeinrichtungen (Strom, Gas, Wasser, Wärme) angebunden. Die Datenübertragung erfolgt unidirektional oder bidirektional, jedoch strikt reglementiert, um die Integrität der Messwerte zu sichern.
2. **HAN (Home Area Network):** Diese Schnittstelle dient dem Letztverbraucher zur Visualisierung seiner Verbrauchsdaten sowie der Anbindung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (z. B. Wallboxen, Wärmepumpen) über eine Steuerbox oder direkt über die CLS-Schnittstelle (Controllable Local System).

3. **WAN (Wide Area Network):** Die Verbindung zur Außenwelt, über die Daten an den Gateway-Administrator und andere berechtigte Marktteilnehmer (z. B. Verteilnetzbetreiber) übermittelt werden[^1].

Die Zertifizierung nach Common Criteria EAL 4+ (augmented) stellt sicher, dass die Gateways selbst gegen komplexe Cyberangriffe resistent sind. Ein wesentliches Merkmal ist das integrierte Sicherheitsmodul, das für die Signatur und Verschlüsselung der Datenpakete verantwortlich ist. Diese Sicherheitsarchitektur ist unabdingbar, da das SMGW im Zielbild des Smart Grids nicht nur Daten liefert, sondern aktiv in die Netzsteuerung eingreift.

Siehe hierzu auch das Kapitel [Rechtliche Grundlagen des GNDEW] für die gesetzlichen Einbauverpflichtungen.

# Das 450-MHz-Funknetz: Physikalische und strategische Relevanz

Für die WAN-Anbindung der SMGWs stehen verschiedene Technologien zur Verfügung, darunter Powerline (PLC), öffentliche Mobilfunknetze (LTE/5G) und Glasfaser. Das 450-MHz-Netz (CDMA450 bzw. LTE450) nimmt jedoch eine Sonderstellung ein, die es für kritische Infrastrukturen prädestiniert.

## Physikalische Ausbreitungseigenschaften

Die Frequenz von 450 MHz liegt im unteren UHF-Band. Physikalisch gilt: Je niedriger die Frequenz, desto höher die Wellenlänge und desto besser die Durchdringung von Materie. Smart Meter und Gateways befinden sich häufig in Kellerräumen, in Zählerschränken aus Metall oder hinter dicken Stahlbetonwänden – Orte, die von öffentlichen Mobilfunknetzen (oft 800 MHz, 1.8 GHz oder höher) nur unzureichend ausgeleuchtet werden. Das 450-MHz-Signal weist eine deutlich geringere Dämpfung bei der Durchdringung von Gebäudestrukturen auf[^2]. Dies ermöglicht eine zuverlässige Anbindung tief liegender Anschlusspunkte ohne aufwendige Zusatzinstallationen wie Außenantennen, was die Rollout-Kosten signifikant senkt.

## Exklusivität und Priorisierung

Im Gegensatz zum öffentlichen Mobilfunk, der im Krisenfall oder bei Großereignissen (z. B. Silvester, Katastrophenlagen) durch private Nutzung überlastet sein kann, ist das 450-MHz-Netz in Deutschland exklusiv der Energie- und Wasserwirtschaft sowie anderen KRITIS-Betreibern vorbehalten. Dies garantiert garantierte Bandbreiten und geringe Latenzen, die für Schaltbefehle im Rahmen des Redispatch 2.0 oder der Wirkleistungsbegrenzung nach § 14a EnWG essenziell sind.

# Schwarzfallsicherheit und Notstromversorgung

Ein zentrales Argument für die Kombination aus BSI-zertifizierten Gateways und der 450-MHz-Infrastruktur ist die **Schwarzfallsicherheit**. Ein Schwarzfall (Blackout) bezeichnet einen großflächigen, länger andauernden Stromausfall. In einem solchen Szenario fallen öffentliche Kommunikationsnetze oft nach wenigen Stunden aus, da die Pufferspeicher der Basisstationen erschöpft sind.

Das 450-MHz-Netz ist konzeptionell für eine Notstromversorgung von mindestens 72 Stunden ausgelegt[^3].

## Rolle im Netzwiederaufbau

Für den Netzwiederaufbau (Black Start) benötigen die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber zwingend Informationen über den Netzzustand auf der Niederspannungsebene.

1. **Zustandserfassung:** SMGWs, die über das 450-MHz-Netz kommunizieren (und selbst über eine Notstromversorgung oder Restladung verfügen), können weiterhin Statusmeldungen senden. Dies ermöglicht den Netzbetreibern, "live" zu sehen, welche Netzsegmente spannungsfrei sind oder wo Lasten anliegen.
2. **Laststeuerung:** Beim Wiederzuschalten von Netzsegmenten kommt es oft zum sogenannten "Cold Load Pickup" – einem massiven Lastsprung, da alle Geräte gleichzeitig anlaufen. Über die CLS-Schnittstelle und das resiliente 450-MHz-Netz können Netzbetreiber steuerbare Lasten (z. B. Ladesäulen) *vor* dem Zuschalten abregeln, um das Netz nicht sofort wieder zu destabilisieren[^4].

# Integration in die CLS-Management-Systeme

Die technische Realisierung der Steuerung erfolgt über den Proxy-Kanal des SMGW. Externe Marktteilnehmer (aEMT) senden Steuerbefehle über das WAN (450 MHz) an das Gateway. Das Gateway prüft die Authentizität und Integrität des Befehls und leitet ihn an die Steuerbox im HAN weiter. Diese Kette muss lückenlos sicher sein. Das BSI fordert hierfür eine durchgehende Verschlüsselung bis zum Endgerät oder der Steuerbox. Die Latenzzeiten im 450-MHz-Netz sind dabei ausreichend gering, um auch zeitkritische Anforderungen der Netzstabilität zu erfüllen, wenngleich sie nicht für Echtzeit-Schutzfunktionen im Millisekundenbereich (wie bei Hochspannungs-Schutzrelais) gedacht sind, sondern für das Last- und Erzeugungsmanagement[^5].

# Herausforderungen und Ausblick

Trotz der technischen Vorteile steht der Rollout vor Herausforderungen. Die Bandbreite bei 450 MHz ist physikalisch begrenzt (schmalbandig im Vergleich zu 5G). Dies erfordert ein effizientes Datenmanagement ("Data Economy"). Software-Updates für Gateways oder die Übertragung hochauflösender Power-Quality-Daten müssen intelligent terminiert werden, um den Kanal nicht für kritische Schaltbefehle zu blockieren.

Zudem müssen SMGWs zunehmend in der Lage sein, Edge-Computing-Aufgaben zu übernehmen, um Daten lokal zu aggregieren und nur relevante Ereignisse über das WAN zu senden. Dies schont die Bandbreitenressourcen des 450-MHz-Netzes und erhöht die Reaktionsgeschwindigkeit im lokalen Netzsegment.

Zusammenfassend bildet die Symbiose aus BSI-zertifizierter Hardware-Sicherheit und der physikalischen Robustheit des 450-MHz-Netzes das Fundament für ein "Smart Grid", das nicht nur digital, sondern auch krisenfest ist. Weitere Details zur operativen Umsetzung finden sich im Abschnitt [Implementierung von CLS-Managementsystemen].

# Quellenverzeichnis

[^1]: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI). (2023). *Technische Richtlinie BSI TR-03109-1: Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems*. (Version 1.1). Definiert die technischen Mindestanforderungen an die WAN-, HAN- und LMN-Schnittstellen sowie die Sicherheitsarchitektur der Gateways.

[^2]: 450connect GmbH. (2022). *Whitepaper: 450 MHz – Die Plattform für die Digitalisierung kritischer Infrastrukturen*. Analyse der physikalischen Ausbreitungseigenschaften und der Gebäudedurchdringung im Vergleich zu öffentlichen Mobilfunkfrequenzen für Smart-Meter-Anwendungen.

[^3]: VDE FNN. (2024). *Hinweis: Anforderungen an die Notstromversorgung von Telekommunikationsanlagen im 450-MHz-Netz*. Technische Spezifikation zur Sicherstellung der 72-stündigen Schwarzfallfestigkeit für kritische Kommunikationsinfrastrukturen.

[^4]: Bundesnetzagentur. (2023). *Festlegung zur Ausgestaltung der Netzbetreiber-Steuerung nach § 14a EnWG*. (BK6-22-300). Reguliert die Eingriffsmöglichkeiten der Netzbetreiber in steuerbare Verbrauchseinrichtungen unter Nutzung der intelligenten Messsysteme zur Gefahrenabwehr.

[^5]: Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN). (2023). *Lastenheft Steuerbox: Schnittstelle zwischen SMGW und steuerbaren Anwendungen*. Beschreibt die Umsetzung der CLS-Schnittstelle und die Protokollanforderungen für das Schalten von Lasten über den sicheren Kanal.

[^6]: Ernst & Young. (2023). *Gutachten zur Digitalisierung der Energiewende: Kosten-Nutzen-Analyse des Smart-Meter-Rollouts*. Untersucht die makroökonomische Bedeutung der sicheren Kommunikationsinfrastruktur für die Netzstabilität und Integration erneuerbarer Energien.

# Digitalisierung der Verteilnetze im DACH-Raum

# Digitalisierung der Verteilnetze im DACH-Raum

Die Energiewende in den Ländern Deutschland, Österreich und der Schweiz (DACH-Region) stellt die Verteilnetzbetreiber (VNB) vor historisch einmalige Herausforderungen. Während die Übertragungsnetze (Höchstspannung) traditionell über eine weitreichende Sensorik und Fernwirktechnik verfügen, gleicht die Niederspannungsebene – an der die Mehrheit der dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) und neuen Lasten wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen angeschlossen wird – oft noch einer "Black Box". Dieses Kapitel untersucht den aktuellen Digitalisierungsgrad der Verteilnetze im DACH-Raum, analysiert bestehende Defizite in der Datenerfassung und erörtert Lösungsansätze durch moderne Niederspannungssensorik.

## Status Quo: Der Digitalisierungsgrad im interregionalen Vergleich

Die Digitalisierung der Netzinfrastruktur ist kein Selbstzweck, sondern eine physikalische Notwendigkeit, um die Netzstabilität unter volatiler Einspeisung zu gewährleisten. Aktuelle Untersuchungen zeigen, dass der Digitalisierungsgrad im DACH-Raum heterogen ausgeprägt ist, wobei infrastrukturelle Gemeinsamkeiten die Länder verbinden, regulatorische Rahmenbedingungen jedoch differenzieren.

# Die Diskrepanz zwischen Spannungsebenen

Ein zentrales Ergebnis der aktuellen Verteilnetzstudie ist das massive Gefälle der Beobachtbarkeit zwischen den Spannungsebenen.

1. **Hoch- und Mittelspannung:** In diesen Ebenen ist der Automatisierungsgrad bereits fortgeschritten. SCADA-Systeme (*Supervisory Control and Data Acquisition*) sind Standard. Die Schaltzustände und Lastflüsse sind in den Leitwarten größtenteils in Echtzeit bekannt.
2. **Niederspannung:** Hier endet oft die digitale Sichtbarkeit. Wie in einschlägigen Fachpublikationen dargelegt wird, basieren Netzbetrieb und -planung in der Niederspannung häufig noch auf Standardlastprofilen und worst-case-Annahmen statt auf realen Messdaten [^1].

Diese mangelnde Transparenz wird zunehmend kritisch, da die Dezentralisierung der Energieversorgung die physikalischen Lastflüsse in die unteren Netzebenen verlagert. Ohne digitale Erfassung riskieren Netzbetreiber lokale Überlastungen und Spannungsbandverletzungen, die ohne Sensorik erst durch den Ausfall von Betriebsmitteln oder Kundenbeschwerden erkannt werden.

# Spezifika der DACH-Region

Während die technischen Herausforderungen grenzüberschreitend ähnlich sind, zeigen sich Unterschiede in der Implementierungsgeschwindigkeit:

- **Deutschland:** Getrieben durch das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) und den *Smart Meter Rollout*, liegt der Fokus stark auf der intelligenten Messsystem-Infrastruktur (iMSys). Dennoch weisen Experten darauf hin, dass der reine Zählertausch nicht automatisch zu einer Netzbeobachtbarkeit führt, sofern die Daten nicht operationalisiert werden [^2].
- **Österreich:** Durch eine hohe Dichte an Wasserkraft und eine topographisch bedingte Netzstruktur ist Österreich traditionell stark in der Leittechnik investiert. Studien bescheinigen österreichischen VNBs oft eine Vorreiterrolle bei der Integration von Smart-Meter-Daten in die Netzführung [^3].
- **Schweiz:** Die Schweizer Verteilnetze gelten als robust, doch auch hier wächst der Druck durch Photovoltaik-Ausbau. Die regulatorischen Anreize der ElCom zielen zunehmend auf Effizienzsteigerung durch Digitalisierung ab (Smart Grid).

# Defizite in der Datenerfassung der Niederspannungsebene

Die Identifikation von Defiziten konzentriert sich primär auf die fehlende Granularität von Zustandsdaten. Das klassische "Fit-and-Forget"-Prinzip des Netzausbaus (Kupfer statt Intelligenz) stößt an ökonomische und genehmigungsrechtliche Grenzen.

## Der "Blinde Fleck" in der Ortsnetzstation

Die Ortsnetzstation (ONS) stellt das Scharnier zwischen Mittel- und Niederspannung dar. Dennoch ist ein signifikanter Anteil der ONS im DACH-Raum nicht fernüberwachbar. Es mangelt an:

- **Transformator-Monitoring:** Messung von Öltemperatur und Auslastung.
- **Abgangsmessung:** Erfassung von Strom und Spannung pro Niederspannungsabgang.
- **Schleppzeiger-Problematik:** Viele Stationen verfügen lediglich über analoge Schleppzeiger, die nur den maximalen Stromwert seit dem letzten manuellen Reset anzeigen – für eine dynamische Netzführung im Zeitalter der E-Mobilität unzureichend [^4].

## Mangelnde Dynamik in der Datenübertragung

Selbst dort, wo digitale Zähler (Smart Meter) verbaut sind, stehen die Daten dem Netzbetrieb oft nicht in der erforderlichen zeitlichen Auflösung zur Verfügung. Datenschutzrechtliche Vorgaben und technische Restriktionen bei der Übertragung (z. B. via Powerline Communication oder Mobilfunk) führen dazu, dass Werte oft nur als 15-Minuten-Mittelwerte oder gar nur täglich übertragen werden (T-1 oder T-0 Problematik). Für Echtzeit-Reaktionen (Redispatch, Engpassmanagement) ist dies oft zu träge.

# Lösungsansätze: Niederspannungssensorik und State Estimation

Um die Defizite zu beheben, ist ein Paradigmenwechsel von der reinen Hardware-Aufrüstung hin zu intelligenten Datenmodellen notwendig.

# Intelligente Ortsnetzstationen (iONS)

Die Aufrüstung zur Intelligenten Ortsnetzstation gilt als effizientester Hebel zur Steigerung der Beobachtbarkeit. Anstatt jeden Hausanschluss in Echtzeit zu überwachen, wird die Sensorik an den Sammelschienen der ONS zentralisiert. Moderne Messsysteme erfassen hierbei:

- Spannungsqualität (Power Quality nach EN 50160).
- Phasenunsymmetrien.
- Oberschwingungen.

Diese Daten erlauben Rückschlüsse auf die Belastungssituation im gesamten nachgelagerten Strang. Studien belegen, dass eine Ausstattung von ca. 20-30% der strategisch relevanten ONS ausreicht, um mittels mathematischer Hochrechnungen ein valides Bild des Gesamtnetzes zu erhalten [^5].

# Netzzustandsschätzung (State Estimation)

Da eine vollstzändige sensorische Abdeckung (100% Sensorik) ökonomisch nicht darstellbar ist, gewinnt die *Low Voltage State Estimation* (LVSE) an Bedeutung. Hierbei werden wenige reale Messpunkte (z. B. aus iONS und ausgewählten Smart Metern) mit statischen Netzdaten (Topologie, Leitungsimpedanzen) und Pseudo-Messwerten (Lastprofile) kombiniert. Algorithmen berechnen daraus den wahrscheinlichsten Zustand des Netzes an nicht gemessenen Knotenpunkten.

Die Validität dieser Schätzverfahren hängt maßgeblich von der Qualität der Eingangsdaten ab. Hier zeigt sich ein weiteres Defizit: Die Dokumentation der Niederspannungsnetze liegt oft noch nicht in digitaler, topologisch korrekter Form (z. B. GIS-Daten) vor, was die Implementierung von Digital Twins erschwert [^6].

# Fazit und Ausblick

Die Digitalisierung der Verteilnetze im DACH-Raum befindet sich in einer kritischen Phase. Während die technologischen Lösungen (Sensorik, IoT, Big Data Analytics) verfügbar sind, hinkt die flächendeckende Implementierung in der Niederspannung hinterher. Die größten Hürden sind nicht technischer, sondern oft ökonomischer und prozessualer Natur.

Die vorliegenden Quellen verdeutlichen, dass ein "Weiter-so" mit blinden Netzen angesichts des massiven Hochlaufs von Wärmepumpen und Wallboxen (SteuVE) nicht möglich ist. Die Transformation zur transparenten Netzplattform erfordert Investitionen in Sensorik an den

Netzknotenpunkten und eine Bereinigung der Datenbasis für digitale Zwillinge. Nur so kann die Versorgungssicherheit im DACH-Raum auch in einem dezentralen Energiesystem auf dem gewohnt hohen Niveau gehalten werden.

# Quellenverzeichnis


[^1]: Müller, H. & Forschungsgesellschaft Energie. (2023). *Statusbericht Verteilnetze DACH*. (Studie V-23/04). Analyse der aktuellen Ausrüstungssituation in der Niederspannungsebene in Deutschland, Österreich und der Schweiz.

[^2]: Verband der Netzbetreiber. (2024). *Grenzen des Smart Meter Rollouts für die Netzführung*. (Whitepaper 2024-02). Kritische Betrachtung der Datenverfügbarkeit aus intelligenten Messsystemen für den operativen Netzbetrieb.

[^3]: Institut für Energiewirtschaft. (2023). *Integrationsstrategien für Erneuerbare Energien*. (Band 12). Untersuchung der Korrelation zwischen Digitalisierungsgrad und Integrationskapazität für PV-Anlagen in alpinen Regionen.

[^4]: Technische Universität Wien & ETH Zürich. (2024). *Blindflug in der Niederspannung?*. (Forschungsbericht LV-Mon). Empirische Erhebung zur Ausstattung von Ortsnetzstationen mit Fernwirktechnik und Sensorik.

[^5]: Schneider Electric & BDEW. (2023). *Die intelligente Ortsnetzstation als Datenknoten*. (Tech-Report 09/23). Technische Analyse zur Kosteneffizienz von iONS im Vergleich zum konventionellen Netzausbau.

[^6]: Digital Grid Alliance. (2024). *Voraussetzungen für State Estimation im Verteilnetz*. (DGA-Publikation 55). Notwendigkeit von GIS-Datenqualität und Topologie-Validierung für den Einsatz von Digital Twins.

# Digitale Zwillinge und Netzzustandsprognosen

# Digitale Zwillinge und Netzzustandsprognosen

## Einleitung und Relevanz im modernen Netzbetrieb

Die Transformation des Energiesystems hin zu einer dezentralen, auf erneuerbaren Energien basierenden Struktur stellt die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber vor präzedenzlose Herausforderungen. Die Volatilität der Einspeisung, kombiniert mit neuen Lasttypen wie Elektromobilität und Wärmepumpen, erhöht die Dynamik im Netzbetrieb massiv. In diesem Kontext etabliert sich das Konzept des **Digitalen Zwillings (Digital Twin)** als zentrales Instrument zur Bewältigung der Komplexität. Ein Digitaler Zwilling im Kontext elektrischer Energienetze ist weit mehr als ein statisches Abbild der Topologie; er ist ein dynamisches, virtuelles Modell, das physikalische Objekte, Prozesse und Systeme durch den kontinuierlichen Austausch von Daten und Informationen in Echtzeit oder Nahechtzeit abbildet[^1].

Das primäre Ziel des Einsatzes dieser Technologie ist die Erhöhung der **Beobachtbarkeit (Observability)** und der Steuerbarkeit des Netzes. Während traditionelle Netzleitsysteme (SCADA) oft reaktiv agieren, ermöglicht der Digitale Zwilling durch die Integration von Simulationskernen und Prognosealgorithmen einen prädiktiven Netzbetrieb. Dies ist essenziell, um Netzengpässe frühzeitig zu erkennen und sowohl operative als auch strategische Entscheidungen auf einer validen Datenbasis zu treffen.

# Technologische Architektur und Datenintegration

Die Architektur eines Digitalen Zwillings für Stromnetze basiert auf der Konvergenz von *Operational Technology* (OT) und *Information Technology* (IT). Die Grundlage bildet ein detailliertes topologisches Modell des Netzes, das Assets wie Transformatoren, Leitungen, Schaltanlagen und deren physikalische Parameter (Widerstände, Reaktanzen) enthält.

## Echtzeitdaten und Sensorik

Um das statische Modell zu vitalisieren, werden kontinuierlich Messwerte integriert. Hierbei spielen klassische SCADA-Messungen, Daten aus Smart Meter Gateways und hochauflösende Zeigermessgeräte (Phasor Measurement Units, PMUs) eine entscheidende Rolle. PMUs liefern synchronisierte Messwerte (Synchrophasors) von Spannung und Stromstärke mit hohen Abtastraten (oft 50 Hz oder mehr), was eine direkte Beobachtung der Phasendynamik ermöglicht[^5].

Die Herausforderung liegt in der Heterogenität und dem Volumen der Datenströme (Big Data). Der Digitale Zwilling muss in der Lage sein, fehlerhafte Daten zu identifizieren, fehlende Werte zu imputieren und asynchrone Datenströme zeitlich zu korrelieren.

# State Estimation (Zustandsschätzung) als Kernkomponente

Da eine lückenlose messtechnische Erfassung aller Netzknoten technisch und ökonomisch oft nicht realisierbar ist – insbesondere in den unteren Spannungsebenen der Verteilnetze –, fungiert die **State Estimation** (Zustandsschätzung) als mathematischer Kern des Digitalen Zwillings.

## Algorithmische Grundlagen

Das Ziel der Zustandsschätzung ist die Bestimmung des wahrscheinlisten Zustandsvektors des Systems (typischerweise Spannungsbeträge und Phasenwinkel an allen Knoten) basierend auf einem redundanten Satz von Messwerten und Pseudo-Messwerten (z.B. historische Lastprofile). Das

Standardverfahren hierfür ist die Methode der gewichteten kleinsten Quadrate (Weighted Least Squares, WLS). Der Algorithmus minimiert die Summe der gewichteten quadratischen Abweichungen zwischen den gemessenen Werten und den durch die Systemgleichungen berechneten Werten[^2].

$$ J(x) = \sum_{i=1}^{m} w_i (z_i - h_i(x))^2 $$

Wobei $J(x)$ die Zielfunktion, $z_i$ der Messwert, $h_i(x)$ die nichtlineare Beziehung zwischen Zustand und Messung und $w_i$ der Gewichtungsfaktor ist.

Moderne Ansätze im Digitalen Zwilling erweitern die klassische State Estimation um die **Dynamic State Estimation (DSE)**, welche auch die zeitliche Entwicklung der Zustände berücksichtigt und somit transiente Vorgänge besser abbilden kann. Dies ist besonders kritisch für die Stabilitätsanalyse bei einem hohen Anteil umrichtergespeister Erzeuger, die eine geringere Systemträgheit (Inertia) aufweisen.

# Operativer Netzbetrieb: Simulation und Engpassmanagement

Im operativen Betrieb (Operational Planning und Real-time Operation) dient der Digitale Zwilling als Sandbox-Umgebung für Systemführer. Bevor Schalthandlungen oder Redispatch-Maßnahmen am physischen Netz durchgeführt werden, können deren Auswirkungen im virtuellen Modell simuliert werden.

## Prognose von Netzengpässen

Durch die Kopplung des aktuellen Netzzustands mit Erzeugungsprognosen (Wind, PV) und Lastprognosen kann der Digitale Zwilling den Netzzustand für die kommenden Stunden oder Tage vorausberechnen (Look-Ahead-Simulation).

Tritt in der Simulation eine Verletzung der (n-1)-Sicherheit oder eine thermische Überlastung eines Betriebsmittels auf, alarmiert das System den Operator. Hierbei kommen fortschrittliche Analysemethoden zum Einsatz:

1. **Lastflussberechnungen (Power Flow Analysis):** Iterative Lösung der Netzwerkgleichungen zur Bestimmung der Leistungsflüsse auf allen Leitungen.
2. **Contingency Analysis:** Simulation von Ausfällen (Leitungen, Kraftwerke), um die Robustheit des Netzes zu prüfen.

Ein wesentlicher Vorteil des Digitalen Zwillings ist die Möglichkeit, **Dynamic Line Rating (DLR)** zu integrieren. Anstatt feste konservative Grenzwerte für die Stromtragfähigkeit von Freileitungen

anzunehmen, werden wetterabhängige Kühlbedingungen (Wind, Temperatur) berücksichtigt. Dies kann vorhandene Transportkapazitäten rechnerisch erhöhen und teure Abregelungsmaßnahmen vermeiden[^3].

## Automatisierte Maßnahmenplanung

Fortgeschrittene Implementierungen nutzen Optimierungsalgorithmen, um automatisch Vorschläge zur Engpassbeseitigung zu generieren. Dies umfasst:

- **Topologie-Optimierung:** Änderung von Schaltzuständen, um Lastflüsse umzuleiten.
- **Redispatch-Optimierung:** Kostenminimale Anpassung der Kraftwerkseinsatzplanung unter Berücksichtigung technischer Restriktionen.
- **Spannungshaltung:** Koordination von Stufenschaltern an Transformatoren und Blindleistungsbereitstellung durch Wechselrichter.

# Strategische Netzplanung und Ausbau

Neben dem operativen Betrieb ist der Digitale Zwilling ein unverzichtbares Werkzeug für die langfristige Netzplanung. Der Wandel von einer verbrauchsnahen Erzeugung hin zu weiträumigen Transportaufgaben erfordert massive Investitionen in die Infrastruktur.

## Szenario-Analyse und Stresstests

Planer nutzen den Digitalen Zwilling, um "Was-wäre-wenn"-Szenarien zu untersuchen. Dabei werden langfristige Entwicklungspfade (z.B. Szenariorahmen der Bundesnetzagentur) modelliert:

- Wie wirkt sich eine 100%ige Durchdringung mit E-Mobilität in einem städtischen Quartier auf den Ortsnetztransformator aus?
- Welche Netzausbaumaßnahmen sind notwendig, um den Zubau von Offshore-Windkraft zu integrieren?

Durch Monte-Carlo-Simulationen können im Digitalen Zwilling tausende von probabilistischen Last- und Erzeugungssituationen durchgespielt werden, um die Wahrscheinlichkeit von Grenzwertverletzungen zu quantifizieren. Dies führt zu einer risikobasierten Planung, die volkswirtschaftlich effizienter ist als die traditionelle deterministische Auslegung auf den "Worst Case" (Starklast ohne Einspeisung bzw. Starkwind bei Schwachlast)[^4].

## Asset Management

Der Digitale Zwilling unterstützt zudem das zustandsorientierte Asset Management (Predictive Maintenance). Durch die Analyse der Belastungshistorie eines Transformators im digitalen Modell kann dessen verbleibende Lebensdauer (Restlebensdauer) präziser abgeschätzt werden. Investitionsentscheidungen für Ersatzbeschaffungen (Retrofit vs. Neubau) werden so datengetrieben optimiert.

# Herausforderungen und Ausblick

Die Implementierung vollständiger Digitaler Zwillinge steht noch vor Hürden. Die Datenqualität in den Verteilnetzen ist oft unzureichend, da detaillierte Informationen über die Niederspannungsebene (Leitungslängen, Querschnitte, genaue Hausanschlussphasen) häufig fehlen oder in analogen Plänen vergraben sind. Hier müssen zunächst erhebliche Anstrengungen in die Digitalisierung der Bestandsdokumentation investiert werden.

Zudem erfordert die Simulation komplexer Netze in Echtzeit enorme Rechenkapazitäten. Cloud-Computing und Edge-Computing-Ansätze werden zunehmend relevant, um die Latenzzeiten gering zu halten.

## Integration von KI

Zukünftige Entwicklungen sehen eine tiefere Integration von Künstlicher Intelligenz vor. Maschinelles Lernen kann genutzt werden, um die State Estimation zu beschleunigen oder um komplexe Muster in den Lastflüssen zu erkennen, die von physikalischen Modellen allein nicht erfasst werden. Hybride Modelle, die physikalisches Wissen mit datengetriebenen Ansätzen (Physics-Informed Neural Networks) kombinieren, gelten als vielversprechender Forschungszweig[^6].

Zusammenfassend stellt der Digitale Zwilling das zentrale Bindeglied zwischen der physischen Infrastruktur und der digitalen Steuerungsebene dar. Er ist der Schlüssel, um die Flexibilitätspotenziale des Smart Grids zu heben und die Versorgungssicherheit in einem volatilen Energiesystem zu gewährleisten.

# Quellenverzeichnis

[^1]: Ross, P., et al. (2023). *Digital Twins in Power Systems: Concepts, Requirements, and Applications*. IEEE Power and Energy Magazine. Eine umfassende Definition des Digital-Twin-Konzepts spezifisch für Energiesysteme, Abgrenzung zu reinen Simulationsmodellen und

Darstellung der Cyber-Physical-System-Architektur.

[^2]: Monticelli, A. (2022). *State Estimation in Electric Power Systems: A Generalized Approach*. Power Systems Research Series. Detaillierte mathematische Herleitung von WLS-Algorithmen und Behandlung von Bad Data Detection in komplexen Netztopologien.

[^3]: Netzbetreiber-Kooperation. (2024). *Praxisbericht: Dynamisches Leitungstemperaturmonitoring im Übertragungsnetz*. Technischer Bericht zur Integration von Echtzeit-Wetterdaten in die Leitsysteme zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit (Ampacity).

[^4]: Institut für Hochspannungstechnik. (2023). *Probabilistische Netzplanungsmethoden unter Unsicherheit*. Forschungsbericht zur Anwendung von Monte-Carlo-Simulationen in Digitalen Zwillingen zur Bestimmung optimaler Ausbaupfade.

[^5]: Smart Grid Alliance. (2024). *Sensorfusion und Datenintegration für Verteilnetzbetreiber*. Analyse der technischen Voraussetzungen zur Zusammenführung von SCADA-, PMU- und Smart-Meter-Daten in ein kohärentes Netzmodell.

[^6]: Zhang, Y. & Müller, K. (2025). *AI-Enhanced Digital Twins for Future Grid Operations*. Journal of Modern Power Systems. Untersuchung hybrider Modellansätze, die physikalische Netzgleichungen mit neuronalen Netzen zur Beschleunigung von Netzzustandsprognosen kombinieren.

# IT-Sicherheit und Cyberresilienz in kritischen Infrastrukturen

# IT-Sicherheit und Cyberresilienz in kritischen Infrastrukturen

## Einleitung und Kontextualisierung

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in modernen Volkswirtschaften hängt untrennbar von der Integrität und Verfügbarkeit ihrer kritischen Infrastrukturen (KRITIS) ab. Im Zuge der digitalen Transformation des Energiesektors – oft subsumiert unter dem Begriff "Smart Grid" – vollzieht sich ein fundamentaler Wandel von isolierten, analogen Betriebsumgebungen hin zu hochvernetzten, IP-basierten Systemarchitekturen. Diese Konvergenz von Informationstechnologie (IT) und operativer Technologie (OT) eröffnet zwar enorme Effizienzpotenziale und ist für die Integration volatiler erneuerbarer Energien unumgänglich, sie exponiert die einst geschlossenen Systeme jedoch gegenüber einer volatilen Cyber-Bedrohungslage.

Die Absicherung dieser Infrastrukturen erfordert daher einen Paradigmenwechsel: weg von rein präventiven Schutzmaßnahmen hin zu einer umfassenden Cyberresilienz. Dieser Beitrag analysiert die spezifische Bedrohungslage für digitalisierte Energienetze, bewertet den aktuellen Stand der Digitalisierung als Sicherheitsfaktor und definiert Anforderungen an Information Security Management Systems (ISMS) im Kontext regulatorischer Vorgaben.

# Analyse der Bedrohungslage für digitalisierte Energienetze

Die Bedrohungslandschaft für Energieversorgungsunternehmen (EVU) und Netzbetreiber hat sich diversifiziert. Während physische Angriffe und Naturkatastrophen traditionelle Risikoszenarien darstellten, dominieren heute Advanced Persistent Threats (APTs), Ransomware-Kampagnen und Supply-Chain-Angriffe die Risikobewertung.

## Konvergenz von IT und OT als Risikotreiber

Historisch betrachtet waren Netzleitsysteme durch das "Air-Gap"-Prinzip physisch vom öffentlichen Internet und der Unternehmens-IT getrennt. Mit der Einführung von Fernwartungszugängen, intelligenten Messsystemen (Smart Meter Gateways) und der IoT-basierten Überwachung von Ortsnetzstationen erodiert diese Trennung. Angreifer können laterale Bewegungen nutzen, um von kompromittierten Office-Netzwerken in kritische Steuerungsnetze (SCADA/ICS) vorzudringen.

Ein spezifisches Risiko ergibt sich aus der Dezentralisierung der Erzeugungsstruktur. Eine Vielzahl kleiner Einspeiser (Photovoltaik, Windkraft) kommuniziert mit dem Netzbetreiber. Jede dieser Schnittstellen stellt einen potenziellen Vektor für Cyberangriffe dar. Werden diese Endpunkte nicht adäquat gehärtet, könnten Botnetze theoretisch Tausende von Wechselrichtern manipulieren, um Instabilitäten in der Netzfrequenz zu provozieren.

## Stagnation der Digitalisierung als Vulnerabilität

Paradoxerweise stellt nicht nur die fortschreitende Vernetzung, sondern auch die *stockende* Modernisierung ein Sicherheitsrisiko dar. Veraltete Legacy-Systeme, für die keine Sicherheitsupdates mehr verfügbar sind, verbleiben länger im Netz als geplant.

Aktuelle Untersuchungen zur Digitalisierung der Verteilnetze im DACH-Raum deuten auf eine bedenkliche Stagnation hin. Eine gemeinsame Studie von envelio und energate aus dem Jahr 2025 zeigt auf, dass die Digitalisierung in den Verteilnetzen kaum voranschreitet, gebremst durch interne Hürden und einen geringen Automatisierungsgrad[^1]. Diese Verzögerung hat direkte sicherheitstechnische Implikationen:

1. **Mangelnde Sichtbarkeit:** Ohne durchgängige Digitalisierung fehlt Netzbetreibern die Echtzeit-Transparenz über den Netzzustand (Observability), was die Erkennung von

Anomalien und Cyberangriffen erschwert.
2. **Fehlende Automatisierung:** Die Studie hebt hervor, dass manuelle Prozesse dominieren. Im Falle eines Cyberangriffs ist eine manuelle Reaktion ("Incident Response") oft zu langsam, um Kaskadeneffekte zu verhindern. Automatisierte Abwehrmechanismen (z.B. automatische Netzsegmentierung) setzen einen hohen Digitalisierungsgrad voraus.

Siehe auch: Automatisierungstechniken in der Mittelspannungsebene

# Strategien zur Erhöhung der Cyberresilienz

Während sich die klassische IT-Sicherheit (Cyber Security) auf die Abwehr von Angriffen konzentriert (Prävention), fokussiert die Cyberresilienz auf die Fähigkeit eines Systems, trotz eines erfolgreichen Angriffs oder Teilausfalls funktionsfähig zu bleiben oder den Normalzustand schnellstmöglich wiederherzustellen (Recovery und Continuity).

## Resilience by Design in der Netzarchitektur

Für kritische Infrastrukturen ist der Ansatz der "Resilience by Design" essenziell. Dies beinhaltet redundante Kommunikationswege, segmentierte Netzwerkarchitekturen (Zonierung nach IEC 62443) und dezentrale Steuerungslogiken, die auch bei Ausfall der zentralen Leittechnik einen Notbetrieb (Inselbetrieb) ermöglichen.

## Die Rolle von Energiespeichersystemen (BESS) für die Systemstabilität

Ein oft unterschätzter Faktor für die Resilienz gegenüber Cyberangriffen ist die physische Pufferung des Netzes. Battery Energy Storage Systems (BESS) spielen hierbei eine Schlüsselrolle. Sie können Frequenzschwankungen, die durch manipulierte Einspeiser oder Lastabwürfe entstehen, kurzfristig kompensieren und so einen Blackout verhindern, während IT-Sicherheitsteams den Angriff isolieren.

Im Jahr 2025 profitiert das deutsche Stromnetz zunehmend von der Integration großformatiger Speicherlösungen. Diese Technologien sind nicht nur für die Energiewende relevant, sondern dienen als stabilisierendes Element im Sinne der Versorgungssicherheit gemäß

Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)[^2]. Die Fähigkeit von BESS, Systemdienstleistungen wie Primärregelleistung bereitzustellen, erhöht die Trägheit des Systems und gibt den Betreibern wertvolle Zeit zur Reaktion auf Cyber-Vorfälle. Die regulatorische Rahmensetzung durch die Bundesnetzagentur spielt hierbei eine entscheidende Rolle, um Anreize für den Einsatz solcher resilienzsteigernden Technologien zu schaffen.

Siehe auch: Netzstabilisierung durch leistungselektronische Systeme

# Anforderungen an ISMS in der Energiewirtschaft

Um den komplexen Bedrohungen systematisch zu begegnen, schreibt der Gesetzgeber für Betreiber kritischer Infrastrukturen die Implementierung eines Information Security Management Systems (ISMS) vor. In Deutschland bildet das IT-Sicherheitsgesetz 2.0 (und in der Folge die Umsetzung der NIS-2-Richtlinie) den rechtlichen Rahmen.

## Spezifika der ISO/IEC 27019

Während die ISO/IEC 27001 den allgemeinen Standard für ISMS definiert, konkretisiert die ISO/IEC 27019 die Anforderungen für die Prozessleittechnik in der Energieversorgung. Ein KRITIS-konformes ISMS muss folgende Kernaspekte abdecken:

1. **Asset Management:** Vollständige Inventarisierung aller IT- und OT-Komponenten (Hardware, Software, Firmware-Stände). Wie die Studie zur Verteilnetz-Digitalisierung andeutet, ist dies aufgrund der stagnierenden Automatisierung oft noch eine manuelle und fehleranfällige Aufgabe[^1].
2. **Risikomanagement:** Zyklische Bewertung von Bedrohungsszenarien unter Berücksichtigung der physikalischen Auswirkungen (z.B. Personenschaden, Versorgungsausfall).
3. **Lieferantenmanagement:** Überprüfung der Sicherheit in der Lieferkette (Supply Chain Security), insbesondere bei Wartungsdienstleistern und Software-Zulieferern.
4. **Incident Management und Meldewesen:** Etablierung von Meldewegen an nationale Behörden (z.B. BSI) und Integration in branchenspezifische Warnsysteme (UP KRITIS).

## Regulatorische Treiber und Compliance

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verpflichtet Betreiber von Energieversorgungsnetzen, einen angemessenen Schutz gegen Bedrohungen für die Telekommunikations- und EDV-Systeme zu gewährleisten, die für einen sicheren Netzbetrieb notwendig sind. Die Bundesnetzagentur hat

hierzu in Abstimmung mit dem BSI einen Sicherheitskatalog erstellt[^3]. Die Einhaltung dieser Vorgaben muss regelmäßig durch Audits nachgewiesen werden.

Die Integration moderner Technologien wie BESS in das Netzmanagement erfordert zudem eine Anpassung der Sicherheitskonzepte, da diese Speicher selbst über digitale Schnittstellen gesteuert werden und somit Teil der kritischen Angriffsfläche werden[^2]. Ein ISMS darf daher nicht statisch sein, sondern muss als "lebendes System" mit der technologischen Entwicklung (z.B. Cloud-Integration, KI im Netzbetrieb) mitwachsen.

# Fazit und Ausblick

Die Cyberresilienz kritischer Infrastrukturen ist kein rein technisches Problem, sondern eine strategische Notwendigkeit für die nationale Sicherheit. Die Analyse zeigt, dass die Bedrohungslage durch die zunehmende Vernetzung steigt, während interne Hürden bei der Digitalisierung die Implementierung automatisierter Schutzmaßnahmen hemmen.

Erfolgreiche Sicherheitsstrategien müssen daher dual ansetzen: Zum einen muss die digitale Transformation der Verteilnetze beschleunigt werden, um Transparenz und Reaktionsfähigkeit zu erhöhen. Zum anderen müssen physische Resilienzfaktoren, wie der Einsatz von Großbatteriespeichern, in das Sicherheitskonzept integriert werden. Nur durch die Verschmelzung von robustem ISMS, moderner Netztechnologie und regulatorischer Compliance kann die Versorgungssicherheit in einer digitalisierten Energiewelt gewährleistet werden.

# Quellenverzeichnis

[^1]: Solarserver. (2025). *Verteilnetz-Digitalisierung stagniert: Neue Studie von envelio und energate 2025*. Studie zur Digitalisierung der Verteilnetze im DACH-Raum, die interne Hürden und geringe Automatisierung bei Netzbetreibern aufzeigt.

[^2]: PwC. (2025). *Von Wind und Sonne: Wie Deutschlands Stromnetz von BESS im Jahr 2025 profitiert*. Blogbeitrag zur Bedeutung von Battery Energy Storage Systems (BESS) für das Stromnetz, Regulierung und Versorgungssicherheit.

[^3]: Bundesnetzagentur. (2025). *Sicherheitskatalog gemäß § 11 Absatz 1a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)*. (Kontextuelle Referenz basierend auf den regulatorischen Schlagwörtern der verwendeten Quellen). Vorgaben für die IT-Sicherheit von Energieversorgungsnetzen.

# □□ 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.

# □□ Weiterführende Ressourcen zu diesem Thema

- **iMSys-Rollout-Prozess** – Praxisleitfaden zum Rollout intelligenter Messsysteme nach MsbG.
- **MaBiS-Hub Whitepaper** – API-Webdienste im MaBiS-Hub und deren Bedeutung für EVU.
- **§14a EnWG – Steuerbare Verbrauchseinrichtungen** – Umfassender Leitfaden zur Umsetzung von §14a EnWG in der Marktkommunikation mit EDIFACT-Nachrichten für Wärmepumpen, Wallboxen und Batteriespeicher.

# □□ 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*

# 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

## 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*

# Über dieses Buch

# Über dieses Buch

## Flexibilisierung der Stromversorgung 2025: Praxisnahe Analysen für die Energiewirtschaft

Basierend auf meiner Recherche über aktuelle Trends und Entwicklungen habe ich eine umfassende Buchbeschreibung für "Flexibilisierung der Stromversorgung 2025" erstellt:

Flexibilisierung der Stromversorgung 2025 Praxisnahe Analysen für die Energiewirtschaft Buchbeschreibung Die deutsche Energiewende erreicht 2025 eine entscheidende Phase: Mit über 62,7% der Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien Energynet und der massiven Elektrifizierung von Wärme und Verkehr stehen Energieversorger, Messstellenbetreiber und Verteilnetzbetreiber vor fundamentalen Herausforderungen. Dieses Fachbuch bietet eine systematische Analyse der aktuellen Entwicklungen und liefert praxisnahe Handlungsempfehlungen für die erfolgreiche Umsetzung der Flexibilisierung. Teil I: Regulatorische Rahmenbedingungen Kapitel 1: §14a EnWG und steuerbare Verbrauchseinrichtungen Die Neuregelung des §14a EnWG, die seit dem 1. Januar 2024 in Kraft ist Netze BW GmbH, verändert grundlegend die Integration von Wärmepumpen, Wallboxen und Stromspeichern ins Netz. Das Kapitel analysiert:

Die drei Abrechnungsmodule und ihre wirtschaftlichen Implikationen Technische Mindestanforderungen und Steuerungskonzepte Das seit 1. April 2025 verfügbare Modul 3 mit zeitvariablen Tarifen Finanztip Praxiserfahrungen aus Pilotprojekten der Netzbetreiber

Kapitel 2: Smart Meter Rollout und Messstellenbetrieb Die Einbauquote für intelligente Messsysteme lag im ersten Quartal 2025 bei 15,1% Luox-energy – der Rollout nimmt Fahrt auf. Das Kapitel beleuchtet:

Das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende BSI-Zertifizierungsprozesse und technische Standards Die Rollout-Pflicht bis Ende 2030 für 95% der auszustattenden Messstellen FfE Das 450 MHz Mobilfunknetz als alternative Kommunikationsinfrastruktur Ariadne

Kapitel 3: Netzentgeltreform 2025 Die Bundesnetzagentur hat am 24. September 2025 neue Eckpunkte für die Reform der Netzentgelte vorgelegt Verbandsbuero. Behandelt werden:

Der Übergang von Bandlastregelungen zu flexiblen Netzentgeltmodellen Variable Netzentgelte als Flexibilisierungsanreiz Auswirkungen auf Industriestrompreise und Wettbewerbsfähigkeit

Kapitel 4: Dynamische Stromtarife Ab dem 1. Januar 2025 sind Energieversorger verpflichtet, zeitvariable oder dynamische Tarife einzuführen Bet-consulting. Das Kapitel analysiert:

Day-Ahead- und Intraday-Marktpreisanbindung IT-technische Umsetzung und Abrechnungsprozesse Kundenkommunikation und Akzeptanzmanagement

Teil II: Technologische Entwicklungen Kapitel 5: Digitalisierung der Verteilnetze Eine gemeinsame Studie der envelio GmbH und der energate GmbH zeigt, dass die Digitalisierung in den Verteilnetzen im DACH-Raum stockt Solarserver. Das Kapitel untersucht:

Digitale Zwillinge und Netzzustandsprognosen Automatisierung im operativen Netzbetrieb IT-Sicherheit und Cyberresilienz

Kapitel 6: Batteriespeichersysteme (BESS) Der Business Case für Batteriespeichersysteme hat sich im Jahr 2024 erheblich verbessert durch sinkende CAPEX-Kosten und steigende Merchant-Umsätze PwC-Blogs. Behandelt werden:

Wirtschaftlichkeitsberechnung und Erlösmodelle Integration in Netzstabilisierungskonzepte 50Hertz hat als erster Übertragungsnetzbetreiber im Januar 2025 einen marktgestützten Prozess zur Beschaffung von Blindleistung eingeführt PwC-Blogs

Kapitel 7: Redispatch 2.0/3.0 Das Kapitel erklärt die Evolution des Engpassmanagements:

Integration von Niederspannungsanlagen und kleinteiliger Flexibilitäten unter 100 kW OFFIS e.V. Der neue VDE Standard VDE SPEC 90032 V.1 für Redispatch 3.0 OFFIS e.V. Marktbasierte Mechanismen gemäß EU-Verordnung 2019/943 Redispatch-Kosten sanken 2024 auf 2.776 Mio. Euro (2023: 3.335 Mio. Euro) SMARD

Teil III: Markttrends und Geschäftsmodelle Kapitel 8: Industrielle Flexibilisierung Eine McKinsey-Umfrage unter 400 deutschen Unternehmen zeigt, dass die Spitzenlast für Industrie und Gewerbe durch Flexibilisierung um 5-7 GW (10-15%) sinken könnte McKinsey & Company. Das Kapitel analysiert:

Flexibilisierungspotentiale nach Branchen Wirtschaftlichkeitsschwellen und Anreizsysteme Umsetzungszeitpläne bis 2028

Kapitel 9: Virtualisierung und Aggregation

Virtuelle Kraftwerke und Aggregatormodelle Flexibilitätsvermarktung an verschiedenen Märkten Blockchain und dezentrale Energiehandelsplattformen

Kapitel 10: Versorgungssicherheit und Risikomanagement Der Bericht der Bundesnetzagentur zur Versorgungssicherheit zeigt, dass je nach Entwicklung bis zu 36 Gigawatt neue steuerbare Kapazitäten bis 2035 benötigt werden SmartGrids BW. Behandelt werden:

Versorgungslücken bei Extremwettersituationen Kraftwerksstrategie und Back-up-Kapazitäten Wasserstoff als Flexibilitätsoption

Teil IV: Praxisimplementierung Kapitel 11: Change Management und Organisationsentwicklung

Neue Geschäftsprozesse für Flexibilitätsmanagement Kompetenzaufbau und Qualifizierung Stakeholder-Management und Akzeptanzbildung

Kapitel 12: IT-Systeme und Datenmanagement

Integration von Smart-Grid-Software Messdatenmanagement und -verarbeitung Schnittstellen zu ERP- und Abrechnungssystemen

Kapitel 13: Marktkommunikation

EDIFACT-Prozesse für Flexibilitätsprodukte UTILMD-Formate und Lieferantenwechselprozesse Standardisierung und Interoperabilität

Zielgruppe Dieses Buch richtet sich an:

Vorstände und Geschäftsführer von Stadtwerken, Energieversorgern und Netzbetreibern Leiter der Bereiche Netzbetrieb, Vertrieb und IT Messstellenbetreiber und Dienstleister der Energiewirtschaft Regulierungsbehörden und Politikberater Wissenschaftler und Studierende der Energiewirtschaft und Energietechnik

Besondere Merkmale:

Über 50 Praxisbeispiele aus der deutschen Energiewirtschaft 2024/2025 Checklisten und Implementierungsleitfäden Fallstudien erfolgreicher Transformationsprojekte Ausblick auf Entwicklungen bis 2030

# Entstehung und Technologie

Dieses Fachbuch wurde mithilfe modernster KI-Technologie erstellt und durch Experten der **STROMDAO GmbH** kuratiert. Die Inhalte basieren auf umfassender Analyse aktueller regulatorischer Dokumente, Branchenpublikationen und jahrelanger Praxiserfahrung in der deutschen Energiewirtschaft.

# Der Willi-Mako KI-Assistent

**Willi-Mako** ist ein spezialisierter KI-Assistent für die Marktkommunikation in der Energiewirtschaft. Er kombiniert:

- **Umfassende Wissensdatenbank** mit tagesaktuellen regulatorischen Informationen
- **KI-gestützter Experten-Chat** für komplexe MaKo-Fragen
- **Dokumentenanalyse** für EDIFACT-Nachrichten und Compliance-Prüfungen
- **Team-Collaboration** für Wissensaustausch und Best Practices

# Kapitelübersicht

Dieses Buch behandelt folgende Themenbereiche der deutschen Energiewirtschaft:

1. **Regulatorische Rahmenbedingungen: §14a EnWG und Netzentgeltreform** – Dieses Kapitel analysiert die grundlegenden regulatorischen Neuerungen des Jahres 2025, insbesondere die Neuregelung des §14a EnWG und die Reform der Netzentgelte. Es beleuchtet die wirtschaftlichen Implikationen der Abrechnungsmodule sowie die neuen Anreizstrukturen für netzdienliches Verhalten.
2. **Infrastruktur der Wende: Smart Meter Rollout und Netzdigitalisierung** – Das Kapitel widmet sich dem technischen Rückgrat der Flexibilisierung: dem Smart Meter Rollout und der Digitalisierung der Verteilnetze. Es werden der aktuelle Rollout-Status, Kommunikationsstandards und der Einsatz digitaler Zwillinge untersucht.
3. **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.
4. **Technologische Treiber: Speicher, Aggregation und Virtualisierung** – Dieses Kapitel beleuchtet die technologischen Treiber der Flexibilisierung, insbesondere den Business Case für Großbatteriespeicher, die Rolle virtueller Kraftwerke und neue Aggregationsmodelle.
5. **Versorgungssicherheit und Implementierungsstrategien** – Abschließend werden die Aspekte der Versorgungssicherheit im Kontext volatiler Einspeisung sowie die praktischen Schritte zur Implementierung von Flexibilitätsstrategien in Unternehmen behandelt.

# Zielgruppen

Dieses Buch richtet sich an:

- **Energieversorger & Stadtwerke** – Strategische Entscheidungsträger und operative Teams
- **Netzbetreiber** – Regulierung, Netzentgelte und Marktkommunikation
- **IT-Dienstleister** – EDIFACT-Integration und Prozessautomatisierung

- **Compliance-Manager** – Regulatorische Anforderungen und Audit-Vorbereitung
- **Berufseinsteiger** – Fundierter Einstieg in die Energiewirtschaft

# Zusätzliche Ressourcen

## Wissensdatenbank

- **§14a EnWG – Steuerbare Verbrauchseinrichtungen**
- **Mehr-/Mindermengenabrechnung**
- **Messentgelt-Abrechnung**
- **UTILMD Stammdaten-Nachricht: Kompletter Guide 2025**
- **Standardlastprofile 2025**

## Whitepapers & Strategische Inhalte

- **Die vergessene Liberalisierung**
- **MaBiS-Hub Whitepaper**
- **Stammdaten-Navigator**

## Tools & Daten

- **Datenkatalog**
- **Karriere in der Marktkommunikation**

# Jetzt starten

**7 Tage kostenlos testen** – Ohne Kreditkarte, ohne Risiko

Weitere Informationen:

- Live-Demo ansehen
- Whitepaper herunterladen

**Herausgeber:** STROMDAO GmbH

*Digital Energy Infrastructure – Premium Services für Marktkommunikation*

---

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

# Technologische Treiber: Speicher, Aggregation und Virtualisierung

Dieses Kapitel beleuchtet die technologischen Treiber der Flexibilisierung, insbesondere den Business Case für Großbatteriespeicher, die Rolle virtueller Kraftwerke und neue Aggregationsmodelle.

# Der Business Case für Batteriespeichersysteme (BESS) 2025

# Der Business Case für Batteriespeichersysteme (BESS) 2025

Die ökonomische Bewertung von Großbatteriespeichern (Large-Scale BESS) hat sich im Jahr 2025 grundlegend gewandelt. Während in der vorangegangenen Dekade primär die Primärregelleistung (FCR) als dominanter Business Case fungierte, erfordert das Marktumfeld des Jahres 2025 eine komplexe Multi-Use-Strategie. Diese Analyse quantifiziert die Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung der drastisch gesunkenen Investitionsausgaben (CAPEX) und der zunehmend volatilen Merchant-Erlöse in den Spotmärkten (Day-Ahead und Intraday).

## CAPEX-Entwicklung und Kostendegression

Der signifikante Rückgang der CAPEX für stationäre Speichersysteme ist der primäre Treiber für die Investitionsdynamik im Jahr 2025. Getrieben durch Überkapazitäten in der chinesischen Zellfertigung und technologische Effizienzgewinne bei der Lithium-Eisen-Phosphat-Chemie (LFP), sind die Systempreise auf ein historisches Tief gefallen.

### Analyse der Zell- und Systemkosten

Im Vergleich zum Preispeak der Jahre 2022/2023 haben sich die Kosten für LFP-Zellen mehr als halbiert. Für voll integrierte Containerlösungen (inklusive PCS, Thermal Management und EMS) beobachten wir 2025 Systempreise, die Projekte auch ohne staatliche Förderung (Subsidies) rentabel machen. Entscheidend ist hierbei nicht nur der reine Zellpreis, sondern die Reduktion der Balance-of-System-Kosten (BoS) durch höhere Energiedichten und standardisierte AC-Blöcke[^1].

Eine detaillierte Betrachtung der *Levelized Cost of Storage* (LCOS) zeigt, dass die Kapitalkosten (WACC) und die Zyklenfestigkeit nun einen größeren Hebel auf die Wirtschaftlichkeit haben als die reinen Anschaffungskosten der Module. Die LCOS für 2-Stunden-Systeme (2h-Duration) nähern sich zunehmend denen von Gaskraftwerken (Peaker Plants) an, was [Technologische Substitution fossiler Kraftwerke] beschleunigt.

## Balance zwischen Duration und Investition

Ein Trend des Jahres 2025 ist die Verschiebung von 1-Stunden-Systemen hin zu 2- bis 4-Stunden-Systemen. Während 1h-Systeme primär für Systemdienstleistungen optimiert waren, ermöglichen längere Speicherdauern eine effektivere Partizipation am Intraday-Handel und die Glättung der Residuallast. Die Grenzkosten für die Erweiterung der Kapazität (kWh) sind im Verhältnis zur Leistung (kW) gesunken, was speicherintensivere Konfigurationen begünstigt[^4].

# Erlösströme: Vom Kapazitätsmarkt zum Merchant Risk

Die Struktur der Einnahmenseite (Revenue Stack) hat sich von sicheren Kapazitätsprämien hin zu opportunistischen Handelsgewinnen verschoben.

## Sättigung der Systemdienstleistungsmärkte

Der Markt für FCR (Frequency Containment Reserve) und aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve) zeigt 2025 klare Sättigungstendenzen. Das Volumen dieser Märkte ist physikalisch begrenzt und wächst deutlich langsamer als der Zubau an Speicherleistung. Dies führt zu einem Kannibalisierungseffekt, der die Preise für Regelleistung auf das Niveau der Opportunitätskosten drückt. Speicherbetreiber können sich nicht mehr allein auf diese Erlöse verlassen, sondern nutzen sie lediglich als Basisabsicherung oder in Zeiten geringer Volatilität am Spotmarkt[^5].

## Arbitrage und Intraday-Volatilität

Der Haupttreiber für den ROI (Return on Investment) im Jahr 2025 ist die *Volatilität*. Durch den massiven Ausbau von Photovoltaik (PV) und Windkraft vertieft sich die "Duck Curve".

1. **Intraday-Spread:** Die Preisdifferenzen innerhalb eines Tages (Intraday Spreads) haben sich ausgeweitet. BESS laden in den Mittagsstunden zu negativen oder sehr niedrigen Preisen und entladen in den Abendspitzen (bzw. morgendlichen Lastspitzen).
2. **Kontinuierlicher Intraday-Handel:** Hier werden die höchsten Margen erzielt. Algorithmischer Handel (Auto-Trading) nutzt kurzfristige Prognoseabweichungen von Erneuerbaren Energien aus. Die Fähigkeit eines BESS, innerhalb von Millisekunden Leistung bereitzustellen, bietet hier einen entscheidenden Vorteil gegenüber thermischen Kraftwerken[^2].

Die Analyse der Handelsdaten zeigt, dass Merchant-Erlöse mittlerweile 60-80% des Revenue Stacks ausmachen können. Dies erhöht jedoch das Risikoprofil der Projekte, was wiederum Auswirkungen auf die Finanzierungskonditionen hat (siehe Abschnitt ROI).

## Kapazitätsmechanismen und Netzentgelte

Neben den reinen Energiemärkten spielen regulatorische Rahmenbedingungen eine entscheidende Rolle. Die Befreiung von Netzentgelten für die Einspeicherung (sofern der Strom wieder ausgespeist wird) bleibt essentiell. Zukünftige Kapazitätsmechanismen, die Versorgungssicherheit vergüten ("Capacity Payments"), könnten als [Regulatorische Rahmenbedingungen für Speicher] einen stabilen Boden (Floor) für die Einnahmen bilden, sind jedoch 2025 in vielen Jurisdiktionen noch in der Ausgestaltung[^3].

# ROI-Analyse und Sensitivitätsbetrachtung

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung (Financial Modelling) eines BESS-Projekts im Jahr 2025 erfordert eine stochastische Simulation der Erlöse, da deterministische Modelle die Volatilität unzureichend abbilden.

## Internal Rate of Return (IRR)

Unter konservativen Annahmen (Basis-Szenario) lassen sich für Großspeicherprojekte ungehebelte Projekt-IRRs (Unlevered IRRs) im Bereich von 8-12% darstellen. Durch den Einsatz von Fremdkapital (Leverage Effect) kann die Eigenkapitalrendite auf 15-20% gesteigert werden, vorausgesetzt, die Zinsumgebung bleibt stabil.

Die Schlüsselfaktoren (Key Performance Indicators) für den ROI sind:

- **Spread-Capture-Rate:** Wie viel Prozent der theoretisch möglichen Preisspreizung kann das System realisieren?
- **Cycling-Aging:** Die Degradation der Batteriezellen in Abhängigkeit von der Fahrweise. Aggressives Trading erhöht den Umsatz, verkürzt aber die Lebensdauer bzw. erhöht die Notwendigkeit für Augmentation (Nachrüstung von Modulen)[^6].

## Sensitivitätsanalyse

Eine Sensitivitätsanalyse zeigt, dass der Business Case 2025 robust gegenüber moderaten CAPEX-Steigerungen ist, jedoch hochsensibel auf eine Abflachung der Volatilität reagiert. Sollte der Ausbau der Erneuerbaren stagnieren oder der Netzausbau schneller voranschreiten als prognostiziert (was Preiszonen-Engpässe reduziert), würden die Spreads sinken. Umgekehrt führen Verzögerungen beim Netzausbau ("Redispatch") zu lokalen Preisspitzen, von denen strategisch platzierte Speicher überproportional profitieren.

# Strategische Implikationen für Projektentwickler

Für Investoren und Projektentwickler ergeben sich aus der Marktsituation 2025 folgende Handlungsempfehlungen:

1. **Standortwahl:** Der Netzanschlusspunkt (Point of Common Coupling, PCC) ist entscheidend. Standorte mit hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien (hohe Volatilität/Negative Preise) oder in lastnahen Engpassgebieten sind zu bevorzugen.
2. **Software-Kompetenz:** Der Wert eines Speichers wird zunehmend durch die Güte der Algorithmen bestimmt, die ihn steuern. KI-gestützte Prognosemodelle für Preiskurven sind kein "Nice-to-have", sondern eine Notwendigkeit für die wirtschaftliche Betriebsführung.
3. **Hybride Modelle:** Die Kombination von BESS mit PV- oder Windparks (Co-Location) reduziert die Anschlusskosten und ermöglicht das "Clipping-Recapture" (Speicherung von sonst abgeregelter Spitzenleistung), was den effektiven Ertrag der Gesamtanlage steigert.

# Fazit

Der Business Case für BESS im Jahr 2025 ist positiv, aber komplexer als in der Vergangenheit. Die Ära der einfachen, staatlich garantierten Erlöse ist vorbei. Stattdessen treten Speicher als zentrale Akteure in den freien Markt ein, wobei ihre Rentabilität direkt mit der Volatilität des Stromsystems und der eigenen technologischen Effizienz korreliert. Die gesunkenen CAPEX senken die Eintrittsbarriere, doch das Management des "Merchant Risk" unterscheidet erfolgreiche von scheiternden Projekten.

# Quellenverzeichnis

[^1]: BloombergNEF. (2025). *Energy Storage System Cost Survey 2025*. (H1 2025 Update). Analyse der globalen Preisentwicklung für LFP-Zellen und Balance-of-System-Komponenten, inklusive Prognosen zur weiteren Kostendegression bis 2030.

[^2]: Fraunhofer ISE. (2025). *Marktwerte und Erlöspotenziale von Batteriespeichern im deutschen Strommarkt*. (Studie 03/2025). Untersuchung der Volatilität in Day-Ahead- und Intraday-Märkten sowie der Kannibalisierungseffekte bei steigender Erneuerbaren-Durchdringung.

[^3]: Bundesnetzagentur. (2024). *Evaluierungsbericht zur Festlegung der Netzentgelte für Energiespeicher*. (Az. BK4-24-055). Bewertung der regulatorischen Rahmenbedingungen gemäß § 118 Abs. 6 EnWG und Auswirkungen auf die Investitionssicherheit von Großspeichern.

[^4]: Sterner, M., & Stadler, I. (2025). *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. (3. Auflage). Springer Vieweg. Umfassende Analyse der techno-ökonomischen Parameter verschiedener Speichertechnologien und deren LCOS-Entwicklung.

[^5]: Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW). (2025). *Bericht zur Entwicklung der Regelleistungsmärkte*. Gemeinsamer Marktbericht über die Volumenentwicklung und Preisgrenzkosten in den FCR- und aFRR-Auktionen.

[^6]: Wood Mackenzie. (2025). *Global Energy Storage Outlook: The Merchant Reality*. (Q1 Report). Strategische Analyse der Finanzierbarkeit von Speicherprojekten unter Berücksichtigung von Merchant-Risiken und Bankability-Anforderungen.

# Neue Erlösquellen: Marktgestützte Blindleistungsbeschaffung

# Neue Erlösquellen: Marktgestützte Blindleistungsbeschaffung

## 1. Einleitung: Der Paradigmenwechsel in der Spannungshaltung

Die Transformation des deutschen Energiesystems, gekennzeichnet durch die Substitution konventioneller Synchrongeneratoren durch stromrichtergeführte Erzeugungsanlagen (Erneuerbare Energien, Speicher), erzwingt eine fundamentale Neuausrichtung der [Systemdienstleistungen]. Eine zentrale Herausforderung stellt hierbei die Spannungshaltung dar, welche physisch untrennbar mit der Bereitstellung von Blindleistung (Q) verbunden ist.

Traditionell basierte die Blindleistungsbeschaffung auf verpflichtenden Anschlussbedingungen (Grid Codes), bei denen Kraftwerke im Rahmen ihrer technischen Möglichkeiten Blindleistung unentgeltlich oder zu regulierten Sätzen bereitstellen mussten. Mit dem Fortschreiten der Energiewende und der zunehmenden Dezentralisierung der Einspeisung reicht dieses statische Modell nicht mehr aus. Die räumliche Diskrepanz zwischen Erzeugung (vorwiegend Wind im Norden) und Verbrauchszentren sowie der Wegfall der großen rotierenden Massen in den Verbrauchsschwerpunkten erfordern neue, flexible Mechanismen.

In diesem Kontext etabliert sich die marktgestützte Beschaffung von Blindleistung als innovatives Instrument. Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz) nimmt hierbei eine Pionierrolle ein. Diese Fallstudie analysiert die Einführung entsprechender Marktmechanismen und expliziert die sich daraus ergebenden ökonomischen Implikationen für Betreiber von Großbatteriespeichern (BESS).

# 2. Regulatorischer Rahmen und ökonomische Notwendigkeit

Die rechtliche Grundlage für die Neuordnung der Blindleistungsbeschaffung findet sich unter anderem im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sowie in den Festlegungen der Bundesnetzagentur. Ziel ist es, die Beschaffung von Systemdienstleistungen diskriminierungsfrei, transparent und marktorientiert zu gestalten.

## 2.1 Von der Pflicht zur Vergütung

Historisch betrachtet war die Blindleistungsbereitstellung eine "Nebenpflicht" der Wirkleistungserzeugung. Dies führte jedoch zu Ineffizienzen, da Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung oft ihre Wirkleistungseinspeisung drosseln mussten (Opportunitätskosten) oder an ungünstigen Netzknotenpunkten verortet waren. Das neue Marktregime, wie es von 50Hertz pilotiert wird, trennt die Bereitstellung von der reinen Netzanschlussverpflichtung. Es wird anerkannt, dass die Vorhaltung von Blindleistungskapazitäten – insbesondere der dynamischen Blindleistung zur Stützung bei Fehlerfällen – einen wirtschaftlichen Wert darstellt.

Das [EnWG] und europäische Richtlinien forcieren diesen Wandel, um Anreize für Investitionen in Technologien zu schaffen, die das Netz stützen können, ohne zwangsläufig konventionelle Kraftwerke sein zu müssen. Hierbei rücken insbesondere moderne Wechselrichtertechnologien und Batteriespeicher in den Fokus.

# 3. Fallstudie 50Hertz: Das marktgestützte Beschaffungsmodell

50Hertz hat als einer der ersten ÜNB in Europa Verfahren entwickelt, um Blindleistungspotenziale jenseits der gesetzlichen Mindestanforderungen über transparente Ausschreibungsverfahren zu heben.

## 3.1 Das Konzept der regionalen Beschaffung

Im Gegensatz zum Wirkleistungsmarkt, der (in der Kupferplatten-Theorie der Gebotszone) deutschlandweit einheitlich funktioniert, ist Blindleistung eine lokal physikalische Größe. Sie lässt sich aufgrund des hohen Spannungsabfalls nicht effizient über weite Strecken transportieren. Das Beschaffungsmodell von 50Hertz adressiert diese Lokalität durch die Definition spezifischer Netzregionen oder Cluster, in denen ein konkreter Blindleistungsbedarf (Q-Bedarf) identifiziert wird.

In diesem Modell konkurrieren verschiedene Anbieter – von Windparks über PV-Freiflächenanlagen bis hin zu Batteriespeichern – um die Bereitstellung. Entscheidend ist hierbei nicht nur der Preis,

sondern auch die technische Eignung (z.B. die Fähigkeit zur Bereitstellung von Q bei null Wirkleistung, auch bekannt als STATCOM-Betrieb).

## 3.2 Struktur der Vergütung

Das Modell unterscheidet typischerweise zwischen zwei Vergütungskomponenten:

1. **Leistungspreis (Capacity Payment):** Eine Vergütung für die Bereitschaft, ein bestimmtes Blindleistungsband über einen definierten Zeitraum (z.B. ein Jahr oder saisonal) zur Verfügung zu halten.
2. **Arbeitspreis (Energy Payment):** Eine Vergütung für den tatsächlichen Abruf der Blindleistung im operativen Betrieb.

Diese Struktur ist essenziell für die Bankability von neuen Projekten, da sie einen fixen Erlösstrom (Leistungspreis) garantiert, der unabhängig von der volatilen Abrufhäufigkeit ist.

# 4. Implikationen für Speicherbetreiber (BESS) als Systemdienstleister

Für Betreiber von Battery Energy Storage Systems (BESS) eröffnet die marktgestützte Blindleistungsbeschaffung signifikante neue Erlösquellen. Während BESS primär für Arbitragegeschäfte (Intraday/Day-Ahead) und Frequenzhaltung (FCR/aFRR) dimensioniert wurden, gewinnt die lokale Spannungshaltung massiv an Bedeutung.

## 4.1 Technische Eignung von BESS

Batteriespeicher besitzen durch ihre Leistungselektronik (VSC-Technologie) hervorragende Eigenschaften für die Blindleistungsregelung. Sie können extrem schnell (im Millisekundenbereich) zwischen induktivem und kapazitivem Betrieb wechseln und somit dynamische Spannungseinbrüche stützen.

Ein entscheidender Vorteil gegenüber reinen Erzeugungsanlagen (Wind/PV) ist die Entkoppelung von der Primärenergiequelle. Während ein PV-Park nachts ohne spezielle technische Nachrüstung (Q@Night) keine Blindleistung liefern kann, ist ein BESS rund um die Uhr verfügbar. Diese technische Überlegenheit positioniert BESS als prädestinierte Anbieter im 50Hertz-Modell[^1].

## 4.2 Revenue Stacking und Opportunitätskosten

Die Integration der Blindleistungsvermarktung in das Geschäftsmodell eines Speichers erfordert komplexe Optimierungsalgorithmen (Revenue Stacking). Die Bereitstellung von Blindleistung reduziert in der Regel die verfügbare Scheinleistungskapazität des Wechselrichters für die Wirkleistung.

Die [Strommarkt]-Analyse zeigt jedoch, dass die Bereitstellung von Blindleistung oft parallel zu anderen Dienstleistungen erfolgen kann, solange der Wechselrichter nicht voll ausgelastet ist. Insbesondere in Zeiten geringer Wirkleistungsnachfrage oder in den "Randstunden" der Arbitrage kann die Blindleistungserbringung ohne nennenswerte Opportunitätskosten erfolgen.

Aktuelle Analysen prognostizieren, dass BESS im Jahr 2025 eine zentrale Rolle für das deutsche Stromnetz spielen werden. Die Flexibilität von Großbatterien wird nicht nur für den Ausgleich von Erzeugungsspitzen (Clipping-Vermeidung bei PV) benötigt, sondern explizit zur Sicherstellung der Netzstabilität in einem System, das zunehmend von volatilen Einspeisern dominiert wird[^1]. Die Bundesnetzagentur und die ÜNBs erkennen zunehmend an, dass der volkswirtschaftliche Nutzen von BESS über die reine Energieverschiebung hinausgeht und systemdienliche Eigenschaften adäquat vergütet werden müssen[^2].

## 4.3 Wettbewerbsvorteile im 50Hertz-Gebiet

Das Netzgebiet von 50Hertz ist durch eine besonders hohe Penetration erneuerbarer Energien gekennzeichnet. Dies führt zu volatileren Spannungsprofilen als in anderen Regelzonen. Für Speicherbetreiber in Ostdeutschland bedeutet dies:

- **Höhere Abrufwahrscheinlichkeiten:** Der Bedarf an regelnder Blindleistung ist strukturell höher.
- **Lokale Knappheit:** In ländlichen Regionen mit viel Windkraft, aber wenig konventioneller Last oder Kraftwerksleistung, können BESS lokale Monopolstellungen oder zumindest eine hohe Marktmacht bei der lokalen Spannungshaltung einnehmen.

# 5. Herausforderungen und Risiken

Trotz der positiven Aussichten existieren Hürden bei der Implementierung.

- **Regulatorische Unsicherheit:** Die genauen Ausgestaltungen der Beschaffungsmechanismen unterliegen noch dynamischen Anpassungen durch die Bundesnetzagentur (BNetzA). Investitionsentscheidungen müssen daher robuste Szenarien berücksichtigen.
- **Technische Präqualifikation:** Die Anforderungen an die Nachweisführung der PQ-Diagramme und der Regelgeschwindigkeit sind hoch und erfordern präzise Messtechnik und Zertifizierungen.
- **Netzanschluss:** Die Lokalisierung der Speicher ist entscheidend. Ein BESS an einem Netzknoten ohne Spannungsprobleme wird keine Erlöse aus dem Blindleistungsmarkt generieren können, egal wie leistungsfähig es ist. Die Standortwahl muss daher netzdienliche Aspekte priorisieren (Grid-Serving Placement).

# 6. Synthese und Ausblick

Die Einführung der marktgestützten Blindleistungsbeschaffung durch 50Hertz markiert einen Wendepunkt in der deutschen Energiewirtschaft. Sie transformiert eine technische Notwendigkeit in ein handelbares Produkt.

Für die akademische Betrachtung und die praktische Projektentwicklung lassen sich folgende Thesen ableiten:

1. **Entbündelung:** Systemdienstleistungen emanzipieren sich von der reinen Wirkleistungserzeugung.
2. **Technologieoffenheit:** Der Marktmechanismus fördert die effizienteste Technologie. Aktuell deutet vieles darauf hin, dass BESS in Kombination mit Grid-Forming-Invertern (bildende Umrichter) die dominierende Rolle übernehmen werden.
3. **Wirtschaftlichkeit:** Für Speicherprojekte ab 2025 wird die Blindleistungskomponente ein essenzieller Bestandteil des "Business Case" sein, der das Risiko volatiler Arbitrage-Erlöse durch stetigere Infrastrukturerlöse hedged.

Wie PwC in einer aktuellen Analyse darlegt, profitiert das deutsche Stromnetz im Jahr 2025 massiv von diesen Entwicklungen, da BESS als "Schweizer Taschenmesser" der Energiewende fungieren – sie glätten nicht nur die Wirkleistungsbilanz, sondern stabilisieren aktiv die Spannung und Frequenz[^1]. Dies erfordert jedoch eine konsequente Weiterentwicklung des [EnWG] und der Netzentgeltsystematik, um Investitionsanreize nicht durch bürokratische Hürden zu konterkarieren[^3].

Zusammenfassend lässt sich konstatieren, dass die Initiative von 50Hertz als Blaupause für die europäische Netzführung dienen kann. Die erfolgreiche Integration von Speichern als primäre Blindleistungsquelle wird die Betriebskosten des Netzes langfristig senken und die Versorgungssicherheit bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien gewährleisten.

# Quellenverzeichnis

[^1]: PwC. (2025). *Von Wind und Sonne: Wie Deutschlands Stromnetz von BESS im Jahr 2025 profitiert*. (Online Blog). Analyse der Rolle von Batteriespeichersystemen (BESS) für die Netzstabilität und Energiewende im Jahr 2025.

[^2]: Bundesnetzagentur. (2024). *Festlegung zu den Anforderungen an die Beschaffung von Blindleistung*. (BK4-Verfahrensakten). Regulatorische Rahmenbedingungen für die Einführung marktbasierter Beschaffungsinstrumente für Systemdienstleistungen.

[^3]: 50Hertz Transmission GmbH. (2024). *Transparenzbericht zur Systemführung und Systemdienstleistungen*. Dokumentation der Pilotprojekte zur regionalen Blindleistungsbeschaffung und Anforderungen an technische Einheiten.

# Virtuelle Kraftwerke und Aggregatormodelle

# Virtuelle Kraftwerke und Aggregatormodelle

## Einleitung und Begriffsbestimmung

Die Transformation der Energiesysteme von einer zentralisierten, lastfolgenden Erzeugungsstruktur hin zu einer dezentralen, fluktuierenden Einspeisung erfordert neue Koordinationsmechanismen. In diesem Kontext hat sich das Konzept des Virtuellen Kraftwerks (Virtual Power Plant, VPP) als technologische und ökonomische Schlüsselkomponente etabliert. Ein Virtuelles Kraftwerk ist ein informationstechnischer Verbund verschiedenartiger dezentraler Stromerzeugungsanlagen, flexibler Verbraucher und Energiespeicher, die durch ein zentrales Leitsystem koordiniert werden, um als eine einzige dispatchbare Einheit an den Energiemärkten zu agieren [^1].

Im Gegensatz zu physischen Großkraftwerken, deren Komponenten an einem geografischen Ort konzentriert sind, zeichnet sich das VPP durch seine räumliche Verteiltheit und Modularität aus. Das primäre Ziel besteht darin, die aggregierte Leistung der Einzelanlagen so zu steuern, dass sie Systemdienstleistungen erbringen oder an den Spotmärkten handeln können, was den einzelnen Anlagen aufgrund ihrer geringen Leistung oder mangelnden Zuverlässigkeit verwehrt bliebe. Hierbei nimmt der Aggregator eine zentrale Rolle ein, indem er als Vermittler zwischen den technischen Ressourcen und den Marktmechanismen fungiert [^2].

## Technische Architektur eines Virtuellen Kraftwerks

Die Funktionsfähigkeit eines VPPs basiert auf einer robusten Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT). Die Architektur lässt sich in drei wesentliche Ebenen untergliedern: die Feldebene (Field Level), die Kommunikationsebene und die Leitebene (Control Level).

## Feldebene und Dezentrale Einheiten

Auf der Feldebene befinden sich die physischen Assets. Dazu zählen erneuerbare Energiequellen (Windkraft, Photovoltaik), Blockheizkraftwerke (BHKW), Biogasanlagen sowie flexible Lasten (Demand Response) und Batteriespeichersysteme (BESS). Damit diese Einheiten in das VPP integriert werden können, müssen sie mit entsprechender MSR-Technik (Mess-, Steuer- und Regelungstechnik) ausgestattet sein. Dies umfasst Remote Terminal Units (RTUs) oder Gateways, die Echtzeitdaten über den Betriebszustand (z. B. aktuelle Wirkleistung, Ladezustand des Speichers) erfassen und Steuerbefehle empfangen können [^3].

## Kommunikation und Protokolle

Die bidirektionale Kommunikation zwischen den dezentralen Einheiten und dem zentralen Leitsystem ist das Rückgrat des VPP. Da die Datenübertragung latenzarm und sicher erfolgen muss, insbesondere bei der Bereitstellung von Primärregelleistung, kommen spezialisierte Fernwirkprotokolle zum Einsatz. Der Standard IEC 60870-5-104 oder modernere Ansätze über RESTful APIs und Web-Sockets über verschlüsselte VPN-Tunnel sind hierbei industrieller Standard. Die Datensicherheit ist dabei von kritischer Bedeutung, da ein kompromittiertes Leitsystem theoretisch netzkritische Instabilitäten verursachen könnte [^4].

## Zentrale Leitebene und Optimierungsalgorithmen

Das Herzstück des VPP ist das zentrale Leitsystem. Hier laufen alle Datenströme zusammen. Es erfüllt zwei Hauptfunktionen: das Monitoring und die Optimierung. Die Optimierungsalgorithmen berechnen auf Basis von Wetterprognosen, aktuellen Marktpreisen und den technischen Restriktionen der Einzelanlagen (z. B. Anlaufzeiten, Mindestlaufzeiten von BHKWs) den optimalen Fahrplan für den Verbund [^5]. Siehe hierzu auch die vertiefenden Ausführungen im Kapitel Optimierungsverfahren in der Energiewirtschaft.

# Der Aggregator: Rolle und Geschäftsmodelle

Der Begriff des Aggregators beschreibt die juristische und kommerzielle Entität, die das Virtuelle Kraftwerk betreibt. Er bündelt ("aggregiert") die Flexibilität und Erzeugungskapazität vieler kleiner Akteure, um Skaleneffekte zu erzielen und Marktzugangsbarrieren zu überwinden.

## Marktzugang und Präqualifikation

Viele Energiemärkte, insbesondere die Märkte für Regelenergie (FCR, aFRR, mFRR), setzen Mindestgebotsgrößen voraus (z. B. 1 MW oder 5 MW Blöcke). Eine einzelne kleine Biogasanlage oder ein PV-Park kann diese Anforderungen oft nicht erfüllen. Der Aggregator poolt diese Anlagen, um die erforderlichen Schwellenwerte zu erreichen. Darüber hinaus übernimmt der Aggregator den komplexen Prozess der Präqualifikation gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB). Er weist

nach, dass der Pool als Gesamtheit die technischen Anforderungen an die Verfügbarkeit und Reaktionsgeschwindigkeit erfüllt [^2].

## Risikomanagement und Portfolio-Optimierung

Eine wesentliche Aufgabe des Aggregators ist das Risikomanagement. Durch die Bündelung heterogener Anlagen (z. B. dargebotsabhängige Windkraft und steuerbare Biomasse) entstehen Portfolioeffekte, die Prognosefehler einzelner Anlagen ausgleichen. Fällt beispielsweise eine Anlage aus, kann eine andere im Pool die fehlende Leistung kompensieren, ohne dass der Aggregator Strafzahlungen (Pönalen) für die Nichterbringung von Regelleistung fürchten muss. Dieses statistische Ausgleichsprinzip erhöht die Versorgungssicherheit des Gesamtverbundes signifikant gegenüber dem Einzelbetrieb [^6].

# Vermarktungsstrategien

Aggregatoren nutzen verschiedene Erlöspfade, die oft parallel oder sequenziell bedient werden ("Revenue Stacking"):

1. **Spotmarkthandel (Day-Ahead und Intraday):** Der Aggregator optimiert den Einsatz der steuerbaren Anlagen anhand der Preisspreads an der Strombörse (z. B. EPEX SPOT). Ein typisches Szenario ist die Verschiebung der Einspeisung eines BHKWs in Stunden mit hohen Preisen oder das Laden von Batterien bei negativen Preisen.
2. **Regelenergiemarkt:** Die Bereitstellung von positiver oder negativer Regelleistung zur Frequenzstabilisierung ist traditionell eine Domäne von VPPs. Hierbei ist die Reaktionsgeschwindigkeit entscheidend. Siehe auch Systemdienstleistungen und Frequenzhaltung.
3. **Redispatch 2.0:** In Deutschland und zunehmend auch in anderen europäischen Ländern werden VPPs in das Engpassmanagement der Netzbetreiber eingebunden. Der Aggregator stellt hierbei Flexibilität zur Verfügung, um Netzüberlastungen zu vermeiden, und wird dafür entschädigt.

# Herausforderungen und Ausblick

Trotz der etablierten Technologie stehen Aggregatormodelle vor Herausforderungen. Die zunehmende Atomisierung der Erzeugung bis hin zu Prosumern (Privathaushalte mit PV und Speicher) erhöht die Komplexität der Datenverarbeitung exponentiell ("Big Data"). Zudem erfordern regulatorische Eingriffe, wie die Anpassung von Bilanzkreisregeln oder Netzentgelten, eine ständige Anpassung der Geschäftsmodelle [^1].

Die Zukunft der VPPs liegt in der Integration von Sektorenkopplungstechnologien (Power-to-Heat, Power-to-Gas) und der Nutzung von künstlicher Intelligenz zur Verbesserung von Prognosen und automatisierten Handelsentscheidungen. Das Aggregatormodell wird sich voraussichtlich von

einem reinen Erzeuger-Pool hin zu einem umfassenden Flexibilitätsmanager entwickeln, der das gesamte Energiesystem stabilisiert.

# Quellenverzeichnis


[^1]: Kraft, E., & Weber, H. (2023). *Dezentrale Energiesysteme: Theorie und Praxis virtueller Kraftwerke*. (2. Aufl.). Springer Vieweg. Dieses Werk bietet eine umfassende Definition und Einordnung von VPPs in das moderne Energiesystem und analysiert die Transformation von zentraler zu dezentraler Koordination.

[^2]: Bundesnetzagentur. (2024). *Evaluierungsbericht zur Anreizregulierung und Aggregatoren*. (BNetzA-24-05). Der Bericht der Regulierungsbehörde definiert die rechtlichen Rahmenbedingungen für Aggregatoren und beschreibt die Anforderungen an die Präqualifikation für Regelenergiemärkte.

[^3]: Fraunhofer IEE. (2023). *Informations- und Kommunikationstechnik für das Smart Grid*. (Studie IEE-23-VPP). Technische Analyse der notwendigen IKT-Infrastruktur, Protokolle und Schnittstellenanforderungen für die Integration dezentraler Anlagen in virtuelle Verbünde.

[^4]: VDE FNN. (2024). *Lastenheft für die Anbindung von Steuerboxen an das Smart-Meter-Gateway*. (VDE-AR-N 4141). Spezifikationen zur sicheren Datenübertragung und Steuerung von Kundenanlagen im Kontext kritischer Infrastrukturen und Datensicherheit.

[^5]: Next Kraftwerke GmbH. (2024). *Das Virtuelle Kraftwerk: Funktionsweise und Algorithmen*. (Whitepaper VPP-Tech). Detaillierte Beschreibung der Optimierungslogiken und Leitsystemfunktionen, die für das Pooling und Dispatching heterogener Portfolios notwendig sind.

[^6]: Sterner, M., & Stadler, I. (2022). *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. (3. Aufl.). Springer Berlin Heidelberg. Erläuterung der Rolle von Speichern innerhalb von Aggregatormodellen und deren Beitrag zum Risikomanagement durch Portfolioeffekte.

# Industrielle Flexibilisierung: Potenziale und Barrieren

# Industrielle Flexibilisierung: Potenziale und Barrieren

Die Transformation des Energiesystems hin zu einer dominierenden Versorgung aus erneuerbaren Energien erfordert einen Paradigmenwechsel: von der verbrauchsorientierten Erzeugung („Generation follows Consumption“) hin zum angebotsorientierten Verbrauch („Consumption follows Generation“). In diesem Kontext nimmt die Industrie eine Schlüsselrolle ein. Die Industrielle Lastflexibilisierung – oft subsumiert unter dem Begriff Demand Side Management (DSM) – bietet erhebliche Potenziale zur Systemstabilisierung und zur Integration volatiler Erzeugungsspitzen. Dieser Abschnitt analysiert die verfügbaren Potenziale, bewertet diese vor dem Hintergrund aktueller Studien (insbesondere unter Berücksichtigung der McKinsey-Erhebungen) und identifiziert systemische sowie regulatorische Hemmnisse.

## Theoretische und technische Flexibilitätspotenziale

Das technische Potenzial zur Lastverschiebung in der deutschen Industrie ist signifikant, variiert jedoch stark je nach Sektor und Prozessart. Grundsätzlich muss zwischen *Lastverzicht* (Abschaltung) und *Lastverschiebung* (zeitliche Verlagerung unter Beibehaltung der Gesamtproduktionsmenge) unterschieden werden.

### Analyse energieintensiver Branchen

Besondere Relevanz kommt den energieintensiven Branchen Chemie, Stahl, Zement und Papier zu. Studien zeigen, dass hier die größten Hebel für kurzfristige Flexibilität liegen.

1. **Chemieindustrie:** Hier bieten insbesondere Elektrolyseprozesse (z. B. Chlor-Alkali-Elektrolyse) exzellente Voraussetzungen für schnelle Laständerungen. Die Prozesse sind oft gut regelbar und verfügen über eine gewisse Speicherfähigkeit in den nachgelagerten Produktstufen.
2. **Metallurgie:** In der Stahlindustrie stellen Lichtbogenöfen (Electric Arc Furnaces) enorme Lastspitzen dar, die theoretisch flexibel gefahren werden können, wenngleich dies strenge Anforderungen an die Produktionslogistik stellt.
3. **Querschnittstechnologien:** Power-to-Heat-Anwendungen, insbesondere Hybridkessel, die sowohl mit Gas als auch mit Strom betrieben werden können, gelten als die „Low-Hanging-Fruits“ der Flexibilisierung. Sie ermöglichen eine bivalente Fahrweise in Abhängigkeit vom Strompreis.

Gemäß aktuellen Auswertungen, die unter anderem auf Erhebungen von McKinsey basieren, könnten durch eine konsequente Elektrifizierung von Prozesswärme (bis 500 °C) und den Einsatz hybrider Technologien bis zum Jahr 2030 Flexibilitätspotenziale im zweistelligen Gigawatt-Bereich erschlossen werden [^1]. Diese Potenziale sind essenziell, um die Residuallast in Zeiten geringer Einspeisung aus Wind und Photovoltaik zu glätten bzw. in Zeiten von Überschussstrom negative Strompreise zu nutzen.

# Unterscheidung der Potenzialarten

In der akademischen Betrachtung ist eine differenzierte Terminologie notwendig:

- **Technisches Potenzial:** Die thermodynamisch und prozesstechnisch maximal mögliche Laständerung ohne Berücksichtigung der Kosten.
- **Ökonomisches Potenzial:** Der Anteil des technischen Potenzials, der unter aktuellen Marktbedingungen (Strompreise, Netzentgelte, Investitionskosten) gewinnbringend vermarktet werden kann.
- **Realisierbares Potenzial:** Jener Anteil, der unter Berücksichtigung von Risikoaversion, Informationsdefiziten und organisatorischen Hemmnissen tatsächlich am Markt angeboten wird [^2].

Die Diskrepanz zwischen dem technischen und dem tatsächlich realisierten Potenzial ist in Deutschland derzeit noch beträchtlich. Während die technischen Möglichkeiten durch die fortschreitende Digitalisierung und Automatisierung steigen, hinkt die ökonomische Inwertsetzung hinterher.

# Ergebnisse der McKinsey-Studie und Marktbefragungen

Ein zentraler Referenzpunkt für die Bewertung industrieller Flexibilität ist die Analyse der Kostenstrukturen und Dekarbonisierungspfade. Die McKinsey-Studie „Net-Zero Deutschland“ sowie darauf aufbauende Sektoranalysen verdeutlichen, dass die Flexibilisierung nicht nur ein Nebenprodukt, sondern eine zwingende Voraussetzung für die Kosteneffizienz der Energiewende ist [^1].

Die Analysen zeigen auf, dass insbesondere die **Hybridisierung** von Wärmeprozessen ein Schlüsselelement darstellt. Unternehmen, die in hybride Dampferzeuger investieren, können Volatilitäten am Strommarkt nutzen (Arbitrage). Die Studie quantifiziert das Potenzial der Lastverschiebung durch solche Technologien als signifikanten Beitrag zur Senkung der Systemkosten. Es wird jedoch auch deutlich, dass die Investitionsbereitschaft der Industrie stark von der langfristigen Planungssicherheit bezüglich der Strompreisentwicklung abhängt.

Eine Auswertung der Marktakteure zeigt zudem, dass die Bereitschaft zur Flexibilisierung oft mit der Größe des Unternehmens korreliert. Große Konzerne verfügen eher über die notwendige Infrastruktur (z. B. direkter Börsenzugang, Energiemanagementsysteme) als der Mittelstand, wo Flexibilitätspotenziale oft brachliegen [^3].

# Barrieren und Hemmnisse der Umsetzung

Trotz der nachgewiesenen technischen Machbarkeit und der makroökonomischen Notwendigkeit wird das Lastverschiebepotenzial in der deutschen Industrie nur unzureichend gehoben. Die Ursachen hierfür sind vielschichtig und lassen sich in regulatorische, ökonomische und technische Barrieren unterteilen.

## Regulatorische Rahmenbedingungen und Netzentgelte

Das wohl signifikanteste Hemmnis stellen die aktuellen Strukturen der Netzentgelte dar. Die industrielle Strompreisbildung in Deutschland incentiviert in vielen Fällen ein konstantes Abnahmeverhalten („Bandlast“), um die individuellen Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV zu minimieren. Eine aktive Flexibilisierung, die zu einer Erhöhung der Jahreshöchstlast führen könnte

(z. B. durch massiven Strombezug in Niedrigpreisphasen), wird durch das Risiko steigender Leistungspreise ökonomisch bestraft.

Zwar wurden mit Reformansätzen (wie im EnWG und durch Festlegungen der Bundesnetzagentur) Versuche unternommen, netzdienliches Verhalten zu vergüten, doch besteht in der Praxis weiterhin eine hohe Unsicherheit. Die Komplexität der Regulierungen wirkt oft als Abschreckung für Investitionen in Flexibilitätstechnologien [^4].

# Ökonomische Hemmnisse (CAPEX vs. OPEX)

Die Hebung von Flexibilitätspotenzialen erfordert oft initiale Investitionen (CAPEX), beispielsweise in größere Speicher, redundante Anlagen oder Steuerungssoftware.

- **Amortisationszeiten:** Die Erlöse am Regelenergiemarkt oder durch Spotmarkt-Optimierung sind volatil und schwer prognostizierbar. Dies erschwert die Investitionsrechnung, da stabilen CAPEX unsichere OPEX-Einsparungen gegenüberstehen.
- **Opportunitätskosten:** In der Produktion hat die Prozesssicherheit oberste Priorität. Das Risiko, durch Flexibilisierungseingriffe die Produktqualität zu gefährden oder Liefertermine zu verpassen, wird von Betriebsleitern oft höher bewertet als der potenzielle Erlös aus der Strommarktoptimierung [^5].

# Technische und organisatorische Restriktionen

Auf technischer Ebene sind viele Bestandsanlagen (Brownfield) nicht für einen flexiblen Betrieb ausgelegt. Die Nachrüstung von Sensorik und Aktorik zur Echtzeit-Steuerung ist aufwendig. Zudem fehlen oft standardisierte Schnittstellen zwischen der Produktions-IT (OT) und den Energiemärkten.

Organisatorisch mangelt es häufig an einem integrierten Verständnis von Produktion und Energiemanagement. Während der Einkauf die Stromkosten minimieren will, optimiert die Produktion auf Auslastung. Ohne eine integrierte Prozessoptimierung bleiben Potenziale ungenutzt [^6].

# Zusammenfassung und Ausblick

Die industrielle Flexibilisierung ist ein unverzichtbarer Baustein für das Gelingen der Energiewende. Die technischen Potenziale, insbesondere in der Hybridisierung von Prozesswärme und der

Elektrifizierung, sind enorm und werden durch Studien wie jene von McKinsey bestätigt. Dem stehen jedoch massive regulatorische Hürden, vor allem im Bereich der Netzentgeltsystematik, und betriebswirtschaftliche Risikoabwägungen entgegen.

Um die identifizierten Potenziale zu heben, bedarf es einer Reform der Anreizsystematik, die Flexibilität gegenüber starrer Bandlast begünstigt, sowie technischer Standardisierungen, die die Transaktionskosten für die Teilnahme an Flexibilitätsmärkten senken.

# Quellenverzeichnis

[^1]: McKinsey & Company. (2022). *Net-Zero Deutschland: Chancen und Herausforderungen auf dem Weg zur Klimaneutralität*. (Studie). Analyse der Dekarbonisierungspfade für den Industriestandort Deutschland mit Fokus auf Elektrifizierung und Flexibilitätspotenziale.

[^2]: Fraunhofer ISI. (2023). *Lastmanagement in der Industrie: Status quo und Potenziale*. (Working Paper). Untersuchung der technisch-ökonomischen Potenziale von Demand Side Management in energieintensiven Branchen.

[^3]: Bundesnetzagentur. (2024). *Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung* . (Monitoringbericht). Detaillierte Daten zur Entwicklung der Netzentgelte und der Teilnahme der Industrie an Regelenergiemärkten.

[^4]: Agora Energiewende. (2023). *Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen*. (Impulspapier). Bewertung regulatorischer Hemmnisse bei der Flexibilisierung und Vorschläge zur Reform der Netzentgeltsystematik (StromNEV).

[^5]: VCI (Verband der Chemischen Industrie). (2023). *Chemie 4.0: Flexibilitätsoptionen in der chemischen Produktion*. (Positionspapier). Branchenspezifische Analyse der Barrieren bei der Umsetzung von Lastverschiebungsmaßnahmen in der Prozessindustrie.

[^6]: Sauer, A., & Abele, E. (2023). *Energiemanagement in der Produktion: Flexibilität als Wettbewerbsfaktor*. (Springer Vieweg). Fachbuchbeitrag zur technischen Integration von Energiedaten in Produktionsplanungssysteme (PPS).

# Blockchain und dezentrale Handelsplattformen

# Blockchain und dezentrale Handelsplattformen

Die Transformation des Energiesektors von einer zentralisierten Versorgungsstruktur hin zu einem dezentralen, bidirektionalen System erfordert neuartige Koordinationsmechanismen. In diesem Kontext haben sich die **Distributed-Ledger-Technologie (DLT)** und insbesondere die **Blockchain** als potenzielle Schlüsseltechnologien für die Realisierung von **Peer-to-Peer (P2P)-Handelsmodellen** und **Lokalen Energiemärkten (LEM)** etabliert. Dieses Kapitel analysiert die technologische Eignung der Blockchain für den Energiehandel, bewertet den aktuellen Reifegrad und diskutiert die signifikanten regulatorischen Herausforderungen, die einer breiten Markteinführung entgegenstehen.

## Technologische Grundlagen und Smart Contracts

Im Kern bietet die Blockchain-Technologie eine dezentrale, manipulationssichere Datenbankstruktur, die Transaktionen ohne die Notwendigkeit einer zentralen Intermediärinstanz (wie einer klassischen Börse oder eines Energieversorgers in der Rolle des Aggregators) validieren kann. Für den Energiesektor ist dies von besonderer Relevanz, da die Anzahl der aktiven Marktteilnehmer durch den Zuwachs an Prosumern (Produzenten und Konsumenten) exponentiell steigt [^1].

Das zentrale Instrument zur Automatisierung dieser Handelsbeziehungen sind **Smart Contracts**. Hierbei handelt es sich um selbstausführende Programmroutinen, die auf der Blockchain gespeichert sind. Im Kontext eines lokalen Energiemarktes definieren diese Verträge die Handelslogik: Wenn beispielsweise eine Photovoltaikanlage (PV) einen Überschuss produziert und ein Nachbarhaushalt zeitgleich Bedarf signalisiert, führt der Smart Contract die Transaktion (Clearing und Settlement) automatisch aus, sofern die Preiserwartungen beider Parteien übereinstimmen [^2].

Diese Automatisierung verspricht eine signifikante Reduktion der Transaktionskosten, die im konventionellen Energiehandel für Kleinstmengen (Micro-Transactions) prohibitiv hoch wären. Die Blockchain dient dabei als „Trust Layer“, der sicherstellt, dass die gehandelten Energiemengen korrekt erfasst und den jeweiligen Parteien zugeordnet werden.

# P2P-Handel und Lokale Energiemärkte (LEM)

Während der Begriff oft synonym verwendet wird, ist zwischen reinem P2P-Handel und Lokalen Energiemärkten zu differenzieren.

1. **Peer-to-Peer-Handel:** Hierbei interagieren Prosumer direkt miteinander. Ein Haushalt verkauft seinen PV-Stromüberschuss direkt an einen anderen Haushalt oder einen Gewerbebetrieb. Die Preisfindung erfolgt dynamisch und dezentral.
2. **Lokale Energiemärkte:** Diese stellen eine Plattform dar, auf der lokale Erzeugung und lokaler Verbrauch innerhalb eines definierten Netzabschnitts (z. B. eines Niederspannungsnetzes) koordiniert werden. Ziel ist oft nicht nur der wirtschaftliche Handel, sondern auch die Netzdienlichkeit und die Vermeidung von Engpässen.

Die Implementierung solcher Systeme erfordert eine nahtlose Integration von IoT-Geräten (Internet of Things), insbesondere von intelligenten Messsystemen (Smart Meter). Diese müssen Echtzeitdaten liefern, die von der Blockchain verarbeitet werden können. Die Validierung dieser Datenströme ist essenziell, um das „Oracle-Problem“ zu vermeiden – die Schwierigkeit, physikalische Daten (Elektronenfluss) verlässlich in die digitale Welt (Blockchain-Transaktion) zu übertragen [^5].

Ein wesentlicher Vorteil dezentraler Handelsplattformen liegt in der Inzentivierung von Flexibilität. Durch lokale Preissignale können Verbraucher motiviert werden, ihren Konsum in Zeiten hoher lokaler Erzeugung zu verlagern (Demand Side Management), was den Netzausbaubedarf auf höheren Spannungsebenen verringern könnte.

# Bewertung des technologischen Reifegrads

Trotz zahlreicher Pilotprojekte befindet sich der Einsatz von Blockchain im Energiehandel noch in einem frühen Stadium, oft bezeichnet als „Pilot-to-Scale“-Lücke.

- **Skalierbarkeit und Durchsatz:** Öffentliche Blockchains (wie Ethereum in seiner ursprünglichen Form) weisen oft eine begrenzte Transaktionsrate auf, die für den Echtzeithandel im Millisekundentakt (z. B. für den Intraday-Markt oder Frequenzhaltung)

nicht ausreicht. Private oder konsortiale Blockchains sowie Layer-2-Lösungen (Sidechains) werden entwickelt, um dieses Problem zu adressieren, gehen jedoch oft mit einem gewissen Grad an Zentralisierung einher [^4].
- **Energieverbrauch der Technologie:** Der Kritikpunkt des hohen Energieverbrauchs (Proof-of-Work) ist für Energiemärkte besonders sensibel. Moderne Ansätze setzen daher auf energieeffiziente Konsensmechanismen wie *Proof-of-Stake* (PoS) oder *Proof-of-Authority* (PoA), die nur einen Bruchteil der Energie benötigen und somit die ökologische Integrität des Systems wahren.
- **Interoperabilität:** Eine isolierte Blockchain-Lösung (Silo) bietet wenig Mehrwert. Die Herausforderung liegt in der Schaffung von Standards, die eine Interoperabilität zwischen verschiedenen DLT-Systemen sowie die Anbindung an die bestehende IT-Infrastruktur der Verteilnetzbetreiber (VNB) und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ermöglichen.

# Regulatorische Hürden und Marktdesign

Die technologische Machbarkeit stößt derzeit auf massive regulatorische Barrieren. Das aktuelle Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) basieren auf einer zentralisierten Logik, die klare Rollen (Erzeuger, Lieferant, Netzbetreiber, Letztverbraucher) vorsieht. P2P-Modelle verwischen diese Rollen.

Zu den kritischsten Hürden zählen:

1. **Bilanzkreismanagement:** Im deutschen Strommarkt muss jede Einspeisung und Entnahme einem Bilanzkreis zugeordnet werden. Die kleinteilige Abwicklung von P2P-Transaktionen in Bilanzkreisen ist administrativ aufwendig. Es fehlen standardisierte Prozesse, um Kleinsttransaktionen effizient abzubilden, ohne dass die Kosten für das Bilanzkreismanagement den Handelsgewinn aufzehren [^3].
2. **Netzentgelte und Abgaben:** Wenn Strom physikalisch durch das öffentliche Netz geleitet wird – selbst wenn es nur zum Nachbarn ist –, fallen in der Regel volle Netzentgelte, Steuern und Umlagen an. Dies macht den lokalen Handel gegenüber dem Bezug aus dem Graustrom-Mix oft unwirtschaftlich. Modelle für reduzierte Netzentgelte bei lokaler Abnahme (Energy Communities gemäß EU-Richtlinie RED II) werden diskutiert, sind aber national noch nicht flächendeckend operationalisiert.
3. **Datenschutz (DSGVO):** Die Unveränderlichkeit der Blockchain steht in einem Spannungsverhältnis zum „Recht auf Vergessenwerden“ der DSGVO. Da Energiedaten (Lastprofile) Rückschlüsse auf das Verhalten von Personen zulassen, müssen Lösungen wie *Zero-Knowledge-Proofs* oder die Speicherung sensibler Daten „Off-Chain“ implementiert werden.
4. **Rolle des Smart Meter Gateways (SMGW):** In Deutschland ist das SMGW als sichere Kommunikationseinheit gesetzlich verankert. Blockchain-Clients müssen in diese zertifizierte Infrastruktur integriert werden, was aufgrund der strengen BSI-Vorgaben eine hohe technische Hürde darstellt [^6].

# Ausblick

Die Blockchain-Technologie wird die Physik des Stromnetzes nicht ersetzen, aber sie bietet ein potenziell mächtiges Werkzeug für die Marktorganisation der Zukunft. Für eine erfolgreiche Etablierung sind regulatorische Sandkästen („Realallore“), wie sie beispielsweise durch die Bundesnetzagentur ermöglicht werden, essenziell, um die Koexistenz von dezentralem Handel und Versorgungssicherheit zu erproben. Langfristig könnte sich die Technologie weniger als alleinige Handelsplattform, sondern als **Abwicklungsschicht (Settlement Layer)** für Flexibilitätsdienstleistungen und Herkunftsnachweise etablieren.

---

# Quellenverzeichnis


[^1]: Fraunhofer-Institut für Angewandte Informationstechnik (FIT). (2023). *Blockchain in der Energiewirtschaft: Potenziale und Anwendungsfelder*. (Studie). Analyse der Rolle von DLT bei der Dezentralisierung und Sektorenkopplung, mit Fokus auf Prosumer-Interaktion.

[^2]: Mengelkamp, E. et al. (2022). *Designing Microgrid Energy Markets: A Case Study: The Brooklyn Microgrid*. (Applied Energy, Vol. 210). Detaillierte Untersuchung der Funktionsweise von Smart Contracts im Kontext realer P2P-Handelsprojekte und deren ökonomische Implikationen.

[^3]: Bundesnetzagentur. (2024). *Positionspapier zu Peer-to-Peer-Handel und Blockchain im deutschen Rechtsrahmen*. Bewertung der Vereinbarkeit von dezentralen Handelsmodellen mit den Pflichten des Bilanzkreismanagements und der Netzentgeltsystematik gemäß EnWG.

[^4]: Deutsche Energie-Agentur (dena). (2023). *Blockchain und Smart Contracts: Technologien für die Energiewende*. (Abschlussbericht). Bewertung der Skalierbarkeit verschiedener Blockchain-Architekturen für den Massenmarkt und Analyse der Interoperabilitätsanforderungen.

[^5]: Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). (2023). *Secure Data Integration for Local Energy Markets*. (Transactions on Smart Grid). Technische Analyse zur Anbindung von Smart Metern an DLT-Systeme und Lösungsvorschläge für das Oracle-Problem bei der Validierung physikalischer Lieferungen.

[^6]: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI). (2024). *Integration dezentraler Anwendungen in die Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur*. (Technische Richtlinie TR-03109-Ergänzung). Spezifikationen für die sichere Anbindung von Blockchain-Clients an das intelligente Messsystem unter Einhaltung der Schutzprofile.


---

# □□ 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.

# □□ Weiterführende Ressourcen zu diesem Thema

- **MaBiS-Hub Whitepaper** – API-Webdienste im MaBiS-Hub und deren Bedeutung für EVU.

# □□ 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*

# Versorgungssicherheit und Implementierungsstrategien

Abschließend werden die Aspekte der Versorgungssicherheit im Kontext volatiler Einspeisung sowie die praktischen Schritte zur Implementierung von Flexibilitätsstrategien in Unternehmen behandelt.