



Dynamische Netzentgelte in der Praxis

Johanna Bronisch, Neon Neue Energieökonomik
Andre Herrmann, EWE NETZ

AgNes Expertenaustausch: Dynamische Netzentgelte
Bundesnetzagentur, 14.1.2026



Agenda

- Einführung
- Pilotierung dynamischer Arbeitspreise in der Niederspannung (Johanna Bronisch, Neon)
- Möglicher Ansatz einer pragmatischen Weiterentwicklung von Modul 3 (Andre Herrmann, EWE NETZ)
- Geschäftsprozesse in EDIFACT & XML
- Ausblick



BNetzA: Trennung von Finanzierung und Anreiz in der NS

Finanzierungsfunktion vs. Anreizfunktion

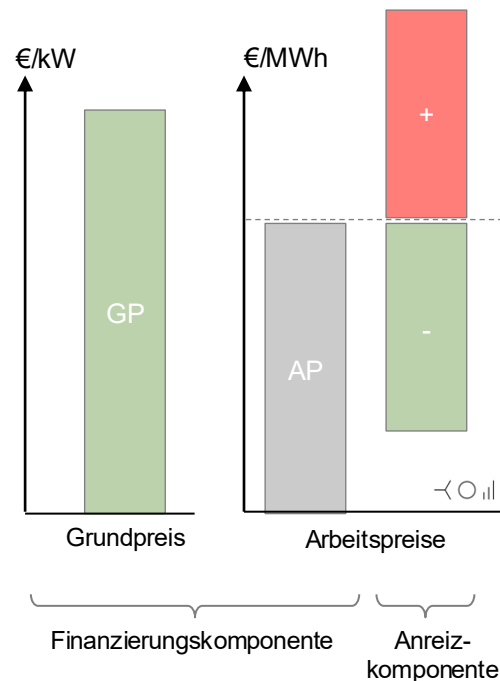
- Finanzierung: Grundpreis + ein Arbeitspreis
- Anreizfunktion: Als symmetrische dynamische Arbeitspreise ausgestaltet

Für wen soll Anreizfunktion gelten?

- Für alle Netznutzer „bis herab zur **Niederspannungsebene**“, ...
- ...denn Verbraucher in allen Ebenen können Engpässe in NE1-4 reduzieren

Welche Engpässe werden berücksichtigt?

- „HöS-MS (NE 1-4), ...
- ...denn für NS-Engpässe durch dezentrale Flexibilitäten existieren bereits spezifische Instrumente über § 14a EnWG“



Grids & Benefits: Pilotierung dynamischer Arbeitspreise

Projektrahmen

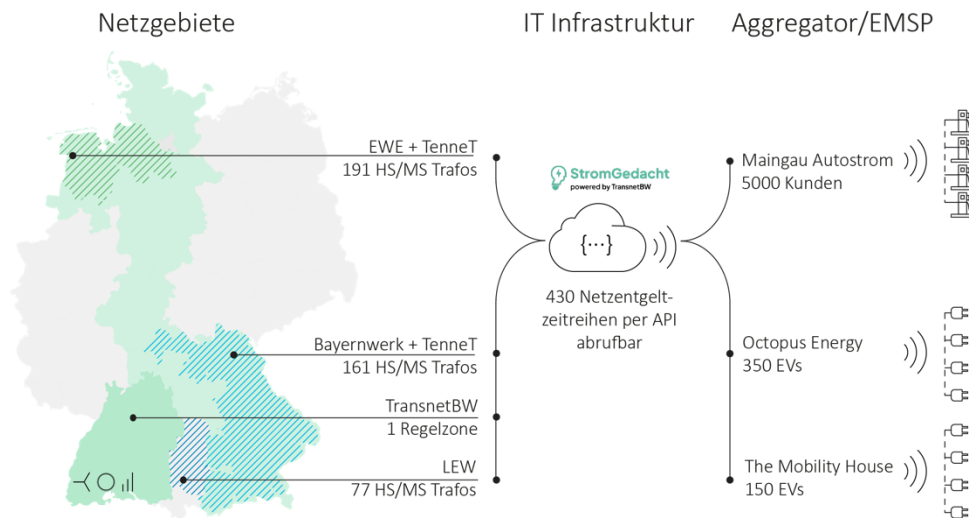
- ÜNB, VNB, Lieferanten, Aggregatoren und ein EMSP

Ziel ist die Bewertung...

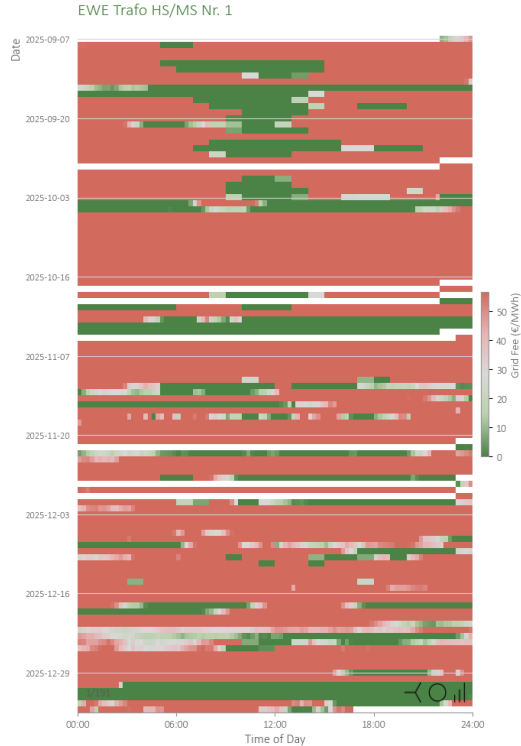
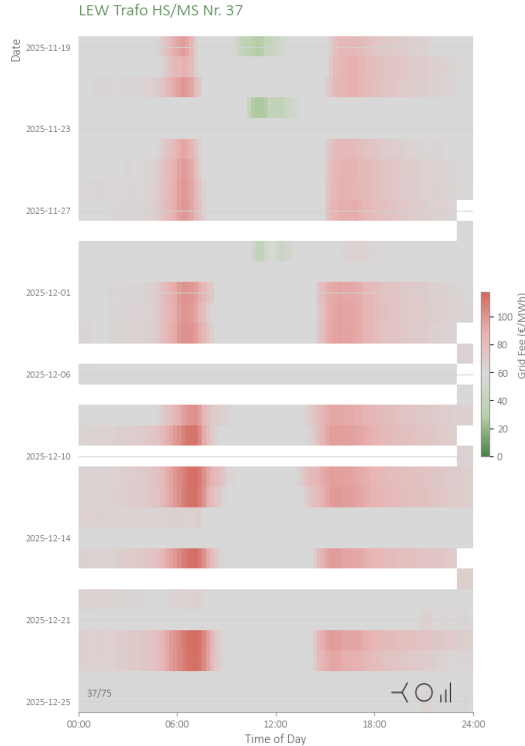
- der Anreizwirkung kostenreflexiver dynamischer Arbeitspreise, ihres Lastverschiebepotenzials, ihrer Wechselwirkung mit dem Strompreis
- der Umsetzbarkeit

Pilotierung

- Konzept und Berechnung auf Basis von Redispatch und Netzauslastungsdaten
- Veröffentlichung für Lieferanten als 15-Min Zeitreihe am Vortag um 10 Uhr
- HS/ MS Trafo-scharf
- Netz- und marktdienliche Optimierung von 500 EVs



Netze sind unterschiedlich - räumlich und zeitlich



Tagesmuster

- Solareinspeisung (LEW) = vorhersagbar, periodisch
- Windeinspeisung (EWE) = unvorhersehbar, unregelmäßig

Standorte

- Korrelieren stark und ergeben Cluster

Not one size fits all

- Ausgestaltung der Netzentgelte muss Unterschiede abbilden
- Komplexität sollte möglichst gering gehalten werden
- Notwendig: kurze Vorlaufzeit
- Nicht notwendig: hohe räumliche Granularität, sehr viele Preisstufen

Netzdienliche Lastverschiebung

Ladevorgänge sind flexibel und verschiebbar

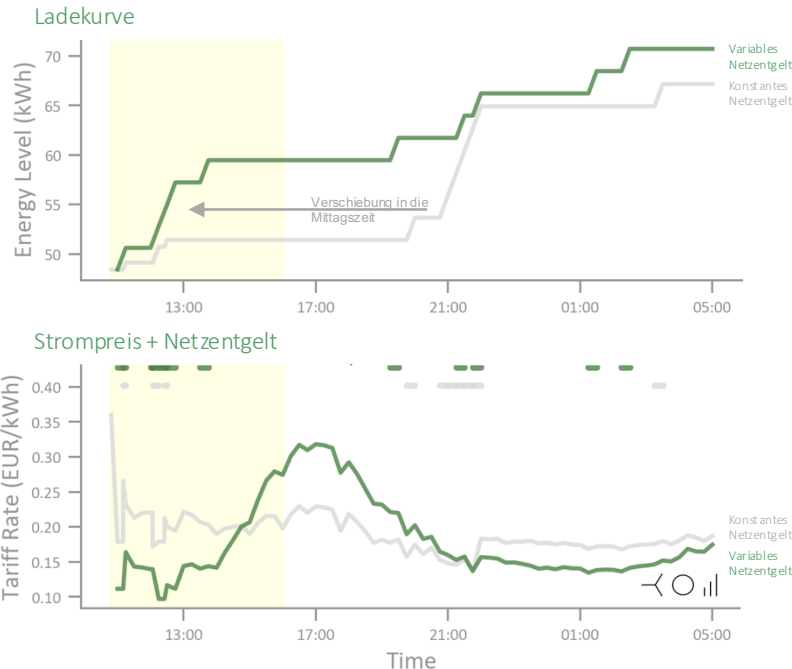
- 90% der Ladevorgänge werden mit dem dynamischen Netzentgelt verschoben
- Nur 10% der Ladevorgänge sind nicht flexibel

Verlagerung in Niedrigpreis-Zeitfenster

- Ladevorgänge werden je nach Netz in Zeiten niedriger Netzauslastung/ hoher Rückspeisung geschoben (nachts, mittags)
- Zwischen 20-30% der Last wird zeitlich verschoben

Geringere Stromkosten für Kunden

- Kunden profitieren von günstigerem Ladestrom (~ 20% günstiger)



Erkenntnisse für die Weiterentwicklung des §14a Modul 3

Modul 3 heute ist kein effektives Instrument

- Adressiert Engpässe in der Niederspannung
- Auflösung von Redispatch nur beschränkt möglich
- Fehlende örtliche und zeitliche Differenzierung → Engpässe (Wind) gar nicht adressierbar, PV nur pauschal adressierbar

Dynamische Tarife + MiSpeL-Effekt

- Neue dezentrale Flexibilitäten werden marktlich integriert
- Höhere und zeitlich dynamische Gleichzeitigkeiten der Haushaltslasten droht

Für tatsächliche Netzdienlichkeit muss das bestehende Modul 3 entsprechend weiterentwickelt werden

- Sachstandspapier: *„Anreizkomponente für NS kann auf §14a EnWG Modul 3 aufbauen, sollte aber im Einklang mit der Netzentgeltsystematik der vorgelagerten Netzebenen stehen“*
- Auftrag: Eine umsetzbare und dennoch netzdienliche Weiterentwicklung des bisherigen Modul 3, welches an das aktuelle Konzept aus dem Sachstandspapier für die Netzentgeltsystematik anknüpft

Vorschlag einer pragmatischen Weiterentwicklung von Modul 3*

Beibehaltung von wenigen fixen Entgeltstufen je Netzgebiet

- Hochtarif, Niedrigtarif und Standardtarif (ggf. erweiterbar auf bis zu 5 Stufen)
- Übersetzung des dynamischen Arbeitspreises aus höheren Spannungsebenen in die fixen Entgeltstufen der NS übersetzt werden

Moderate geografische Unterteilung von Netzgebieten möglich

- z.B. bis zu fünf Regionen (→ Erstreckungsgebiete) (Gruppierung nach PLZ oder Straßenzug die nicht zwingend netztopologisch zusammenhängen müssen)

Veröffentlichung der Zählzeiten über zentrale Datenplattform

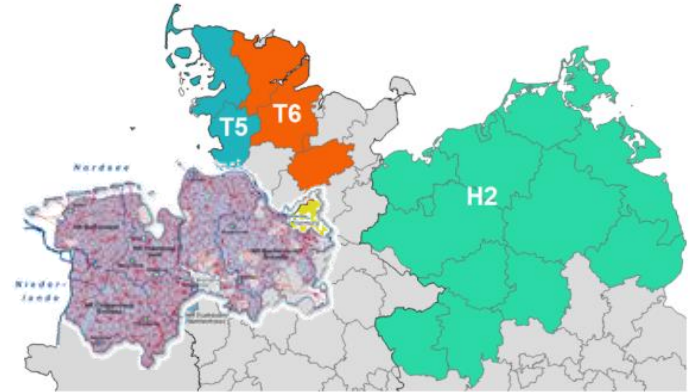
- als 15-Min Zeitreihe vor der Day-Ahead Auktion
- für jedes Erstreckungsgebiet

Unterteilung von VNB in vier Gruppen

- Gibt es Engpässe bzw. Ausbaubedarf im eigenen Verteilnetz?
- Können Engpässe in vorgelagerten Netzen beeinflusst werden?

Individuelle Roadmap, einheitlicher Rahmen

- Jede Gruppe erhält eine eigene Roadmap
- Eingebettet in einheitlicher Netzentgeltsystematik, Formate und Prozesswelt



Vier 13k-Entlastungsregionen im Netzgebiet EWE NETZ.
(Stadt/Land-Unterschied noch nicht enthalten)

Abbildung in Marktprozessen

Grundvorschlag:

- Drei fixe Entgelte für (HT, NT, ST) je Netzgebiet eines Netzbetreibers
- Unterteilung des Netzgebietes eines Netzbetreibers in verschiedene Erstreckungsgebiete
- Zuweisung der Zählzeiten (Zuordnung: Erstreckungsgebiet zu Zeitraum und daraus abgeleitet das Entgelt)
 - pro Viertelstunde (ggf. pro Zeitraum z.B. von 10:30 bis 16:00 Uhr)
 - Veröffentlichung der Zählzeiten je Erstreckungsgebiet spätestens 1 Stunde vor Day-Ahead-Auktion (im Fehlerfall z.B. ST-Werte)

Zuordnung und Auflösung von MaLo zu Erstreckungsgebiet

Bildung von Artikel-IDs je Erstreckungsgebiet (z.B. 1-02-0-017 bis 1-02-0-026)

Für die MaLo ist die Erstreckungsgebiets-ID über den Netzbetreiber und die Artikel-ID abzuleiten (ggf. auch im Anmeldeprozess Erstreckungsgebiets-ID mitteilen)

(zu prüfen: Integration der Erstreckungsgebiets-ID in die UTILMD oder Verwendung Artikel-ID nach Logik der Konzessionsabgabe oder Verwendung Netzlokations ID-> dann deutlich mehr Erstreckungsgebiete möglich)

Zuweisung Zählzeiten je Erstreckungsgebiet

HEADER:

Absender: ID-Netzbetreiber (z.B. MP-ID)
Erstreckungsgebiet: Erstreckungsgebiet-ID
Gültigkeitsdatum: für welchen Tag gelten die Zählzeiten

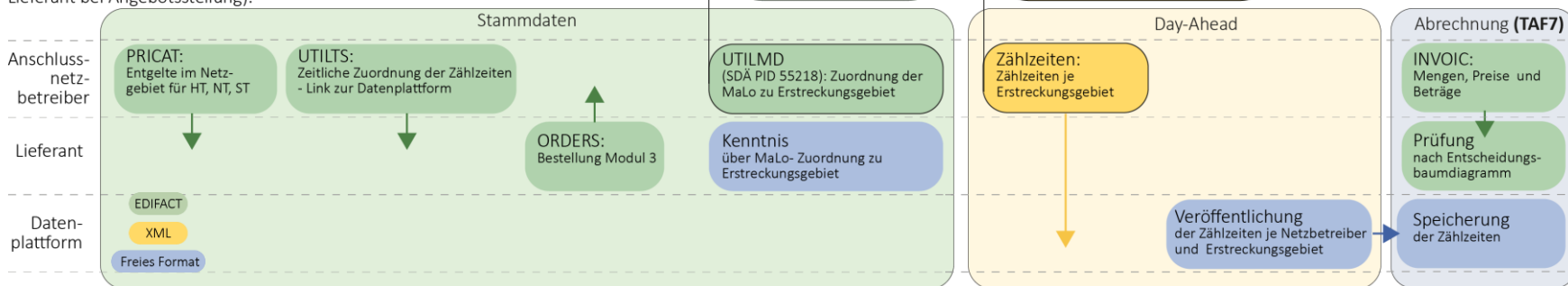
...

Datenfeld:

00:00 – 00:15 ->NT
 00:15 – 00:30 ->NT
 00:30 – 00:45 ->ST
 00:45 – 01:00 ->HT
 ...

Geschäftsprozesse

(ohne teilweise erforderliche Antwortprozesse und ohne Informationsprozess für Lieferant bei Angebotsstellung):



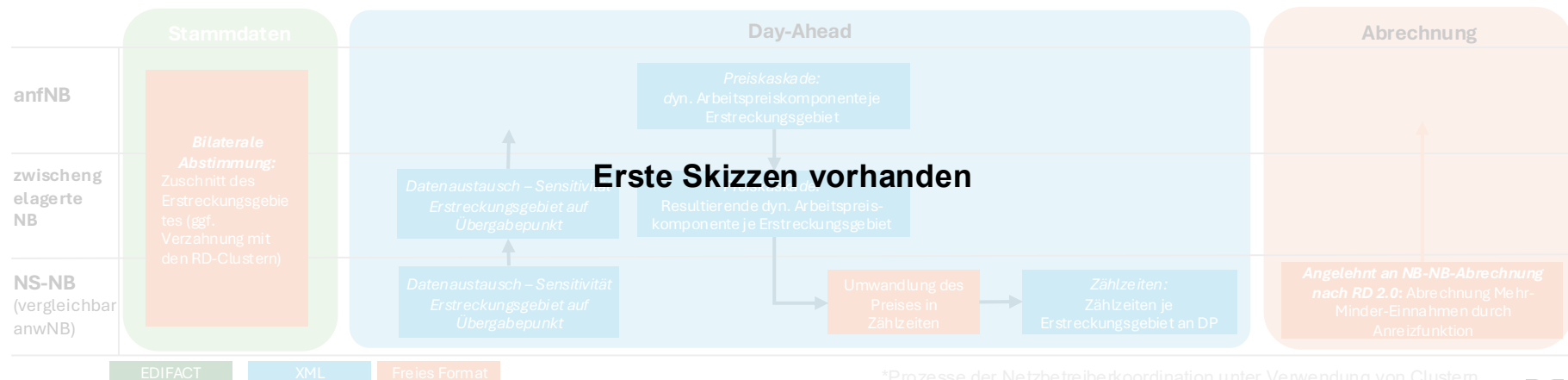
Kaskadierende Bildung der Arbeitspreiskomponente über alle betroffenen Netzbetreiber

Vorschlag: Kommunikationsprozesse aufbauend auf den Prozessen der Netzbetreiberkoordination im Redispatch*

Herausforderungen:

- Erstreckungsgebiete sind ggf. postalisch definiert, und entsprechen damit nicht 1:1 den aus der Topologie abgeleiteten Clustern
 - Zusammenführung der RD-Einspeisereduktionen und der dynamische Lastflexibilität im Engpassmanagement der jeweiligen betroffenen Netzbetreiber.
- Welche Informationen sind zur Abrechnung zwischen den Netzbetreibern erforderlich (außerhalb der vertikalen Netzkostenwälzung)
 - Z.B. Zuordnung MaLo zu Erstreckungsgebiet

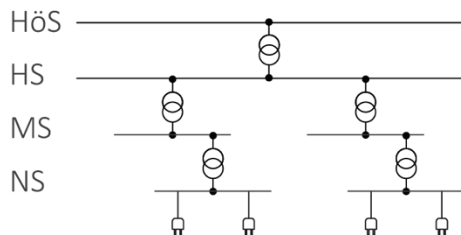
Geschäftsprozesse (ohne teilweise erforderliche Antwortprozesse und ohne formalisierende Prozesse der bilateralen Abstimmung):



*Prozesse der Netzbetreiberkoordination unter Verwendung von Clustern

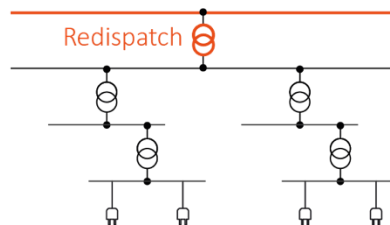
Netzbetreibergruppen

1 NICHT BETROFFEN NETZBETREIBER



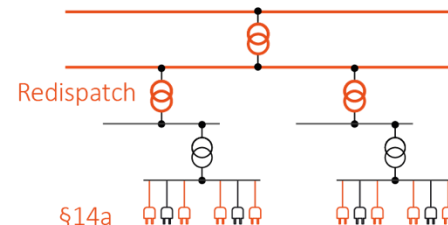
- Keine strukturellen Engpässe oder
- Geringe Sensitivität gegenüber vorgelagerten Engpässen oder
- Wenig angeschlossene Flexibilität / geringe SteuVE-Anschlusskapazität oder
- Keine Redispatchfähigkeiten z.B. Arealnetzbetreiber, Netzbetreiber ohne 24/7-Besetzung
- → Kosten-Nutzen nicht ausgeglichen
- → Vorgelagerte Netzbetreiber setzt die Zählzeiten

2 BETROFFENE NETZBETREIBER



- Redispatchmaßnahmen nur aus vorgelagerten Netzebenen 1–4 oder
- Netzanschluss in einer 13k-Entlastungsregion
- → Übersetzt den dyn. Arbeitspreis der höheren Spannungsebenen in Zählzeiten für die NS

3 ANFORDERNDE NETZBETREIBER



- Eigener Redispatch-Bedarf
- und/oder Lastdimmen
- → Setzt die Zählzeiten auch vor dem Hintergrund der eigenen Engpässe

Zusammenfassende Hypothesen

- Wir haben folgende Herausforderungen ✓
 - Redispatch ✓
 - Der marktorientierte Einsatz der Flexibilität, die aus dem Dornröschenschlaf erweckt wird (MiSpEL, Abschaffung Bandlastanreiz) ✓
- Wenn möglich sollte mit der neuen Netzentgeltsystematik in eine nachhaltige und effiziente Lösung investiert werden (vs. Übergangslösungen) ✓
- Wir versuchen ein technisch und prozessual umsetzbares Konzept für die Niederspannung vorzuschlagen.
- Fragen zur Diskussion:
 - Gibt es Verständnisfragen?
 - Erscheint das Modell umsetzbar?
 - Gibt es weitere Knackpunkte?
 - Macht es Sinn das Modell bis Mitte des Jahres weiter zu konkretisieren und zu optimieren (entsprechend volkswirtschaftlicher oder netztechnischer Anforderungen)?

Vielen Dank für die Aufmerksamkeit!

Bei weiterführenden Fragen, Ideen,
Lust mitzuarbeiten freuen wir uns
über Kontaktaufnahme

Herzliche Einladung nach München
am 29.01.2026 für unsere
Abschlussveranstaltung.



Dr. Johanna Bronisch, Neon Neue
Energieökonomik
/ bronisch@neon.energy

Andre Herrmann, EWE NETZ
/ andre.herrmann@ewe-netz.de

