

Dynamische Netzentgelte

Ein Impulsvortrag zum BNetzA-Workshop am 14. Januar 2026

Notwendigkeit von dynamischen Netzentgelten

Der Ausbau dezentraler Erzeugung sowie flexibler Leistung bei Erzeugung und Verbrauch weist eine enorme Dynamik auf. Dynamische NNE werden diese neue Realität abbilden müssen.

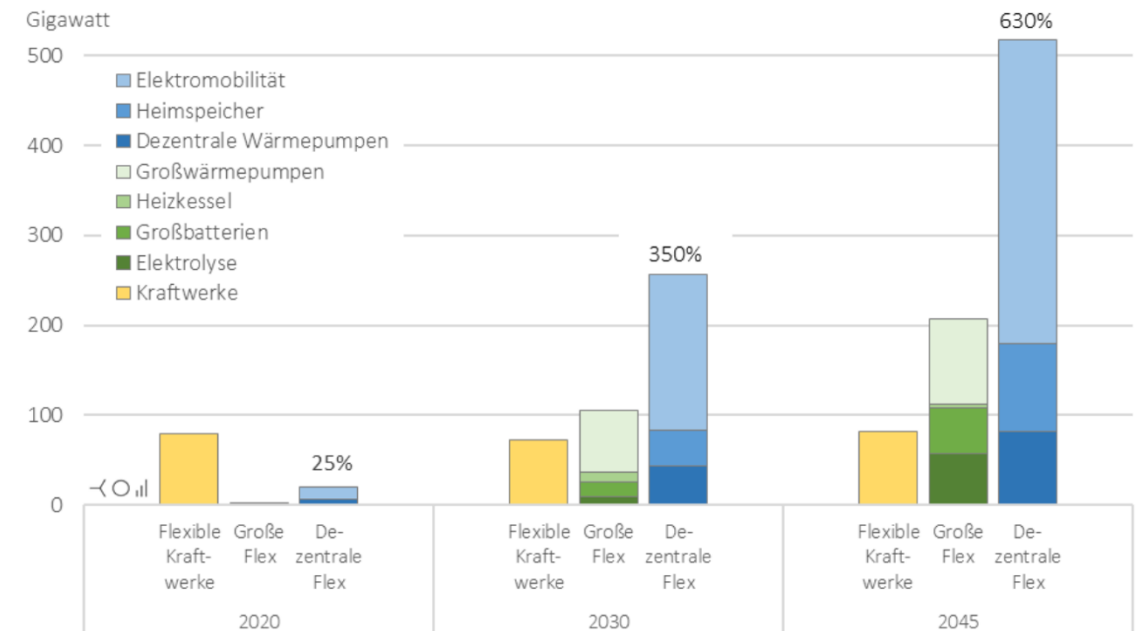
Szenariorahmen NEP 2025 - 2037

Speicherart	Referenz 2024	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037
Kleinbatterie-speicher	9,9	46,7	59,5	65,3
Großbatterie-speicher	1,7	41,1	67,6	94,1
DSM (Industrie und GHD)	1,4	4,6	7,7	8,7

Technologie	Referenz 2024	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037
Elektromobilität [Anzahl in Mio.]	2,4	27,8	33,6	37,8
Power-to-Heat [GW]	0,8	9,5	25,3	22,2
Wärmepumpen (Haushalte & andere) [Anzahl in Mio.]	2,0	7,7	8,7	9,5

NEP Szenariorahmen 2025-2037/2045, April 2025, S. 4

Installierte flexible Leistung bei Erzeugung und Verbrauch



Prognose aus 2023, Studie: „Zeitvariable Verteilnetzentgelte“, Neon Neue Energieökonomik, S. 5

Anwendungsbereich und Umsetzung dynamischer Netzentgelte

Netzebenen

- Der ganz überwiegende Anteil an flexibler Leistung wird auf der Verteilnetzebene angeschlossen sein. Dynamische NNE müssen daher insbesondere dort verfügbar sein. VPPs, die dynamische NNE als Preissignal einbinden können, gibt es bereits.

Ausgestaltung

- Ziel sollte ein einheitliches Signal in 1/4-h-Auflösung sein, dass den entsprechenden Netzanschlussnehmern vor dem Day-Ahead-Marktschluss übermittelt wird. Das dynamische NNE kann so neben dem Börsenpreissignal Eingang in den Steuerungsalgorithmus finden.

Mögliche nächste Schritte

- Pilotprojekte frühzeitig starten, z.B. in windlastigen Gebieten, um entsprechende Erfahrung mit der Implementierung zu gewinnen.
- Erfahrungen aus der Einführung des § 14a EnWG – als Vorstufe von dynamischen NNE – auswerten und nutzen





Exkurs: Dynamische Netzentgelte für BESS

- Dynamische NNE sind enorm wichtig für Großspeicherprojekte als mögliche Nachfolgeregelung zu § 118 Abs. 6 EnWG.
- Der Projektentwicklungszeitraum beträgt teilweise mehr als 3 Jahre, d.h. eine Entscheidung sollte schnell kommen, um für Investitionssicherheit zu sorgen.
- Dynamische Netzentgelte ermöglichen die effektive Teilnahme von BESS am Engpassmanagement.
- Anders als beim bisherigen System der BKZ-Erhebung wird mit dynamischen NNE auch stärker eine geografisch sinnvolle Ansiedlung von BESS angereizt.

Gemeinsamer Netzbetrieb ist eine notwendige Grundvoraussetzung

Für eine erfolgreiche Einführung von dynamischen Netzentgelten braucht es jedoch eine andere Betreiberstruktur: Die **kleinteilige Betreiberstruktur der Netzgebiete** in Deutschland stellt das größte **Hindernis für die Einführung dynamischer NNE** dar.

Beginnend auf der Übertragungsnetzebene, braucht es eine **einheitliche Betreiberstruktur – ein Betreiber für ein Übertragungsnetz-**, welches dann regional angesteuert wird.

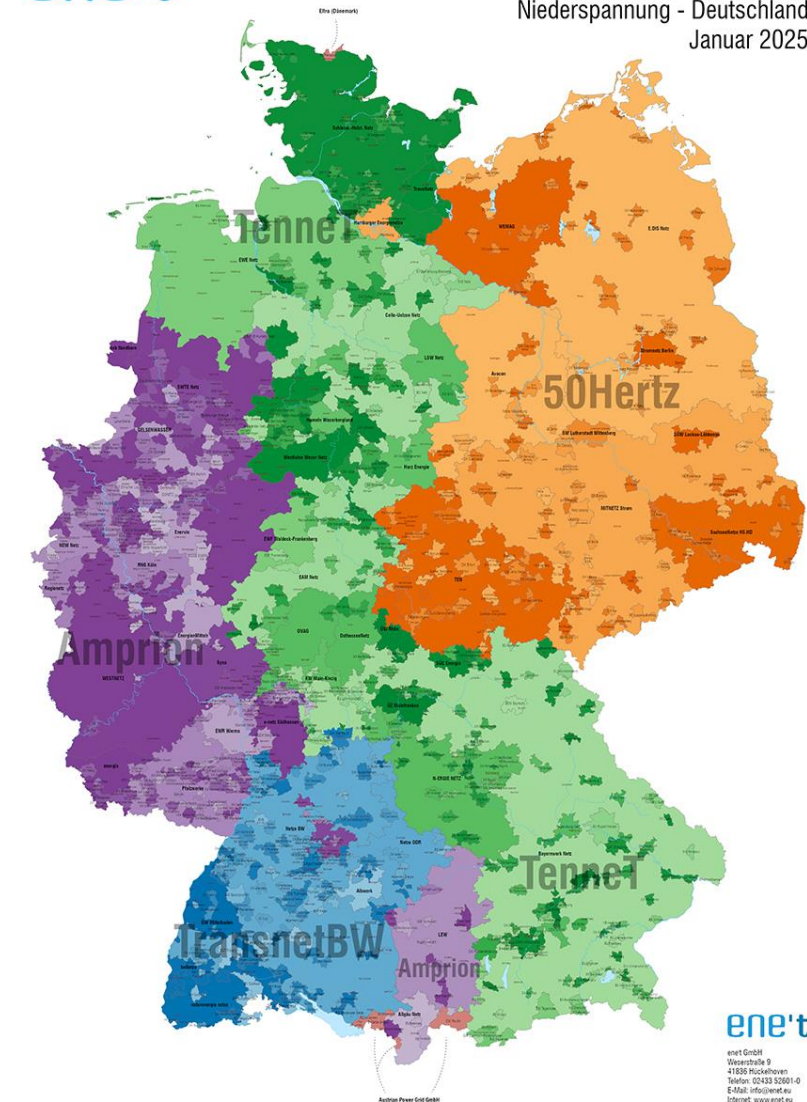
Für die Verteilnetzebene braucht es **wenige regionale Einheiten**, wie bei unseren europäischen Nachbarn, die strukturelle Synergien ermöglichen.

Wie die Erfahrungen bei der Umsetzung von IT-Projekten zeigen (zuletzt etwa § 14a und 2. h-Lieferantenwechsel) führt die Vielzahl an Akteuren und Systemen für die Ausführung einer gemeinsamen Aufgabe zu erheblichen Verzögerungen und stellenweise auch zu Stillstand (siehe iMSys-Rollout bei kleineren VNB).

Ein Festhalten an der bisherigen Netzstruktur – 4 ÜNB und mehr als 800 VNB – ist nach bisherigem Erfahrungsstand mit einem Scheitern der dynamischen NNE gleichzusetzen.

ene't

Karte der Stromnetzbetreiber
Niederspannung - Deutschland
Januar 2025



Smart-Meter-Rollout

Ein erfolgreicher und schneller Smart-Meter-Rollout ist eine notwendige Voraussetzung für flächendeckende Anwendung von dynamischen NNE.

Dazu muss das Ambitionslevel beim Roll-Out deutlich steigen:

Netzzustandsdaten

Erfassung und Verarbeitung von Netzzustandsdaten braucht mehr entsprechende Hardware, um überhaupt Sichtbarkeit und später dann auch eine schnelle Verarbeitung der Netzzustandsdaten zu ermöglichen

iMSys als Standard, nicht als Ausnahme

Prosumer müssen immer mit einem iMSys ausgestattet werden, dafür braucht es eine MsbG-Überarbeitung und eine Prozessevaluierung für GPKE/WiM für Prosumer

- Für eine Smart-Meter Durchdringung wie in Skandinavien oder UK braucht es einen gemeinsamen Kraftakt von Branche und Politik



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

ppa. Markus Adam, LL.M.

LichtBlick SE

Klostertor 1 | 20097 Hamburg