



Bundesnetzagentur

Flexibilität im Stromversorgungssystem

Barbie Kornelia Haller

Tagung ARGE VNB OST

Leipzig, 07.09.2017



www.bundesnetzagentur.de



Flexibilität in Markt und Netz

Nutzung von Flexibilitäten durch den
Verteilernetzbetreiber

Anforderungen an den Verteilernetzbetreiber

Entwicklungen in der Niederspannung

Flexibilität in Markt und Netz

- Papier als Beitrag zur Strukturierung der Diskussion
- Leitfragen
 - In welchen Bereichen des Stromsystems besteht Bedarf für den Einsatz von Flexibilität?
 - Wo bestehen Hemmnisse für die Bereitstellung von Flexibilität?
 - Wie können Flexibilitätpotenziale besser erschlossen werden und welche Nebenbedingungen sind dabei einzuhalten?
- Zentrale Unterscheidung: Markt und **Netz**
- https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Flexibilitaet/Flexibilitaet_node.html





- Fokus: VNB
- **Netzausbau auf VNB-Ebene Mittel der Wahl**, um ein Energiesystem mit $> 50\%$ EE bewältigen zu können
- **Keine Alternative zum Netzausbau!**
- Dennoch: Bedarf an Netzengpassmanagement durch
 - verzögerten Netzausbau (vorübergehend)
 - Spitzenkappung (dauerhaft)
- Aktuell: EinsMan
- Zukünftig: Alternativen zur Abregelung von EE

Nutzung von Flexibilität durch den Verteilernetzbetreiber



- **EinsMan ist Mittel der Wahl** beim Engpassmanagement auf VNB-Ebene
 - Im Falle eines Engpasses **direkter Wechsel von der grünen in die rote** Ampelphase
 - Kein „geordnetes“ Verfahren, kein bilanzieller Ausgleich
 - **Keine wirtschaftlichen Anreize** für den Netzbetreiber nach effizienten Lösungen zu suchen
- ➔ Änderungsbedarf



Ziele einer neuen Form des Engpassmanagements:

- bessere Integration von EE, d.h. auch Nutzung von Alternativen zu EinsMan
- hohe Anforderungen an Entflechtung und Transparenz
- proaktives (vor Echtzeit), effizientes und geordnetes Verfahren mit energetischem und bilanziellem Ausgleich
- Zusammenarbeit ÜNB/VNB

Im Detail: **Verschiedene Vorgehensweisen/Modelle** denkbar



Fragen zur Ausgestaltung:

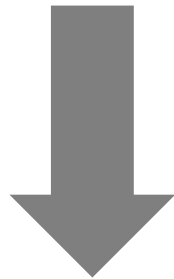
- Wie erfolgt **energetischer und bilanzieller** Ausgleich?
- Wie erfolgt die **Interaktion** des Netzbetreibers mit den Erbringern netzdienlicher Flexibilität?
- Wie erfolgt die **Interaktion** des VNB mit dem ÜNB?
- Wie sieht die **Entschädigung/Vergütung** aus?
- Was sind Mindestanforderungen an **Entflechtung und Transparenz**?
- Wie erfolgt die **regulatorische Anerkennung** im Rahmen der Anreizregulierung?
- Welche **Rückwirkungen hat der Ansatz auf den Strommarkt 2.0**?



- Proaktives, effizientes und geordnetes Verfahren
- Wer ist für bilanziellen Ausgleich der eingesetzten netzdienlichen Flexibilität zuständig?
- Zwei Vorgehensweisen denkbar: VNB oder Anlagenbetreiber
 - **Anlagenbetreiber:** als Erbringer netzdienlicher Flexibilität für Bilanzierung verantwortlich, Vorlaufzeit, Ausgleich über Handeln am Intraday-Markt oder angepasste Fahrweise
 - **VNB:** Rolle als „Energiehändler“, Unbundling! Ggf. in Kooperation mit ÜNB

VNB weist Erbringer netzdienlicher Flexibilität über administrativen Eingriff zu Verhaltensänderung an

Entschädigung



Zugriff



Erbringer netzdienlicher Flexibilität*

**Abregelung von
EE**

Lasten

Speicher

*Reihenfolge und Entschädigung gemäß EinsMan-Leitfaden, Erweiterung um Lasten und Speicher.

VNB tritt als Nachfrager von Flexibilität in Interaktion mit Erbringer von netzdienlicher Flexibilität

Vergütung



**netzdienliche
Steuerung der
Anlage**

Erbringer netzdienlicher Flexibilität*

**Abregelung von
EE**

Lasten

Speicher

*Ist Engpassentlastung technisch gewährleistet, wählt VNB Erbringer nach Wirtschaftlichkeit aus.



Modell A

- Entschädigung, die sich an den Nachteilen orientiert, die dem Flexanbieter durch Zugriff des VNB entstehen
- Problem: Bestimmung der Opportunitätskosten für Erzeuger vs. Lasten
- Profitable Geschäftsmodelle können sich nicht etablieren
- Kein Interesse am Fortbestand des Engpasses

Modell B

- „Preise“, die bilateral oder in anderen Verfahren ermittelt werden
- Attraktive Geschäftsmodelle möglich
- In kleinteiligen Strukturen Interesse am Fortbestand des Engpasses
- Flexibilitätsentzug EOM?

-> Wahl abhängig von regionaler Struktur
-> auch denkbar: Referenzpreise, Preisdeckel

Anforderungen an den Verteilernetzbetreiber



- Prävention von Diskriminierungspotenzial
- Keine Erbringung netzdienlicher Flexibilität von Anlagen, die **VNB selbst besitzt oder betreibt** (z.B. Speicher)
- VNB muss **Engpassmanagement transparent** machen; Veröffentlichung kontrahierter und aktivierter Leistung und dafür bezahlter Kompensation
- **Verträge** mit Dritten sind **diskriminierungsfrei und unbundlingkonform** auszugestalten
- Von allen VNB, die netzdienliche Flexibilitäten nutzen, ist **rechtliche, informatorische und operationelle Entflechtung** umzusetzen



- Wünschenswert: **regulatorische Gleichbehandlung aller Kosten** für die Erbringung netzdienlicher Flexibilität
- Behandlung der Kosten für die **Abregelung von EE als dnbK ist ein Hemmnis** für effizienzorientierten Netzbetrieb
- Alle Aufwendungen für netzdienliche Flexibilitäten (inkl. EinsMan) sollten in den **Effizienzvergleich** eingehen
- Vorschlag: Behandlung als **volatile Kosten**, da diese im Zeitablauf stark schwanken können



- **Abgrenzung** der Überlegungen im Flexpapier von der Diskussion um zelluläre Ansätze/autarke Zellen, die einen Energiemengenausgleich in lokal oder regional fragmentierten Gebieten zum Ziel haben.
- **Fragmentierung zementiert Engpässe** und geht davon aus, dass diese auch langfristig bestehen werden.
- Die Ansätze im Flexpapier setzten darauf, zum **nachhaltigen Erhalt großer liquider Märkte, auf denen diskriminierungsfrei gehandelt** werden kann, Engpässe durch Netzausbau abzubauen.

Entwicklungen in der Niederspannung

Herausforderungen

- Zuwachs an flexiblen Verbrauchseinrichtungen mit hohen Leistungen
- Höhere Gleichzeitigkeiten



Diskutierte Handlungsfelder

1. Kenntnis über die Installation eines Ladepunktes
2. Steuerungsmöglichkeiten durch VNB
3. Effiziente Netznutzung



- Um Netzengpässe bzw. Netzausbaumaßnahmen frühzeitig erkennen zu können, fordert die Branche eine Informationspflicht an den VNB.
- Anzeigepflicht für Ladestationen für E-Mobile entsprechend dem Modell der BDEW Landesgruppen Norddeutschland/Berlin/Brandenburg?

„...der Anschluss folgender Anlagen und Verbrauchsgeräte [bedarf] der vorherigen Beurteilung und Zustimmung des Netzbetreibers:

- *Ladestationen für Elektrofahrzeuge“*

- Lösungsmöglichkeit durch VNB über TAB!



- Ist die Steuerbarkeit jeder Ladesäule überhaupt notwendig?
 - Abschaltungen i.S. des § 13(1) und (2) EnWG
 - netzdienliche Steuerung i.S. des § 14a EnWG
- Technische Verpflichtung zur Steuerbarkeit entsprechend § 9 EEG für Elektromobilität?
- Ist die Anschlussverpflichtung nur zu gewährleisten, wenn gesteuert werden kann?
- Welche Eingriffe ins Ladeverhalten erscheinen akzeptabel?



- Analogie zur Spitzenkappung: Haben alle Netznutzer zu jeder Zeit das Recht das Netz ohne Einschränkungen zu nutzen?
- Können gezielte Anreize zu einer effizienteren Ausnutzung der Infrastruktur führen (§ 14a EnWG)?
- Bestehen Anreize zu einer effizienten Dimensionierung der Anschlussleistung?
 - Wirkung von Baukostenzuschüssen (BKZ) in der Niederspannung?
 - BKZ für Ladepunkte?



Diskussion

Barbie Kornelia Haller

+49 228 14-5704

barbiekornelia.haller@bnetza.de



Allgemeine Anschlusspflicht nach § 18 EnWG, es sei denn, der Anschluss ist für den NB aus wirtschaftlichen Gründen nicht zumutbar

BK6: Das gab es noch nie!

§ 20 NAV bzw. TAB können Zustimmung des NB für Anschluss von Einzelgeräten regeln

BK6:

- Verpflichtung zum bedarfsgerechten Netzausbau
- „first-come, first-served“
- falls der Anschluss verzögert wird, weil zuvor das Netz ausgebaut werden muss: geplantes Vorgehen des NB + Zeitplan muss BK vorgelegt werden



BDEW-Forderungen im Papier „Elektromobilität braucht Netzinfrastuktur“ vom 15. Juni 2017

1. Ladeeinrichtungen $>4,6$ kVA sind beim Netzbetreiber anzumelden. Der Anschluss von Ladeeinrichtungen mit mehr als 12 kVA bedarf der vorherigen Zustimmung des NB.
2. Der Netzanschluss von Ladeeinrichtungen $>4,6$ kVA sollte dreiphasig erfolgen
3. Netzdienliches Lastmanagement mit Elektromobilität muss technisch möglich sein
4. Ladevorgänge müssen in kritischen Netzsituationen durch Netzbetreiber gesteuert werden können (rote Phase gemäß BDEW Ampelkonzept)
5. Ladestationen müssen in der Lage sein, Blindleistung zu generieren (Systemdienstleistung: Spannungs- und Frequenzhaltung am Netzanschlusspunkt)