

Koordinationsmechanismen für den stromnetzdienlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen

Arbeiten aus dem Kopernikus-Projekt ENSURE

Moritz Vogel, Dierk Bauknecht

IEWT 2019

Wien, 14.02.2019

KOPERNIKUS
>>PROJEKTE
Die Zukunft unserer Energie

GEFÖRDEBT VOM
 Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

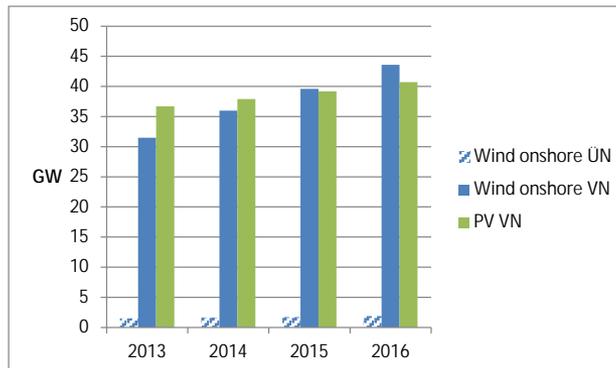
Agenda

- 1** Problemaufriss & möglicher Lösungsansatz
- 2** Koordinationsmechanismen
- 3** Regulatorische Hindernisse
- 4** Multikriterielle Bewertung
- 5** Fazit

Problemaufriss/Lösungsansatz

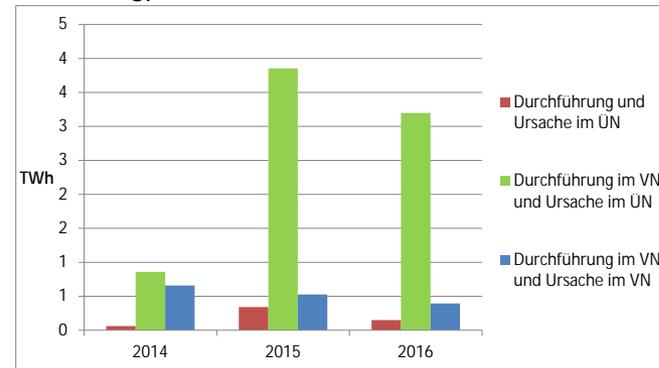
- Erneuerbare werden in erster Linie im Verteilnetz ausgebaut
- ~ 95% des Einspeisemanagement finden im Verteilnetz statt

Abb. 1: Erneuerbare Energien nach Netzebene



Quelle: Bundesnetzagentur (2016), Installierte Leistung zum 31.12.2016

Abb. 2: Einspeisemanagement aufgrund von Netzengpässen nach Ursache und Netzebene



Quelle: Bundesnetzagentur (2017), EEG in Zahlen 2016

Der Einsatz von Flexibilitäten im Verteilnetz kann im Verteil- und Übertragungsnetz dazu beitragen...

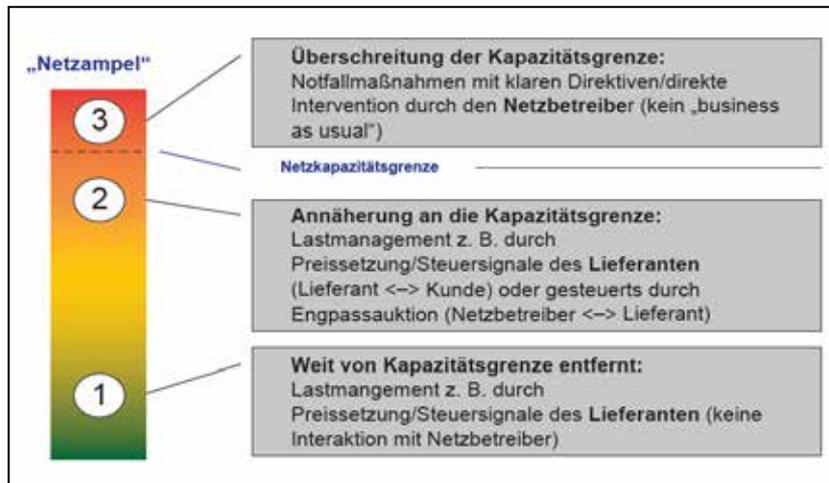
- ...Erneuerbare Energien zu integrieren.
- ...Netzengpässe effizient zu bewirtschaften.
- ...Netzausbaubedarf zu optimieren.

Was kann der Rahmen für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilität sein?

Lösungsansatz für Verteilnetze: Netzampel

Die Netzampel ist ein Konzept zur Interaktion zwischen Marktteilnehmern und Verteilnetzbetreibern in Netzengpasszeiten.

Abb. 3: Beispiel eines Netzampelkonzepts



Quelle: Smart-Grids Plattform Baden-Württemberg (2013), Roadmap der Smart Grids-Plattform Baden Württemberg.

- I. Der Netzbetreiber prognostiziert seine Netzkapazität
- II. Droht ein Netzengpass, geht das System in die gelbe Ampelphase über.
- III. Der Netzbetreiber beschafft über einen Koordinationsmechanismus Flexibilität zur Sicherung der Netzfunktionalität.

Koordinationsmechanismen – Auszug

Marktplattform-Modelle

Dynamisch

- Regionales Orderbuch (enera)
- Regionaler Flexibilitätsmarkt (VDE)
- Flexibilitätsplattform (c/sells)

Statisch

- Reg. Regelenergiemarkt plus (ecofys et al.)
- Dezentraler Flexibilitätsmarkt (bne)

Sonstige Modelle

Quotenmodelle (ecofys et al.)

Betreibermodelle (FfE)

- Joint Venture
- Pachtvertragsmodell
- Dienstleistungsmodell

Anreizmodelle (FfE)

- Gamification

Regulatorische Hindernisse

Es existieren verschiedene regulatorische Hindernisse, die einen netzdienlichen Einsatz von Flexibilität verhindern.

Netzbetreiber

- EisMan-Kosten können über die Netzentgelte an die Letztverbraucher durchgereicht werden
- Averch-Johnson Effekt: Kapitalkosten erfahren eine regulatorische Besserstellung gegenüber Betriebskosten

Nachfrageseitige Flexibilität

- Netzentgeltstruktur reizt Inflexibilität an
 - Industrielle Verbraucher
 - Haushalte
- EEG-Umlage bei Speicherbetrieb nur bedingt erlassen.

Multikriterielle Bewertung – Vorstellung der Kriterien

| | |
|--|--|
| Kosteneffizienz – kurzfristig | Kommt es zu einer effizienten Nutzung bestehender Flexibilitätsoptionen für den Netzbetrieb? |
| Kosteneffizienz – langfristig | Werden Anreize für effiziente Investitionen in neue Flexibilitätsoptionen gesetzt? |
| Effektivität | Werden Flexibilitätsoptionen verlässlich eingesetzt? Können Netzengpässe gezielt gelöst werden? |
| Marktkompatibilität | Können Flexibilitätsanbieter frei zwischen der Teilnahme am Koordinationsmechanismus und dem EOM wählen? |
| Transaktionskosten | Sind Transaktionskosten mit der Koordination von Flexibilität durch den Mechanismus verbunden? |
| Regulatorischer Änderungsbedarf | Sind regulatorische Änderungen notwendig um die Umsetzung des Koordinationsmechanismus zu ermöglichen? |

Multikriterielle Bewertung – Vorläufige Ergebnisse

| | Kurzfristige Kosteneffizienz | Langfristige Kosteneffizienz | Effektivität | Marktkompatibilität | Transaktionskosten | Regulatorische Anpassungen |
|------------------------------|------------------------------|------------------------------|--------------|---------------------|--------------------|----------------------------|
| Marktplattformmodelle | | | | | | |
| dynamisch | ++ | ++ | + | ++ | - | -- |
| statisch | + | ++ | + | - | - | -- |
| Quotenmodell | + | + | + | - | - | +/- |
| <i>Betreibermodell</i> | - | +/- | + | + | -- | + |
| <i>Anreizmodell</i> | - | - | -- | ++ | ++ | + |

Quelle: Öko-Institut

Fazit

- Durch Marktplattformmodelle kann eine kosteneffiziente Lösung von Netzengpässen erreicht werden, jedoch:
 - Netzengpässe sind „von Natur aus“ ein regionales Problem. Daher besteht die Gefahr einer Wettbewerbsverzerrung.
 - Um Verzerrungen zu vermeiden, sollte eine möglichst transparente, zentrale Implementierung gewählt und eine regulierte Preisbildung in Erwägung gezogen werden.
- Für die Anbieter von Flexibilität muss die Kompatibilität zwischen Strom- und Flexibilitätsmarkt gewährleistet sein, um den Flexibilitätsbedarf nicht künstlich zu erhöhen.
- Marktplattformen für Flexibilität werden den größten regulatorischen Änderungsbedarf nach sich ziehen.
- Betreibermodelle stellen eine Ergänzung zu Marktplattformmodellen dar.

Ausblick

Veröffentlichung als Öko-Institut
Working Paper in 2019



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!
Thank you for your attention!

Haben Sie noch Fragen?
Do you have any questions?

