

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

GEFÖRDERT VOM
 Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

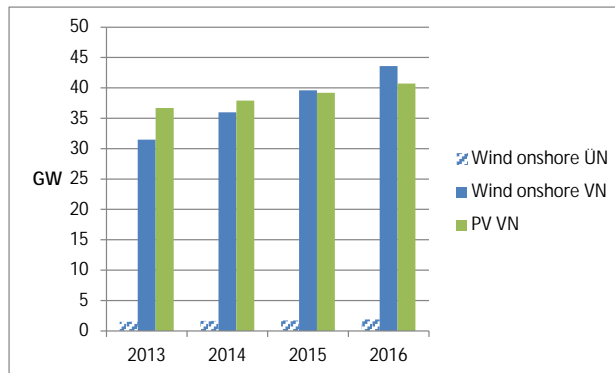
Agenda

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

Problemaufriss/Lösungsansatz

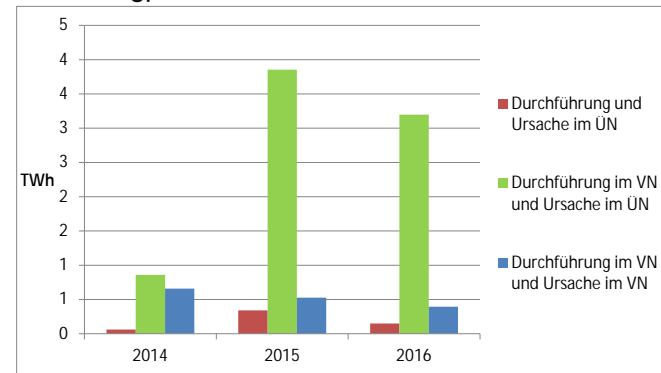
- Erneuerbare werden in erster Linie im Verteilnetz ausgebaut
- ~ 95% des Einspeisemanagement finden im Verteilnetz statt

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...

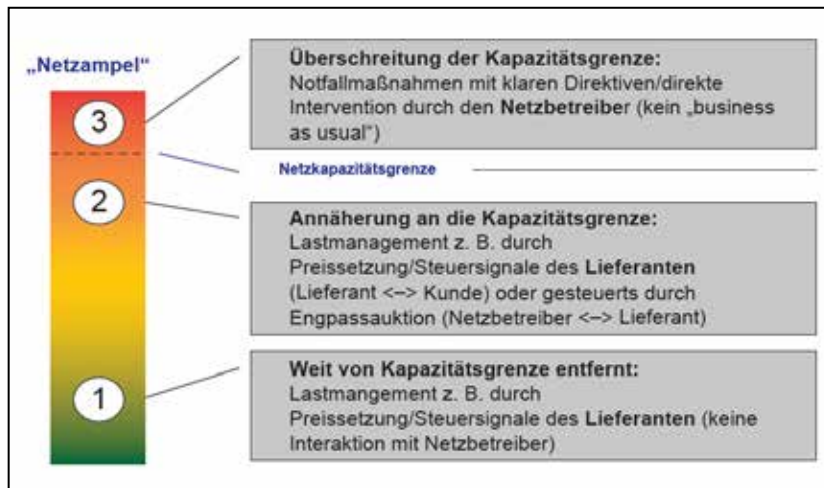
- ...Erneuerbare Energien zu integrieren.
- ...Netzengpässe effizient zu bewirtschaften.
- ...Netzausbaubedarf zu optimieren.

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?

