



Smart Energy – eine administrative Aufgabe oder Chancen für den Markt?

Achim Zerres, Abteilungsleiter Energieregulierung
Fachkonferenz Smart Energy – Eine Roadmap für die Energiewende
München, 14.05.2014



Smart Energy: Energieversorgung der Zukunft

- Energiewende führt zu tiefgreifenden Veränderungen im Erzeugungsbereich:
 - Kleinere, dezentrale Einheiten erneuerbarer Energien statt konventioneller Großkraftwerke
 - EE-Erzeugung findet überwiegend im Norden oder in ländlichen Regionen Deutschlands statt,
 - der Verbrauch findet weiterhin in den Ballungszentren im Westen, im Südwesten und im Süden statt
- Ausbau der Netze erforderlich

Smarte Märkte steigern eher den Ausbaubedarf, weil sie Erzeugung und Verbrauch koordinieren; d.h. der kurzfristige Transportbedarf steigt noch mehr

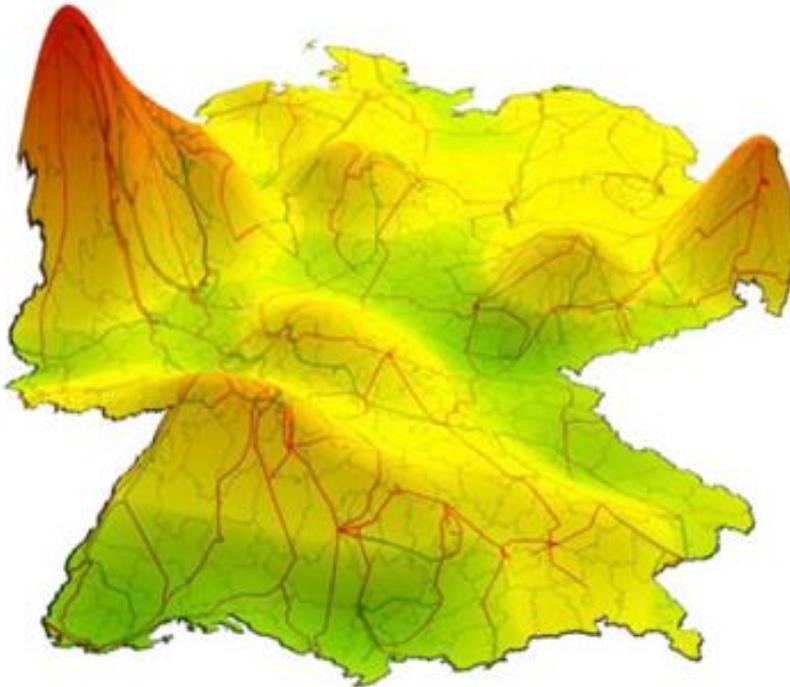
Die Veränderung zur lastfernen Erzeugungslandschaft



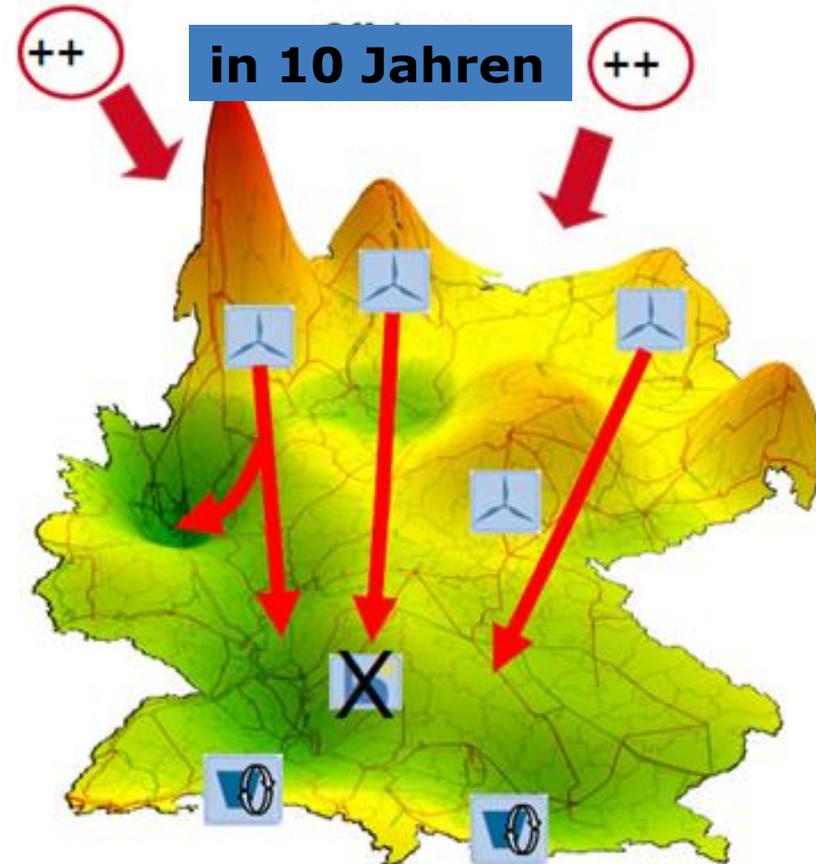
Die Netze werden so nicht geplant, dass jeder jederzeit einspeisen kann;

Die Netze werden vielmehr so geplant, dass die Energie und die Leistung, die der Markt nachfragt, jederzeit transportiert werden kann

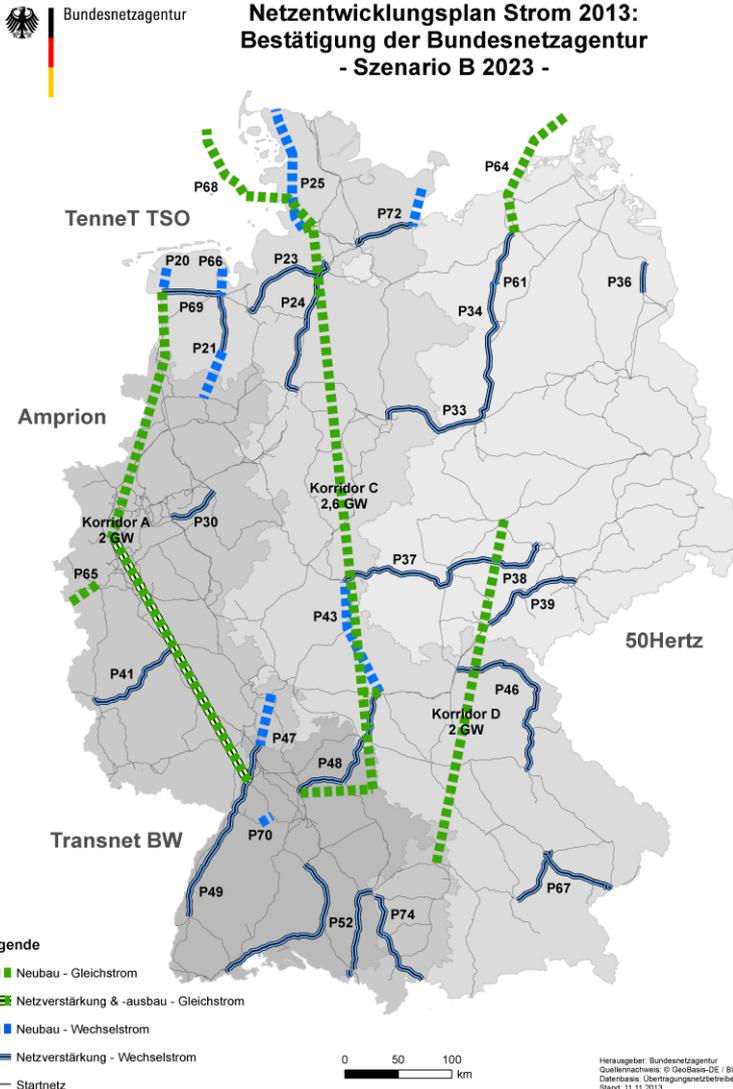
heute



Leistungsbilanz



Leistungsbilanz



Übertragungsnetze

- rund 2.650 km Neubautrassen (davon 3 HGÜ-Korridore)
- rund 2.800 km Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen
- Geschätzter Investitionsbedarf: ca. 16 Mrd. Euro

Verteilnetze

- Unterschiedliche Studien von BDEW, VKU, DENA und BMWi (in Arbeit)
- Je nach Technologie 6 bis 30 Mrd. € im Zeithorizont zwischen 2020 und 2030



- Solange Netzausbau nicht mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien schritt hält und
- Atomausstieg planmäßig erfolgt und
- die konventionelle Erzeugung nicht gleichmäßig allokiert ist
(bis ca 2020 ist genug Erzeugungskapazität vorhanden, die neuen Marktbedingungen wirken noch als Abbau von Überkapazitäten)

ist besondere Vorsorge zur Sicherung der Systemstabilität erforderlich

2013/14	2,4 GW, davon 2,4 GW	vorhanden (nicht gebraucht)
2014/14	3,1 GW , davon 3,0 GW	schon vorhanden
2015/16	6,0 GW , davon 4,6 GW	schon vorhanden
2017/16	7,0 GW , davon 3,9 GW	schon vorhanden

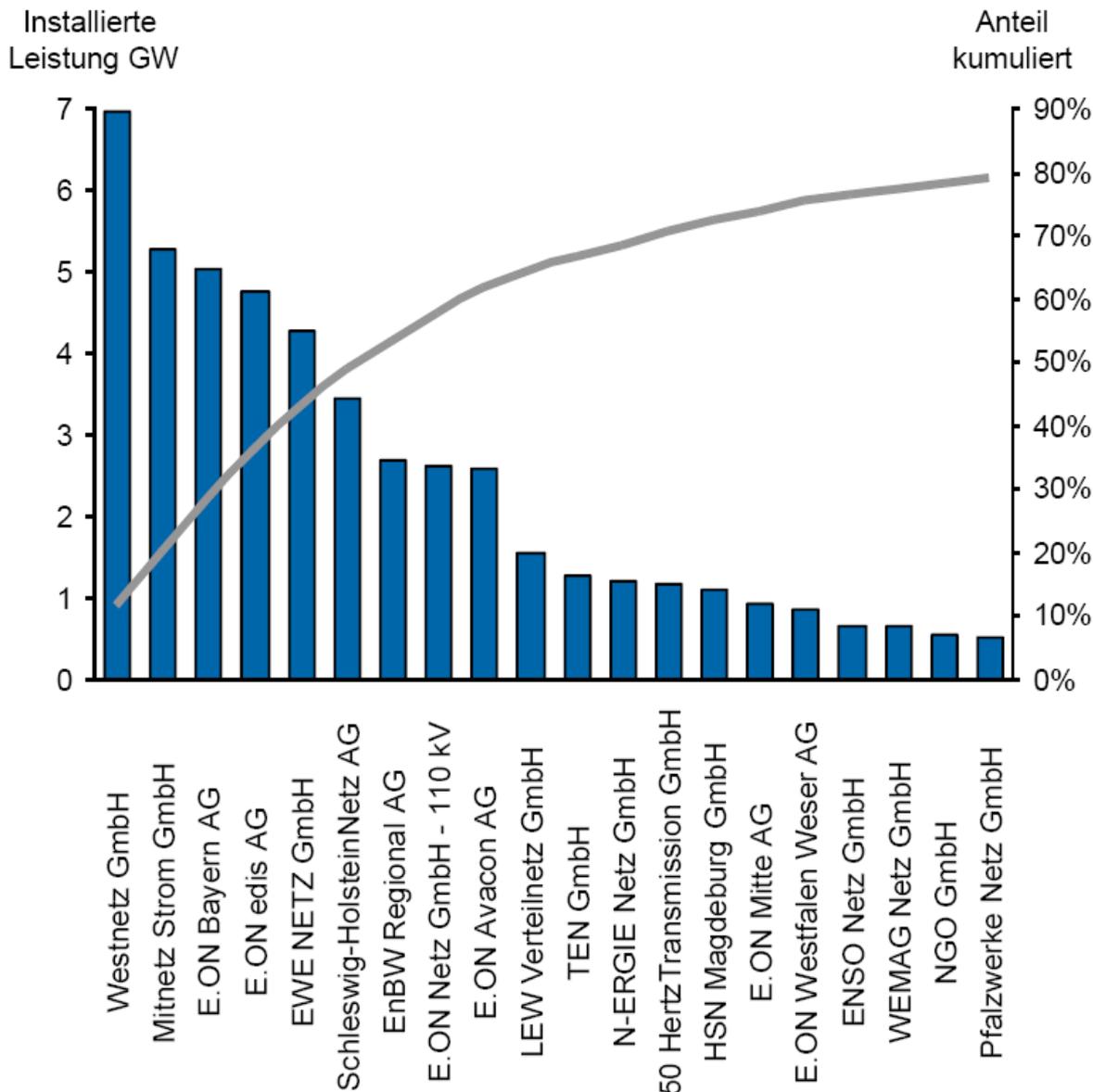
Ausbaubedarf im Verteilnetz

Betroffen von EE-Einspeisung ist überwiegend die Ebene der Verteilnetze, auch der Verbrauch „hängt“ am Verteilernetz

In vielen Netzen fließt der Strom nicht nur „top-down“, sondern auch „bottom-up“ → Ausbau auf VNB-Ebene erforderlich

- Energiewende ≠ Energiewende:
Netzbetreiber stehen vor unterschiedlichen Herausforderungen:
- (Mittel- und große-) **städtische Netzgebiete** sind geprägt von **hoher Lastdichte**, die in großen Ballungszentren noch steigen wird (Treiber: E-Mobilität; Klimatisierung; kombinierte Wärme-/Stromversorgung (KWK) und Speichertechnologien)
- **Ländliche Gebiete** sind geprägt durch **geringe Abnahmelast** bei **gleichzeitig hoher Einspeisung**
- netzdimensionierende Größe ist die Einspeiseleistung, nicht mehr die Abnahmelast

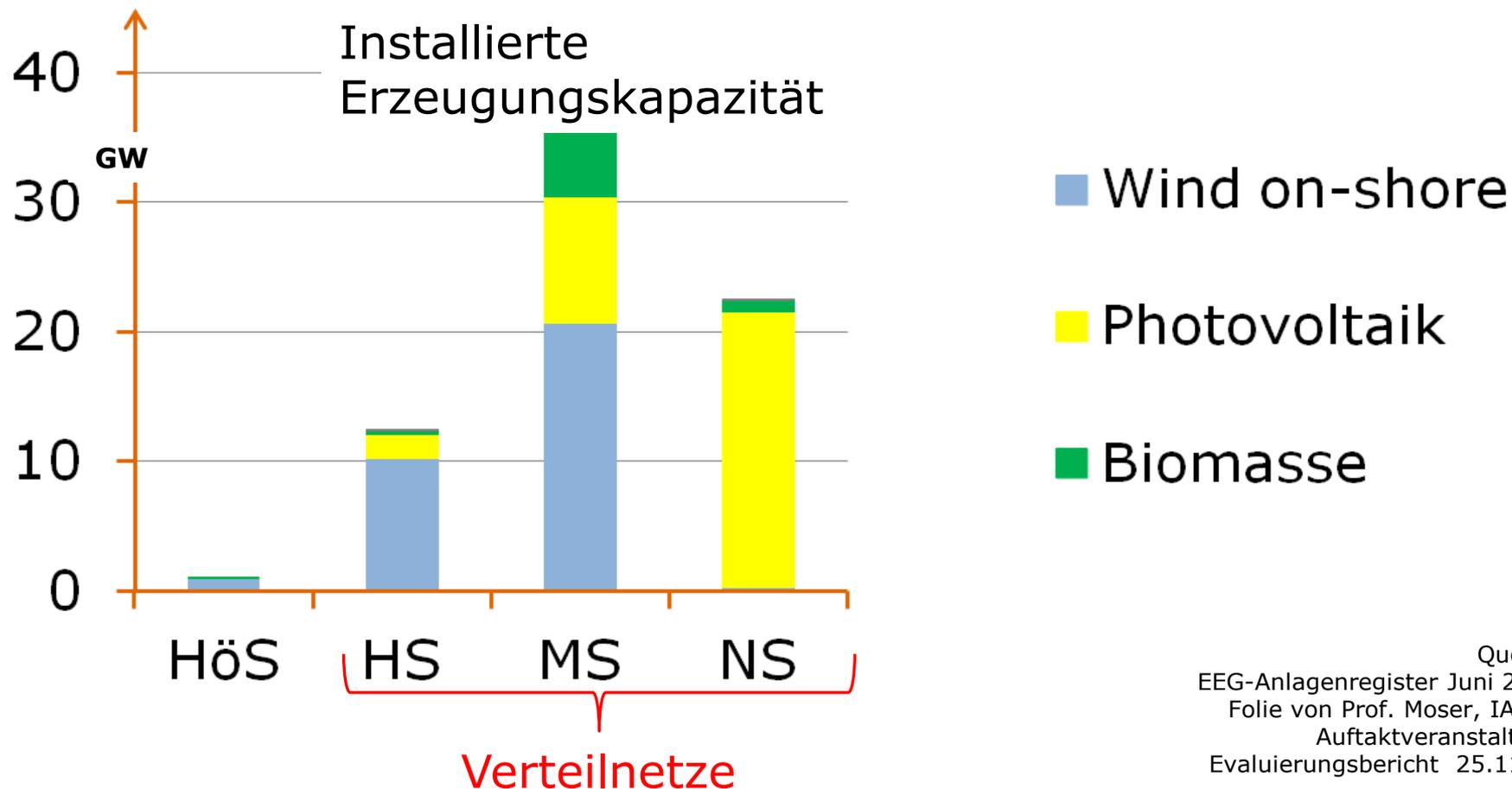
Wo findet der **Ausbau im Verteilnetz** statt?



ca. 80% der
EE-Erzeugung bei
20 Verteilnetzbetreibern

Quelle:
Westnetz GmbH, Sept. 2013
Folie von Prof. Moser, IAEW,
Auftaktveranstaltung
Evaluierungsbericht 25.11.13

Warum findet der **Ausbau im Verteilnetz** statt?



Quelle:
 EEG-Anlagenregister Juni 2013
 Folie von Prof. Moser, IAEW,
 Auftaktveranstaltung
 Evaluierungsbericht 25.11.13

Wie findet der **Ausbau im Verteilnetz** statt?

- Konventioneller Netzausbau,
 - Nutzung intelligenter Betriebsmittel (rONT und andere)
 - Verfeinerung technischer Vorgaben
(z.B. Ausnutzung möglicher Blindleistungsvorgaben für Einspeiser)
 - Einsatz intelligenter Netzführungskonzepte
- ➔ jeder Netzbetreiber muss selbst entscheiden, auf welche Weise er seine Netzkapazitäten bereithält, instand hält und ausbaut, um in seinem Netz entsprechende Strommengen transportieren zu können

Koordination des Netzausbaus auf ÜNB- und VNB-Ebene

- Heute bereits kann BNetzA Netzentwicklungspläne für 110kV-Ebene vorsehen. Da das derzeit vorgesehene Verfahren zu komplex erscheint, wird über ein vereinfachtes Verfahren für sog. „**Netzausbaupläne**“ nachgedacht



„top-down“-Harmonisierung
der Szenariobedingungen



Transparenz als ein
Allokationssignal für
Investitionen in EE-
Anlagen

Rolle des VNB in der Zukunft – mehr Verantwortung?

- Verteilnetze haben auch zukünftig eine tragende Funktion
- Abgleich von Verbrauch und Erzeugung essentiell für zuverlässigen Netzbetrieb: **veränderte Erzeugungslandschaft hat spürbare Auswirkungen auf Netzbetrieb**
- Liberalisierung und die Trennung von Netz und Markt führen dazu, dass die Rolle der Verteilnetze die eines **Dienstleisters** für alle Marktteilnehmer ist, der die Infrastruktur bereitstellt
- Aufgrund des veränderten Erzeugungs- und Abnahmeverhaltens übernimmt der VNB die Rolle eines **Managers** – zumindest für die Zeit, in der sein Netz nicht entsprechend ausgebaut ist
- Nur aus Gründen der Netzsicherheit darf er Erzeugungsmanagement betreiben, ggf. auch Lastmanagement, andernfalls beeinflusst er sonst den Markt, er würde quasi zum **Disponenten**



- Mit der Verantwortung für Standardlastprofile, für lokale Spannungshaltung, für Einsammeln der erneuerbaren Energien, für die Nutzung der Möglichkeiten aus der Systemstabilitätsverordnung und für die Beschaffung der Verlustenergie hat der Verteilnetzbetreiber auch die Rolle eines **Einkäufers**.
- Wenn der VNB nicht bis zur letzten kWh ausbaut, wird die Nachfragen nach solchen Dienstleistungen zunehmen.
Alternative: in Anschlussbedingungen wird explizit vorgegeben, was für die Funktionstüchtigkeit der Versorgung mit Elektrizität auf VNB-Ebene notwendig wird (z.B. $\cos \varphi$)
- Mit Prozessen wie Abrechnung, Vergütung, Messdatenerhebung und –weiterleitung zur Steuerung des Erzeuger- und Verbraucherverhaltens und zur Bilanzierung steigt die Komplexität der IT-Prozesse, gleichzeitig steigen die Anforderungen an die Sicherheit – es steigt der Bedarf nach einem **IT-Koordinator**
- **das muss nicht der Netzbetreiber sein**
- intelligente Abstimmung zwischen Verbraucher und fluktuierender Erzeugung, muss Aufgabe des Marktes sein; dieser Markt muss bundesweit sein

Was erwartet den VNB?

- Der VNB als Messstellenbetreiber hat laut aktuellem Gesetz intelligente Messsysteme einzubauen
 - in neuen Gebäuden oder bei größeren Renovierungen
 - bei Letztverbrauchern mit Jahresverbrauch über 6.000 kWh
 - bei EEG-/KWKG-Anlagenbetreibern bei Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 KW
- Das BMWi hat Kosten-Nutzen-Analyse im letzten Jahr zum Smart-Meter-Rollout veröffentlicht, diese kam zu dem Schluss, ein Rollout sei nach Maßgabe des Rolloutszenario Plus gesamtwirtschaftlich sinnvoll:
 - Erweiterung der Pflichteinbaufälle bei EEG-/KWKG-Neuanlagen bereits ab 0,25 KW Anschlussleistung
 - Differenzierung nach intelligenten Messsystemen und intelligenten Zählern

gesetzlicher Rollout Verordnung und Gesetz



Pflichteinbaufälle nach

■ Offene Fragen:

- Sind die Gruppen der Pflichteinbaufälle richtig gewählt?
 - Wie sehen die Kosten aus? Wird es einen Kosten-/Entgeltdeckel geben?
 - Müsste es zu einer weitergehenden Entflechtung des Messstellenbetriebs kommen, so dass die Kostenblöcke Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb getrennt werden? Könnte dadurch mehr Transparenz und eventuell Einsparungen für den Kunden realisiert werden?
- Gesetzgeber und Politik werden diese Fragen entscheiden müssen
- auch ein **marktgetriebener Rollout** könnte funktionieren

Beispiel: Marktgetriebener Roll-Out von Smart Metern

Der Einbau von Smart Metern kann lohnend sein, wenn

- der Stromverbrauch hinreichend hoch ist (20.000 kWh/a?) und
- tatsächliche Verlagerungspotenziale bestehen (Wärmepumpe, Elektroauto, Sauna, privates Schwimmbad...)

Dann wird der Smart-Meter marktgetrieben (= freiwillig) eingebaut

Aber: Das Marktpreis-Signal wird durch konstante Umlagen geschwächt → Smart-Meter-Einbau lohnt sich selten.

→ **Verstärkung der Anreize**

Beispiel: Eine mit dem Preisniveau am Großhandelsmarkt sinkende oder steigende EEG-Umlage würde das Strompreissignal stärken

- hohe Umlage bei hohen Strompreisen
- niedrige Umlage bei niedrigen Strompreisen

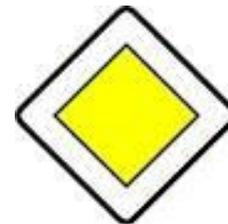
→ Smart-Meter-Einbau lohnt sich in mehr Fällen.

Zurück zur Ausgangsfrage:
Administrative Aufgabe oder Chance für den Markt?

Anders gefragt:

Was ist gewollt:
Staatlich administrierte „Planwirtschaft“
oder
mehr unternehmerische Verantwortung
bei allen Akteuren

?





- Grundsätzliche Aufgabe ist die Regulierung des Monopolbereichs „Netz“ \Rightarrow wir brauchen sichere, zukunftsfähige und leistungsfähige Netze als Basis für den Markt
- Da Netzaspekte auch den Markt betreffen und Marktaspekte Rückwirkungen aufs Netz haben, ist gerade am Übergang zu „mehr Markt“ darauf zu achten, **konsistente Rahmenbedingungen** zu schaffen
- Ein „echter“ Markt wird sich aber nur dort langfristig bilden, wo profitable Geschäftsmodelle angeboten werden können, von denen auch der Verbraucher finanziell profitiert und deshalb diese Produkte nachfragt.

Ziel aus regulatorischer Sicht ist, die „**Management-Optionen**“ so **marktfreundlich wie möglich** und **so netzsicher wie nötig** auszugestalten

Entwicklung von Smart Markets



Schaffen von Rahmenbedingungen



Spielräume eröffnen,
Entwicklungen begleiten
(konventioneller oder
„intelligenter“ Netzausbau)



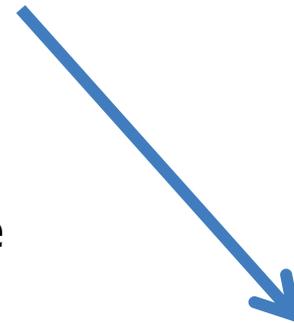
Keine technische
Detailregulierung,
technologieoffen



keine Schaffung
künstlicher Absatzmärkte
weg von der akademischen
oder hoheitlichen Definition,
„wir brauchen“



Anreize
setzen



(Mindest-)Standards festlegen
(z.B. im Bereich Datenschutz,
-sicherheit)



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!