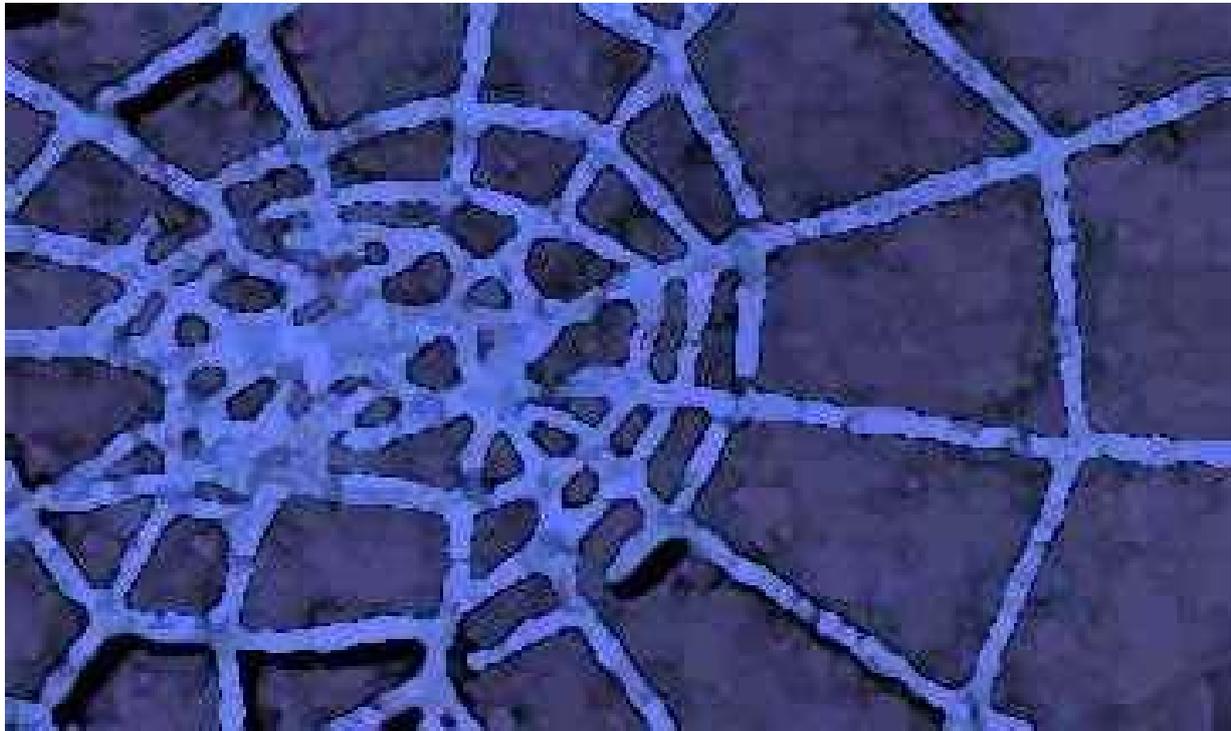


**Tagungsbände der Gesellschaft für Verkehrswissenschaft
und Regionalpolitik an der Universität Freiburg e. V.**



48. Freiburger Verkehrsseminar 2015

**Die zukünftigen Herausforderungen
grenzüberschreitender Strommärkte
in Europa**

**Tagungsbände der Gesellschaft für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik
an der Universität Freiburg e. V.**

48. Freiburger Verkehrsseminar

Die zukünftigen Herausforderungen grenzüberschreitender Strommärkte in Europa

**am 17. und 18. September 2015
in Freiburg im Breisgau**

Veranstalter:

**Gesellschaft für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik
an der Universität Freiburg e. V.**

gemeinsam mit dem cep | Centrum für Europäische Politik Freiburg

Wissenschaftliche Leitung:

Prof. Dr. Günter Knieps

**Direktor des Instituts für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik
an der Universität Freiburg**

Die Verantwortung für den Inhalt der einzelnen Beiträge liegt beim Verfasser.

Der Herausgeber übernimmt keine Verantwortung für die Richtigkeit der Angaben sowie für die Beachtung privater Rechte Dritter.

Die Beiträge sind als Manuskript gedruckt.

Alle Rechte an den Beiträgen liegen beim jeweiligen Verfasser.

**Herausgeber: Gesellschaft für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik
an der Universität Freiburg e. V.
Freiburg 2015**

Vorwort

„Zukünftige Herausforderungen grenzüberschreitender Strommärkte in Europa“ – unter diesem Motto stand das 48. Freiburger Verkehrsseminar, das am 17. und 18. September 2015 gemeinsam von der Gesellschaft für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik an der Universität Freiburg und dem cep | Centrum für Europäische Politik veranstaltet wurde.

Die europäischen Strommärkte sind in einem tiefgreifenden Umbruch begriffen. Seit Jahren bemüht sich die Europäische Union, einen wettbewerblich ausgestalteten Energiebinnenmarkt zu schaffen, in dem Energie über Grenzen hinweg gehandelt wird, Verbraucher von niedrigeren Strompreisen profitieren und Stromerzeugungskapazitäten wirtschaftlicher genutzt werden. Angesichts des zunehmenden Anteils volatiler erneuerbarer Energien stellt sich zudem die Frage, welchen Beitrag grenzüberschreitende Zusammenarbeit leisten kann, um die Stabilität des Stromnetzes zu sichern.

Vielversprechende Lösungsansätze verspricht der Ausbau der grenzüberschreitenden Strominfrastruktur auf verschiedenen Netzebenen – von lokalen Smart Grids in Grenzregionen bis zum europäischen Super-Grid. Zugleich stellen sich zahlreiche Fragen: Welche ökonomische Anreizprobleme gibt es? Wie sieht der EU-Rechtsrahmen aus? Mit welchen Herausforderungen sehen sich Übertragungsnetzbetreiber bei der Netzentwicklungsplanung konfrontiert? Wie soll die Versorgungsqualität reguliert werden? Wie können Investitionshemmnissen beim Bau grenzüberschreitender Stromleitungen abgebaut werden? Können grenzüberschreitende Kapazitätsmärkte funktionieren? – Im Rahmen des 48. Freiburger Verkehrsseminars wurden diese Fragen beleuchtet und Lösungsoptionen diskutiert.

Allen, die zum Gelingen dieser Veranstaltung beigetragen haben, sei an dieser Stelle nochmals gedankt. Mein besonderer Dank gilt Prof. Dr. Lüder Gerken, Dr. Götz Reichert und Dr. Moritz Bonn vom Centrum für Europäische Politik Freiburg für die gemeinsame Organisation der Veranstaltung sowie Frau Steinert für die Leitung des Tagungsbüros und für die Redaktion des Tagungsbandes.

Freiburg, im Dezember 2015

Prof. Dr. Günter Knieps

Verzeichnis der Mitwirkenden

Dr. Moritz Bonn, Centrum für Europäische Politik, Freiburg

Prof. Dr. Gert Brunekreeft, Jacobs University, Bremen

Dr. Matthias Janssen, Frontier Economics, Köln

Dr. Alain Kaptue Kamga, TransnetBW GmbH, Stuttgart

Prof. Dr. Günter Knieps, Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik, Albert-Ludwigs-Universität Freiburg

Prof. Dr.-Ing. Jochen Kreusel, Konzernprogramm Smart Grids, ABB AG, Mannheim

Fabian Pause, LL.M. Eur., Stiftung Umweltenergierecht, Würzburg

Dr. Götz Reichert, LL.M., Centrum für Europäische Politik, Freiburg

Dr. Stephan Vaterlaus, Polynomics AG, Olten, Schweiz

Inhaltsverzeichnis

Ökonomische Anreizprobleme grenzüberschreitender Strommärkte Prof. Dr. Günter Knieps	11
EU-Rechtsrahmen: Institutionen und Regulierung Dr. Götz Reichert, LL.M., Dr. Moritz Bonn	17
Grenzüberschreitende Strommärkte: Herausforderungen für die Netzentwicklungsplanung Dr. Alain Kaptue Kamga	34
Regulierung der Versorgungsqualität: Internationale Erkenntnisse Dr. Stephan Vaterlaus	55
Investitionshemmnisse beim Ausbau europäischer Stromnetze – Risiko Prof. Dr. Gert Brunekreeft	76
Europäische Stromnetze und Smart Grids Prof. Dr.-Ing. Jochen Kreusel	86
Grenzüberschreitende Kapazitätsmärkte – Wie kann es funktionieren? Dr. Matthias Janssen	99
Effektiver Rechtsrahmen für ein europäisches SuperGrid? Fabian Pause, LL.M.Eur.	113

Ökonomische Anreizprobleme grenzüberschreitender Strommärkte

Prof. Dr. G. Knieps

Vortrag auf dem 48. Freiburger Verkehrsseminar
„Die zukünftigen Herausforderungen
grenzüberschreitender Strommärkte in Europa“

am 17. und 18. September 2015



Prof. Dr. G. Knieps, Albert-Ludwigs-University of Freiburg, guenter.knieps@vwl.uni-freiburg.de

1

Die Grundpfeiler der Reform der europäischen Energiepolitik

- (1) Marktliberalisierung und wettbewerbliche dezentrale Elektrizitätserzeugung
- (2) Dezentralisierte, wettbewerbliche Erzeugung erneuerbarer Energie
- (3) Ausschöpfung der Potenziale grenzüberschreitenden Handels
- (4) Voraussetzungen: diskriminierungsfreier Zugang zu den Stromnetzen unter Einbezug der relevanten Knappheitssignale in den Stromnetzen



Prof. Dr. G. Knieps, Albert-Ludwigs-University of Freiburg, guenter.knieps@vwl.uni-freiburg.de

2

Grundlegende Hypothesen

- Voraussetzung für den grenzüberschreitenden Handel ist die Nutzung der nationalen Übertragungsnetze
- Die Knappheitssignale in den nationalen Netzen sind bedeutend um die ökonomischen Anreize für Import-Entscheidungen gegenüber der inländischen Erzeugung abzuwägen
- Daher sind disaggregierte Knotenpreise erforderlich, die die dezentralen Ein- und Ausspeiseentscheidungen ermöglichen und gleichzeitig die knotenbasierte Knappheit der Übertragungsnetze einbeziehen



Prof. Dr. G. Knieps, Albert-Ludwigs-University of Freiburg, guenter.knieps@vwl.uni-freiburg.de

3

Lokale Externalitäten versus Systemexternalitäten

- Lokale Stauexternalitäten: Staus auf einem Flughafen, auf einer Schienentrasse oder einer Autobahnstrecke, wobei die Spillovers zu angrenzenden Infrastrukturen vernachlässigt werden
- System-Netzexternalitäten: In der Elektrizitätsübertragung lässt sich das Ausmaß der Externalitätskosten nicht auf eine direkte Übertragungsleitung zwischen einem Einspeise- und Entnahmepunkt eingrenzen, sondern hängt entscheidend von der gleichzeitigen Erzeugung (Einspeisung) und Entnahme an den verschiedenen Einspeise- und Entnahmepunkten sowie von den Gesamtsystemdeterminanten (Spannungsbeschränkungen etc.) im Netzsystem ab. Das auf den Kirchhoff'schen Gesetzen basierende Phänomen des „loop flow“ ist somit gleichbedeutend mit dem ökonomischen Problem der System-Netzexternalität.



Prof. Dr. G. Knieps, Albert-Ludwigs-University of Freiburg, guenter.knieps@vwl.uni-freiburg.de

4

Konflikt zwischen Liberalisierung und Knotenpreisen?

- Das Prinzip des Nodal Pricing wurde ursprünglich in aggregierter Form für den Kontext integrierter Elektrizitätssysteme, mit End-zu-End zentralisierter Entscheidungsbefugnis für Stromerzeugung und Netzinanspruchnahme entwickelt (z.B. Bohn, Caramanis, Schweppe 1984).
- „Clearly, shifting to a nodal power market design would require considerable changes in the institutional settings in Europe. The current separation of power exchanges and grid operation would have to be abandoned in favour of an integrated ISO (Independent System Operator) or closely coordinated ISOs, at least for the day-ahead and intraday market.“ (Neuhoff et al. 2013, p. 771).



Prof. Dr. G. Knieps, Albert-Ludwigs-University of Freiburg, guenter.knieps@vwl.uni-freiburg.de

5

Disaggregiertes Nodal pricing in liberalisierten Elektrizitätsmärkten (1)

- Demgegenüber besitzen auf liberalisierten Elektrizitätsmärkten unabhängige Erzeuger die Kompetenz zu entscheiden ob, wann und wieviel sie in das Netz einspeisen. Der disaggregierten Nodal Pricing Ansatz unterscheidet sich von dem integrierten Nodal Pricing darin, dass eine Dezentralisierung der Entscheidungsfindung stattfindet, indem der Netzbetreiber die Netzzugangspreise festlegt, ein Großhandelsmarkt die marginale Zahlungsbereitschaft ermittelt und die Erzeuger darüber entscheiden, wann es für sie anreizkompatibel ist, in das Netz einzuspeisen. Der Aufbau und Betrieb des Stromnetzes im disaggregierten Ansatz erfolgt aber analog dem integrierten Elektrizitätssystem.



Prof. Dr. G. Knieps, Albert-Ludwigs-University of Freiburg, guenter.knieps@vwl.uni-freiburg.de

6

Disaggregiertes Nodal pricing in liberalisierten Elektrizitätsmärkten (2)

- Im Rahmen einer disaggregierten, knotenbasierten Bepreisung kann die verallgemeinerte Merit Order wie folgt abgeleitet werden (Knieps 2013, S. 153ff.). Es wird davon ausgegangen, dass für das ganze Netzgebiet ein einziger wettbewerblicher Großhandelsmarkt (Strombörse) für Elektrizität existiert. Der Netzbetreiber erhebt knotenbasierte Einspeise- und Ausspeisetarife auf der Basis der Opportunitätskosten der Netzinanspruchnahme. Diese bestehen aus Systemexternalitäten durch Stromverluste und veränderte Netzauslastung. Die dezentralen Stromerzeuger speisen gegen Zahlung der Netzeinspeisegebühr Strom in das Netz ein. Die verallgemeinerte Merit Order gibt an, an welchen Netzknoten sich eine Netzeinspeisung lohnt, so dass die Erzeugungskosten und der Einspeisetarif die marginale Zahlungsbereitschaft auf dem Großhandelsmarkt nicht übersteigen. Die Knotenpreise an den Ausspeiseknoten reflektieren die Summe des (einheitlichen) Großhandelspreises und die knotenabhängigen Ausspeisetarife.



Prof. Dr. G. Knieps, Albert-Ludwigs-University of Freiburg, guenter.knieps@vwl.uni-freiburg.de

7

Disaggregiertes Nodal pricing in liberalisierten Elektrizitätsmärkten (3)

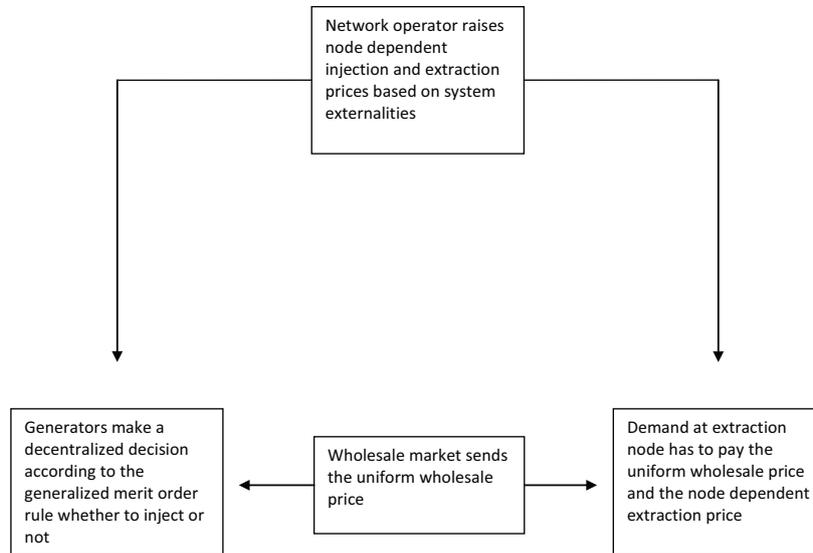
- Der Stromhandel wird über eine Börse abgewickelt, wobei das gesamte Stromangebot und die gesamte Großhandelsnachfrage innerhalb des Netzgebietes (mittels einer einzigen Energieausgleichsbedingung) ermittelt werden. Knotenbasierte Einspeise- und Ausspeisetarife führen folglich nicht zu einer Marktaufteilung („Market Splitting“) mit unterschiedlichen Zonen; insbesondere hängt aufgrund der verallgemeinerten Merit Order der Großhandelspreis nicht davon ab, an welchen Knoten im Netz eingespeist wird. Entscheidend sind die Summe von Grenzkosten der Erzeugung und der Netzeinspeisepreis an den jeweiligen Knoten. Allerdings müssen die Nachfrager, abhängig von ihrem Standort, zusätzlich zu dem einheitlichen Großhandelspreis die Netzausspeisegebühren in Höhe der Opportunitätskosten der Netzausspeisung bezahlen. Arbitragemöglichkeiten entstehen hierdurch nicht, da die Nachfrager den Strom nur an ihrem Standort konsumieren können.



Prof. Dr. G. Knieps, Albert-Ludwigs-University of Freiburg, guenter.knieps@vwl.uni-freiburg.de

8

Disaggregiertes Nodal Pricing



Source: Knieps 2016, Figure 1



Prof. Dr. G. Knieps, Albert-Ludwigs-University of Freiburg, guenter.knieps@vwl.uni-freiburg.de

9

Der Einfluss von intra-country Systemexternalitäten auf Interkonnektorkapazitäten

Aus der europäischen Perspektive steht bisher die Effizienz des grenzüberschreitenden Handels im Vordergrund:

“Thus efforts are made to use the scarce transmission capacity between countries by means of market coupling, whereas the efficiency of power flows resulting from internal exchange within individual countries is not considered” (cf. ACER 2014, p. 8).



Prof. Dr. G. Knieps, Albert-Ludwigs-University of Freiburg, guenter.knieps@vwl.uni-freiburg.de

10

Disaggregiertes Nodal Pricing aus der grenzüberschreitenden Perspektive

- Da derzeit keine globale Integration der Netze innerhalb Europas besteht (z.B. Glachant 2010), wird disaggregiertes Nodal Pricing für die Ermittlung der grenzüberschreitenden Arbitragemöglichkeiten relevant (Knieps, Rosalowsky 2015).
- Für den Fall eines grenzüberschreitenden Interkonnektors zwischen zwei Ländern A und B sind intra-country Systemexternalitäten von zentraler Bedeutung. Import- und Exportentscheidungen werden dezentralisiert unter Einbezug der Systemexternalitäten in A und in B getroffen. Die Arbitragemöglichkeiten können ohne europaweiten zentralen Systemoperator ausgeschöpft werden.
- Unter Anwendung der verallgemeinerten Merit Order lassen sich die Arbitragemöglichkeiten zwischen A und B ermitteln. Anreize für Export von B nach A treten auf, falls der Großhandelspreis in B und der knotenbasierte Netzausspeisetarif in B und der knotenbasierte Netzeinspeisetarif in A niedriger sind als der Großhandelspreis in A.



Prof. Dr. G. Knieps, Albert-Ludwigs-University of Freiburg, guenter.knieps@vwl.uni-freiburg.de

11

Literatur

- ACER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2014, Report on the influence of existing bidding zones on electricity markets.
- Bohn, R. E., Caramanis, M.C., Schweppe, F.C. (1984), Optimal pricing in electrical networks over space and time, *Rand Journal of Economics*, 15(3), 360-376.
- Caramanis, M.C., Bohn, R. E., Schweppe, F.C. (1982), Optimal Spot Pricing: Practice and Theory, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-101 (9), September, 3234-3245.
- Glachant, J.-M. (2010), The achievement of the EU electricity internal market through market coupling, *EUI Working papers*.
- Knieps, G. (2016), The evolution of smart grids begs disaggregated nodal pricing, forthcoming in: F. Sioshansi (Ed.), *Future of utilities: Utilities of the future - How technological innovations in distributed energy resources will reshape the future of electric power sector*, Elsevier, Amsterdam et al., 2016.
- Knieps, G. (2013), Renewable energy, efficient electricity networks and sector-specific market power regulation, in: F. Sioshansi (Ed.), *Evolution of Global Electricity Markets: New paradigms, new challenges, new approaches*, Elsevier, Amsterdam, March 2013, 147-168.
- Knieps, G., Rosalowsky, R. (2015), Cross-border Trade within liberalized European Energy Markets and the increasing need for disaggregated nodal pricing, work in progress.
- Neuhoff, K., Barquin, J., Bialek, J.W., Boyd, R., Dent, C.J., Echavarren, F., Grau, T., von Hirschhausen, C., Hobbs, B.F., Kunz, F., Nabe, C., Papaefthymiou, G., Weber, C., Weigt, H. (2013), Renewable electric energy integration: Quantifying the value of design for international transmission capacity, *Energy Economics* 40, 760-772.
- Schweppe, F.C., Caramanis, M.C., Tabors, R.D., Bohn, R.E. (1988), *Spot Pricing of Electricity*, Kluwer Academic Publishers, Boston, Dordrecht, London.
- Turvey, R. (2006), *Interconnector Economics*, *Energy Policy* 34, 1457-1472.



12

Universität Freiburg | 48. Verkehrsseminar | 17./18. September 2015
Herausforderung für grenzüberschreitende Strommärkte

EU-Rechtsrahmen: Institutionen und Regulierung

Dr. Moritz Bonn & Dr. Götz Reichert, LL.M.

I. „Strommarktweit“ im Umbruch

- **„Alte Strommarktweit“**
 - Stromnetze als Teil vertikal integrierter Stromerzeugungsunternehmen mit Gebietsmonopolen
 - zentrale Stromerzeugung durch fossile Kraftwerke
 - geringer Stromhandel
 - geringe grenzüberschreitende Stromflüsse
 - lokale/nationale Netzregulierung
- **„Neue Strommarktweit“**
 - Trennung von Netz und Betrieb
 - dezentrale Stromerzeugung mit wachsendem Anteil fluktuierenden Wind- und Solarstroms
 - liquide Stromgroßhandelsmärkte
 - zunehmende grenzüberschreitende Stromflüsse (geplant/ungeplant)
 - europäische Netzregulierung

II. EU-Energiepolitik: Ziele und Kompetenzen

- **Ziele der EU-Energiepolitik**
 1. Versorgungssicherheit
 2. Wirtschaftlichkeit
 3. Dekarbonisierung
- **Relevante Kompetenzen und Kompetenzverteilung**
 - Energiepolitische EU-Kompetenzen, Art. 194 Abs. 1 AEUV:
 - a) Sicherstellung des Funktionierens des **Energiemarktes**
 - b) Gewährleistung der **Energieversorgungssicherheit**
 - c) Förderung der **Energieeffizienz** und von Energieeinsparungen
Entwicklung neuer und **erneuerbarer Energiequellen**
 - d) Förderung der **Interkonnektion der Energienetze**
 - „geteilte Kompetenz“ zwischen der EU und den EU-Mitgliedstaaten:
EU-Mitgliedstaaten zuständig, sofern und soweit die EU ihre Zuständigkeit nicht ausübt
 - Bestimmungsrecht jedes EU-Mitgliedstaates bzgl. Nutzungsbedingungen für Energieressourcen, Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen, allgemeiner Struktur der Energieversorgung

III. Herausforderung 1: EU-weite Netz- und Strommarktregulierung

- **Akteure**
 - **ENTSO-E:** Europäischer Verband der Stromübertragungsnetzbetreiber (ÜNB)
 - **ACER:** Europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
- **Netzkodizes**
 - harmonisierte Regeln für den grenzüberschreitenden Strommarkt
 - Entwicklung durch ENTSO-E und Kontrolle durch ACER

IV. Herausforderung 2: Infrastrukturausbau

- **EU-Stromverbundziel**
 - In jedem Mitgliedstaat soll der Anteil der **Kapazität grenzüberschreitender Stromverbindungsleitungen** zu anderen Mitgliedstaaten an der heimischen Stromerzeugungskapazität („Verbundgrad“) erhöht werden
 - auf **mindestens 10% bis 2020**,
 - auf **mindestens 15% bis 2030**.
 - 2014: Zielerreichung durch 16 EU-Mitgliedstaaten
 - 2020: Zielerreichung voraussichtlich durch 26 EU-Mitgliedstaaten (Ausn.: Spanien, Zypern)
- **EU-Förderung vorrangiger „Projects of Common Interest“ (PCIs)**
 - 12 europäischen Energieinfrastrukturprioritäten, davon 4 transnationale Stromkorridore
 - „Regionale Gruppe“ pro Stromkorridor (Mitgliedstaaten, Netzbetreibern, Projektentwickler): Entwicklung von Listen mit vorrangigen Infrastrukturprojekten (Projects of Common Interest, PCI)
 - EU-Kommission: Zusammenführung regionaler PCI-Listen zu EU-weiter PCI-Liste
 - PCI-Liste: Überprüfung und ggf. Anpassung alle zwei Jahre
 - Genehmigungsverfahren für PCI: max. 3,5 Jahren
 - Connecting Europe Facility (CEF): 5,85 Mrd. Euro für Ko-Finanzierungen von PCI

V. Herausforderung 3: Energiebinnenmarkt vs. nationale Energiepolitik

- **Spannungsfeld „Förderung erneuerbarer Energien“ (EE)**
 - wachsender EE-Anteil an der Stromversorgung
 - Erneuerbare Energien-Richtlinie 2009/28/EG: nationale EE-Fördersysteme
 - nationale EE-Fördersysteme:
 - oft markt- und wettbewerbsfern (z.B. Einspeisetarife)
 - erschweren Integration des Strombinnenmarkts
 - Mehr grenzüberschreitende Kooperation bei EE-Förderung?
- **Spannungsfeld „Kapazitätsmechanismen“ (KM)**
 - Risiken für Stromversorgungssicherheit durch Einspeisung fluktuierenden EE-Stroms
 - KM: Finanzierung der Vorhaltung von Kraftwerksleistung unabhängig von Stromeinspeisung
 - Probleme: unterschiedliche Ausgestaltung nationaler KM; grenzüberschreitende Teilnahme an KM oft nicht möglich; KM fragmentieren EU-Energiebinnenmarkt
 - EU-Kommission: große Skepsis; ggf. Entwicklung KM-Referenzmodells

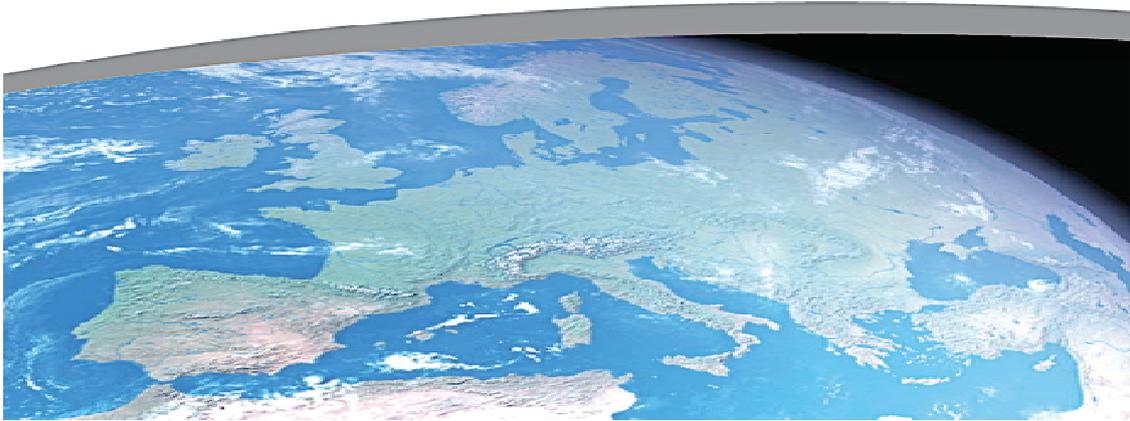
EU-Rechtsrahmen

Dr. Götz Reichert, LL.M. | Dr. Moritz Bonn

cep | Centrum für Europäische Politik

Die zukünftigen Herausforderung für grenzüberschreitende Strommärkte

48. Freiburger Verkehrsseminar | 17. September 2015



Umgestaltung europäischer Strommärkte



■ EU-Kommission: Konsultative Mitteilung COM(2015) 340

- Europäisches Strommarktdesign
 - Integration erneuerbarer Energien
- Ausbau der grenzübergreifenden Strominfrastruktur
- aktivere Rolle der Stromverbraucher
- marktwirtschaftliche Ausgestaltung von Maßnahmen zur
 - Förderung erneuerbarer Energien
 - Gewährleistung der Versorgungssicherheit
- Stellungnahmefrist: 8. Oktober 2015

1. EU-Energiepolitik

- **Ziele**
- **Kompetenzen**

2. Herausforderung 1: **Infrastrukturausbau**

3. Herausforderung 2: **Netzregulierung**

4. Herausforderung 3: **EU-Energiepolitik ↔ Mitgliedstaaten**

- Spannungsfeld 1: **Förderung erneuerbarer Energien**
- Spannungsfeld 2: **Kapazitätsmechanismen**

3

Nachbarn drohen mit Stromblockade

Deutschland investiert Unsummen in ... und Windkraft, aber der Netzausbau hinkt hinterher. Zu viel produzierte Energie ... Grenzen ab. Dort ist man verärgert

STROMNETZ

Deutschland nervt Polen Energiewende

Windstrom aus Norddeutschland verstopft das Stromnetz in Polen. Dort fürchtet man Stromausfälle und Netzengpässe und ergreift radikale Maßnahmen.

Super-Sommer wird teurer Spaß für Stromkunden
Die Rekordhitze wird mancherorts zum Stressfaktor für die Netze. Betreiber müssen stark eingreifen ...

Auf der großen Europakarte, wo je ... eben die Kosten der Energiewende um ...

Polen gefährdet deutsche Energiewende

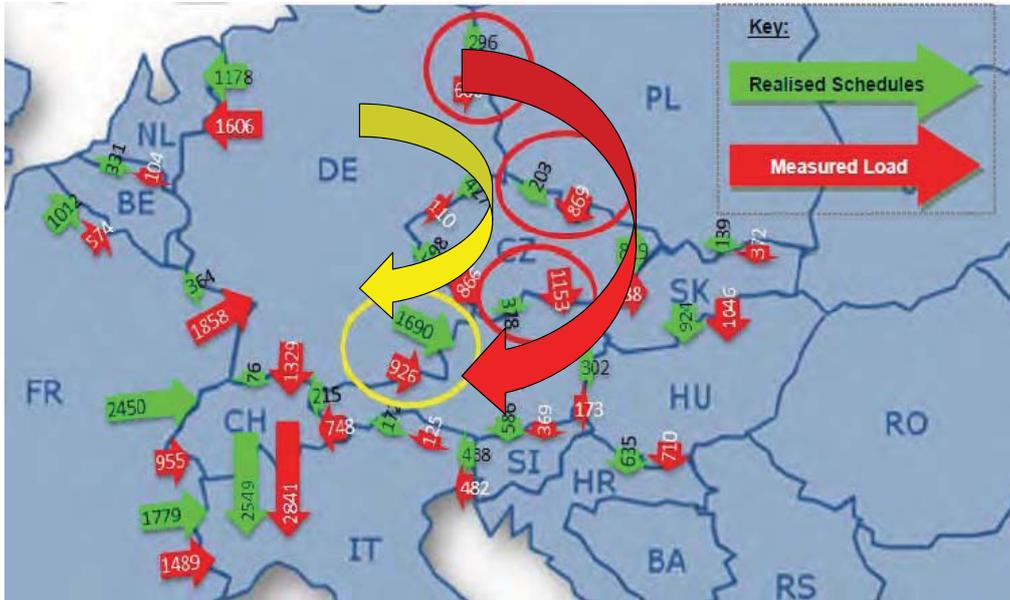
Energiewende

Grenzblockade für Ökostrom: Weil der polnische Netzbetreiber eine Überlastung fürchte Deutschland verhindern. Der Chef der Deutschen Energie-Agentur fordert nun im SDTEG

Nachbarn erklären Deutschland den Stromkrieg

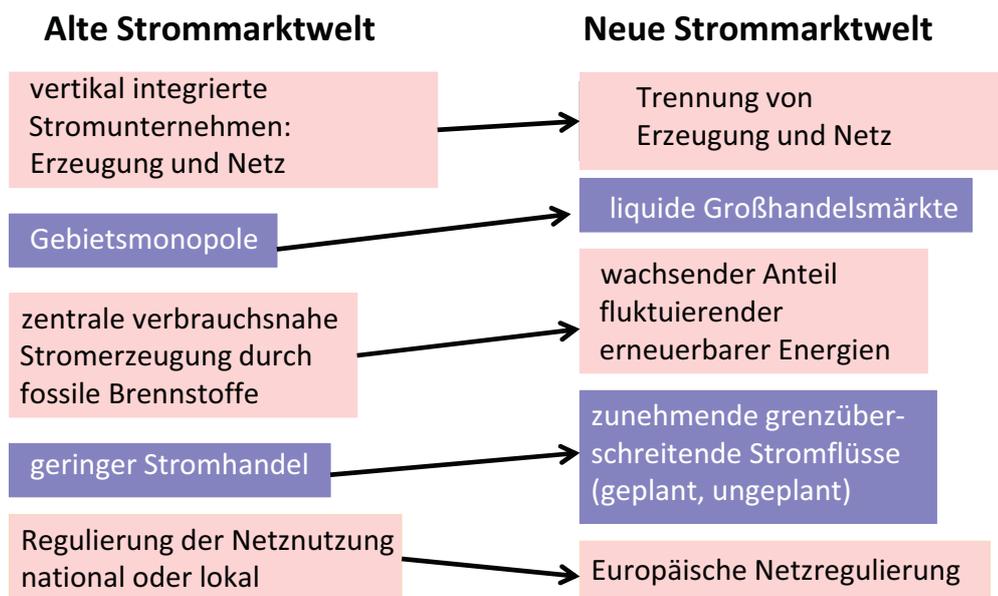
Gepante und ungeplante Stromflüsse

Durchschnittliche geplante und tatsächliche Lastflüsse (1.1.2011-31.12.2012)

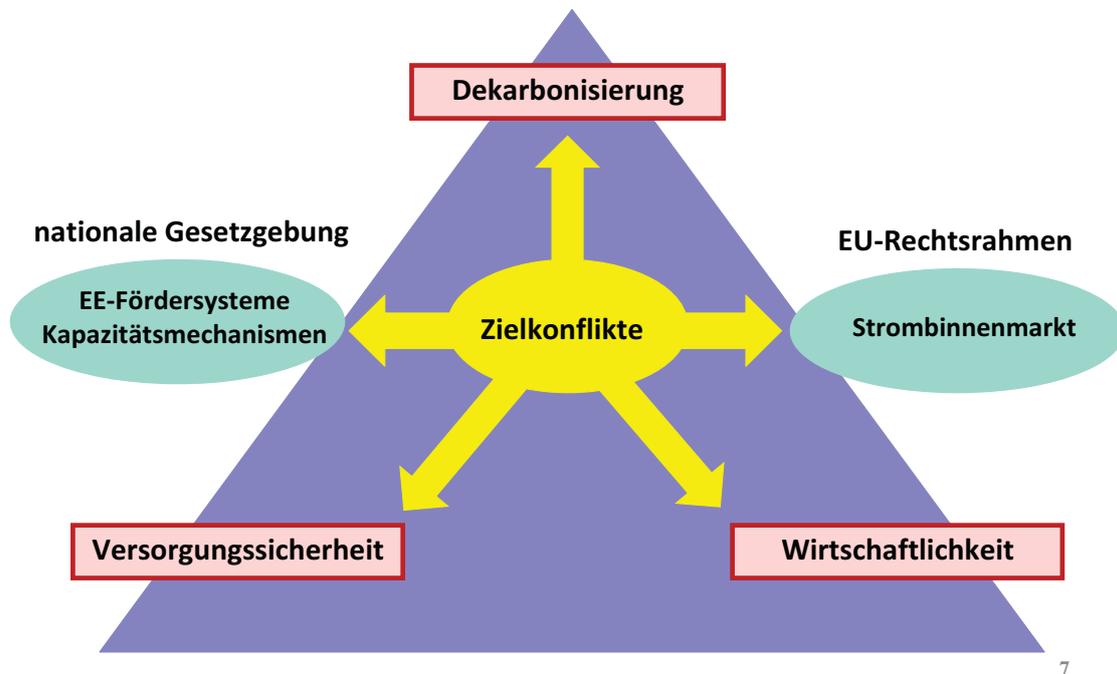


Quelle: Čeps et al. 2013

Wandel der Strommarktwelt



6



Überblick

- EU-Energiepolitik: Ziele, Kompetenzen
- **Herausforderung 1: Infrastrukturausbau**
- Herausforderung 2: Netzregulierung
- Herausforderung 3: EU-Energiepolitik ↔ Mitgliedstaaten
 - Spannungsfeld 1: Förderung erneuerbarer Energien
 - Spannungsfeld 2: Kapazitätsmechanismen
- Fazit

- **Schlussfolgerungen des Europäischen Rates vom 23./24. Oktober 2014**
 - Kapazität der grenzüberschreitenden Stromverbindungsleitungen zu anderen Mitgliedstaaten gemessen an der heimischen Stromerzeugung („Stromverbundgrad“):
 - bis 2020: 10%,
 - bis 2030: 15%.

- **Kommissionsmitteilung COM(2015) 82 über die Erreichung des Stromverbundziels von 10%**
 - Erwartete Zielerreichung (Stand 2014):
 - 16 Staaten erfüllten bereits das 10%-Ziel,
 - für weitere 10 Staaten wird die Erreichung bis 2020 erwartet,
 - Spanien und Zypern werden 10%-Ziel vermutlich verfehlen.

9

Verbundgrade 2014 >10%; Verbundgrade 2020 >10%

Mitgliedstaat	Verbundgrad
Luxemburg	245 %
Kroatien	69 %
Slowenien	65 %
Slowakei	61 %
Dänemark	44 %
Finnland	30 %
Österreich	29 %
Ungarn	29 %
Schweden	26 %
Belgien	17 %
Niederlande	17 %
Tschech. Republik	17 %
Bulgarien	11 %
Griechenland	11 %
Deutschland	10 %
Frankreich	10 %

Verbundgrade 2014 < 10%; Verbundgrade 2020 > 10%

Mitgliedstaat	Verbundgrad
Irland	9 %
Italien	7 %
Portugal	7 %
Rumänien	7 %
Vereinig. Königreich	6 %
Estland Lettland Litauen	4 %
Polen	2 %
Malta	0%

Verbundgrade 2014 < 10%; Verbundgrade 2020 < 10%

Mitgliedstaat	Verbundgrad
Spanien	3 %
Zypern	0%

10

■ TEN-E-Verordnung (EU) Nr. 347/2013

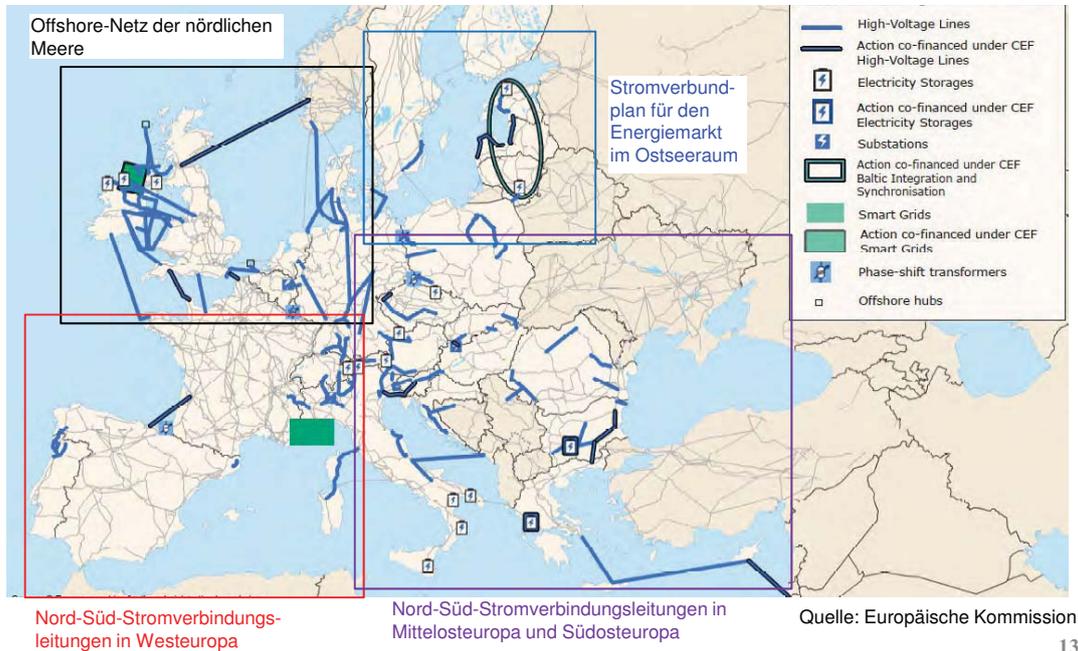
- Ausweis von 12 europäischen Energieinfrastrukturprioritäten, davon 4 grenzüberschreitende Stromkorridore; 2 thematische Gruppen: „Smart-Grids“, „Stromautobahnen“.
- jedem Stromkorridor wird eine „regionale Gruppe“ zugeordnet, die aus Mitgliedstaaten, Netzbetreibern und Projektentwicklern besteht;
- Regionale Gruppen entwickeln Listen mit vorrangigen Infrastrukturen (Projects of Common Interest, PCI), die von der Kommission zu einer unionsweiten PCI-Liste zusammengeführt werden.
- Beschränkung der Genehmigungsverfahren bei PCI auf max. 3,5 Jahre;
- Die Connecting Europe Facility (CEF) [Verordnung (EU) Nr. 1316/2013] stellt für Teilfinanzierungen von PCI 5,85 Mrd. Euro zur Verfügung.

11

■ Erste PCI-Liste 2013

- enthält 52 Vorhaben, wovon 37 mit Beteiligung eines Landes mit Verbundgrad <10%;
- 75% dieser PCI sollen bis 2020 fertiggestellt werden;
- 18 Projekte im Strombereich erhielten 2014 finanzielle Unterstützung durch die CEF (Gesamthöhe 2014: ca. 260 Mio. €)
- Die PCI-Liste wird alle zwei Jahre überprüft und angepasst (nächster Termin: Oktober 2015)

12



Überblick

- EU-Energiepolitik: Ziele, Kompetenzen
- Herausforderung 1: Infrastrukturausbau
- **Herausforderung 2: Netzregulierung**
- Herausforderung 3: EU-Energiepolitik ↔ Mitgliedstaaten
 - Spannungsfeld 1: Förderung erneuerbarer Energien
 - Spannungsfeld 2: Kapazitätsmechanismen
- Fazit

■ Netzkodizes im Strommarkt

- Was sind Netzkodizes?
 - Harmonisierte Regeln für Übertragungsnetzbetreiber, Stromerzeuger und Stromverbraucher, die einen effizienten Stromhandel in grenzüberschreitenden Strommärkten sicherstellen sollen.
- Rechtsgrundlage (Basisrechtsakt)
 - Verordnung (EG) Nr. 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen
- Institutionelle Akteure
 - Europäische Kommission
 - ENTSO-E : Netzwerk der europäischen Übertragungsnetzbetreiber
 - ACER: Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Regulierungsbehörden

15

Netzkodizes Arten

Strommarkt

Capacity Allocation & Congestion Management (CACM)
Forward Capacity Allocation (FCA)
Balancing Network Code (EB)

Netzanschluss

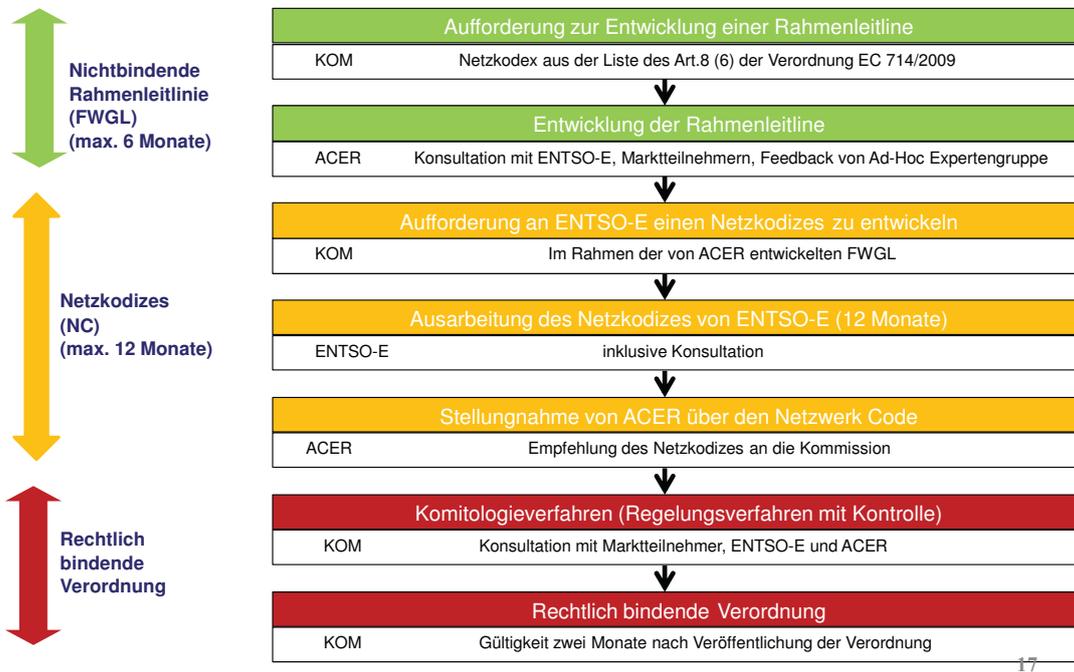
Requirements for Generators (RfG)
Demand Connection Code (DCC)
HVDC Connection Code (HVDC)

Netzbetrieb

Operational Security Network (OS)
Operational Planning & Scheduling Load (OPS)
Frequency Control & Reserves Operational (LFQR)
Procedures in an Emergency (EP)

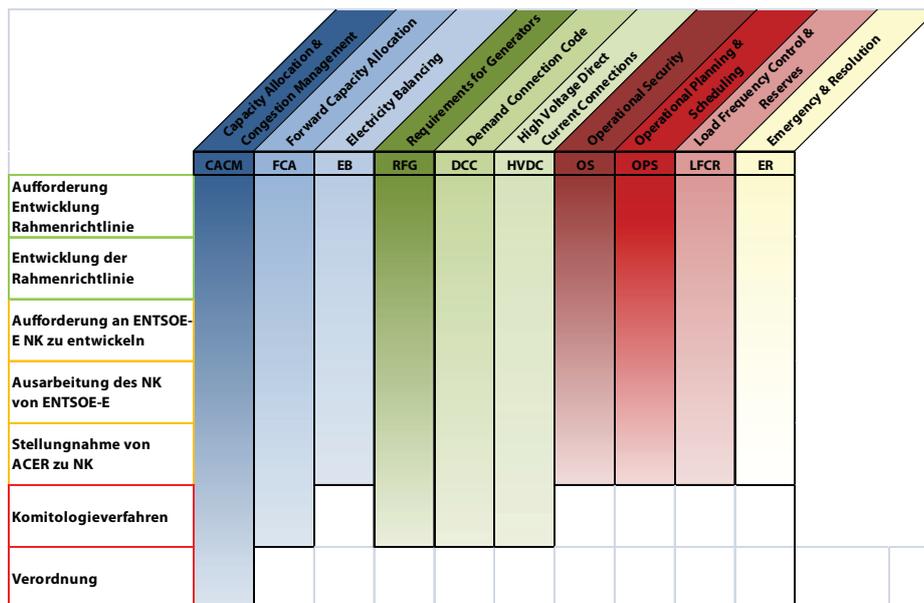
16

Netzkodizes: Entwicklungsprozess



17

Netzkodizes: Stand der Entwicklung



18

■ **Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement**

(veröffentlicht im Amtsblatt am 24. Juli 2015, in Kraft getreten am 14. August 2015)

- Mindestvorschriften für eine einheitliche Kopplung der Spotmärkte
 - Erhöhung des Wettbewerbs unter den Strommarktanbietern / effizientere Strombereitstellung
 - Einheitliche Berechnung der Grenzkuppelkapazitäten
- **Überprüfung der bestehenden Preiszonen**
 - Regelmäßige Berichterstattung durch ACER - alle drei Jahre
 - Einleitung der Überprüfung
 - Beteiligte Akteure an der Überprüfung
 - Prüfprozess
 - Mindestprüfkriterien

19

Überblick

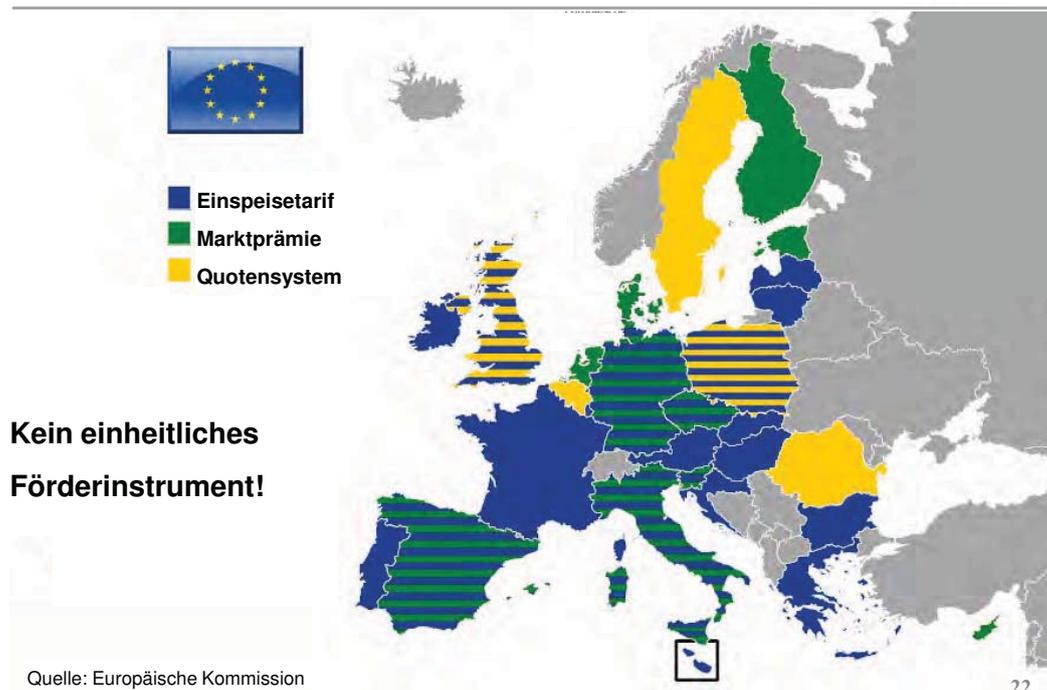
- EU-Energiepolitik: Ziele, Kompetenzen
- Herausforderung 1: Infrastrukturausbau
- Herausforderung 2: Netzregulierung
- **Herausforderung 3: EU-Energiepolitik ↔ Mitgliedstaaten**
 - Spannungsfeld 1: Förderung erneuerbarer Energien
 - Spannungsfeld 2: Kapazitätsmechanismen
- Fazit

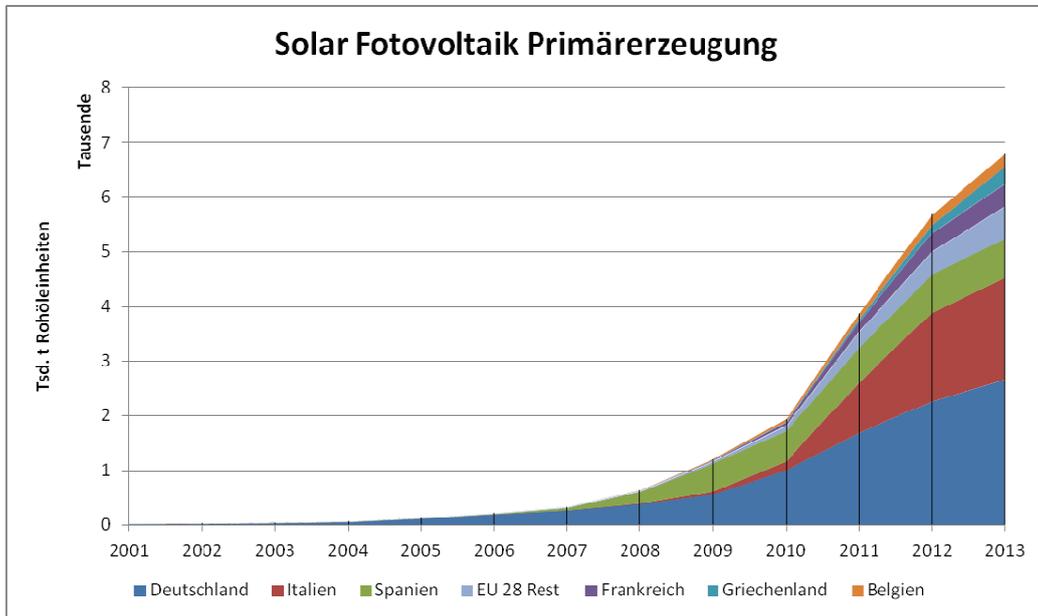
20

■ Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG

- EU-Ziel: 20% erneuerbare Energien in 2020 (Art. 3 Abs. 1)
- Länderspezifische Ausbauziele (Bsp. Schweden 49%, Malta 10%) (Art.3 Abs.1, Anhang I Teil A)
- Mitgliedstaaten entscheiden über Energieträger (Windkraft, Solar, Biomasse,..)
- Mitgliedstaaten entscheiden über EE-Förderinstrumente; Marktprämien und feste Einspeisetarife sind zulässig (Art. 3 Abs. 3 lit a)
- Mitgliedstaaten können Kooperationsmechanismen mit anderen Mitgliedstaaten und Drittstaaten entwickeln (Art. 3 Abs. 3 lit b)

21





Quelle: Eurostat

23

■ Folge

- EE werden primär dort installiert, wo Förderung hoch ist, nicht wo naturräumliche Gegebenheiten ideal sind.
 - kein grenzüberschreitender Standortwettbewerb in der EU,
 - keine effiziente Erreichung der europäischen EE-Ausbauziele.
- Ungleiche Einspeisung EE-Stroms verzerrt Wettbewerb auf gekoppelten Großhandelsmärkten
 - widerspricht dem Idealbild eines vollständig integrierten Strombinnenmarkt in der EU,
 - Mitgliedstaaten könnten daher Anreize haben, Integration des Strombinnenmarkts zu verlangsamen.

Frage: Ist die verstärkte Integration des Strombinnenmarkts kompatibel mit der EU-uneinheitlichen Förderung erneuerbarer Energien?

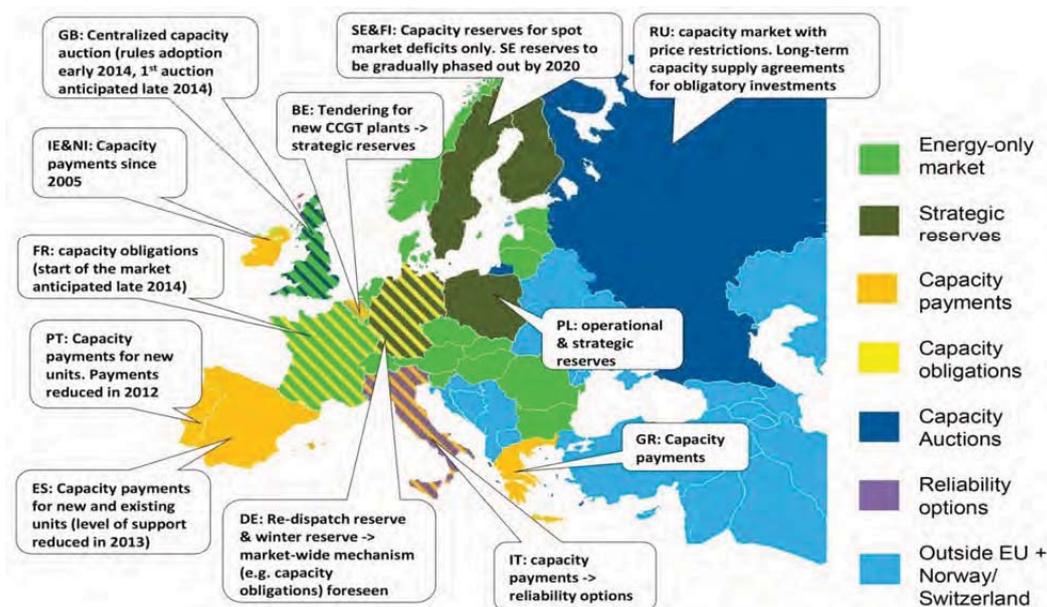
24

■ Hintergrund

- Einige Mitgliedstaaten befürchten, dass Stromerzeugung zukünftig unsicher wird (zu viel EE, zu wenig gesicherte Stromerzeugungsleistung).
- Mitgliedstaaten haben Kapazitätsmechanismen (KM) eingeführt oder planen dies (Finanzierung von Leistung unabhängig von der Stromeinspeisung).
- Mechanismen sind unterschiedlich ausgestaltet.
- Grenzüberschreitende Teilnahme an KM nicht immer möglich.
- KM könnten die Anreize senken, die Integration des Binnenmarkts voranzutreiben.

25

Kein einheitlicher Mechanismus!



■ Institutioneller Rahmen

- Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020
 - Vorrang für Maßnahmen, die den Binnenmarkt stärken,
 - Mitgliedstaaten müssen Notwendigkeit der KM nachweisen,
 - KM dürfen nicht Anreize für den Ausbau der Interkonnectoren senken,
 - Wettbewerbliche Ausgestaltung,
 - Zugang für Bewerber aus dem Ausland.

→ beihilferechtliche Sektoruntersuchung der Kommission bis Ende 2015.
- Konsultative Mitteilung COM(2015) 340
 - Harmonisierte Bewertung der Versorgungssicherheit,
 - Harmonisierte Versorgungsstandards,
 - Gemeinsamer europäischer Rahmen, Referenzmodelle.
- Ausblick 2016: Revision der Stromversorgungssicherheitsrichtlinie 2005/89/EG

27

Überblick

- EU-Energiepolitik: Ziele, Kompetenzen
- Herausforderung 1: Infrastrukturausbau
- Herausforderung 2: Netzregulierung
- Herausforderung 3: EU-Energiepolitik ↔ Mitgliedstaaten
 - Spannungsfeld 1: Förderung erneuerbarer Energien
 - Spannungsfeld 2: Kapazitätsmechanismen
- **Fazit**

28

■ Herausforderungen grenzüberschreitender Strommärkte

- Schaffung einer ausreichenden grenzüberschreitenden Strominfrastruktur
- Schaffung eines einheitlichen Regelwerks für grenzüberschreitende Strommärkte in Europa
- Auflösung der Spannungsfelder zwischen EU und Mitgliedstaaten
 - Uneinheitliche und nationalstaatlich organisierte Systeme zur Förderung erneuerbarer Energien
 - Unkoordinierte Einführung von Kapazitätsmechanismen in der EU

Kurzfassung Präsentation „Grenzüberschreitende Strommärkte: Herausforderungen für die Netzentwicklungsplanung“

Referent: Dr. Alain Kaptue Kamga (TransnetBW GmbH)

Im Vortrag „Grenzüberschreitende Strommärkte: Herausforderungen für die Netzentwicklungsplanung“ wird Ihnen ein Überblick in die Zusammenhänge des grenzüberschreitenden Strommarktes gegeben und die sich daraus ergebenden Herausforderungen für die Netzplanung.

Sowohl national als auch international werden von den Übertragungsnetzbetreibern turnusmäßige Berichte, die über den benötigten Netzausbau Auskunft geben, erstellt. Unter anderem sind hier der nationale Netzentwicklungsplan (NEP) und der Ten Year Network Development Plan (TYNDP) zu nennen. Wichtig ist dabei, dass diese Netzplanungsberichte synchron zu einander sind, um eine Harmonisierung zwischen nationalen und internationalen Netzausbauplänen sicherzustellen. Als Übertragungsnetzbetreiber für Baden-Württemberg ist die TransnetBW GmbH maßgeblich an der europaweiten Netzausbauplanung beteiligt.

Für die Übertragungsnetze ergeben sich aus neuen Rahmenbedingungen neue Herausforderungen. Zum einen ist der stark wachsende Anteil an erneuerbaren Energien in das Gesamtsystem zu integrieren und zum anderen die dynamische Marktentwicklung zu berücksichtigen. Das oberste Ziel der Netzplanung ist, ein sicheres Netz zur Gewährleistung der zukünftigen Versorgungssicherheit bedarfsgerecht zu dimensionieren.

Beim Blick über die Grenzen zu den europäischen Nachbarn wird schnell deutlich, dass die Energiewende ein europäisches Thema ist und in vielen Ländern vorangetrieben wird. Die Veränderungen in den einzelnen Ländern haben gegenseitige Wechselwirkungen. Diese Wechselwirkungen sind teilweise sehr komplex und benötigen detaillierte Analysen mit verschiedenen Modellansätzen.

Auch in der Politik wird das Thema der grenzüberschreitenden Strommärkte diskutiert. Im Weißbuch der Bundesregierung zum Strommarkt vom Juli 2015 werden z.B. Maßnahmen vorgeschlagen, die die Strommärkte in den europäischen Nachbarn mit einbeziehen um Synergien zu nutzen und den europäischen Binnenmarkt zu stärken.

Um ein bedarfsgerechtes Übertragungsnetz ermitteln zu können sind alle Einflüsse aus Deutschland aber auch den anderen europäischen Strommärkten zu

berücksichtigen. Deshalb werden Szenarien erstellt, die eine Zusammenstellung aller relevanter energiewirtschaftlichen Eingangsparameter beinhalten. Unter anderem sind dies der europäische Kraftwerkspark, die Verbrauchssituation in den Marktgebieten und die Handelskapazitäten. Mittels einer Marktsimulation werden auf Basis dieser europaweiten Eingangsdaten der Kraftwerkseinsatz, Handelsflüsse zwischen Marktgebieten und Marktpreise ermittelt. Diese Ergebnisse der Marktsimulation bilden die Datengrundlage für die anschließenden Netzanalysen. Die Netzanalysen bestätigen nahezu in allen Szenarien, die Notwendigkeit eines bedarfsgerechten Netzausbaus, um grenzüberschreitende Strommärkte zu stärken.

Zusammenfassend werden aktuelle Herausforderungen der Netzentwicklungsplanung vorgestellt sowie einen Überblick über die daraus resultierenden Netzausbauprojekten im Übertragungsnetz gegeben.

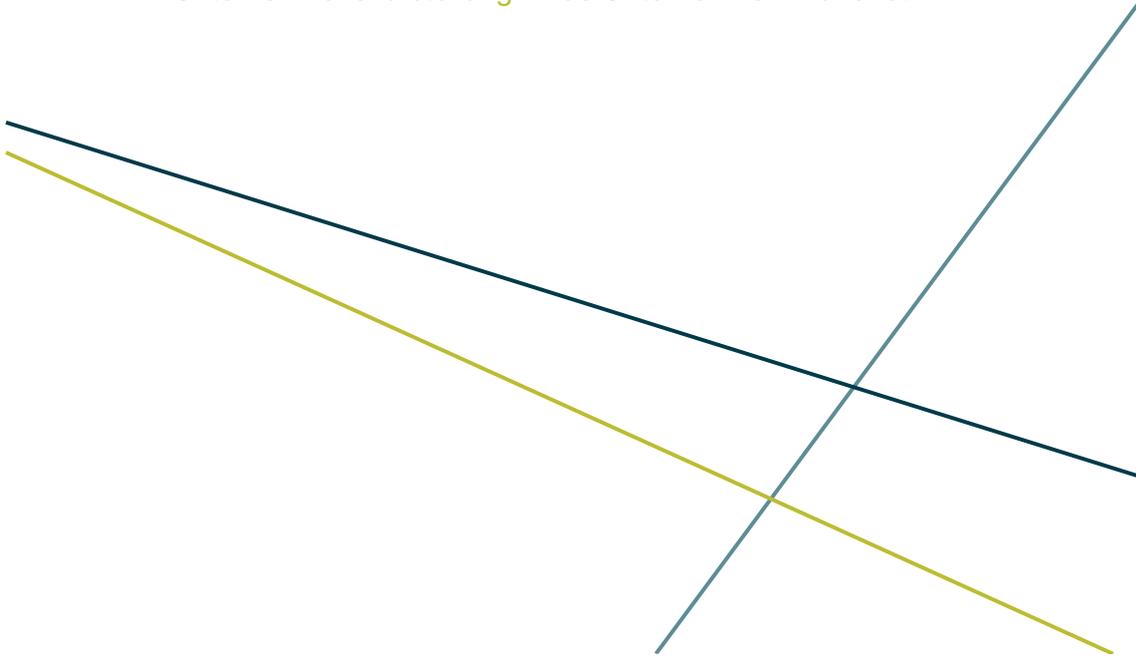
GRENZÜBERSCHREITENDE STROMMÄRKTE: HERAUSFORDERUNGEN FÜR DIE NETZENTWICKLUNGSPLANUNG

DR. ALAIN KAPTUE KAMGA / TEAMLEITER NETZENTWICKLUNG TRÄNSNETBW
Freiburg 17. September 2015

AGENDA

- 01 Unternehmensvorstellung
- 02 Energiewirtschaftliche Entwicklung in Deutschland und Europa
- 03 Netzplanungsprozesse in Deutschland und Europa
- 04 Abbildung Strommärkte in Marksimulationsmodelle
- 05 Auswirkung auf den Netzausbau
- 06 Zusammenfassung

01 Unternehmensvorstellung - Das Unternehmen TransnetBW



Unternehmen

ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER IN BADEN-WÜRTTEMBERG



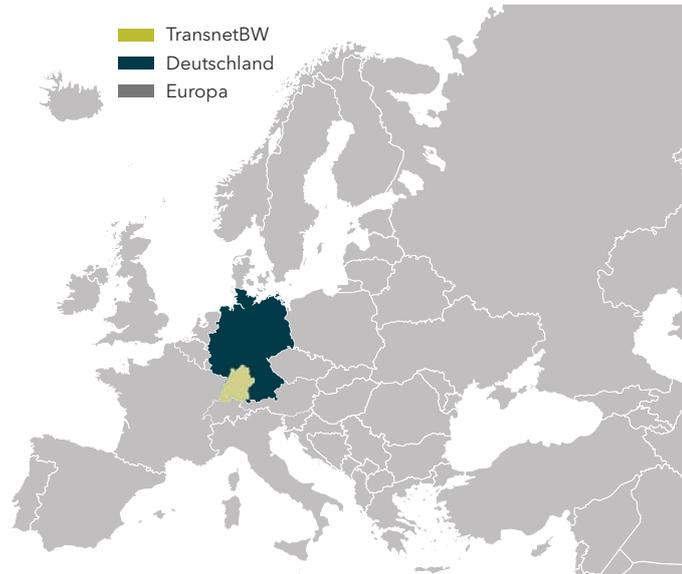
- / Mitarbeiter 455 (31. Dezember 2014)
- / Unternehmenszentrale Stuttgart (Hauptschaltleitung Wendlingen)
- / 34.600 km² versorgtes Gebiet
- / 3.472 km Leitungslänge (220- und 380-kV)
- / 49 Umspannwerke
- / 11 GW max. Last* in Baden-Württemberg (ca. 13% der Höchstlast in DE)
- / 62 TWh el. Energiebedarf* in Baden-Württemberg (ca. 12% des Stromverbrauchs in DE)

*Stand 2012

Internationale Einbindung

IM HERZEN DES EUROPÄISCHEN VERBUNDNETZES

- / ENTSO-E
- / 41 ÜNB aus 34 Ländern
- / Internationaler Netzregelverbund (NRV bzw. IGCC)
 - 10 europäische ÜNB
- / Grenzüberschreitender Ausgleich des Regelenergiebedarfs
- / TSC: TSO Security Cooperation
 - 14 europäische ÜNB
- / Systemsicherheit in den Regionen und in Kontinentaleuropa



Seite 5

Aufgaben

DAS ÜBERTRAGUNGSNETZ ALS BINDEGLIED ZWISCHEN ERZEUGUNG UND VERBRAUCH



Verantwortung für...

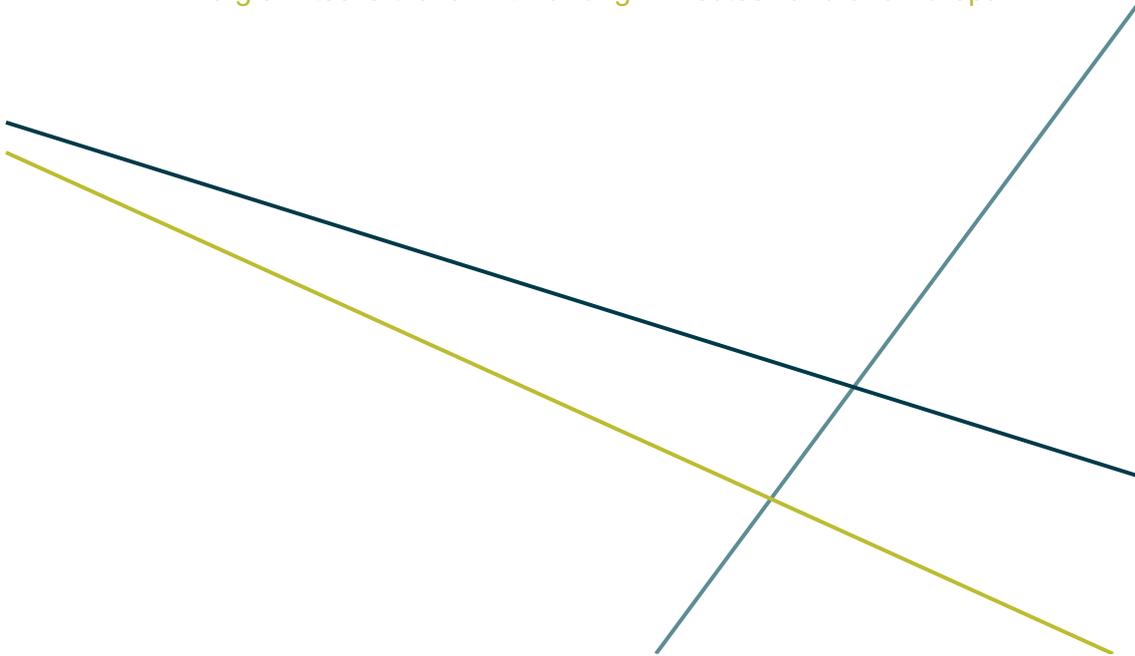
- / Einen transparenten und diskriminierungsfreien Netzzugang aller Marktteilnehmer
- / Und eine jederzeit sichere Stromversorgung

Aufgaben

- / Koordinierung des diskriminierungsfreien Netzzugangs
- / Planung, Errichtung und Betrieb der Übertragungsnetze
- / Systemführung
- / Bilanzkreismanagement
- / Beschaffung von Systemdienstleistungen
- / Fahrplan- und Engpassmanagement

Seite 6

02 Energiewirtschaftliche Entwicklung in Deutschland und Europa



Energiewende in Europa

ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNG IN EUROPA

Schweiz:
 - Energiestrategie 2050
 - Strategisches Netz 2025 : die Modernisierung des Übertragungsnetzes ist ein Schlüsselfaktor für den Energiewandel

Deutsch-französischer Ministerrat vom 19.02.2014 : beide Länder beschließen, die Prozesse der Energiewende abzustimmen
19.02.2014

Frankreich beschließt Energiewende
 Frankreich hat ein ehrgeiziges Reformgesetz beschlossen. Innerhalb von zehn Jahren soll der Anteil an Atomstrom deutlich sinken und der CO₂-Ausstoß zurückgehen.
 Quelle: Die Zeit Online, 22.07.2015

Ambitionierte EU-Ziele zur Entwicklung erneuerbarer Energien (20% für 2020) werden im europäischen Rahmen analysiert (ENTSO-E / TYNDP)

/ FAZIT

Die Energiewende ist ein europäisches Thema und wird in vielen Ländern vorangetrieben.

Energiemarktdesign Deutschland

AUSWIRKUNGEN DER MAßNAHMEN DES WEIßBUCHS AUF DEN NEP

/ Das Weißbuch beinhaltet 3 Bausteine:

- / „Stärkere Marktmechanismen“
 - z.B. durch Reduktion von Einschränkungen der Handelskapazitäten
- / „Flexible und effiziente Stromversorgung“
 - Kooperation mit elektrischen Nachbarn (Baake-Prozess, Joint Declaration)
 - z.B. Spitzenkappung von EE-Anlagen
 - Kraft-Wärme-Kopplung in den Strommarkt integrieren
- / „Zusätzliche Absicherung“
 - Versorgungssicherheit überwachen auf europäischer Ebene

/ FAZIT

Das Weißbuch beinhaltet Maßnahmen für den deutschen Strommarkt mit verstärktem Blick in Richtung Europa.

Energiemarktdesign Deutschland

AUSZUG REFERENTENTWURF BMWI ZUM STROMMARKTGESETZ, VOM 14.09.2015

„§ 1a

Grundsätze des Strommarktes

(1) Der Preis für Elektrizität bildet sich nach wettbewerblichen Grundsätzen frei am Markt. Die Höhe der Strompreise am Großhandelsmarkt wird regulatorisch nicht beschränkt.

(2) Das Bilanzkreis- und das Ausgleichsenergiesystem haben eine zentrale Bedeutung für die Gewährleistung der Elektrizitätsversorgungssicherheit. Daher soll die Bilanzkreisstreue der Bilanzkreisverantwortlichen sichergestellt werden.

(3) Es soll insbesondere auf eine Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage hingewirkt werden. Ein Wettbewerb zwischen effizienten und flexiblen Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Lasten sowie eine effiziente Kopplung des Wärme- und des Verkehrssektors mit dem Elektrizitätssektor sollen die Kosten der Energieversorgung verringern, die Transformation zu einem umweltfreundlichen Energieversorgungssystem ermöglichen und die Versorgungssicherheit gewährleisten.

(4) Elektrizitätsversorgungsnetze sollen bedarfsgerecht unter Berücksichtigung des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach § 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, der Versorgungssicherheit sowie volkswirtschaftlicher Effizienz ausgebaut werden.

(5) Die Integration der Ladeinfrastruktur für Elektromobile in das Elektrizitätsversorgungssystem soll einen Beitrag zu der Transformation zu einem umweltverträglichen, zuverlässigen und bezahlbaren Energieversorgungssystem leisten.

(6) Die Transparenz am Strommarkt soll erhöht und die Verfügbarkeit von Daten des Strommarktes verbessert werden.

(7) Als Beitrag zur Verwirklichung des Elektrizitätsbinnenmarktes sollen eine stärkere Einbindung des Strommarktes in die europäischen Strommärkte und eine stärkere Angleichung der Rahmenbedingungen in den europäischen Strommärkten, insbesondere mit den an das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland angrenzenden Staaten sowie Norwegen, angestrebt werden. Es sollen die notwendigen Verbindungsleitungen ausgebaut, die Marktkopplung und der grenzüberschreitende Stromhandel gestärkt sowie die Regelenenergiemärkte und die vortägigen und untertägigen Spotmärkte stärker integriert werden.

- 9 -

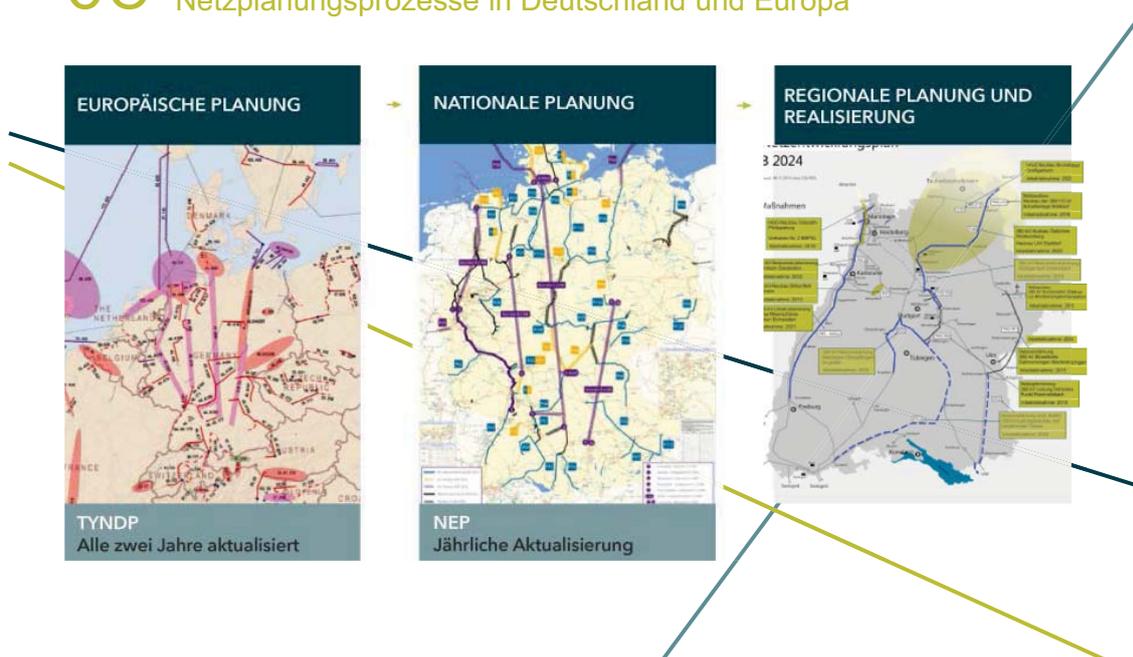
Energiewende in Europa

HERAUSFORDERUNGEN FÜR DIE ÜBERTRAGUNGSNETZE



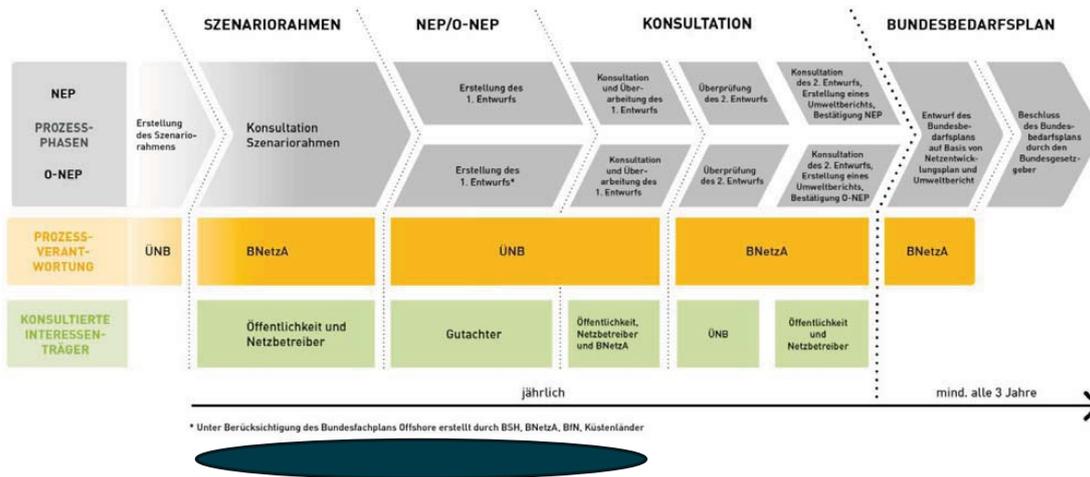
Seite 11

03 Netzplanungsprozesse in Deutschland und Europa



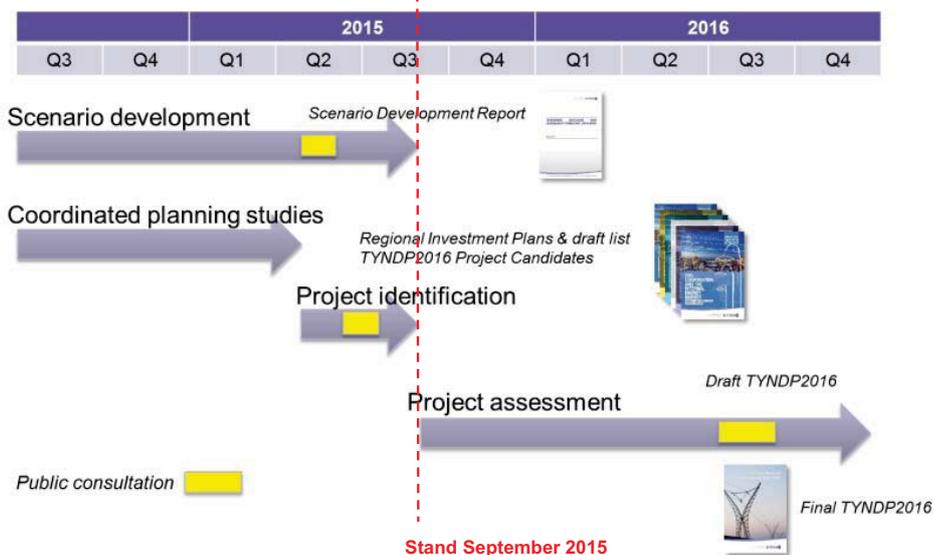
Netzentwicklungsplan Deutschland

PROZESSSCHAUBILD NETZENTWICKLUNGSPLAN

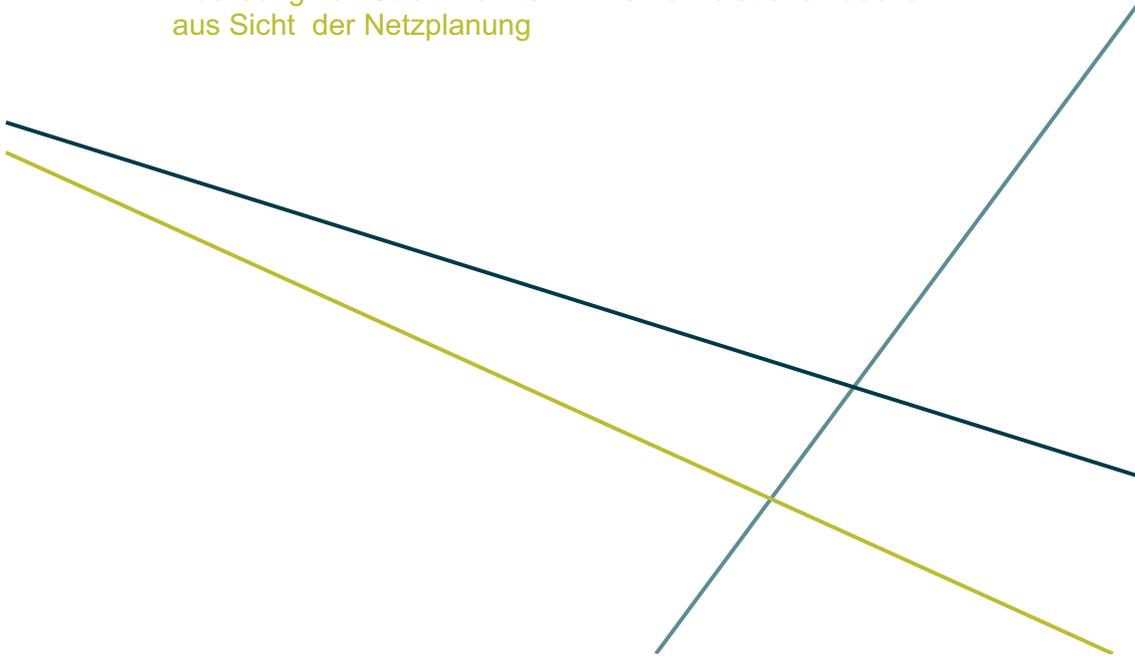


Netzentwicklungsplan Europa

PROZESSSCHAUBILD TYNDP (EUROPÄISCHER NETZENTWICKLUNGSPLAN)



04 Abbildung von Strommärkten in Marksimulationsmodellen aus Sicht der Netzplanung



Marksimulationsmodell

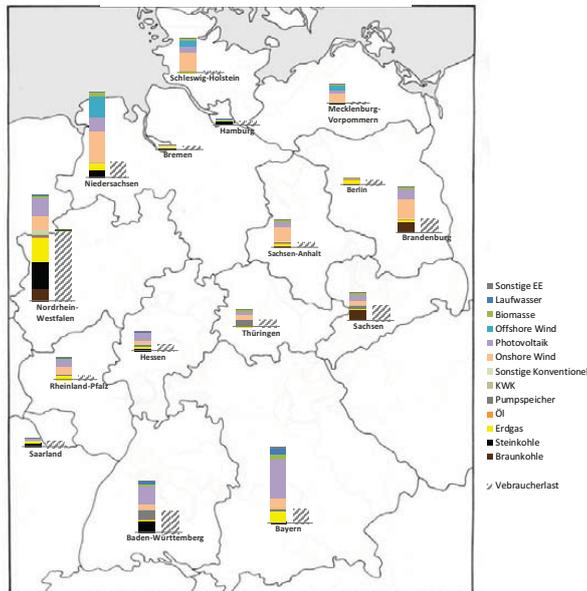
EINGANGSPARAMETER MARKTSIMULATION

Kraftwerksdaten	<ul style="list-style-type: none"> / Konv. Kraftwerkspark für Deutschland und Europa / Installierte Leistungen erneuerbarer Energien (z.B. Wind-onshore/offshore, PV)
Verbrauchsprognosen	<ul style="list-style-type: none"> / Nettostrombedarf je Marktgebiet / Höchstlasten je Marktgebiet
Handelskapazitäten	<ul style="list-style-type: none"> / Handelsbeschränkungen zwischen den Marktgebieten
Energiewirtschaftliche Parameter	<ul style="list-style-type: none"> / Brennstoffpreise / CO₂-Preise

Diese Parameter werden zusammengefasst in einem Szenario, das einen möglichen Entwicklungspfad darstellt.

Eingangsdaten NEP2014 B2024

INSTALLIERTE LEISTUNG IN DEUTSCHLAND



- / ungleichmäßige Verteilung der Kraftwerksleistungen in Deutschland
- / höherer Anteil erneuerbarer Energie in Norddeutschland als in Süddeutschland

Größere Erzeugungslücke von gesicherte Leistung zur Deckung von Verbraucherlast in Süddeutschland

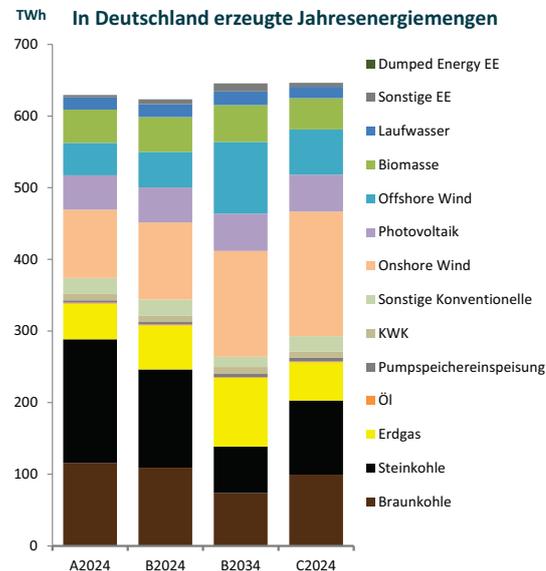
Marktsimulationsergebnisse NEP 2014

MARKTSIMULATIONSERGEBNISSE

Erzeugte Energiemengen	<ul style="list-style-type: none"> / Stundenscharfe Kraftwerkseinspeisungen für Europa / Volllaststunden der Kraftwerke / Dumped Energy (nicht verwertbare Energie) / Energieerzeugung je Bundesland: Identifikation von Erzeugungs- und Lastüberschüssen
Handelsflüsse	<ul style="list-style-type: none"> / Austauschmengen zwischen Marktgebieten zu jeder Stunde / Transite durch Marktgebiete
Indikatoren zu energiepolitischen Zielen	<ul style="list-style-type: none"> / CO₂- Emissionen je Brennstoffträger / Primärenergieträgerverbrauch / Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der Bruttostromnachfrage / KWK-Erzeugung nach Primärenergietypen

Marktsimulationsergebnisse NEP 2014

ERZEUGTE ENERGIEMENGEN



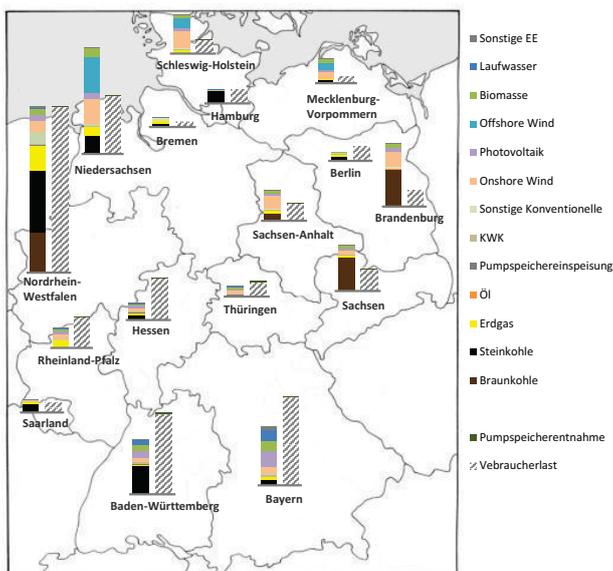
Seite 19

→ Onshore-Windenergie: größten Anteil an der Erzeugung aus erneuerbaren Energien

→ Verdrängung der Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken durch Onshore-Windenergie

Marktsimulationsergebnisse NEP 2014 B 2024

BUNDESLÄNDERBILANZEN



→ Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland

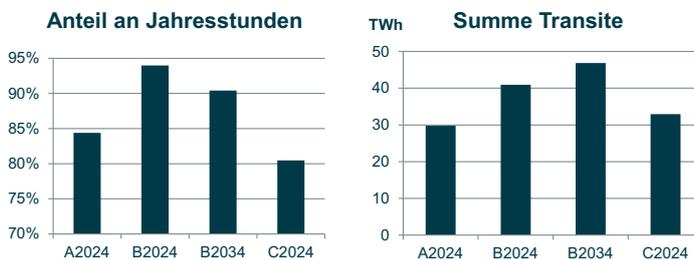
→ Erzeugungsdefizit in Süddeutschland

→ Übertragungsaufgaben von Norden nach Süden

Marktsimulationsergebnisse NEP 2014

TRANSITE ALS TRANSPORTAUFGABE DER ÜNB

- / **Zeitgleiche Importe und Exporte an den Grenzen Deutschlands stellen zusätzliche Anforderungen an das Übertragungsnetz**
- / Transite: Minimum zwischen Exporten und Importen in der jeweiligen Stunde definiert
- / Auftreten von Transit in Deutschland in 81% bis 94% aller Jahresstunden
- / Summe der Transite über das Jahr zwischen 29,8 und 46,9 TWh je nach Szenario
- / B 2024: ca. 41 TWh werden durch Deutschland geleitet; dies entspricht rund der Hälfte des Energiebedarfs der Schweiz oder Tschechiens

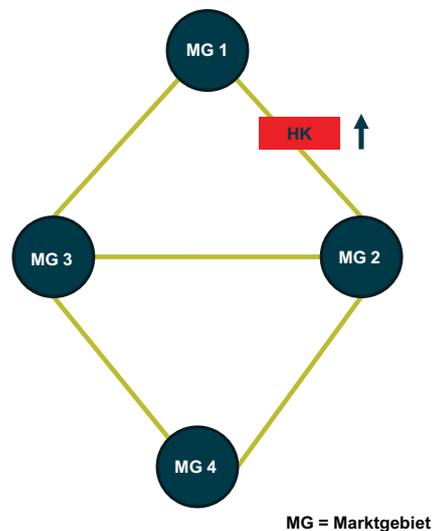


Seite 21

Variationsrechnung zu grenzüberschreitenden Kapazitäten

SENSITIVITÄTSRECHNUNG ZU GRENZÜBERSCHREITENDEN KAPAZITÄTEN

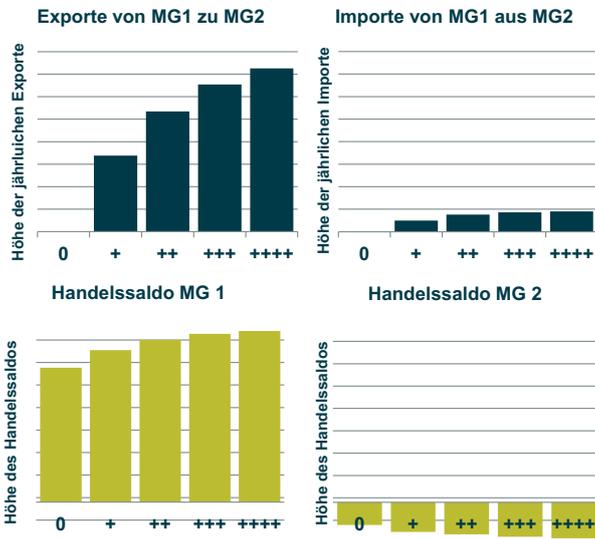
- / Sensitivitätsanalyse z.B. mit variierender *Handelskapazität (HK)* zwischen Marktgebieten von 0 abstufend steigend
- / Solche Fragestellungen können nur mit entsprechenden Modellen beantwortet werden



Seite 22

Variationsrechnung zu grenzüberschreitenden Kapazitäten

HANDEL ZWISCHEN ZWEI MARKTGEBIETEN



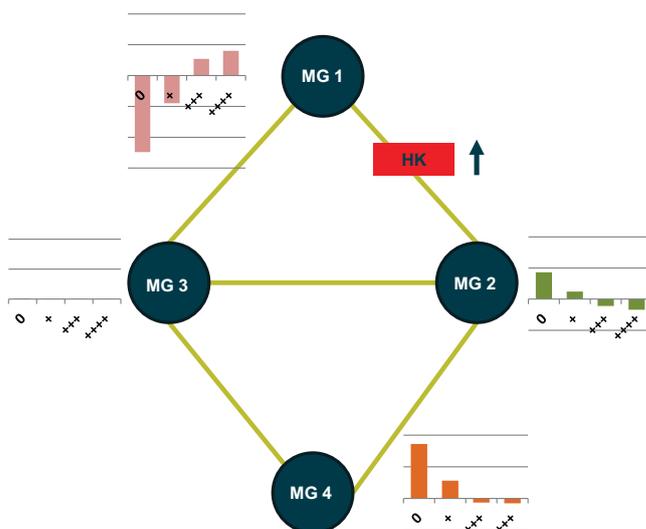
/ Die Veränderung von z.B. der Handelskapazität zwischen zwei Marktgebieten kann umfangreiche Auswirkungen auf die Export und Importsituation mehrerer Marktgebiete haben.

/ Auch der Handelssaldo einzelner Marktgebiete kann stark steigen oder Abnehmen

Seite 23

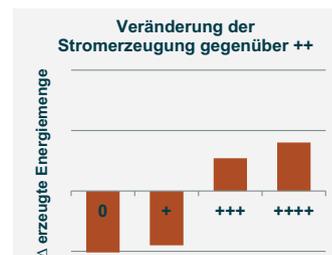
Variationsrechnung zu grenzüberschreitenden Kapazitäten

AUSWIRKUNGEN AUF DIE ERZEUGUNG



/ Die Zusammenhänge sind teilweise sehr komplex und können nur mit Hilfe von entsprechenden Modellen erkannt und plausibilisiert werden

/ Integration von Strommärkten erfordert starke Verbindungen zwischen den Marktgebieten

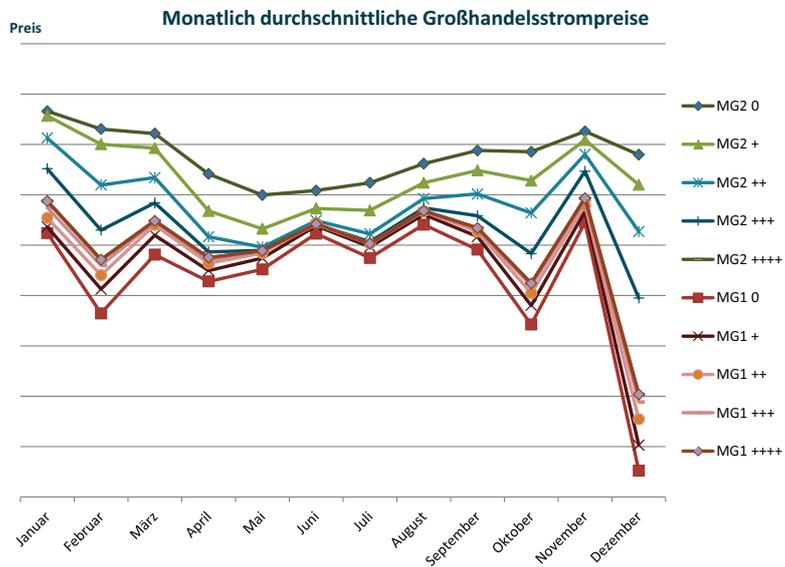


Seite 24

Wo entsteht die Übertragungsaufgabe physikalisch?

Variationsrechnung zu grenzüberschreitenden Kapazitäten

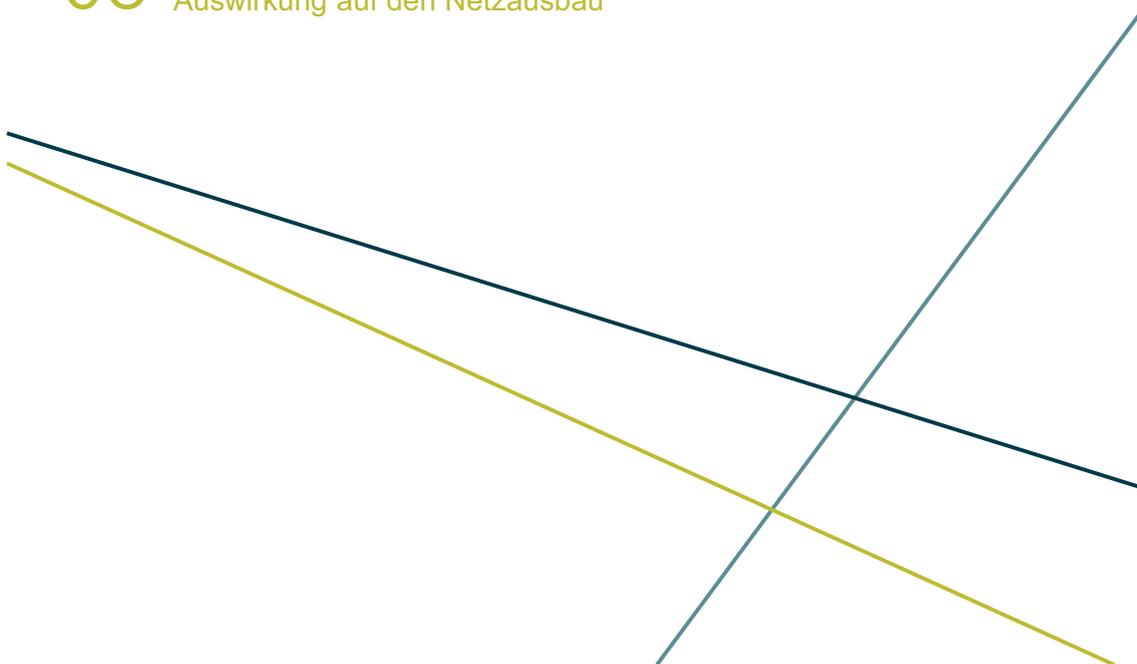
PREISENTWICKLUNG



Angleichung der Preise bei zunehmenden Übertragungskapazitäten zwischen Marktgebieten

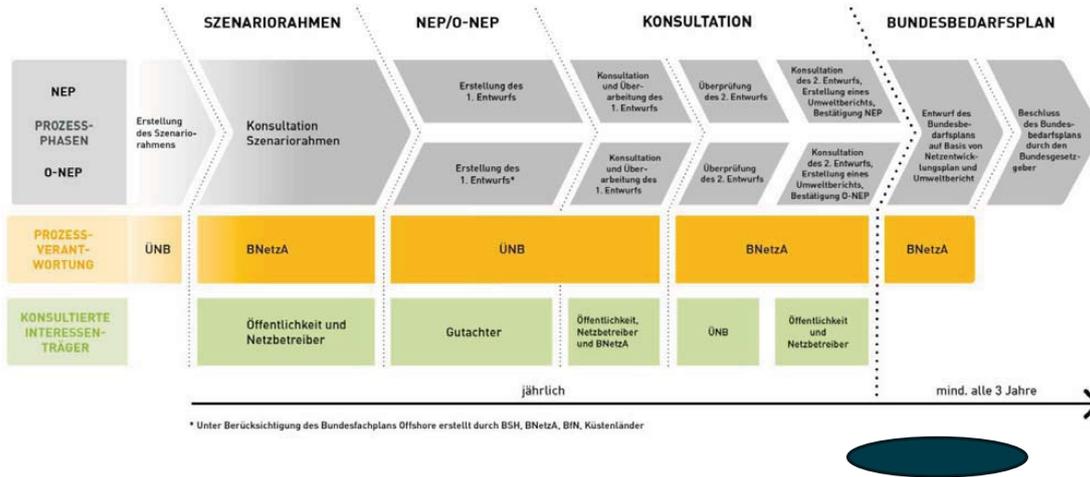
Seite 25

05 Auswirkung auf den Netzausbau



Netzentwicklungsplan Deutschland

PROZESSSCHAUBILD NETZENTWICKLUNGSPLAN

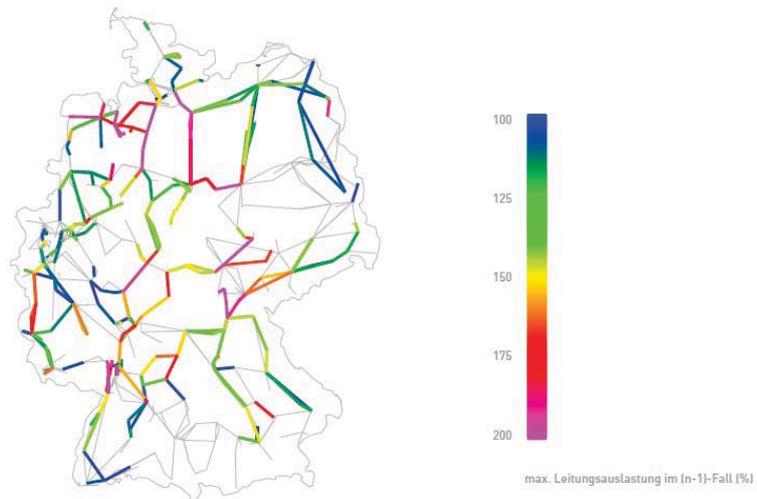


Seite 27

Netzentwicklungsplan Deutschland

NETZANALYSEN ZUR BEWERTUNG VON ÜBERTRAGUNGS-AUFGABEN

- / Szenario B2024
- / Netzausbauzustand: Startnetz
- / Anwendung des (n-1)-Kriteriums Jahreslauf 8760 NNF
- / Übertragungs-Aufgabe ohne Gegenmaßnahmen nicht lösbar



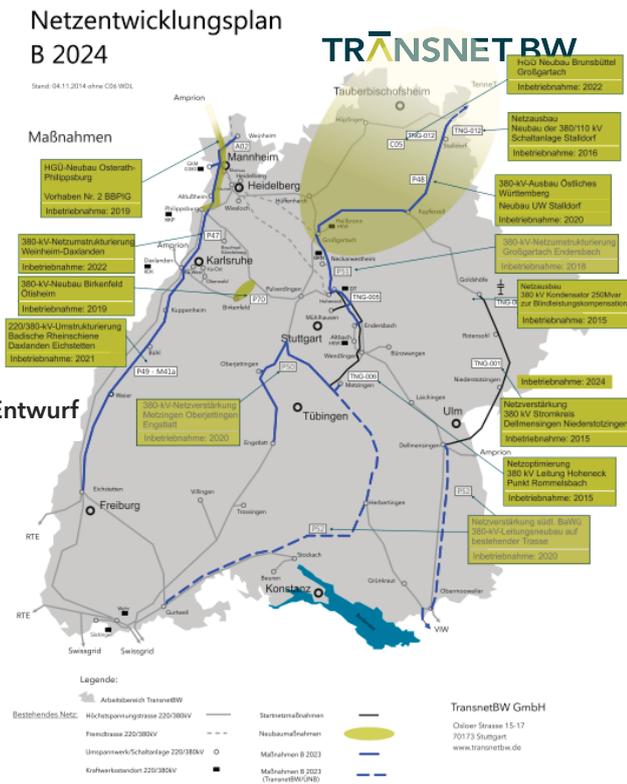
Seite 28

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Netzausbau Baden-Württemberg

/ Netzausbaumaßnahmen
in Baden-Württemberg

/ basierend auf NEP B2024, zweiter Entwurf



Seite 29

Netzausbau Deutschland

BUNDESBEDARF-PLAN

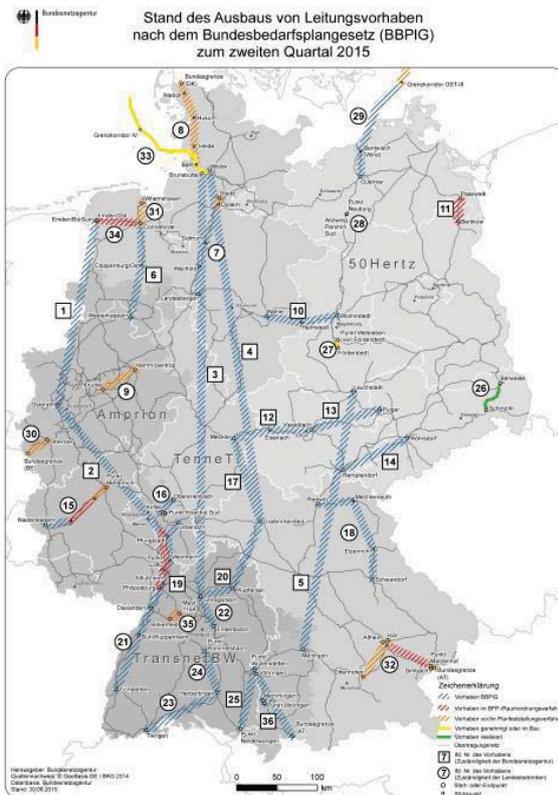
/ Aktuelle Kennzahlen aus NEP2024

Übersicht Kilometer

	NEP 2024 2. Entwurf (ÜNB)	NEP 2024 bestätigt	NEP 2024 nicht bestätigt	NEP2023 bestätigt	BBPIG 2013
AC-Neubau	650 km	648 km	2 km*	600 km	650 km
DC-Korridore	2.300 km	1.750 km**	550 km	1.600 km	1.600 km
DC-Neubau Interkonnektoren	350 km***	350 km***	-	450 km	450 km
AC- Netzverstärkung	3.700 km	2.750 km	950 km	2.500 km	2.000 km
AC/DC- Umstellung	300 km	300 km	-	300 km	300 km
gesamt	7.300 km	5.798 km	1.502 km	5.450 km	5.000 km

Seite 30

Quelle: BNetzA



Netzausbau Deutschland-Nachbarländer

GRENZÜBERSCHREITENDE NETZAUSBAU IN DEUTSCHLAND

Weiterhin wird eine Maßnahme auch dann als wirksam eingestuft, wenn sie zu einer Stärkung des europäischen Stromhandels führt. Dies ist bei den grenzüberschreitenden Leitungsbauvorhaben der Fall, kann aber auch bei innerdeutschen Maßnahmen zutreffen. - Vorgehensweise BNetzA: Wirksamkeitskriterium -

Quelle: BNetzA, Bedarfsermittlung 2024

An fast allen Grenzen sind die Kapazitäten für den Stromtransport in das bzw. aus dem Ausland derzeit limitiert. [...] Daher ist auch der Stromhandel mit dem Ausland bisher nur eingeschränkt möglich. Um ihn gemäß § 1 Abs. 3 EnWG und der EU-Elektrizitäts-Binnenmarkttrichtlinie 2009/72/EG zu intensivieren, müssen die grenzüberschreitenden Transportkapazitäten erhöht werden. - Vorgehensweise BNetzA: Wirksamkeitskriterium -



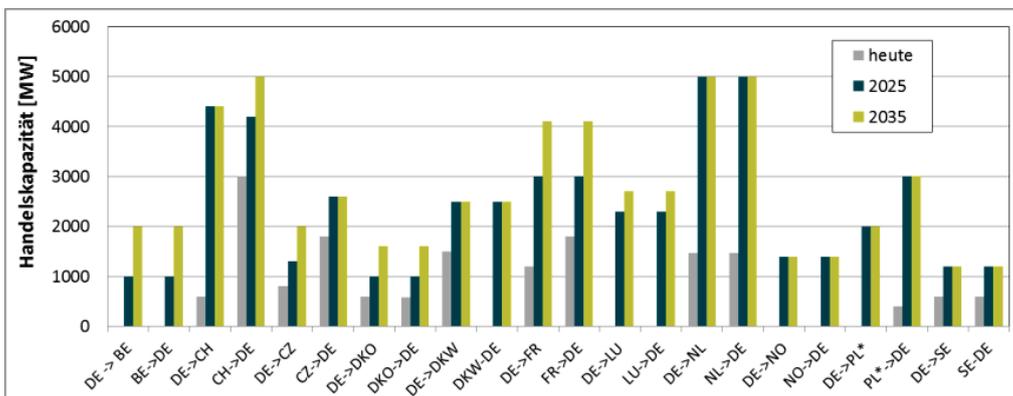
Seite 31

/ Bis auf Tschechien Netzausbaubedarf an alle Grenzen identifiziert

/ Projekte sowohl im nationalen (NEP) als auch im europäischen (TYNDP) Netzentwicklungsplan enthalten

Handelskapazitäten Deutschland<->Nachbarn

ENTWICKLUNG DER HANDELSKAPAZITÄTEN



Quelle: NEP für 2025 und 2035, HK heute gemittelt

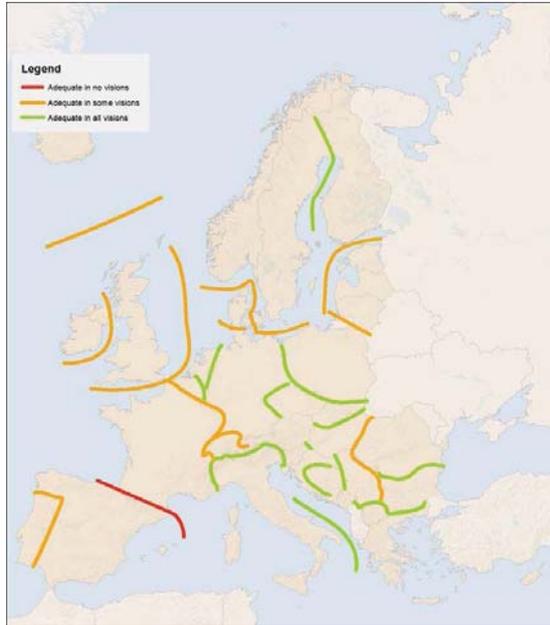
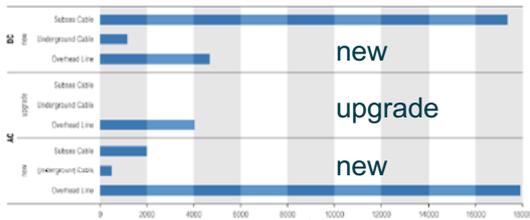
/ FAZIT

Der Netzausbau stärkt den europäischen Binnenmarkt durch Erhöhung der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten

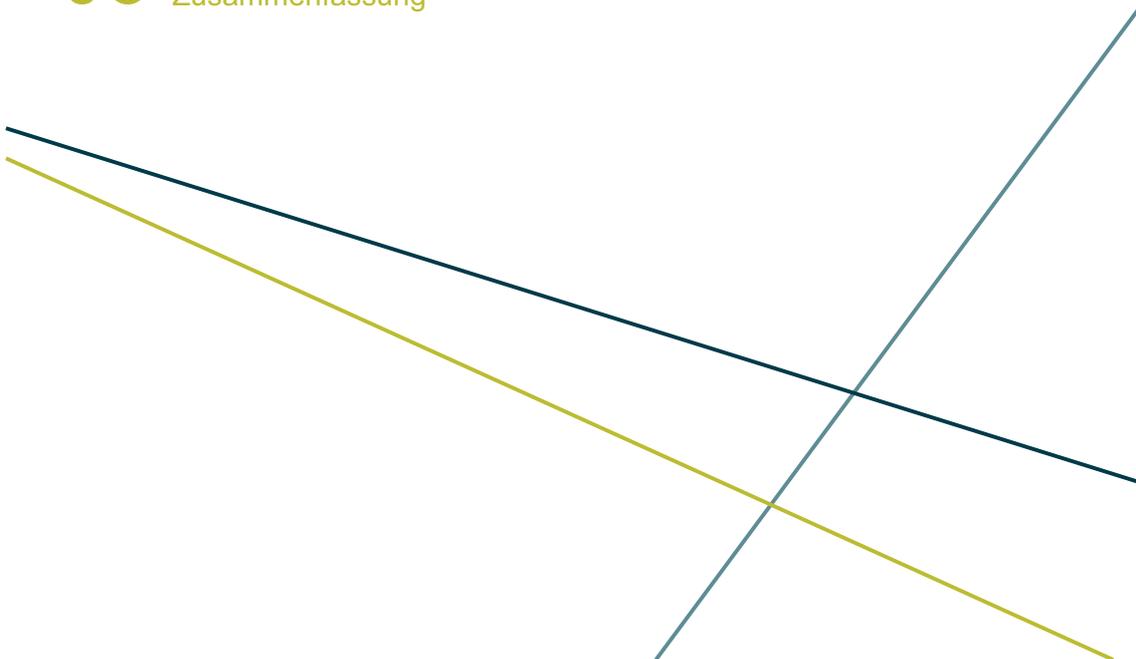
TYNDP2014 - Überblick

EINBLICK IM TYNDP 2014, ZIELNETZ 2030

- / ca. 100 Projekte
- / Durchschnittliche Verdoppelung der grenzüberschreitende Kapazitäten
- / Einsatz von innovativen Technologien
- / ca. €150 Milliarden für die Realisierung der Projekte erforderlich



06 Zusammenfassung



ZUSAMMENFASSUNG

- / Die Energiewende stellt das europäische Übertragungsnetz vor große Herausforderungen. Ein sichere und zuverlässige Stromversorgung erfordert eine enge Integration der europäischen Strommärkte.
- / **Der Netzausbau ist Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende in Deutschland und Europa**
- / Nationale und internationale Netzentwicklungspläne ermöglichen den bedarfsgerechter Ausbau der Übertragungskapazitäten zu ermitteln.

Seite 35



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit.

Standorte

UNTERNEHMENSZENTRALE STUTTGART
PARISER PLATZ
OSLOER STRASSE 15 - 17
70173 STUTTGART

TELEFON: +49 711 21858-0

HAUPTSCHALTLEITUNG WENDLINGEN
OHMSTRASSE 4
73240 WENDLINGEN

TELEFON: +49 7024 44-0

www.transnetbw.de

Regulierung der Versorgungsqualität: Internationale Erkenntnisse

Ort, Datum: Olten, 18. September 2015

Verfasser: Stephan Vaterlaus

1 Notwendigkeit einer Qualitätsregulierung

Stromnetze weisen die Eigenschaften von natürlichen Monopolen auf und sind folglich zu regulieren. Der Regulator sieht sich dabei zwei Herausforderungen gegenüber. Zum einen soll die Regulierung eine möglichst effiziente Netzbetriebsführung sicherstellen und zum anderen sind Investitionsanreize im richtigen Ausmass zu setzen. In diesem Spannungsfeld kommt der Frage der Qualitätsregulierung eine wichtige Rolle zu. Grundsätzlich unterscheidet man zwischen verschiedenen Qualitätsdimensionen, wobei im Kontext der Netzregulierung in der Regel die kommerzielle Qualität und die Netzzuverlässigkeit im Vordergrund stehen. Die Notwendigkeit einer Qualitätsregulierung ergibt sich sowohl bei einer Cost-Plus-Regulierung als auch bei einer Anreizregulierung. Bei der Cost-Plus-Regulierung ist eher sicherzustellen, dass nicht eine volkswirtschaftlich zu gute Qualität bereitgestellt wird, wogegen bei der Anreizregulierung die Gefahr einer volkswirtschaftlich zu schlechten Qualität besteht. Hintergrund dabei ist, dass Netzbetreiber aufgrund des sogenannten Hysterese-Problems in einer Anreizregulierung mit kurzfristigen Kostensenkungen durch eine weniger gute Qualitätssicherung Gewinne realisieren können, wogegen die mit den Kostenkürzungen verbundenen Qualitätseinbussen erst viel später eintreten. Wichtig ist, dass die Qualitätsregulierung nicht auf die Sicherstellung der maximalen Qualität ausgerichtet wird, sondern auf das volkswirtschaftlich optimale Qualitätsniveau. Dies ist dann erreicht, wenn der Grenznutzen der Versorgungsqualität den Grenzkosten der Sicherung der Versorgungsqualität entspricht.

2 Regulierung der kommerziellen Qualität

Die kommerzielle Qualität kann über verschiedene Indikatoren abgebildet werden. Grundsätzlich geht es dabei um den Umgang des Netzbetreibers mit seinen Kunden. Dabei hat der Entbündelungsgrad zwischen Netz, Messung und Vertrieb allenfalls grösseren Einfluss auf die kommerzielle Qualität als die Art des Regulierungsrahmen (Anreizregulierung oder Cost-Plus-Regulierung). Bei der Regulierung der kommerziellen Qualität sind Aspekte im Zusammenhang mit dem Netzanschluss, der Kundenbetreuung, dem technischen Service, der Messung oder der Rechnungsstellung zu nennen. International wird die Sicherstellung der kommerziellen Qualität in einer Vielzahl an Ländern angewandt, wobei typischerweise eine Kombination von verschiedenen Indikatoren eingesetzt wird. Bei der Beurteilung des angestrebten Qualitätsniveaus ist es zielführend, sich an Kenngrössen zu orientieren, die aus Sicht der Kunden als relevant erachtet werden. Bei der damit verbundenen Referenzwertbildung können international verschiedene Ansätze beobachtet werden. Diese reichen vom Setzen von Mindeststandards zur Vermeidung von besonders schlechter Qualität in Einzelfällen («worst served customer») über die Orientierung an einer Gesamtservicequalität (Branchendurchschnitt) oder be-

schränken sich auf das Überwachen und Veröffentlichen von Qualitätsindikatoren («Shame-and-Blame-Prinzip» ohne konkrete Referenzwerte). Das Nicht-Einhalten von kommerziellen Qualitätsstandards kann auf verschiedene Weise monetarisiert werden. Hier wenden Länder teilweise Direktzahlungen an betroffene Kunden an, die noch nach Haushalts- und Gewerbekunden differenziert werden können.

3 Regulierung der Netzzuverlässigkeit

Bei der Netzzuverlässigkeit geht es grundsätzlich um die Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung. Dabei steht eine Vielzahl an möglichen Indikatoren zur Verfügung, um diese Qualitätsdimension zu messen. Unterschieden werden grundsätzlich die Häufigkeit der Unterbrüche und die Dauer. Bei der konkreten Umsetzung der Regulierung wird überdies international noch zwischen kurzen und langen Unterbrüchen sowie der Art respektive der Ursache der Störung unterschieden. Ähnlich der Regulierung der kommerziellen Qualität gilt es auch bei der Regulierung der Netzzuverlässigkeit einen Referenzwert zu definieren, den es einzuhalten gilt und gegebenenfalls eine Monetarisierung der Abweichungen vom Referenzwert vorzunehmen. Gerade um den Referenzwert zu bestimmen, sind international verschiedene Vorgehensweisen zu beobachten. So sind eine Orientierung am Branchendurchschnitt eines oder mehrerer Jahre, am individuellen Durchschnitt mehrerer Jahre, am Durchschnitt einer strukturell vergleichbaren Gruppe von Netzbetreibern (Stadt/Land), am Branchendurchschnitt unter Berücksichtigung struktureller Eigenschaften (Annahme eines funktionalen Zusammenhangs zwischen Kenngrösse und Struktureigenschaft) oder an einem fest definierten Mindestqualitätsniveau (ggf. differenziert nach Struktur des Netzgebiets) möglich.

4 Schlussfolgerungen

International ist es üblich, dass nach der Strommarktöffnung und der damit verbundenen Netzzugangsregulierung auch regulatorisch eingegriffen wird, um die Qualität der Stromversorgung sicherzustellen. Im Fokus dieser regulatorischen Eingriffe stehen die Sicherstellung der kommerziellen Qualität und somit die Beziehung zwischen Netzbetreiber und Kunden sowie die Sicherstellung einer adäquaten Netzzuverlässigkeit. Unter Letzterem versteht man die Sicherstellung einer möglichst unterbrechungsfreien Stromversorgung. Auch wenn im Rahmen einer Cost-Plus-Regulierung die Notwendigkeit einer Qualitätsregulierung abgeleitet werden kann, so treten Qualitätsprobleme eher im Zusammenhang mit der Anreizregulierung auf (Hysterese-Problem).

Bei der Qualitätsregulierung ist sicherzustellen, dass nicht die maximale, sondern die volkswirtschaftlich optimale Qualität angestrebt wird. Für die Umsetzung sind zum einen die relevanten Indikatoren zu definieren, welche stellvertretend für die zu regulierende Qualitätsdimensionen stehen. Anschliessend sind Referenzwerte zu bestimmen, welche das optimale Qualitätsniveau repräsentieren und schliesslich sind je nach Regulierungsrahmen Abweichungen von diesem angestrebten Qualitätszustand monetär zu bewerten.

Wirft man einen Blick auf die Art der Qualitätsregulierung in verschiedene Ländern, so können sehr unterschiedliche Vorgehensweisen bei der Umsetzung einer Qualitätsregulierung ausgemacht werden. Verantwortlich hierfür sind unter anderem der unterschiedliche Regulierungsrahmen, die unterschiedliche Ausgangssituation bezüglich Qualität und die unterschiedlich verfügbare Datenlage.

Regulierung der Versorgungsqualität: Internationale Erkenntnisse

Dr. Stephan Vaterlaus, Geschäftsführer

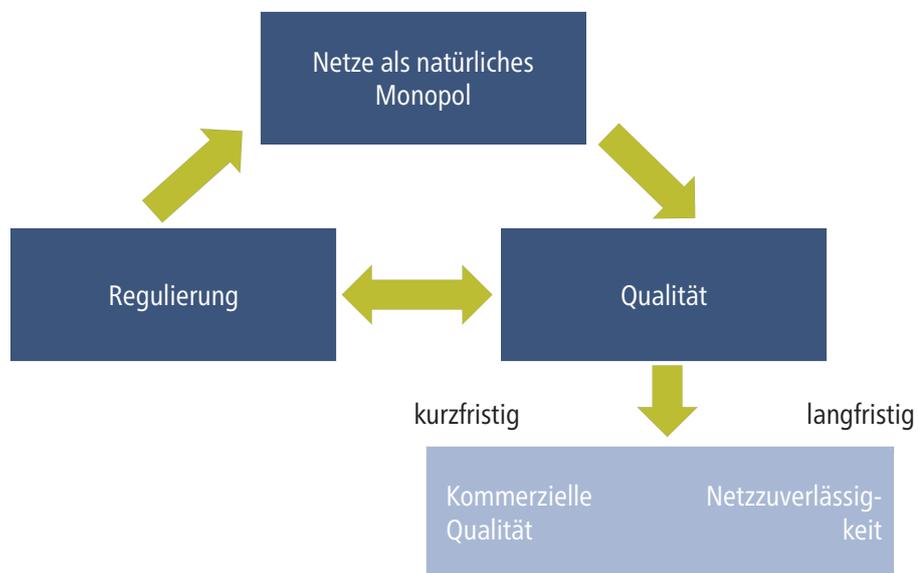
48. Freiburger Verkehrsseminar

Freiburg, 18.09.2015



1. **Notwendigkeit einer Qualitätsregulierung**
2. Regulierung der kommerziellen Qualität
3. Regulierung der Netzzuverlässigkeit
4. Ausgewählte internationale Erfahrungen
5. Schlussfolgerungen

Marktversagen und Regulierung

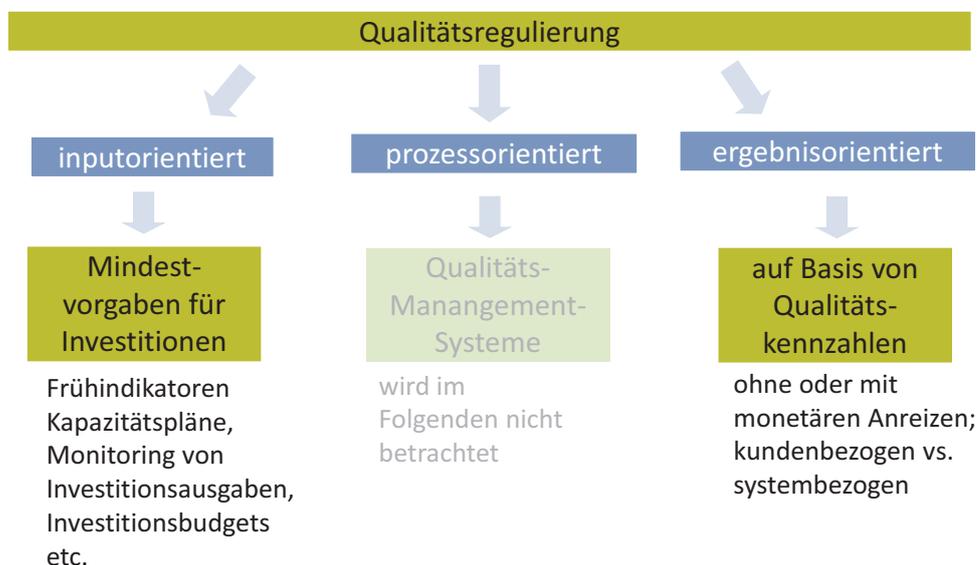


Übersicht Qualitätsdimensionen

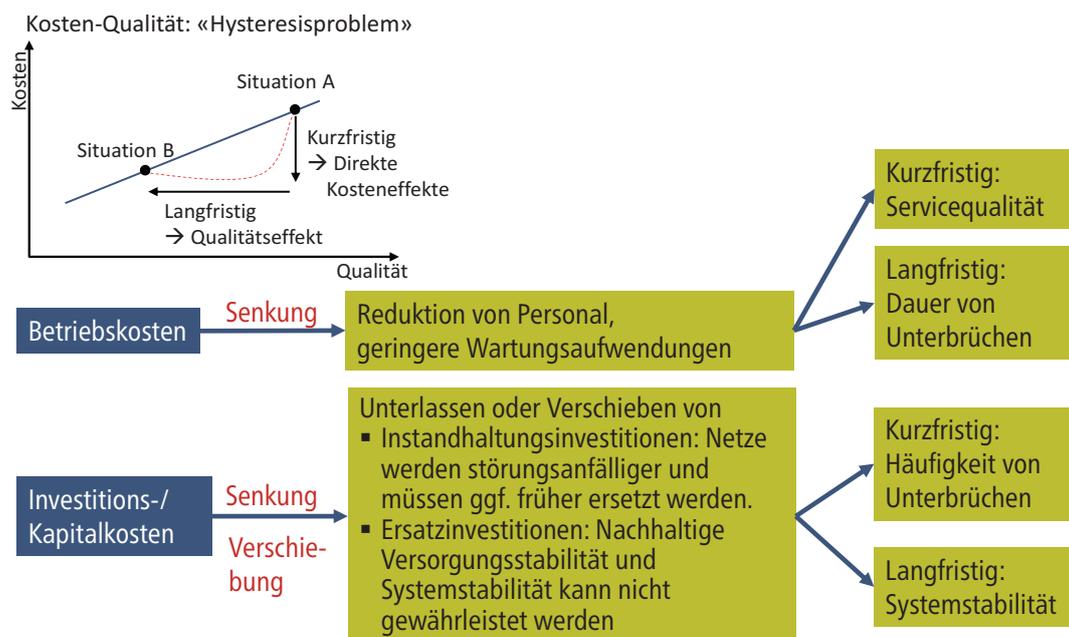
Sicherheit	Produktqualität	Servicequalität	Zuverlässigkeit	Netzleistungsfähigkeit
Vermeidung von Schäden für Mensch und Anlagen	Technische Qualität von Strom (Spannung/Frequenz)	Verhältnis Netzbetreiber-Kunde (Dienstleistungen)	Fähigkeit, Energie von A nach B zu transportieren	Optimale Bereitstellung bzw. die Auslastung von Leitungskapazitäten

Ansatzpunkte einer Qualitätsregulierung

Gilt grundsätzlich für Kosten- und Anreizregulierung

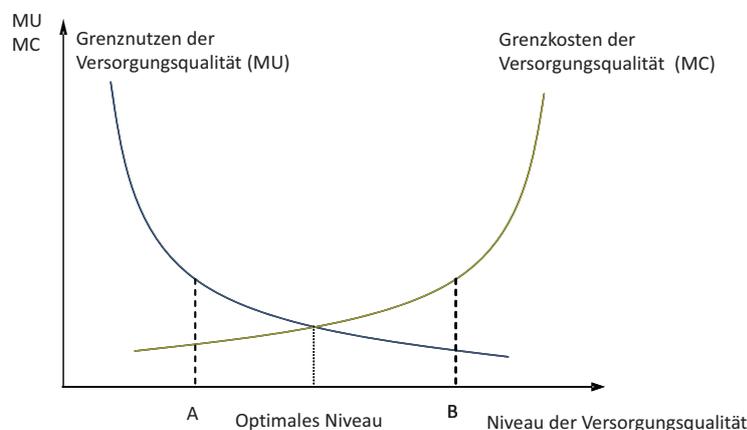


Zusammenhang Kostensenkungen – Qualität



Optimales Niveau der Versorgungsqualität

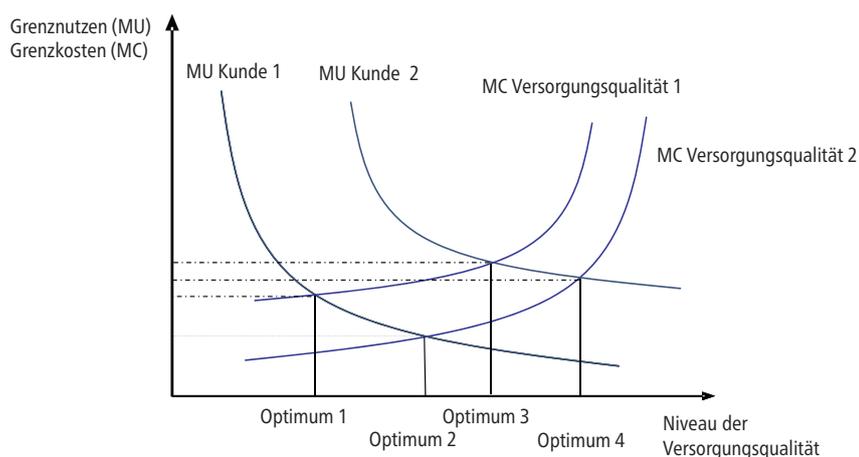
Betrachtung für einen Kunden und ein Versorgungsgebiet



→ Optimale Versorgungsqualität, wenn Grenznutzen der Versorgungsqualität (Zahlungsbereitschaft) = Grenzkosten der Versorgungsqualität.

Optimales Niveau der Versorgungsqualität

Betrachtung für zwei Kunden und zwei Versorgungsqualitäten



→ Die Zahlungsbereitschaft hängt von den individuellen Präferenzen ab, die Kosten der Versorgungsqualität von Struktur Faktoren und dem Versorgungsgebiet. → es sind mehrere Optima möglich.

Frage nach dem optimalen Qualitätsniveau

Sicherung einer gesamtwirtschaftlich effizienten Versorgungsqualität

- Bestimmung des volkswirtschaftlichen Optimums ist schwierig
 - Unterschiede in den Kosten der Netzbetreiber zur Verbesserung der Versorgungsqualität um eine Einheit
 - differenzierte Betrachtung nach verschiedenen Kundengruppen erforderlich, da Nutzen aus verschiedenen Niveaus der Versorgungsqualität unterschiedlich sind

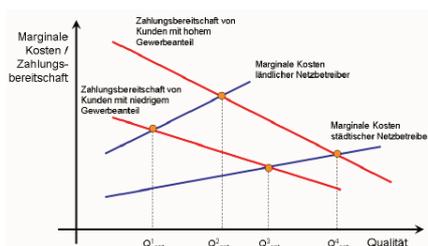


Abbildung 4: Bestimmung des optimalen Qualitätsniveaus, abhängig von Zahlungsbereitschaft und Kostenstruktur

Quelle: E-Bridge (2006), 4. Referenzbericht Anreizregulierung: Konzept einer Qualitätsregulierung

Frage nach dem optimalen Qualitätsniveau

Schutz gefährdeter Kundengruppen (z. B. abgelegene Gebiete)

- Aus unserer BFE-Studie «Zahlungsbereitschaft für Service public und Versorgungsqualität im Strombereich» (2008)
 - Hohe Solidarität für Kunden in ländlichen Gebieten
 - Optimaler Anschlussgrad im ländlichen Bereich: 97.5%, danach sinkender Nutzen

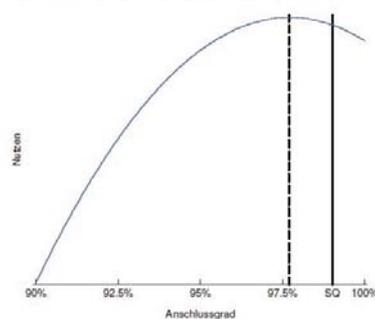
Tabelle 14 Einstellungen zu Preis- und Qualitätssolidarität in der Stromversorgung

Aussage	nicht einverstanden			vollkommen einverstanden
	1	2	3	
Schweizweit gleicher Strompreis	21	16	18	42
Niedrigerer Preis für schlechtere Qualität in ländl. Gebieten	36	23	19	19
Höhere Kosten für Qualität in ländl. Gebieten von allen getragen	17	20	23	37
Höhere Preise für höhere Qualität in ländl. Gebieten	57	23	11	6

^{*)} Fehlende Prozent: «Weiss nicht» oder «Keine Antwort»

Quelle: Leukert et al. (2008), Zahlungsbereitschaft für Service public und Versorgungsqualität im Strombereich.

Abbildung 11 Nutzen aus dem Anschlussgrad für die Landbevölkerung



Durchgezogene Linie bezeichnet Status quo
Gestrichelte Linie bezeichnet optimalen Anschlussgrad

Einführung einer Qualitätsregulierung

International übliche zeitliche Phasen

- Grundlagen
 1. Abgrenzung der zu regulierenden Qualitätsdimensionen
 2. Aufbau einer belastbaren Datenbasis zur Ermittlung der Kenngrößen zur Abbildung der Qualitätsdimensionen pro Netzbetreiber
 3. Ermittlung des Referenzmassstabs für die Qualitätsdimensionen (kommerzielle Qualität und Zuverlässigkeit)
- Im Fall monetärer Anreize
 4. Ermittlung der Kosten bzw. Zahlungsbereitschaften für die relevanten Qualitätsdimensionen
 5. Kundenbezogene Qualitätsregulierung «garantierte Standards» mit direkten Kompensationszahlungen z. B. bei langen Unterbrüchen
 6. Systembezogene Qualitätsregulierung «allgemeine Standards» im Rahmen Anreizregulierung (Bonus/Malus, im Benchmarking)

1. Notwendigkeit einer Qualitätsregulierung
2. **Regulierung der kommerziellen Qualität**
3. Regulierung der Netzzuverlässigkeit
4. Ausgewählte internationale Erfahrungen
5. Schlussfolgerungen

Kommerzielle Qualität

Einordnung

- Diverse Indikatoren und Kenngrößen in europäischen Ländern im Einsatz
- Entbündelungsgrad (Netz, Messung, Vertrieb) hat allenfalls grösseren Einfluss auf kommerzielle Qualität als Regulierungsrahmen
- Kategorisierung der Bereiche der kommerziellen Qualität (CEER)
 - Netzanschluss
 - Kundenbetreuung
 - Technischer Service
 - Messung und Rechnungsstellung
- Typischerweise Kombination verschiedener Indikatoren
- Zielführend: Orientierung an Kenngrößen, die aus Sicht der Kunden auch als relevant erachtet werden (zu eruieren anhand von Kundenbefragungen)

Kommerzielle Qualität

Beispiele für ausgewählte Länder (1/2)

	Indikator	AT	NL	NO	UK	FI	FR	SE
Netzanschluss	Dauer bis zur Reaktion auf Kundenanfrage nach Netzanschluss	√		√	√	√		
	Dauer der Kostenschätzung für einfache Arbeiten	√	√	√		√	√	
	Dauer des Netzanschlusses neuer Kunden	√	√	√	√	√	√	
	Dauer der Netztrennung nach Kundenauftrag		√	√		√	√	
Kundenbetreuung	Pünktlichkeit bei Terminen mit Kunden		√	√	√		√	
	Antwortzeit bei Kundenanfragen und -beschwerden		√	√	√	√	√	
	Antwortzeit bei Spannungsbeschwerden		√	√	√	√		
	Antwortzeit bei Beschwerden wegen Unterbruch		√	√		√		
	Antwortzeit bei Anfragen zu den Kosten und der Zahlung (exkl. Netzanschluss)		√	√		√		

Quelle: CEER (2012), 5th CEER Benchmarking report on the quality of electricity supply, Tab. 4.2

Kommerzielle Qualität

Beispiele für ausgewählte Länder (2/2)

	Indikator	AT	NL	NO	UK	FI	FR	SE
Technischer Service	Zeit zwischen der Antwort auf die Spannungsbeschwerde und der Störungsbehebung			√		√		
	Dauer bis zum Beginn der Versorgungswiederherstellung nach einem Sicherheitsausfall			√	√	√		
	Dauer bis zur frühzeitigen Ankündigung eines geplanten Unterbruchs	√	√	√	√	√		√
	Dauer der Versorgungswiederherstellung im Falle eines ungeplanten Unterbruchs		√	√		√		√
Messung/Rechn.	Dauer der Untersuchung bei einem Defekt am Zähler		√			√		
	Zeit zwischen Zahlungserinnerung und Netztrennung			√		√		√
	Dauer der Versorgungswiederherstellung nach einer Netztrennung wegen Zahlungsverzug	√		√		√		
	Jährliche Anzahl Zählerkontrollen durch das zuständige Unternehmen	√	√	√		√	√	√

Quelle: CEER (2012), 5th CEER Benchmarking report on the quality of electricity supply, Tab. 4.2

Kommerzielle Qualität

Referenzwerte

- Unterschiedliche Perspektiven bei der Referenzwertsetzung
 - Setzen von Mindeststandards: setzen kaum Anreize, die Servicequalität generell zu verbessern, sondern dienen zur Vermeidung von besonders schlechter Qualität in Einzelfällen («worst served customer»)
 - Orientierung an einer Gesamtservicequalität (Branchendurchschnitt)
 - Monitoring und Veröffentlichung: «Shame-and-Blame-Prinzip» ohne konkrete Referenzwerte, Vergleich mit allen anderen Netzbetreibern möglich

Kommerzielle Qualität

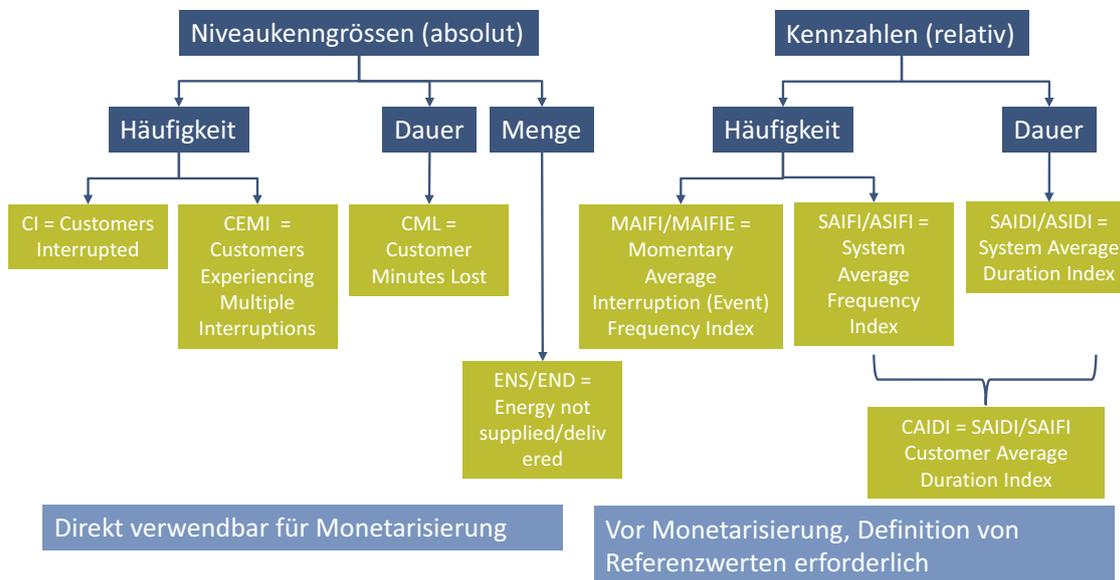
Monetarisierung

- Festlegen der Höhe von Pönalen ist schwierig, wenn damit Anreize zur Verbesserung der Qualität in Form angemessener Investitionen gesetzt werden sollen.
- Typischerweise Orientierung an Kundenbefragungen, wie hoch ein Nichteinhalten verschiedener Qualitätsstandards bewertet wird.
- Das Nichteinhalten von kommerziellen Qualitätsstandards kann auf verschiedene Weise monetarisiert werden:
 - mittels Direktzahlungen an betroffene Kunden («kundenbezogen», Beispiel NL, NO, UK)
 - Differenzierung nach Haushalts- und Gewerbekunden möglich
 - «worst served customer»
 - für eine Kombination verschiedener Kenngrößen (Index) wird bei Nichterreichen ein Malus in Form eines prozentualen Anteils der zugestandenen Erlöse abgezogen («systembezogen», Beispiel UK)

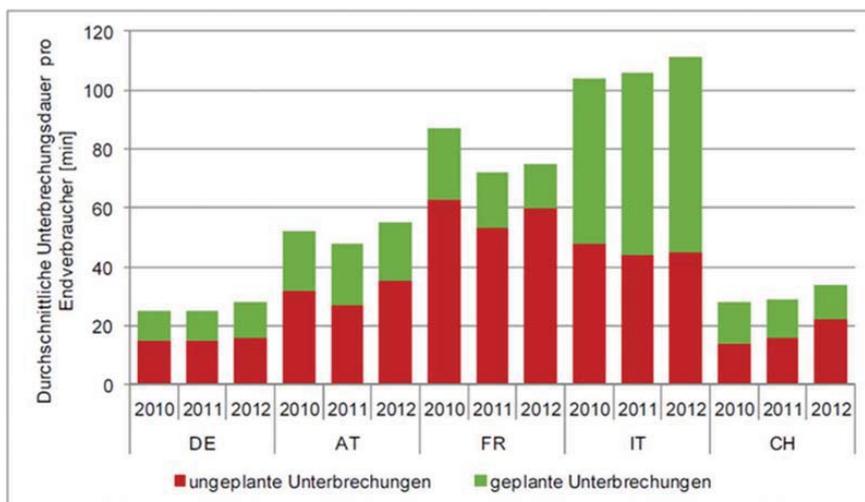
1. Notwendigkeit einer Qualitätsregulierung
2. Regulierung der kommerziellen Qualität
3. **Regulierung der Netzzuverlässigkeit**
4. Ausgewählte internationale Erfahrungen
5. Schlussfolgerungen

Indices zur Messung der Netzzuverlässigkeit

Übersicht und Kategorisierung



SAIDI international



Quelle: Rapport de l'ElCom sur la sécurité d'approvisionnement 2014

Netzzuverlässigkeit

Eingesetzte Messtechniken zur Identifikation betroffener Kunden

Land	Wie werden betroffenen Kunden identifiziert?	Automatische Identifizierung	Automatische Erfassung
AT	Keine einheitliche Regeln.	Nein	Nein
D	Keine standardisierte Identifikation von Kunden. Unterschiedliche Verfahren unter Netzbetreibern.	Nein	Nein
UK	Regulierungsbehörde sammelt Daten auf Systemebene für alle 14 lizenzierte Verteilnetzbetreiber. Regulierungsbehörde sammelt auch disaggregierte Schalterdaten, um Verteilnetzbetreiber untereinander zu vergleichen.	Ja	Ja
NL	Identifikation von betroffenen Kunden erfolgt meistens durch wohletablierte und dokumentierte Schätzverfahren, Teil des nationalen Unterbrucherfassungssystems sind.	Ja	Ja
NO	Das standardisierte Verfahren für Rapportierung von Unterbruchdaten (FASIT) verwendet Daten von Customer Information System	Yes	Yes
SE	Das Model des Vernetzungsgrades wird verwendet. Angabe jährlicher Unterbrüche auf Endkundenebene	Ja (für >90% der Kunden)	Ja (für >90% der Kunden)

Quelle: CEER (2012), 5th CEER Benchmarking report on the quality of electricity supply, Tab. 2.5

Netzzuverlässigkeit

Datenanforderungen: Herausforderungen

- Störungen treten mit einer hohen Stochastik auf
 - Zeitreihen und Mittelwertbildung, um Extremwerte zu glätten
 - Definitionen und Auslegungen müssen im Zeitablauf stabil sein
- Störungsursache
 - Klare Definitionen erforderlich, insbesondere für höhere Gewalt
- Bestimmung der Anzahl betroffener Kunden
 - Automatisierte Bestimmung
 - Abschätzungen: Schätzverfahren vorgeben vs. individuell

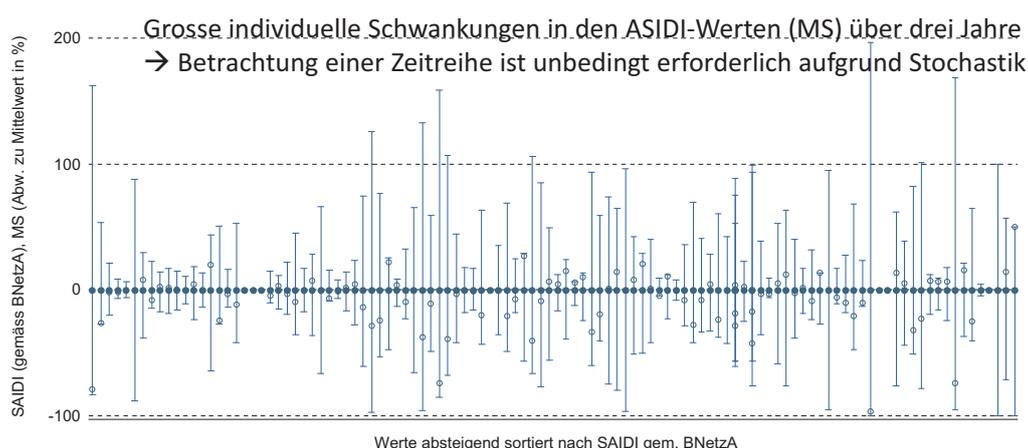
Netzzuverlässigkeit

Referenzwerte

- Orientierung
 - am Branchendurchschnitt eines/mehrerer Jahre
 - am individuellen Durchschnitt mehrerer Jahre
 - am Durchschnitt einer strukturell vergleichbaren Gruppe von Netzbetreibern (Stadt/Land)
 - am Branchendurchschnitt unter Berücksichtigung struktureller Eigenschaften (Annahme eines funktionalen Zusammenhangs zwischen Kenngrösse und Struktureigenschaft)
 - An einem fest definierten Mindestqualitätsniveau (ggf. differenziert nach Struktur des Netzgebiets)

Netzzuverlässigkeit

Datenanforderungen: Hohe Stochastik



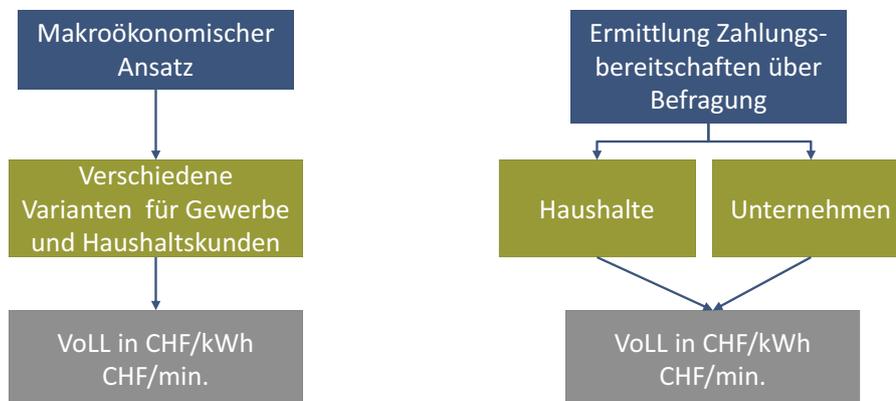
113 Unternehmen
Median und Streuung des Medians: -6,14; 20,52

BMT-Grafik © 2011 Polynomics AG

Quelle: Polynomics/PwC: Projekt Benchmarking Transparenz; Filges et al. (2011)

Netzzuverlässigkeit

Methoden der Monetarisierung



Netzzuverlässigkeit

Beispiel: Ergebnisse zur Bewertung in der CH

- Deutliche Unterschiede in der Bewertung je nach Methode

Tabelle 22 Vergleich der Bewertungen für eine Störung bei Haushalten (in CHF)

	Makroökonomische Bewertung ^{a)}		Zahlungsbereitschaft aus den Experimenten ^{b)}	
	30 Min		30 Min	
Alle Personen	4.1		33	
Personen >14 J.	4.9		33	

^{a)} Annahmen: Jahresstromverbrauch 2004 Haushalte, Dienstleistungssektor, Verkehr; 6'624 Jahresstunden; Durchschnittswert des VoLL über die vier Szenarien (11 CHF/kWh).

^{b)} Durchschnitt aus den beiden Experimenten «Grundversorgung» und «Störung».

Tabelle 23 Vergleich der Bewertungen für eine Störung bei Unternehmen (in CHF)

	Makroökonomische Bewertung*		Befragung			
	30 Minuten		30 Minuten Eigenangaben		30 Minuten offenbarte Präferenzen	
			Mittelwert	Median	Mittelwert	Median
Industrie	171		2164	693	612	127
Dienstleistungssektor	42		1661	354	1940	0

*Annahmen: Durchschnittlicher Jahresstromverbrauch gemäss Angabe in der Befragung; 8'760 Jahresstunden; Durchschnittswert des VoLL über die vier Szenarien (13 CHF/kWh).

Quelle: Leukert et al. (2008), Zahlungsbereitschaft für Service public und Versorgungsqualität im Strombereich.

Netzzuverlässigkeit

Ergebnisse makroökonomischer Ansatz CH

- Sehr unterschiedliche Werte für den «VoLL» je nach Differenzierung bei für Haushalte und Unternehmen; Bandbreite: 14 bis 22 CHF/kWh

Tabelle 9 Überblick «Value of lost load» der verschiedenen Szenarien (in CHF/kWh)

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Haushalte				
Gesamte Freizeit stromabhängig	18.85	10.20	18.85	10.20
3 Std. der Freizeit stromunabhängig	8.85	6.20	8.85	6.20
Unternehmen				
	9.20	11.60	13.90	17.40
Gesamt*				
Gesamte Freizeit stromabhängig	17.60	14.70	22.30	20.50
3 Std. der Freizeit stromunabhängig	14.50	14.40	20.60	21.10

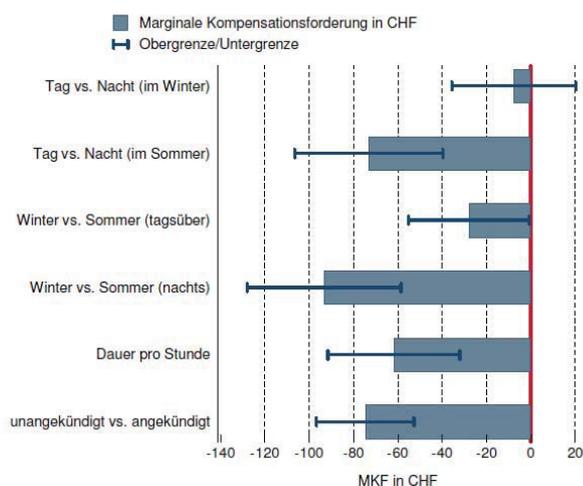
* Die Gesamtwerte ergeben sich aus der Gewichtung der Einzelwerte mit den Wertschöpfungsanteilen. Sie lassen sich nicht direkt aus den Werten für Haushalte und Unternehmen in dieser Tabelle berechnen.

Quelle: Leukert et al. (2008), Zahlungsbereitschaft für Service public und Versorgungsqualität im Strombereich.

Netzzuverlässigkeit

Ergebnisse Befragung und Ermittlung Zahlungsbereitschaften Haushalte CH

Abbildung 12 Kompensationsforderungen für Störungseigenschaften



Quelle: Leukert et al. (2008), Zahlungsbereitschaft für Service public und Versorgungsqualität im Strombereich.

1. Notwendigkeit einer Qualitätsregulierung
2. Regulierung der kommerziellen Qualität
3. Regulierung der Netzzuverlässigkeit
4. **Ausgewählte internationale Erfahrungen**
5. Schlussfolgerungen

Norwegen - Anreizregulierung

Mit Yardstick-Element im Umfang von 60%

- Abgeltung des zeitlichen Verzugs zur Berücksichtigung der Investitionen in der Erlösbergrenze
- Systembezogen: Basis bilden die Kosten der nicht gelieferten Energie (CENS)
 - Alle Ausfälle werden berücksichtigt (geplant/ungeplant, Zeitdauer, Kunden)
 - Die Kosten pro nicht gelieferter kWh wird durch den NVE bestimmt. Basis sind verschiedene Methoden (Erhebungen, Fallstudien etc.)
 - Die berechneten CENS-Kosten werden im Effizienzvergleich bei der Kostenbasis berücksichtigt
- Kundenbezogen: Direkte Ausgleichszahlungen für sehr lange Ausfälle
 - Ausfälle mit mehr als 12 Stunden mit CENS-Kosten abgelten

Deutschland - Anreizregulierung

Mit Anreizregulierung mit Benchmarking

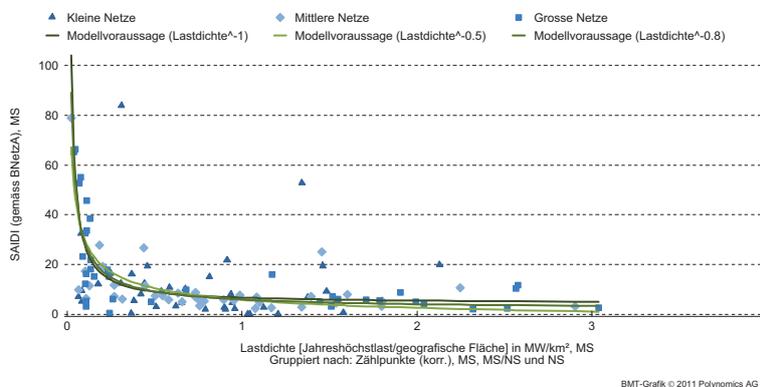
- Systembezogen: Qualitätsfaktor als sog. «Q-Element» auf die Erlösobergrenze als Bonus- oder Malus zu implementieren
- Vorerst nur SAIDI als Kennzahl der Versorgungszuverlässigkeit; setzt sich gemäß BNetzA-Definition als Durchschnitt über 2007 bis 2009 wie folgt zusammen:
 - 50% der angekündigten Unterbrechungen (ohne Zählerwechsel)
 - 100% der unangekündigten Unterbrechungen (ohne höhere Gewalt und Rückwirkungsstörungen)
- Bestimmung von Referenzwerten für die Qualitätskennzahl SAIDI unter Berücksichtigung struktureller Eigenschaften
 - MS: in Abhängigkeit der Lastdichte
 - NS: kein Zusammenhang mit strukturellen Eigenschaften erkennbar
- Funktionale Form:
$$SAIDI_{Ref} = \frac{a}{Lastdichte^c} + b$$
 - a, b und c müssen dann mittels einer Regression auf Basis der dann verfügbaren Daten berechnet werden

Referenzwertbildung in Deutschland

Fallbeispiel: Ergebnis der Referenzwertbestimmung

Funktionale Form:

$$SAIDI_{Ref} = \frac{a}{Lastdichte^c} + b$$



Quelle: Polynomics/PwC: Projekt Benchmarking Transparenz; Filges et al. (2011)

Anreizinstrumente

Fallbeispiel D: Vergleich der Instrumente Bonus/Malus und als Input im Effizienzvergleich

- Gleichlauf ob Bonus-Malus in EOG oder als Input (Kosten) im Benchmarking berücksichtigt

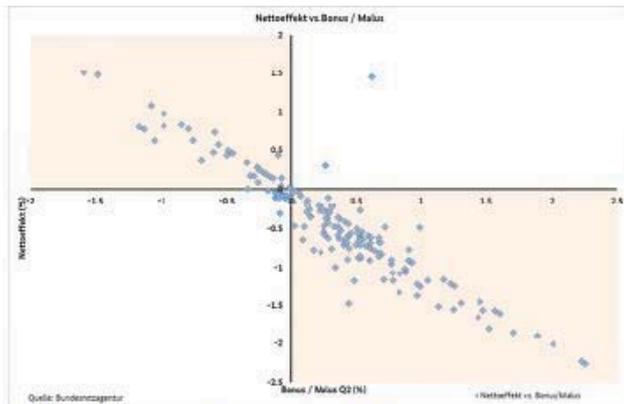


Abbildung 85: Prozentualer Anteil des Bonus/Malus und des Nettoeffekts

Quelle: BNetzA (2015), Evaluierungsbericht zur Anreizregulierung.

Referenzwertbildung in Deutschland

Fallbeispiel: Diskussionspunkte

- Diskussionspunkte und Kritik
 - Bei funktionaler Form wurde ein «c» von 1 angenommen, keine Bestimmung eines «optimalen c» aus den Regressionsanalysen
 - Höchstlast zur Ermittlung der Lastdichte wurde nur von einem Jahr herangezogen, wohingegen der SAIDI von 3 Jahren
 - Keine weitere Überprüfung weiterer Einflussfaktoren für Unterschiede im SAIDI (z.B. Verkabelungsgrad, Ost-West etc.)
 - Funktionale Form für die MS-Ebene reagiert im Bereich mit niedriger Lastdichte sehr sensitiv auf Datenänderungen, mit grossem Einfluss auf die Höhe des Bonus bzw. Malus
 - Zusammenhang auf der NS-Ebene nur sehr gering, aber statistisch signifikant → 2. Periode: kein einheitlicher durchschnittlicher Referenzwert

1. Notwendigkeit einer Qualitätsregulierung
2. Regulierung der kommerziellen Qualität
3. Regulierung der Netzzuverlässigkeit
4. Ausgewählte internationale Erfahrungen
5. **Schlussfolgerungen**

Zusammenfassung

- Qualitätsregulierung ist eine direkte Folge der Netzzugangsregulierung und zwar unabhängig des Regulierungssystems
- Der Fokus liegt auf der Sicherstellung der kommerziellen Qualität und der Netzzuverlässigkeit
- Wichtig bei der Qualitätsregulierung ist die Berücksichtigung der volkswirtschaftlich optimalen Qualität
- Die Vorgehensweise ist immer ähnlich, wobei die Qualitätsregulierung i.d.R. nach gewisser Zeit der Marktöffnung erste eingeführt wird
 - 1. Schritt = Definition der relevanten Indikatoren
 - 2. Schritt = Definition der relevanten Referenzwerte
 - 3. Schritt = Definition der Art der Monetarisierung
- International ganz unterschiedliche Ansätze, die im Kontext der Ausgangssituation und des Regulierungsrahmens zu beurteilen sind



Herzlichen Dank

Polynomics AG
Baslerstrasse 44
CH-4600 Olten

Telefon +41 (0)62 205 15 70
www.polynomics.ch



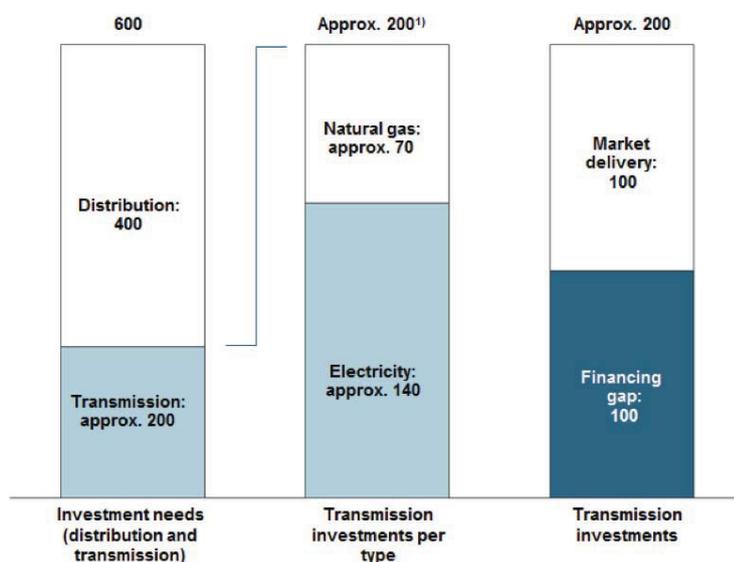
Investitionshemmnisse beim Ausbau europäischer Stromnetze – Risiko

17 & 18 September 2015
48. Freiburger Verkehrsseminar
Universität Freiburg i.Br.

Gert Brunekreeft
Jacobs University Bremen
g.brunekreeft@jacobs-university.de



BACKGROUND



1) Actual total figure: 210; rounded to approx. 200 by the EC

Source: Roland Berger, 2011a, figure 2, S. 18; based on numbers from the the EU-Commission

Investment need for cross-border transmission ca. €200 billion till 2020.

According to EU-Commission it is going too slowly.

3

6 problem areas

Roland Berger (2011) identifies the following problem areas:

- Permitting issues
- Financing issues
- Financing conditions
- Operator capabilities
- Specific types of projects
- **Regulatory issues**

Roland Berger (2011), „The structuring and financing of energy infrastructure projects, financing gaps and recommendations regarding the new TEN-E financial instrument“, Report for European Commission, July 31, 2011.

4

Permitting issue: Role of economic instruments?

5. Improve Communication and Mitigate Public Opposition					
Measure 18: Communication strategy	+++	+	0	--	✓
Measure 19: Environmental Advocate	+	0	--	--	✗
Measure 20: Extending of eligibility for compensation or mitigation	+	-	-	--	✗

Legend: +++ = very positive impact --- = very negative impact
 ✓ = measure recommended ✗ = measure not recommended

Source: Roland Berger, 2011b, p. 204.

- ▶ Roland Berger recommends not to use economic instruments.
 But perhaps there would be quite a bit of scope for economic instruments (i.e. financial compensation) to improve acceptability

5

Regulatory issues

Roland Berger (2011, pp. 50 ff.) identifies the following regulatory issues:

- Stability: Changing regulatory approaches create uncertainty
- Regulatory returns are too low to provide investment incentives
 - Delays
- Permitted regulatory returns are too low to attract the required equity funding from external investors
- Late recognition of pre-operational costs
 - „t-2“ Problem
- Projects with higher risk receive same RoR as other projects
- Advance capacity challenge

6

Policy recommendations



Policy recommendations following Roland Berger (2011, pp. 70 ff.):

- Harmonize regulatory regimes
- Create longer-term stability for investment cases
- Provide regulatory remuneration during construction phase
- Make investment more attractive by introducing „priority premiums“
 - „to speed up investments“

► „priority premiums“ aka „rate of return adder“ aka „top up“ aka „Investitionsbonus“

7



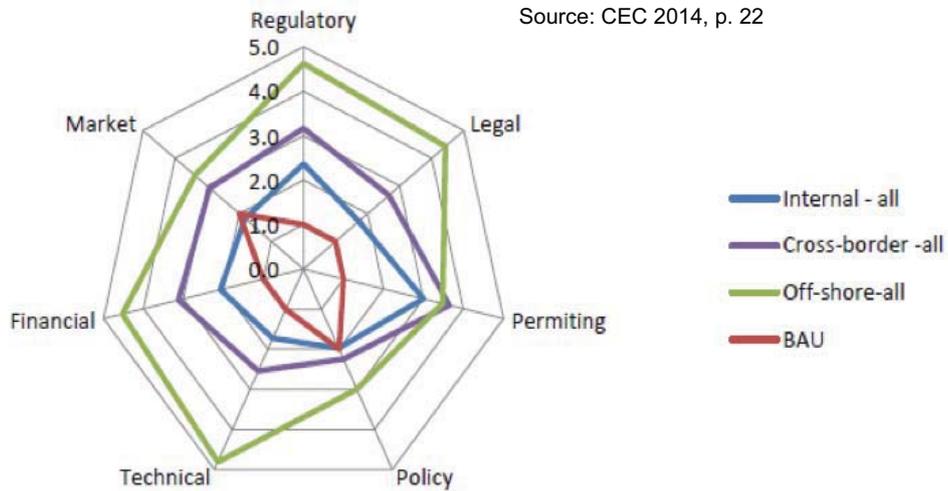
RISK

ACER, 2014, “Recommendation of ACER No. 03/2014 of 27 June 2014 on incentives for projects common interest and on a common methodology for risk evaluation”.

CEC (AF-Mercados EMI and REF-E), 2014, “Study on regulatory incentives for investments in electricity and gas infrastructure projects”, Report for the European Commission (published July 2015).

8

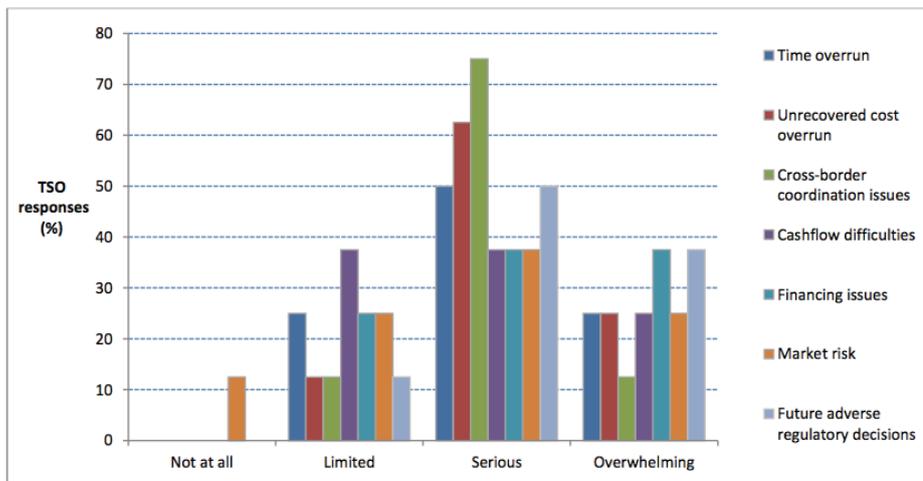
Which risks matter?



9

The TSOs' view on risk

Figure 3: TSOs' perceptions of the severity of regulatory risks to PCIs' timely delivery

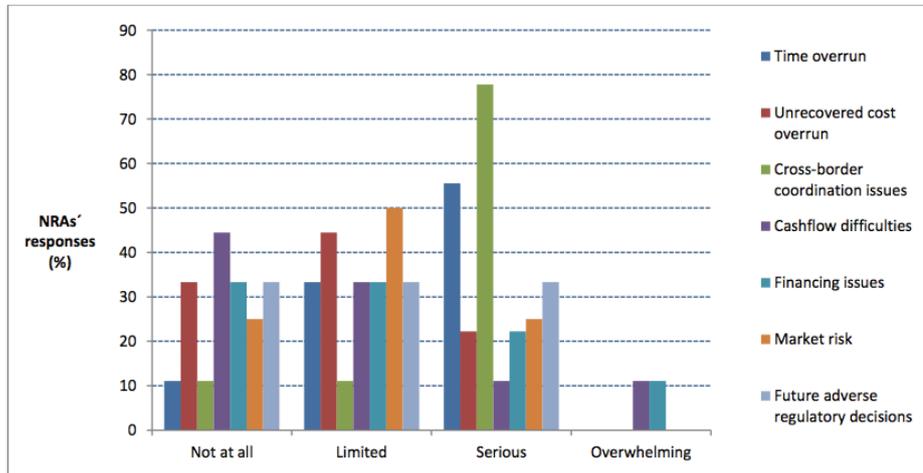


Source: CEC 2014, p. 34

10

The regulators' view on risk

Figure 4 : NRAs' perceptions of the severity of regulatory risks to PCIs' timely delivery



Source: CEC 2014, p. 34

11

Check list according to ACER (2014)

Step 1: Availability of information on project risks

Step 2: Identification of the nature of the risk from a regulatory point of view

- a) The risk of cost overruns
- b) The risk of time overruns
- c) The risk of stranded assets
- d) Risks related to the identification of efficiently incurred costs
- e) Liquidity risk

Step 3: Risk-mitigation measures by the project promoters

Step 4: Assessment of systematic risk and definition of cost of capital

Step 5: Risk-mitigation measures already applied by NRAs

Step 6: Risk quantification

Step 7: Comparable project

12

Regulation and investment



Price-based regulation works well for short-run efficiency, but there is justified concern for long-run investment

Issues

- Price-cap regulation increases risk
- Price-cap regulation is more vulnerable to regulatory time-inconsistency problem
- Price-cap regulation impedes quality
- Price cap repairs gold-plating effect
- Price cap regulation may delay investment

See further: Brunekreeft, G. & McDaniel, T.M., 2005, 'Policy uncertainty and supply adequacy in electric power markets', *Oxford Review of Economic Policy*, Vol. 21, No. 1, pp. 111-127.

13

Risk and regulation



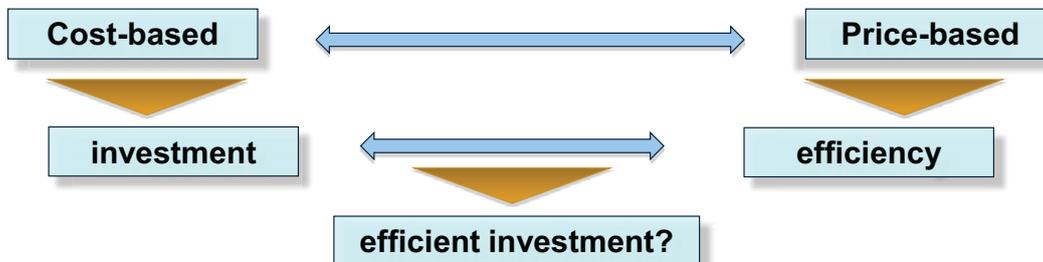
▶ Regulatory method affects risk

- Cost-based regulation
 - Market risk is passed on to consumer
 - „Buffering hypothesis“ (Peltzman, 1976)
 - Profit „small“ but safe
- Price-based regulation
 - Market risk is borne by firms
 - Shocks cannot be passed through
 - Price-based regulation increases market risk (Wright et.al., 2003)
 - Empirical evidence with *sliding scales* (Grout & Zalewska, 2003)
 - Possibly high gains or losses, but uncertain

▶ Risk-corrected rate of return should be higher for price-based regulation

14

The extremes of network regulation



Cost-based versus Price-based:

- Cost-based: own behavior triggers own price change
- Price-based: own behavior does not affect own regulated prices

The current big issue:

Price-based regulation sets strong incentives for short-term efficiency (cost-cutting), but what about (cost-increasing) long-term investment incentives?

► Next step?: “Regulatory optionality”

15

What can be done with risky investment?

- **Risk-mitigation measures**
 - Diversification, insurances and hedges
- **Adjustment of regulation**
 - More typical “cost-plus” elements, away from time-lags
- **Allow higher regulated risk-adjusted rate-of-return on these projects**
 - Priority-premiums or top-ups

CEC, 2014, p. 11:

„Only if mitigating incentives (like stability provisions and measures to mitigate liquidity risk) are not regarded as sufficient should NRAs apply rewarding incentives like rate of return premiums.“

- **Is this a wise approach? Why so reluctant to increase the risk-adjusted rate-of-return?**

16

Further issues on risk (1/3)



Following convention, ACER (2014) and CEC (2014) rely on the CAPM-approach and accordingly distinguish systematic and non-systematic risk

- Following this argument: TSO can diversify non-systematic risk and should not receive additional rate-of-return for non-systematic risk.

- **But:**
 - CAPM is certainly not uncontroversial
 - Can the TSO do diversification in a cost-neutral manner or is this responsibility for the investor?
 - What about one-sided risks?
 - One-sided risk affects expected value and cannot simply be diversified away

17

Further issues on risk (2/3)



Is the risk already covered by CAPM via the risk-beta?

$$r_i = r_f + \beta_i \cdot (r_m - r_f)$$

- **How to determine risk-beta? (see also CEC, 2014, p. 42)**
Most problematic:
 - The future may be more risky than the past
 - The peers may be in a different situation
 - Risks may be project-specific

18

Further issues on risk (3/3)

What do we do with OPEX-risk?

- Cf. ACER (2014, p. 9)

- **Challenges:**
 - What precisely is “OPEX-risk”?
 - How large is OPEX-risk?
 - Is it covered by risk-beta?
 - If partly, how much?
 - How to take due consideration of OPEX-risk?

19

Vielen Dank!

Gert Brunekreeft
Jacobs University Bremen
g.brunekreeft@jacobs-university.de



Europäische Stromnetze und Smart Grids

Prof.. Dr.-Ing. Jochen Kreusel, ABB AG, Mannheim

In Deutschland wurden in den zurückliegenden 15 Jahren über 70.000 MW Leistung zur Nutzung von Wind- und Sonnenenergie installiert und praktisch störungsfrei in den Betrieb der elektrischen Energieversorgung integriert. Die mit dem Wachstum der erneuerbaren Energien verbundene Dynamik verdeutlicht, in dem der Ausbau von Wind- und Sonnenenergie in Deutschland gezeigt wird. Eine Veränderungsdynamik, wie sie insbesondere die Photovoltaik seit etwa der Mitte des zurückliegenden Jahrzehnts gezeigt hat, kennt man sonst nur aus der Informations- und Kommunikationstechnik.

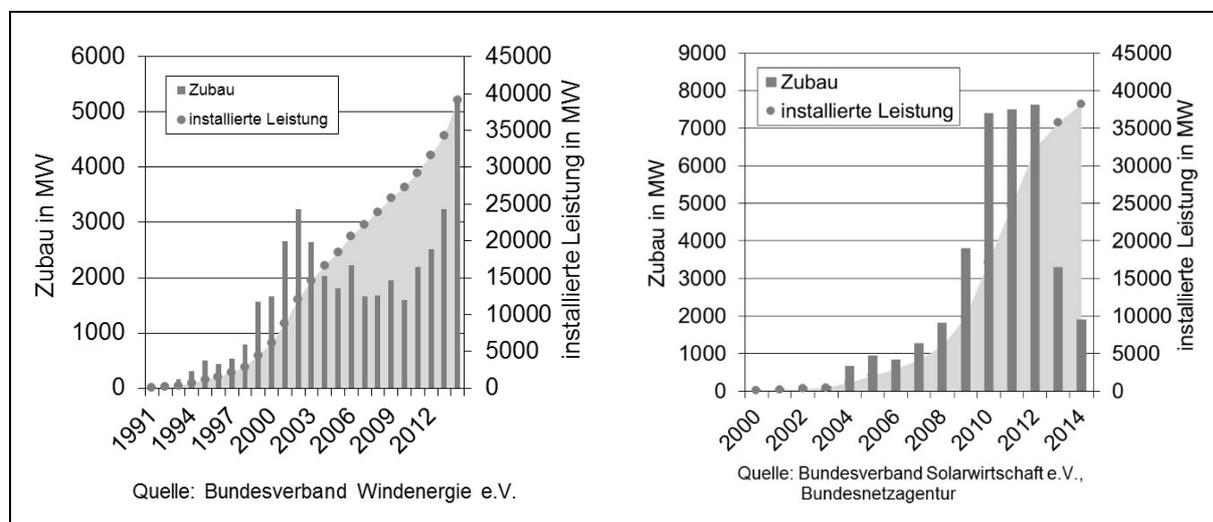


Bild 1: Ausbau von Wind- (links) und Sonnenenergie (rechts) in Deutschland

Auch in anderen europäischen Ländern sind inzwischen sehr hohe Anteile der neuen erneuerbaren Energien erreicht worden, teilweise wegen weniger Austauschmöglichkeiten mit Nachbarn sogar unter elektrotechnisch schwierigeren Bedingungen als in Deutschland. Und mit den neuen 40/27/27-Zielen für Europa im Jahr 2030 ist klar, dass der Ausbau weiter fortschreiten wird. Obwohl das bisher Erreichte eine enorme Leistung aller Beteiligten war, stehen die wirklichen Herausforderungen der Systemintegration deshalb noch bevor.

Neue Aufgaben in der Übertragung

Diejenige Besonderheit der neuen erneuerbaren Energiequellen, vor allem der Windenergie, die zuerst als systemverändernd bewusst wurde, ist ihre Standortabhängigkeit. Sie ist einer der Treiber für Leistungsferttransporte, wie sie historisch zumindest in Europa weitgehend unüblich waren, und dem

daraus resultierenden Bedarf an neuen Höchstspannungstrassen. Der andere Grund für ein in Diskussion befindliches mindestens europäisches „Supergrid“ liegt in den starken saisonalen Schwankungen der neuen erneuerbaren Energien. Will man zu wirklich hohen Anteilen dieser Quellen in der elektrischen Energieversorgung kommen, wie sie die europäische Politik für die Zeit nach dem Jahr 2030 anstrebt, stellt die weiträumige, am besten sogar über Europa hinausgehende Vernetzung eine vergleichsweise kostengünstigste Lösung des Jahreszeitproblems dar, weil so Regionen mit unterschiedlichen Wettercharakteristika verbunden werden. Bild 2 verdeutlicht dies am Beispiel der im Rahmen des Desertec-Projektes erarbeiteten Studie „Desert Power 2050“. Man erkennt – bei sehr hohem Ausbau erneuerbarer Energien in Europa im Jahr 2050 – in der linken grauen Säule den Kostenvorteil aufgrund der besseren Standorte in Nordafrika und dem Nahen und Mittleren Osten (MENA) und in der rechten Säule den Vorteil, der nur dadurch entsteht, dass die Angebots- und Lastprofile Europas und der MENA-Region zusammen sehr viel besser zueinander passen als bei separater Betrachtung der beiden Regionen. Der Kostenvorteil der beiden Effekte ist ziemlich genau gleich groß und verdeutlicht den Wert regionaler Expansion bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien.

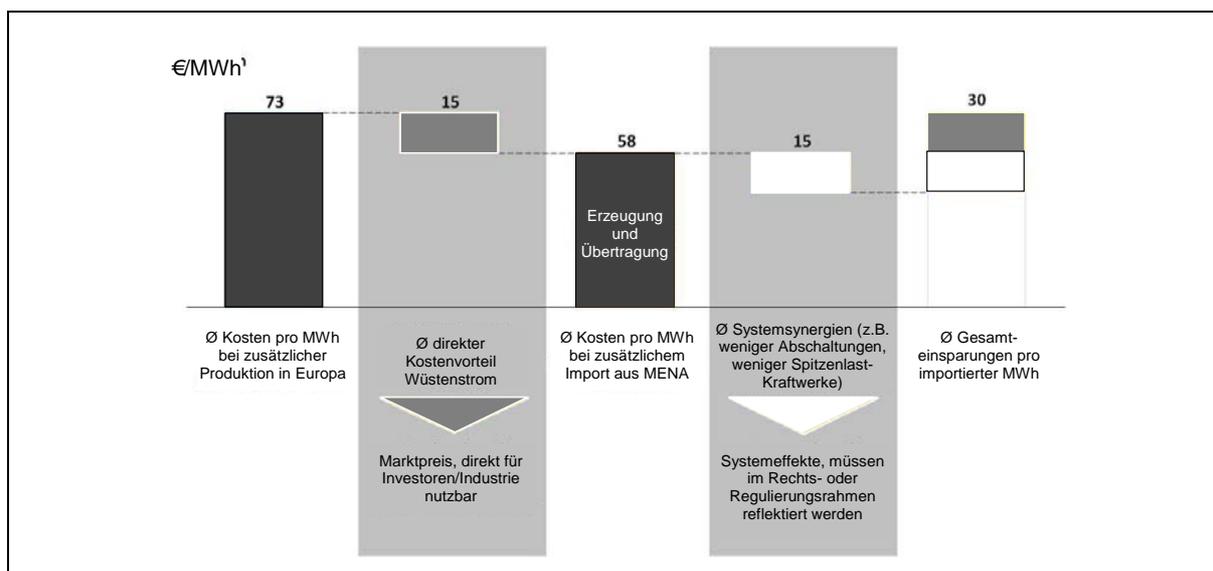


Bild 2: Senkung der Kosten für erneuerbare Energie bei Integration der Elektrizitätsversorgungssysteme Europas, Nordafrikas und des Mittleren Ostens [1] (Übertragungskosten für Lieferungen nach Europa eingerechnet)

Die gestiegene Bedeutung der Übertragungsnetze hat auch Konsequenzen für die politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen. Grundsätzlich hat sich seit der in den 90er-Jahren in vielen Ländern vollzogenen Liberalisierung gezeigt, dass der Ausbau der Übertragungsinfrastruktur eine Aufgabe ist, die nach der Entflechtung von Erzeugung und Netzen von der Gesellschaft geführt werden muss. Auf europäischer Ebene ist dem mit dem im 3. Energiepaket eingeführten Prozess des Ten Year Network Development Plans Rechnung getragen worden, auf nationaler Ebene entspricht dem der Netzentwicklungsplan. Eine weitere wichtige Folge des gestiegenen Netzbedarfs ist der Umgang mit der Frage der Akzeptanz in der Bevölkerung. Vor rund 10 Jahren war der durch das Energiewirtschaftsgesetz gegebene Rahmen noch nahezu ausschließlich auf Kostenminimierung ausgerichtet, mit dem Ergebnis,

dass für Übertragungstrecken nur die in der Bevölkerung unbeliebten Freileitungen eingesetzt werden konnten und als Folge Leitungsprojekte nahezu unmöglich geworden waren, gibt es inzwischen die Möglichkeit der teilweisen Verkabelung. Parallel dazu hat sich auch die Technik weiter entwickelt, so dass bei den aktuell in Planung befindlichen Hochspannungs-Gleichstrom-Korridoren sogar eine Vollverkabelung wirtschaftlich darstellbar geworden ist.

Beherrschung der neuen Komplexität in der Verteilungsebene

Eine weitere die Systeme der elektrischen Energieversorgung weitreichend prägende Eigenschaft von Sonnen- und Windenergie ist ihre naturgegebene niedrige Auslastungsdauer, die zu hohen, regional außerdem relativ synchronen Einspeisespitzen führt. Die im September 2014 vorgestellte Verteilernetzstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie [2] hat deutlich gezeigt, dass bei Beibehaltung der traditionellen, auf die Deckung des Maximalbedarfs ausgerichteten Netzplanungs- und –betriebspraxis ein erheblicher Ausbaubedarf der Verteilnetze von wenigstens 23 Mrd. € bis 2032 besteht. Demgegenüber steht eine deutliche Reduktion des Bedarfs und auch der Kosten, wenn Einspeisespitzen gekappt sowie innovative Betriebsmittel und Betriebsführungsprinzipien in Planung und Betrieb der Netze angewendet werden. Eine solche grundlegende Veränderung der Art und Weise, wie elektrische Netze gebaut und betrieben werden, wird mittelfristig dazu führen, dass sich die heutigen Relationen von Kapital- und Betriebskosten zugunsten der Betriebskosten verschieben. Allerdings bietet der heutige Regulierungsrahmen keine ausreichenden Anreize eine solche Verschiebung auch voranzutreiben, denn letztlich führt diese zu einem Rückgang des wirtschaftlichen Ertrags (weniger Investitionen bedingen weniger Sachanlagevermögen, was wiederum geringere Zinserträge bedeutet).

Zuletzt stellt die hohe Kleinteiligkeit von verbrauchsseitigen Maßnahmen und hochgradig dezentraler Einspeisung – hier ist vor allem die Photovoltaik zu nennen – grundsätzlich neue Anforderungen an die informationstechnische Infrastruktur der elektrischen Energieversorgung. Spätestens seit der Einführung der Direktvermarktungsoption für erneuerbare Energien haben sich Lösungsansätze dazu entwickelt. So betreibt beispielsweise Statkraft ein großes virtuelles Kraftwerk zur Integration von Windenergie in den Elektrizitätsmarkt [3]. Dieses und auch andere Beispiele zeigen auf, wie dezentrale und volatile Elemente ihren Beitrag zum Funktionieren der elektrischen Energieversorgung erbringen können. Sie sind allerdings heute noch auf verhältnismäßig große Anlagen mit Leistungen oberhalb von einem Megawatt beschränkt, da die Kommunikationsleitungen für ihre Ansteuerung noch individuell installiert werden müssen. Photovoltaik ist damit bisher nahezu vollständig von diesem Ansatz ausgeschlossen. Die Herausforderung liegt hier darin, kostengünstige, aber dennoch sichere und zuverlässige Lösungen zu finden, die darüber hinaus den Anforderungen des komplexen Endkundenwettbewerbs mit vielen voneinander unabhängigen Akteuren gerecht werden. Diese Funktion muss von der Kommunikationsinfrastruktur erbracht werden, die im Rahmen des vorgesehenen Smart-Meter-Rollouts eingeführt werden wird.

Viele Lösungen sind bereits verfügbar, aber Rahmenbedingungen fehlen teilweise noch

Gerade in Europa sind inzwischen viele Bausteine der künftigen Elektrizitätsversorgungssysteme prinzipiell verfügbar. Dazu haben die nationalen wie europäischen Förderprogramme – beispielhaft hervorgehoben sei hier das deutsche E-Energy-Programm, das von 2008 bis 2012 lief – ebenso beigetragen wie der Handlungsdruck, der durch das rapide Wachstum der neuen erneuerbaren Energiequellen in mehreren Ländern Europas ausgelöst wurde. Auf der Übertragungsebene sind außerdem auch die gesetzlichen Rahmenbedingungen so weiter entwickelt worden, dass die erforderlichen Änderungen und Erweiterungen der Netze vollzogen werden können.

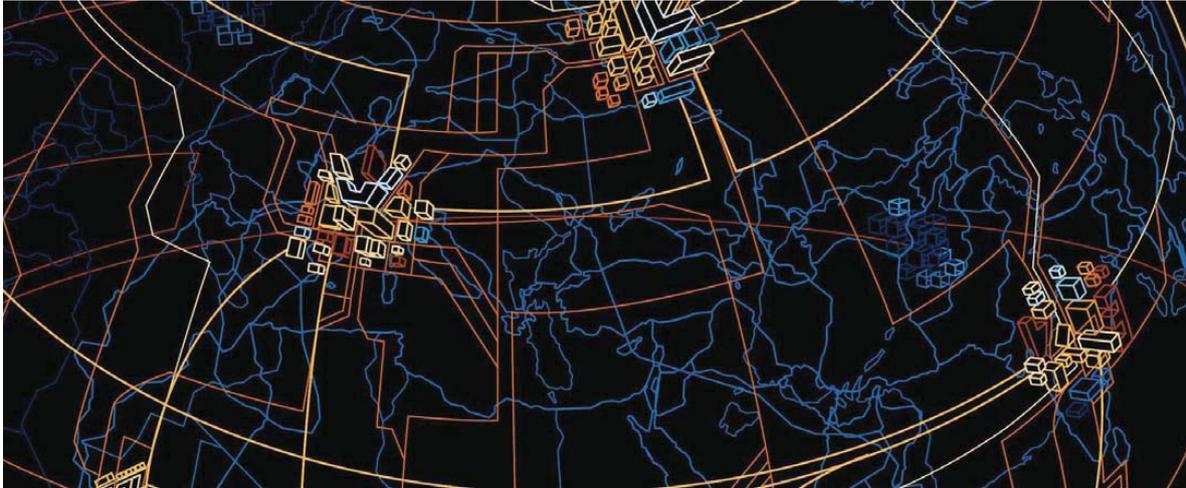
Anders ist die Situation auf der Verteilungsebene und bei der Einbindung dezentraler Systemkomponenten. Hier ist ein wichtiger nächster Schritt die Festlegung zum standardisierten Kommunikationszugriff auch auf kleinere Einspeiseanlagen, damit diese über den Weg der Direktvermarktung genauso in den Elektrizitätsmarkt integriert werden können, wie es bei größeren Anlagen bereits heute gängige Praxis ist. In diesem Zusammenhang muss auch die Zusammenarbeit der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber weiter entwickelt werden, da inzwischen ein großer Teil der Einspeiseleistung an die Verteilnetze angeschlossen ist und deren Betreiber deshalb in anderer Weise als in der Vergangenheit in den Systembetrieb eingebunden werden müssen.

Referenzen

- [1] Desert Power 2050.
Dii GmbH, München, Juni 2012

- [2] Büchner, J. et al.
Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie).
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)
(Forschungsprojekt Nr. 44/12), 12. September 2014

- [3] Küppers, A.
Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren - aktuelle und zukünftige Innovationen im
Rahmen der Direktvermarktung.
Internationale VDE-Dreiländer-Tagung "D-A-CH 2013: Systemsicherheit und
Markt -Widerspruch oder Symbiose?", 23./24.04.2013, München



48. Freiburger Verkehrsseminar, Freiburg, 17./18. September 2015 – Prof. Dr.-Ing. Jochen Kreusel

Europäische Stromnetze und Smart Grids

© ABB
18.09.2015 | 1 | FreibVerkSem48_JKreusel.pptx | GF-SG

Power and productivity
for a better world™ **ABB**

Das Umfeld Europäische Ziele

© ABB
18.09.2015 | 2 | FreibVerkSem48_JKreusel.pptx | GF-SG

ABB

Europäischer Rahmen Energiepolitische Ziele



- 2020 Klima- und Energiepaket 2020 (März 2007)
 - 20 % Reduktion der Klimagasemissionen gegenüber 1990
 - 20 % Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieeinsatz (**Elektrizitätssektor: 30 %**)
 - 20 % Erhöhung der Energieeffizienz

- 2030 Rahmen für Klimaschutz und Energiepolitik (Januar 2014)
 - > 40 % Reduktion der Klimagasemissionen gegenüber 111990
 - > 27 % Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieeinsatz (**Elektrizitätssektor: 43...49* %**)
 - > 27 % Erhöhung der Energieeffizienz

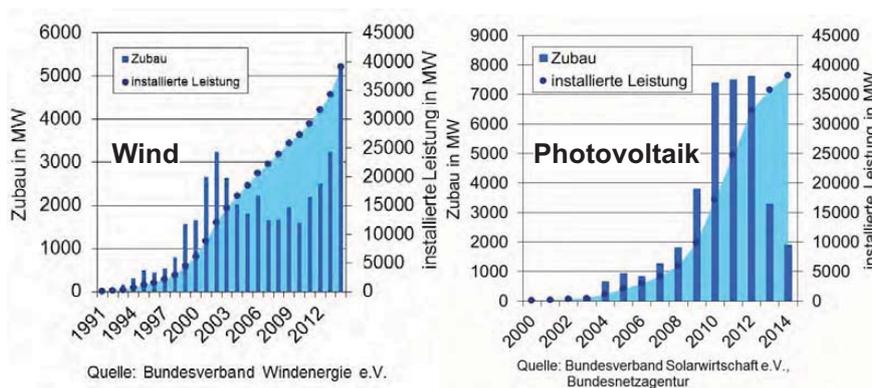
* Impact assessment
by the European
Commission, 2014

Erneuerbare Energiequellen waren in der Periode bis 2020 der Haupttreiber der Veränderung und werden es auch danach bleiben.

© ABB
18.09.2015 | 3 | FreibVerkSem48_JKreusel.pptx | GF-SG



Wind- und Sonnenenergie in Deutschland Rasante Veränderung des Erzeugungsmix



Inst. Leistung Wind und Sonne Ende 2014: rund 76.000 MW
Last: 35.000 MW ... 80.000 MW

- Ziel: über 30 % aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2020
- Stand Ende 2014: 26,2 % (Wind: 9,1 %, Photovoltaik: 6,1 %)

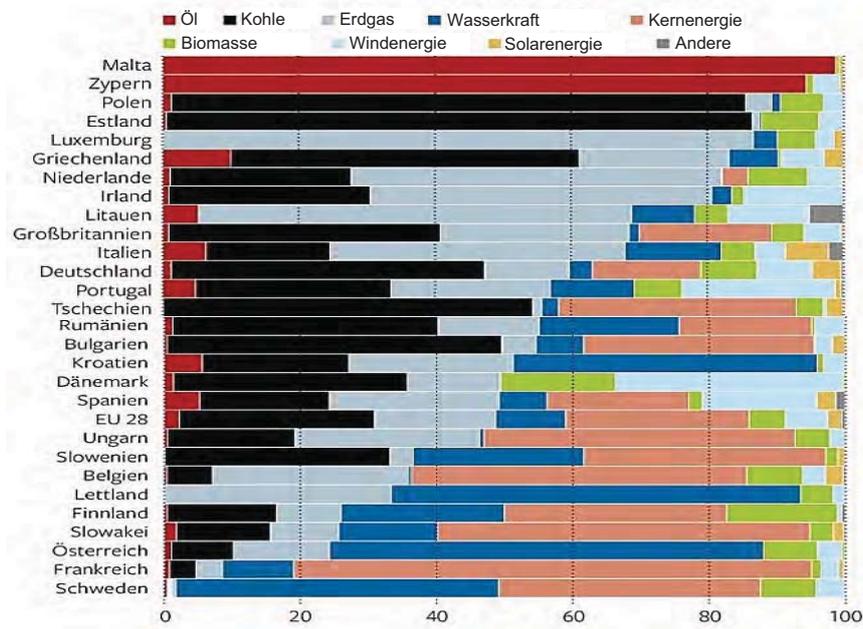
© ABB
18.09.2015 | 4 | FreibVerkSem48_JKreusel.pptx | GF-SG



Erneuerbare Energien in Europa Eine sehr große Bandbreite

Quelle: OECD / IEA

* netto



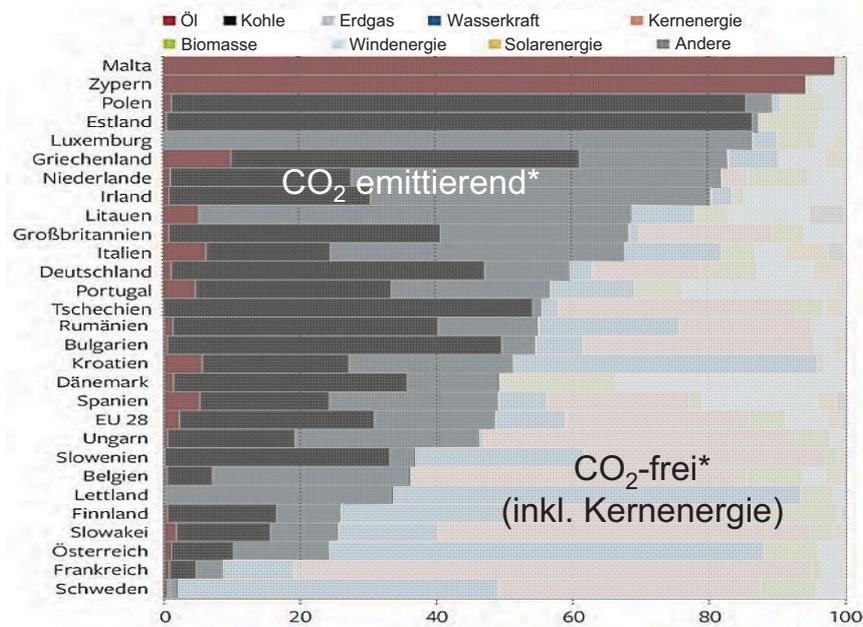
© ABB
18.09.2015 | 5 | FreibVerkSem48_JKreusel.pptx | GF-SG



Erneuerbare Energien in Europa Eine sehr große Bandbreite

Quelle: OECD / IEA

* netto



© ABB
18.09.2015 | 6 | FreibVerkSem48_JKreusel.pptx | GF-SG



Grundlegende Veränderung des Erzeugungsmixes

Grundlegende Veränderungen im System



- **Lastferne** Erzeugung in großen Einheiten
 - Windenergie, insbesondere offshore
 - Wasserkraft – Alpen, Skandinavien



- **Dezentrale** Erzeugung in kleinen Einheiten
 - Photovoltaik
 - Kraft-Wärme-Kopplung



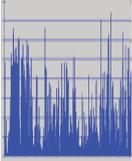
- **Volatile und dargebotsabhängige** Erzeugung
 - Windenergie
 - Sonnenenergie

Technische und wirtschaftliche Auswirkungen überall:
Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Anwendung.

Erneuerbare Energien

Energetechnische Konsequenzen

Umgestaltung des Erzeugungssektors Auswirkungen

Treiber	konv. Erzeugung	Übertragung	Verteilung	Betriebsführung	Anwendung
Lastferne Erzeugung 		<ul style="list-style-type: none"> FACTS Ferntransporte Overlay-Netz/HGÜ 		<ul style="list-style-type: none"> Stabilisierung mit FACTS¹ 	
Dezentrale Erzeugung 			<ul style="list-style-type: none"> Automatisierung Spannungsregelung 	<ul style="list-style-type: none"> Kommunikation Steuerung virt. KW² 	
Volatile Erzeugung 	<ul style="list-style-type: none"> Teillastfähigkeit Flexibilität 	<ul style="list-style-type: none"> überregionaler Ausgleich Overlay-Netz/HGÜ Großspeicher 	<ul style="list-style-type: none"> dezentrale Speicher 	<ul style="list-style-type: none"> Lastmgmt. virt. KW² PMU/WAMS³ 	<ul style="list-style-type: none"> Speicher Lastbeeinflussung
Neue Verbraucher 			<ul style="list-style-type: none"> Ladeinfrastruktur 	<ul style="list-style-type: none"> Lastbeeinflussung 	

© ABB
18.09.2015 | 9 | FreibVerkSem48_JKreusel.pptx | GF-SG

¹ FACTS: flexible Drehstrom-Übertragungssysteme
² virt. KW: virtuelle Kraftwerke
³ PMU/WAMS: Phasennessgeräte/Weitbereichsmessung

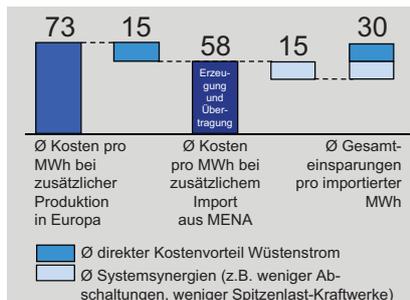


Erneuerbare Energie aus volatilen Quellen Auswirkungen im Übertragungsnetz

HGÜ-Korridore im deutschen Netzentwicklungsplan 2012



Dii GmbH: Desert Power 2050 (2012), Desert Power 2050: Getting Started (2013)



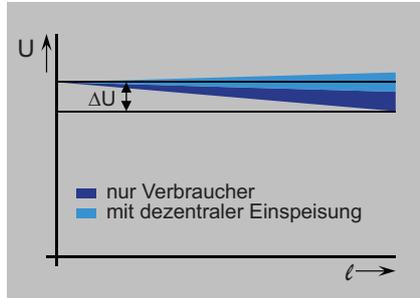
- Erhöhter Vernetzungsbedarf
 - Standortbindung – vor allem bei Wind und Wasser
 - Durchmischung unterschiedlicher Quellen (Quellendiversifizierung, überregionaler Ausgleich)

- Beispiel überregionaler Ausgleich: Desertec-Konzept
 - Lastfluss nach Süden in der Anfangsphase (Entlastung von Spanien und Süditalien)
 - Bei hohem Ausbau Kostensenkung durch Ausgleichseffekte genauso groß wie direkter Kostenvorteil

© ABB
18.09.2015 | 10 | FreibVerkSem48_JKreusel.pptx | GF-SG



Erneuerbare Energie aus volatilen Quellen Auswirkungen in den Verteilungsnetzen



Intelligente Ortsnetzstation der EnBW ODR in Wechingen

© ABB
18.09.2015 | 11 | FreibVerkSem48_Kreusel.pptx | GF-SG



- Auswirkungen
 - Größere Bandbreite an Betriebszuständen durch dez. Einspeisung
 - Spannungshaltung in ländlichen Netzen zunehmend schwierig
 - Netzauslegung auf Spitzenlast unsinnig
 - Erzeugungsanlagen müssen in Systemführung integriert werden
- Lösungsbeispiele
 - Elektronischer Spannungsregler für Mittel- und Niederspannung
 - RTU für Sekundärverteilungsüberwachung
 - Intelligente Ortsnetzstation

Dezentrale Energieversorgung Neue Kommunikationsaufgaben am Rand der Netze



- Änderungen im Mengengerüst
 - < 1.000 Kraftwerke \Rightarrow > 1.500.000 dezentrale Anlagen
 - \approx 7.000 automatisierte Stationen \Rightarrow 550.000 Ortsnetzstationen
 - wenig Lastbeeinflussung \Rightarrow bis zu 40.000.000 Haushalte
- Funktionale Flexibilität
 - Bisher: statisches, einfaches Funktionsmodell
 - Zukünftig: sich entwickelnde Funktionalität
 - Solar-Wechselrichter
 - Lastbeeinflussung
 - ...?
- Zugriff durch verschiedene Marktteilnehmer

Die Smart-Meter-Infrastruktur muss einen standardisierten, funktional erweiterbaren Zugriff mit möglichst geringem manuellem Aufwand (Plug and Play) ermöglichen.

© ABB
18.09.2015 | 12 | FreibVerkSem48_Kreusel.pptx | GF-SG



Erneuerbare Energien

Was ist schon geschehen?

Was sollte noch kommen?

© ABB
18.09.2015 | 13 | FreibVerkSem48_Kreusel.pptx | GF-SG



Arbeitsteilige Elektrizitätsversorgung

Das 3. Energiepaket der Europäischen Union

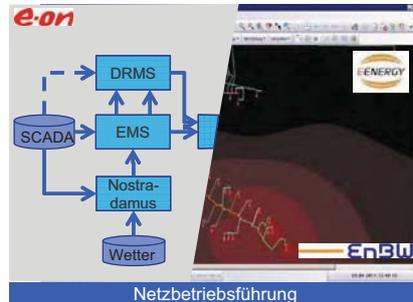


- Das Problem
 - Arbeitsteilung durch Entflechtung
 - Notwendigkeit der Gestaltung der Netzinfrastruktur durch die Gesellschaft (verschärft durch erneuerbare Energien wegen hohen Übertragungsnetzbedarfs)
 - Regeln für den Systemzugang erforderlich (verschärft durch zunehmende Dezentralität)
- Lösungsbausteine des 3. Energiepakets
 - Ten Year Network Development Plan (Europa), Nationale Netzentwicklungspläne
 - ⇒ Definitionsprozess der von der Gesellschaft gewünschten Übertragungsinfrastruktur
 - Grid Codes: Systemzugangsregeln mit Gesetzescharakter

© ABB
18.09.2015 | 14 | FreibVerkSem48_Kreusel.pptx | GF-SG



Integration der ersten 30 % erneuerbarer Energie Laufende Innovation in allen Bereichen des Systems



- Öffnung der Regelleistungsmärkte für kleine Anbieter
- Zulassung von Pools und steuerbaren erneuerbaren Energien
- Windvermarktung mit Intraday-Korrekturen bis 45 min. vor Lieferung

Marktregeln



© ABB
18.09.2015 | 15 | FreibVerkSem48_JKreusel.pptx | GF-SG



Anforderungen an die weitere Ausgestaltung Die Welt wird elektrischer – und europäischer



1. Als größte Volkswirtschaft in Europa [...] sind wir an einer engen **Abstimmung und Konsistenz** aller die **Standortbedingungen** prägenden Politiken in der EU interessiert. Dazu gehört auch die Energiepolitik.
2. Zu den Standortbedingungen gehören anspruchsvolle Eckpunkte für verpflichtende Vorgaben zur schrittweisen Erhöhung der **Energieeffizienz** für Wirtschaft und private Haushalte.
3. Es ist das Ziel der EU, auch die Energiemärkte zu einem einheitlichen **Europäischen Binnenmarkt** weiterzuentwickeln. [...]
4. Europa bietet mit seinen **unterschiedlichen geografischen und klimatischen Bedingungen** gute Möglichkeiten, diese Spezifika zum Nutzen eines arbeitsteiligen und effizienten europäischen Stromsystems [...] zu nutzen.
5. Auch in anderen EU-Ländern wird über Reformen der Energiestrukturen nachgedacht. **Alleingänge einzelner Länder** sind mit der Idee eines reibungslos funktionierenden gemeinsamen europäischen Binnenmarktes u. U. inkompatibel. Es bedarf daher einer Abstimmung auf EU-Ebene, [...].
6. Es muss vermieden werden, dass nationale Alleingänge in der deutschen Energiepolitik zu **negativen wirtschaftlichen und politischen Effekten bei unseren Nachbarn** führen. [...]

ZVEI-Kernthema:
Energiewende im
europäischen
System, Mai 2013

© ABB
18.09.2015 | 16 | FreibVerkSem48_JKreusel.pptx | GF-SG



Power and productivity
for a better world™

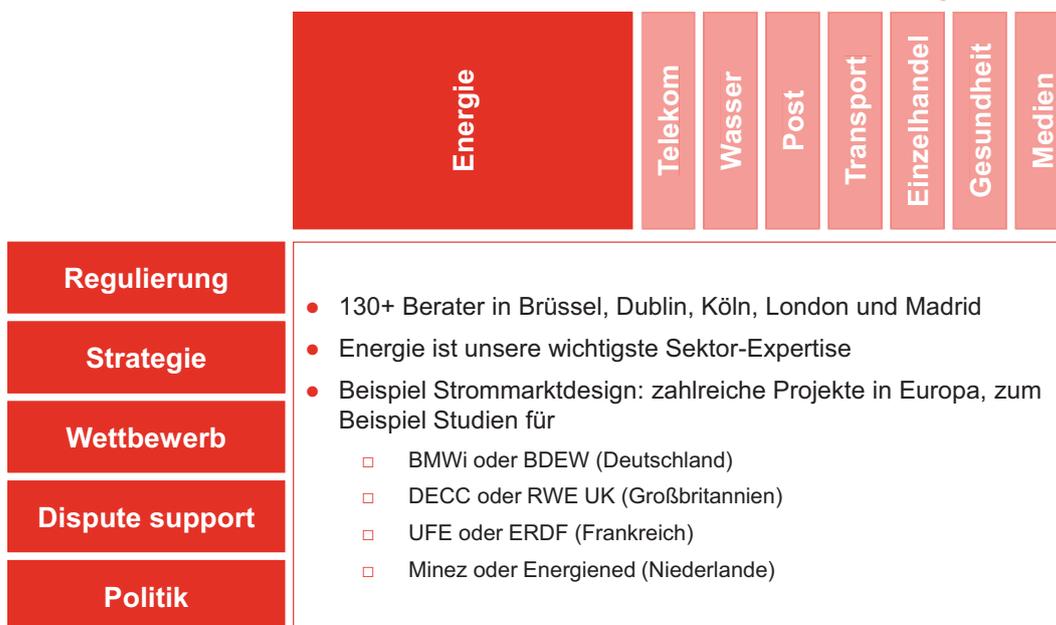


Grenzüberschreitende Kapazitätsmärkte – Wie kann es funktionieren?

48. Freiburger Verkehrsseminar, September 2015

Dr. Matthias Janssen, Frontier Economics

Frontier Economics ist eine ökonomische Beratung...



... mit einer bedeutenden Energy Practice

Grenzüberschreitende Aspekte mit zunehmender Wichtigkeit in verschiedenen Bereichen des europäischen Strommarktes...

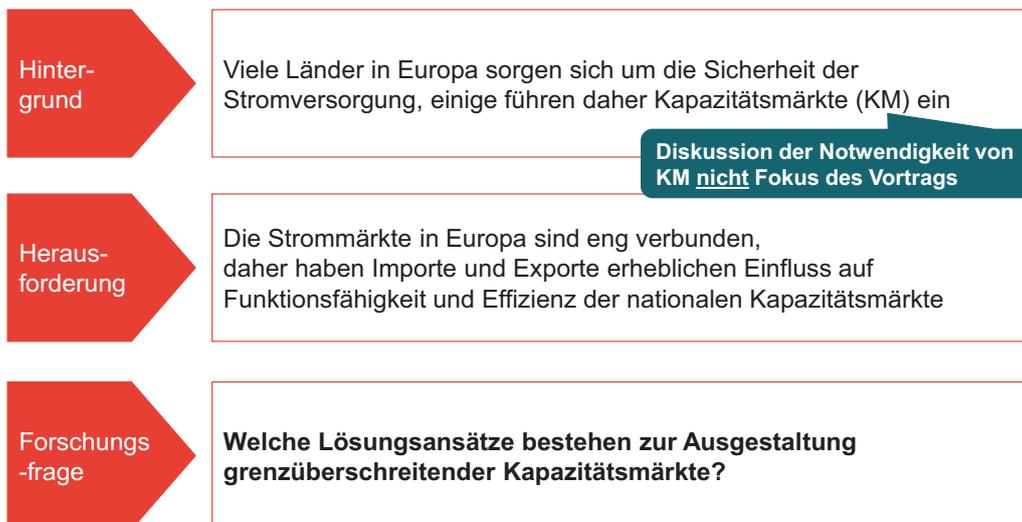


...Erfahrungen & Erkenntnissen in den jeweils anderen Bereichen sollten genutzt werden

3

Frontier Economics

Grenzüberschreitende Kapazitätsmärkte – Storyline

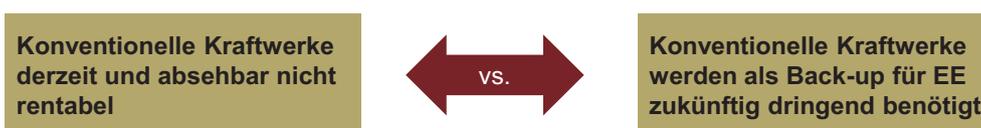


4

Frontier Economics

- Grundlagen von Kapazitätsmärkten
- Herausforderung grenzüberschreitender Aspekte
- Lösungsansätze für grenzüberschreitende KM
- Fazit

Warum sorgen sich Länder um die Sicherheit der Stromversorgung?



Wie passt das zusammen?

Warum sollte der Markt den Bedarf nicht bezahlen?

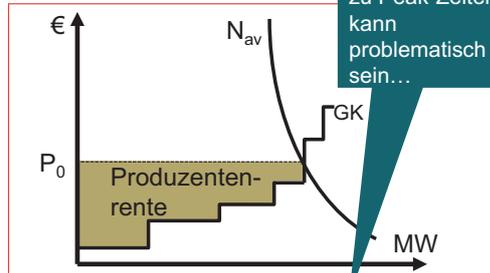
- | | | |
|----------|--------------------------------|--|
| <p>1</p> | <p>Vollkommener Markt</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Grundsätzlich kann Peak-Load-Pricing in Energy-Only-Markt zu "richtigem" Kraftwerkspark führen |
| <p>2</p> | <p>Marktunvollkommenheiten</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Möglicherweise führen bestimmte Marktunvollkommenheiten dazu, dass Funktionsweise des Marktmechanismus gestört ist (Marktversagen) |

1

Ausgangspunkt: Peak Load Pricing in (vollkommenen) wettbewerblichen Energy-Only-Märkten...

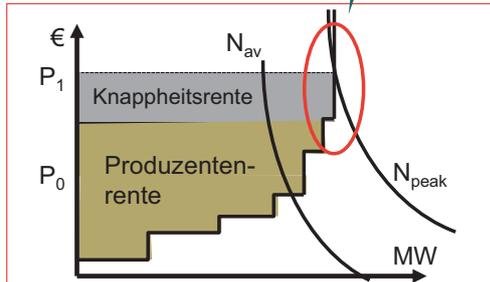
Preisbildung in normalen Situationen

- Anbieter bieten Grenzkosten ("Merit Order")
- Alle akzeptierten Anbieter erhalten Gleichgewichtspreis ("uniform price")
- Inframarginale Anbieter erhalten Produzentenrente



Knapheitsrenten

- Schwankende Nachfrage (& Angebot)
 - In **Höchstlastzeiten** müssen **Preise die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks übersteigen**
 - Knapheitsrente für alle Anbieter
- Optimaler Kraftwerkspark



... führt zu optimalem Kraftwerkspark

7

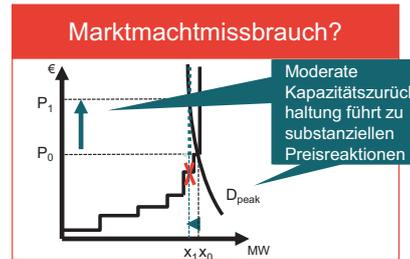
Frontier Economics

2

Markt-Unvollkommenheiten könnten dies verhindern, wodurch es zur Gefährdung der VS kommen *könnte*...

Auszug

Potenzielle Unvollkommenheiten



Kapazitätsmarkt (KM) kann diese Probleme im Grundsatz lösen, indem er durch explizite Zahlungen für die reine Kapazitätsvorhaltung "künstlich" zusätzliche Kapazität schafft, sodass zur Kostendeckung keine Preisspitzen mehr nötig sind

Disclaimer: Kapazitätsmärkte sind mit einer Reihe zusätzlicher Herausforderungen und Kosten verbunden, sodass Reformen innerhalb eines EOM die bessere Alternative sein können

→ hier Verzicht auf Darstellung dieser Diskussion

→ Verweis auf zwei Gutachten von Frontier für BMWi*

8

* Zu finden unter: <http://www.frontier-economics.com/de/Aktuelles/deutschland-braucht-keinen-kapazitaetsmechanismus-marktreformen-jedoch-notig/>

Frontier Economics



Exkurs: Wie funktioniert ein KM? - Das Beispiel zentraler KM in Großbritannien (1/2)



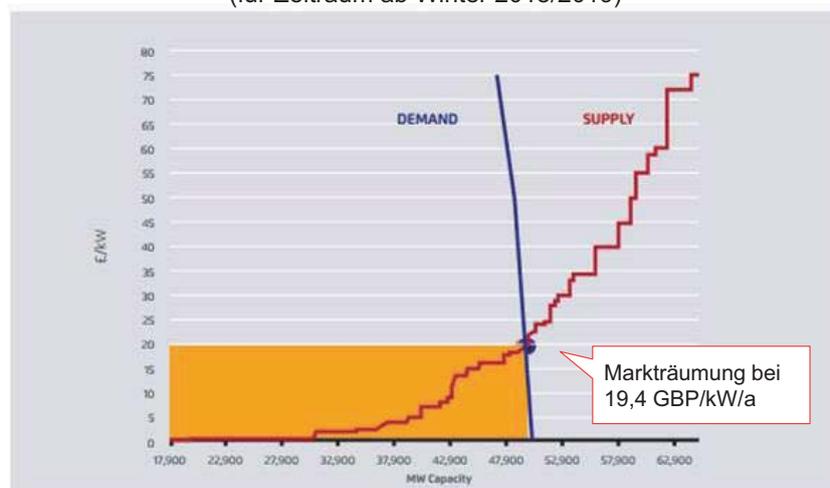
9

Frontier Economics



Exkurs: Wie funktioniert ein KM? - Das Beispiel zentraler KM in Großbritannien (2/2)

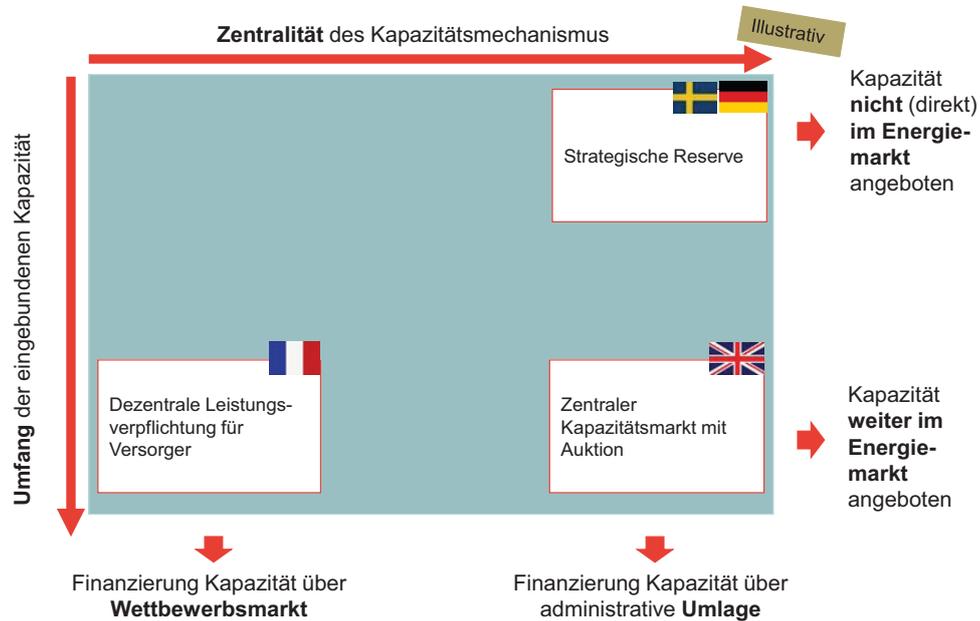
Ergebnis der ersten T-4-Auktion von Dezember 2014
(für Zeitraum ab Winter 2018/2019)



10

Frontier Economics

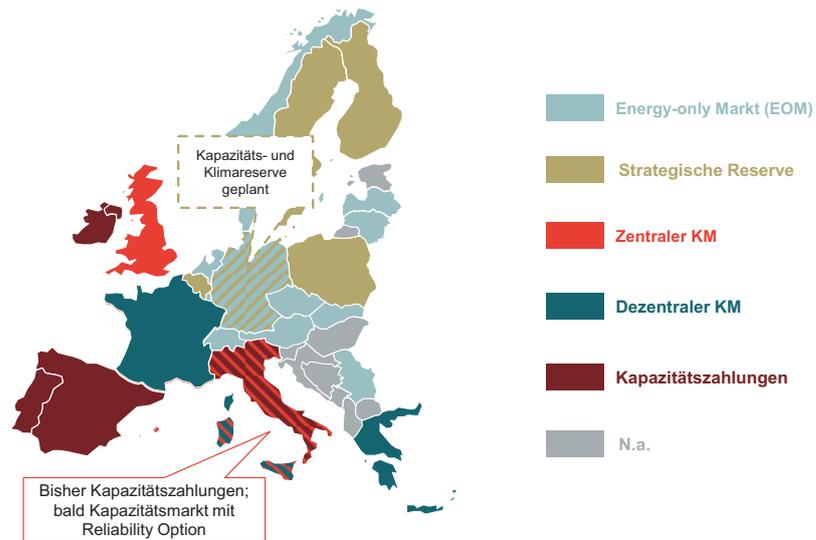
KM zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit können sehr unterschiedlich ausgestaltet sein



11

Frontier Economics

Faktisch führen viele Länder in Europa nationale Kapazitätsmärkte ein...



Source: Frontier based on ACER

... bisher weitgehend unkoordiniert

12

Frontier Economics

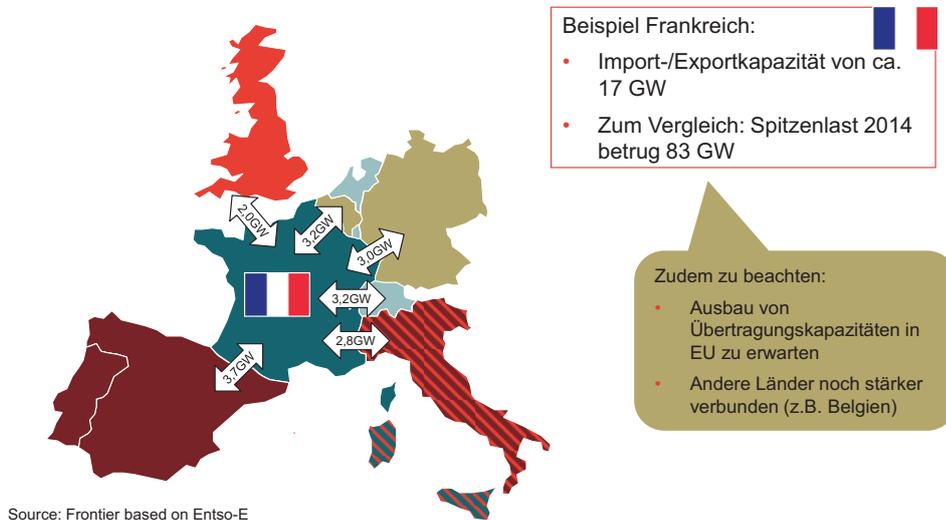
Koordination durch EU beschränkt sich bisher auf Beihilfe-rechtliche Vorgaben...



... weitere Guidance allerdings geplant

- Grundlagen von Kapazitätsmärkten
- Herausforderung grenzüberschreitender Aspekte
- Lösungsansätze für grenzüberschreitende KM
- Fazit

Durch die enge physikalische Verbindung der nationalen Strommärkte...

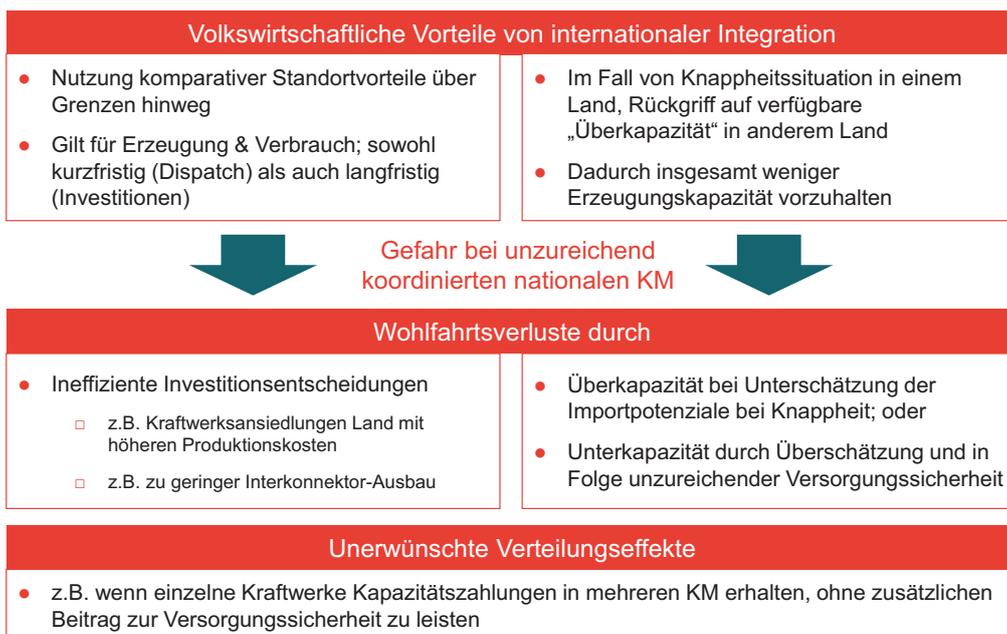


... sind grenzüberschreitende Aspekte beim Strommarktdesign von zentraler Bedeutung

15

Frontier Economics

Mangelnde Koordination nationaler KM kann erhebliche negative Folgen haben...



16

Frontier Economics

Daher 3 wesentliche Motivationen für eine grenzüberschreitende Ausgestaltung von KM

Adäquate Abbildung der **Importpotenziale** in **Knappeheitssituationen**

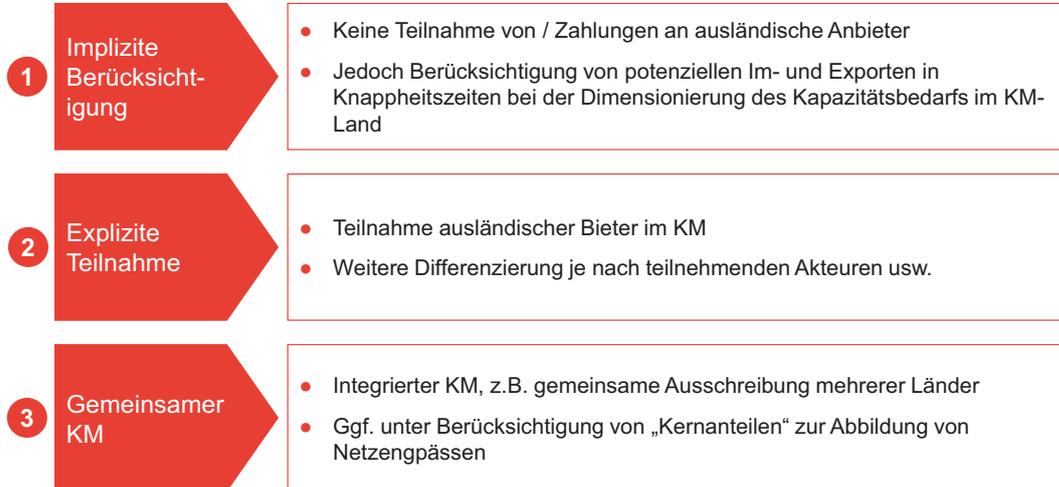
Sicherstellung von Anreizen für eine **effiziente** räumliche Allokation von **Investitionen in Kraftwerke**, Nachfrageflexibilität und Speicher

Sicherstellung von Anreizen für **effiziente Investitionen in Interkonnektor-Kapazität**

... welche die folgenden Lösungsansätze erfüllen sollten, möglichst bei begrenzter Komplexität

- Grundlagen von Kapazitätsmärkten
- Herausforderung grenzüberschreitender Aspekte
- Lösungsansätze für grenzüberschreitende KM
- Fazit

Im Grundsatz bestehen 3 mögliche Ansätze für „grenzüberschreitende“ KM



19

Frontier Economics

1 Implizite Berücksichtigung (keine Teilnahme am KM)



„De-Rating“ auch für Modelle 2&3 nötig

20

Frontier Economics

2

Explizite Beteiligung ausländischer Bieter an nationalen KM – Eine Reihe von Fragen zu klären

Teilnehmer	<p>Welche Akteure sollten in den KM bieten dürfen? Ausländische Erzeuger oder Interkonnektor-Betreiber?</p>
Verpflichtung	<p>Worin besteht die Verpflichtung für die im KM bezuschlagten ausländischen Bieter?</p>
Strafzahlung	<p>Welche Strafzahlungen sollten ausländische Bieter zu tragen haben, wenn sie ihren Verpflichtungen nicht nachkommen?</p>

21

Frontier Economics

2

Explizite Beteiligung ausländischer Bieter in nationale KM – Welche Akteure sollten am KM teilnehmen?

		Teilnehmer in KM	
		IC-Betreiber	Erzeuger
Teilnehmer muss Verfügbarkeit anderer Assets NICHT sicherstellen	a	Reines Interkonnektor-Modell Beispiel GB 2015	d
Teilnehmer muss Verfügbarkeit anderer Assets sicherstellen	b	ÜNB-ÜNB-Modell	c
			ÜNB-Erzeuger-Modell Beispiel Eurelectric 2013

22

Frontier Economics

2 a b



Explizite Beteiligung von Interkonnektoren – Das Beispiel Großbritannien

Historie	<ul style="list-style-type: none"> In erster Auktion im Dezember 2014 ausschließlich implizite Berücksichtigung bei Bestimmung des Kapazitätsbedarf In 2014 kein Modell zur expliziten Teilnahme ausl. Bieter gefunden – Grund: Komplexität KM wurde von EU-Kommission genehmigt, allerdings mit Auflage in Auktion 2015 explizite Teilnahme zu ermöglichen 										
Modell 2015	<ul style="list-style-type: none"> Präqualifikation und „De-Rating“ der IC durch Ministerium (Bestehende und neue) IC-Betreiber bieten „abgewertete“ Kap. in KM In Stresssituation müssen IC in Höhe der abgewerteten Kapazität nach GB importieren, sonst Strafzahlung für IC-Betreiber 										
Indikative Bewertung Modell 2015	<table border="1"> <thead> <tr> <th style="background-color: #e67e22; color: white;">Abbildung Import-potenziale</th> <th style="background-color: #e67e22; color: white;">Anreize Investitionen Erzeuger</th> <th style="background-color: #e67e22; color: white;">Anreize Investitionen IC</th> <th style="background-color: #e67e22; color: white;">Einfachheit</th> <th style="background-color: #e67e22; color: white;">Einschätzung</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center; color: green; font-weight: bold;">+</td> <td style="text-align: center; color: red; font-weight: bold;">-</td> <td style="text-align: center; color: gray; font-weight: bold;">+/-</td> <td style="text-align: center; color: gray; font-weight: bold;">+/-</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> Grds. funktionsfähig, wenn tatsächlich IC der Engpass, nicht Erzeugung im Ausl. Allerdings durch Cap&Floor-Regulierung für IC zum Teil konterkariert Eher vorübergehendes Modell </td> </tr> </tbody> </table>	Abbildung Import-potenziale	Anreize Investitionen Erzeuger	Anreize Investitionen IC	Einfachheit	Einschätzung	+	-	+/-	+/-	<ul style="list-style-type: none"> Grds. funktionsfähig, wenn tatsächlich IC der Engpass, nicht Erzeugung im Ausl. Allerdings durch Cap&Floor-Regulierung für IC zum Teil konterkariert Eher vorübergehendes Modell
Abbildung Import-potenziale	Anreize Investitionen Erzeuger	Anreize Investitionen IC	Einfachheit	Einschätzung							
+	-	+/-	+/-	<ul style="list-style-type: none"> Grds. funktionsfähig, wenn tatsächlich IC der Engpass, nicht Erzeugung im Ausl. Allerdings durch Cap&Floor-Regulierung für IC zum Teil konterkariert Eher vorübergehendes Modell 							

23

Frontier Economics

2 c

z.B. Vorschlag Eurelectric 2013

Explizite Beteiligung von ausländischen Erzeugern mit „Kapazitätstickets“ für IC-Kapazität

Beschreibung	<ul style="list-style-type: none"> Ausländischer Erzeuger bietet selbst in KM und erhält Kapazitätzahlung Bieter muss „Kapazitätsticket“ vom IC-Betreiber erwerben <ul style="list-style-type: none"> Ziele: <ul style="list-style-type: none"> Nicht mehr ausl. Kapazität bezuschlagen als IC-Kapazität vorhanden Sicherstellen, dass Preis-/Investitionssignal bei IC ankommt Vorgehen <ul style="list-style-type: none"> „De-Rating“ der IC-Kapazität wie in GB-Beispiel Separate Auktion von Kapazitätsticket (in Abstimmung mit Timing in KM; keine Reservierung von Kapazität; d.h. zusätzlich zu bestehenden PTR) Bei „Stress Event“ muss Erzeuger verfügbar sein; Kontrolle durch ausländischen ÜNB/Regulierer 										
Indikative Bewertung	<table border="1"> <thead> <tr> <th style="background-color: #e67e22; color: white;">Abbildung Import-potenziale</th> <th style="background-color: #e67e22; color: white;">Anreize Investitionen Erzeuger</th> <th style="background-color: #e67e22; color: white;">Anreize Investitionen IC</th> <th style="background-color: #e67e22; color: white;">Einfachheit</th> <th style="background-color: #e67e22; color: white;">Einschätzung</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center; color: green; font-weight: bold;">+</td> <td style="text-align: center; color: yellow; font-weight: bold;">?</td> <td style="text-align: center; color: green; font-weight: bold;">+</td> <td style="text-align: center; color: red; font-weight: bold;">-</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> Im Grundsatz geeignet für effiziente Anreize für Erzeugung & IC Sehr komplex, einige Fragen noch offen Erfordert mehr Koordination als 2a&b </td> </tr> </tbody> </table>	Abbildung Import-potenziale	Anreize Investitionen Erzeuger	Anreize Investitionen IC	Einfachheit	Einschätzung	+	?	+	-	<ul style="list-style-type: none"> Im Grundsatz geeignet für effiziente Anreize für Erzeugung & IC Sehr komplex, einige Fragen noch offen Erfordert mehr Koordination als 2a&b
Abbildung Import-potenziale	Anreize Investitionen Erzeuger	Anreize Investitionen IC	Einfachheit	Einschätzung							
+	?	+	-	<ul style="list-style-type: none"> Im Grundsatz geeignet für effiziente Anreize für Erzeugung & IC Sehr komplex, einige Fragen noch offen Erfordert mehr Koordination als 2a&b 							

24

Frontier Economics

Zusammenfassende indikative Bewertung der Ansätze

Bewertung hier nur im relativen Vergleich der Optionen zu sehen, nicht zu anderen Maßnahmen wie z.B. EOM in EU		Abbildung Import-potenziale	Anreize Investitionen Erzeuger	Anreize Investitionen IC	Einfachheit	Einschätzung
Implizite Berücksichtigung		+	-	-	+	<ul style="list-style-type: none"> • Mindestvoraussetzung („De-Rating“ auch bei Modellen 2 und 3 nötig) • Nur übergangsweise akzeptabel (s. GB)
Explizite Beteiligung	Reines Interkonnektor-Modell	+	-	+	+	<ul style="list-style-type: none"> • Allenfalls sinnvoll, wenn IC eindeutig Bottleneck ist (ggf. in GB der Fall) • Langfristig eher nicht sinnvoll
	ÜNB-ÜNB-Modell	+	+/-	+	+/-	<ul style="list-style-type: none"> • Könnte Modell der Wahl sein • Komplex, einige Fragen noch offen (u.a. Unbundling-Kompatibilität)
	ÜNB-Erzeuger-Modell	+	?	+	-	<ul style="list-style-type: none"> • Könnte Modell der Wahl sein • Sehr komplex, einige Fragen noch offen (u.a. Sicherstellung Zusätzlichkeit)
	Reines Erzeuger-Modell	+	+	-	+/-	<ul style="list-style-type: none"> • Nicht sinnvoll (allenfalls für hypothetischen Fall ohne IC-Engpass)
Gemeinsamer KM		+	+	+	-	<ul style="list-style-type: none"> • Derzeit nicht absehbar (Interessen zw. Mitgliedsstaaten zu unterschiedlich) • In langer Frist denkbar

25

Frontier Economics

- Grundlagen von Kapazitätsmärkten
- Herausforderung grenzüberschreitender Aspekte
- Lösungsansätze für grenzüberschreitende KM
- Fazit

Fazit



Fabian Pause, Stiftung Umweltenergierecht

Effektiver Rechtsrahmen für ein europäisches Super Grid?

Vortrag im Rahmen des 48. Freiburger Verkehrsseminars

„Die zukünftigen Herausforderungen grenzüberschreitender Strommärkte in Europa“

17./18. September 2015 in Freiburg

Vortragsgliederung

A. Einführung

- I. Was ist ein SuperGrid? Politische, ökonomische und tatsächliche Hintergründe
- II. Zielrichtungen im Kontext des grenzüberschreitenden Netzausbaus

B. Stromnetzausbau: Primärrechtliche Kompetenzen der EU im Hinblick auf ein Super Grid

- I. Art. 194 AEUV – Energiepolitische Kompetenz der EU
 1. Zielvorgaben und Leitprinzipien der Energiekompetenz
 2. Möglichkeiten und Grenzen des Handelns der EU
 3. Abgrenzung zur Binnenmarkt- und Umweltkompetenz
- II. Die Kompetenz betreffend die transeuropäischen Netze, Art. 170 bis 172 AEUV
 1. Gegenstand der Kompetenz nach Art. 170 AEUV
 2. Das rechtliche Instrumentarium der Union nach Art. 171 AEUV
 3. Gesetzgebungsverfahren und Billigungserfordernis, Art. 172 AEUV
 4. Horizontale Kompetenzabgrenzung
 5. Ansätze im Hinblick auf ein europäisches Super Grid?

C. Bedeutsames Sekundärrecht im Kontext des Stromnetzausbaus

- I. Überblick
- II. Insbesondere: Die Verordnung (EU) Nr. 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur („TEN-E-VO“)
 1. Vorhaben von gemeinsamem Interesse (VGI): Auswahlverfahren und -kriterien
 2. Genehmigungsrechtliche Vorschriften
 3. Regulierung und Refinanzierung
- III. TEN-E-VO als Wegbereiter eines europäischen Super Grids?

D. Zusammenfassung der Ergebnisse

Effektiver Rechtsrahmen für ein europäisches Super Grid?

Fabian Pause, LL.M. Eur.
Stiftung Umweltenergierecht

48. Freiburger Verkehrsseminar
**Die zukünftigen Herausforderungen
grenzüberschreitender Strommärkte in Europa**
Freiburg, 18. September 2015

www.stiftung-umweltenergierecht.de

GLIEDERUNG

Gliederung

A. Einführung

- Was ist ein Super Grid?
- Zielrichtungen im Kontext des grenzüberschreitenden Netzausbaus

B. Stromnetzausbau: Primärrechtliche Kompetenzen der EU im Hinblick auf ein Super Grid

- Art. 194 AEUV – Energiepolitische Kompetenz der EU
- Kompetenz betreffend die transeuropäischen Netze, Art. 170 bis 172 AEUV

C. Bedeutsames Sekundärrecht im Kontext des Stromnetzausbaus

- Insbesondere: Die Verordnung (EU) Nr. 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur („TEN-E-VO“)
- TEN-E-VO als Wegbereiter eines europäischen Super Grids?

D. Zusammenfassung der Ergebnisse

3

www.stiftung-umweltenergierecht.de

A. EINFÜHRUNG: DER GEDANKE EINES SUPER GRIDS UND SEINE ZIELRICHTUNGEN

4

www.stiftung-umweltenergierecht.de

Gedanke und Zielrichtungen eines Super Grids (I)

- **Keine einheitliche Definition** des Begriffs; kein Rechtsbegriff
- Gedanke des Super Grids steht vielmehr für **grundlegendes Konzept:**

Energieleitungsnetz, welches dazu geeignet ist, große Mengen an Erneuerbare-Energien-Strom von entlegenen Orten der Erzeugung grenzübergreifend in die Zentren des Verbrauchs zu transportieren

- **Zielrichtungen:**
 - Integration von Strom aus erneuerbaren Energien
 - Verwirklichung des Elektrizitätsbinnenmarktes
 - Energieversorgungssicherheit

5

www.stiftung-umweltenergierecht.de

Gedanke und Zielrichtungen eines Super Grids (II)

- **Weites Verständnis** des Super Grid-Konzepts:
 - Super Grid soll eine „100%-Energieversorgung aus Erneuerbaren Energien“ ermöglichen, jedoch nicht allein auf den Transport von Erneuerbaren-Strom beschränkt sein
 - Schon bloßer Ausbau des Übertragungsnetzes kann zur Verwirklichung des Super Grid-Konzepts beitragen, da Gedanke nicht beschränkt ist auf die Schaffung von Overlay-Strukturen bzw. bloße Punkt-zu-Punkt-Übertragung, sondern auch vermaschte Netzstrukturen umfasst
 - Keine Vorentscheidung im Hinblick auf
 - einen grundsätzlich zentralen oder dezentralen Ansatz der Energieversorgung,
 - technische Aspekte oder
 - geographische Ausbreitung

6

www.stiftung-umweltenergierecht.de

B. STROMNETZAUSBAU: PRIMÄRRECHTLICHE KOMPETENZEN DER EU

7

www.stiftung-umweltenergierecht.de

Primärrechtliche Kompetenzen der EU Ansatzpunkte im Rahmen des Netzausbaus

- **Ebenen des Netzausbaus**
 - *Bedarfsplanung*: Welche Netzkapazitäten sind notwendig?
 - *Bestimmung des Leitungsverlaufs*, typischerweise zweistufig
 - Festlegung von Trassenkorridoren
 - Bestimmung des konkreten Leitungsverlaufs im Wege der Planfeststellung
 - *Genehmigungsverfahren*
 - *Errichtung und Betrieb der Leitung*
 - *Regulierung* (z.B. Investitionskosten über die Netzentgelte)
 - Finanzierung
- **Welcher Einfluss der EU ist auf diese Ebenen möglich?**

8

www.stiftung-umweltenergierecht.de

Primärrechtliche Kompetenzen der EU Mögliche Kompetenzgrundlagen

- **Energiekompetenz, Art. 194 AEUV**
- **Transeuropäische Netze, Art. 170 ff. AEUV**
- Binnenmarktkompetenz, Art. 114 AEUV
- Umweltkompetenz, Art. 192 AEUV

Prüfung von Art. 194 AEUV und Art. 170 ff. AEUV, da schon dem Wortlaut nach **unmittelbarer Bezug zu Energienetzen** besteht

ENERGIEKOMPETENZ – ART. 194 AEUV

Primärrechtliche Kompetenzen der EU

Energiekompetenz – Art. 194 AEUV

Art. 194 Abs. 1 AEUV:

„Die **Energiepolitik** der Union verfolgt im Geiste der **Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten** im Rahmen der Verwirklichung oder des Funktionierens des **Binnenmarkts** und unter Berücksichtigung der Notwendigkeit der Erhaltung und Verbesserung der **Umwelt** folgende Ziele:

- a) Sicherstellung des **Funktionierens des Energiemarkts**;
- b) Gewährleistung der **Energieversorgungssicherheit** in der Union;
- c) Förderung der **Energieeffizienz** und von **Energieeinsparungen** sowie **Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen** und
- d) Förderung der **Interkonnektion der Energienetze**.“

11

www.stiftung-umweltenergierecht.de

Primärrechtliche Kompetenzen der EU

Zielvorgaben und Leitprinzipien der Energiepolitik

- **Kompetenzgrundlage** in Art. 194 Abs. 2 UAbs. 1 S. 1 AEUV: Europäischer Gesetzgeber kann Maßnahmen erlassen, „die erforderlich sind, um die Ziele nach Abs. 1 zu verwirklichen“
- **Leitprinzipien** der Energiepolitik des Art. 194 Abs. 1 AEUV (Binnenmarkt und Umwelt) als einzubeziehende Abwägungsgebote, diese geben energiepolitischen Maßnahmen ein gewisses Gepräge vor.
- Mögliche zu verwirklichende Ziele in Art. 194 Abs. 1 AEUV:
 - Förderung der Interkonnektion der Energienetze (lit. d),
 - Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts (lit. a)
 - Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in der Union (lit. b)

12

www.stiftung-umweltenergierecht.de

Primärrechtliche Kompetenzen der EU

Art. 194 Abs. 1 lit. d AEUV: Förderung der Interkonnektion der Energienetze

- „Interkonnektion“ = Netzverflechtung, Netzzusammenschaltung, physische Verflechtung von Energienetzen; Verbindungsstücke für bereits bestehende Energienetze
- Problem: „Förderung“ als Einschränkung?
- Möglicher Gegenstand europäischer Gesetzgebung:
 - Abstrakte Festschreibung des Bedarfs für eine bestimmte Infrastruktur, dagegen nicht konkreter Trassenverlauf; also Frage des „Ob“ ist einer gesetzgeberischen Maßnahme auf europäischer Ebene zugänglich, das „Wie“ dagegen nicht.
 - Einschränkung der Kompetenz: wohl nur solche Energienetze erfasst, die für den Binnenmarkt und/oder für die Versorgungssicherheit relevant sind; daher eher kein Zugriff auf die Ebene der Verteilernetze möglich.

13

www.stiftung-umweltenergierecht.de

Primärrechtliche Kompetenzen der EU

Art. 194 Abs. 1 lit. a und lit. b. AEUV: Energiemarkt/Energieversorgungssicherheit

- **lit. a AEUV: Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts**
 - Energiemarkt = insbesondere der Energiebinnenmarkt und damit auch der Elektrizitätsbinnenmarkt
 - Schaffung verbundener Netze stellt weniger Selbstzweck dar; mangelhafte Verbindung behindert vielmehr Verwirklichung des Energiebinnenmarkts

- **lit. b AEUV: Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit**

Die Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit betrifft auch *zuverlässige* Befriedigung der Nachfrage nach Energie

→ Bei steigendem EE-Anteil an der Stromerzeugung könnte ein tatsächlich als ein Netz funktionierendes europäisches Stromnetz Schwankungen in der Erzeugung ausgleichen

14

www.stiftung-umweltenergierecht.de

Primärrechtliche Kompetenzen der EU

Grenzen der Energiekompetenz, Kompetenzverteilung, horizontale Abgrenzung

- Mitgliedstaatliche Souveränitätsvorbehalte (Abs. 2 UAbs. 2, Abs. 3) als besondere Kompetenzgrenzen greifen vorliegend nicht, weil MS dort vorbehaltenen Rechte nicht betroffen
- Subsidiaritätsprinzip (Art. 5 Abs. 3 UAbs. 1 EUV) und (kompetenzbezogenes) Verhältnismäßigkeitsprinzip (Art. 5 Abs. 4 UAbs. 1 EUV) als allgemeine Kompetenzausübungsschranken
- Art. 194 AEUV fällt unter Kompetenztyp „geteilte Zuständigkeit“; Relevanz: zunehmende Überlagerung nationaler Energiepolitiken
- Art. 194 AEUV i.V.m. Art. 216 AEUV als energieaußenpolitische Kompetenz: Verbindungsleitungen zu Drittstaaten
- Abgrenzung zu Binnenmarktkompetenz (Art. 194 AEUV lex specialis) und zu Umweltkompetenz (Schwerpunktmethode)

15

www.stiftung-umweltenergierecht.de

TRANSEUROPÄISCHE NETZE, ART. 170 FF. AEUV

16

www.stiftung-umweltenergierecht.de

Die Art. 170 ff. AEUV: Überblick

- Art. 170 AEUV als Grundnorm des Kompetenztitels zu den transeuropäischen Netzen („TEN“)
 - Abs. 1: „Um einen Beitrag zur Verwirklichung der Ziele der Art. 26 [Binnenmarkt] und 174 AEUV zu leisten (...), **trägt** die Union zum Auf- und Ausbau transeuropäischer Netze in den Bereichen der (...) Energieinfrastruktur **bei**.“
 - Abs. 2: „Die Tätigkeit der Union zielt (...) auf die **Förderung** des Verbunds und der Interoperabilität der einzelstaatlichen Netze sowie des Zugangs zu diesen Netzen ab.“
- Art. 171 Abs. 1 AEUV: Bestimmt Handlungsinstrumentarium
- Art. 172 AEUV
 - Eigentliche Kompetenzgrundlage
 - Art. 172 Abs. 2 AEUV: Bestimmt Verfahren (Billigungserfordernis)

www.stiftung-umweltenergierecht.de

Primärrechtliche Kompetenzen der EU: Transeuropäische Netze Art. 170 AEUV: Grundsätzliche Ziele und Gegenstand der Kompetenz

- Hauptziel der Art. 170 ff. AEUV: leistungsfähige, europaweit kompatible und vernetzte Infrastruktur als Rückgrat des Binnenmarkts iSd Art. 26 AEUV (Akzessorietät zum Binnenmarkt)
- Art. 170 Abs. 2 AEUV „Förderung des Verbunds“ → Neubau/Ausbau von Verbindungsleitungen quasi Paradedfall
- Gegenstand der Kompetenz: Auf- und Ausbau der **transeuropäischen** Netze im Bereich der Energieinfrastruktur
 - Relevanz für den Binnenmarkt, weswegen (lokale) Verteilernetze wiederum regelmäßig außerhalb der Kompetenz liegen
 - weiterhin ist dem Begriff eine internationale Ausrichtung immanent (trans; eben auch über Europa hinaus)

Primärrechtliche Kompetenzen der EU: Transeuropäische Netze Art. 170 AEUV: Rolle der Union

- Die Rolle der EU ist auf die Leistung eines **Beitrags** begrenzt (vgl. Art. 170 Abs. 1 AEUV) → primäre Verantwortung bei MS
- EU ist nur ergänzend und unterstützend neben den MS zuständig
- **Aber:** Beitrag positiv formuliert: Der EU ist es möglich, einen *eigenen* Beitrag aus europäischer Perspektive zu leisten → Möglichkeit ein Planungsszenario zu fassen und im Rahmen der - wenngleich begrenzten - Möglichkeiten voranzutreiben.
- Wichtige Voraussetzung/Einschränkung: Muss SuperGrid-Szenario binnenmarktrelevant sein?

19

www.stiftung-umweltenergierecht.de

Primärrechtliche Kompetenzen der EU: Transeuropäische Netze Handlungsinstrumentarium nach Art. 171 AEUV

- Wesentliches Instrument sind die „**Leitlinien**“ (Art. 171 Abs. 1 Spiegelstrich 1 AEUV); Inhalt vorgegeben:
*„Zur Erreichung der Ziele des Artikels 170 geht die Union wie folgt vor:
— Sie stellt eine Reihe von **Leitlinien** auf, in denen die **Ziele**, die **Prioritäten** und die **Grundzüge** der im Bereich der transeuropäischen Netze in Betracht gezogenen Aktionen erfasst werden; in diesen Leitlinien werden **Vorhaben von gemeinsamem Interesse** ausgewiesen;“*
- Ausweisung von Vorhaben von gemeinsamem Interesse als Kernstück der Leitlinien
- Kein Verweis auf Art. 288 AEUV; „Leitlinien“ gleichwohl rechtsverbindlich, da als Rechtsetzungsverfahren das ordentliche Gesetzgebungsverfahren vorgeschrieben ist
- „Schwäche“²⁰ des Kompetenztitels

www.stiftung-umweltenergierecht.de

STROMNETZAUSBAU: PRIMÄRRECHTLICHE KOMPETENZEN DER EU - ERGEBNIS

21

www.stiftung-umweltenergierecht.de

Primärrechtliche Kompetenzen der EU – Ergebnis (I)

- EU stehen mit Art. 170 ff. AEUV und Energiekompetenz zwei Kompetenzgrundlagen zur Förderung des Stromnetzausbaus zur Verfügung.
- Keine deckungsgleichen, im Einzelnen schwer voneinander abzugrenzende Zielsetzungen:
 - Art. 170 ff. AEUV: Ausbau transeuropäischer Netze im Bereich der Energieinfrastruktur („Förderung des Verbunds [...] der einzelstaatlichen Netze“)
 - Art. 194 AEUV: Funktionieren des Energiemarktes, Energieversorgungssicherheit, Interkonnektion der Energienetze
- Für **bedarfsplanerische Ansätze** bietet sich Nutzung der Art. 170 ff. AEUV an; Super Grid-Szenarien könnten verstärkt gefasst und vorangetrieben werden

22

www.stiftung-umweltenergierecht.de

Primärrechtliche Kompetenzen der EU – Ergebnis (II)

- **Finanzierung:** (finanzielle) Unterstützung für VGI entsprechend Art. 171 Abs. 1 UAbs. 1 Gedankenstrich 3 HS. 1 AEUV;
- **Planungs- und Genehmigungsverfahren:** als Annex zur materiellen Kompetenz grundsätzlich abstrakte Vorgaben (z.B. Beschleunigung) möglich; konkrete raumordnerische Vorgaben oder gar eine Bestimmung des Leitungsverlaufs durch die EU dagegen ausgeschlossen;
- Auch **regulierungsrechtliche Vorgaben** (beispielsweise Netzausbauverpflichtungen oder eine Beeinflussung der Anreizung des Netzausbaus über die Netzentgelte) grundsätzlich zulässig; substantielle **planungs- und genehmigungsrechtliche** sowie **regulierungsrechtliche** Vorgaben wären aber nicht auf Art. 170 ff. AEUV, sondern auf stärkere Energiekompetenz zu stützen

23

www.stiftung-umweltenergierecht.de

SEKUNDÄRRECHT IM KONTEXT DES STROMNETZAUSBAUS

24

www.stiftung-umweltenergierecht.de

Sekundärrecht im Kontext des Netzausbaus

Insbesondere: Die TEN-E-VO (Überblick)

- Verordnung (EU) Nr. 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur („TEN-E-VO“), Mai 2013
 - Hauptinstrument zur Erreichung des **10 %-Interkonnektionsziels**
 - Verfahren und materielle Kriterien zur **Auswahl der VGI** als europäische Bedarfsermittlung
 - Vorgaben betreffend **Genehmigungsverfahren** und Öffentlichkeitsbeteiligung/ Transparenz
 - **Regulierungsinstrumente** (grenzüberschreitende Kostenaufteilung, Anreize für verhältnismäßig riskante VGI)
 - Im Zusammenspiel mit der VO (EU) Nr. 1316/2013 zur Schaffung der Fazilität Connecting Europe: **finanzielle Unterstützung** durch die EU
- **TEN-E-VO mit Ansatzpunkten im Hinblick auf alle herkömmlichen Ebenen des Übertragungsnetzausbaurechts**

www.stiftung-umweltenergierecht.de

Vorgaben für die Auswahl der VGI

- **„Dreistufen-Ansatz“**
 - Vorrangige Energieinfrastrukturkorridore und -gebiete
 - Energieinfrastrukturkategorien („Bausteine“)
 - Konkrete VGI
- **Verfahren**
 - Zweistufige Auswahl der VGI: Regionale Gruppen erarbeiten regionale Vorschlagslisten, anschließend Erlass der Unionsliste der VGI durch KOM
 - Jeweils Vetorecht der geografisch von einem Vorhaben betroffenen MS
- **Materielle Auswahlvoraussetzungen**
 - Allgemeine Kriterien wie Grenzquerung oder zumindest erhebliche grenzüberschreitende Auswirkungen nationaler Leitungen
 - Spezifische Kriterien; für Übertragungsnetzvorhaben etwa: erheblicher Beitrag zu Marktintegration, netztechnische EE-Integration und Versorgungssicherheit

Beispiel I für Bezug zu Super Grid: Stromautobahnen

- Vorrangiges thematisches Gebiet entsprechend Anhang I Nr. 11 TEN-E-VO: erste Stromautobahnen bis 2020 im Hinblick auf den Bau eines Stromautobahnsystems in der gesamten Union, das zu Folgendem in der Lage ist:
 - Aufnahme von EE-Strom, u.a. der ständig zunehmenden Erzeugung überschüssiger Windenergie in den nördlichen Meeren und der Ostsee (...)
 - Verbindung der neuen Stromerzeugungszentren mit großen Speichern in den nordischen Ländern und den Alpen sowie mit großen Verbrauchszentren
 - Bewältigung der zunehmend variablen und dezentralen Stromversorgung und der flexiblen Stromnachfrage

27

www.stiftung-umweltenergierecht.de

Beispiel II: VGI 1.8 NORD.LINK

- Erste direkte elektrische Verbindung Deutschland – Norwegen
 - Überschüssiger Windstrom norddeutscher Windstrom kann in Norwegen verbraucht oder in dortigen Wasserspeichern gespeichert werden
 - Etwa in windarmen Zeiten Rückgriff auf norwegische Speicherkapazitäten möglich
 - Subsumtion unter Stromautobahnen wäre wohl möglich gewesen
- Wegen Zielrichtungen Super Grid ähnlich



28

www.stiftung-umweltenergierecht.de

TEN-E-VO als Wegbereiter eines Super Grids?

- Nicht abschließend zu klärende Reichweite des Konzepts eines SuperGrids; Kerninhalt und -zielsetzung aber: Netzinfrastrukturelle Flankierung eines Energiesystems mit hohem EE-Anteil
- TEN-E-VO als Rechtsakt, der die allgemeinen energiepolitischen Ziele der EU unterstützt. „Nebenbei“ werden mit einigen Vorgaben und Instrumenten auch mit dem Kerninhalt eines Super Grid-Konzepts vergleichbare Zielsetzungen verfolgt.
- Gerade Stromautobahnen bzw. das Stromautobahnssystem kann zukünftig möglicherweise als „Trittbrett“ für die Realisierung eines Super Grid-Szenarios dienen

29

www.stiftung-umweltenergierecht.de

ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE

30

www.stiftung-umweltenergierecht.de

Zusammenfassung der Ergebnisse (I)

- Super Grid als Konzept mit ungeklärten Detailfragen
- „Erneuerbare-Energien-Super Grid“ im Recht nicht verankert, nicht einmal Super Grid als solches, allenfalls Strukturelemente davon
- EU besitzt mit Kompetenz betreffend die transeuropäischen Netze (Art. 170 ff. AEUV) sowie energiepolitischer Kompetenz (Art. 194 AEUV) Möglichkeiten zur Rechtsetzung im Kontext des Stromnetzausbaus
- Mittels dieser Kompetenzen ist grundsätzlich legislative Beeinflussung sämtlicher herkömmlicher Ebenen des Rechts des Stromnetzausbaus möglich:
 - Bedarfsermittlung
 - Genehmigungsverfahren (z.B. Öffentlichkeitsbeteiligung, Beschleunigung)
 - Regulierung (etwa Umlage der Netzausbaukosten über Netzentgelte)
 - Finanzierung

31

www.stiftung-umweltenergierecht.de

Zusammenfassung der Ergebnisse (II)

- Insbesondere mit TEN-E-VO finden sich im bestehenden Sekundärrecht Ansatzpunkte im Hinblick auf alle herkömmlichen Ebenen des Rechts des Stromnetzausbaus:
 - **Bedarfsplanung**: für die einzelnen ausgewiesenen Vorhaben von gemeinsamem Interesse (VGI) wird deren Erforderlichkeit in energiepolitischer Hinsicht festgeschrieben
 - **Regulierung** (Vorschriften zur grenzüberschreitenden Kostenaufteilung), **Genehmigungsverfahren** (Beschleunigung, Öffentlichkeitsbeteiligung und Transparenz) sowie **Finanzierung** (CEF) werden adressiert
 - Vorgaben betreffen grundsätzlich nur ausgewählte VGI
- TEN-E-VO spiegelt sowohl den im Rahmen der Super Grid-Diskussion vertretenen zentralen als auch den dezentralen Ansatz wider
- Insbesondere: „**Stromautobahnen**“ als wohl zentraler Anknüpfungspunkt für die Super Grid-Idee

www.stiftung-umweltenergierecht.de

Stiftung Umweltenergierecht

Fabian Pause, LL.M. Eur., Wissenschaftlicher Referent
Ludwigstraße 22, 97070 Würzburg
Tel./Fax: +49 9 31.79 40 77-0/-29
E-Mail: pause@stiftung-umweltenergierecht.de

www.stiftung-umweltenergierecht.de

Unterstützen Sie unsere Arbeit durch Zustiftungen und Spenden für laufende Forschungsaufgaben

Spenden: Sparkasse Mainfranken Würzburg (IBAN DE16790500000046743183 / BIC
BYLADEM1SWU)
Zustiftungen: Sparkasse Mainfranken Würzburg (IBAN DE83790500000046745469 / BIC
BYLADEM1SWU)