

Mitveranstalter:



Mit freundlicher Unterstützung von:



3. Wuppertaler Energie-Forum

22. Januar 2016

7 3. Wuppertaler Energie-Forum 22.01.2016

Neue Energie aus Wuppertal
Band 7

3. Wuppertaler Energie-Forum

Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik

Bergische Universität Wuppertal

Neue Effizienz – Bergische Gesellschaft für
Ressourceneffizienz mbH

22. Januar 2016

Hörsaal FZH 1

Campus Freudenberg

Rainer-Gruenter-Straße

42119 Wuppertal

Das 3. Wuppertaler Energie-Forum wird unterstützt von:



Netzwerk Energiewirtschaft – Smart Energy



VORWEG GEHEN

www.rwe.com/netzservice





Energiewende – Made in Wuppertal
Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Sehr geehrte Damen und Herren,
liebe Freunde des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik,
der Umbau des Energieversorgungssystems in Deutschland schreitet stetig weiter voran. So ist seit dem Sommer des letzten Jahres durch das Weißbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie das zukünftige Strommarktdesign skizziert – und wird von der Branche heftig und kontrovers diskutiert. Zudem bestehen im Bereich der Netze nach wie vor erhebliche technische und wirtschaftliche Herausforderungen. Insbesondere hier wollen wir als Lehrstuhl unseren Beitrag zum Gelingen der Energiewende leisten.

So liefert das 3. Wuppertaler Energie-Forum wiederum Bausteine zur Lösung - vorgestellt von hochrangigen und renommierten Vertretern der Energieversorgungsbranche. Eine besondere Bereicherung stellt zudem der Vortrag von Herrn Minister Garrelt Duin zum Energiekonzept des Landes NRW dar.

Ich freue mich sehr, Sie in Wuppertal zu interessanten Diskussionen unter Fachleuten begrüßen zu dürfen.

Ihr

Inhalt

Keynote:

Das Virtuelle Kraftwerk als Teil des Energiekonzepts des Landes NRW 9

Garrelt Duin

Neue Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze.....19

Prof. Dr.-Ing. Michael Weinhold

Happy Power Hour45

Andreas Feicht

Ein neuer Ansatz zur Zustandsbewertung von Energiekabeln57

Dr.-Ing. Ulrik Dietzler

Netzplanung, Netzüberwachung, Netzregelung –

Stufenweise Automatisierung der Mittelspannung81

Dipl.-Ing. Sven Behrend

Das Energiesystem der Zukunft aus Strom und Gas – Ergebnisse einer Meta-

Analyse von DVGW und VDE101

Dipl.-Ing. Heinrich Busch,

Dipl.-Ing. Klaus Engelbertz

Impressum127

**Keynote: Das Virtuelle Kraftwerk als Teil des Energiekonzepts des
Landes NRW**

Garrelt Duin, Minister für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand
und Handwerk des Landes Nordrhein-Westfalen

Die Vortragsunterlagen von Herrn Minister Duin lagen bei Redaktionsschluss leider noch nicht vor.

Es gilt das gesprochene Wort.

Konzept zur Realisierung eines Virtuellen Kraftwerks in Nordrhein-Westfalen

19. Fachkongress Zukunftsenergien



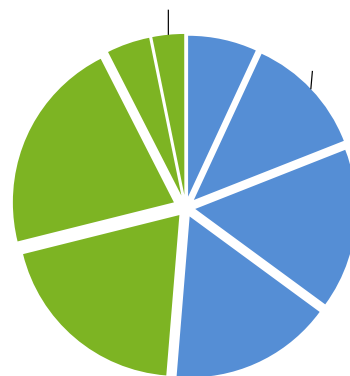
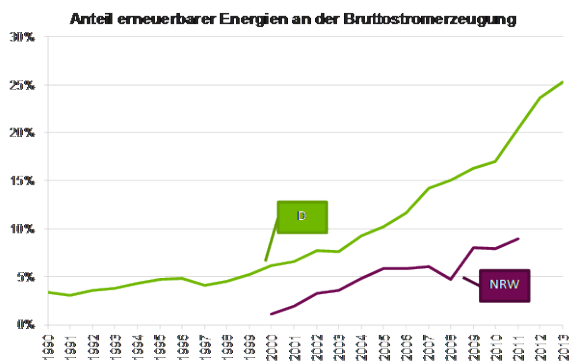
Konzept zur Realisierung eines Virtuellen Kraftwerks in Nordrhein-Westfalen

Konzept zur Realisierung eines Virtuellen Kraftwerks in Nordrhein-Westfalen
10.02.2015 | Prof. Dr. Markus Zdrallek | Elektrische Energieversorgungstechnik

S1



Die Energiewirtschaft im Wandel



Energiekonzept 2050 der Bundesregierung

➔ 80% Stromerzeugung aus regenerativen Quellen

Quellen: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), August 2014 und Fraunhofer ISE, energy-charts.de, 2014

Konzept zur Realisierung eines Virtuellen Kraftwerks in Nordrhein-Westfalen
10.02.2015 | Prof. Dr. Markus Zdrallek | Elektrische Energieversorgungstechnik

S2



Vorteile eines regionalen Virtuellen Kraftwerks

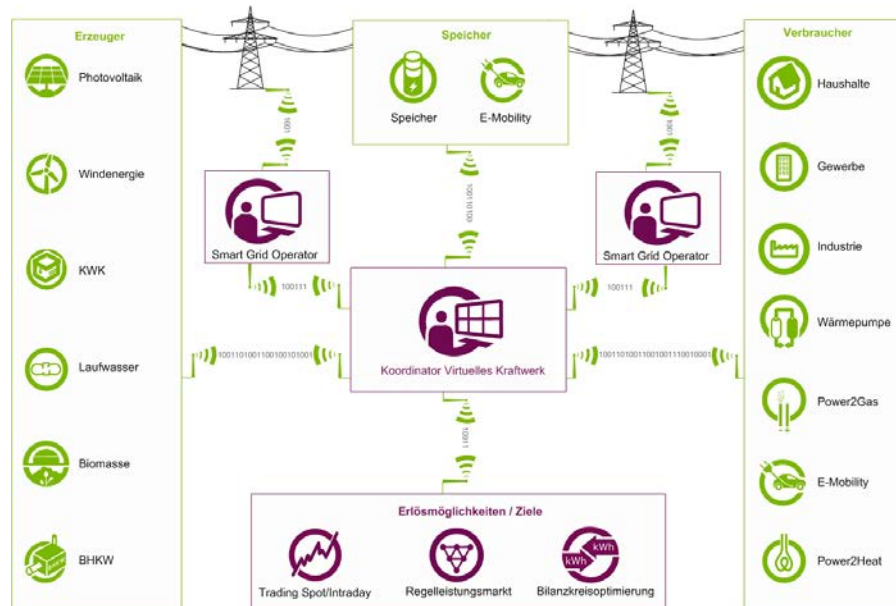
- Regionales Zusammenwirken von Markt und Netz im Virtuellen Kraftwerk zur Erreichung eines Systemoptimums
- **Markt:**
 - Marktfähigkeit durch virtuelle Grundlastfähigkeit zur Deckung der regionalen Nachfragekurve
 - Optimierte Vermarktung Erneuerbarer Energien, Verringerung der Subventionsnotwendigkeit
- **Netz:**
 - Verringerung des Ausbaubedarfes in den regionalen Verteilungsnetzen, aber auch überregional
 - Netzdienliches Verhalten des Virtuellen Kraftwerks
 - Erhöhung der Versorgungssicherheit (Inselnetzfähigkeit im „Black out“-Fall)
 - Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch das Virtuelle Kraftwerk

Konzept zur Realisierung eines Virtuellen Kraftwerks in Nordrhein-Westfalen
10.02.2015 | Prof. Dr. Markus Zdrallek | Elektrische Energieversorgungstechnik

S3



Komponenten und Akteure eines Virtuellen Kraftwerks



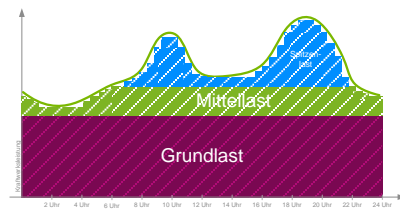
Konzept zur Realisierung eines Virtuellen Kraftwerks in Nordrhein-Westfalen
10.02.2015 | Prof. Dr. Markus Zdrallek | Elektrische Energieversorgungstechnik

S4



Virtuelle Grundlastfähigkeit / regionale Koordination Erzeugung & Verbrauch

- Erneuerbare Energien sollen im Verbund des Virtuellen Kraftwerks eine „virtuelle Grundlastfähigkeit“ erreichen.
- Darüber hinaus soll gezeigt werden, dass das Virtuelle Kraftwerk auch die gesamte Nachfrage eines (regionalen) Bilanzkreises decken kann
 - Regelbare Einspeisung in Zeiten geringer fluktuierender erneuerbarer Einspeisung verschieben
 - Verschiebbare Lasten (DSM) in Zeiten eines Überangebots erneuerbarer Energien verschieben
 - Betriebsweise von Stromspeichern an das Dargebot fluktuierender erneuerbarer Energien anpassen



Konzept zur Realisierung eines Virtuellen Kraftwerks in Nordrhein-Westfalen
10.02.2015 | Prof. Dr. Markus Zdrallek | Elektrische Energieversorgungstechnik

S5



Virtuelle Kraftwerke und ihre Interaktion mit Smart Grids

- Smart Grids bilden die Grundlage für ein Virtuelles Kraftwerk der Zukunft
 - Identifizierung des aktuellen lokalen Netzzustandes
 - Smart Grids vermeiden Netzausbau
 - Einspeisungsspitzen durch Einspeisemanagement begrenzen
 - Lastspitzen (z.B. durch starken Zuwachs von E-Mobility) durch intelligente Koordination verringern
 - Je mehr regionaler Ausgleich desto weniger überregionaler Netzausbau
 - Smart Grids erschließen Systemdienstleistungspotential
 - Anstelle einiger weniger Großkraftwerke müssen zukünftig auch Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz erbracht werden
- ➔ Koordination der Systemdienstleistungen durch das Smart Grid

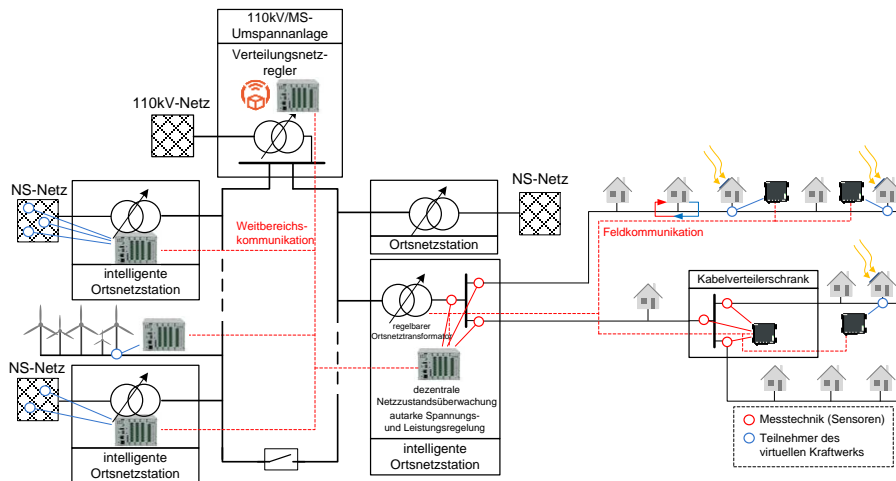
Konzept zur Realisierung eines Virtuellen Kraftwerks in Nordrhein-Westfalen
10.02.2015 | Prof. Dr. Markus Zdrallek | Elektrische Energieversorgungstechnik

S6



Steuerungsintelligenz zur Koordinierung von Netz, Erzeugern und Verbrauchern

- Dezentral-hierarchische Verteilnetzautomatisierung (z. B. iNES) als Grundlage

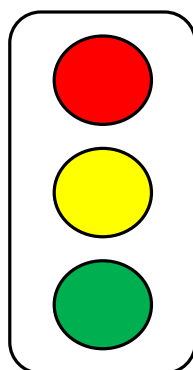


Konzept zur Realisierung eines Virtuellen Kraftwerks in Nordrhein-Westfalen
10.02.2015 | Prof. Dr. Markus Zdrallek | Elektrische Energieversorgungstechnik S7



Zusammenwirken Markt und Netz

- Realisierung regionaler Flexibilitätsmärkte
- Senkung des Netzausbaubedarfes durch zahlreiche, lokal zusammenhängende Virtuelle Kraftwerke
- Realisierung der BDEW-Netzkapazitätsampel



Regulierter/netzdominierter Bereich

Der Netzzustand ist kritisch. Der Netzbetreiber greift steuernd ein. Das Marktgeschehen wird ausgesetzt.

Netzorientierter Bereich mit marktgetriebenen Prozessen

Netzbetreiber fragt in Abhängigkeit von der Netzsituation lokale und zeitlich eingeschränkte Flexibilität nach.

Marktgetriebener Bereich (Wettbewerb)

Der Netzzustand ist unkritisch. Das Virtuelle Kraftwerk kann frei am Markt agieren

Quelle: BDEW-Roadmap „Smart Grids“ (2013)

Konzept zur Realisierung eines Virtuellen Kraftwerks in Nordrhein-Westfalen
10.02.2015 | Prof. Dr. Markus Zdrallek | Elektrische Energieversorgungstechnik S8



Vermarktungsmodelle für ein Virtuelles Kraftwerk

	EEG und Direktvermarktung	Markt für Regelernergie	Netz- und Systemdienstleistungen	Bilanzkreismanagement
Business Case	Vermarktung der Einspeiseleistung über das EEG/KWK-Gesetz sowie direkt an Strommärkten	Aggregation von Flexibilitäten zur Nutzung am Markt für Regelernergie [(Primär-), Sekundär- und Minutenreserve]	Spannungs- und Blindleistungsregelung; Inselbetrieb/ Wiederversorgung; lokales Kapazitätsmanagement (netzdienliches Verhalten)	Optimierung des eigenen oder fremden Bilanzkreises (Ausgleich von Prognoseunschärfe)
Rahmenbedingungen	Regulatorischer Rahmen (EEG zur Direktvermarktung) Entwicklung der Förderinstrumente	Präqualifikation und Mindestangebotsmengen erforderlich	Entwicklung eines lokalen Flexibilitätsmarktes notwendig; Anreizregulierung	-
Entwicklungserwartung	Zunehmende Direktvermarktung, Auslaufen der Förderinstrumente	Sinkende Anforderungen zur Teilnahme	Zunehmender Bedarf an netzdienlichem Verhalten	Steigende Bedeutung auf Grund zukünftig größerer Einspeisung dargebotsabhängiger Anlagen

➔ hohe Diversität der Vermarktungsmöglichkeiten

Konzept zur Realisierung eines Virtuellen Kraftwerks in Nordrhein-Westfalen
10.02.2015 | Prof. Dr. Markus Zdrallek | Elektrische Energieversorgungstechnik

S9



Zusammenfassung

- Virtuelle Kraftwerke ermöglichen...
 - ...eine lokale Koordination von Erzeugung und Verbrauch inkl. Speicherung.
 - ...die sog. „Grundlastfähigkeit“ der regenerativen Energien im Zusammenwirken mit steuerbaren Verbrauchern.
 - ...die Marktfähigkeit erneuerbarer Energien.
- Regionales Zusammenwirken von Markt und Netz ermöglicht...
 - ...eine Verringerung des Ausbaubedarfes in den regionalen Verteilungsnetzen, aber auch überregional.
 - ...eine Erhöhung der Versorgungssicherheit.
 - ...die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch das Virtuelle Kraftwerk.

Regionale Nutzung aller Flexibilitäten (Erzeugung, Speicher, Last und Netz in einem Schaufenster Industrie)

Konzept zur Realisierung eines Virtuellen Kraftwerks in Nordrhein-Westfalen
10.02.2015 | Prof. Dr. Markus Zdrallek | Elektrische Energieversorgungstechnik

S10





Bergische Universität Wuppertal
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Rainer Gruenter-Str. 21
42119 Wuppertal
zdrallek@uni-wuppertal.de
www.evt.uni-wuppertal.de



**Neue Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche
Verteilungsnetze**

Prof. Dr.-Ing. Michael Weinhold, CTO Siemens Division Energy
Management



Wuppertaler Energie-Forum | Wuppertal, 22. Januar 2016

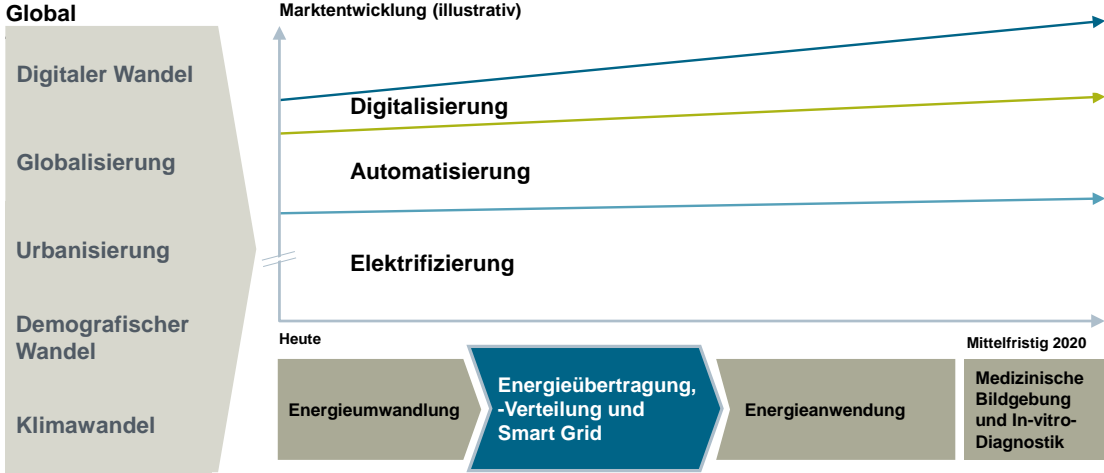
Neue Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze

Prof. Dr.-Ing. Michael Weinhold, CTO Siemens Energy Management

Unrestricted © Siemens AG 2016

siemens.com

Energy Management spielt eine Schlüsselrolle in der Zukunft von Siemens bei der Transformation des Strommarktes

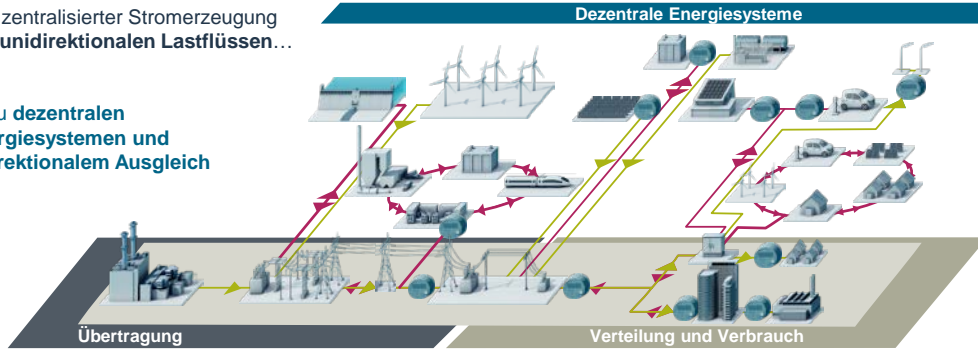


Unrestricted © Siemens AG 2016
 Seite 2 2016-01-22

Die Welt unserer Kunden verändert sich...

Von zentralisierter Stromerzeugung und unidirektionalen Lastflüssen...

... zu dezentralen Energiesystemen und bidirektionalem Ausgleich



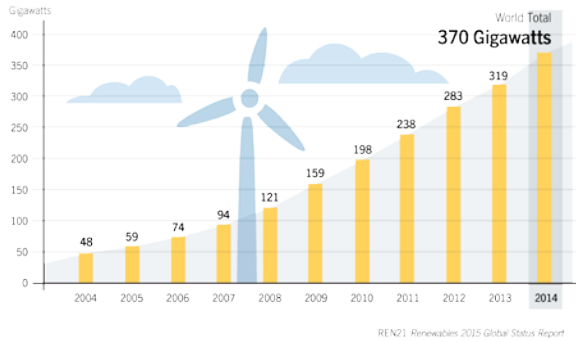
- 1 Veränderter Erzeugungsmix
- 2 Zuwachs an Erzeugungskapazitäten
- 3 Entfernung von Erzeugung zur Last
- 4 Dezentralisierung (öffentlich/privat)
- 5 Modernisierung/Erweiterung

Unrestricted © Siemens AG 2016
Seite 3 2016-01-22

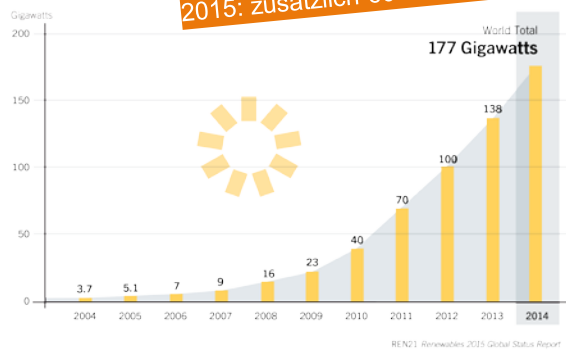
Michael Weinhold / Energy Management

**Globale Erzeugungskapazitäten von Wind und Photovoltaik
(global installierte Erzeugungskapazität derzeit ca. 6500 GW)**

Wind Power Global Capacity, 2004–2014



Solar PV Global Capacity, 2004–2014



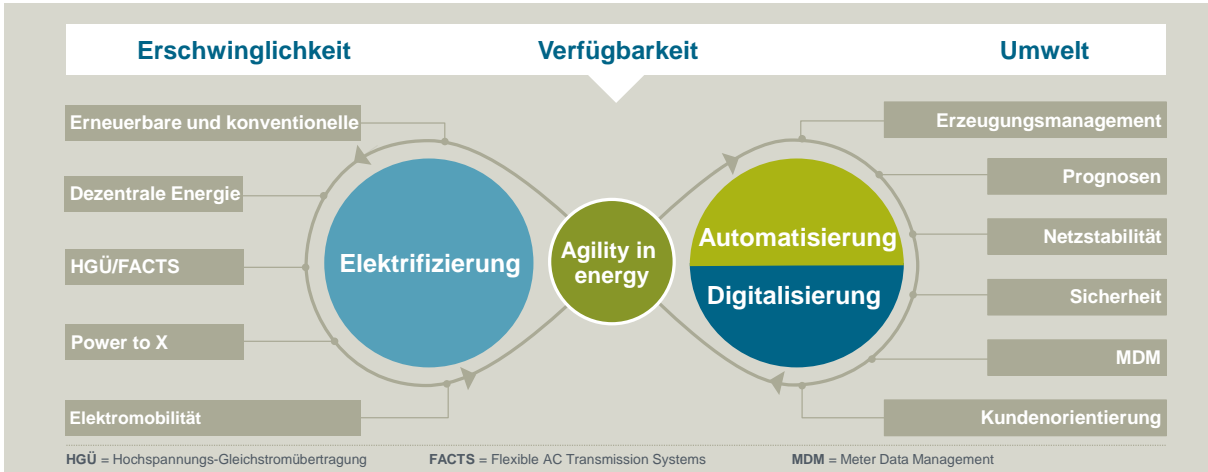
Quelle: <http://www.ren21.net/GSR2015-Renewables-2015-Global-Status-Report-Figures-EN>

Agility is the key

Unrestricted © Siemens AG 2016
Seite 5 2016-01-22

Michael Weinhold / Energy Management

Kundentrends treiben umfassende Veränderungen im Energiesektor an



Unrestricted © Siemens AG 2016
 Seite 6 2016-01-22

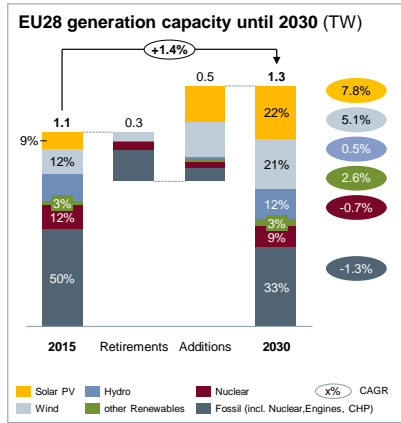
Michael Weinholt / Energy Management

Agility enabled through technology

Unrestricted © Siemens AG 2016
Seite 7 2016-01-22

Michael Weinhold / Energy Management

Erzeugungsmix im Jahr 2030 und deren Auswirkungen auf das Netzgeschäft (Prognose weiter zu verifizieren)



Source: Siemens

Unrestricted © Siemens AG 2016

Seite 8 2016-01-22

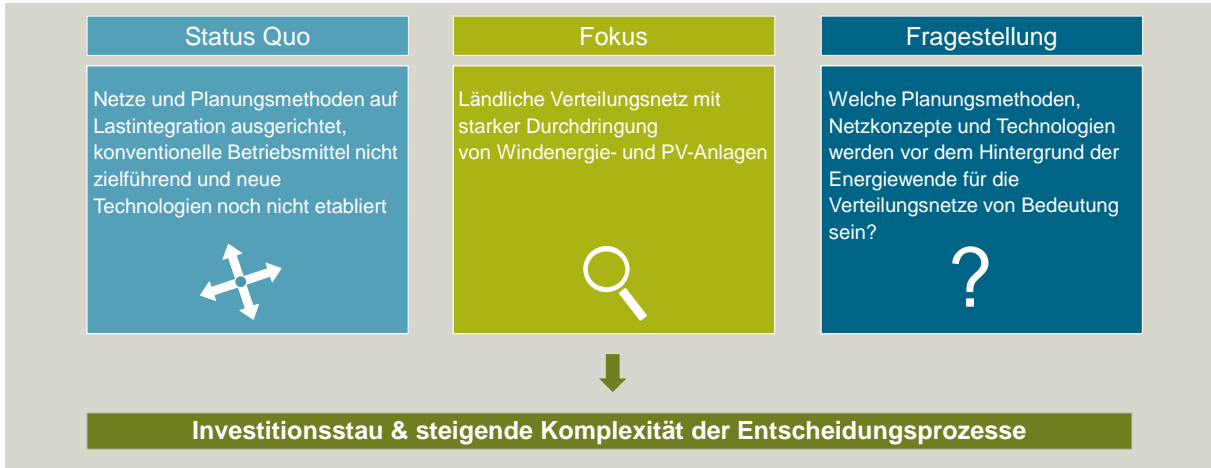
Auswirkungen auf das Netzgeschäft

... und die Berücksichtigung im Projekt PuBVerteilung

- Integration erneuerbarer Energien ✓
 - Netzausbau/-erweiterung ✓
 - Stabilitäts Herausforderungen (geringe Trägheit, hin zu einem "stationären Netz") !
 - Spannungsqualität und Versorgungssicherheit ✓
 - Cyber Security !
 - Automatisierter Betrieb und Situationsbewusstsein ✓
 - Neue Geschäftsmodelle, Lösungen und Kunden !
-
- Regulative Unsicherheit und öffentliche Akzeptanz ?
 - Disruptives Potential günstiger Speicher ?

Michael Weinhold / Energy Management

PuBVerteilung – Hintergrund und Problemstellung



Große Basis für repräsentative Ergebnisse – Untersuchte Netze

Datenbasis: Ausgewählte Netzgruppen aus folgenden Verteilungsnetzen

Niederspannung **Mittelspannung** Hochspannung



Leitungslänge	51 km	2141 km	1623 km
Anzahl an Planungen	> 1000	> 800	> 250



Unrestricted © Siemens AG 2016
Seite 10 2016-01-22

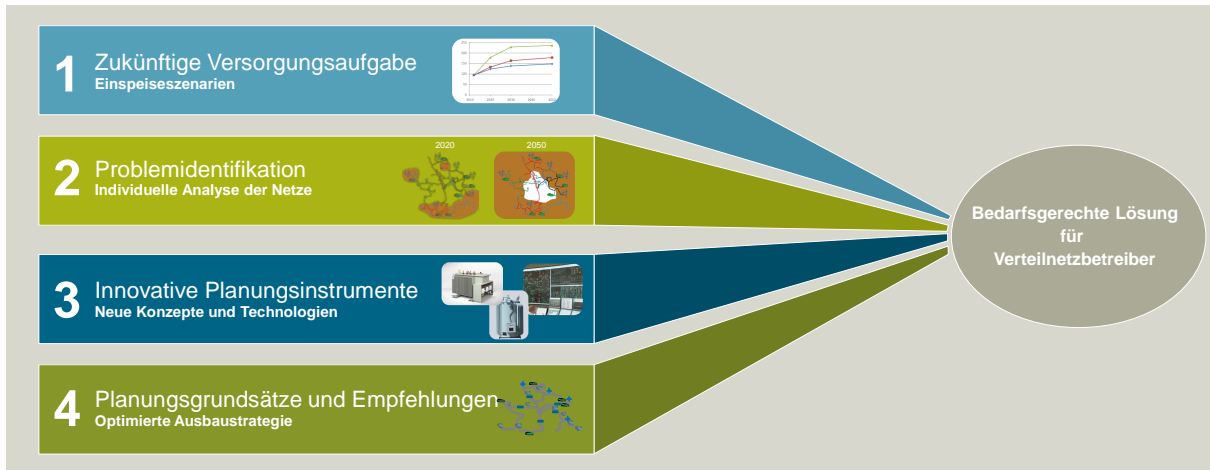
Michael Weinhold / Energy Management

Wie sehen zukünftige Planungsgrundsätze aus?

Unrestricted © Siemens AG 2016
Seite 11 2016-01-22

Michael Weinhold / Energy Management

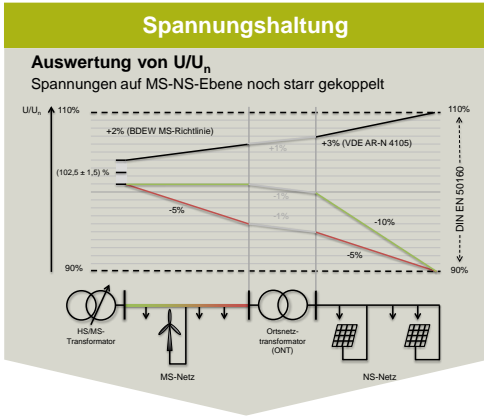
Übergeordnete Methodik – Schritte zur Ableitung von Planungsgrundsätzen



Unrestricted © Siemens AG 2016
Seite 12 2016-01-22

Michael Weinhold / Energy Management

**Problemidentifikation –
Zwei Herausforderungen treiben die Notwendigkeit des Netzausbaus**

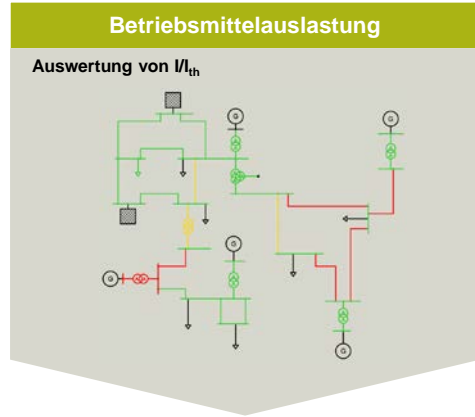


Problematik hauptsächlich
auf Nieder- und Mittelspannungsebene

Unrestricted © Siemens AG 2016

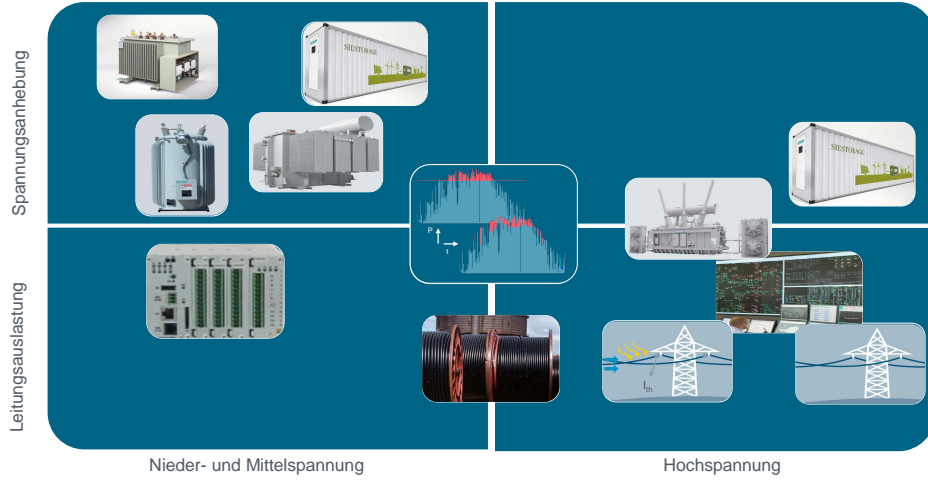
Seite 13

2016-01-22



Problematik hauptsächlich
auf Hochspannungsebene

Michael Weinhold / Energy Management



Planungsbeispiel für ein ländliches Mittelspannungsnetz

Zukünftige Versorgungsaufgabe

Situation 2020 Situation 2050
EE-Zubau um Faktor 7

$U/U_n = 106\%$

- 2050 überwiegend unzulässige Spannungsanhebung
- Massiver Netzausbaubedarf erforderlich

Problemidentifikation

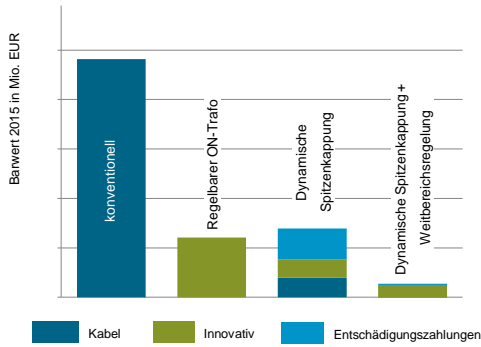
Ausbauplanung

Variante 1: Regelbarer Ortsnetztransformator

Variante 2: Dynamische Spitzenkappung

- Spitzenkappung an DEA in 2020
- Spitzenkappung an DEA in 2050

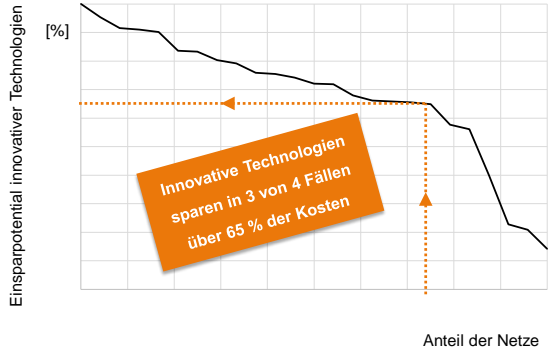
Ökonomische Bewertung
(eines exemplarischen Beispielnetzes)



- **Konventioneller Ausbau:** nicht wirtschaftlich
- **rONT:** geeignete Maßnahme; skalierbare Lösung, Regelung ohne Maßnahmen Dritter möglich (in eigenen Händen)
- **Dynamische Spitzenkappung:** hier keine Vorteile gegenüber rONT; Vorteil bei geringer Kappung zu erwarten
- **Kombinierte innovative Betriebsweise** erzielt den wirtschaftlichsten Betrieb

Auswertung auf Basis von 800 Realnetzplanungen

Ersparnis durch Einsatz innovativer Technologien



Auswahl der geeignetsten Technologie

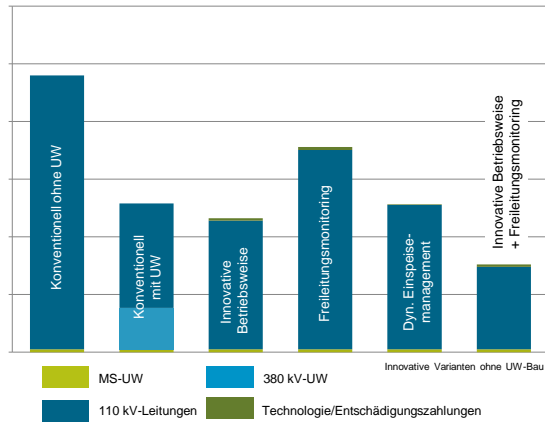
Moderater DEA-Zubau

Einzelstrangregler/Regelbarer Ortsnetztransformator

Langfristig hoher DEA-Zubau

- Smart Grid-System zur
- Dynamischen Spitzenkappung und Weitbereichsregelung
- Zusätzlich Einzelstrangregler oder regelbarer ON-Trafo

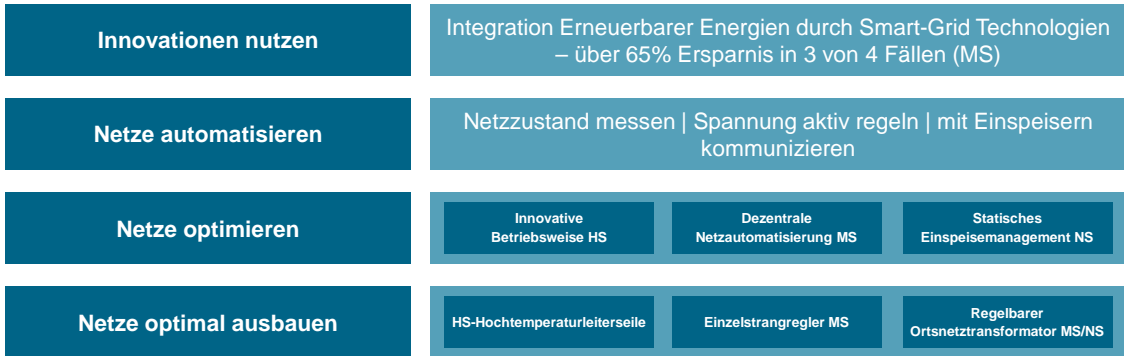
Ökonomische Bewertung



- **380 kV-UW** ist maßgeblicher wirtschaftlicher Faktor bei konventionellem Ausbau
- **Konventioneller Ausbau** nicht die wirtschaftlichste Variante
- **Innovative Einzelmaßnahmen** bringen keinen wesentlichen wirtschaftlichen Vorteil
- **Kombinierte innovative Betriebsweise** erzielt den wirtschaftlichsten Betrieb

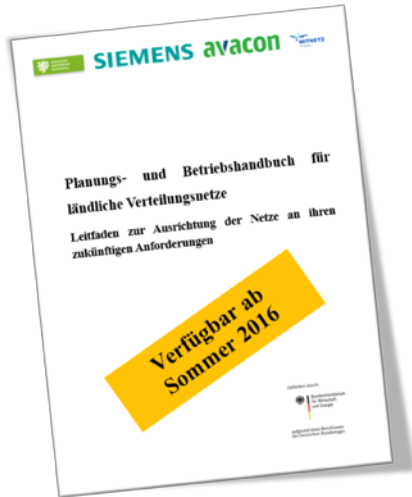
Unrestricted © Siemens AG 2016
 Seite 18 2016-01-22

Michael Weinhold / Energy Management



One more Thing: Planungshandbuch kommt!

SIEMENS

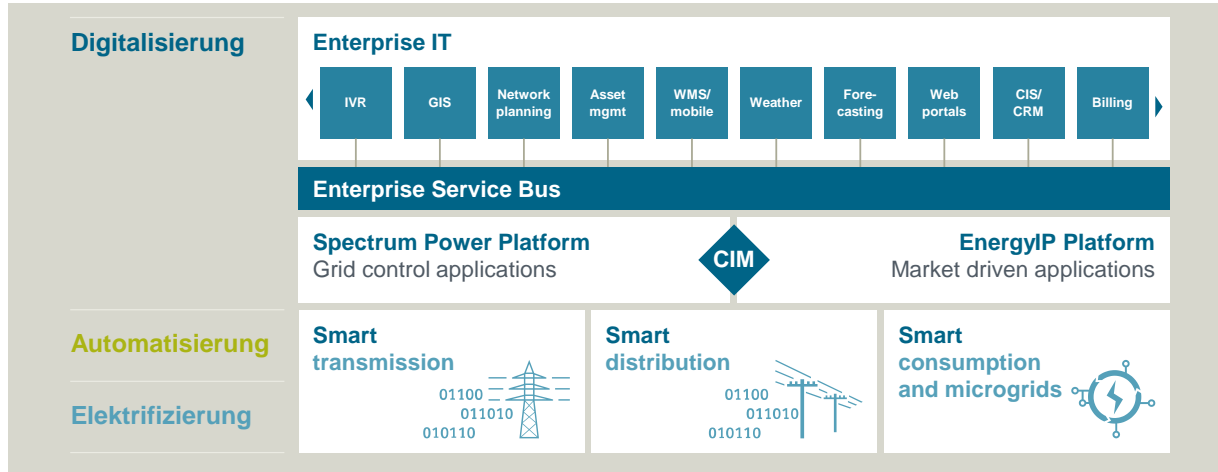


- Beschreibung der zukünftigen Versorgungsaufgaben
- Innovative Technologien und ihr Einsatz
- Methoden zur Planung von Verteilungsnetzen mit innovativen Technologien
- Zusammenfassung der Studienergebnisse in Planungsgrundsätzen für alle Spannungsebenen

Unrestricted © Siemens AG 2016
Seite 20 2016-01-22

Michael Weinhold / Energy Management

Übergreifende Angebote zur Digitalisierung für unsere Kunden



Zusammenfassung

Ausbauplanung sollte langfristig und strategisch ausgerichtet werden.

Flexibilität und Geschwindigkeit sprechen für den Einsatz intelligenter Lösungen.

Intelligenz in elektrischen Verteilungsnetzen stellen nachhaltige Lösungen dar.

Vielen Dank!

michael.g.weinhold@siemens.com



Unrestricted © Siemens AG 2015

siemens.com

Disclaimer

This document contains forward-looking statements and information – that is, statements related to future, not past, events. These statements may be identified either orally or in writing by words as “expects”, “anticipates”, “intends”, “plans”, “believes”, “seeks”, “estimates”, “will” or words of similar meaning. Such statements are based on our current expectations and certain assumptions, and are, therefore, subject to certain risks and uncertainties. A variety of factors, many of which are beyond Siemens’ control, affect its operations, performance, business strategy and results and could cause the actual results, performance or achievements of Siemens worldwide to be materially different from any future results, performance or achievements that may be expressed or implied by such forward-looking statements. For us, particular uncertainties arise, among others, from changes in general economic and business conditions, changes in currency exchange rates and interest rates, introduction of competing products or technologies by other companies, lack of acceptance of new products or services by customers targeted by Siemens worldwide, changes in business strategy and various other factors. More detailed information about certain of these factors is contained in Siemens’ filings with the SEC, which are available on the Siemens website, www.siemens.com and on the SEC’s website, www.sec.gov. Should one or more of these risks or uncertainties materialize, or should underlying assumptions prove incorrect, actual results may vary materially from those described in the relevant forward-looking statement as anticipated, believed, estimated, expected, intended, planned or projected. Siemens does not intend or assume any obligation to update or revise these forward-looking statements in light of developments which differ from those anticipated.

Trademarks mentioned in this document are the property of Siemens AG, its affiliates or their respective owners.

Happy Power Hour

Andreas Feicht, Vorsitzender der Geschäftsführung der WSW
Wuppertaler Stadtwerke GmbH und der WSW mobil GmbH



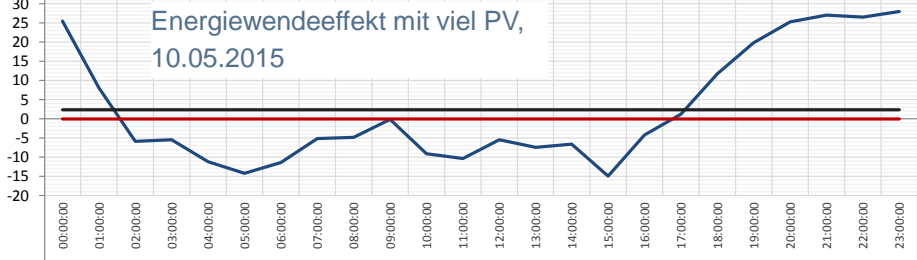
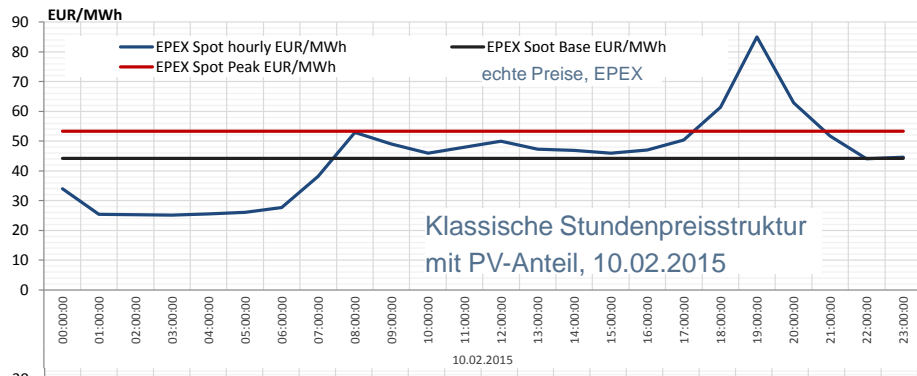
Happy Power Hour – Ein Produkt für die Energiewende

3. Wuppertaler Energie-Forum

22.01.2016

Andreas Feicht
Vorstandsvorsitzender
WSW-Unternehmensgruppe

Energiewendeeffekt in den Strompreisen



Mit zunehmender Einspeisung Erneuerbarer Energien steigen Kosten für Redispatch und Umlagen. Darüber hinaus treten immer öfter negative Preise auf. Gleichzeitig gibt es kaum Anreize zur Verhaltensänderung bei Kunden.

Verschiedene Mechanismen müssen adressiert werden, um die Herausforderungen zu meistern



- Kraftwerke: stellen gesicherte Leistung zur Verfügung, sind aber unter Druck
- Netze: insbesondere Verteilnetze müssen Stabilität bei zunehmend dezentraler Einspeisung erhalten



- bei Last, Erzeugung und Speicherung müssen identifiziert und nutzbar gemacht werden



- Anpassung der Umlagensystematik
- Verringerung der Anreize zu Fluchtbewegung aus dem System

Zentrale Frage: „Gibt es ein Produkt, das alle Herausforderungen adressiert, marktgängig ist und ein Anreize zur Flexibilisierung bei Kunden setzt?“

Pilotprojekt: Happy Power Hour



Inhalt:

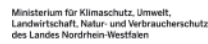
Angebot zeitlich variabler Stromtarife zur Anpassung der Stromnachfrage an die Volatilität des Stromangebots am Beispiel mittelständischer Industrie im Bergischen Städtedreieck.

- Untersuchung der Lastmanagementpotentiale der Projektpartner
- Entwicklung von dynamischen Tarifmodellen
- Automatische Ansteuerung der Anlagen über IKT

Projektpartner:



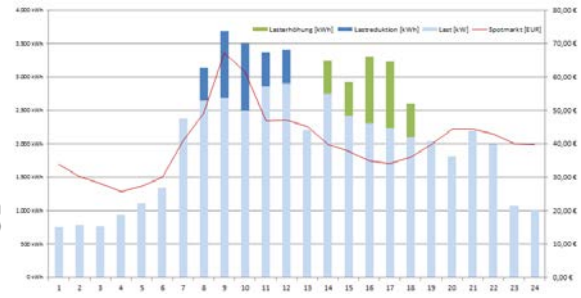
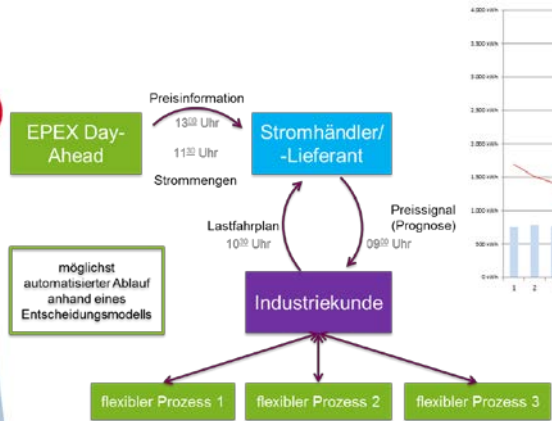
Gefördert durch:



weitere Informationen:
www.happy-power-hour.de

HPH - Ein Produkt für die Energiewende | Andreas Feicht | 22.01.2016

4



- Durch Verfügbarmachung von Preissignalen für den Folgetag werden Anreize zur Erschließung von Flexibilitäten geschaffen
- Der Industriekunde kann seinen Strombezug anteilig verlagern
- Die Abläufe müssen möglichst standardisiert und automatisiert sein

Zwischenfazit

Grundsätzlich konnten Lastverschiebungspotentiale nachgewiesen werden!

Aber diverse Hemmnisse behindern die vollumfängliche Nutzung:

Fehlende Preisspitzen

- Anreize steigen umso mehr, je höher untertägige Preisunterschiede existieren. Zurzeit sind diese nur gering vorhanden.

Systematik des Endkundenpreises

- Nur ca. 30 % des Endkundenpreises sind durch den Strommarkt bestimmt. Der Rest sind Umlagen/Abgaben/Netzentgelte und damit fix.

Automatisierungstechnik

- Bisher besteht nur ein geringer Automatisierungsgrad. Dadurch ist der Prozess Laststeuerung relativ teuer. Investitionen in Steuer- und Regelungstechnik müssen aber gegenfinanziert werden.



Ausblick auf Happy Power Hour II



Ermutigende Zwischenergebnisse rechtfertigen Fortführung des Projektes.

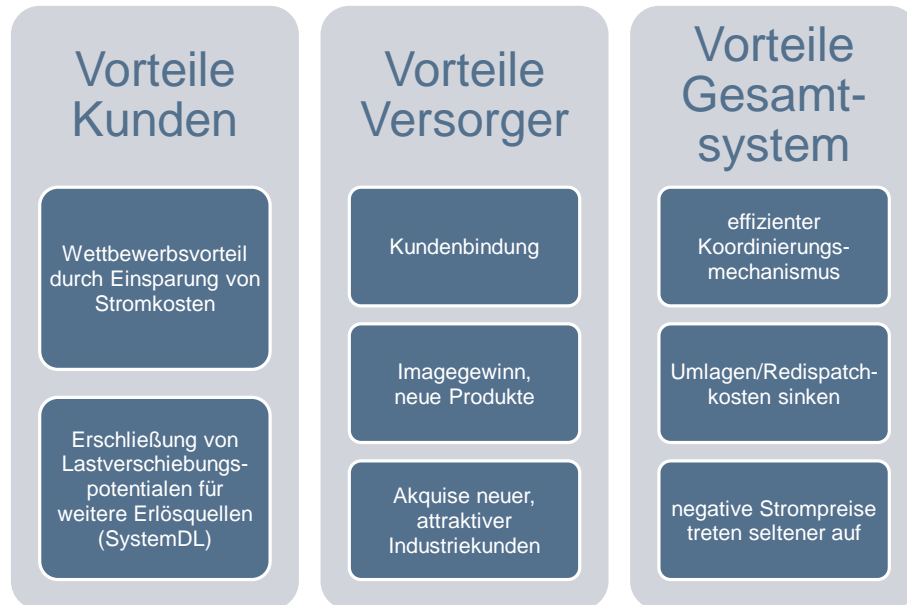
Folgende Aspekte werden untersucht:

1. Entwicklung von Verfahren zur Minimierung des Implementierungsaufwands
2. Entwicklung einer Quick-Check Systematik zur schnellen Prozessanalyse im Kontext möglicher Flexibilitäten
3. Untersuchung der Prognosefähigkeit dynamischen Verhaltens auf Basis von Preisanreizen
4. Simulation einer Dynamisierung von fixen Preisbestandteilen, um Anreize zur Flexibilisierung zu erhöhen → dynamische EEG-Umlage
5. Erschließung neuer Marktsegmente → Intradaymarkt
6. Standardisierung in der Mess-, Steuer- und Regelungstechnik sowie IT-Sicherheit
7. Durchführung eines Feldtests

HPH - Ein Produkt für die Energiewende | Andreas Feicht | 22.01.2016

7

Vorteile der Projektbeteiligten



HPH - Ein Produkt für die Energiewende | Andreas Feicht | 22.01.2016

8

Fazit

- 1 Die zunehmende Einspeisung von EE hat Auswirkungen auf den Strompreis, die zu erhöhten volkswirtschaftlichen Kosten führen
- 2 Im bisherigen System haben Akteure kaum Anreize Flexibilitäten zur Systemstabilisierung bereitzustellen.
- 3 Eine Lösung könnte die Implementierung eines Produktes sein, das finanzierungsgerecht Flexibilitäten nutzbar macht und einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leistet.
- 4 Ein mögliches Produktdesign wird mit dem Piloten Happy Power Hour erprobt.
- 5 Ermutigende Zwischenergebnisse rechtfertigen eine zweite Stufe des Piloten.

Ein neuer Ansatz zur Zustandsbewertung von Energiekabeln

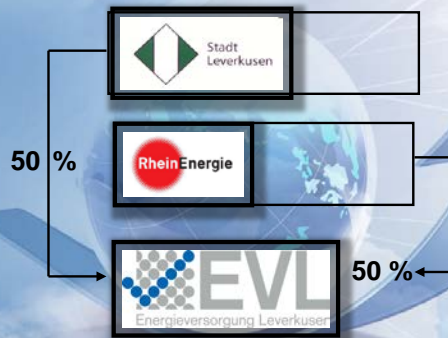
Dr.-Ing. Ulrik Dietzler, Geschäftsführer Energieversorgung

Leverkusen GmbH & Co. KG

Ein neuer Ansatz zur Zustandsbewertung von Energiekabeln

Dr.-Ing. Ulrik Dietzler
Energieversorgung Leverkusen

➤ **Gesellschafter**



Stand: 2014



➤ **EVL in Zahlen:**

- Kunden: rd. 80.000
- Mitarbeiter: 363
- Versorgungssparten
 - ✓ **Strom** 512 Mio. kWh
 - ✓ **Gas** 763 Mio. kWh
 - ✓ **Wasser** 9 Mio. m³
 - ✓ **Fernwärme** 159 Mio. kWh
- Umsatzerlöse 190 Mio. €
- Bilanzsumme 195 Mio. €

❖ Erzeugung

- Wassergewinnung
- Fern- und Nahwärmerzeugung
- Stromerzeugung aus BHKWs/EEG-Anlagen

❖ Versorgung

- Energie- und Wasserversorgung in Leverkusen

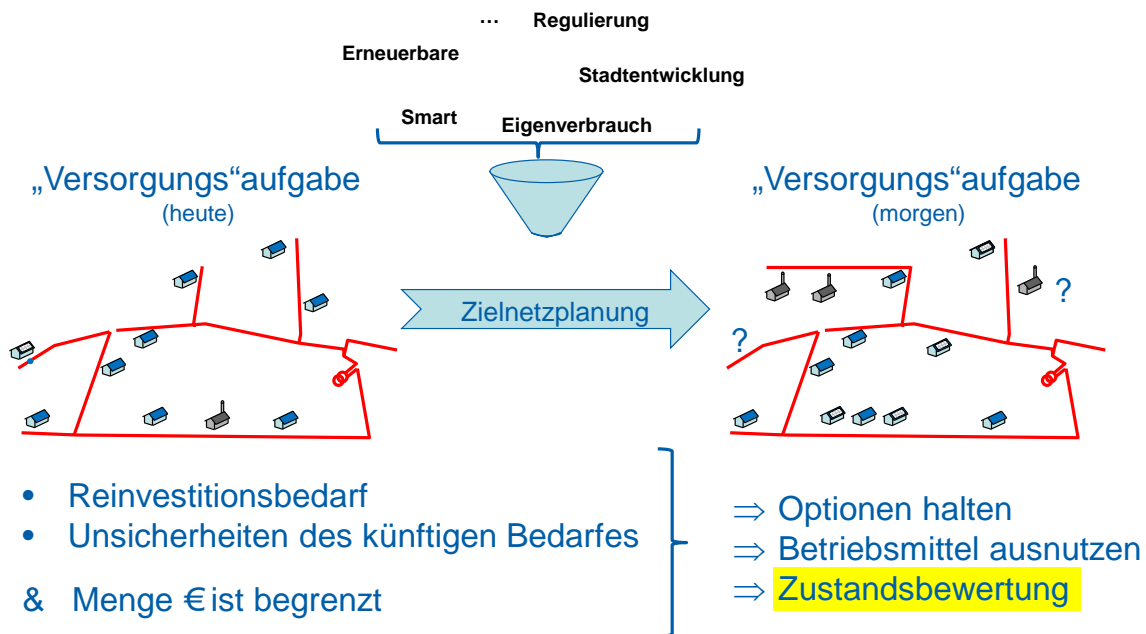
❖ Betriebsführung

- Energie- und Wassernetze in Leverkusen
- Öffentliche Beleuchtung in Leverkusen
- Energie- und Wassernetze für Dritte
- Öffentliche Beleuchtung für Dritte

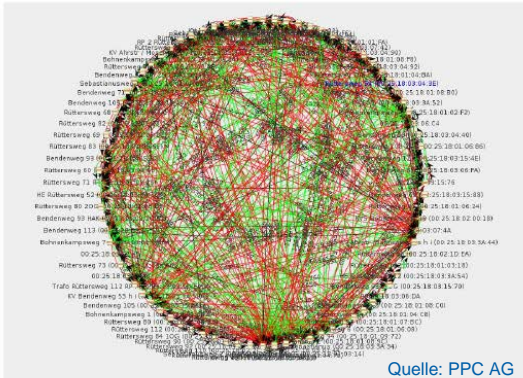
- Strom
- Gas
- Wasser
- Fern- und Nahwärme
- Öffentliche Beleuchtung



- Motivation
- Entstehung der Idee
- Forschungsprojekt – Ziele & Vorgehen
- Erste Erkenntnisse
- Ausblick - Herausforderungen



iNES-Pilotprojekt bei der EVL:



Beobachtung:

- Unterschiede in der Qualität der Verbindungen
- „Altes“ Netz, viele Muffen

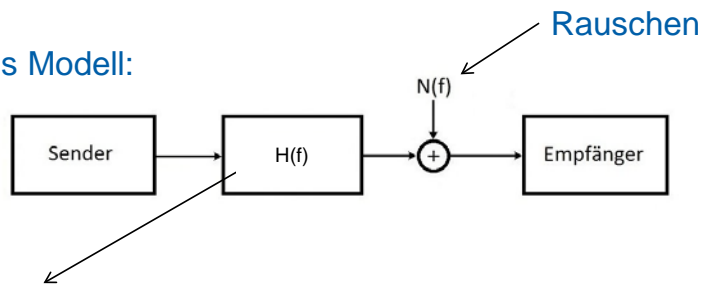
Vermutung:

- Übertragungsgüte deutlich durch den „Zustand“ des Netzes beeinflusst
- Dreh es um !

Interpretiere die „Qualität“ der Powerline-Verbindung, um Indikationen für den Zustand des Kabels zu bekommen.

Kann das funktionieren?:

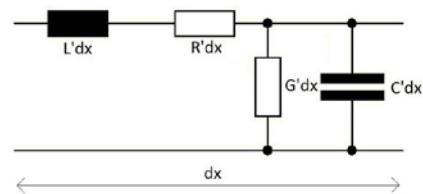
Einfaches Modell:



Frequenzgang beschreibt die Signaldämpfung

$$\alpha = \operatorname{Re} \left\{ \sqrt{(R' + j\omega L')(G' + j\omega C')} \right\}$$

= f(Dielektrikum)





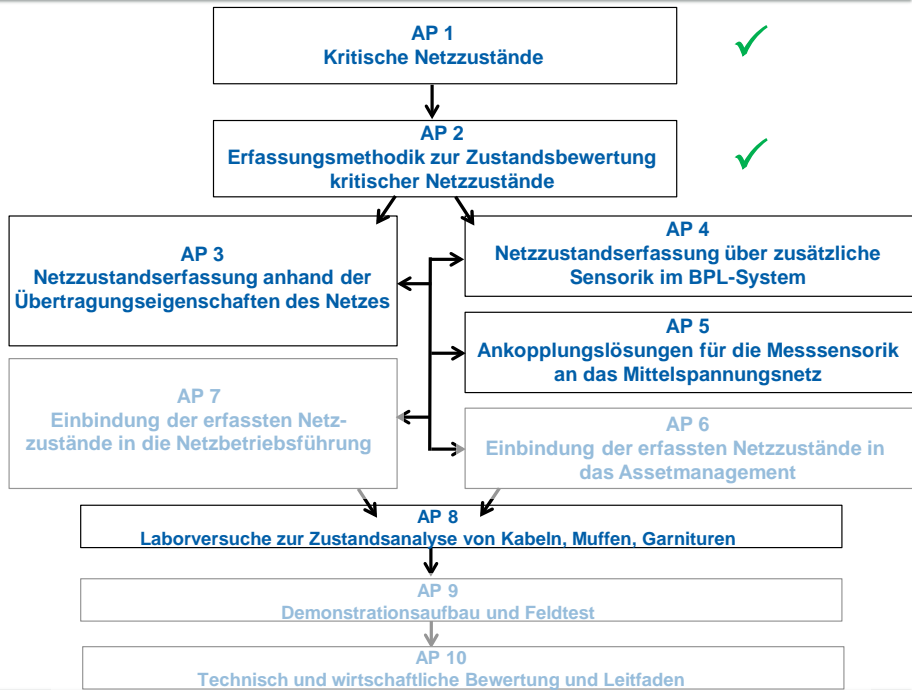
STROMNETZE
Forschungsinitiative der Bundesregierung

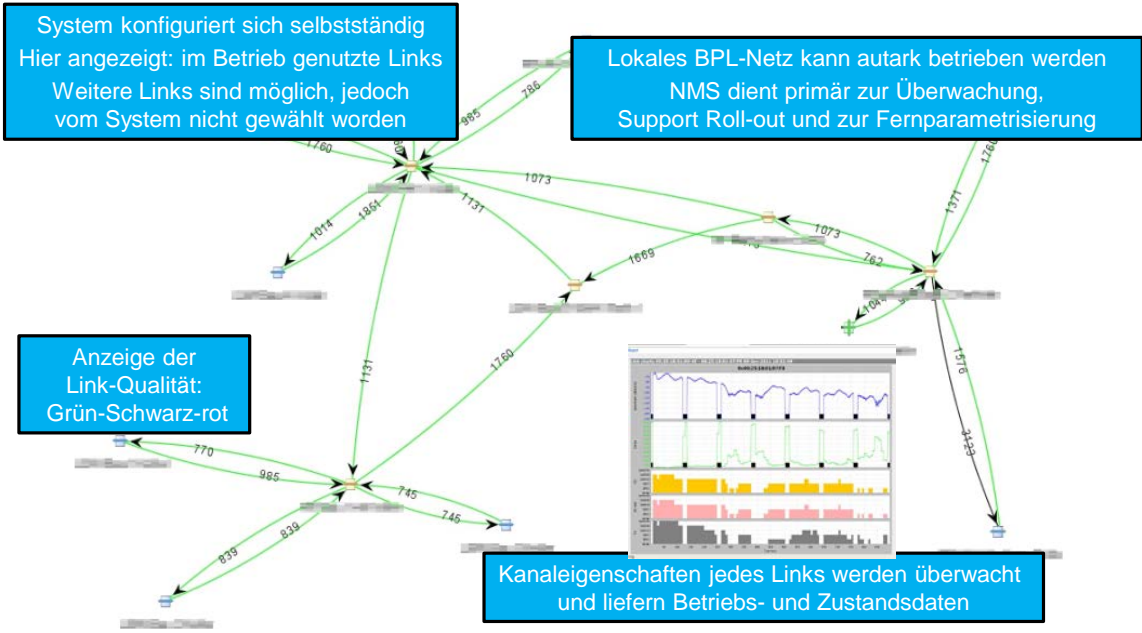




AP 0 Projektleitung
Gesamtkoordination, Öffentlichkeitsarbeit

AP 11
Regulatorischer Rahmen

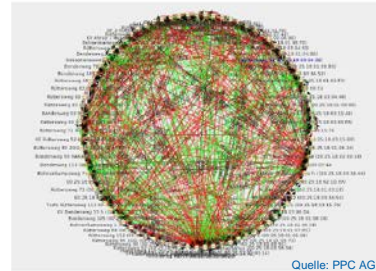




Quelle: PPC AG

Datenübertragung mit Breitband-Powerline

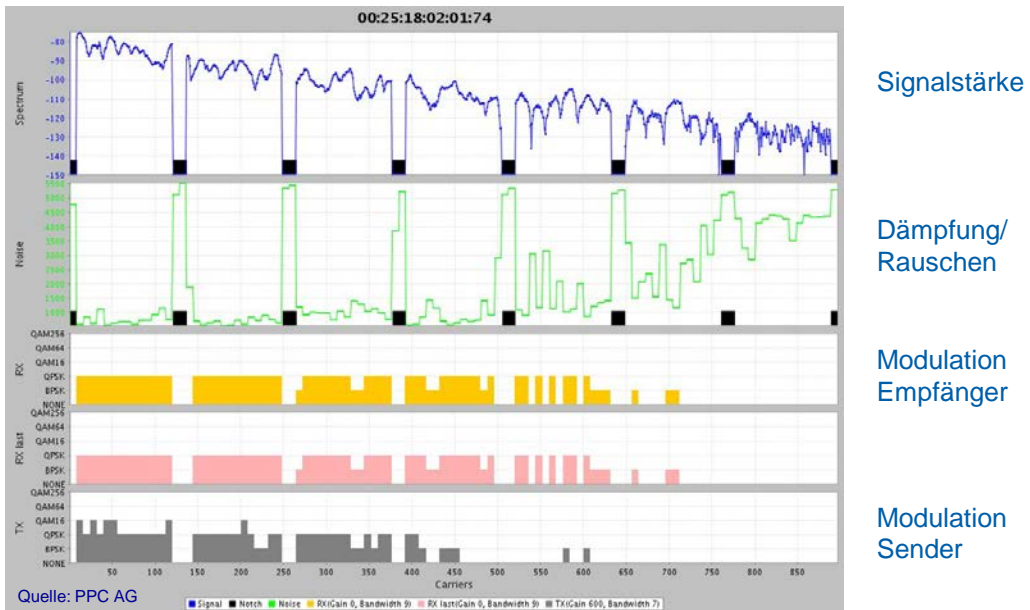
- Dämpfung und Rauschen bestimmen das Signal-to-Noise-Ratio (SNR)
- In Abhängigkeit des SNR wird je Trägerfrequenz die Modulationsstufe festgelegt.
- Dies erfolgt regelmäßig automatisch.
- Und es erfolgt für jede Verbindung individuell.



Quelle: PPC AG

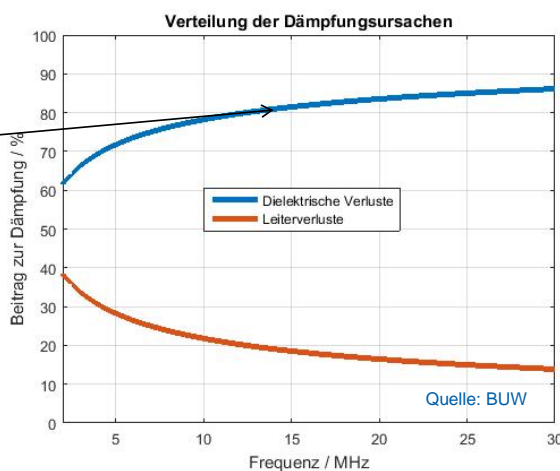
Vom Meshed-Net-Algorithmus gepflegte pot. nutzbare Links

Momentaufnahme der Link-Eigenschaften:



- Bei hohen Frequenzen ist die Hauptursache für die Dämpfung das Dielektrikum

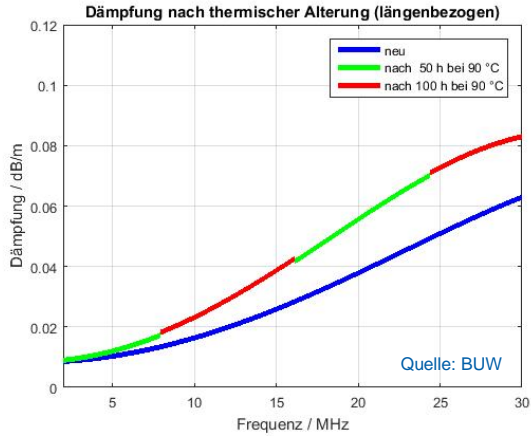
$$\alpha(f) = \frac{1}{2} \left(\frac{R'(f)}{\sqrt{\frac{L'(f)}{C'(f)}}} + G'(f) \sqrt{\frac{L'(f)}{C'(f)}} \right)$$



⇒ Die Dämpfung lässt Aussagen über dielektrische Eigenschaften zu
⇒ und damit auch über deren Veränderung.

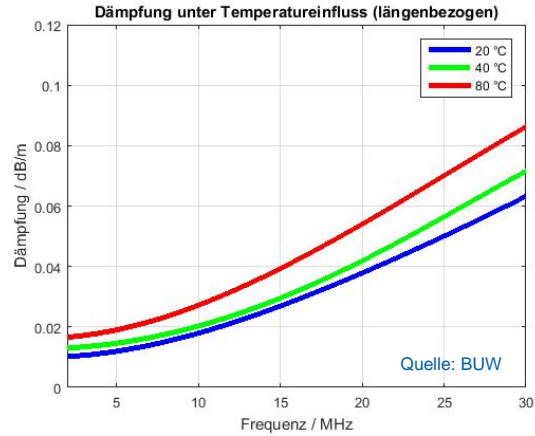
Laboruntersuchungen homogenes Kabel

Thermische Alterung:



- Deutliche Zunahme der Dämpfung
⇒ Zustandsveränderungen nachweisbar, aber: ist das Delta der Dämpfungen ausreichend?

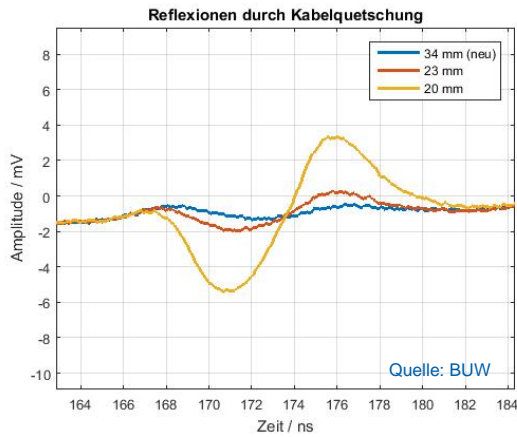
Temperatureinfluss:



- Dämpfungszunahme in gleicher Größenordnung
- Aber: andere Abhängigkeit von der Frequenz

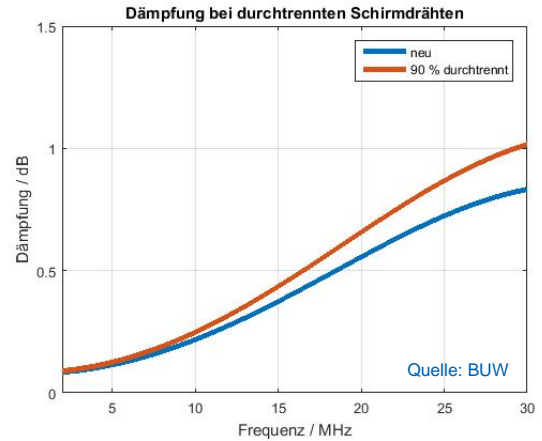
Laboruntersuchungen lokale Fehlstellen

Quetschung:



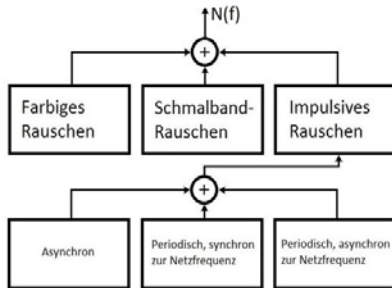
- Reflektion tritt ein
- Aber: kein messbarer Einfluss auf die Dämpfung

Unterbrechen des Schirms (90%)



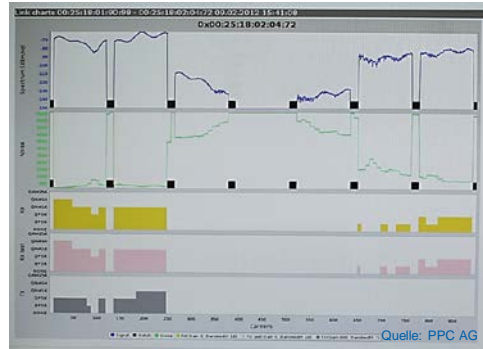
- Messbarer Effekt auf die Dämpfung (Labor)
- Aber: Effekt zu gering

Rauschen:



- Viele Rauschmechanismen ständig vorhanden
- Signifikante Verstärkung durch kritischen Betriebszustand?
- Teilentladungen?

Linkeigenschaften bei Störung durch defekten Wechselrichter:



- Typische „Rauschbilder“ auswertbar

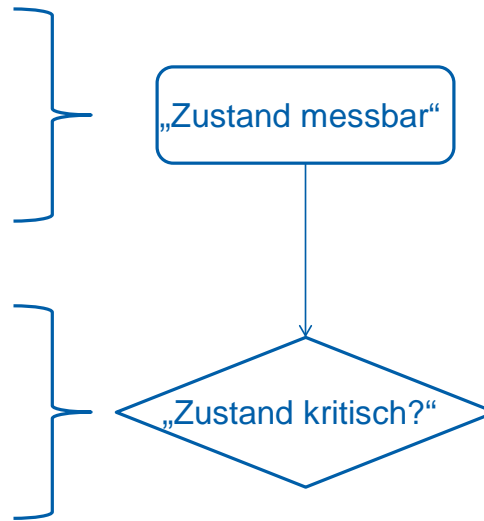
Folgerungen und weitere Untersuchungen:

- Globaler Alterungszustand wirkt vielversprechend
 - => weiter untersuchen, Dämpfung kurz vor dem Fehlerfall ermitteln
- Einzelne lokale Schäden wirken nur gering
 - => Teilentladungen und deren Beeinflussung des Rauschens untersuchen
- Kabeltemperatur hat Einfluss auf die Dämpfung
 - Einfluss ist nicht vernachlässigbar, nutzen oder eliminieren

⇒ **Weitere Kabeltypen untersuchen**

⇒ **Untersuchungen im Netz**

- Verifizieren mit konventioneller Messtechnik
 - Übertragen aus dem Labor ins Feld
-
- **Ermitteln von Vergleichsdaten**
 - Periodisch Messungen vornehmen,
 - Datenbank aufbauen,
 - ...



Vielen Dank fürs Zuhören!

Dr.-Ing. Ulrik Dietzler
Energieversorgung Leverkusen

EVL / GF - Di

3. Wuppertaler Energie-Forum 22.01.2016

21

Netzplanung, Netzüberwachung, Netzregelung – Stufenweise

Automatisierung der Mittelspannung

Dipl.-Ing. Sven Behrend, Geschäftsführer und CTO der SAG Gruppe

Netzplanung, Netzüberwachung, Netzregelung

Stufenweise Automatisierung der Mittel- und Niederspannung



3. Wuppertaler Energieforum Sven Behrend, 22. Januar 2016

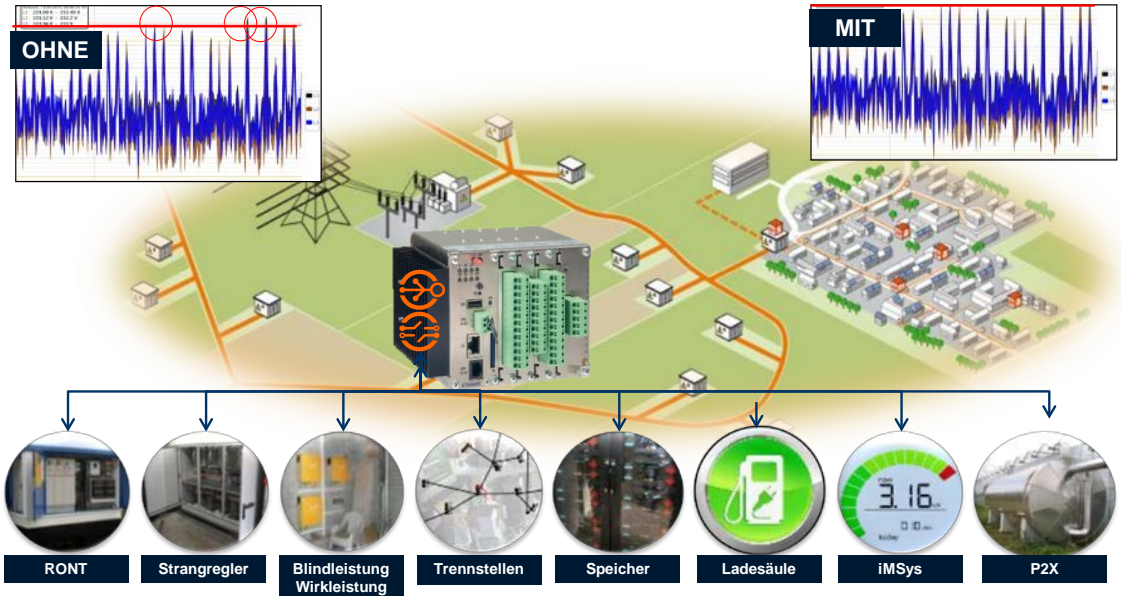


Jahr	Highlights der deutschen Energiewirtschaft	Meilensteine der Zusammenarbeit BUW & SAG
2010	<ul style="list-style-type: none"> Energiekonzept 2050, Laufzeitverlängerung KWK, Ausbau Erneuerbarer, etc. Dena Netzausbaustudie II HöS 	<ul style="list-style-type: none"> „Smarte“ Aktivitäten der SAG
2011	<ul style="list-style-type: none"> EEG wird teuer (u.a. BDEW Studie Kosten des Verteilnetzausbaus) Fukushima / Atomausstieg 	<ul style="list-style-type: none"> iNES NS (intelligente Verteilnetzautomatisierung)  COMES (Zustandsbewertung)
2012/2013	<ul style="list-style-type: none"> Eckpunktepapier Smart Grids der BNetzA 	<ul style="list-style-type: none"> NEmo (Integration Elektromobilität) NiVeAu - iNES Mittelspannung
2014	<ul style="list-style-type: none"> BMWi Verteilnetzstudie → Einsatz intelligenter Netztechnologien 	<ul style="list-style-type: none"> Betriebsmittelalterung Ganzheitlicher Smart Grid Ansatz (intelligente Netzplanung, Netzführung)
2015	<ul style="list-style-type: none"> Grünbuch / Weißbuch / Kabinettsbeschlüsse Digitalisierung, Strommarktdesign, etc. dena Kongress: verbesserte Investitionsanreize für intelligente Verteilnetze? 	<ul style="list-style-type: none"> Grid Commander Agent HyGrid

Dezentrale Verteilnetzautomatisierung – das Prinzip

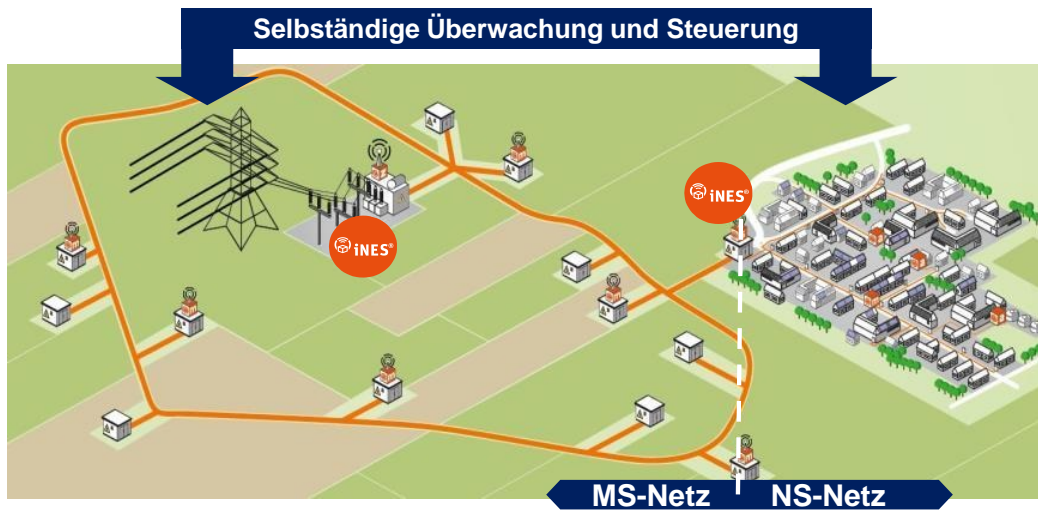


Netzintelligenz für selbständiges Engpassmanagement und die lokale Verteilung „grünen“ Stroms am Ort der Energieerzeugung.



3. Wuppertaler Energieforum 2016 - Sven Behrend, SAG Group GmbH

Aktuelle Entwicklungsphase: Projekt NiVeAu: Automatisierung der Mittelspannung



- Entwicklung einer im Umspannwerk angesiedelten, intelligenten Automatisierungstechnik zur Überwachung und koordinierten Steuerung von MS- und NS-Netzen
- Zyklische Kommunikation mit intelligenten Ortsnetzstationen (iNES) und weiteren Akteuren

3

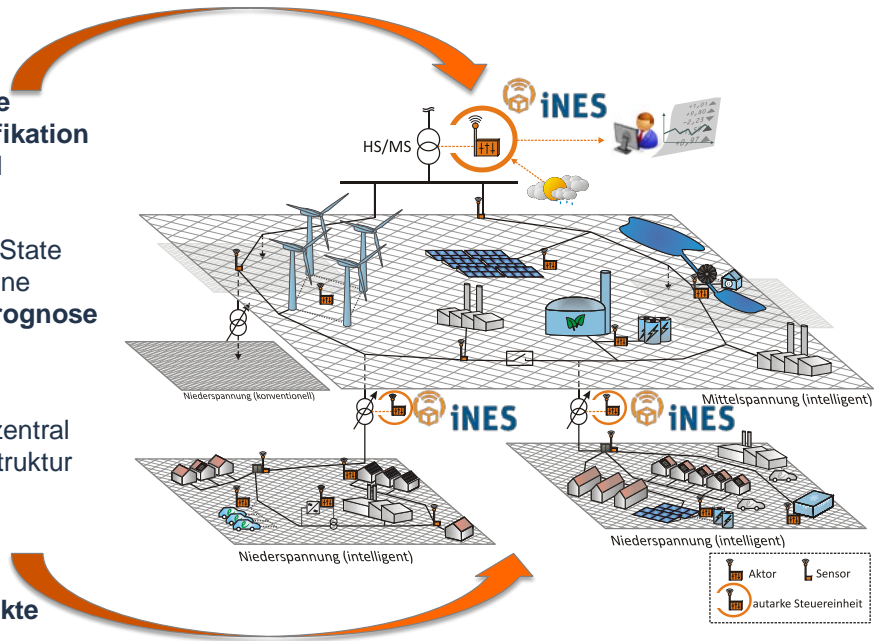
3. Wuppertaler Energieforum 2016 - Sven Behrend, SAG Group GmbH

MS- & NS-Intelligenz wirken zusammen

Projekt Grid Commander: System basiert auf der intelligenten Vernetzung



- **Gesamtheitliche Zustandsidentifikation** in der Mittel- und Niederspannung
- Erweiterung der State Estimation um eine **Netzzustandsprognose**
- **Selektive und koordinierte Regelung** in dezentral hierarchischer Struktur
- Schnittstelle zur Anbindung an regionale **Flexibilitätsmärkte**



Quelle: Bergische Universität Wuppertal (2015)

3. Wuppertaler Energieforum 2016 - Sven Behrend, SAG Group GmbH

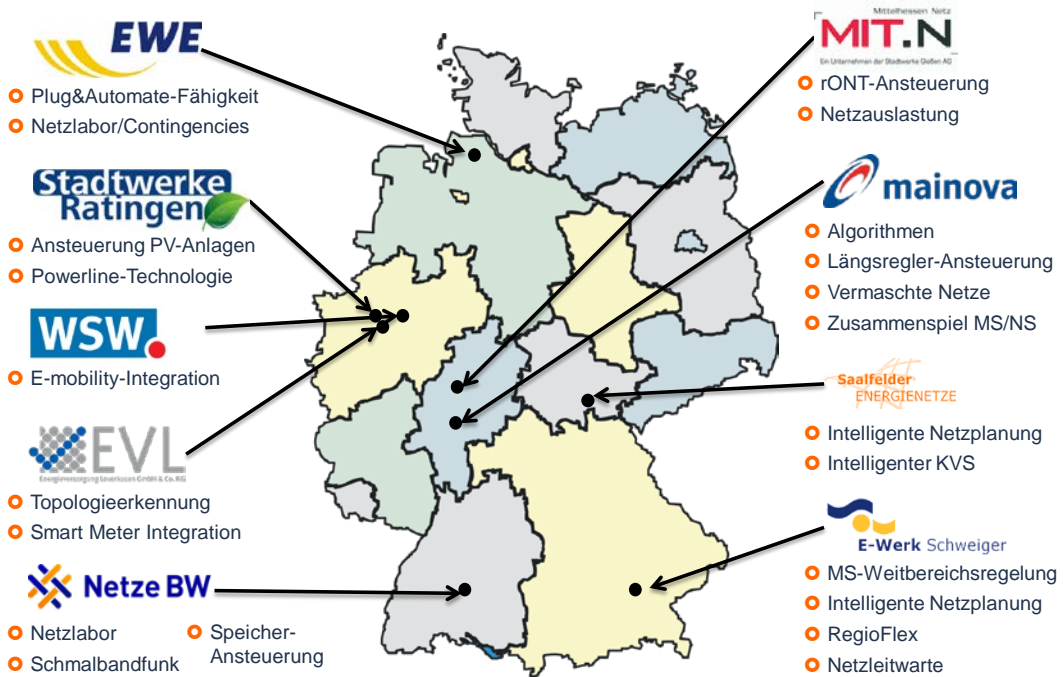
Die Grundidee funktioniert: Die Erfahrungen und angewandten Methoden auf Ebene NS sind guter Aufsatzpunkt für die Entwicklung in der MS

Wesentliche Unterschiede:

- Herstelleroffene Plattform in der MS-Ebene: Vorhandene Messtechnik sollte in das System eingebunden werden können
- Dreiphasige Zustandsschätzung in der NS-Ebene, in der MS ist eine einphasige Rechnung zur Erkennung kritischer Situationen ausreichend
- Dreistufiges Regelungskonzept auch in der MS-Ebene, höhere Komplexität der Regelung aufgrund von Abhängigkeiten NS/MS
- Signifikante Auswirkungen der höheren Leistungen bzgl. Anforderungen an Autarkie und der Betriebs-/Ersatzsteuerkonzepte

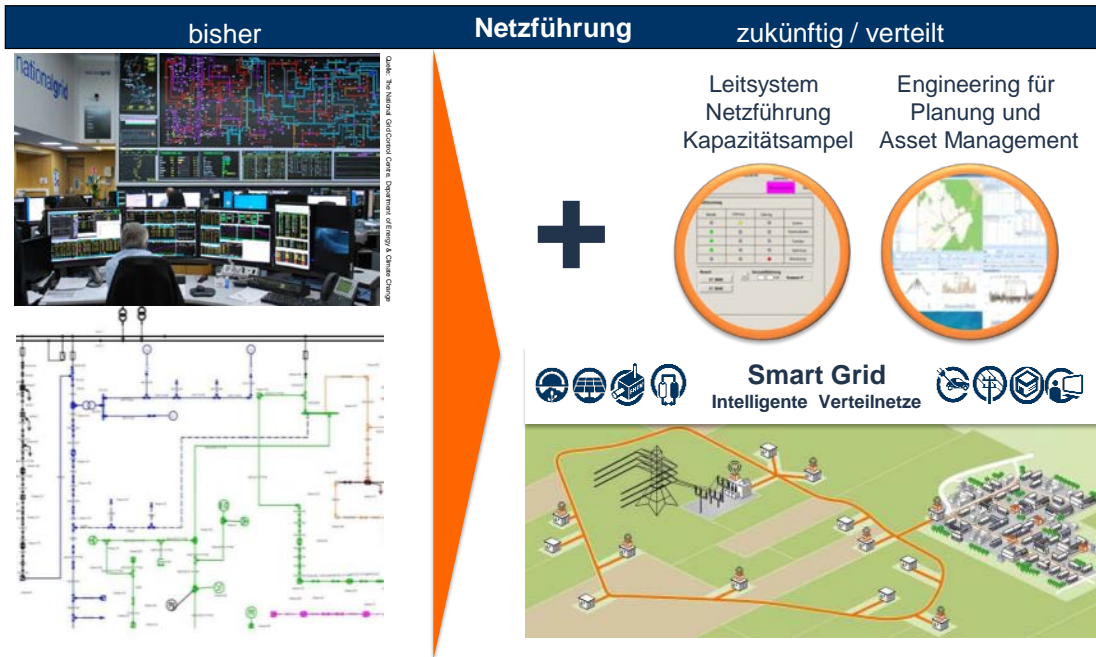
iNES in der Praxis

Entwicklungshighlights aus den Referenzprojekten



3. Wuppertaler Energieforum 2016 - Sven Behrend, SAG Group GmbH

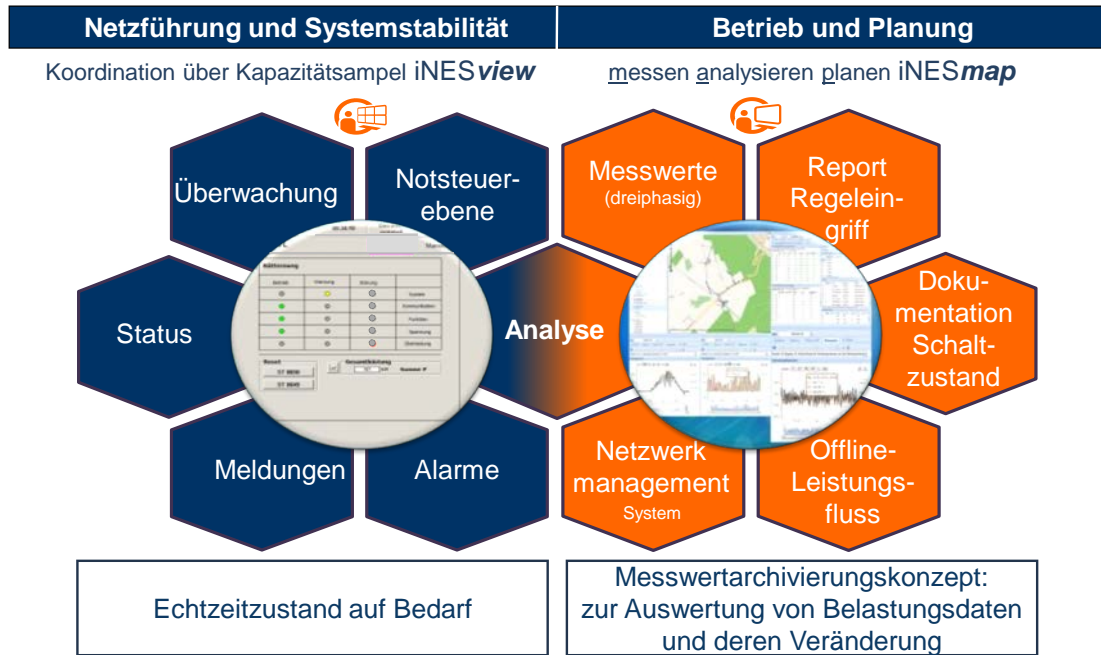
Generierung von Mehrwerten (I): Netzfürung von aktiven Komponenten



3. Wuppertaler Energieforum 2016 - Sven Behrend, SAG Group GmbH

Ergänzung für die Betriebsführung

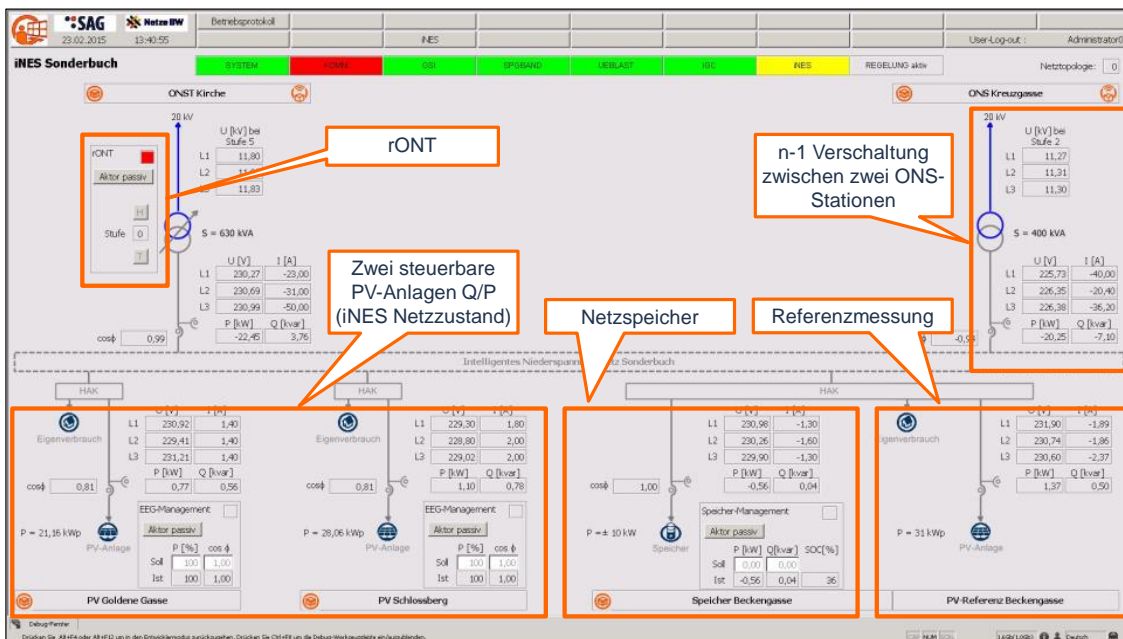
Dienste für die geänderten betrieblichen Anforderungen



3. Wuppertaler Energieforum 2016 - Sven Behrend, SAG Group GmbH

Netzführung mit iNES view

Maximale lokale Transparenz: wahlweise in manuellem, Halb- oder Vollautomatikmodus*



*Quelle: SAG / NetzeBW: Abb.: Netzbild zur Abbildung möglicher Betriebszustände für den Betrieb aktiver Komponenten in der Niederspannung

9

3. Wuppertaler Energieforum 2016 - Sven Behrend, SAG Group GmbH

Betriebsführung mit iNES map

Prozessunterstützung von Engineering bis zur Analyse
Neue Möglichkeiten der Netzvisualisierung



Anwendungen

- Netzbeauskunftung
- Schaltzustandspflege
- Netzberechnung besonders in der NSP
- Antragsbeurteilung von dezentralen Erzeugungsanlagen, Speichern oder Lasten
- Anschlusssimulation im Bestandsnetz
- Variantenplanung
- Messreihen und Berichte
- ISMS – Kommunikations- und Betriebsdokumentation

3. Wuppertaler Energieforum 2016 - Sven Behrend, SAG Group GmbH

10

Betriebsführung mit iNES map



messen – analysieren – planen: Integrierte Prozessunterstützung von Engineering bis zur Analyse
Neue Möglichkeiten der Netzvisualisierung

Auswahl

- Netzgebiet
- Topologie
- Schaltzustand

Navigationbaum für Grafik

Ein- und Ausblenden von Betriebsmitteln und Hintergrundkarten

Graphischer Viewer

Anwendungsbereich

Module

Betriebsmittel

Knoten	Typ	Bezeichnung	Leistung	Lasttyp
1	KV	Verteiler MV00276	-	-
2	BT	Station BT0649	400 kVA	-
3	KV	Verteiler MV00249	-	-
4	KV	Verteiler MV00284	-	-
5	KV	Verteiler MV00278	-	-
6	KV	Verteiler MV00281	-	-
7	KV	Verteiler MV00280	-	-

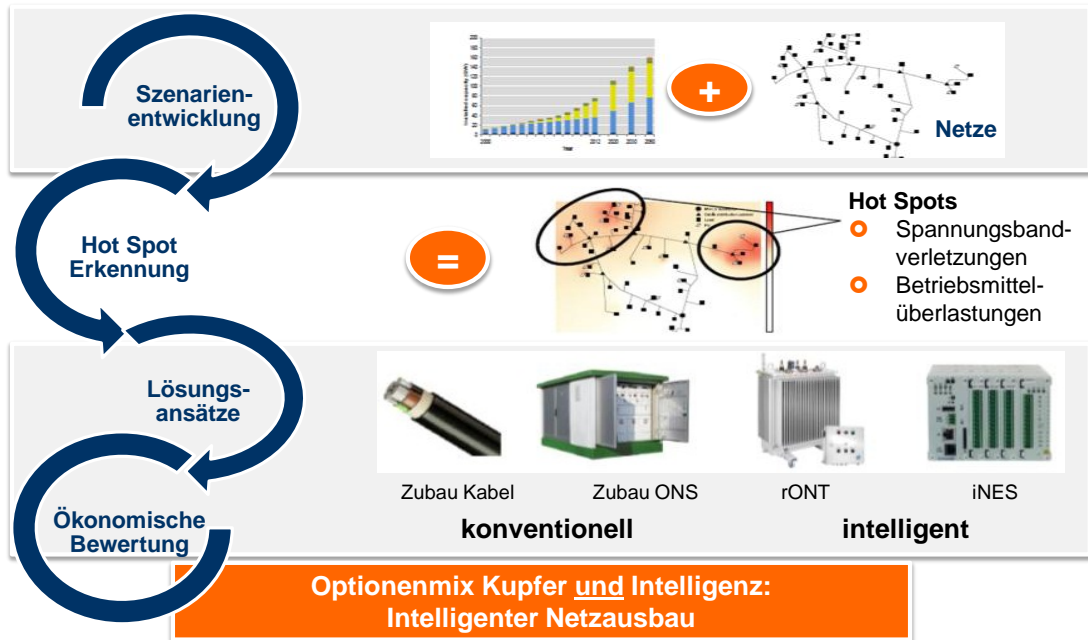
Leitungen	Start	End	Länge [m]	Leitungstyp	R' [Ω/km]	X' [Ω/km]	Abstand
1	1	12	13.33	NKBA 4x50	0.389	0.09	9
2	2	69	37.42	NAYY-J 4x1...	0.824	0.3208	-
3	2	84	34.3	NAYY-J 4x1...	0.824	0.3208	-
4	3	10	14.81	NYCYW 3x...	0.271	0.074	-
5	3	112	18.29	NYCYW 3x...	0.389	0.077	-
6	3	125	14.65	NYCYW 4x...	0.305	0.08	-

Abbildung: iNES® map: Graphischer Portalaufbau des Dienstes

Ganzheitlicher Smart Grid Ansatz: Intelligente Netzplanung



Hot Spots kennen und technologieneutral vermeiden



3. Wuppertaler Energieforum 2016 - Sven Behrend, SAG Group GmbH

Kupfer und Intelligenz!

Intelligente Kombination aus Netzausbau und Netzautomatisierung



- Konventionelle Netzausbaukosten (TOTEX, Barwerte) in den 12 Hot Spot-Netzen im Netzgebiet bis 2030:

Ertüchtigungen (Leitungen / Trafos inkl. Installation)	235.000 €
Leitungsneubau	110.000 €
Netzausbaukosten konventionell gesamt	345.000 €

- In 7 der 12 Hot Spot-Netzen besteht erhebliches Einsparpotenzial durch den Einsatz dezentraler Verteilnetzautomatisierung:

Kosten dezentrale Netzautomatisierung (inkl. Kompensationszahlungen EEG Abregelung etc.)	150.000 €
Verbleibender konventioneller Netzausbau	35.000 €
Netzausbaukosten intelligent gesamt	185.000 €

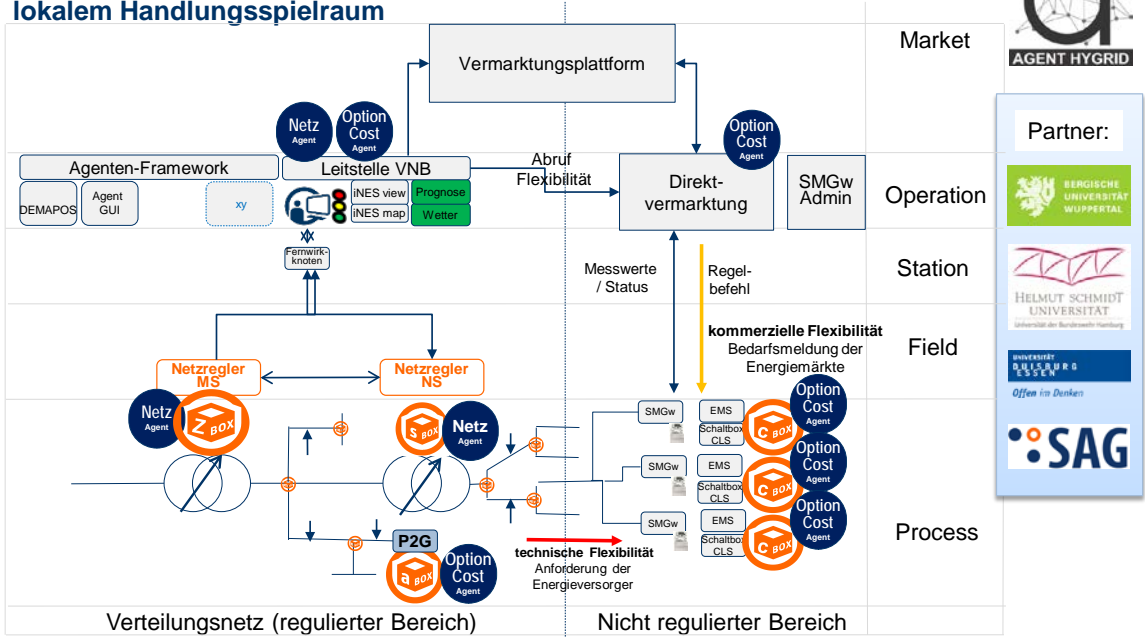
Einsparpotential
160.000 € = ca. 46%

Quelle: Bergische Universität Wuppertal, 2014

3. Wuppertaler Energieforum 2016 - Sven Behrend, SAG Group GmbH

Das Multi-Agentennetz: Start einer neuen Entwicklungsphase

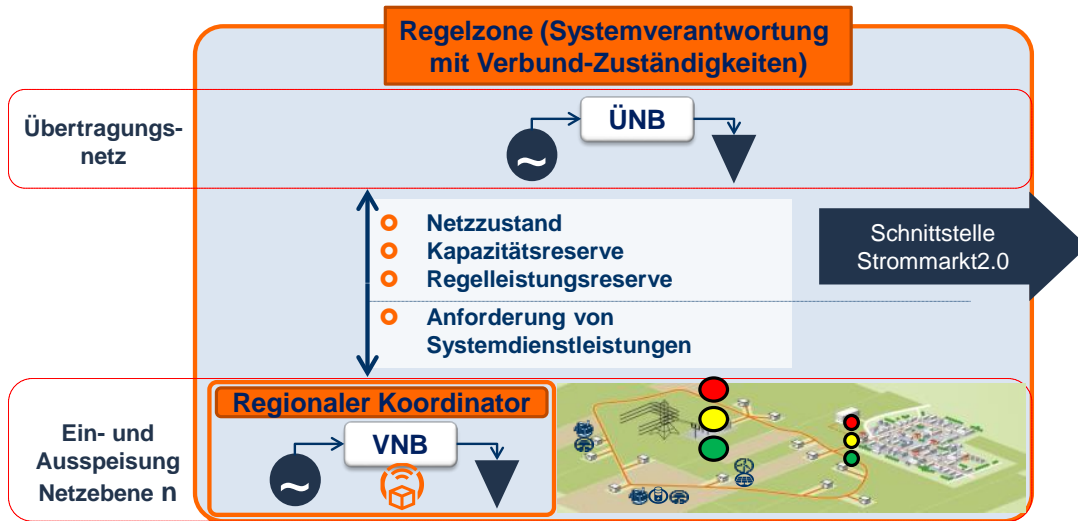
Projekt Agent.HyGrid: Ein System dezentraler Agenten mit lokalem Handlungsspielraum



Generierung von Mehrwerten (II): Verteilnetze-Beitrag zur Systemsicherheit



Wo befindet sich wann und wieviel Flexibilität im Verteilnetz?



Nur der Netzbetreiber verfügt über die notwendigen Netzinformationen in zeitlich genügender Auflösung, um die Lage der Netzengpässe und die Höhe der zu ihrer Beseitigung erforderlichen Flexibilitäten bestimmen zu können.

Ausblick 2016 ff.: Kritisches zum Thema Digitalisierung & Co.



- Nur Digitalisierung führt zu einer Innovationsdynamik im Netzbetrieb!
- Anreizregulierung: Verbesserte Investitionsanreize für intelligente Verteilnetze?
 - Problematik der Technologien zur Netzautomatisierung: OPEX Benachteiligung → nur CAPEX verdient Zinsen!
 - Überholte Netzentgeltverordnung: Nutzungsdauer innovativer Technik wird nicht berücksichtigt
 - Paradoxon Effizienzvergleich: Eine bessere Auslastung existierender Betriebsmittel führt zu einer Benachteiligung im Benchmark
 - Vorteil intelligente Technologien: Vermeidung des Zeitverzugs durch modularen Aufbau → Entscheidend vor dem Hintergrund der Produktivitätsanalyse (Input/Output Vergleich)
- Wichtig: „Dynamische“ statt statischer Spitzenkappung

Danke für die Aufmerksamkeit



3. Wuppertaler Energieforum
Sven Behrend, 22. Januar 2016

**Das Energiesystem der Zukunft aus Strom und Gas – Ergebnisse
einer Meta-Analyse von DVGW und VDE**

Dipl.-Ing. Heinrich Busch, Prokurist Stadtwerke Essen AG, DVGW
e.V.,

Dipl.-Ing. Klaus Engelbertz, Geschäftsführer RWE Netzservice GmbH,
VDE

Das Energiesystem der Zukunft aus Strom und Gas

-Ergebnisse einer Meta-Analyse von DVGW und VDE

Wuppertal 22.01.2016

Dipl.-Ing. Heinrich Busch, Stadtwerke Essen AG
Dipl.-Ing. Klaus Engelbertz, RWE Netzservice GmbH



Das Energiesystem der Zukunft: Komplexität managen

Beispiel : Handball



Beispiel: Netzführung



Um ein komplexes System unter Kontrolle zu bringen, benötigt man mindestens genauso viel Varietät (oder Komplexität), wie das System selbst aufweist

Mustererkennung

ist die Fähigkeit, in einer Menge von Daten Regelmäßigkeiten, Wiederholungen, Ähnlichkeiten oder Gesetzmäßigkeiten zu erkennen. Sie wird als Leistungsmerkmal höherer kognitiver Systeme angesehen.



Hintergrund der Meta-Studie

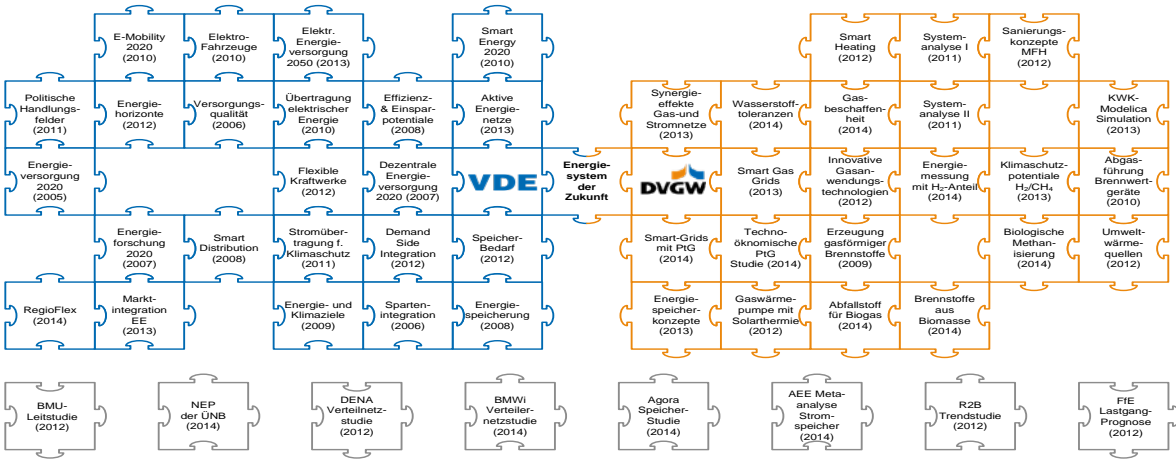
DVGW und VDE unterzeichnen am 5. September 2014 ein **Memorandum of Understanding** zur verstärkten Zusammenarbeit insbesondere im Themenfeld **Energieversorgungssystem im Kontext der Energiewende.**



⇒ **Meta-Studie** zur Ermittlung gemeinsamer / unterschiedlicher Forschungsergebnisse der Vergangenheit und Definition gemeinsamer Forschungsfelder der Zukunft



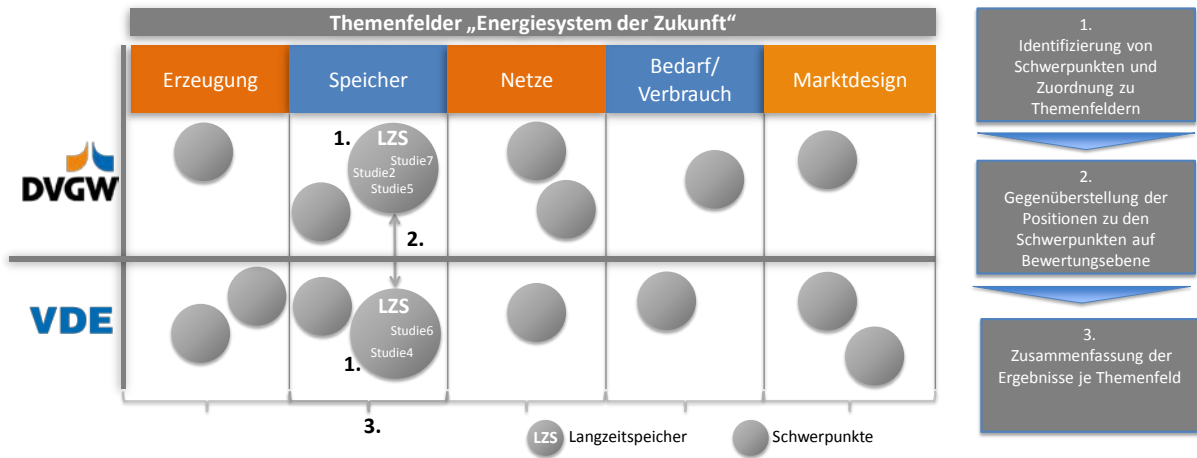
Betrachteter Studienrahmen VDE, DVGW und Dritte



Quelle:  BERGISCHE UNIVERSITÄT WUPPERTAL



Clustering der Studien



Quelle: Meta-Analyse 



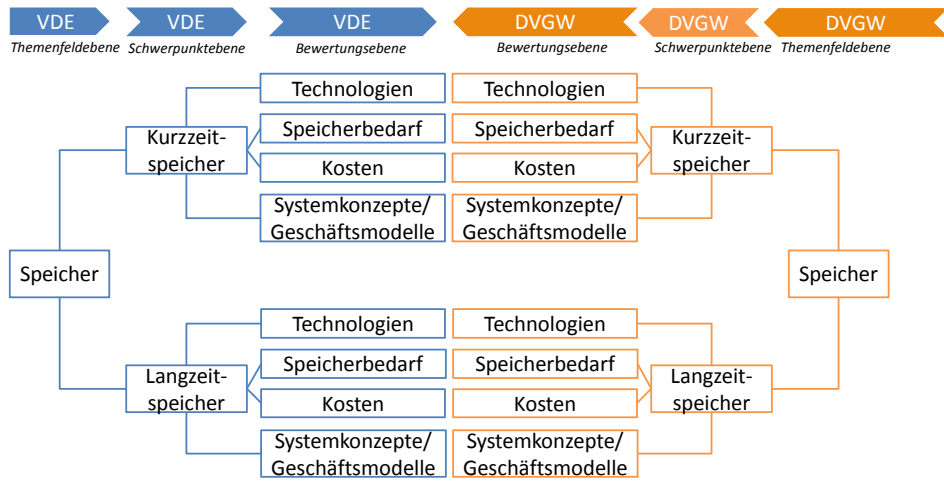
Zuordnung der Studien

Themenfelder „Energiesystem der Zukunft“					
	Erzeugung	Speicher	Netze	Bedarf/ Verbrauch	Marktdesign
DVGW	Systemanalyse 1 Teil 1 Gasbeschaffenheitsänderungen Energetische Betrachtung der Erz. Brennstoffe aus Biomasse Systemanalyse 1 Teil B Abfallstoffe für die Biogaseinsp. Technoökonomische PtG-Studie Wasserstofftoleranz Systemanalyse 2 Klimaschutzpotential H ₂ Sanierungskonzepte MFH Potentiale Gasanwendungstechn.	Systemanalyse 1 Teil 1 Biologische Methanisierung Smart Gas Grids Smart Grids unter Berücks. von PtG Synergien Gas- und Stromnetze Klimaschutzpotential H ₂ /CH ₄ Energiespeicherkonzepte	Systemanalyse 1 Teil 1 Gasbeschaffenheitsänderungen Smart Gas Grids Smart Grids unter Berücks. von PtG Synergien Gas- und Stromnetze Abfallstoffe für die Biogaseinsp. Energiespeicherkonzepte Wasserstofftoleranz Potentialstudie Biogas Einfluss von H ₂ auf die Energiem.	Systemanalyse 1 Teil B Systemanalyse 2 Sanierungskonzepte MFH Anwendungspotentiale innovativer Gasanwendungstechnologien	
VDE	Dezentrale Energieversorgung 2020 EE braucht flexible KW Energie- und Klimaziele in Gefahr Smart Distribution Politische Handlungsfelder Energiehorizonte 2020	Dezentrale Energieversorgung 2020 EE braucht flexible KW Politische Handlungsfelder Energiehorizonte 2020 Elektr. EV auf dem Weg nach 2050 Energiespeicher für die EW E-Speicher in GV mit hohem Ant. EE Smart Energy Energieversorgung 2020	Smart Distribution Energie- und Klimaziele in Gefahr Politische Handlungsfelder Energiehorizonte 2020 Aktive Energienetze Smart Energy Elektr. EV auf dem Weg nach 2050 Stromübertr. für den Klimaschutz Effizienzst. durch Spartenintegration Übertragung elektr. Energie Energiespeicher für die EW	Dezentrale Energieversorgung 2020 Politische Handlungsfelder Energie- und Klimaziele in Gefahr Demand Side Integration Effizienz- und Einsparpotentiale Elektrofahrzeuge Energieversorgung 2020	Marktintegration EE Regionale Flexibilitätsmärkte

Quelle:  BERGISCHE UNIVERSITÄT WUPPERTAL



Ebenenstruktur zur Themenfeldanalyse am Beispiel Energiespeicher



Quelle: 
Meta-Analyse



Erzeugung

Gemeinsame Ergebnisse

- Koexistenz aus dezentraler und zentraler Stromerzeugung bleibt bestehen
- Bedarf an flexiblen konventionellen Kraftwerken steigt (insbesondere hocheffiziente GuD-Kraftwerke)
- **Deutliche Vorteile für dezentrale KWK-Systeme** bei Gesamtbetrachtung von Strom- und Wärmeerzeugung
- **Regenerative Gase** sind langfristig der **Energieträger für KWK-Systeme**
- Brennwertechnologie ist Maßstab hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Effizienz
- Optimierung von Heizungssysteme durch den Einsatz von Solarthermie

Unterschiedliche Ergebnisse / weiterer Untersuchungsbedarf

- Technologiepräferenz bei Heizsystemen mit Wärmepumpe: Gaswärmepumpen (DVGW), Elektrowärmepumpe (VDE)
(branchenspezifischer Fokus)

Quelle:
Meta-Analyse



Bedarf und Verbrauch

Gemeinsame Ergebnisse

- Hohe **Lastmanagementpotentiale** in allen Bereichen – u. a. auch in der Erdgasinfrastruktur (z.B. bivalente Verdichter und Gasvorwärmer)
- Einsparung durch effizientere Geräte und Reduzierung von Standby-Verlusten möglich
- **Energiebedarf für Heizwärme und Warmwasseraufbereitung rückläufig** (weiterhin sehr großer Anteil am Gesamtbedarf & großes Einsparpotential)
- **Reduzierung des Primärenergiebedarfs** durch Wärmedämmung, KWK-Systeme und hocheffiziente Heizungssysteme
- Koordination von Wärmedämmung und KWK-Auslegung notwendig

Unterschiedliche Ergebnisse / weiterer Untersuchungsbedarf

- VDE-Studien rechnen mit leicht steigendem Strombedarf während DVGW-Studien einen leicht fallenden Strombedarf erwarten
(gegenläufige Annahmen bei der Auswahl des Energieträgers für verschiedene Anwendungstechnologien)

Quelle:
Meta-Analyse



Netze

Gemeinsame Ergebnisse

- **Deutlicher Netzausbaubedarf** sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilungsnetz
- HGÜ-Technologie zukünftig von besonderer Bedeutung bei der Energieübertragung über lange Strecken
- **Innovative Betriebsmittel und dezentrale Automatisierungssysteme** sind günstiger als der konventionelle Ausbau im Verteilungsnetz
- Behandlung von spezifischen Netzthemen innerhalb der Kernkompetenzen der Verbände (DVGW: Gasnetz, VDE: Stromnetz)

Unterschiedliche Ergebnisse / weiterer Untersuchungsbedarf

- DVGW-Studien sehen in „virtuellen Stromtransport“ mittels PtG eine Möglichkeit zur Reduzierung des Netzausbaus auf Grund des Nord-Süd-Gefälles
(VDE-Studien betrachten bei Langstreckenproblematik rein „elektrische“ Ansätze)

Quelle:
Meta-Analyse



Speicher

Gemeinsame Ergebnisse

- Potentiale von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland nahezu erschöpft
- Druckluftspeicher mit gutem Entwicklungspotential als Kurzzeitspeicher
- **Power-to-Gas ist einzige sinnvolle Technologieoption für Langzeitspeicherung**
- Kein wirtschaftlicher Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen unter aktuellen Rahmenbedingungen möglich

Unterschiedliche Ergebnisse / weiterer Untersuchungsbedarf

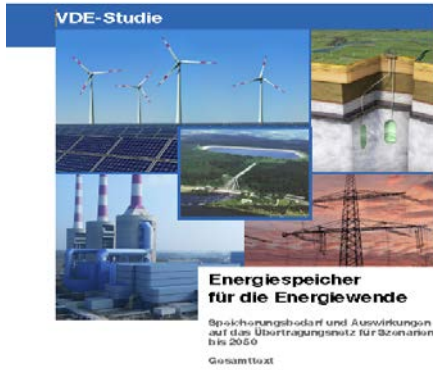
- Relevanz von Batteriespeichern beim DVGW als gering eingeschätzt
(kein Schwerpunkt der DVGW-Forschung)
- DVGW schätzt Speicherbedarf deutlich höher und früher ein als VDE
(DVGW sieht mehr Einsatzmöglichkeiten für Speicher (PtG) als VDE)

Quelle:
Meta-Analyse



Beispiel: VDE/ETG Speicherstudie (2012)

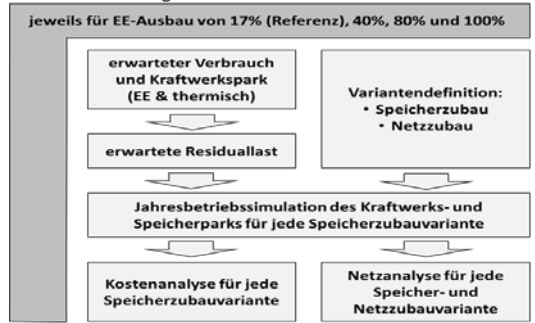
Das methodische Vorgehen



ETG

VDE

Methodisches Vorgehen:



DVGW
VDE

Beispiel: VDE/ETG Speicherstudie (2012)

Wesentliche Ergebnisse

- Bis zu einem EE-Anteil von 40% können auch thermische Kraftwerke und eine geringe Abregelung der EE-Einspeisung den variablen Verbrauch und die schwankende Erzeugung effizient ausgleichen.
- Speicher werden bis zu einem EE-Anteil von ca. 40 % nur in geringem Umfang zur Einspeicherung von EE-Strom benötigt
- Eine Kombination aus Kurz- und Langzeitspeicherung und Abregelung von EE-Anlagen ist empfehlenswert
- Bei EE-Anteil von 80 % dienen Kurz- und Langzeitspeicher dem Klimaschutz
- Bei einer Steigerung des EE-Anteils von 80 % auf 100 % verdreifacht sich der Speicherbedarf.
- Speicher sollen nach Energiemengen und nicht nach Leistungsspitzen ausgelegt werden.
- Kraftwerke und Langzeitspeicher sorgen auch zukünftig für Versorgungssicherheit
- Das Zeitfenster bis 2025 ist zu Forschung und Entwicklung zu nutzen (Wechselwirkungen Speicher und Netz, Versorgungssicherheit, Spartenübergreifende Optimierung „Strom, Gas, Verkehr, Wärme“, Marktdesign und Netzregulierung für ein Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Erzeugung und Speicher)



Beispiel: DVGW-Studie Kopplung von Gas- und Stromnetzen

DVGW-Studie „Potenziale von Power to Gas in Verteilnetze“

Herausforderungen der Stromnetze

- Zielanteil von Erneuerbaren Energien am Strommix von 80% bis 2050 entsprechend Energiekonzept der Bundesregierung
- Integration hoher Mengen dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) mit ca. 125 GW installierter Leistung (PVA, WEA, KWK) bis 2023
- Sehr hoher Ausbaubedarf in den Stromverteilungsnetzen
- Bedarf an Langzeitspeichern bei hohem Anteil volatiler Einspeiser

Zentrale Fragestellung

Wie können Gasnetze die Stromnetze bei der Bewältigung der Herausforderungen unterstützen?

Lösungsansatz

- Gekoppelter Betrieb von Strom- und Gasverteilungsnetzen durch Power-to-Gas-Anlagen und Lastverschiebungselemente
- Anwendung von Smart-Grid-Konzepten
- Nutzung des Gasnetzes als (Langzeit)speicher

Projektkonsortium:

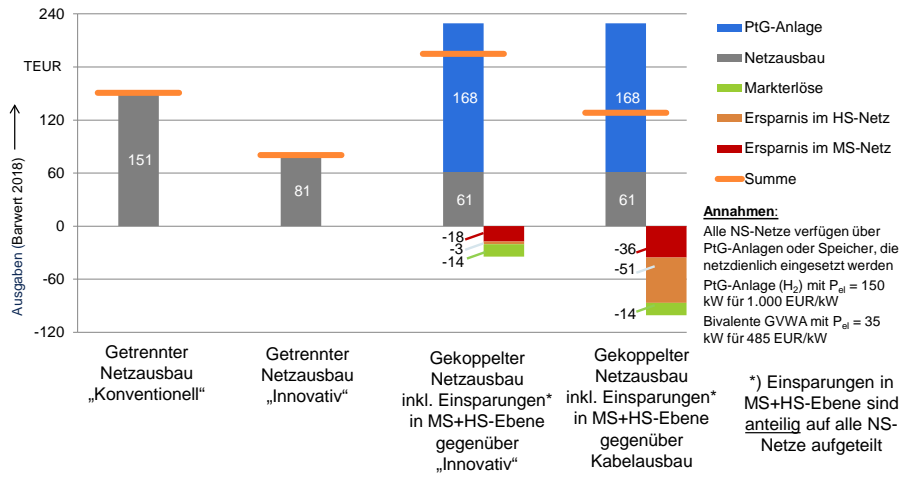


PVA: Photovoltaikanlage WEA: Windenergieanlage KWK: Kraft-Wärme-Kopplung

Quelle:



Beispiel: DVGW-Studie Kopplung von Gas- und Stromnetzen



Gesamtergebnis der Meta-Analyse

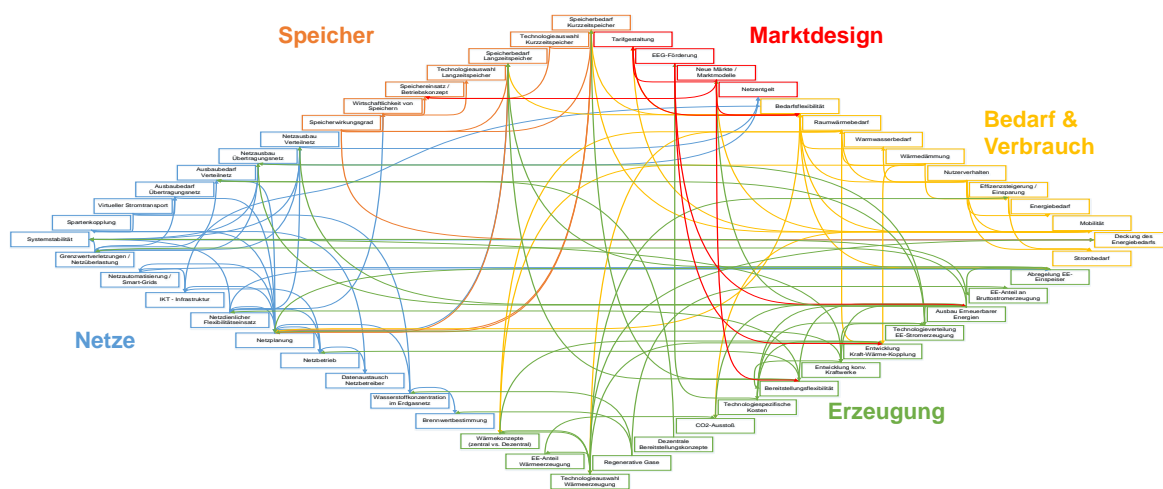
- **Grundsätzlicher Konsens** und **weitgehende Übereinstimmung** in Positionen und Einschätzungen zum Energiesystem der Zukunft:
 - Speicher (Power-to-Gas)
 - Netze („intelligente“ Betriebsmittel, spartenübergreifender Netzbetrieb)
 - Erzeugung (Kraft-Wärme-Kopplung)
- In der Ausprägung weniger Positionen finden sich **spartenspezifische Ansätze**:
 - Umfang und Zeitpunkt Speicherbedarf
 - Netzdienlicher Power-to-Gas-Einsatz
 - Power-to-Heat (Strom- vs. Gaswärmepumpe)
- Die Inhalte der Studien von DVGW und VDE liegen innerhalb ihrer jeweiligen „Kernkompetenzen“.
- Es gibt eine **gemeinsame Vision**:

Das Energiesystem der Zukunft besteht aus Strom und Gas!

Quelle:
Meta-Analyse



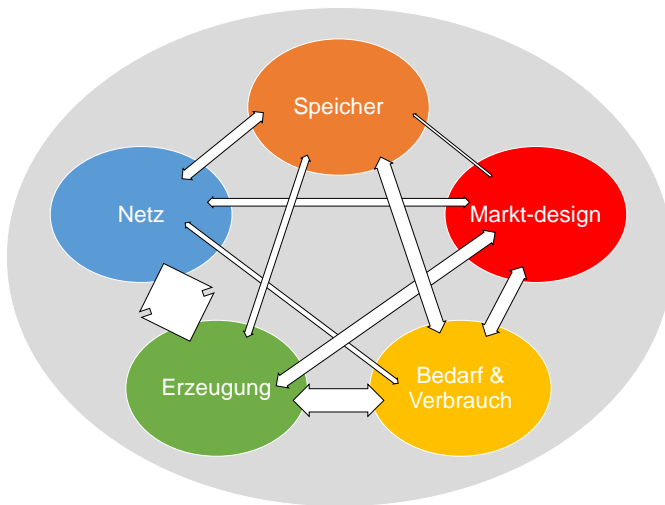
Wirkungszusammenhänge Themenschwerpunkte (Muster erkennen)



Quelle:  Meta-Analyse



Wirkungszusammenhänge Themenfelder



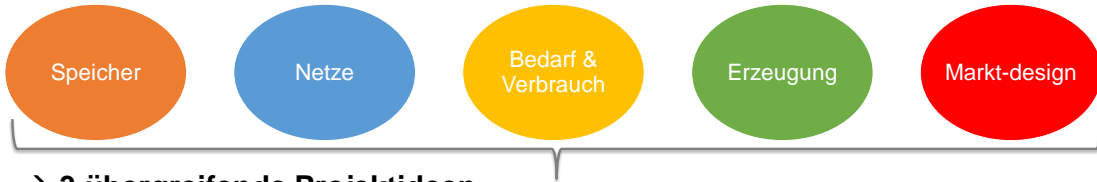
- Alle Themenfelder sind explizit und implizit miteinander verbunden
- Starke Bindung zwischen **Bedarf, Erzeugung & Netz**
- Zunehmende Relevanz des Themenfelds **Speicher**
- Unterschiedliche Ausgestaltung **Energiesystems der Zukunft** möglich
- **Optimaler Entwicklungspfad nur über übergreifenden Ansatz**

Quelle:
Meta-Analyse



Von der Metastudie zu gemeinsamen Aktivitäten

Wesentliche Übereinstimmung in den Themenfeldern:



<u>Zellulare, multimodale Energienetze</u>	P1
RegioSGWK - Regionale Strom-Gas-Wärme-Kopplung durch virtuelle Kraftwerke	P2
Kombinierte Gas- und Stromnetzautomatisierung (GuStaV)	P3

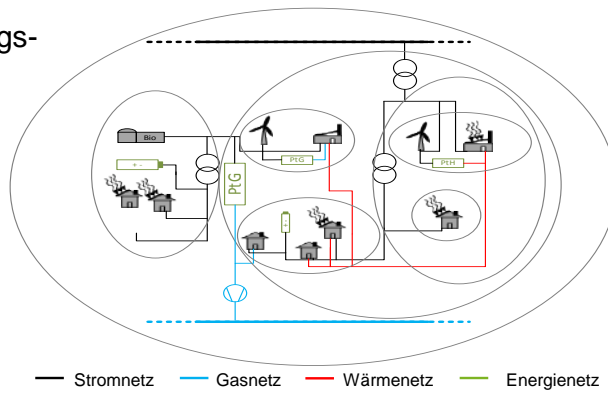
Quelle:
Meta-Analyse



Zellulare, multimodale Energienetze

P1

- Unterschiedliche Zelltypen
- Vernetzung über alle Versorgungssparten (Strom, Gas, Wärme)
- Nutzung vorhandener Strukturen falls möglich
- Sicherstellung der Erreichbarkeit des Ziels notwendig
- Grundsätze der Automatisierungstechnik bilden die Grundlage zellulärer Strukturen



Quelle:  BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL

 DVGW
VDE

Fazit

- Das Energiesystem der Zukunft besteht aus Strom und Gas.
- Konvergenz zwischen Strom- und Erdgassystem bietet Lösungsoption zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende.
- Systemische Lösungen für Netzausbau und Schaffung von Speichermöglichkeiten sind Basis weiterer Entwicklungen.
- Verstärkte Zusammenarbeit der Verbände DVGW und VDE ist zwingend notwendig und muss konsequent weiterentwickelt werden.
- Die Politik ist vom Konvergenzansatz zu überzeugen, Gespräche/Entscheidungen mit dem BMWi/BMU/BMBF sind zu suchen.



NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal (Herausgeber: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek)

Band 1

Neusel-Lange, Nils:

Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze

1. Auflage 2013

ISBN 978-3-8442-7401-1

Band 2

Stötzel, Marcus:

Strategische Ressourcendimensionierung von Netzleitstellen in Verteilungsnetzen

1. Auflage 2014

ISBN 978-3-8442-7826-2

Band 3

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 2. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2014

Band 4

Oerter, Christian:

Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2014

ISBN 978-3-7375-1758-4

Band 5

Athamna, Issam:

Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks

1. Auflage 2015

ISBN 978-3-7375-5678-1

Band 6

Thies, Hans Henning:

Ein übergreifendes Modell zur Optimierung von Netz und Netzbetrieb

1. Auflage 2015

ISBN 978-3-7375-7465-5

Band 7

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 3. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2016

Neue Energie aus Wuppertal

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

Herausgeber

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik
Bergische Universität Wuppertal

Rainer-Gruenter-Straße 21
D-42119 Wuppertal
Tel.: 0202/439-1976
Fax: 0202/439-1977
zdrallek@uni-wuppertal.de
www.evt.uni-wuppertal.de

Redaktion und Gestaltung

Dr.-Ing. Karl Friedrich Schäfer
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik
Bergische Universität Wuppertal

Druck

Offsetdruckerei Figge GmbH, Wuppertal
Auflage: 300 Stück

© Alle Rechte vorbehalten

Der Nachdruck von Beiträgen ist nur mit Genehmigung
der Bergischen Universität gestattet.

Wuppertal, Januar 2016

Ankündigung Elektrotechnisches Kolloquium „Zustandsbewertung elektrischer Betriebsmittel“

Basis aller optimierten Instandhaltungs- und Asset-Strategien ist die möglichst objektive und realitätsgerechte Bewertung des aktuellen Betriebsmittelzustands!



Innovative Bewertungskonzepte zu folgenden Themen:

- Objektive Zustandsbewertung von Mittelspannungsnetzen als Entscheidungsunterstützung im Asset Management**
 Dominik Beerboom, M. Sc., Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik
- Realitätsgerechte Zustandsbewertung gasisolierter Hochspannungsschaltanlagen**
 Erik Pawlowski, M. Sc., Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik
- Nutzen eines typunabhängigen, minimalinvasiven Zustandsbewertungsverfahrens für SF₆-Hochspannungsschaltanlagen**
 Thorsten Tabke, M. Sc., Westnetz GmbH, Technik Center Geräte

Wann? Montag, den 11.04.2016
14:00 – 17:00 Uhr

Wo? Bergische Universität Wuppertal,
Campus Freudenberg, Hörsaal FZH 2

Anmeldung bitte per Mail bei Frau Mühlenbeck, A.Muehlenbeck@uni-wuppertal.de

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik

