



10 BUW Seminar „Smart Grids“, 17. Oktober 2016

BUW Seminar „Smart Grids“ Aufbau und Betrieb von intelligenten Verteilnetzen

17. Oktober 2016

Neue Energie aus Wuppertal
Band 10



BUW Seminar „Smart Grids“

Aufbau und Betrieb von intelligenten Verteilnetzen

Wuppertal, 2016

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen
Universität Wuppertal

BUW Seminar „Smart Grids“

Aufbau und Betrieb von intelligenten Verteilnetzen

Neue Energie aus Wuppertal, Band 10

© Alle Rechte vorbehalten

Titelbild: Jan Meese

Haftungsausschluss

Der Herausgeber, die Autoren sowie die Körperschaften bzw. Unternehmen haften nicht für Schäden, die durch die Nutzung, Nichtnutzung oder Anwendung der Inhalte wie etwa den Grundsätzen und Empfehlungen entstehen. Trotz sorgfältiger Erarbeitung kann nicht sichergestellt werden, dass Inhalte vollständig, fehlerfrei, aktuell oder verständlich sind.

Hinweis zum Urheberrecht und geistigem Eigentum

Das Urheberrecht für die von den Autoren erstellten Inhalte dieses Dokuments bleibt alleine den Autoren vorbehalten. Alle Texte, Tabellen, Listen, Bilder und Graphiken unterliegen dem Urheberrecht und Gesetzen zum Schutz geistigen Eigentums.



Energiewende – Made in Wuppertal

Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Sehr geehrte Damen und Herren,

der Umbau des Energieversorgungsystems in Deutschland schreitet weiter voran. Dabei stehen die Verteilnetze durch die Integration einer stetig wachsenden Zahl dezentraler Einspeiser sowie neuer, „flexibel“ gewordener Verbraucher im Mittelpunkt des Wandels. Den Smart Grids kommt dabei eine Schlüsselrolle zu: Vielfältige Untersuchungen zeigen, dass sich damit der Ausbaubedarf auf Verteilnetzebene erheblich reduzieren lässt.

Hier setzt unser Seminar an: Es präsentiert den aktuellen Entwicklungsstand der Technik ebenso wie die benötigten Bausteine zur Realisierung eines intelligenten Netzes anhand zahlreicher, konkreter Realisierungen in der Praxis. Lernen Sie zudem, wie man intelligente Netzkomponenten im Rahmen einer kostenoptimalen Ausbauplanung einsetzt und wie Flexibilitäten für das Verteilnetz nutzbar gemacht werden können.

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

Ihr

Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Seminarleiter

Inhalt

Begrüßung und Einführung	8
Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek Bergische Universität Wuppertal	
Verteilnetze im Wandel	14
Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek Bergische Universität Wuppertal	
Planung intelligenter Verteilnetze	26
Sebastian Harnisch, M. Sc. Bergische Universität Wuppertal	
Beobachtbarkeit und Regelung von Verteilnetzen	68
Dr.-Ing. Marcus Stötzel Bergische Universität Wuppertal	
Intelligente Verteilnetze in der Praxis	128
Dr.-Ing. Nils Neusel-Lange SAG GmbH, Dortmund	
Datenbedarf und Datenbereitstellung für intelligente Verteilnetze	182
Dipl.-Ing. Martin Stiegler SAG GmbH, Dortmund	
Technikbausteine und ihre Aufgaben	226
Wolfgang Friedrich Mauell GmbH, Velbert	

Flexibilität als zukünftige Lösungsoption **250**

Jan Meese, M. Sc.

Bergische Universität Wuppertal

Impressum **272**

Begrüßung und Einführung

Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek
Bergische Universität Wuppertal

Einführung – Was sind eigentlich Smart Grids?

Seminar Smart Grids –
Planung und Betrieb intelligenter Verteilnetze
Bergische Universität Wuppertal

Einführung – Was sind eigentlich Smart Grids?
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

S1





Smart Grids – Schlagworte von der Cired 2015

Einbindung von Photovoltaikanlagen – **Betrieb und Schutz von „aktiven“ Netzen** – Smart Meter – **„Smart Haus“** – Elektromobilität – **Elektrofahrzeuge** – Hybridfahrzeuge – **Batteriespeicher** – Virtuelles Kraftwerk – **Virtueller Marktplatz** – **Automatisierung von MS-Netzen** – „selbsteilende Netze“ – **Automatisierung der NS-Netze** – **Intelligente Ortsnetzstation** – **Einbindung Brennstoffzellen** – Einbindung von Windkraftanlagen, BHKW, Biomasse etc. – **Monitoring von Transformatoren, Kabel, Schaltgeräten** – Distribution Management Systems – **intelligente Lastflusssteuerung** – Intelligente on-line Schutzparametrierung – **Phase Measurement Units** – Supraleitung – **Regulierung und Smart grids** – und und und...



PRELIMINARY DEFINITION

A Smart Grid is an electricity network that can intelligently integrate the behaviour and actions of all users connected to it - generators, consumers and those that do both - in order to efficiently ensure sustainable, economic and secure electricity supply.

Mihai PAUN – EURELECTRIC – Round Table 5A

BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) - Definition

Definition „Smart Grid“

- Der BDEW definiert ein Smart Grid als ein Energienetzwerk, welches das Verbrauchs- und Einspeise-Verhalten aller Marktteilnehmer, die mit ihm verbunden sind, integriert.
Es stellt ein ökonomisch effizientes, nachhaltiges Versorgungssystem mit dem Ziel niedriger Verluste und hoher Verfügbarkeit dar. Zentral ist das Zusammenwirken von Markt und Netz.
- Kurzfristig sind Smart Grids insbesondere auf den Strommarkt ausgerichtet, mittel- und langfristig erfolgt zunehmend eine Kopplung der Strom-, Gas-, Wärme- und Verkehrsnetze zu Hybridnetzen.

Quelle: BDEW-Roadmap Realistische Schritte zur Realisierung von Smart Grids in Deutschland, Dezember 2012

Einführung – Was sind eigentlich Smart Grids?
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

S4



BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL

„Smart Grid“ vs. „Smart Market“

Definition „Smart Grid“

- Das konventionelle Energienetz wird zu einem **Smart Grid**, wenn es durch Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten aufgerüstet wird. ... Ein **Smart Grid** führt zu einer besseren Ausnutzung der Netzinfrastruktur, was deren Ausbaubedarf dämpft oder die Netzstabilität bei gleicher Auslastung verbessert.

Definition „Smart Market“

- **Smart Market** ist der Bereich außerhalb des Netzes in welchem Energiemengen oder daraus abgeleitete Dienstleistungen... unter verschiedenen Marktpartnern (z.B. Produzenten, Verbraucher, „Prosumer“, Energieeffizienzdienstleister, Aggregatoren) gehandelt werden. ... Nicht netzdienliche Komponenten (**Smart Market** Komponenten) werden nicht durch das Netz finanziert.

Quelle: Eckpunktepapier der BundesNetzAgentur zum Thema "Smart Grid (Januar 2012)

Einführung – Was sind eigentlich Smart Grids?
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

S5



BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL

Verteilnetze im Wandel

Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek
Bergische Universität Wuppertal

Verteilnetze im Wandel

Seminar Smart Grids –

Planung und Betrieb intelligenter Verteilnetze

Bergische Universität Wuppertal

Verteilnetze im Wandel
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

S1



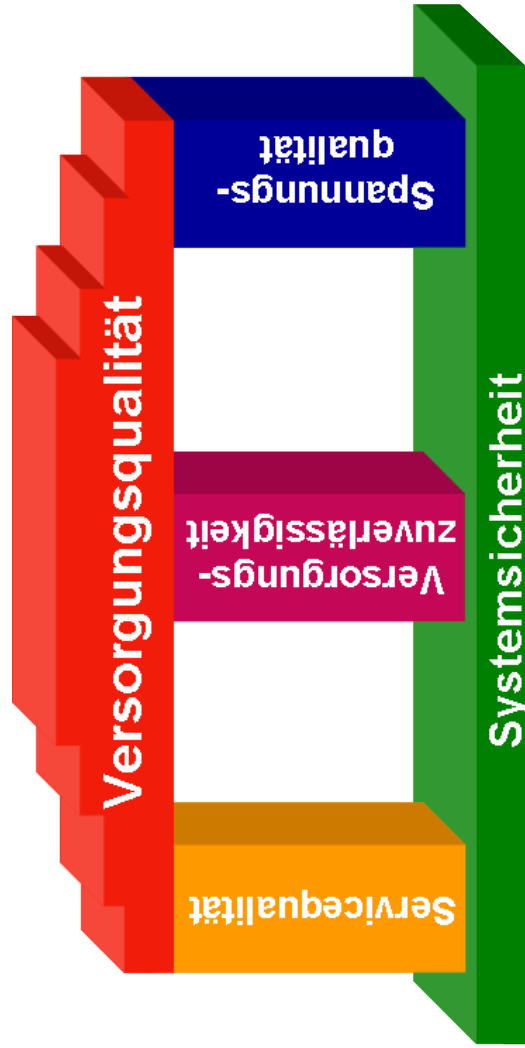
Energiepolitischer Rahmen

- 20/20/20-Agenda der Europäischen Union (bis 2020)
 - Reduzierung der CO₂-Emissionen um 20%
 - Steigerung der Energieeffizienz um 20%
 - Deckung des Energiebedarfs zu 20% aus regenerativen Energien
- Energiekonzept 2050 der Bundesregierung
 - 80% Stromerzeugung aus regenerativen Quellen
- Erneuerbare-Energien-Gesetz (seit 1998)
 - Förderung regenerativer Stromerzeugung (Wind, Sonne, Biomasse etc.)

Aufgabe der regionalen Verteilnetze:

**Anschluss erheblicher Mengen regenerativer Einspeiser unter
Beibehaltung der bestehenden (hohen) Versorgungsqualität bei
möglichst geringen Netzausbaukosten**

Versorgungsqualität



- Aufgaben der Verteilungsnetzbetreiber:
 - Servicequalität (z.B. schneller Netzanschluss)
 - Zuverlässigkeit (möglichst wenige Ausfälle der Versorgung)
 - Spannungsqualität (Spannung: 50 Hz, nicht zu hoch / nicht zu niedrig)

Energieversorgung im Wandel

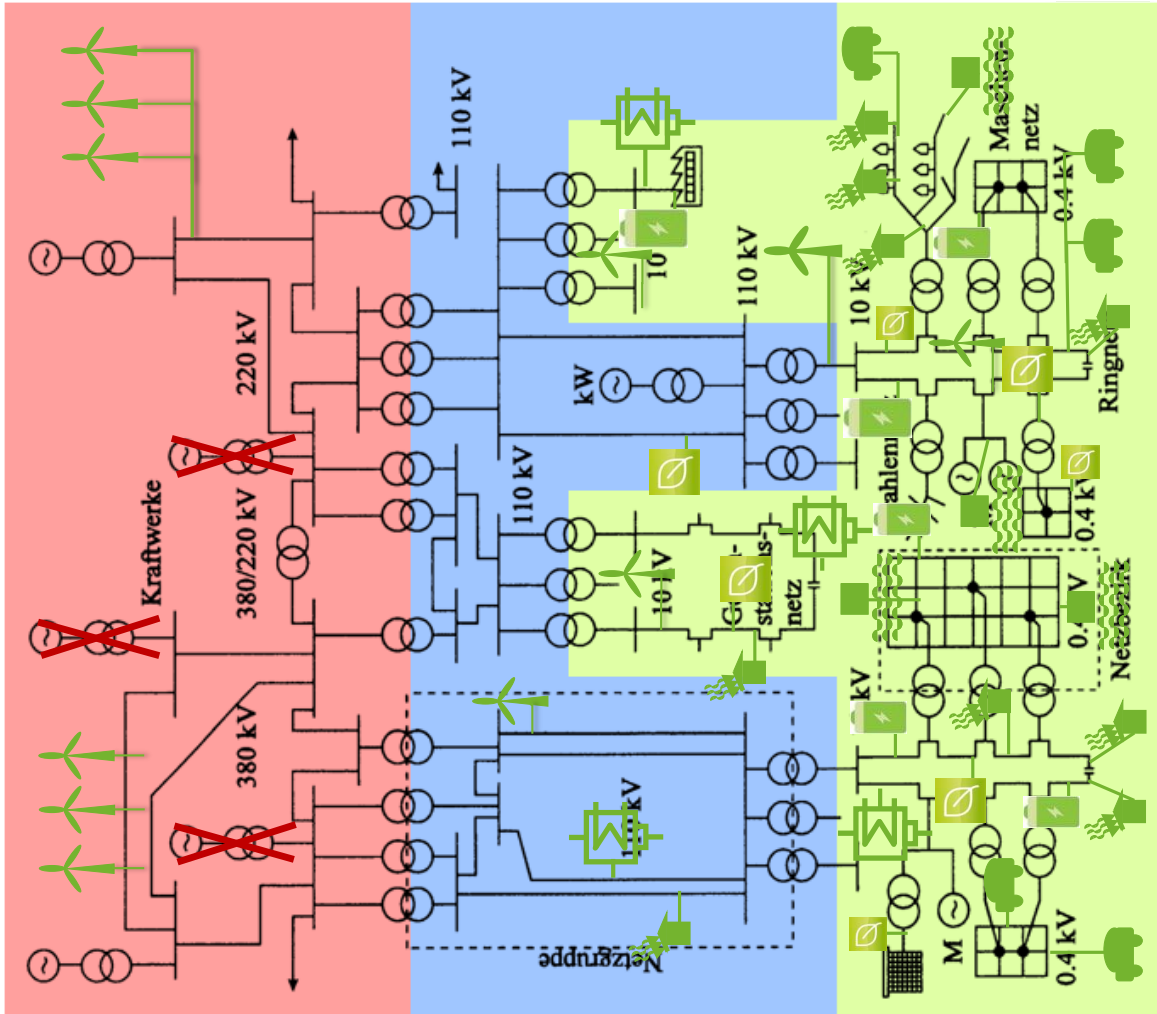
Veränderte Einspeisung

- Windkraft
- Photovoltaik
- Kernenergie-Ausstieg
- Blockheizkraftwerke
- Biomasse

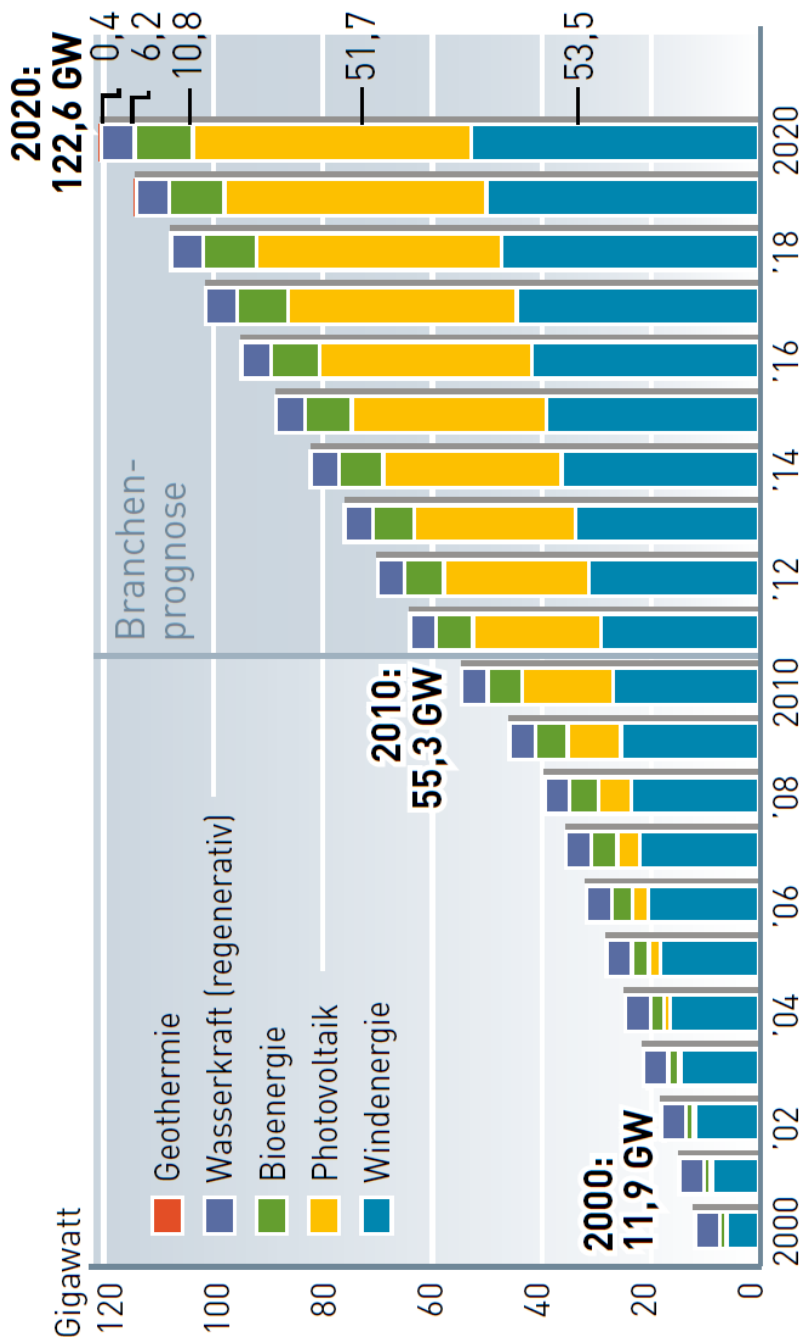
Neue elektr. Verbraucher

- Elektrofahrzeuge
- Wärmepumpen

Elektr. Speicher



Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland bis 2020



Quelle: BMU/AGEE-Stat, BEE, Stand 03/2011, Grafik: Agentur für Erneuerbare Energien

Verteilnetze im Wandel
 Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

S5



BERGISCHE
 UNIVERSITÄT
 WUPPERTAL

Auswirkungen auf die Netze

- Verteilungsnetze sind für derartige Belastungen und dezentralen Einspeisungen nie geplant und konzipiert worden – gerade im MS/NS-Bereich !
- Preisgesteuertes Verbrauchs- und Einspeisungsverhalten (Smart Market) führt zusätzlich zu erheblichen Belastungsspitzen:
 - **Alle** Elektroautos laden bei „Happy-Hour“
 - **Alle** Photovoltaik-Anlagen speisen ein bei Sonnenschein
- ⇒ Erhebliche Kapazitätsengpässe
- ⇒ Erhebliche Probleme der Spannungshaltung

Erhebliche Investitionen in den Ausbau der Verteilungsnetze

Steuerungs- und Überwachungszintelligenz („Smart Grids“)

Konventioneller Netzausbau im Verteilnetz

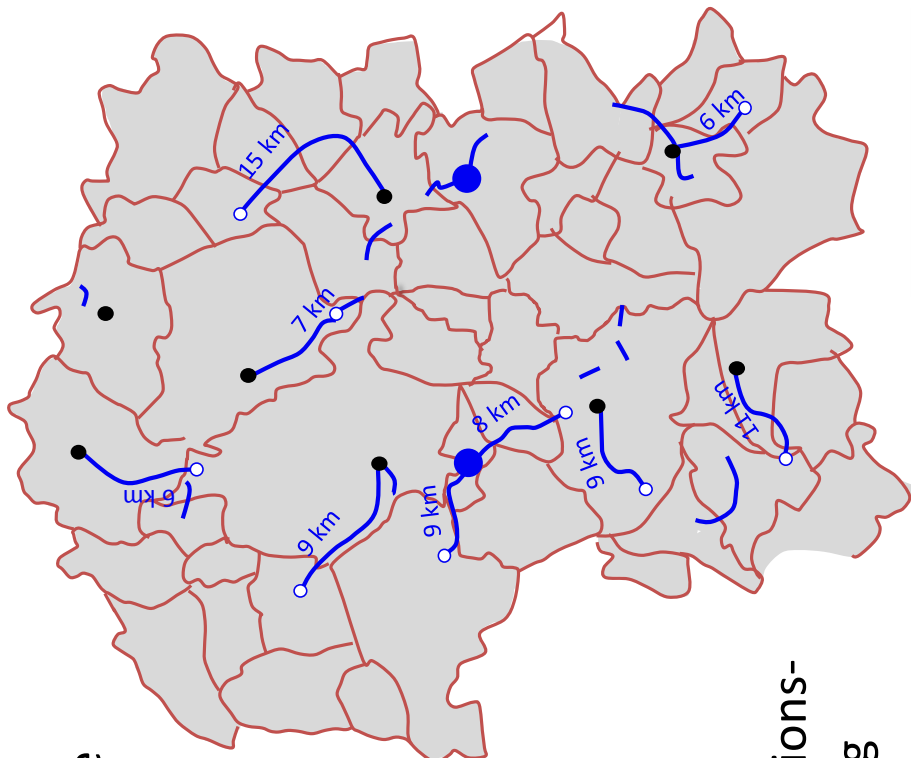
- Anpassung ländlicher MS-Netze an ihre neue Aufgabe:

Verteilnetze werden zu „Einsammelnetzen“ von reg. Energie

- Erheblicher Investitionsbedarf bei „geschlossener“ Lösung:

Mind. 2 Mio. €/10.000 Ew. + „Intelligenz“

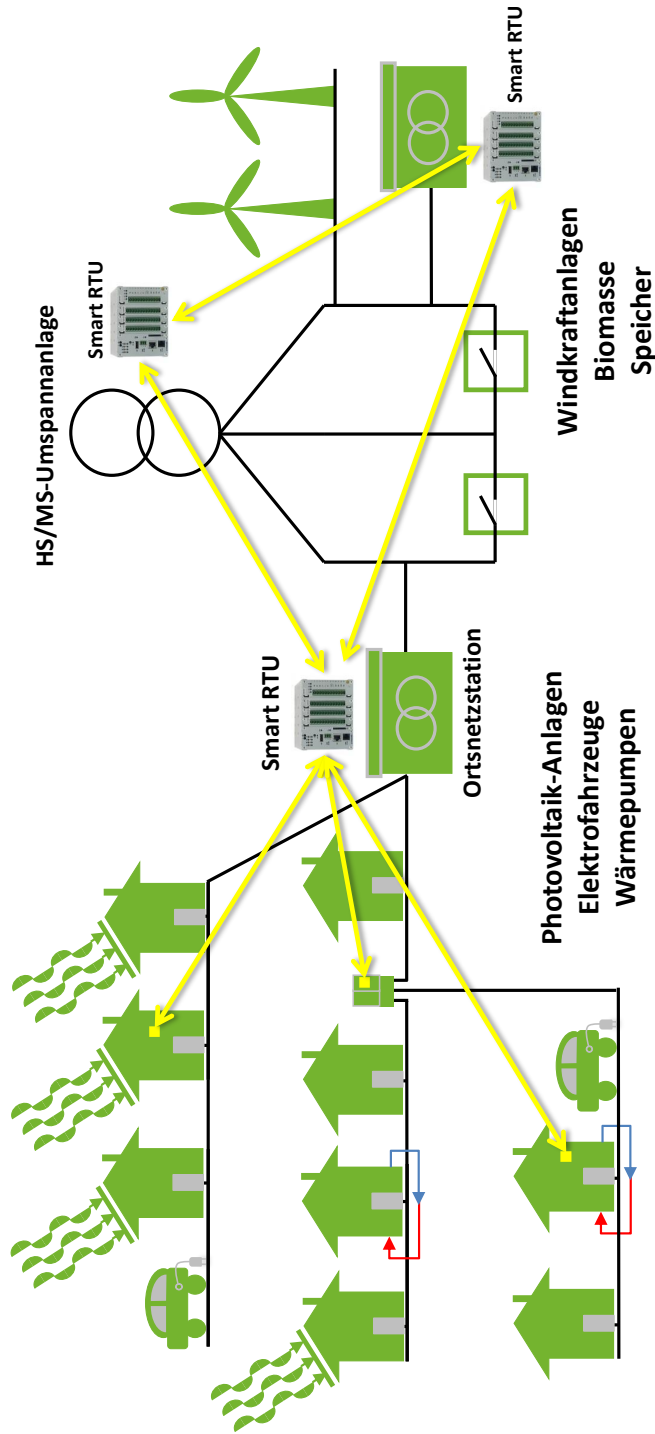
- Noch deutlich größerer Investitionsbedarf bei „kleinteiliger“ Lösung



„Intelligente“ Verteilungsnetze (Smart Grids)

Autarke Überwachung und Steuerung des MS-Netzes

Autarke Überwachung und Steuerung des NS-Netzes

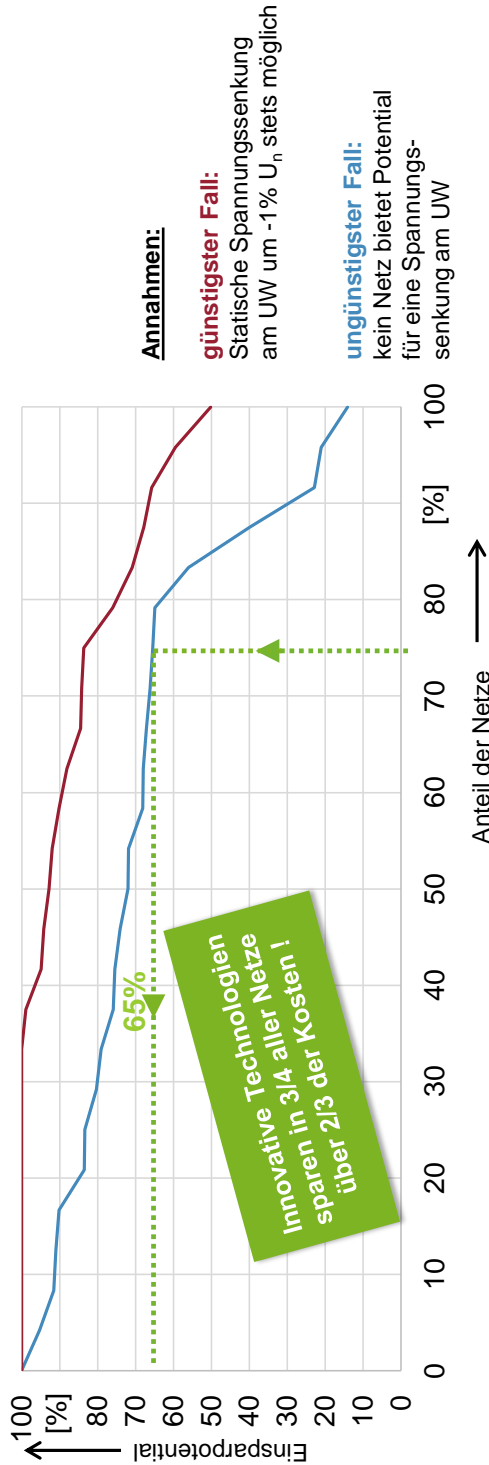


Verteilnetze im Wandel
 Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

S8

Einsparpotential durch Smart Grids in ländlichen MS-Netzen

- Datenbasis: Mehr als 1100 Planungen für reale MS-Netze



➤ In allen untersuchten Fällen ist eine innovative Variante günstiger als Ausbau ausschließlich mit konventionellen Betriebsmittel und Methoden

➤ Hohes mittleres Einsparpotential durch Einsatz innovativer Technologien

Zusammenfassung

- Die Energiewende wird den Energiemarkt und **gerade** die Verteilnetze in den nächsten Jahren nachhaltig beeinflussen.
- Versorgungsnetze werden gleichzeitig zu „Einsammelnetzen“ von regenerativem Strom. Ländliche Netze tragen die „Last“ der Energiewende.
- Gezieltes Einfügen von Steuerungsintelligenz kann den Investitionsbedarf erheblich verringern.
- Kommunikation und konsequente Datennutzung ebnen den Weg zu „intelligenten“ Verteilnetzen.
- „Kupfer“ oder „Intelligenz“ ?



Die „intelligente“ Technik ist vorhanden!

Planung intelligenter Verteilnetze

Sebastian Harnisch, M. Sc.

Bergische Universität Wuppertal

Planung intelligenter Verteilnetze

Sebastian Harnisch

Philipp Steffens

Wuppertal, 17. Oktober 2016

Seminar „Smart Grids – Planung und Betrieb intelligenter Verteilnetze“
17.10.2016

S1



Agenda

1. Hintergrund und Rahmenbedingungen
2. Technologieoptionen
3. Fallbeispiel in der MS-Ebene
4. Ergebnisse der Netzplanungen in der MS-Ebene
5. Ergebnisse in der Niederspannungsebene
6. Zusammenfassung und Ausblick



BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL

Seminar „Smart Grids – Planung und Betrieb intelligenter Verteilnetze“
17.10.2016

S2

1. HINTERGRUND UND RAHMENBEDINGUNGEN

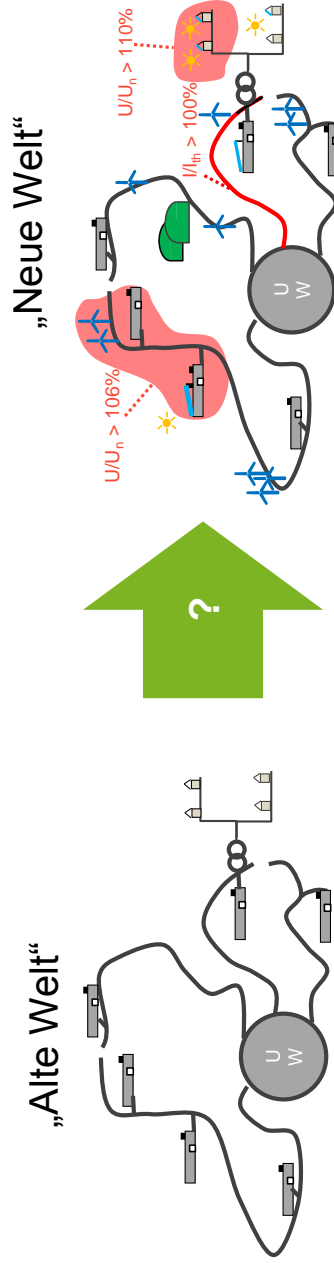
Seminar „Smart Grids – Planung und Betrieb intelligenter Verteilnetze“
17.10.2016

SS



Hintergrund und Problemstellung

- Transformationsprozess ➔ neue Aufgaben für Verteilungsnetze im ländlichen Raum auf allen drei Spannungsebenen (HS, MS, NS)



Wie können ländliche Verteilungsnetze möglichst kostengünstig und bedarfsgerecht ausgebaut werden?

Wie und wann sollten Netzautomatisierungssysteme eingesetzt werden? Wann sind diese wirtschaftlich?

Datengrundlage

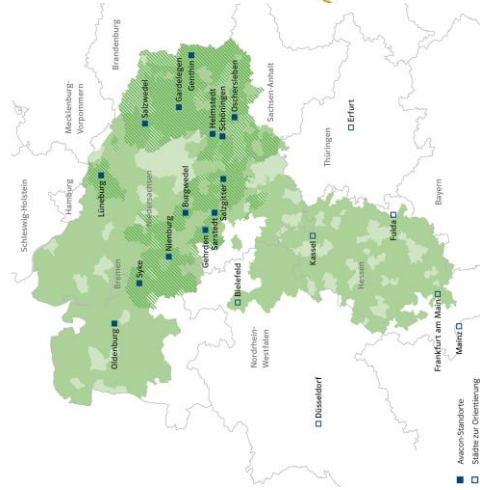
Ausgewählte Netzgruppen der assoziierten Netzbetreiber

Niederspannung	Mittelspannung	Hochspannung
----------------	----------------	--------------

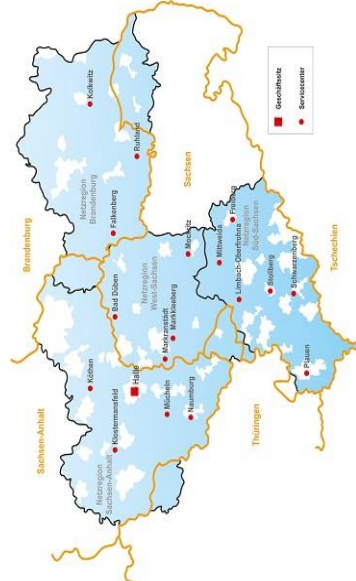
Leitungslänge 51 km 2141 km 1623 km

Anzahl an Planungen > 1000 > 1000 > 250

Netzgebiet Strom



Quelle: Avacon AG



Quelle: Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH

Seminar „Smart Grids – Planung und Betrieb intelligenter Verteilnetze“
17.10.2016

S5



Strategische Netzplanung

- Ausrichtung der Netze an künftigen Anforderungen
- Optimierung der Netzstruktur
- Bestimmung des technischen/ökonomischen Umfangs von Maßnahmen
- Bestimmung der geeigneten/anzuwendenden Netztechnologien



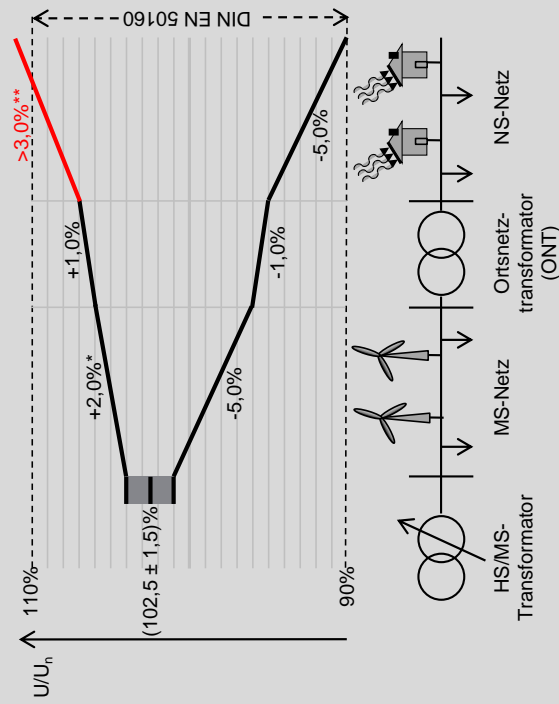
Innovative Netzplanung

- Eingesetzte Technologien/Betriebsmittel
 - Modellierung
 - Parametrierung
- Auslegungsrelevante Größen
 - Spannung, Strom, Leistung
 - Energie
- Betrachtungsbereich (Spannungsebenen)
 - Rückwirkungen bezüglich Spannungshaltung
 - Rückwirkungen bezüglich Auslastung
- Betriebspunkte
 - Anzahl (Extrempunkte, Zeitreihen)
 - Konkrete Auswahl
- Anwendung von Normen
- Planungswerkzeuge

Problemidentifikation

Spannungshaltung

- DIN EN 50160: An Verknüpfungspunkten (in MS- und NS-Ebene) muss die Spannung innerhalb des Bandes $U_n \pm 10\%$ liegen
- Heute: MS- und NS-Ebene starr über ONS gekoppelt



*) in Anlehnung an die BDEW MS-Richtlinie

**) in Anlehnung an die VDE AR-N 4105



Problemidentifikation

Betriebsmittelauslastung

- Auslegung von Kabeln gemäß *DIN VDE 0276-1000*
- Kabelauslastung in der Niederspannung:
 - $I_{b,max} = 100 \% I_{th}$
- Kabelauslastung in der Mittelspannung:
 - (n-0)-Starklastfall: $I_{b,max} = 60 \% I_{th}$
 - (n-1)-Starklastfall auf $I_{b,(n-1),max} = 120 \% I_{th}$
 - Im Rückspeisefall $I_{b,max} = 100 \% I_{th}$
- Standardwert für Belastungsgrad: $m = 0,7$
- Dieser Wert ist je nach zeitlicher Auslastung zu modifizieren, zum Beispiel bei direkter Anbindung einer BMA

2. TECHNOLOGIEOPTIONEN



BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL

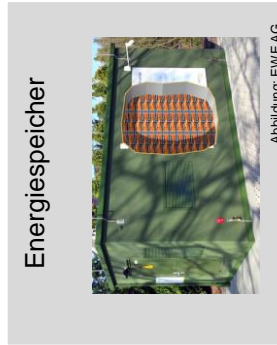
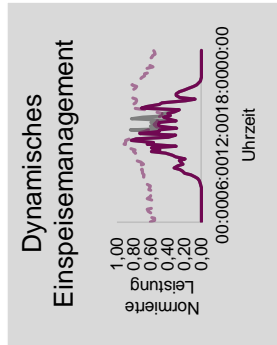
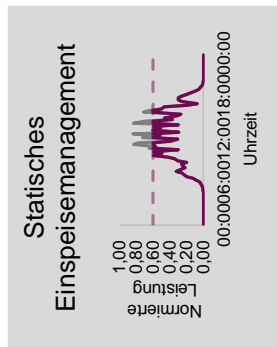
Seminar „Smart Grids – Planung und Betrieb intelligenter Verteilnetze“
17.10.2016

S10

Technologieoptionen

Auslastung (und Spannung):

Konventioneller Netzausbau

Spannung:

Spannungsregelung am UW



Abbildung: Siemens AG

Regelbarer Ortsnetztransformator

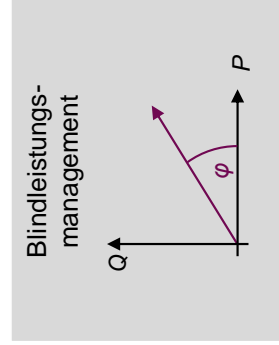


Abbildung: Siemens AG

Einzelstrangregler

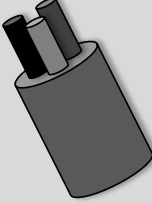


Abbildung: ABB Ltd



Technologieoptionen

Konventioneller Netzausbau (KONV)



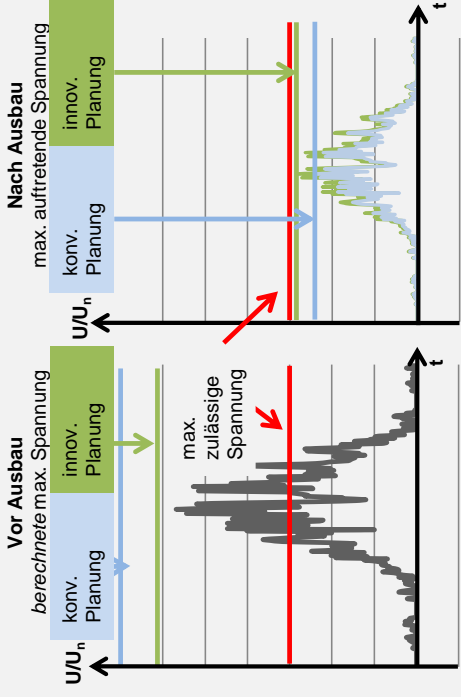
Gängige Betriebsmittel:

- Kabel, Freileitungen
- Transformatoren, Schaltanlagen

Abbildung: Siemens AG

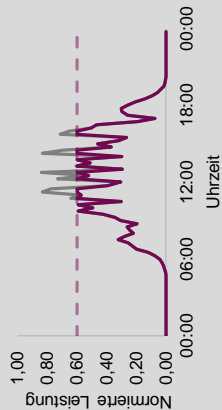
Modellierung in der Planung

- Weitestgehend unabhängige Netzplanung je Spannungsebene
- Betrieb findet in MS- und NS-Ebene weitestgehend ohne Messung und Überwachung statt
- Hohe Sicherheitszuschläge erforderlich




Technologieoptionen

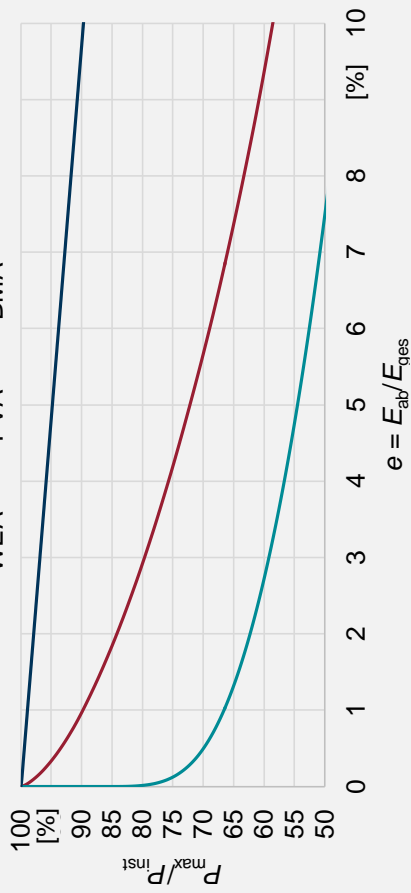
Statisches Einspeisemanagement (SEM)



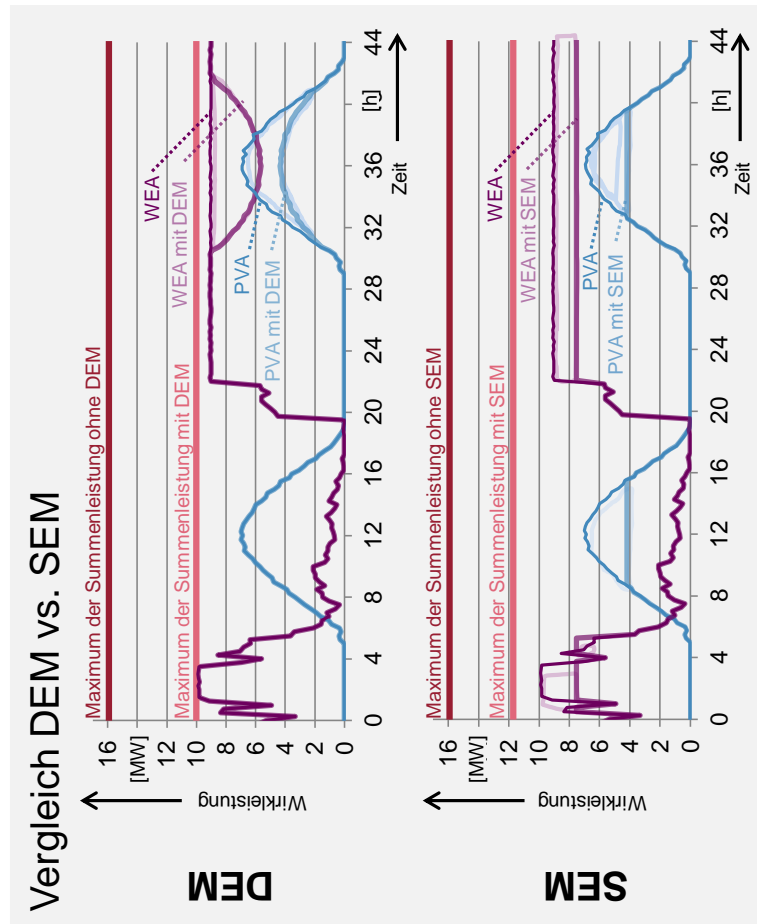
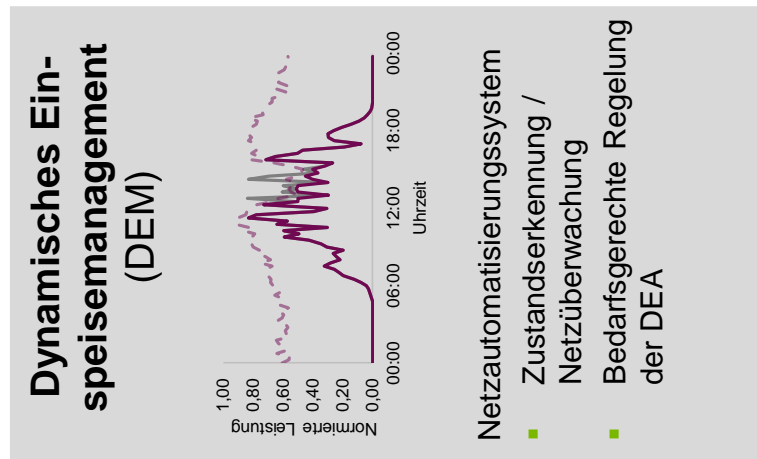
- Dauerhafte Leistungsbegrenzung
- Kappung von maximal 3% bzw. 5% der Jahresenergie pro Anlage

Modellierung in der Planung

- Reduktion der Leistung aller einbezogenen DEA (je Typ) auf vorgegebene, maximale Leistung
- Jahresenergie kann durch einfache Analyse historischer DEA-Zeitreihen der Region gut bestimmt werden

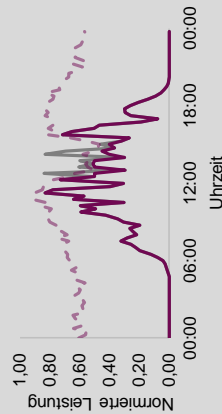


Technologieoptionen



Technologieoptionen

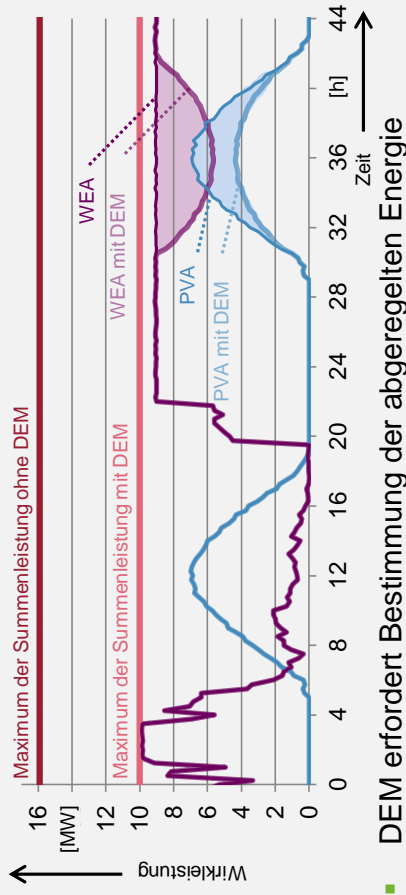
Dynamisches Einspeisemanagement (DEM)



Netzautomatisierungssystem

- Zustandserkennung / Netzüberwachung
- Bedarfsgerechte Regelung der DEA

Modellierung in der Planung



■ DEM erfordert Bestimmung der abgeregelten Energie

Verschiedene Verfahren:

- Vollständige Simulation mit zeitreihenbasierter Lastflussrechnung → sehr aufwendig
- Starre Werte für Umrechnung → sehr ungenau, da DEA-Mix sehr relevant
- Zweigeteiltes Verfahren: „klassische“ Netzplanung plus vereinfachte separate Zeitreihenbetrachtung

Modellierung: DEM

Leistungsauslegung

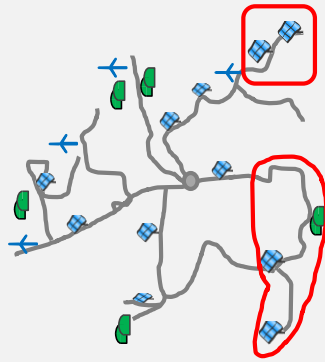
Leistungsflussrechnung

Ziel:

- Einhaltung von Spannungsband und Betriebsmittelbelastbarkeit

Vorgehen:

- Bestimmung der anzusteuernenden DEA



- Bestimmung der Leistungsabregelung bei maximaler Netzbelastung

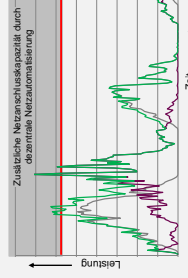
Energiebetrachtung

Algorithmus bestimmt

- nichteingespeiste Energie
- Leistungslimit äquivalent zu abgeregelter Energie von 3% bzw. 5%

Vorgehen:

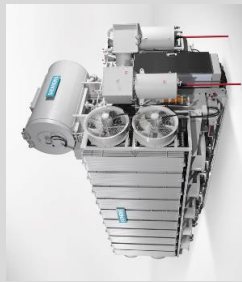
- Überlagerung der Leistungskurven der DEA im Problemgebiet



- Bestimmung der Zeitpunkte und Höhe der Kappung
- Gleichmäßige Abregelung der MS-DEA
- Berechnung der abgeregelten Energie

Technologieoptionen

Spannungsregelung am UW (SUW)

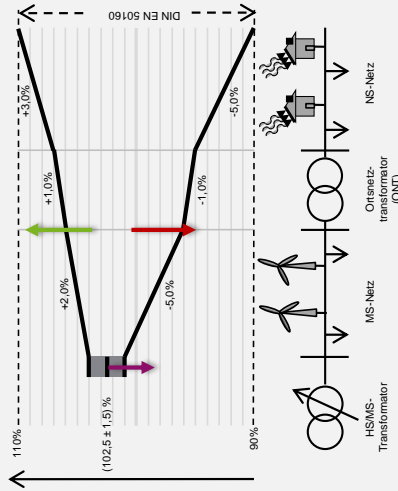


Absenkung der Spannung am HS/MS-UW gemäß folgenden Konzepten:

- 1) Statisch
- 2) Lastflussabhängig
- 3) Weitbereichsregelung

Abbildung: Siemens AG

Modellierung in der Planung



- Leistungsflussrechnung mit neuer Vorgabe für Spannung der UW-Sammelschiene
- Bei Konzept 2 und 3: Dynamische Sollwertanpassung

Datenbedarf:

- Detaillierte Betrachtung: Daten für spannungsebenenübergreifende Leistungsflussrechnung
- Vereinfachte Betrachtung: Unterlagerte NS-Netze (in vereinfachter Form) als rechenfähiger Datensatz
- Temporäre Spannungsmessung an einzelnen kritischen Netzknoten (Schlechtepunkten)

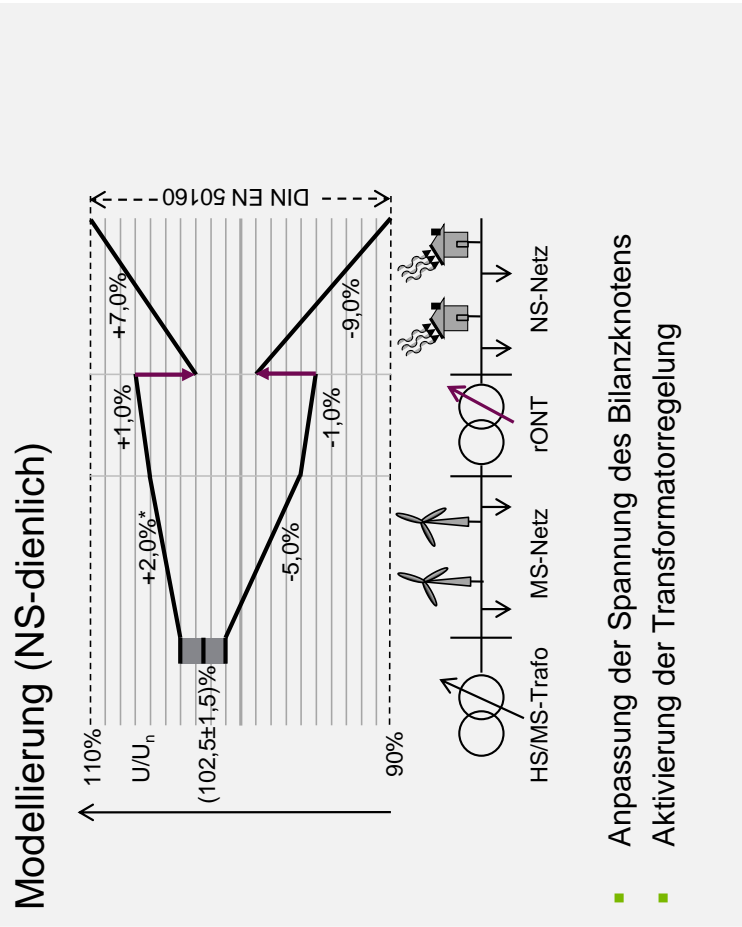
Technologieoptionen

Regelbarer Ortsnetztransformator (rONT)



- Entkopplung von NS- und MS-Ebene
- Höhere Spannungsanhebung zulässig
 - NS-dienlich
 - MS-dienlich
 - NS- + MS-dienlich

Abbildung: Siemens AG



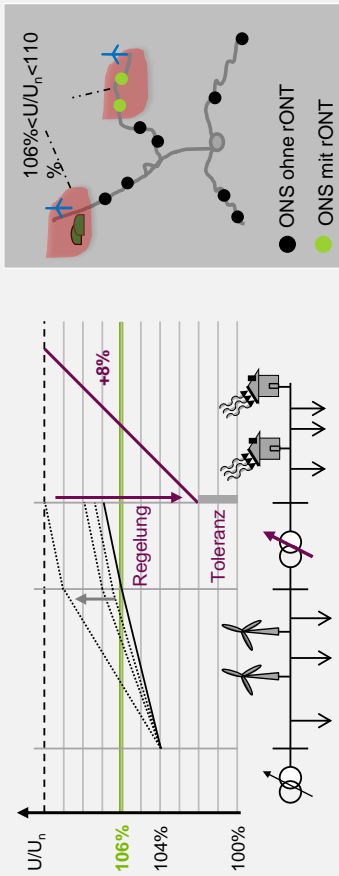
Technologieoptionen

Regelbarer Ortsnetz- transformator (rONT)



Abbildung: Siemens AG

Modellierung (MS-dienlich)



- Bei ONS mit NS-DEA:
 - wenn $U/U_n > 106\%$: rONT an ONS notwendig
 - wenn $U/U_n > 110\%$: rONT nicht mehr ausreichend
- Höherer zulässiger Grenzwert an Knoten mit rONT
- Bestimmung Anzahl über Knoten-Tabelle

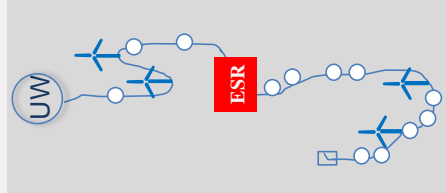
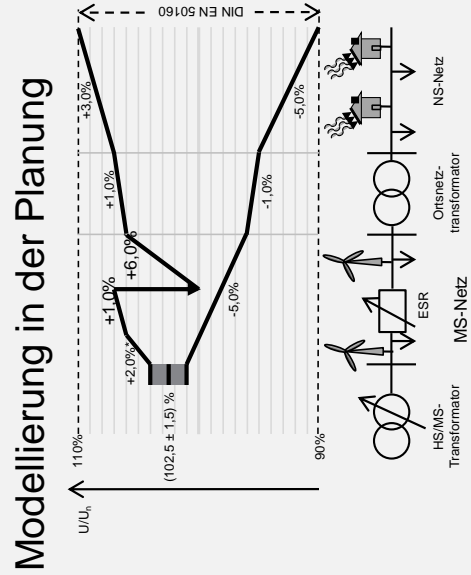
Technologieoptionen

Einzelstrangregler (ESR)



Abbildung: ABB Ltd

- Spannungsregelung in der Mitte von langen Halbringen
- Höhere Spannungsanhebung zulässig



- Modellierung durch einen (Spar-)Transformator
- ESR ist so zu positionieren, dass
 - an allen ONS mit NS-DEA $U/U_n \leq 106\%$
 - an allen Knoten mit MS-DEA/MS-Kunden $U/U_n \leq 110\%$
- Positionierung / Leistungsdimensionierung über Leistungsflussrechnung

3. FALLBEISPIEL – MITTELSPANNUNGSNETZ

Seminar „Smart Grids – Planung und Betrieb intelligenter Verteilnetze“
17.10.2016

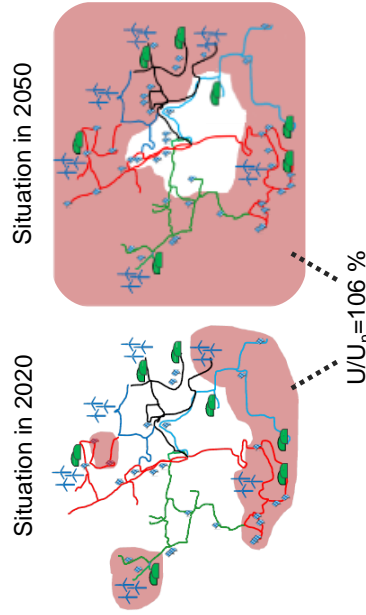
S21



BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL

Fallbeispiel: Problemstellung

- Reales ländliches Mittelspannungsnetz (20 kV) in Sachsen



- Zubau von PVA, WEA, BMA führt zu unzulässiger Spannungsanhebung
- Hoher Netzausbaubedarf

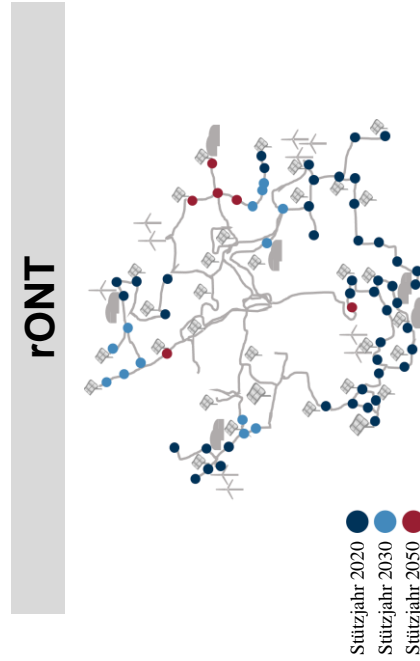
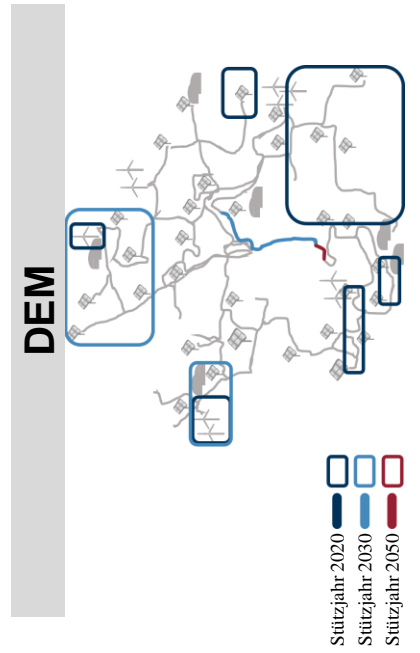
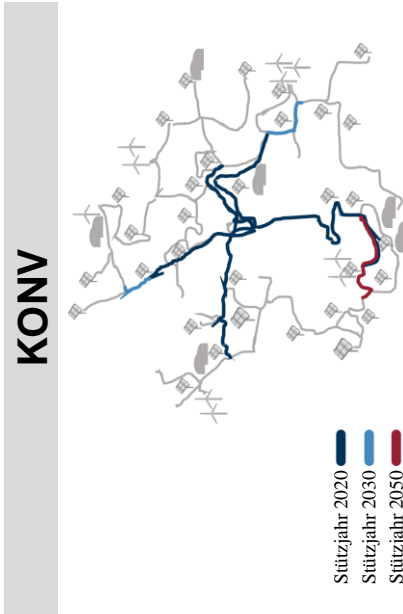
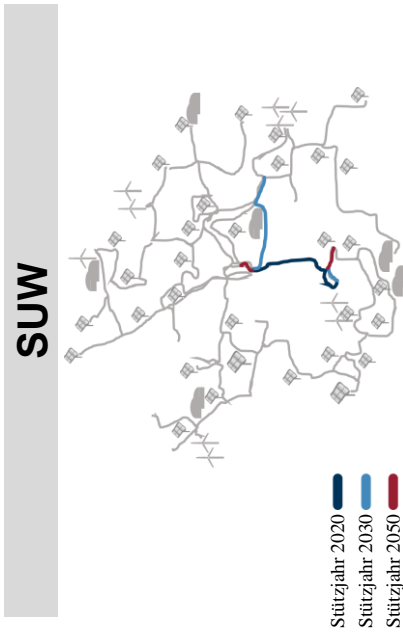
Hinweis: Betrachtung stets mehrerer Einspeiser-Szenarien je Netz

WEA: Windenergieanlagen PVA: Photovoltaikanlagen (auch in unterlagerten Netzen) BMA: Biomasseanlagen

Seminar „Smart Grids – Planung und Betrieb intelligenter Verteilnetze“
17.10.2016

S22

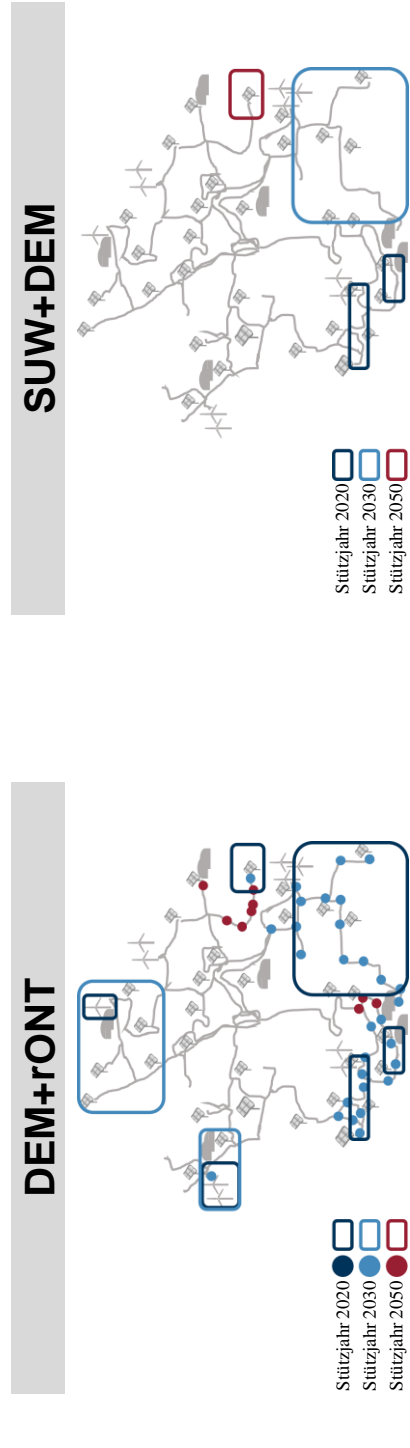
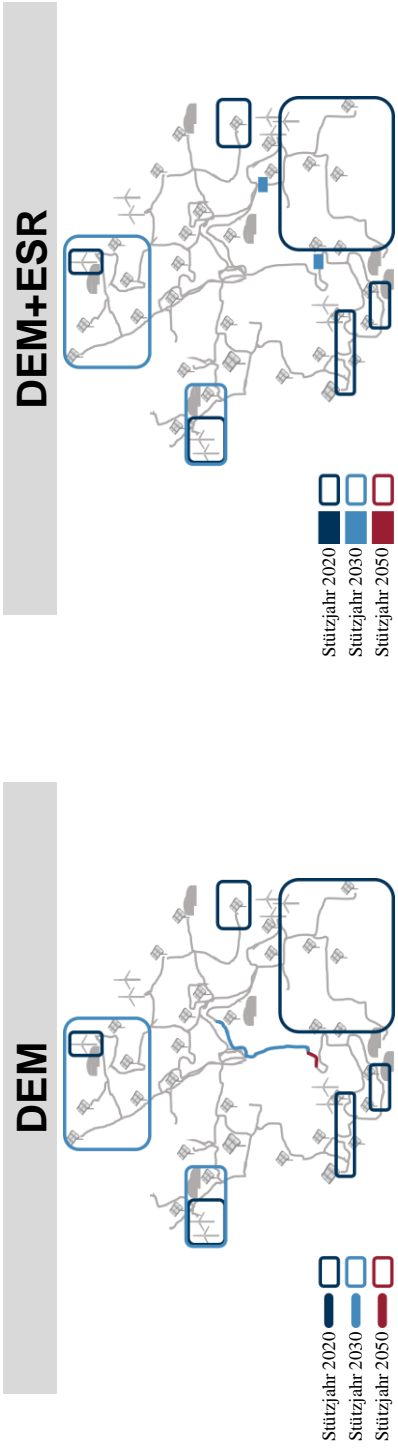
Fallbeispiel: Ausbaualternativen



Seminar „Smart Grids – Planung und Betrieb intelligenter Verteilnetze“
17.10.2016

S23

Fallbeispiel: Ausbaualternativen

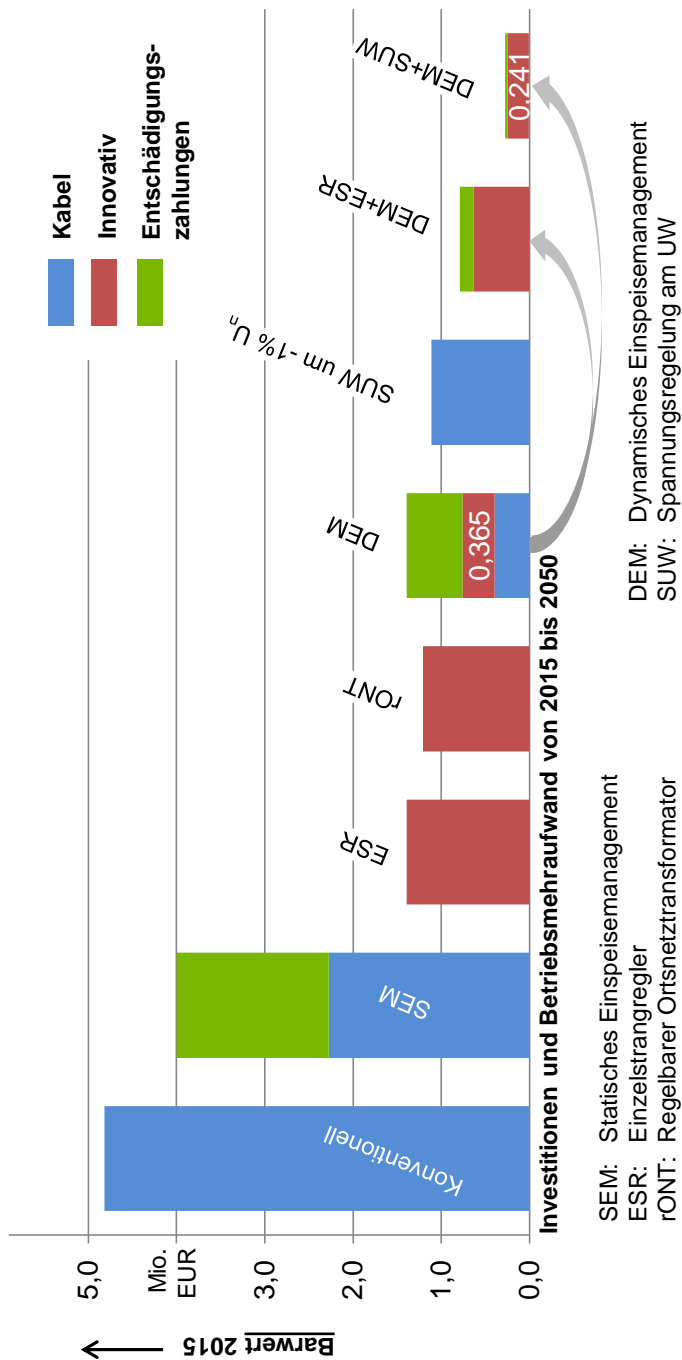


Seminar „Smart Grids – Planung und Betrieb intelligenter Verteilnetze“
17.10.2016



S24

Fallbeispiel: Kostenbewertung



➤ **Dynamisches Einspeisemanagement plus Spannungssenkung am UW mit 0,28 Mio. EUR für dieses Netz empfehlenswert**

Kostenannahmen für das Netzautomatisierungssystem

Größe	Wert für das Jahr 2018
Nutzungsdauer	20 Jahre
Grundbetrag	26.000 EUR
Messeinrichtung (MS-Ebene)	8.000 EUR/Stück
Messeinrichtung (ONS, NS-Seitig)	4.900 EUR/Stück
Separate Akteur-Einheit für ESR, Speicher etc.	8.900 EUR/Stück
Einbindung von MS-DEA*	900 EUR/Stück
Separate Kommunikationsanbindung (Powerline communication)	600 EUR/Stück

*) MS-DEA verfügen bereits über Mess- und Steuer-Funktionalität sowie eine Kommunikationsmöglichkeit. Sie müssen daher i.d.R. lediglich in das System eingebunden werden.

- ➔ Für das Fallbeispiel ergeben sich folgende Investitionsausgaben für das Netzautomatisierungssystem in 2018 (Jahr der Installation):
 - Variante DEM: 301.600 EUR (hier kein Barwert!)
 - Variante SUW+DEM: 186.100 EUR (hier kein Barwert!)

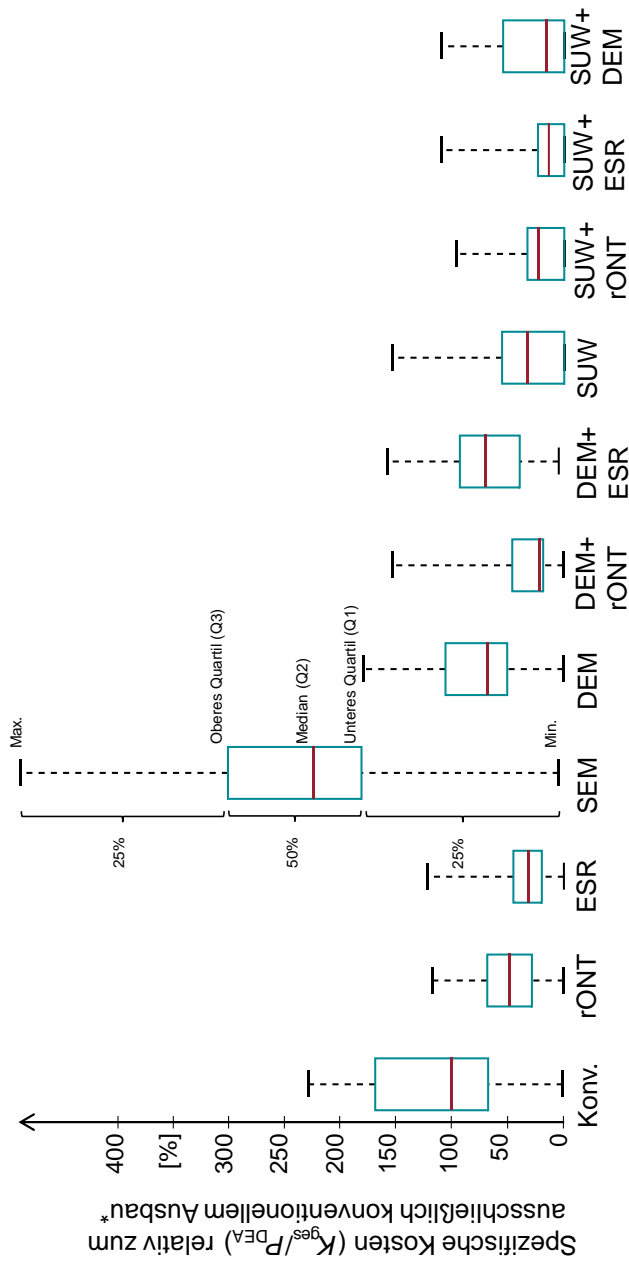
3. ERGEBNISSE MITTELSpannung

Seminar „Smart Grids – Planung und Betrieb intelligenter Verteilnetze“
17.10.2016

S27



Einsparungen durch innovative Planung



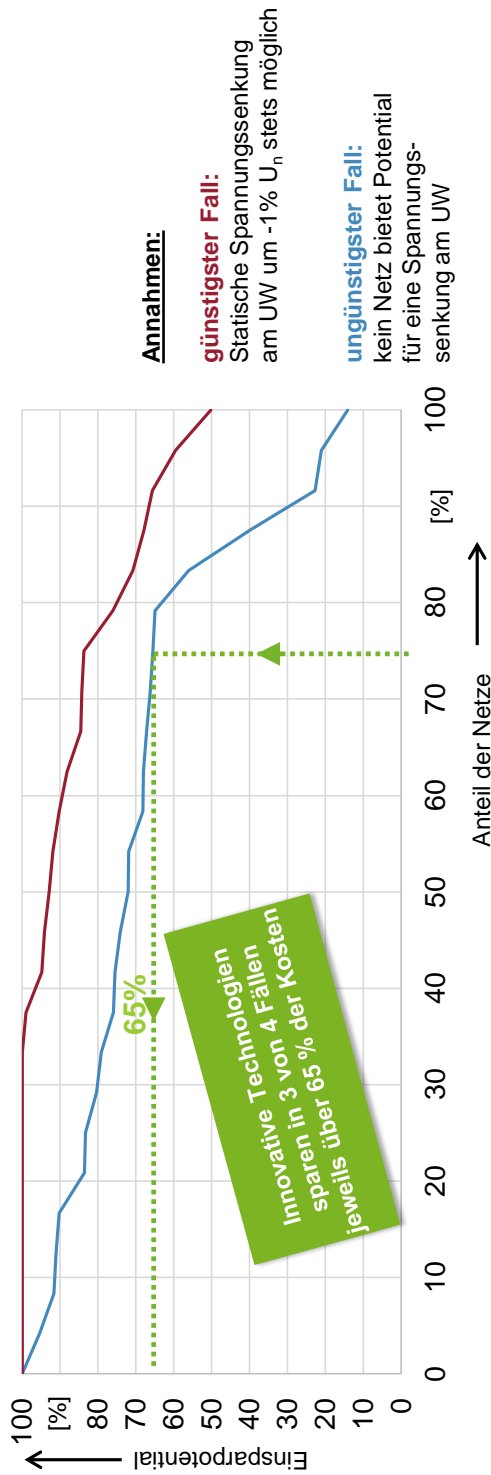
*) Summe der Barwerte (2015) für Investition und Betrieb bis 2050 im Verhältnis zur DEA-Leistung in 2050. Ggf. notwendige Kabelmaßnahmen sind berücksichtigt.

Einsatz innovativer Technologie ermöglicht:

- Deutliche Senkung der spezifischen Kosten
- Verringerung des Risikos für Fehlinvestitionen (Spreizung geringer)

Einsparungen durch innovative Planung

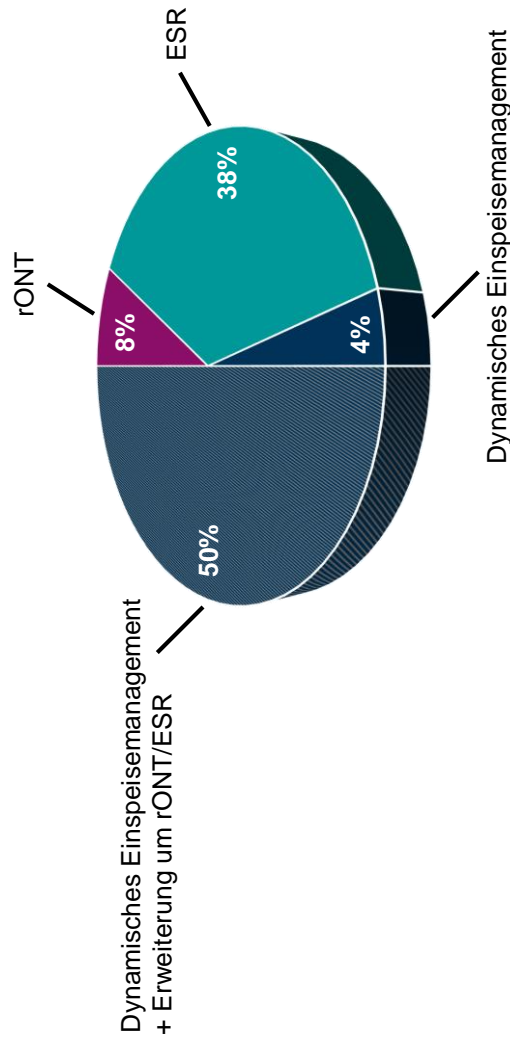
- Basis: Mehr als 1100 Planungen für reale MS-Netze



Welche innovative Technologie ist wann am günstigsten?

Technologiespezifische Anwendungsfälle

Anteil an den untersuchten Netz-Szenarien



Auswahl der geeignetsten Technologie:

Gesicherter moderater DEA-Zubau

Hoher / Unsicherer DEA-Zubau

ESR oder rONT

Netzautomatisierungssystem mit
- DEM und Weitbereichsregelung
- Bei Bedarf zusätzlich ESR oder rONT


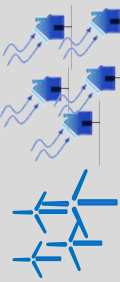


Seminar „Smart Grids – Planung und Betrieb intelligenter Verteilnetze“
17.10.2016

S30



BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL

Technologiespezifische Anwendungsfälle

<p>Planungshorizont</p> 	<p>Vorausschauende Planung mit innovativen Betriebsmitteln statt sukzessivem Kabelausbau</p>
<p>Einspeise-Szenarien</p> 	<p>Hoher Zubau oder unsichere Prognose: Investition in Netzautomatisierungssystem (DEM + SUW) Moderater Zubau: Einzelstrangregler oder rONT</p>
<p>Einspeise-Mix</p> 	<p>Durchmischung von PVA zu WEA begünstigt dynamisches Einspeisemanagement (DEM)</p>
<p>Geographische Verteilung der Einspeiser</p>	<p>Homogene Verteilung: rONT Lokale Konzentration: Einzelstrangregler</p>
<p>Verteilung der ONS</p> 	<p>Geringe Anzahl UW-ferner ON-Stationen begünstigt rONT</p>

Grundsätze für die innovative Planung

- 1** Netzausbau ausschließlich mit konventionellen Betriebsmitteln und Methoden ist technisch nicht empfehlenswert und verursacht unnötige Kosten.
- 2** Eine Senkung des Spannungssollwerts am Umspannwerk kann den Ausbaubedarf stark reduzieren, sodass die Anwendbarkeit vor jeder Investition zu prüfen ist.
- 3** Ein optimiertes Blindleistungsmanagement reduziert den Spannungsanstieg und kann den Ausbaubedarf senken.
- 4** Eine Spitzenkappung von NS-DEA entlastet auch das überlagerte MS-Netz. Die Wirkung solcher Maßnahmen ist in der Planung von MS-Netzen zu berücksichtigen.

Grundsätze für die innovative Planung

5 Das statische Einspeisemanagement wirkt nicht problemselektiv und ist daher insbesondere bei einer Durchmischung der DEA-Typen in der MS-Ebene nicht zu empfehlen.

6 Der Einsatz von Spannungsreglern (rONT, MS-ESR) ist insbesondere in MS-Netzen ohne Leitungsüberlastungen häufig die kostengünstigste Lösung. Sind dabei ausschließlich spannungssenkende Maßnahmen sowohl in der MS-Ebene wie auch in der NS-Ebene erforderlich, sollte der regelbare Ortsnetztransformator präferiert werden.

7 Bei unsicherer Prognose bezüglich der Leistung und Standorte von DEA ist die Installation eines Netzautomatisierungssystems und damit der Einsatz des DEM empfehlenswert.

8 Bei hohem DEA-Zubau und dadurch hervorgerufenem hohem Netzausbaubedarf eignet sich die Kombination aus dynamischem Einspeisemanagement und bedarfsgerechtem Einsatz von Spannungsreglern (rONT, MS-ESR).

3. ERGEBNISSE NIEDERSPANNUNG

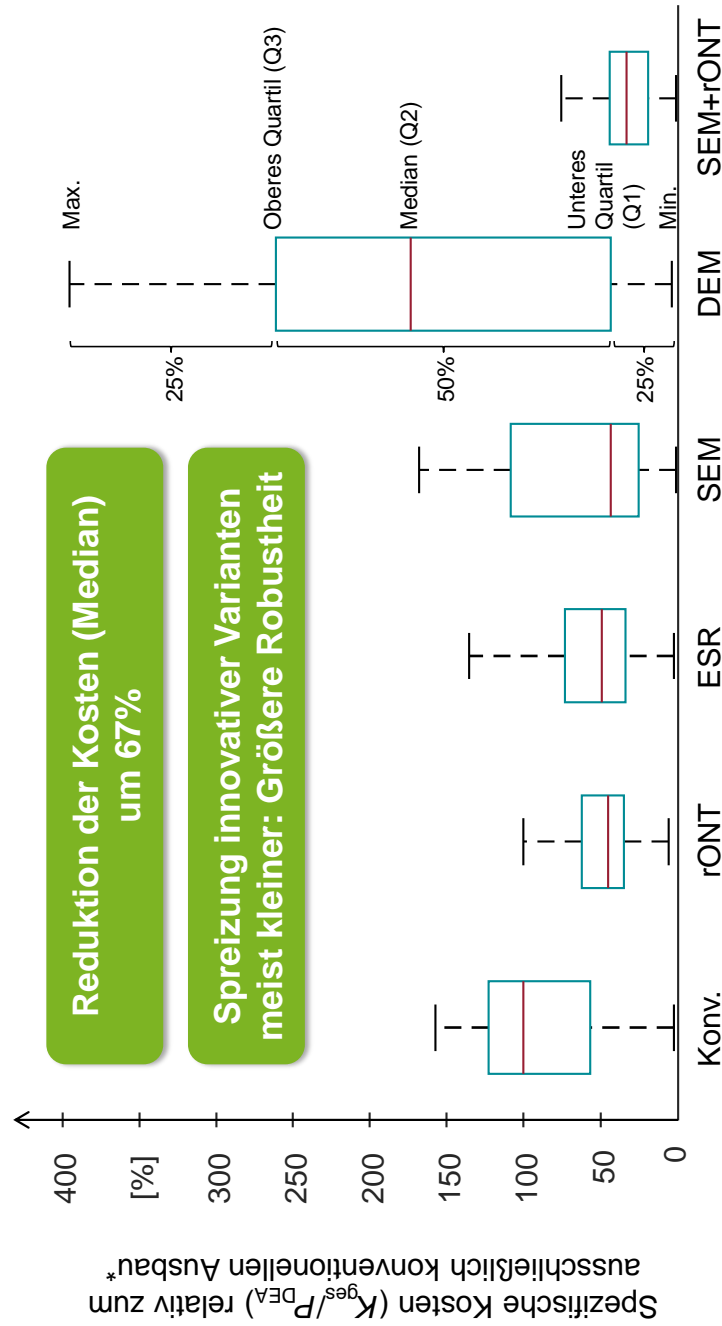


Seminar „Smart Grids – Planung und Betrieb intelligenter Verteilnetze“
17.10.2016

S34

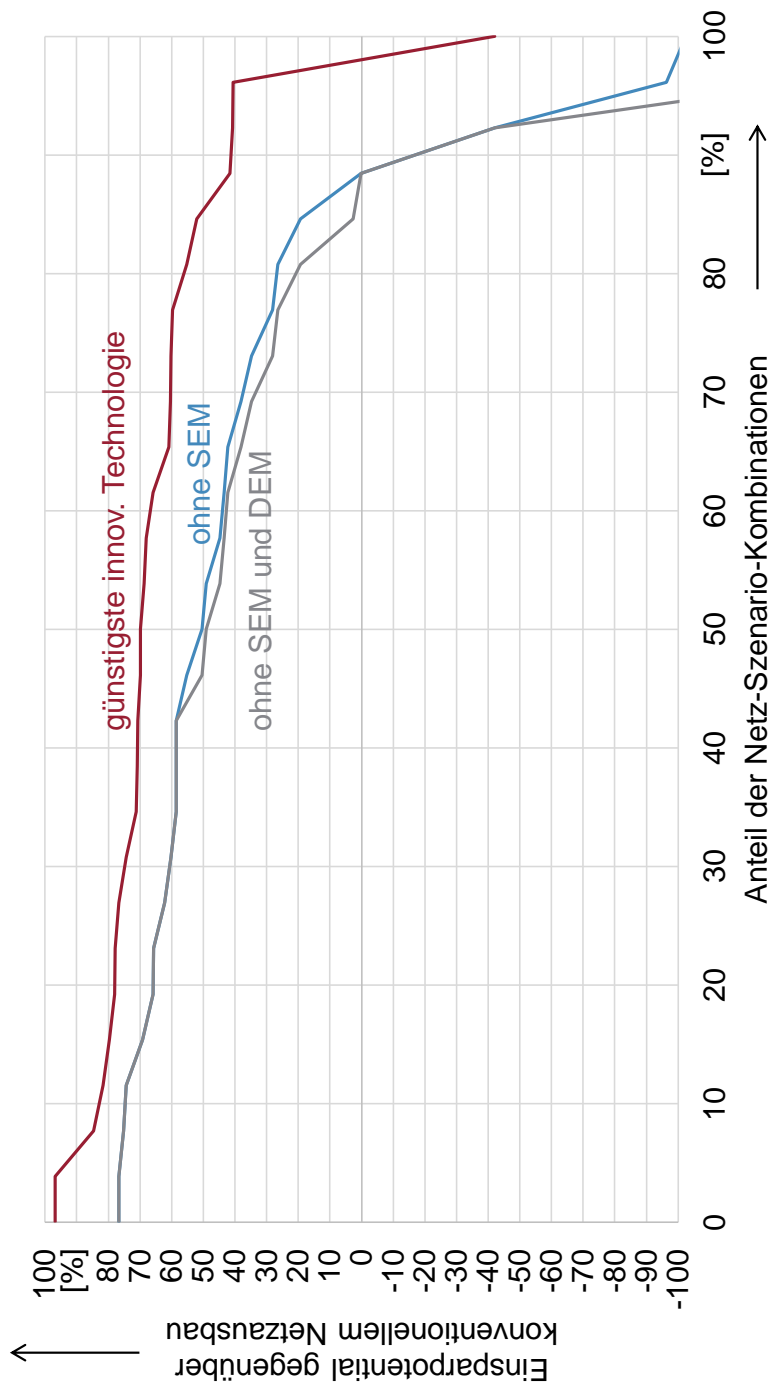
Einsparungen durch innovative Planung

- Datenbasis: Mehr als 500 Planungen für reale NS-Netze



*) Summe der Barwerte (2015) für Investition und Betrieb bis 2050 im Verhältnis zur DEA-Leistung in 2050. Ggf. notwendige Kabelmaßnahmen sind berücksichtigt.

Einsparungen durch innovative Planung



4. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Seminar „Smart Grids – Planung und Betrieb intelligenter Verteilnetze“
17.10.2016

S37



BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL

Zusammenfassung und Ausblick

Innovative Betriebsmittel ermöglichen eine umfangreiche Substitution konventionellen Netzausbaus. Hiermit sind in den meisten Fällen deutliche Gesamtkostenersparnisse verbunden

Eine spannungsebenenübergreifende Betrachtung ist technisch sinnvoll bietet ein hohes Kostenreduktionspotential

In vielen Fällen führt erst eine geeignete Kombination verschiedener innovativer Technologien zu einem Kostenoptimum

Seminar „Smart Grids – Planung und Betrieb intelligenter Verteilnetze“
17.10.2016

S38



Ausblick: Leitfaden



Seminar „Smart Grids – Planung und Betrieb intelligenter Verteilnetze“
17.10.2016

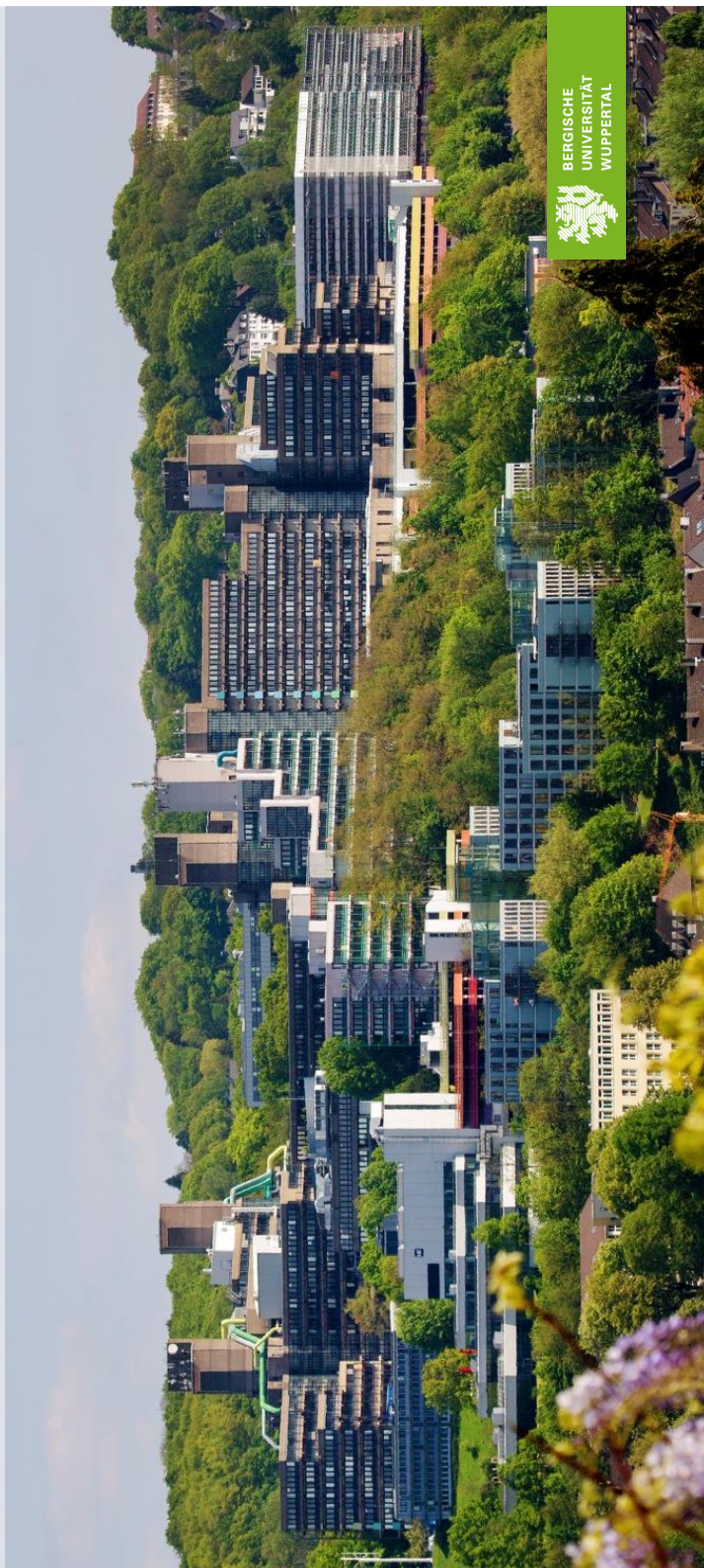
S39



BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Sebastian Harnisch, M.Sc. | Forschungsgruppe Netzstrukturen und Netzbetrieb
Bergische Universität Wuppertal | Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik
Rainer-Gruenter-Str. 21 | 42119 Wuppertal
Büro: 0202 439 1632 | E-Mail: s.harnisch@uni-wuppertal.de



Beobachtbarkeit und Regelung von Verteilnetzen

Dr.-Ing. Marcus Stötzel

Bergische Universität Wuppertal

Smart Grids

Aufbau und Betrieb von intelligenten Verteilnetzen

Beobachtbarkeit und Regelung von Verteilnetzen

Wuppertal, 17. Oktober 2016

Beobachtbarkeit und Regelung von Verteilnetzen
Dr. Marcus Stözel

S1



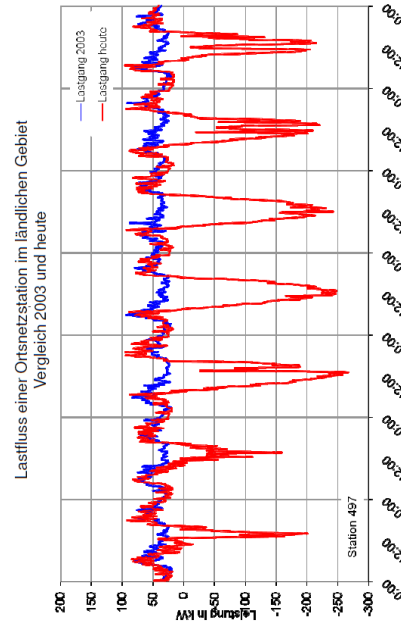
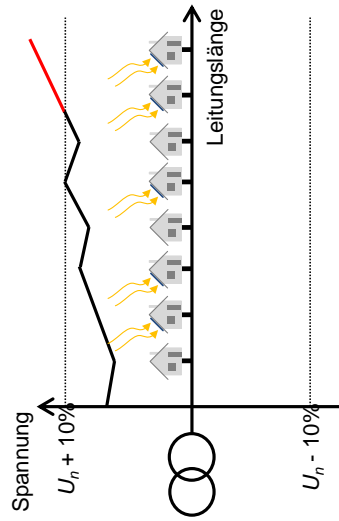
BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL

Themen

- Verfahren der Zustandsbestimmung in Mittel- und Niederspannungsnetzen
- Konzepte der dezentralen Netzautomatisierung
- Steuer- und Regelungsmöglichkeiten
- Zukünftige Applikationen

Herausforderungen für die Verteilnetze (1)

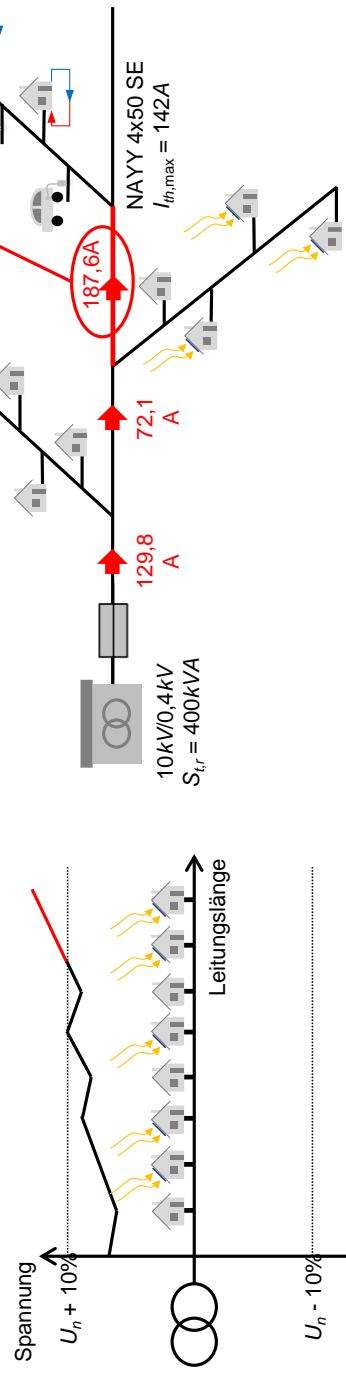
- Hohe Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen
- Integration leistungsintensiver Verbraucher, z.B. E-Mobility
- Auslastung der Netze steigt
- Veränderte Netznutzung führt zu neuen Herausforderungen für den Netzbetrieb:
 - Verletzungen des zulässigen Spannungsbands, Kapazitätsengpässe



Quelle: Lechwerke AG

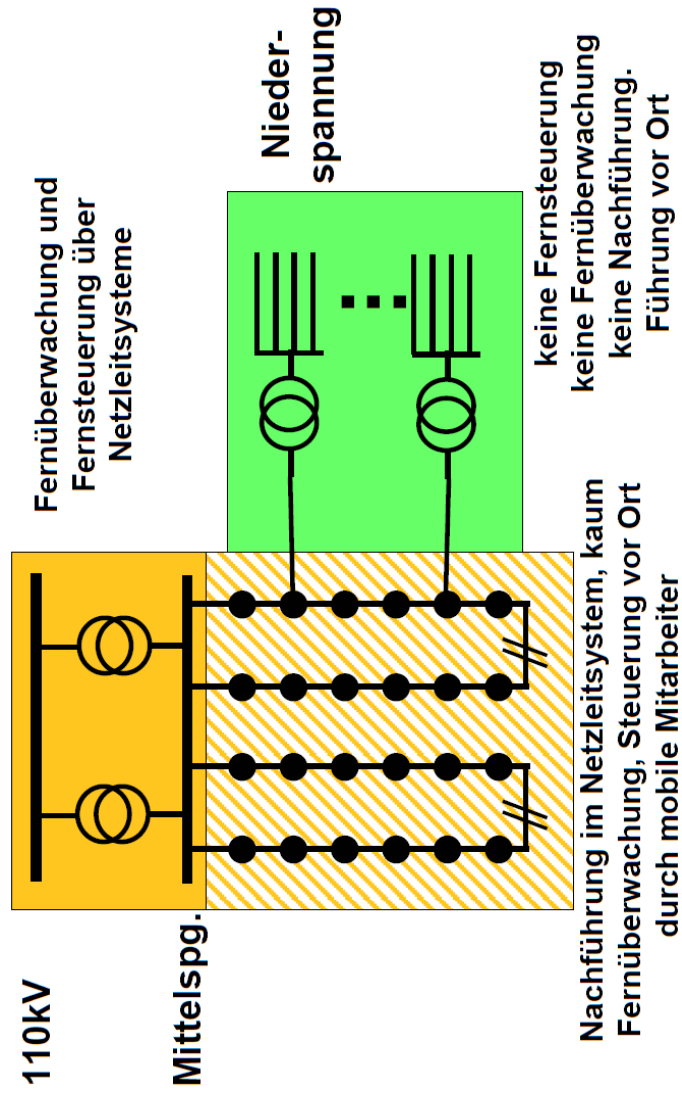
Herausforderungen für die Verteilnetze (2)

- Hohe Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen
- Integration leistungintensiver Verbraucher, z.B. E-Mobility
- Auslastung der Netze steigt
- Veränderte Netznutzung führt zu neuen Herausforderungen für den Netzbetrieb:
 - Verletzungen des zulässigen Spannungsbands, Kapazitätsengpässe
 - Bisherige Netz- und Schutzkonzepte kommen an ihre Grenzen
- Kenntnis des Netzstatus erforderlich!



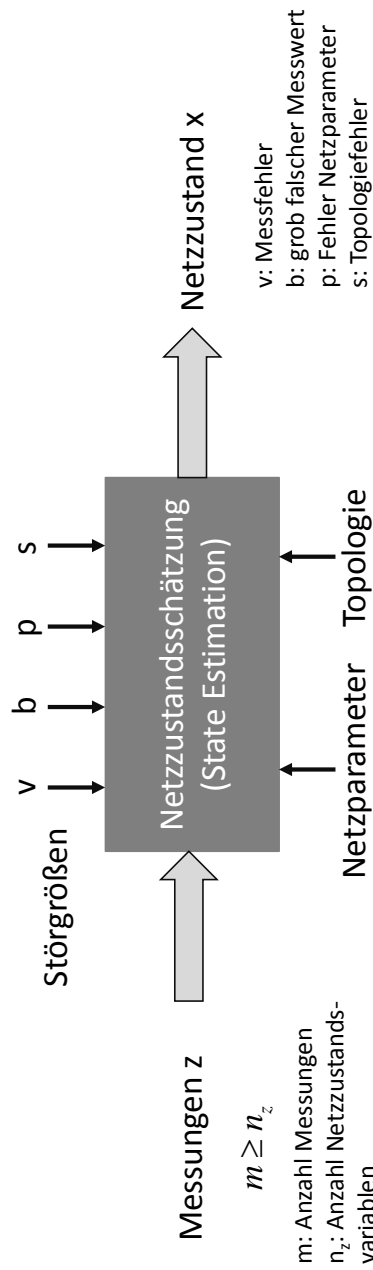
Automatisierung in Verteilungsnetzen

Status Quo



Netzzustandsbestimmung in Höchst- und Hochspannungsnetzen

- Verfahren der Netzzustandsschätzung (State Estimation) für Höchst- und Hochspannungsnetze schon lange bekannt
 - Fehlerhafte Messwerte korrigieren
 - Fehlende Messwerte ergänzen/abschätzen
 - Erstellung eines konsistenten Netzabbildes
 - Voraussetzung ist die Redundanz der Messwerte (Überbestimmtheit)

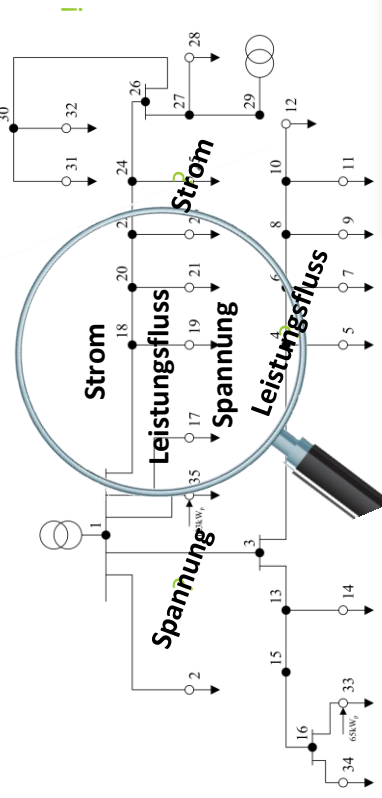


Aktueller Stand Netzstatusbestimmung in Mittel- und Niederspannungsnetzen

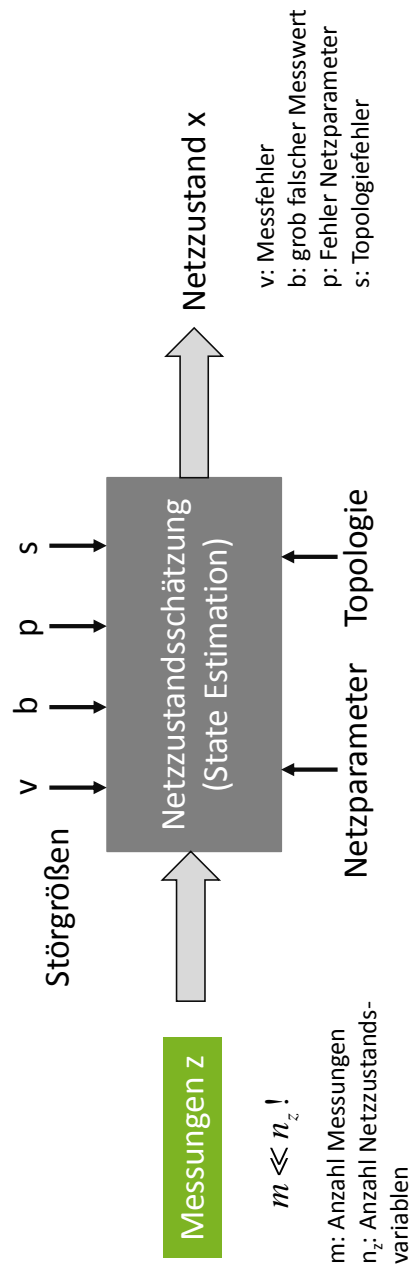
- Keine oder nur sehr geringe Messtopologie vorhanden
 - Außerhalb der 10-kV/MS-Umspannwerke vergleichsweise wenige Messungen im Netz verbaut
 - Quasi-“Netzstatusschätzung“ (Worst-Case-Betrachtung) nur im Rahmen der Netzplanung vorgenommen
- Hohe Unsicherheiten, insbesondere bei Veränderung der Lastflusssituation durch dezentrale Einspeiser und neue Lasten
- „Blindflug“ durch das MS-Netz ▲ der Netzstatus wird nicht überwacht!
- Spannungsüberwachungen/Schutzgeräte sind die einzigen „Sensoren“ im Netz

Identifikation des Netzstatus: Herausforderungen im Verteilungsnetz

- Ziel ist eine Implementierung und ein Echtzeit-Einsatz eines Leistungsfluss-Algorithmus
 - Ermittlung der gesuchten Zustandsgrößen und eines ausreichend genauen Netzabbilds
- Zustandsüberwachung unter wirtschaftlichen Rahmenbedingungen
 - Reduzierung des Informationsbedarfs und damit der Anzahl der erforderlichen Sensoren

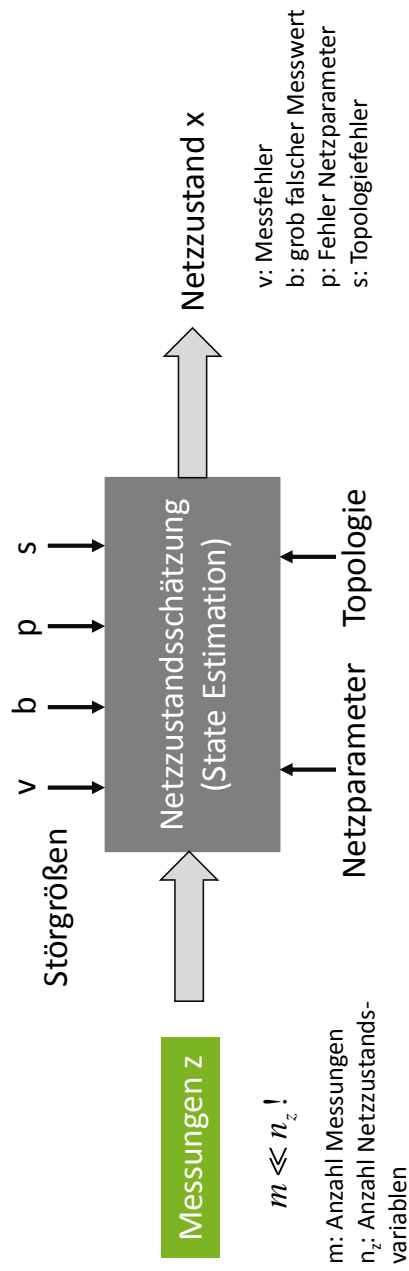


Netzzustandsbestimmung in Verteilnetzen (1)



- Verteilungsnetze der MS-/NS-Ebene sind unterbestimmt.
- Anzahl der verfügbaren Messwerte in Mittel- und Niederspannungsnetzen nicht ausreichend um eine klassische Netzzustandsschätzung durchzuführen.
- Gängige Verfahren der Leistungsflussberechnung/ State Estimation erfordern eine vollständige Datenbasis.

Netzzustandsbestimmung in Verteilnetzen (2)



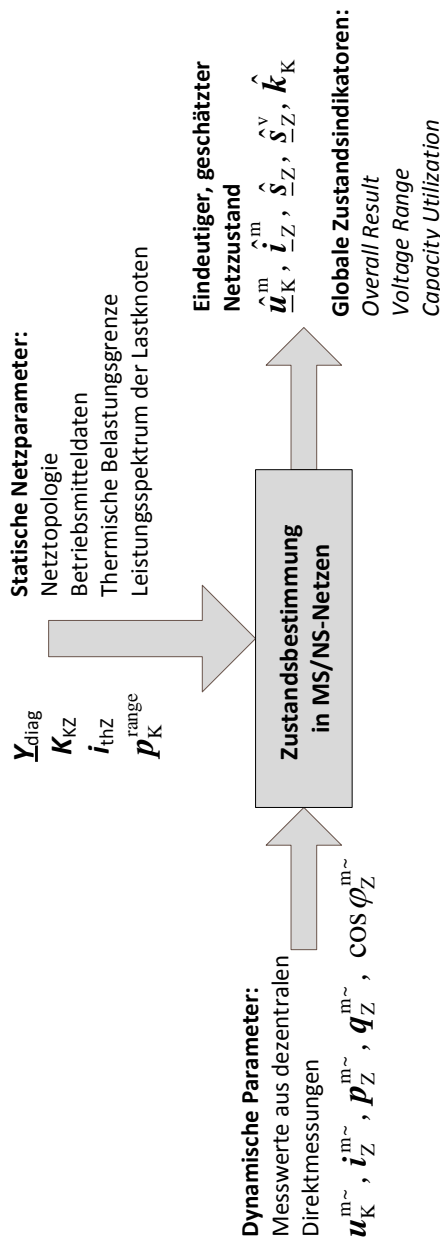
- Leistungsflussalgorithmen liefern nur dann valide Ergebnisse, wenn ihm geeignete Ersatzwerte zugeführt werden.
- Es besteht somit der Bedarf an einem Verfahren zur Berechnung von Ersatzleistungswerten für nicht überwachte Last- und Einspeisepunkte.



Unsicherheiten in Form von Messfehlern, Topologiefehlern und fehlerhafter Netzparameter sind auch in den Verteilungsnetzen vorhanden.

Anforderungen an die Netzstatusbestimmung

- Resultierende Anforderungen an den Algorithmus:
 - Erzeugung geeigneter Ersatzwerte für fehlende Messwerte
 - Max. Kompression der Lösungsmannigfaltigkeit
 - Phase selektive Berechnung in NS-Netzen (Unsymmetrie!)
 - Kurze Rechenzeiten und Robustheit

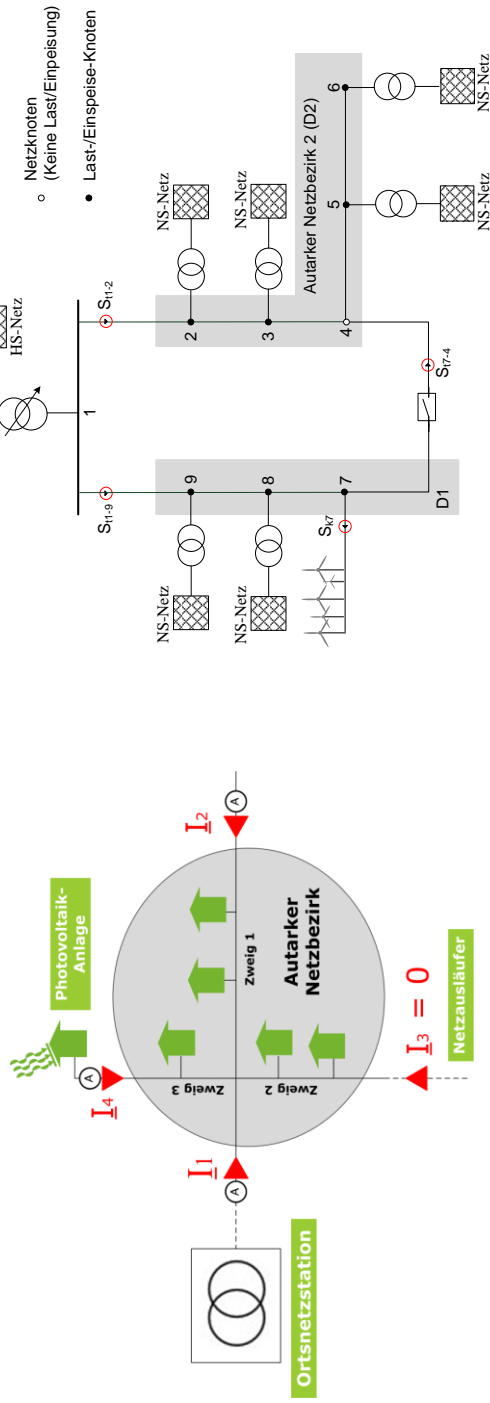


Möglichkeiten der Ersatzwertbildung (1)

1. Einbindung von Lastprofilen nicht gemessener Netzteilnehmer
 - Ableitung von Ersatzwerten aus Standard-Lastprofilen
 - Struktur der Lasten in den NS-Netzen vielfach nicht ausreichend bekannt ► Wissenslücke muss geschlossen werden
 - Neuartige Netzteilnehmer (eMobility) und Veränderungen in der Gleichzeitigkeit durch flexible Verbraucher/ variable Stromtarife schwer zu prognostizieren bzw. nicht abgebildet
 - Berücksichtigung von zusätzlichen Einflussfaktoren notwendig (z.B. Außentemperatur bei Wärmepumpen/KWK-Anlagen)
 - Gemessene Lastprofile aus Smart Meter-Messungen bzw. Registrierende Leistungsmessungen (RLM) bei größeren Kunden
 - hoher (Kosten-)Aufwand bei der Einbindung in das Smart Grid-System

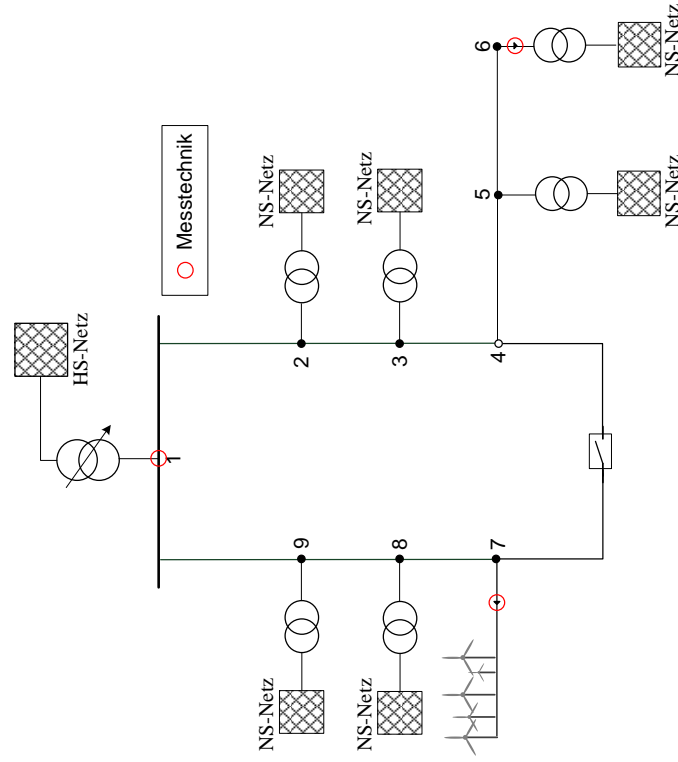
Möglichkeiten der Ersatzwertbildung (2)

2. Berechnung von Ersatzwerten anhand gemessener Zweiggrößen
 - Geschickte Einteilung des Netzes in sog. autarke Netzbezirke
 - An den Grenzen der Netzbezirke werden die Zweigströme und Spannungen gemessen
 - Aufteilung der Zweigströme auf die Lastknoten



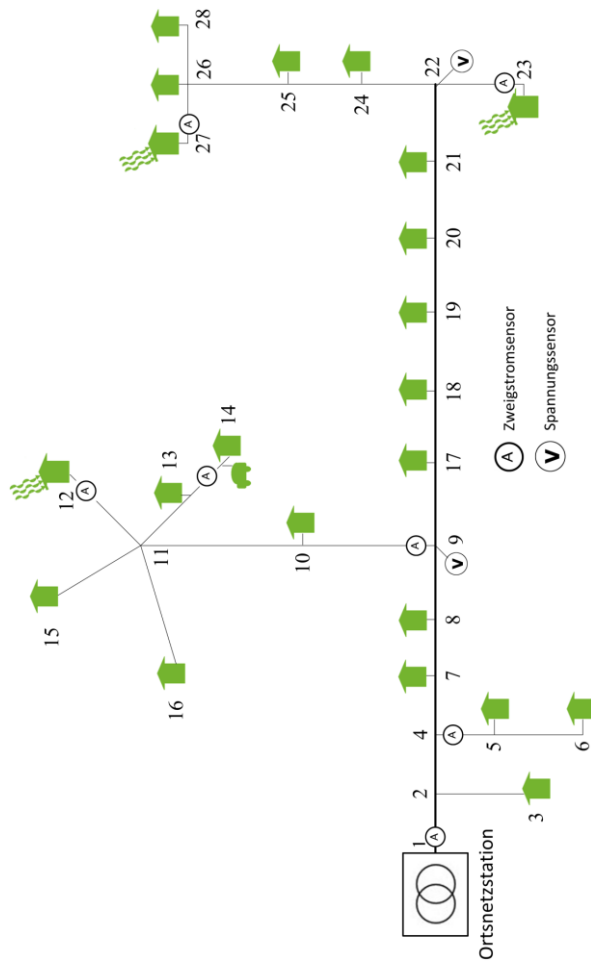
Möglichkeiten der Ersatzwertbildung (3)

3. Identifikation des Netzzustands mittels Sensitivitätsanalyse
 - Basiert auf der Kenntnis über die Abhängigkeit der Netzknoten voneinander
 - Abhängigkeit der Knotenspannung von den Strömen, der Schein-, Wirk- oder der Blindleistung an jedem Knoten
 - Bestimmung des Netzzustands als Abweichung von einem angenommenen Arbeitspunkt



Sensorenpositionierung (1)

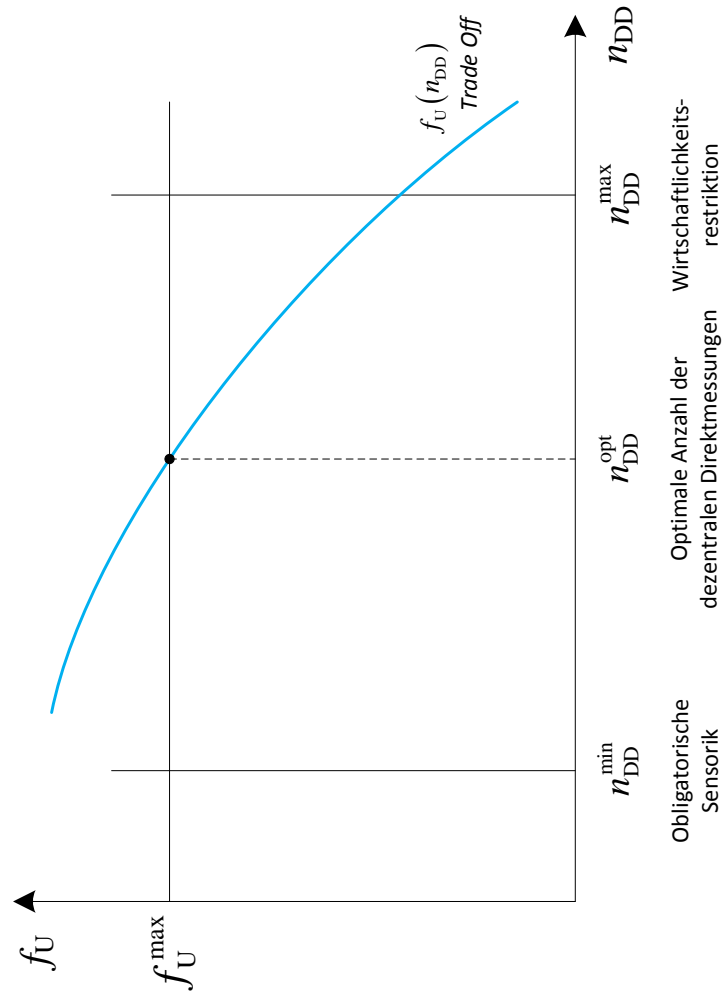
- Geschickte Verteilung der möglichst wenigen Sensoren zur Messung von Knotenspannung und Zweigstrom
- Je mehr Sensoren, desto größer die Genauigkeit



Achtung!
Ziel ist keine exakte Berechnung, sondern die Verletzung von Grenzwerten zu erkennen!

Sensorenpositionierung (2)

Optimierung der Messtopologie

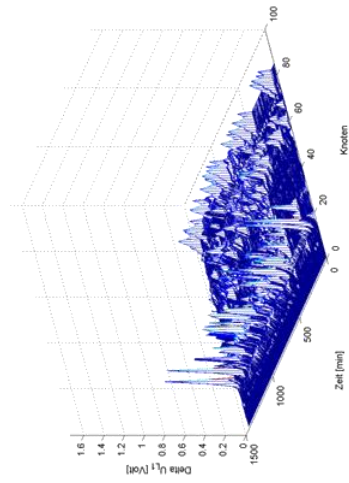


Sensorenpositionierung (3)

- Geschickte Verteilung der möglichst wenigen Sensoren zur Messung von Knotenspannung und Zweigstrom
- Je mehr Sensoren, desto größer die Genauigkeit

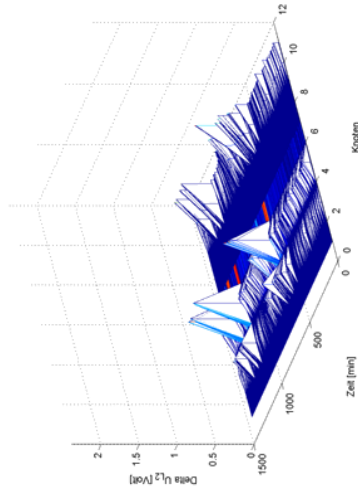
Stadtnetz:

- Max. Spannungsfehler: 0,5%
- Sensorenausstattung: 6% der Knoten
+ 6 obligatorische Sensoren an der Systemgrenze

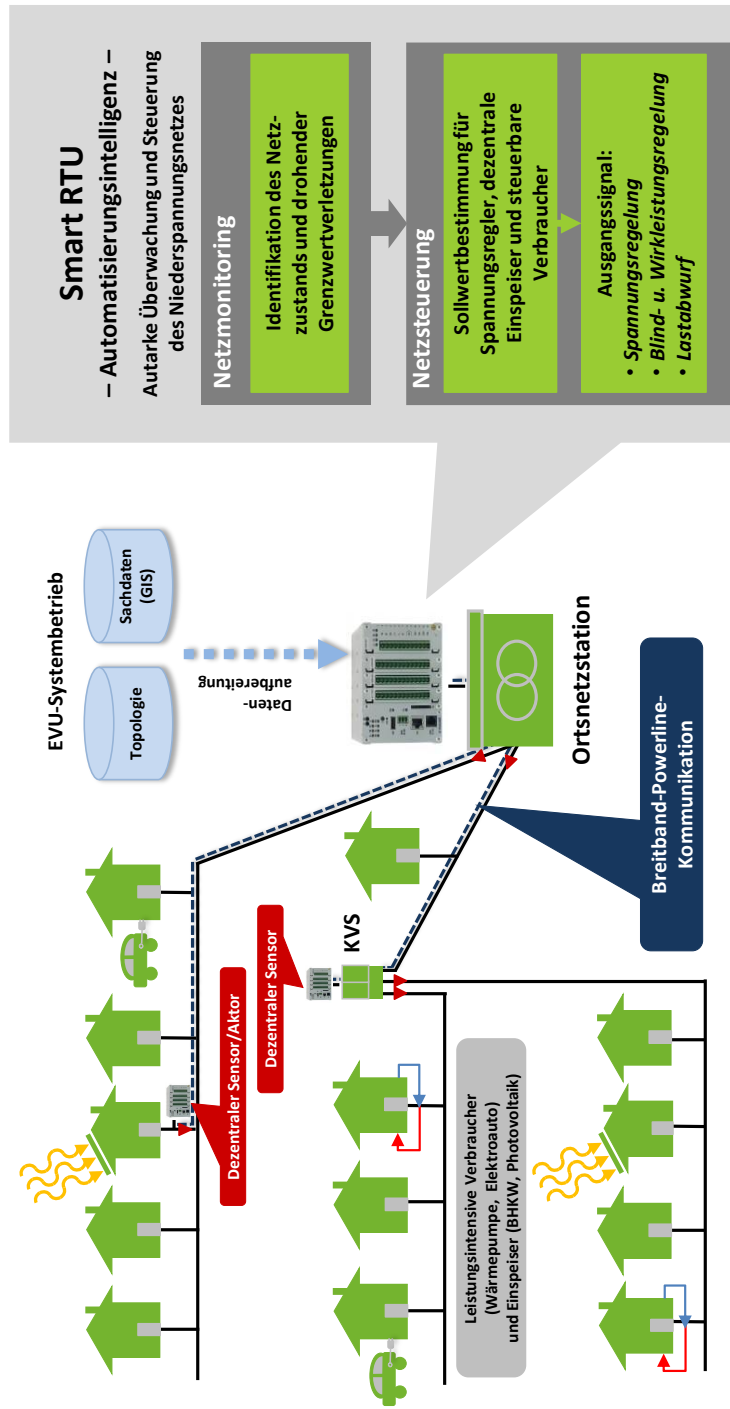


Landnetz:

- Max. Spannungsfehler: 0,8%
- Sensorenausstattung: 15% der Knoten



Konzept der dezentralen Netzautomatisierung in Niederspannungsnetzen



Vorteile des dezentralen Ansatzes

- Hierarchie und Topologie des Verteilungsnetzes ideal für dezentralen Ansatz
- kurze Übertragungswege für Mess- und Sollwerte von Sensoren und Aktoren
- dedizierte und damit kostengünstige Automatisierungsgeräte für einzelne Ortsnetze
- höhere Zuverlässigkeit und Ausfallsicherheit durch voneinander unabhängig arbeitende Systeme
- vollständig autarker Betrieb möglich
 - unabhängig von einer übergeordneten Netzleitstelle

Zustandsinformationen für die Netzleitstelle

- Beschränkung des Informationsumfangs auf ein übersichtliches Minimum → Ampelprinzip
- 3 Zustandsampeln:
 - *Systemzustand* → Laufzeitstatus der Berechnungslogik
 - *Spannungsband* → Aggregation Spannungsband
 - *Auslastung* → Aggregation Betriebsmittelauslastung






Grenzwertverletzung (nicht behebbar)

Grenzwertverletzung (behebbar)

Keine Grenzwertverletzung

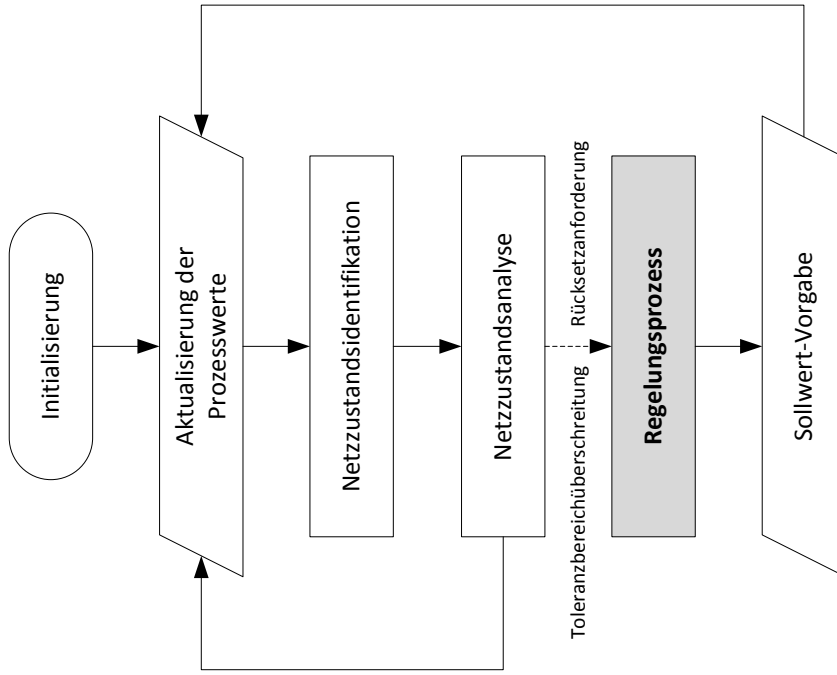
Setzen der Ampeln mithilfe einer Echtzeit-Zustandsüberwachung

Regelung des Netzzustands

- **Ausgangspunkt: Netzzustandsanalyse**
 - Auswertung des aktuellen Netzzustands hinsichtlich Spannungsbandverletzungen oder Betriebsmittelüberlastungen
 - keine Toleranzbereichüberschreitung
 -  keine Anforderung zur Beeinflussung des Netzzustands, ggfs. Rücksetzung von Netzteilnehmern auf Standard-Sollwert
 - Toleranzbereichüberschreitungen
 -  Anforderung zur Ausregelung von Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen
- **Zielstellung:**
 - Ausregelung der Toleranzbereichüberschreitungen mit möglichst minimaler Beeinflussung der Netzteilnehmer
 -  koordinierte, selektive Regelung

Prozessübersicht

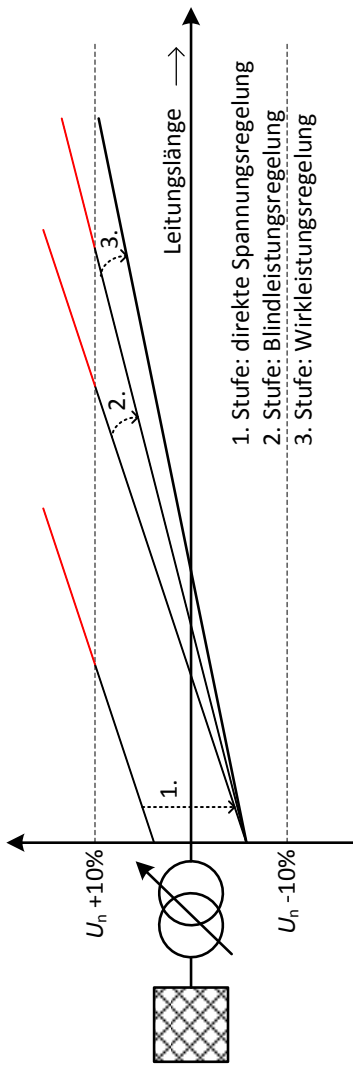
- **Prozessablauf:**
 - zyklischer Betrieb
 - Quasi-Echtzeit-Verhalten
 - Zyklusintervall: 10 Sekunden
- **Optimierungsaufgaben:**
 - Robustheit
 - Geschwindigkeit
- **Regelungsprozess:**
 - Optimierung der Regelung
 - mehrere Freiheitsgrade
 - minimale Beeinflussung
 - effektive Regelung



Koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen

- Kombination der einzelnen Regelungsoptionen in einem konsekutiven 3-stufigen Modell
 → Wirkleistungsregelung als *Ultima Ratio*

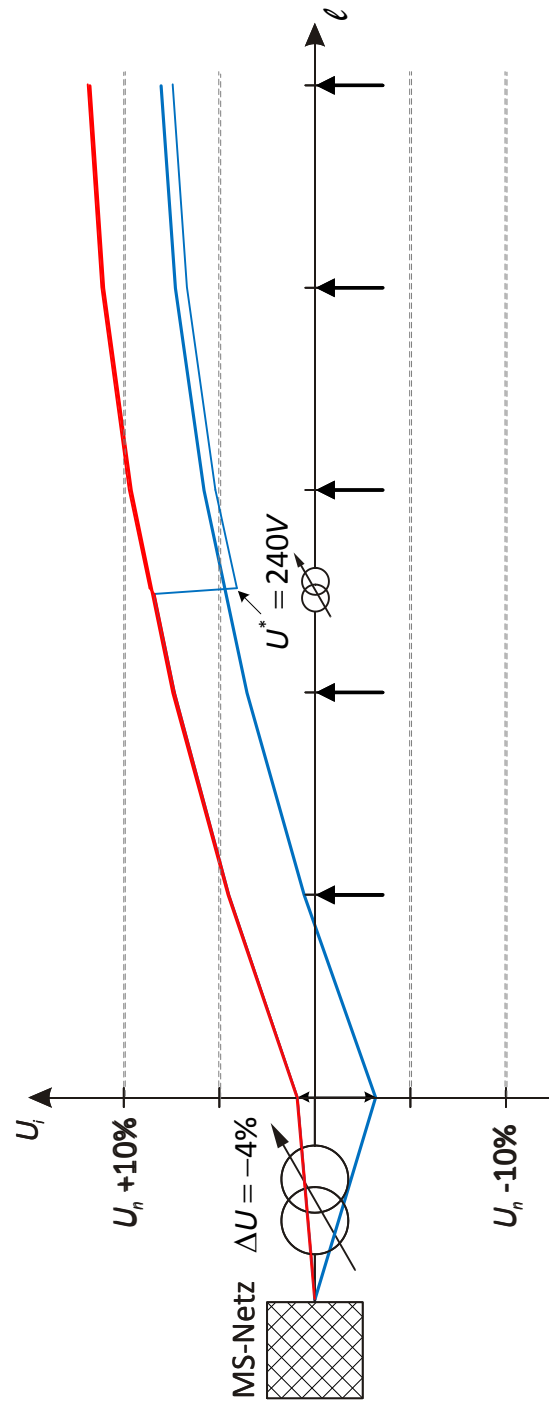
3-stufiges Regelungsmodell bei maximaler Einspeisung und minimaler Last



- bei Betriebsmittelüberlastungen ist die Wirkleistungsregelung jedoch die einzige effektive Option

Regelungsoptionen im Niederspannungsnetz – Direkte Spannungsregelung

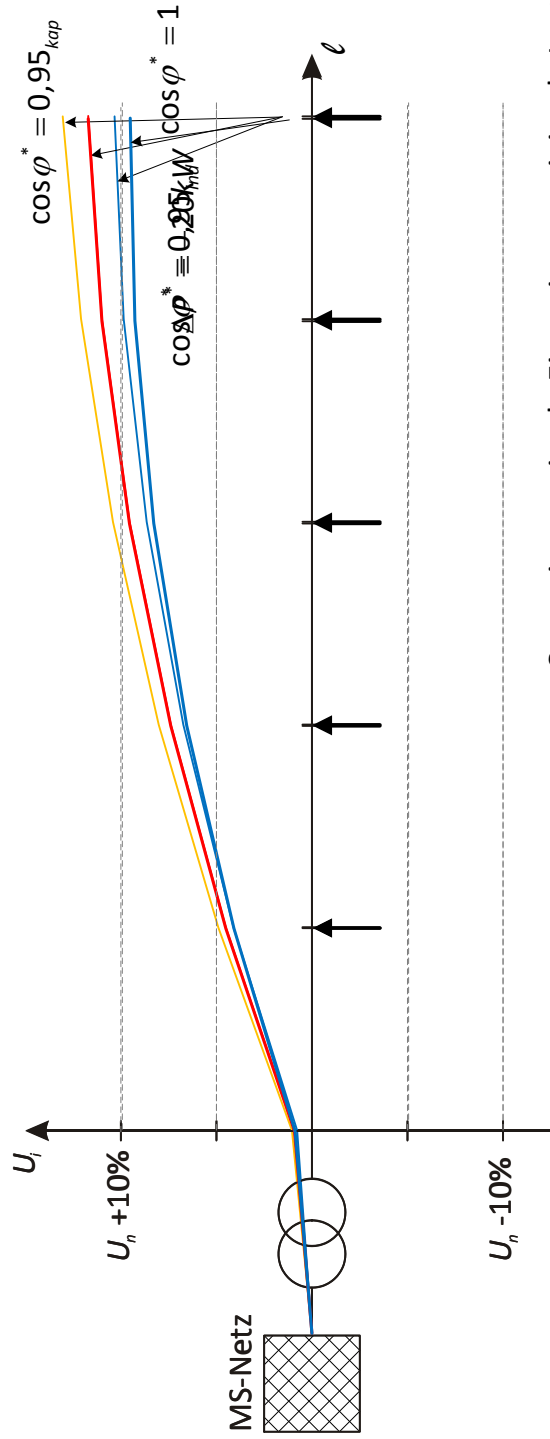
- regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT)
- dezentrale Spannungsregler (Längsregler)



Szenario: maximale Einspeisung, minimale Last

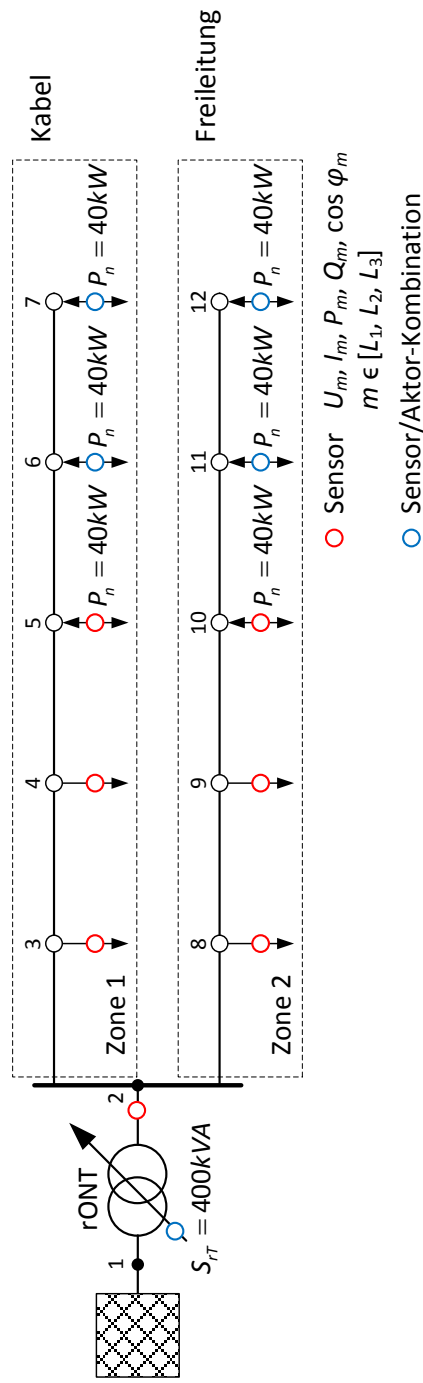
Regeloptionen im Niederspannungsnetz – Blind- und Wirkleistungsregelung

- Blindleistungsregelung eines Netzteilnehmers
- Wirkleistungsregelung eines Netzteilnehmers

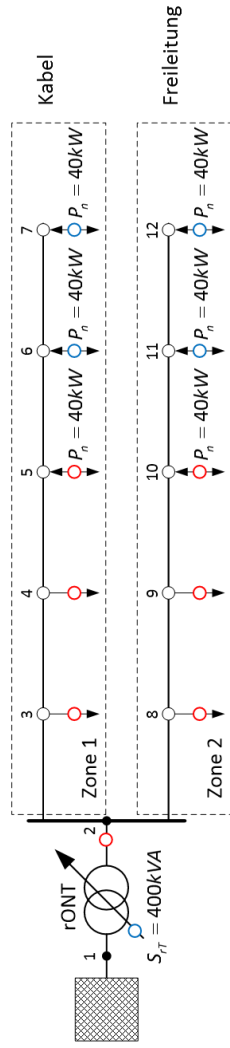


Szenario: maximale Einspeisung, minimale Last

Selektive Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen



Selektive Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen



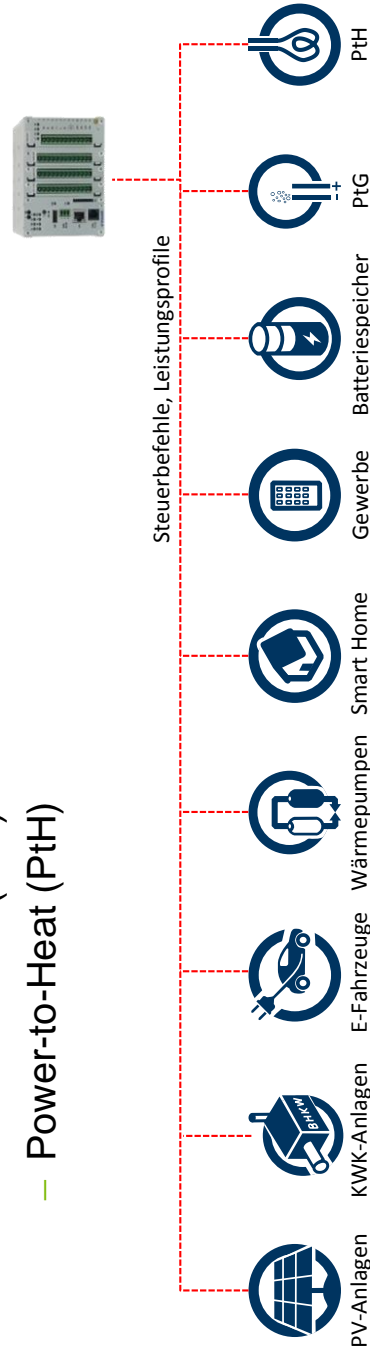
- **Anforderung:**
 - Identifikation der jeweils **geeignetsten Aktoren** zur Behebung einer spezifischen kritischen Netzsituation
- Einflussgrößen auf die Wirksamkeit eines Aktors:
 - Netztopologie
 - Position des Aktors im Netz
 - Stellbereich des Aktors
- Maximale Wirkung eines Regelungseingriffs aus Netzsicht und folglich minimale Beeinflussung von Netzteilnehmern
- Entschädigung des Netzteilnehmers für entgangene Einspeisevergütung durch den Netzbetreiber

Regelungsoptionen im Niederspannungsnetz – Blind- und Wirkleistungsregelung

Mögliche Aktoren zur Wirk-/ Blindleistungsregelung

- Dezentrale Einspeiser (PV-Anlagen, BHKW, ...)
- Elektrofahrzeuge (Steuerung der Ladeleistung)
- Steuerbare Lasten in Kundenanlagen
- Speicher (Netz-, Kundenspeicher)
 - Batteriespeicher
 - Power-to-Gas (PtG)
 - Power-to-Heat (PtH)

Verteilnetzautomatisierung



Beobachtbarkeit und Regelung von Verteilnetzen
Dr. Marcus Stözel

S28

iNES - Intelligentes Verteilnetzmanagement-System



F&E-Konsortium:

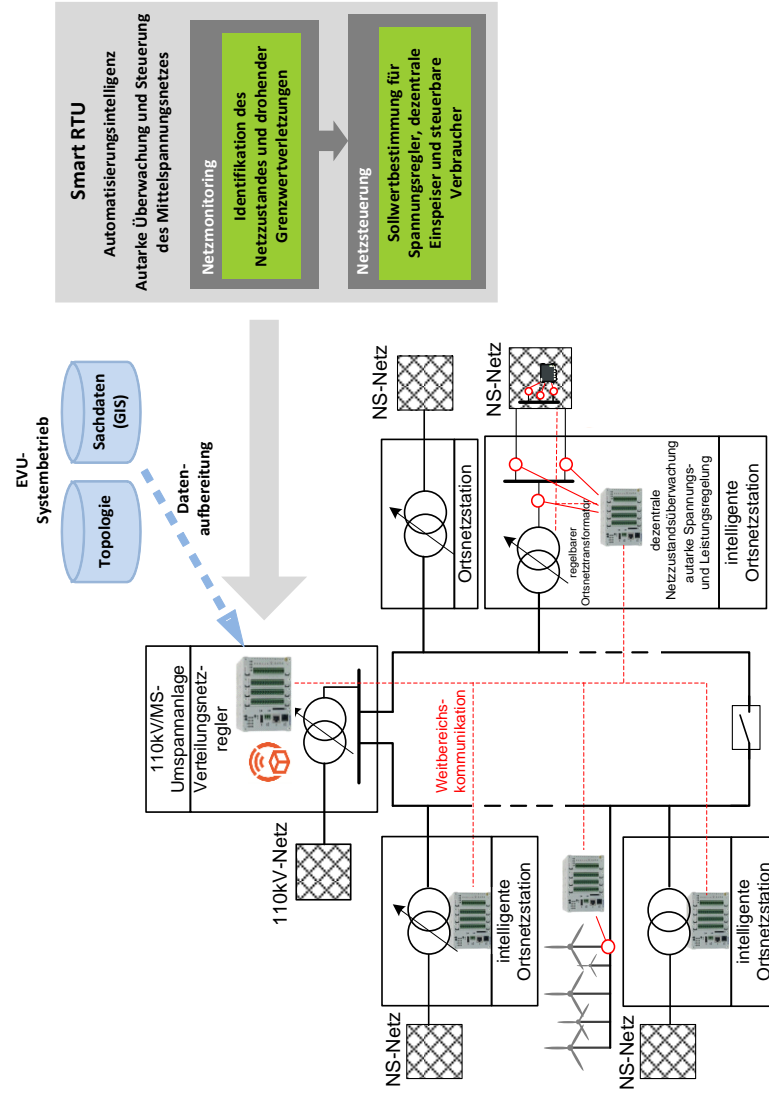


Beobachtbarkeit und Regelung von Verteilnetzen
Dr. Marcus Stözel

S29



Konzept der dezentralen Netzautomatisierung in Mittelspannungsnetzen



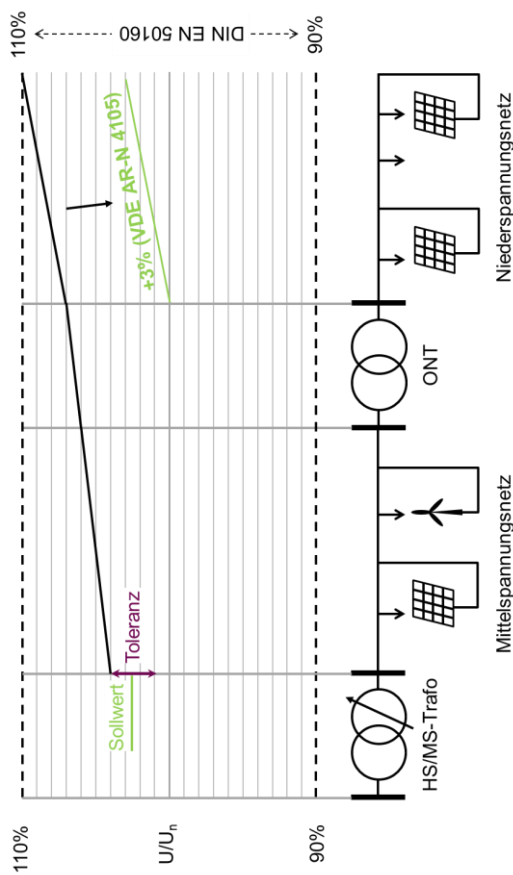
Beobachtbarkeit und Regelung von Verteilnetzen
 Dr. Marcus Stözel
 S30

Regelungsoptionen im Mittelspannungsnetz

- Mögliche Aktoren zur direkten Spannungsregelung
 - Trafostufensteller der speisenden 110-kV/MS-Transformatoren
 - MS-Längsregler
- Mögliche Aktoren zur Wirk- und Blindleistungsregelung
 - Dezentrale Einspeiser (PV-Anlagen, BHKW, ...)
 - Steuerbare Lasten in Kundenanlagen
 - Speicher (PtG, Batteriespeicher, ...)
- Weitere Möglichkeiten
 - Änderung und Anpassung des Schaltzustands (Topologieoptimierung)

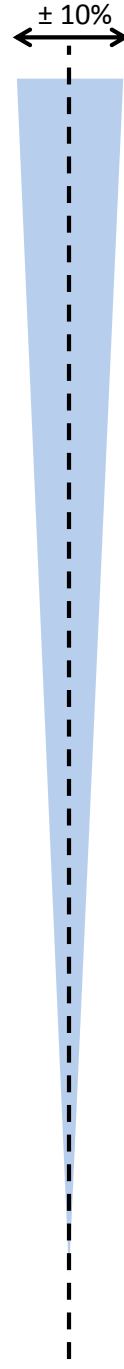
Herausforderungen bei der Spannungsregelung in Mittelspannungsnetzen

- Bei getrennter Betrachtung der Mittel- und Niederspannungsebene steht in der Mittelspannung nur ein sehr geringes Regelband zur Verfügung.
- Daraus ergibt sich die Anforderung an eine hohe Genauigkeit in der Zustandsschätzung der Netzspannung an den einzelnen Netzstationen.

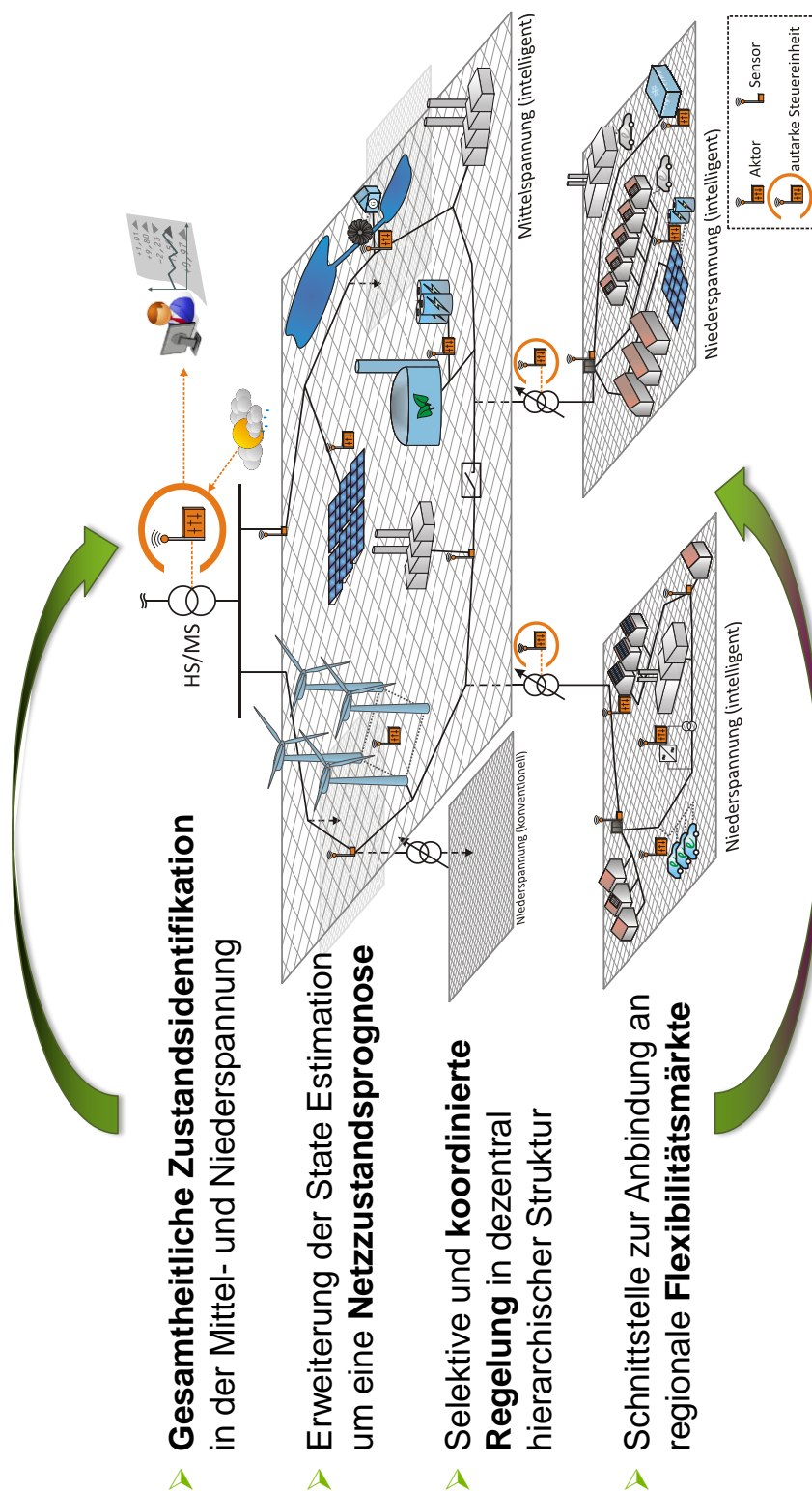


Bedarf für eine Spannungsebenen- übergreifende Regelung

- Mittel- und Niederspannungsnetze beeinflussen sich gegenseitig (insb. ohne rONT)
- Es ist ein gemeinsames Spannungsband einzuhalten (90% $U_n \leq U \leq 110\% U_n$)



Ansatz: Verteilnetzebene als „Einheit“



➤ **Gesamtheitliche Zustandsidentifikation**
in der Mittel- und Niederspannung

➤ Erweiterung der State Estimation
um eine **Netzstatusprognose**

➤ **Selektive und koordinierte
Regelung** in dezentral
hierarchischer Struktur

➤ Schnittstelle zur Anbindung an
regionale **Flexibilitätsmärkte**

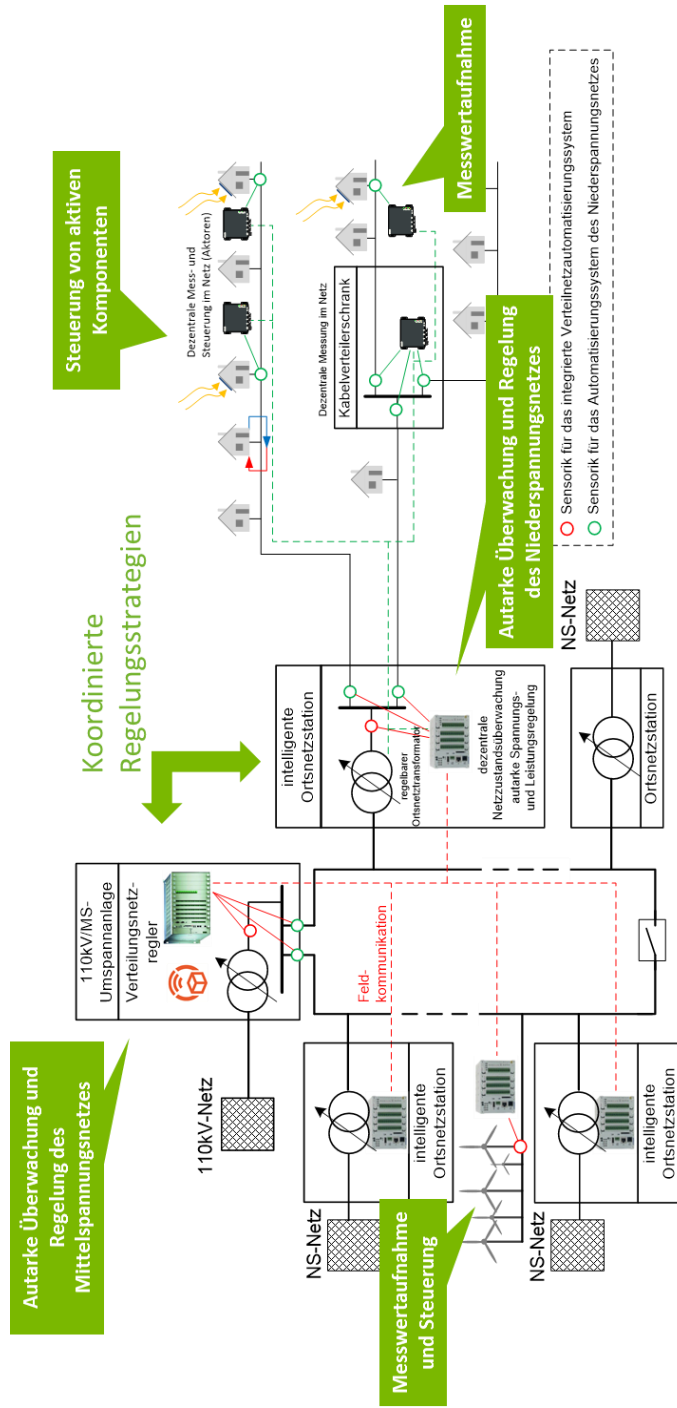
Beobachtbarkeit und Regelung von Verteilnetzen
Dr. Marcus Stözel

S34



BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL

Systemarchitektur



- Autarker Regler für Mittelspannungsautomatisierung im HS/MS-Umspannwerk
- Einbindung bereits vorhandener Sensoren und Aktoren im Umspannwerk und im Netz
- NS-Automatisierungssystem verhalten sich aus Sicht des MS-Systems wie Sensoren und Aktoren (Kaskade)

Beobachtbarkeit und Regelung von Verteilnetzen
Dr. Marcus Stözel

S35



BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL

Koordination: 3-stufiges Hierarchiekonzept

Hierarchisch (koordiniert)

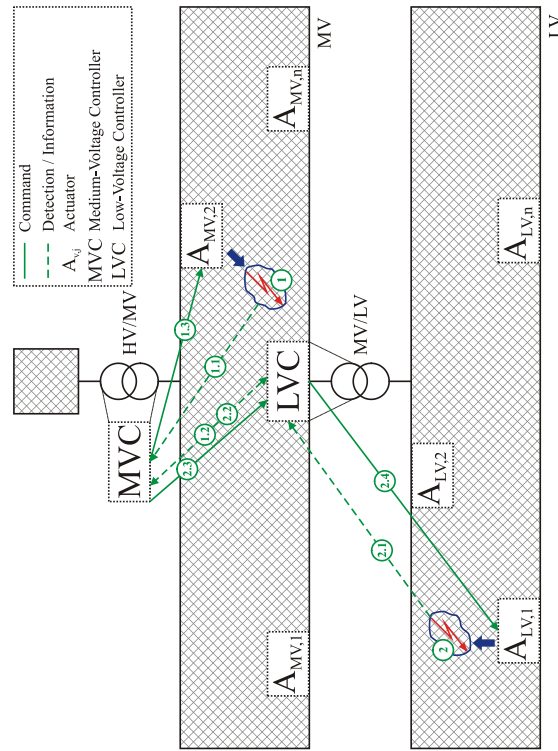
- zentralisierte Intelligenz (MS)
- Master/Slave-Architektur

Kooperativ (koordiniert)

- optionale Spannungsebenen-Interaktion
- Bidirektionale Bedarfs-/Sollwertanfrage

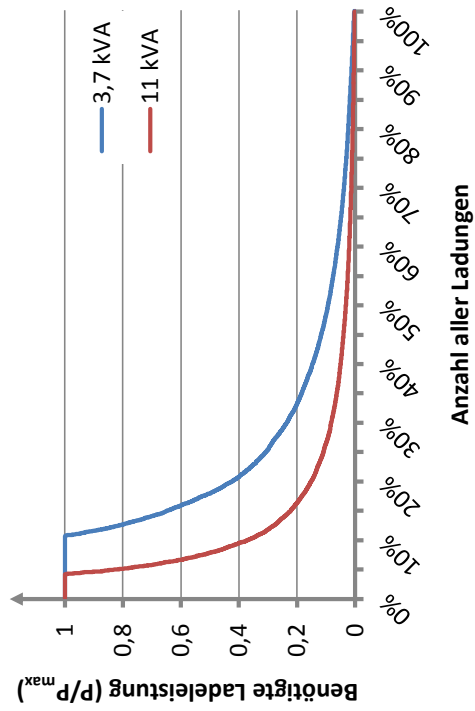
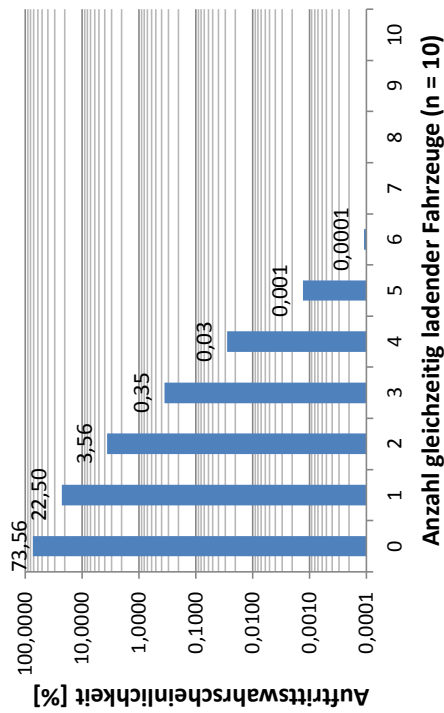
Autark (lokal-fokussiert)

- Indirekte übergreifende Einflussnahme
- keine Kommunikation (Fallback-Strategie)



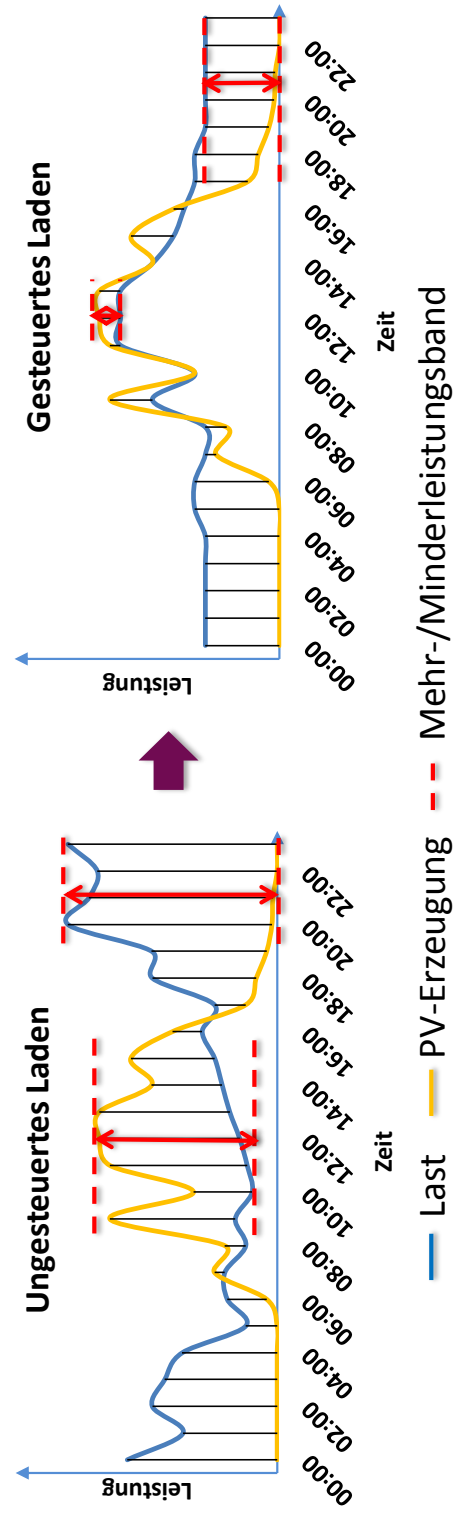
Intelligentes Lademanagement Mobilitätsverhalten

- Hohe Gleichzeitigkeiten treten sehr selten auf
→ Netzausbau unwirtschaftlich
- Gesamte Ladeleistung wird nur sehr selten benötigt
→ Hohes Flexibilitätspotential



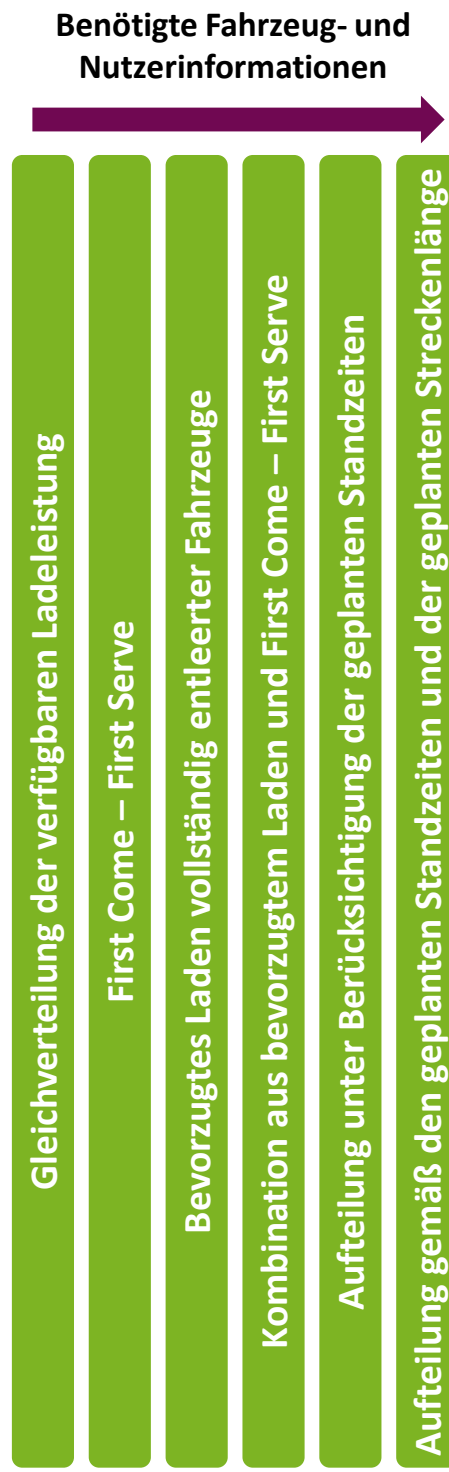
Intelligentes Lademanagement Anforderungen

- Kritische Netzzustände beheben bzw. verhindern
- Optimiertes Zusammenwirken mit Erneuerbaren Energien
- Nutzeroauswirkungen minimieren
- Kosteneffizienz

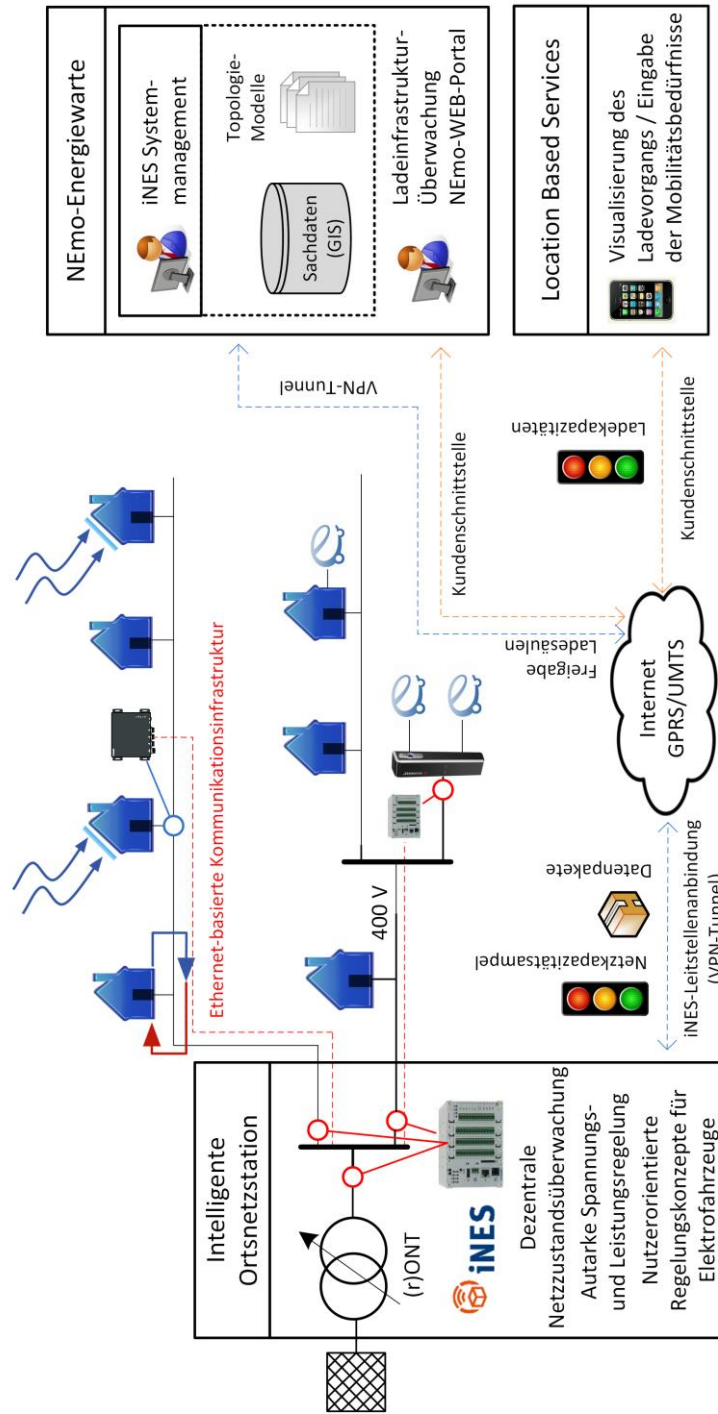


Intelligentes Lademanagement Diskriminierungsfreiheit und Nutzeroptimierung

- Die Regelung der Ladeleistung verursacht direkte negative Auswirkungen (Ladung verzögert sich)
- Diese Auswirkungen müssen zur Akzeptanzsteigerung **minimiert** und **diskriminierungsfrei** verteilt werden



Intelligentes Lademanagement State of the Art



Beobachtbarkeit und Regelung von Verteilnetzen
Dr. Marcus Stöitzel

S40



Smart Grid. Quo vadis?



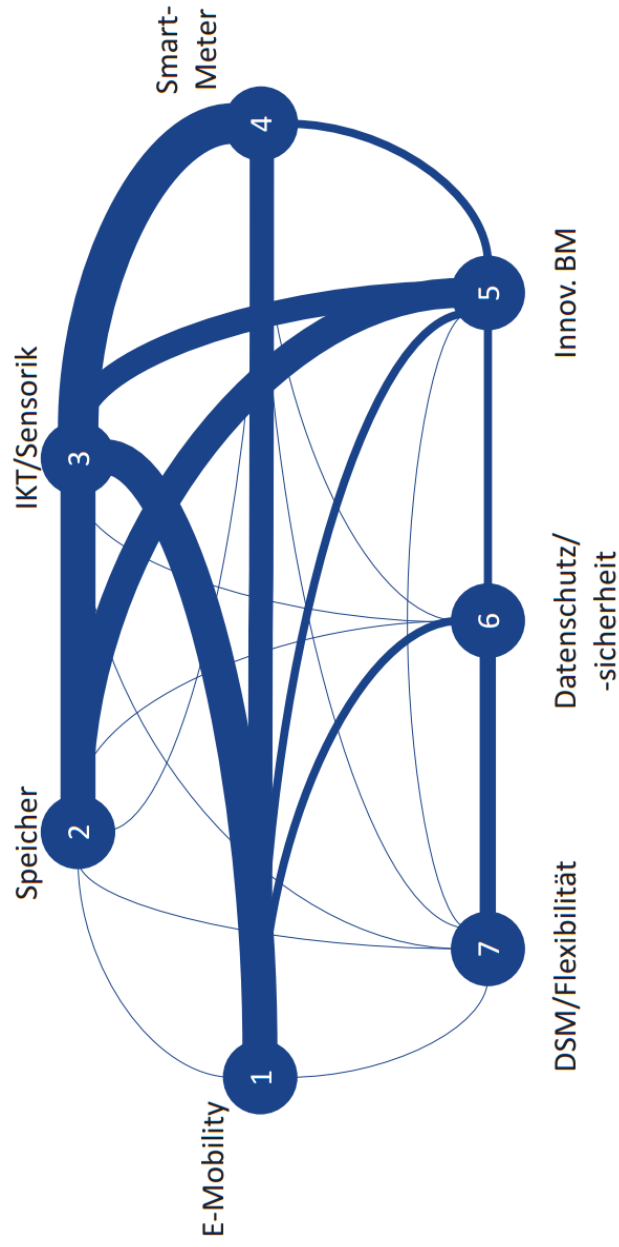
BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL

Beobachtbarkeit und Regelung von Verteilnetzen
Dr. Marcus Stözel

S42

Smart Grid Entwicklung

Vernetzung der Forschungsthemen

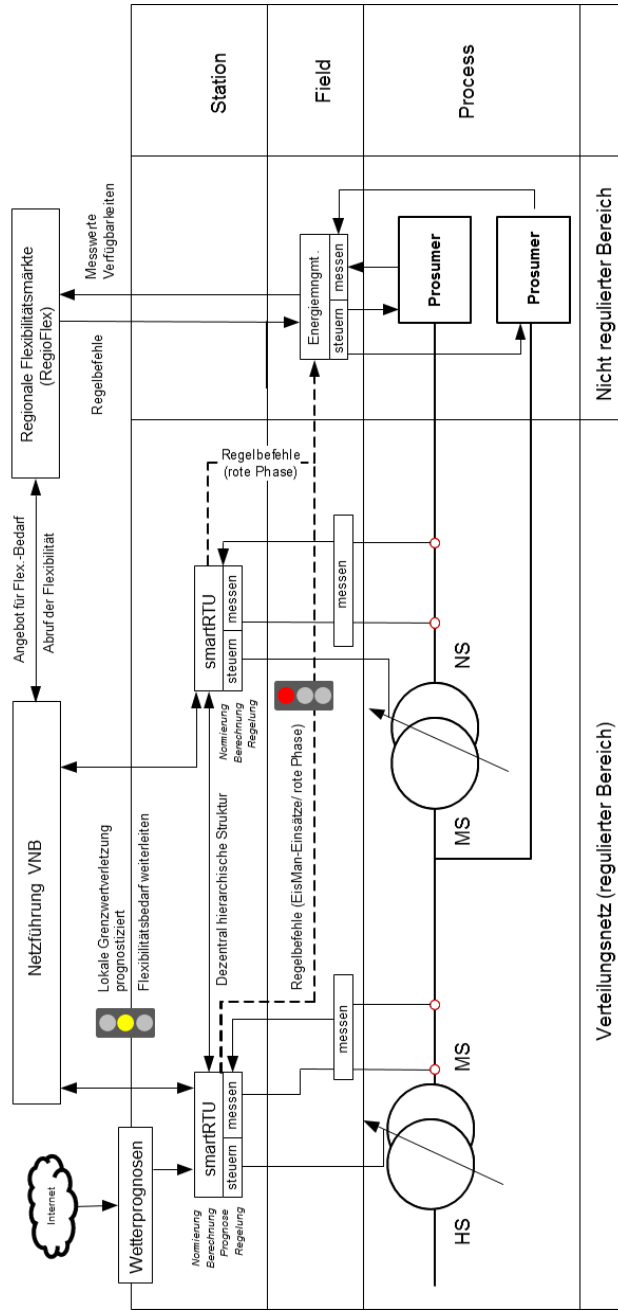


Quelle: Metastudie Smart Grid, BDEW

Zukünftige Applikationen (1)

- Prognose der Netzzustands (zukünftige Grenzwertverletzung) als notwendiger Baustein für regionale Flexibilitätsmärkte

Smart Market Ready



- Datenbasis und netzseitige Schnittstelle für die Entstehung regionaler Flexibilitätsmärkte
- Ausgestaltung der „gelben Ampelphase“ (BDEW Ampelkonzept)

Beobachtbarkeit und Regelung von Verteilnetzen
 Dr. Marcus Stözel

S45



BERGISCHE
 UNIVERSITÄT
 WUPPERTAL

Zukünftige Applikationen (1)

- Prognose der Netzzustands (zukünftige Grenzwertverletzung) als notwendiger Baustein für regionale Flexibilitätsmärkte
- Automatische Erkennung/ Einbindung von neuen dezentralen Einspeisern und leistungsintensiven Verbrauchern (z.B. Elektrofahrzeuge)
- Probabilistische Topologieerkennung

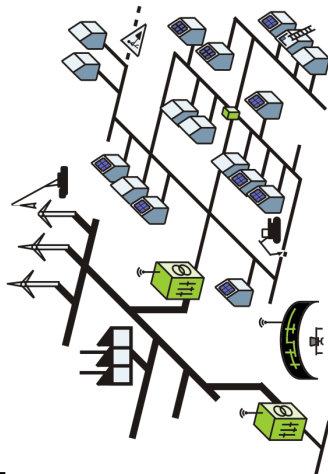
Plug&Automate – Wegbereiter für eine flächendeckende Verteilnetzautomation

- Derzeitige Systeme erfordern eine umfangreiche Projektierung und benötigen eine Vielzahl von statischen Parametern
- Projektierung und Inbetriebnahme:
 - Nicht vorhandene bzw. fehlerhafte statische Werte
- Änderungen der Parameter durch:
 - Umschaltmaßnahmen im Netz
 - Installation von neuen dezentralen Einspeisern bzw. Repowering
 - Verändertes Lastverhalten (Leistung & Profil)
- Manuelle Konfiguration/Aktualisierung der Parameter aufwendig und fehleranfällig



Green Access – Plug&Automate-Fähigkeiten für die Verteilnetzautomation

- Integration in ein übergeordnetes Automatisierungskonzept
- Reduktion der benötigten statischen Parameter
- Erweiterung der Überwachungs- und Regelungsalgorithmen:
 - Automatische Ermittlung von Topologieänderungen
 - Automatische Erkennung/Einbindung zusätzlicher dezentraler Einspeiser und leistungsstarker Verbraucher
- Aufwandsreduzierung
 - Projektierung
 - Installation
 - Dynamische Re-Konfiguration



STROMNETZE

Forschungsinitiative der Bundesregierung

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Beobachtbarkeit und Regelung von Verteilnetzen
Dr. Marcus Stözel

S48

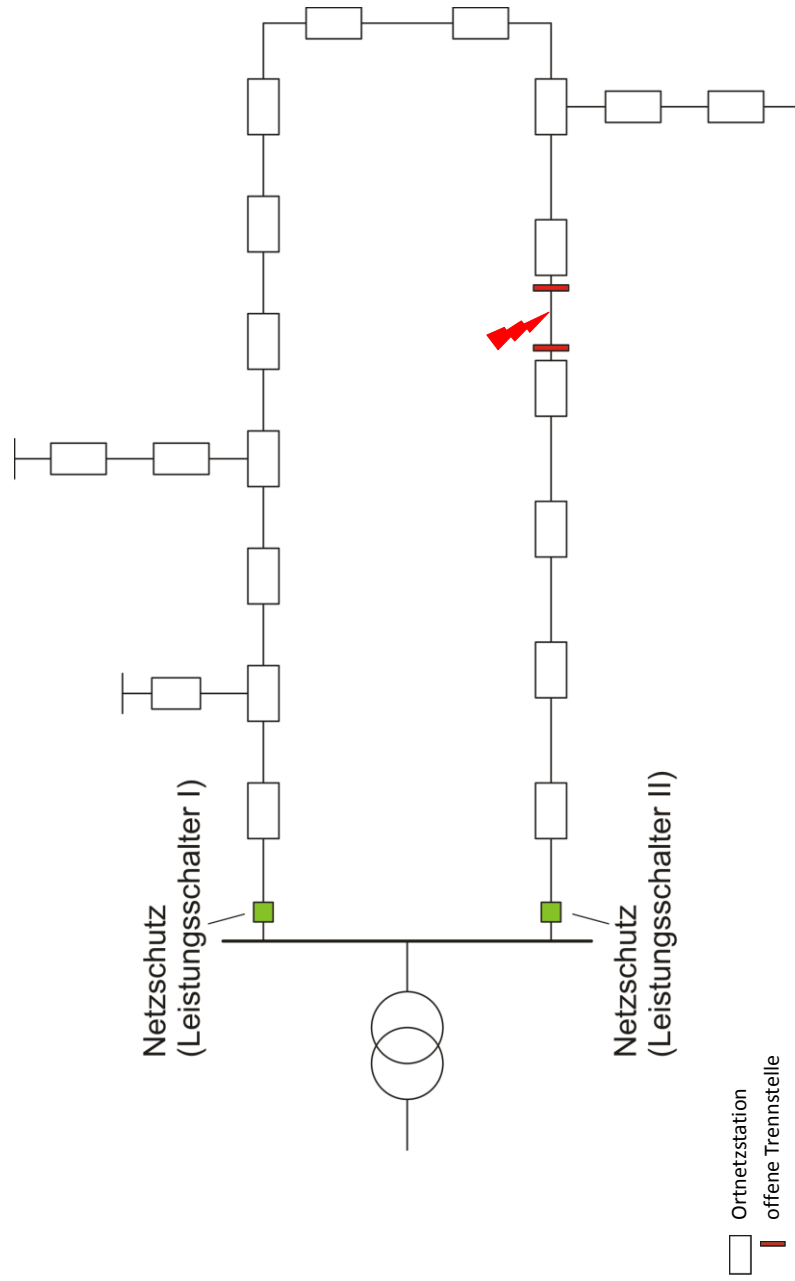
Zukünftige Applikationen (1)

- Prognose der Netzstatus (zukünftige Grenzwertverletzung) als notwendiger Baustein für regionale Flexibilitätsmärkte
- Automatische Erkennung/ Einbindung von neuen dezentralen Einspeisern und leistungsintensiven Verbrauchern (z.B. Elektrofahrzeuge)
- Probabilistische Topologieerkennung
- Aktives Blindleistungsmanagement (z.B. Q@night)
- Spannungsqualitätsmessung (Flickerpegel, Oberschwingungen, Unsymmetrien usw.)
- Inselnetzbetrieb (μ Leitstelle im Inselnetz)

Zukünftige Applikationen (2)

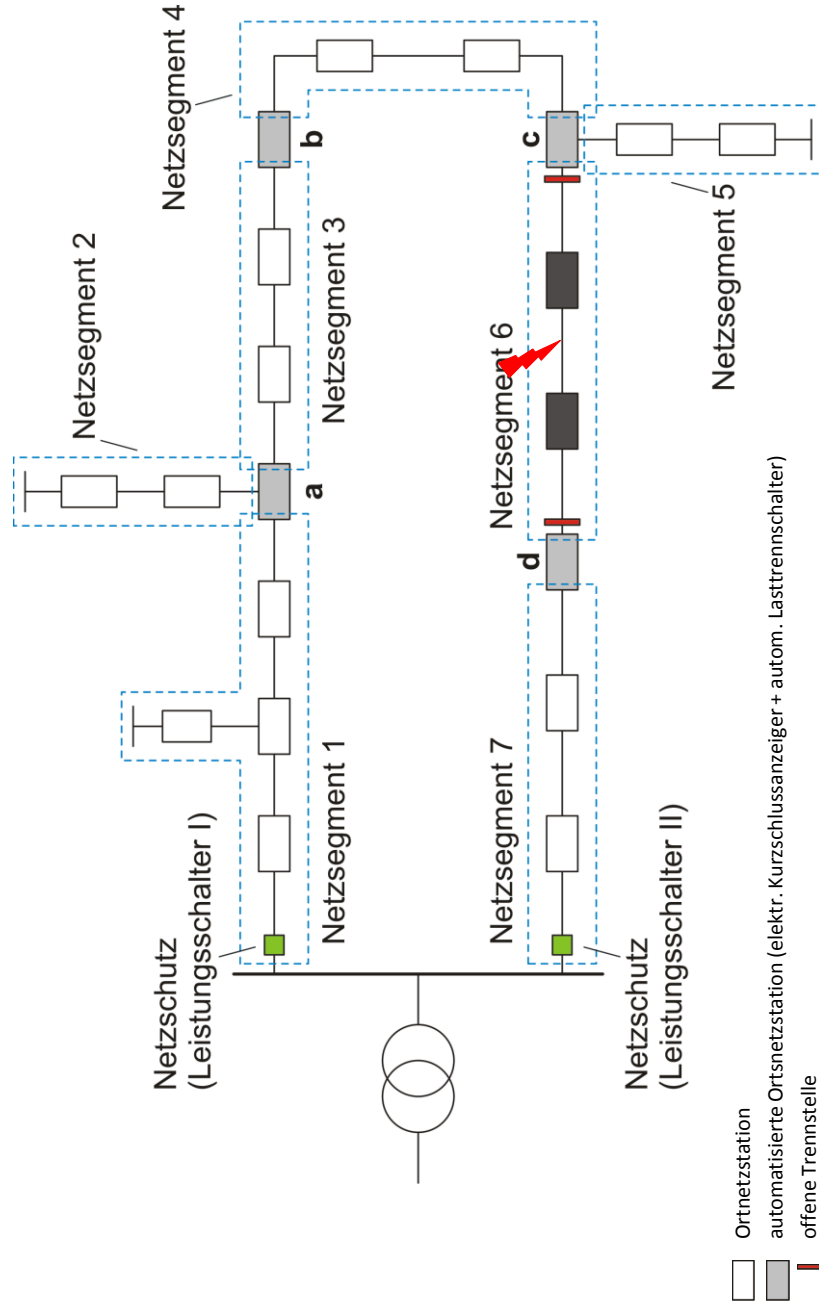
- Optimierung der Netztopologie und adaptive Schutzanpassung
 - Erhöhung der Netzeinspeisekapazität
 - Verlustminimierung
- Leistungsflusssteuerung mittels flexibler Drehstromübertragungssysteme (FACTS)
- Erkennung von Netzfehlern in Mittel- und Niederspannungsnetzen (Integration von Smart Metern, proaktive Störfallkommunikation)
- Intelligentes Störungsmanagement („Self-healing Grid“)

Klassisches Entstörungsverfahren ohne intelligente Ortsnetzstation



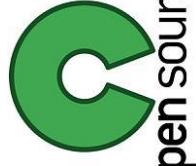
Intelligentes Störungsmanagement

Self-healing Grid



Zukünftige Applikationen (2)

- Optimierung der Netztopologie und adaptive Schutzanpassung
 - Erhöhung der Netzeinspeisekapazität
 - Verlustminimierung
- Leistungsflusssteuerung mittels flexibler Drehstromübertragungssysteme (FACTS)
- Erkennung von Netzfehlern (Integration von Smart Metern, proaktive Störfallkommunikation)
- Intelligentes Störungsmanagement („Self-healing Grid“)
- Sektorenkopplung (Strom, Gas, Wärme, Verkehr)
- Offene Systemplattformen ► Open Source



Agent.HyGrid – iNES als Energie-Agent

- Schaffung einer hardwareunabhängigen Softwarelösung
 - Zur Zeit unterschiedliche, proprietäre Smart Grid-Lösungen
 - Hindern gemeinsames Voranschreiten der Energiewende
 - Agent.HyGrid als nachhaltige Entwicklung auf Basis einer leistungsstarken Open-Source-Plattform (JADE)
- Aufbau hybrider Systeme
 - Dezentralisierung der Intelligenz
 - Nahtloser Übergang von Simulation zu Realität
 - Kopplung unterschiedlicher Energieformen (Strom, Gas, Wärme)
 - Integration Smart-Home-Automation
- iNES in Form eines Multiagentensystems
- Netzstatusprognose

Agent.HyGrid – Agentenbasierte Leistungsflussberechnungen

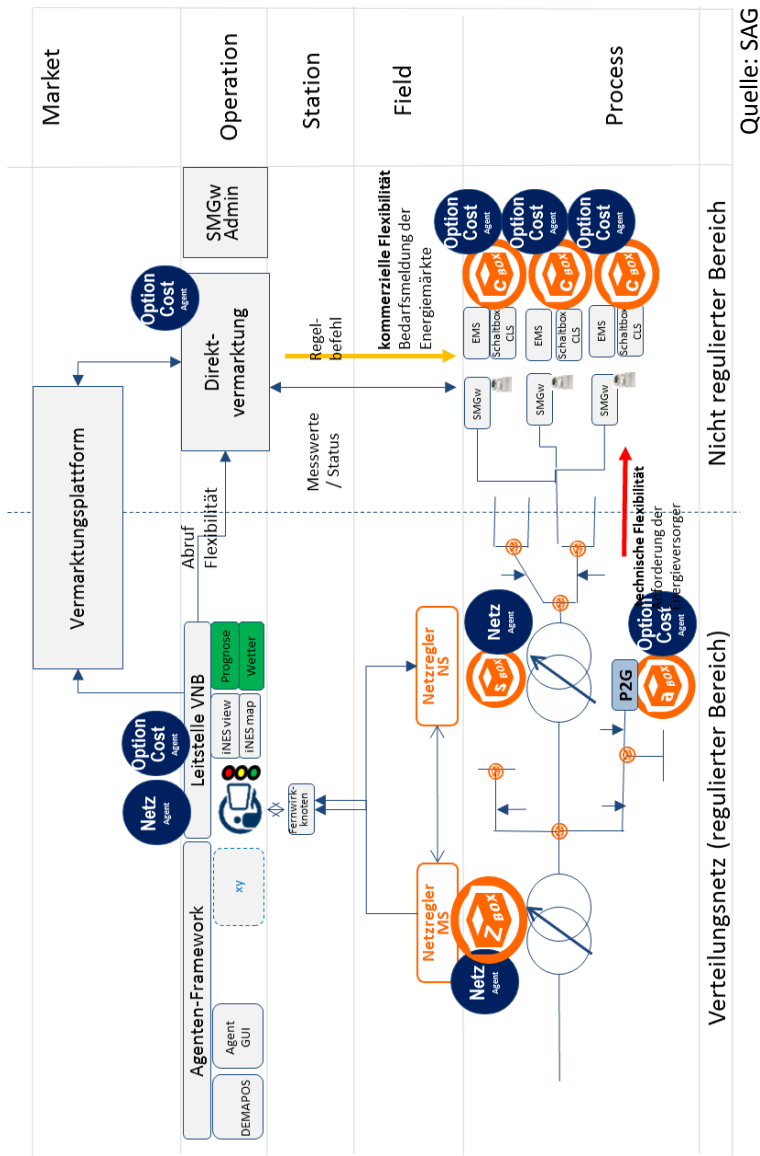
- Bildung autarker Netzgebiete
- Jedes Netzgebiet wird einem Agenten (Netzbezirksagent) zugeordnet
- Jeder Netzbezirksagent kann sein Netzgebiet überwachen
- Partielle Leistungsflussberechnung

Vorteile:

- Parallele Zustandsberechnung wesentlich schneller
- Dezentralisierung der Intelligenz
- Autarkie bei Ausfall der Kommunikation (Fallback-Strategie)
- Kooperative Regelstrategien



Multi-Agentennetz Agent.HyGrid: Ein System dezentraler Agenten mit lokalem Handlungsspielraum



Quelle: SAG

Verteilungsnetz (regulierter Bereich) | Nicht regulierter Bereich

Partner:



Beobachtbarkeit und Regelung von Verteilnetzen
Dr. Marcus Stöitzel

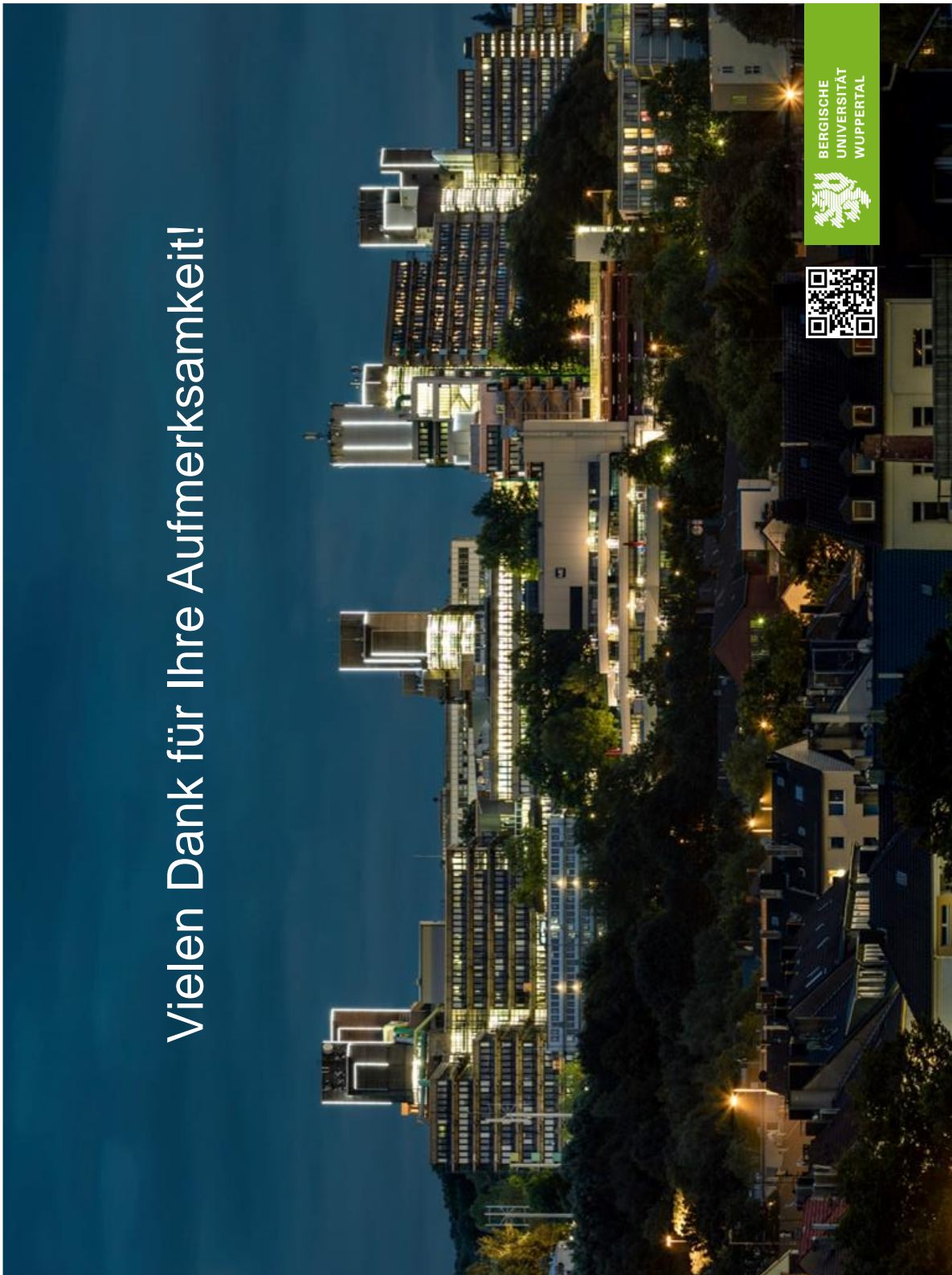
S56

Fazit



Quelle: Infineon, Forschungsprojekt "Energy To Smart Grid"

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL



Intelligente Verteilnetze in der Praxis

Dr.-Ing. Nils Neusel-Lange

SAG GmbH, Dortmund



Intelligente Verteilnetze in der Praxis



**BUW-Seminar „Smart Grids –
Planung und Betrieb intelligenter Verteilnetze“**

17.10.2016 | Dr.-Ing. Nils Neusel-Lange

Zur Person: Nils Neusel-Lange



Persönliche Daten

- Alter: 30
- Wohnhaft in Wuppertal
- verheiratet, 2 Töchter
- Hobbies: Basketball, Golf, Wintersport

Beruflicher Werdegang

- 01/2007 – 08/2011: Prokurist im Familienunternehmen
- 09/2011 – 09/2013: Bergische Universität Wuppertal, wissenschaftlicher Mitarbeiter
- 10/2013 – 06/2015: Bergische Universität Wuppertal, Forschungsgruppenleiter
- 07/2015 – 12/2015: SAG GmbH, CeGIT, Servicebereichsleiter Smart Grids
- seit 01/2016: SAG GmbH, CeGIT, Leiter Produkt- und Innovationsmanagement

Ausbildung

- 10/2005 – 08/2011: Studium Elektrische Energietechnik und Wirtschaftsingenieurwesen
- 09/2011 – 10/2013: Promotion zum Doktor-Ingenieur an der BUW

Kompetenzen

- Projektmanagement, Netzberechnung, Netzplanung, Automatisierungstechnik, mathematische Modellierung, regenerative Energien, Hochspannungstechnik, Instandhaltung, Asset Management, Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Agenda



- 1. Kurzvorstellung SAG & CeGIT**
- 2. Motivation: Veränderungsprozess im Verteilnetz**
- 3. Vorstellung Systemlösung iNES**
 - Systemkonzept
 - State Estimation im Verteilnetz
 - Regelungsstrategien für Verteilnetze
 - Smart-Grid-Leitstelle: iNES map & iNES view
- 4. Praxiserfahrungen aus Referenzprojekten**
 - Vermiedener Netzausbau
 - Engineering-Herausforderungen
 - Zuverlässigkeitsaspekte
- 5. Spitzenkappung**
- 6. Ausblick**

Kurzprofil SAG-Unternehmensgruppe

Ihr Partner für die energietechnische Infrastruktur



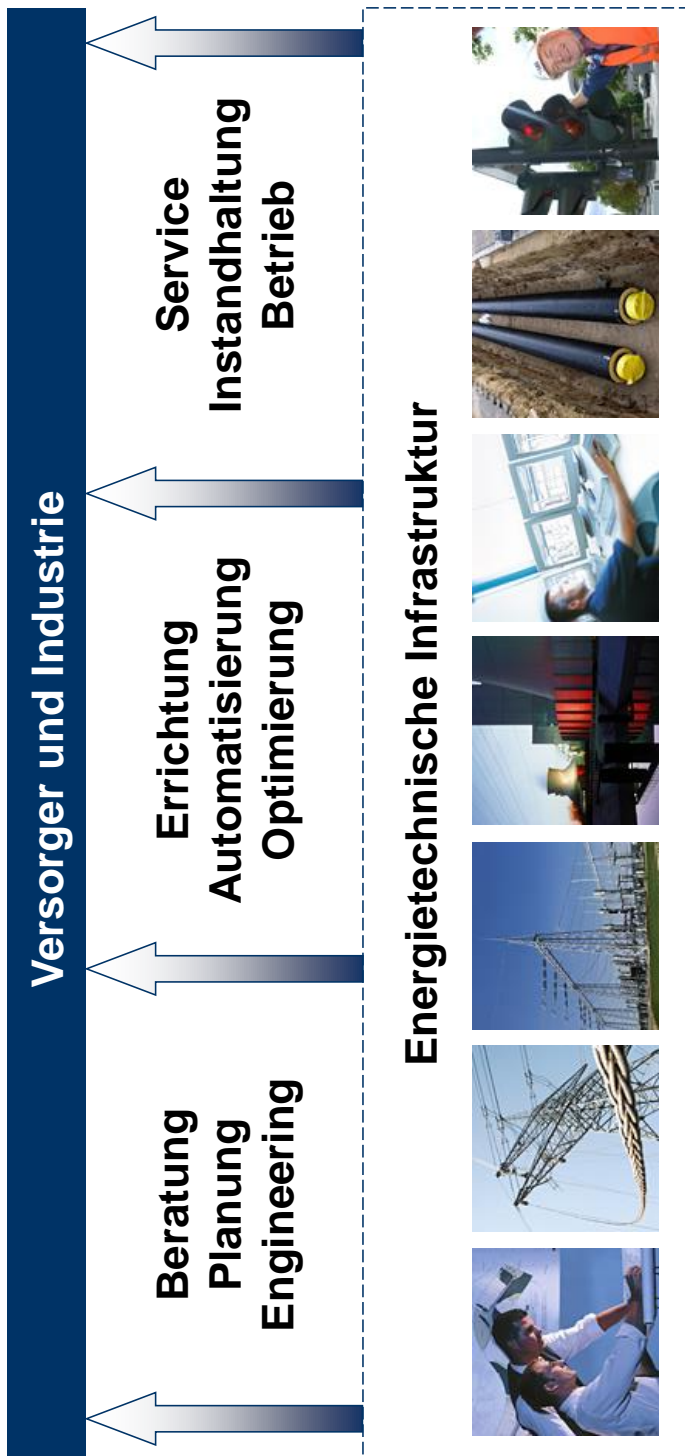
- **Geschäftsbereich Services**
 - Planung, Errichtung, Instandhaltung
 - Elektrische Netze, Rohrleitungs- und Kommunikationsnetze, GDRM-Anlagen
 - Elektroinstallationen in Kraftwerks- und Industrieanlagen
 - IT Lösungen für Asset-, Instandhaltungs- und Freileitungsmanagement
- **Geschäftsbereich Hochspannungsprojekte**
 - Planung, Lieferung, Bau und Montage von Hochspannungs-Freileitungen
 - Planung, Lieferung, Errichtung, Instandhaltung von HS- und MS-Schaltanlagen, Eigenbedarfsanlagen
 - Schadensanalyse / Sanierungskonzepte, Anlagenbewertung (VTZ)
- **Geschäftsbereich Gas & Offshore**
 - Pipelinebau / Rohrleitungsbau aller Dimensionen, Druckstufen und Materialien in kompl. Leistungserbringung

Jahr	2014
Umsatz (in M€)	1.233
Deutschland	916
Europa (ohne DE)	317
Mitarbeiter	8.211
Standorte	> 100

JAHRE AM NETZ

Umfangreiches Serviceangebot der SAG

im Bereich energietechnischer Infrastruktur



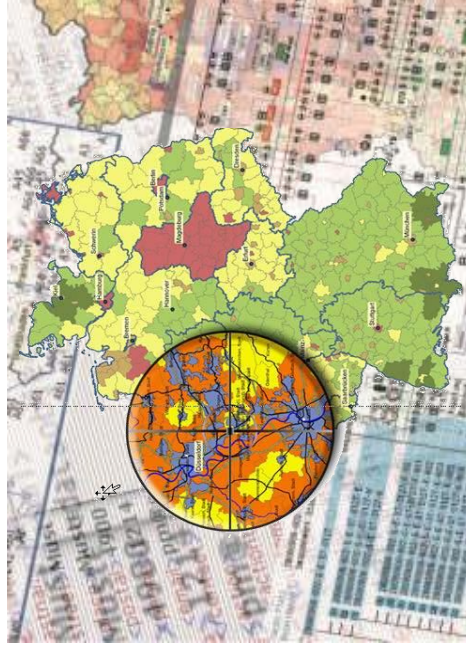
Kurzprofil SAG CeGIT

Lösungen für die Energiewirtschaft



- **Projektiertung & Trassierung**
Genehmigungsplanung, technische Planung, Trassierungsvermessung und Dokumentation von Mittel- und Hochspannungsleitungen sowie Gas- und Wassernetzen
- **Smart Grid Services**
Intelligente, spannungsübergreifende Verteilnetzautomatisierung und intelligente Netzplanung
- **Netzdatenmanagement & Geodaten Services**
Beratung und Analyse zur Qualifizierung und Nutzung von Geo-, Netz- und Anlagendaten
- **IT-Dienstleistungen und Systeme**
 - Hersteller und Lieferant für Geoinformationstechnologie
 - IT-Produkte für Asset-, Instandhaltungs- und Freileitungsmanagement orientiert an „Best Practice“ in der Energiewirtschaft
 - Beratung und Implementierung von IT-Systemen, Analyse bestehender System- und Schnittstellenstrukturen sowie Berücksichtigung spezifischer Anforderungen an die Datenhaltung

Jahr	2015
Umsatz (in M€)	42,8
Mitarbeiter	334



CeGIT Elevator Pitch

IT-Kompetenz für die Energiewende



- Mit **334 Mitarbeitern** an insgesamt **13 Standorten** in Deutschland bietet SAG CeGIT IT-gestützte Lösungen in folgenden Themenfeldern:
 - Planung von Energieleitungen
 - Asset- und Netzdatenmanagement
 - Betriebsführung und Instandhaltung
 - Geoinformationssysteme
 - Engineering Sekundärtechnik
 - Smart Grids
- Jahrzehntelange Erfahrungen der SAG GmbH vom Aufbau bis zum Betrieb von Energieanlagen und -netzen sind Basis unserer Lösungen, die **Wettbewerbs- und Zukunftsfähigkeit** von Stadtwerken, Netzbetreibern, Kommunen und Industriebetrieben nachhaltig garantieren.
- Unsere **Referenzen** und **Auszeichnungen** beweisen: Mit Lösungen der CeGIT setzen unsere Kunden auf hochqualitative Produkte und Dienstleistungen eines verlässlichen Partners.



6

17.10.2016

BUW-Seminar „Smart Grids“ | Dr. Niils Neusel-Lange



Unsere Standorte Nähe zum Kunden durch Flächenpräsenz

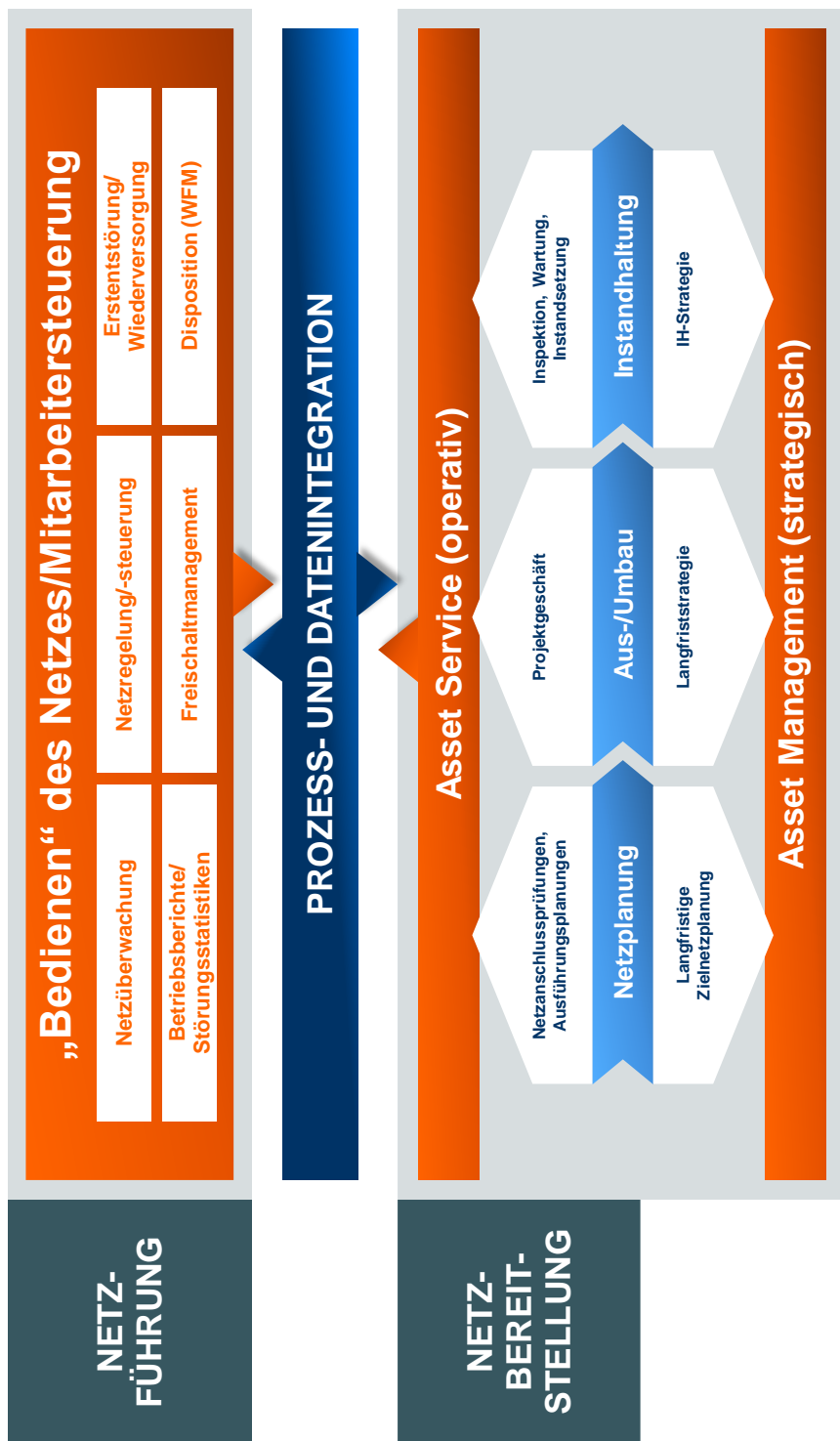


- 1 Headquarter Dortmund
- 2 Servicebüro Braunschweig
- 3 Servicebüro Wallenhorst
- 4 Servicebüro Essen
- 5 Servicebüro Cottbus
- 6 Servicebüro Trier
- 7 Servicebüro Ketsch
- 8 Servicebüro Ergolding
- 9 Servicebüro Oberhausen
- 10 Ramstein (Infograph GISMobil)



Unsere Motivation I

Aufgabenspektrum der Netzbetreiber

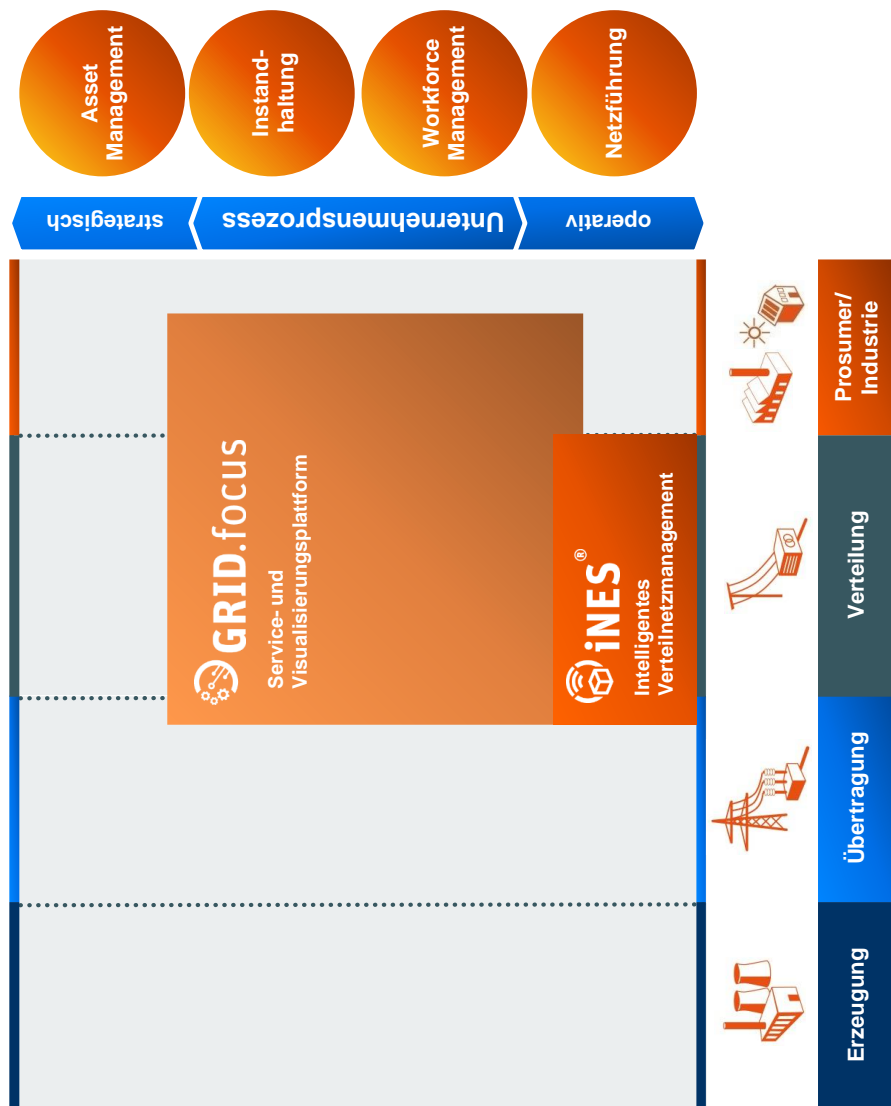


Unser Produkt- und Dienstleistungsportfolio



IT-Produkte	<ul style="list-style-type: none"> ○ Geoinformationssysteme ○ Systeme für technisches Anlagen- und Betriebsmanagement ○ Systeme zur zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung und Anlagenbewertung
IT-gestützte Dienstleistungen	<ul style="list-style-type: none"> ○ Planung von Energieleitungen (Projektionierung und Trassierung) ○ Objektivierete Zustandsbewertung ○ Intelligente Netzplanung ○ Sekundärtechnische Anlagenaufbereitung
Smart-Grid-Systemlösungen	<ul style="list-style-type: none"> ○ Dezentrale Verteilnetzautomatisierung ○ Service- und Visualisierungsplattformen für netzdienliche Mehrwertdienste ○ Smart-Grid-Leitsysteme

Produkt- und Dienstleistungsportfolio Smart-Grid-Systemlösungen

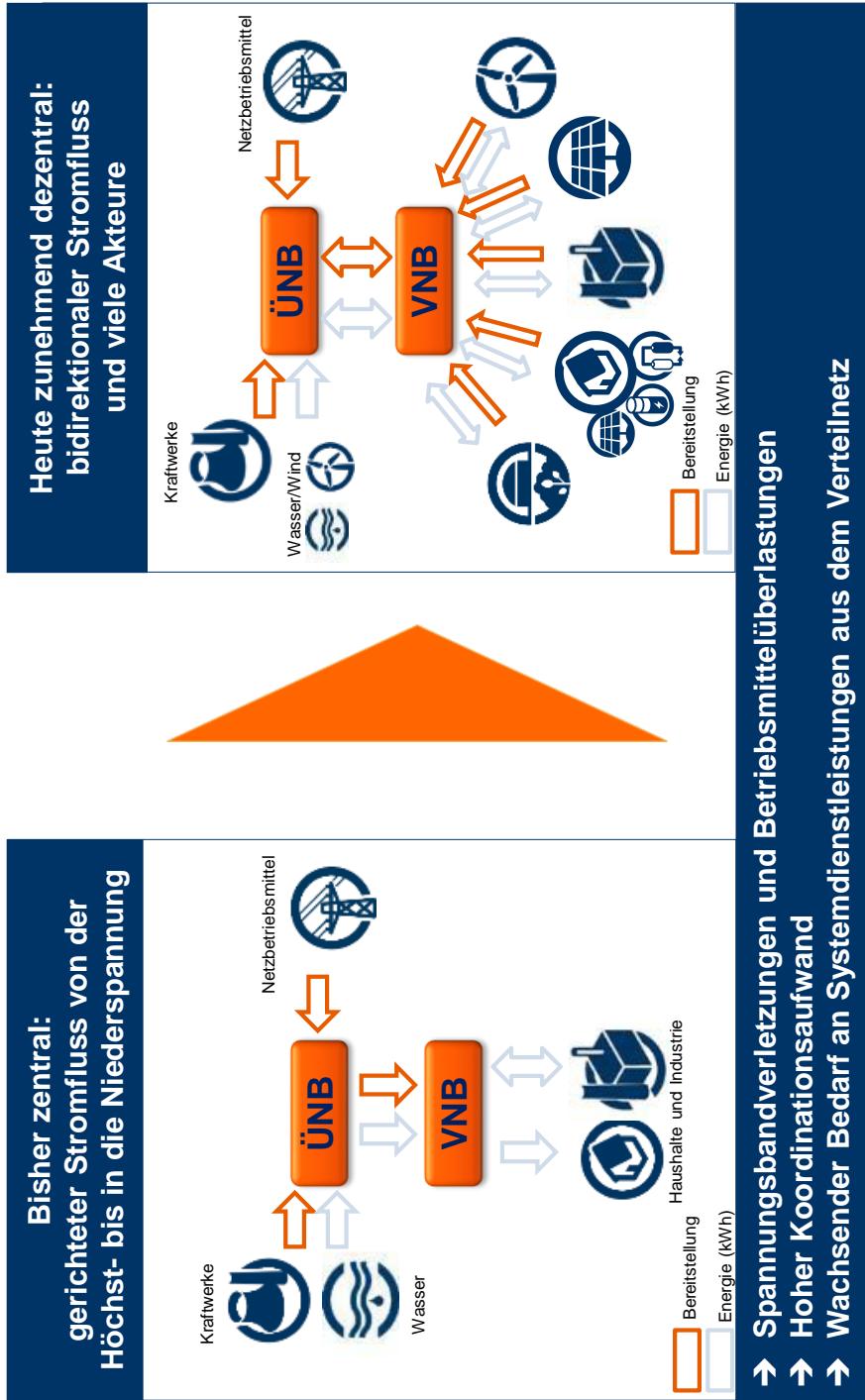
Agenda



1. Kurzvorstellung SAG & CeGIT
2. **Motivation: Veränderungsprozess im Verteilnetz**
3. Vorstellung Systemlösung iNES
 - Systemkonzept
 - State Estimation im Verteilnetz
 - Regelungsstrategien für Verteilnetze
 - Smart-Grid-Leitstelle: iNES map & iNES view
4. Praxiserfahrungen aus Referenzprojekten
 - Vermiedener Netzausbau
 - Engineering-Herausforderungen
 - Zuverlässigkeitsaspekte
5. Spitzenkappung
6. Ausblick

Veränderungsprozess im Verteilnetz

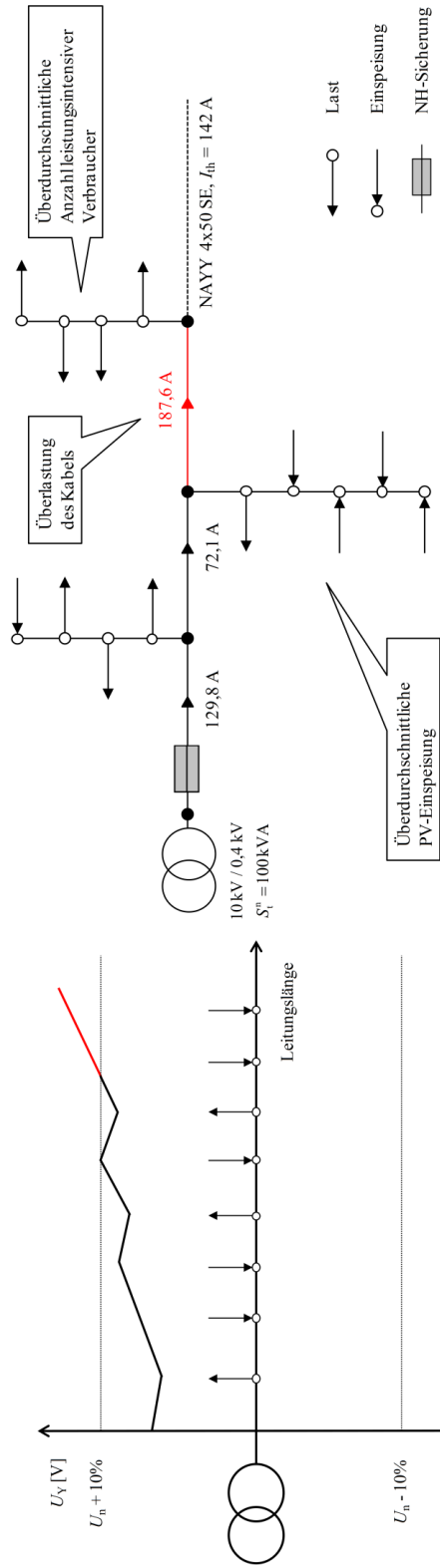
Dezentrale Einspeisung führt zu „Flächenkraftwerken“



Auswirkungen der Energiewende Herausforderungen im Verteilnetz

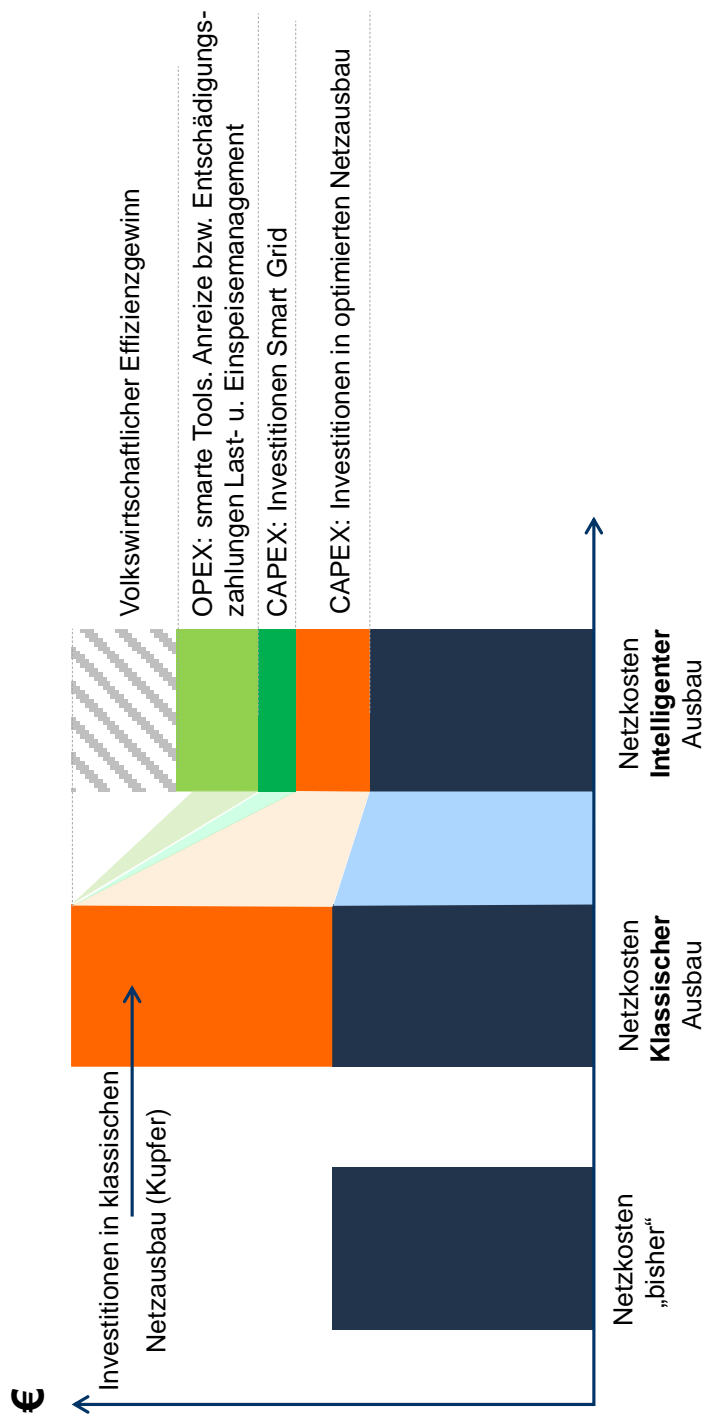


- Zunehmende Penetration der Ortsnetze mit DEA
- Integration leistungsintensiver Verbraucher, z.B. E-Mobility, Wärmepumpen
- Mögliche technische Konsequenzen:
 - Invertierung des Leistungsflusses
 - Spannungsbandverletzungen
 - Überschreitungen der Betriebsmittelgrenzwerte



Lösungsansätze für den Netzbetreiber

Intelligenter Netzausbau

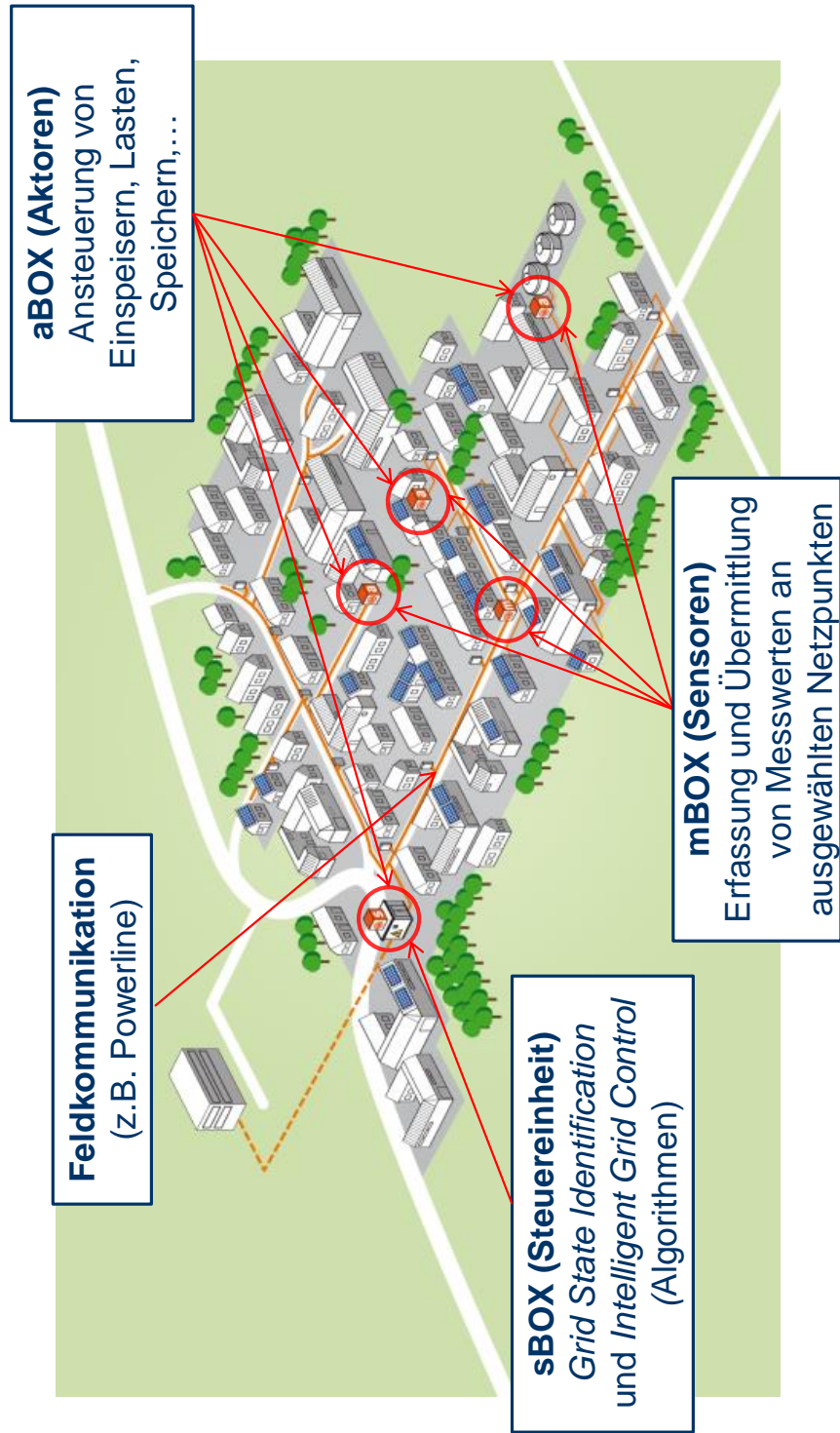
Agenda



1. Kurzvorstellung SAG & CeGIT
2. Motivation: Veränderungsprozess im Verteilnetz
3. **Vorstellung Systemlösung iNES**
 - Systemkonzept
 - State Estimation im Verteilnetz
 - Regelungsstrategien für Verteilnetze
 - Smart-Grid-Leitstelle: iNES map & iNES view
4. Praxiserfahrungen aus Referenzprojekten
 - Vermiedener Netzausbau
 - Engineering-Herausforderungen
 - Zuverlässigkeitsaspekte
5. Spitzenkappung
6. Ausblick



Die SAG-Lösung: iNES®
 Systemlösung zur dezentralen Automatisierung von MS- und NS-Netzen



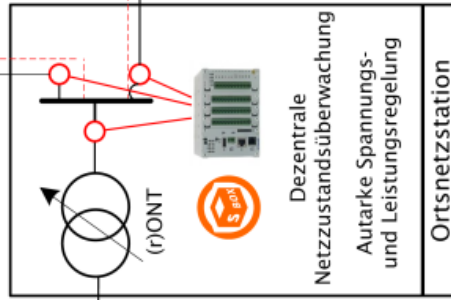
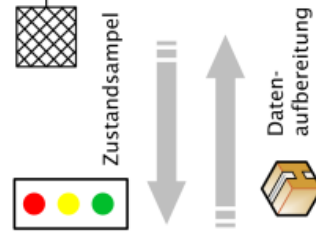
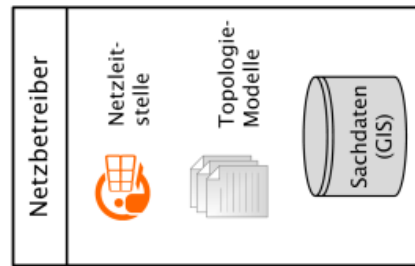
Die SAG-Lösung: iNES® Konzept und Funktionsweise



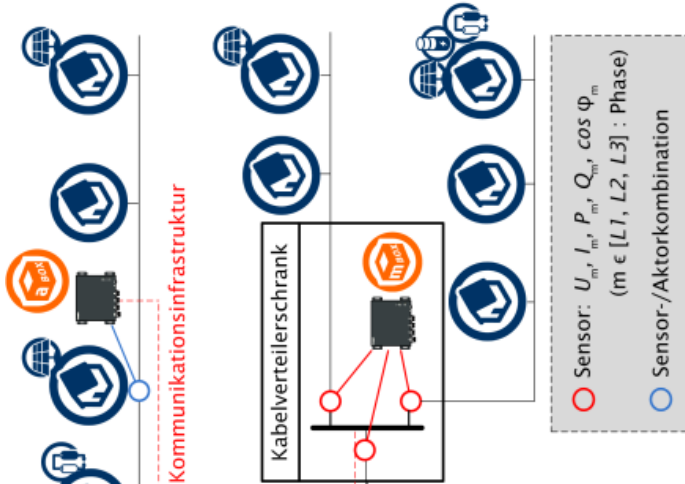
Service- und
Visualisierungsplattform



Leitsystem
Netzführung

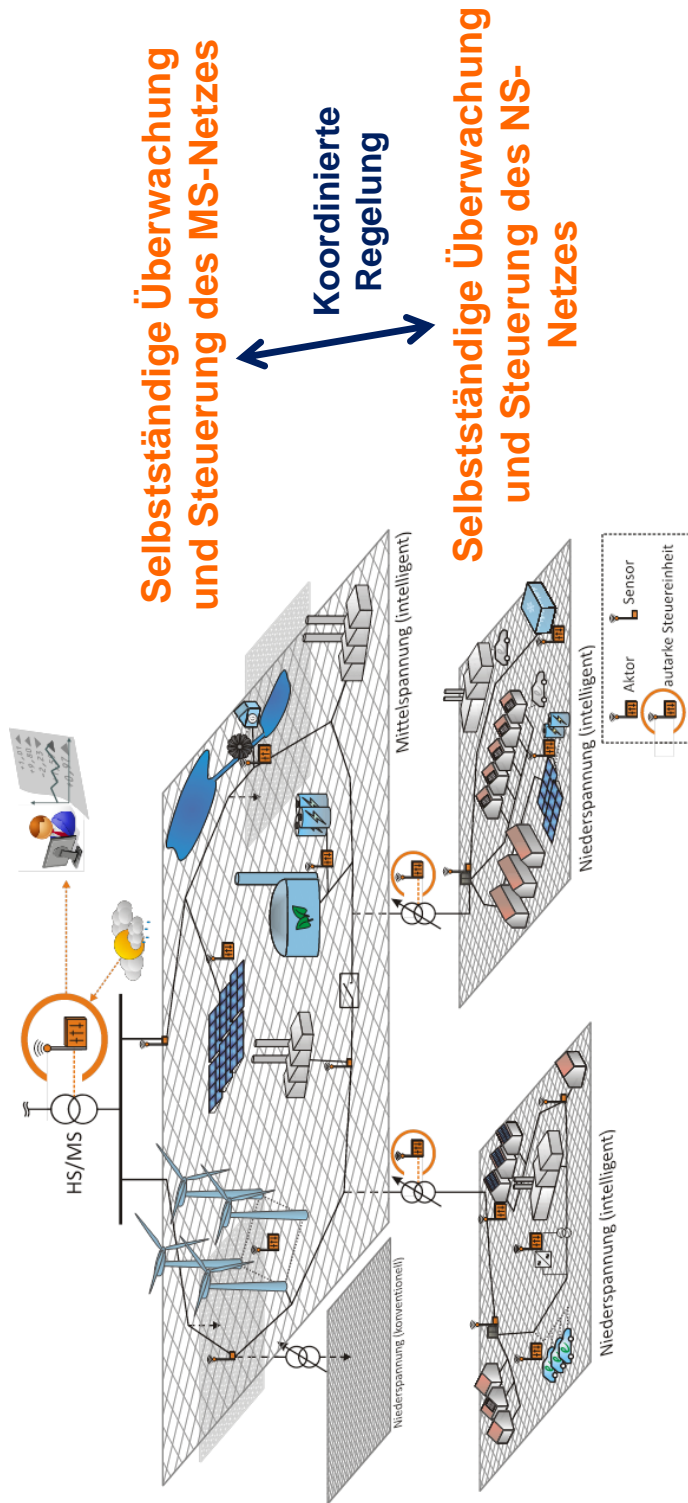


Ethernet-basierte Kommunikationsinfrastruktur





Die SAG-Lösung: iNES® Spannungsebenenübergreifende Netzautomatisierung



iNES® ist eine wissenschaftsgestützte Produktentwicklung der Partner



iNES® Hardwarekomponenten



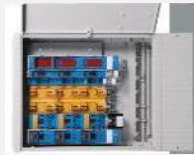
iNES® sBOX



- Grid State Identification
- Intelligent Grid Control



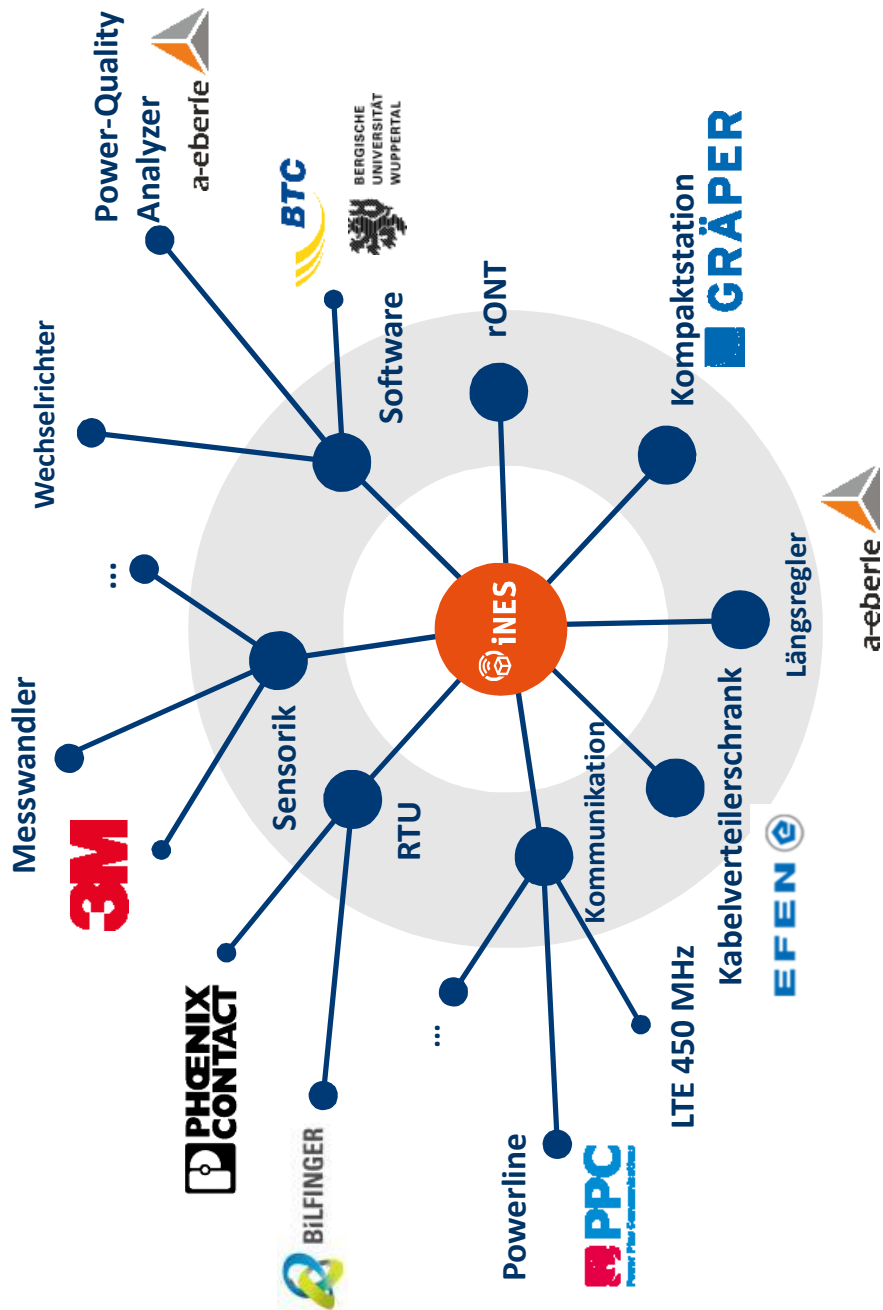
iNES® mBOX



iNES® aBOX



iNES[®] als integrierende Systemplattform

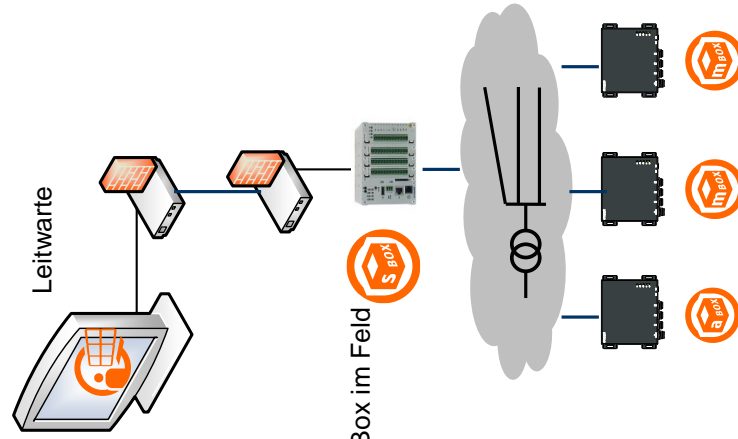


Kommunikation mit Leitwarte

- Übertragungsmodi: zyklisch und spontan
- Kommunikationskanäle: DSL, LWL, SHDSL, 2G/3G/4G
- Protokolle: IEC60870-5-104; HTTPS, FTP
- Benötigte Bandbreite: ≈64-384kBit/sec
- Sicherheit: VPN, end-to-end Verschlüsselung

Feldkommunikation (Messgeräte/Aktoren)

- Übertragungsmodi: zyklisch und spontan
- Kommunikationskanäle: BPL, UHF-radio, SHDSL, 2G/3G/4G, RS485
- Protokolle: IEC60870-5-104; IEC61850-9-2
SVoIP, Modbus, HTTPS, FTP
- Benötigte Bandbreite: ≈ 300-3000Bit/sec (pro Gerät)
- Sicherheit: VPN, end-to-end Verschlüsselung



- Kontinuierliche Erweiterung der nutzbaren Kommunikationskanäle und Protokolle

iNES® Funktionsmodule Überblick



- iNES Funktionalität durch Modulkonzept individuell auf Bedürfnisse anpassbar
- Entsprechende Module können auch nachträglich flexibel freigeschaltet werden

Beobachtbarkeit



GSI (Zustandsschätzung)



Prognose



Ampelsystem



Probabilistische
Topologieerkennung

Regelungsmodule für IGC



Intelligente
Weitbereichsregelung



Blindleistungsregelung



Last-/
Einspeisemanagement



Speicher/Elektromobilität



Topologieoptimierung



Spannungsebenenübergreifende
kaskadierte Regelung

- Zusätzliche Softwaretools für Analyse und Parametrierung verfügbar (iNES map)

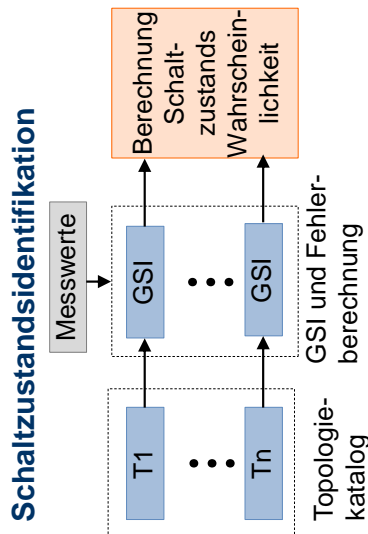
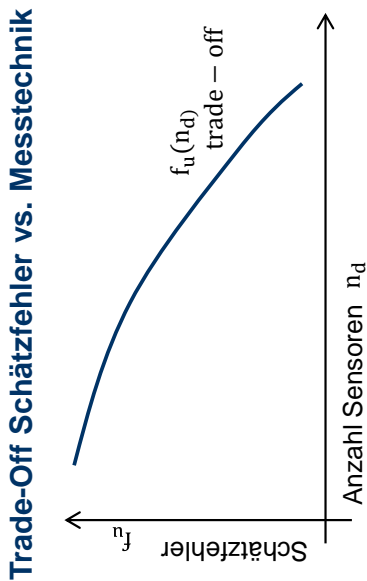
Beobachtbarkeit von Verteilnetzen Vom Blindflug zum Sichtflug



- Bisherige Situation im Verteilnetz:
Keine/spärliche Messtopologie → „**Blindflug**“ durch das Netz, Netzzustand wurde nicht überwacht!
- Volatile Lastflussverhältnisse erfordern jedoch schon heute eine tiefergehende Kenntnis über den aktuellen Netzzustand.
- **Ziel:** Beendigung des Blindflugs, Überwachung der relevanten Zustandsgrößen (Spannung, Strom), Zeichnung eines ausreichend genauen Netzabbildes
- **Jedoch:** Netzzustandsüberwachung unter wirtschaftlichen Rahmenbedingungen: Reduzierung des Informationsbedarfs und damit der **Anzahl der erforderlichen Messwertgeber**
- Notwendig sind **innovative State Estimation-Ansätze** für Mittel- und Niederspannungsnetze, die aus **möglichst wenig Eingangsdaten möglichst viele Informationen** ableiten!

GSI (Grid State Identification) NS-Ebene

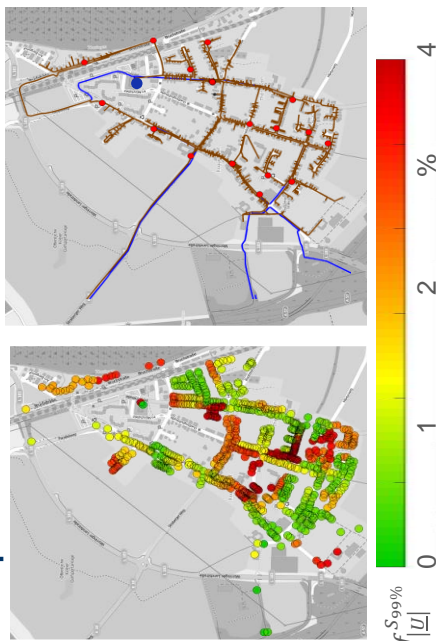
- Kenntnis des Netzstatus (Ströme und Spannungen) wesentliche Grundvoraussetzung für Regelfunktionalität
- In Verteilnetzen nur wenig Messtechnik vorhanden und Ausbringung kostenintensiv
- Abhängigkeit zwischen Schätzfehlern und ausgebrachter Messtechnik
- Nur geringe Anzahl an Messwerten erforderlich, deren Position per Simulation ermittelt wird
- Bedingt durch Unsymmetrie in NS-Ebene erfolgt dreiphasige „Grid State Identification“
- Schalthandlungen im NS-Netz werden nicht immer nachgepflegt
- Probabilistische Schaltzustandsidentifikation



GSI (Grid State Identification) MS-Ebene

- Mittelspannungsnetze durch Einfluss der Ortsnetztransformatoren und dreiphasig angeschlossene Netznutzer meist symmetrisch
- GSI in MS-Ebene nur einphasig
- Bereits Sensoren im Netz vorhanden, die eingebunden werden müssen
- Forschungsarbeiten und erste Pilotprojekte zeigen einen geringen Bedarf an zusätzlichen Messwerten an ausgewählten Positionen
- Analog zur NS-Ebene existiert Trade-Off zwischen Schätzfehler und Anzahl Messwerte
- Redundanz der Messwerte gewinnt an Bedeutung
- Softwaretool zur Ermittlung der erforderlichen Messwerte und deren Position
- Prognosefunktionalität erforderlich

Erforderliche Messtechnik für exemplarisches MS/NS-Netz



Bildquellen: Echemacht „Optimierte Positionierung zur Zustandsschätzung in Verteilnetzen“

BUW-Seminar „Smart Grids“ | Dr. Nils Neusel-Lange

State Estimation als Basis für die Netzregelung

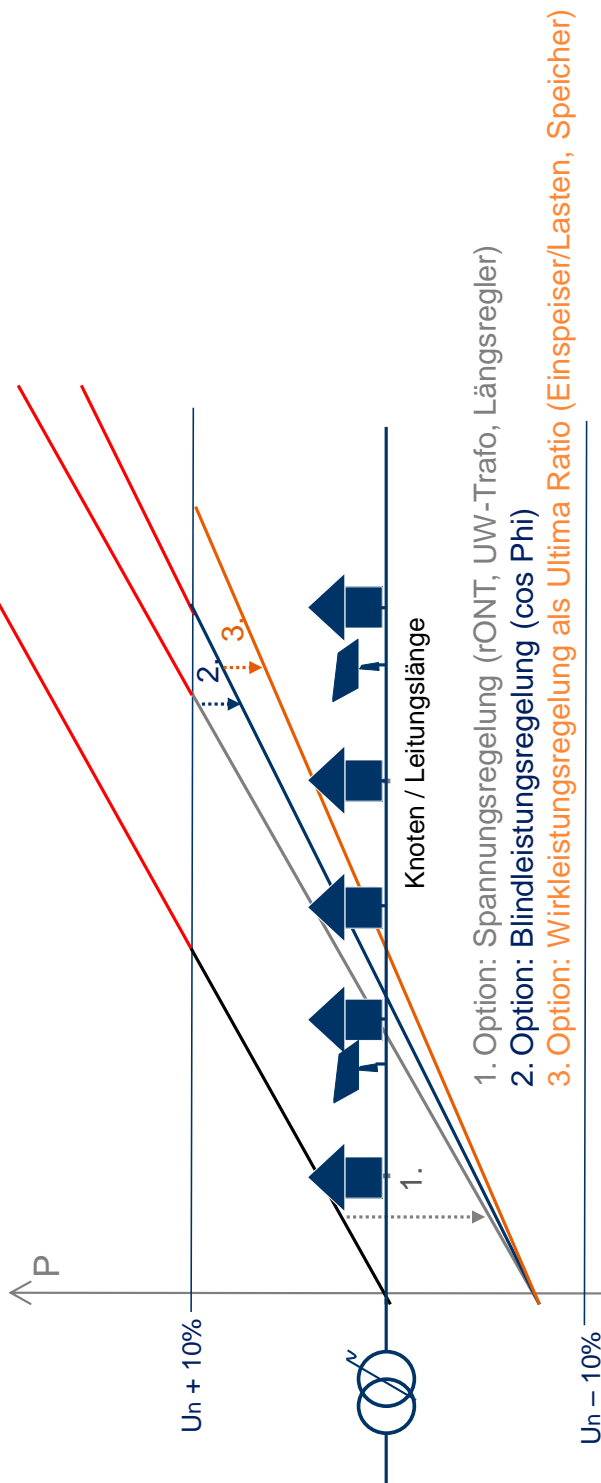


- Ausgangspunkt: State Estimation
- Auswertung des aktuellen Netzstatus hinsichtlich **Spannungsbandverletzungen** oder **Betriebsmittelüberlastungen**
- keine Toleranzbereichüberschreitung
 - keine Anforderung zur Beeinflussung des Netzstatus, ggfs. Rücksetzung von Netzteilnehmern auf Standard-Sollwert
- Toleranzbereichüberschreitungen
 - Anforderung zur Ausregelung von Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen
- Zielstellung:
 - Ausregelung der Toleranzbereichüberschreitungen mit möglichst **minimaler Beeinflussung der Netzteilnehmer**
 - ▶ **koordinierte, selektive Regelung**
 - Mögliche Akteure: rONT, Längsregler, DEA, Ladesäulen, Kühlhäuser, Speicher etc.

IGC (Intelligent Grid Control)



Verhalten IGC in exemplarischem Einspeisefall

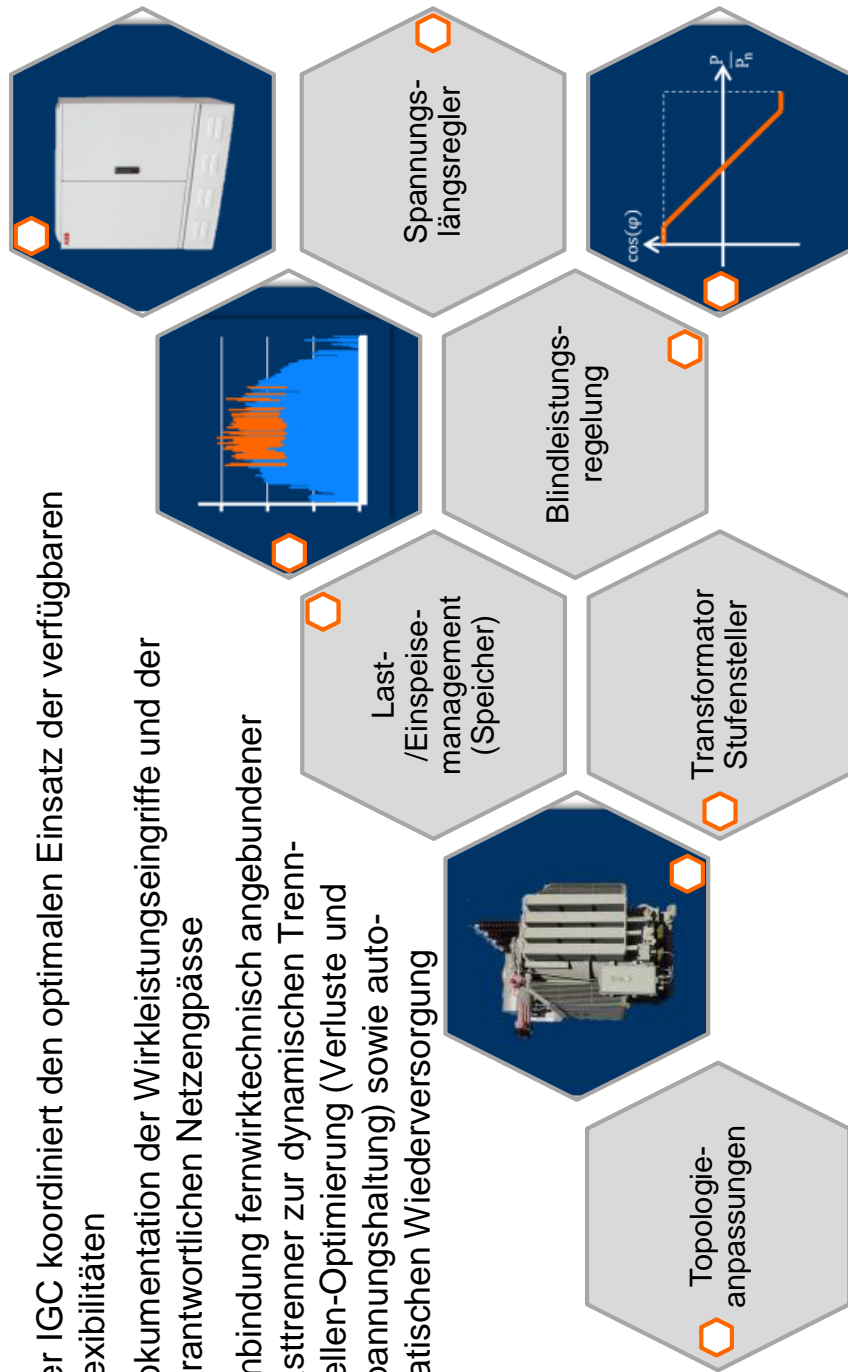


- Bei Identifikation verletzten technischen Randbedingungen durch GSI, koordinierte Ermittlung der optimalen Gegenmaßnahmen und Ansteuerung der Aktoren durch IGC
- Ausschöpfung aller netztechnischen Maßnahmen vor Wirkleistungsbeeinflussung

IGC (Intelligent Grid Control)



- Der IGC koordiniert den optimalen Einsatz der verfügbaren Flexibilitäten
- Dokumentation der Wirkleistungseingriffe und der verantwortlichen Netzengpässe
- Einbindung fernwirktechnisch angebundener Lasttrenner zur dynamischen Trennstellen-Optimierung (Verluste und Spannungshaltung) sowie automatischen Wiederversorgung



Bildquellen: Kreuzschnabel/Wikimedia Commons; ABB

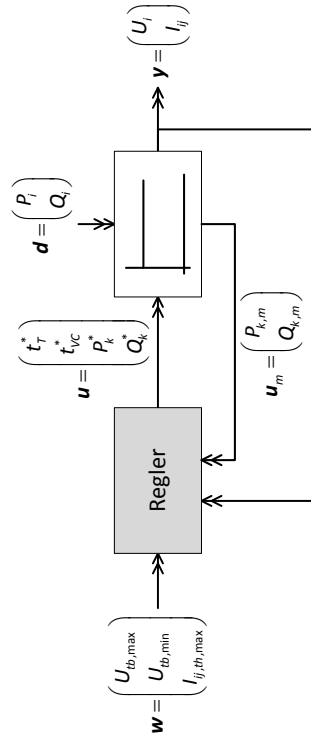
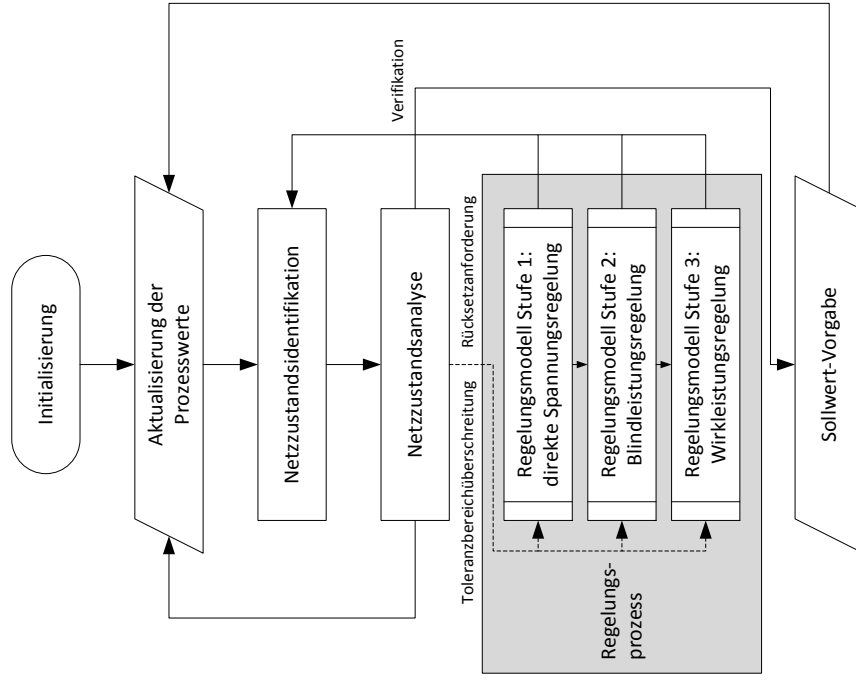
BUW-Seminar „Smart Grids“ | Dr. Niils Neusel-Lange

Dezentrale Regelung des Netzstatus (IGC)

Selective Spannungs- und Leistungsregelung (Optimierte Regelung vs. direkte Regelung)

Systemeigenschaften:

- iterativer Prozessablauf
- Geringe Erhöhung der Zykluszeit im Vergleich zur direkten Regelung
- mehrere Sollwerte pro Zyklus
- Ausregelung der kritischen Netz-situation innerhalb eines Zyklus



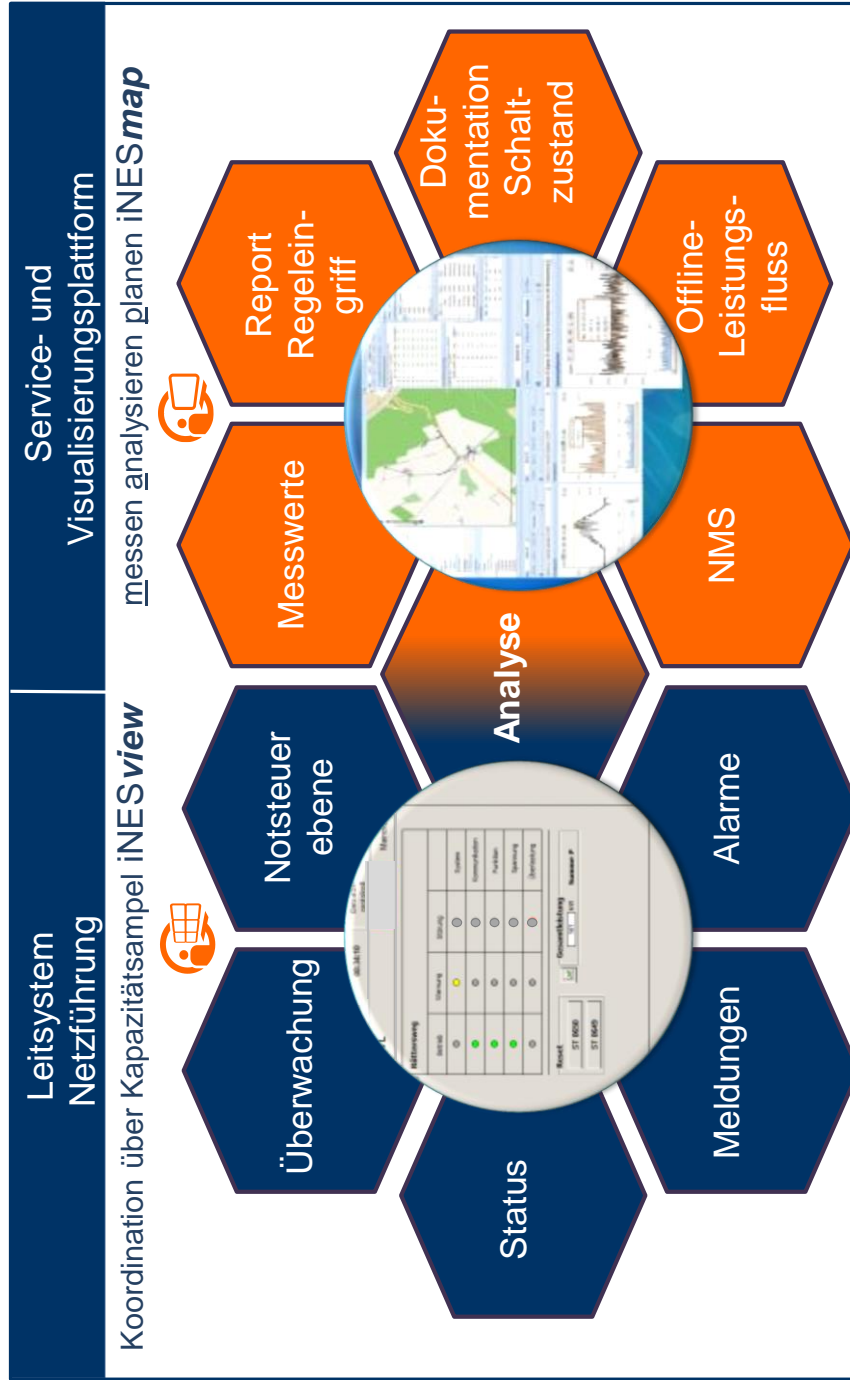
Ort der Ausführung der State Estimation

Leitstelle vs. Netzagent



- Leistungsberechnungen und Zustandsschätzungen werden i.d.R. an einer zentralen Stelle, z.B. in der Leitstelle, durchgeführt.
- Die erforderliche Rechenleistung steht nahezu uneingeschränkt zur Verfügung.
- Die statischen Netzdaten liegen vollständig vor.
- Der **Lösungsraum** ist i.d.R. begrenzt.
- State-Estimation-Ansätze für dezentrale Netzautomatisierungssysteme, die als „**μLeitstelle**“ in Quasi-Echtzeit **Überwachung** und **Regelung** einzelner Verteilnetzabschnitte übernehmen, sehen sich demgegenüber mit einigen Herausforderungen konfrontiert:
 - Die **Rechenleistung** von z.B. RTUs ist begrenzt.
 - Die Echtzeitanforderung begrenzt die max. **Laufzeit** der State Estimation.
 - Die **Robustheit** der Algorithmen steht besonders im Fokus.
 - Einzelne Prozessdaten (Messwerte) stehen ggf. nicht jederzeit zur Verfügung.

Grid.focus - Smart Grid Leitstelle iNES view & iNES map





Betriebsführung mit iNES map

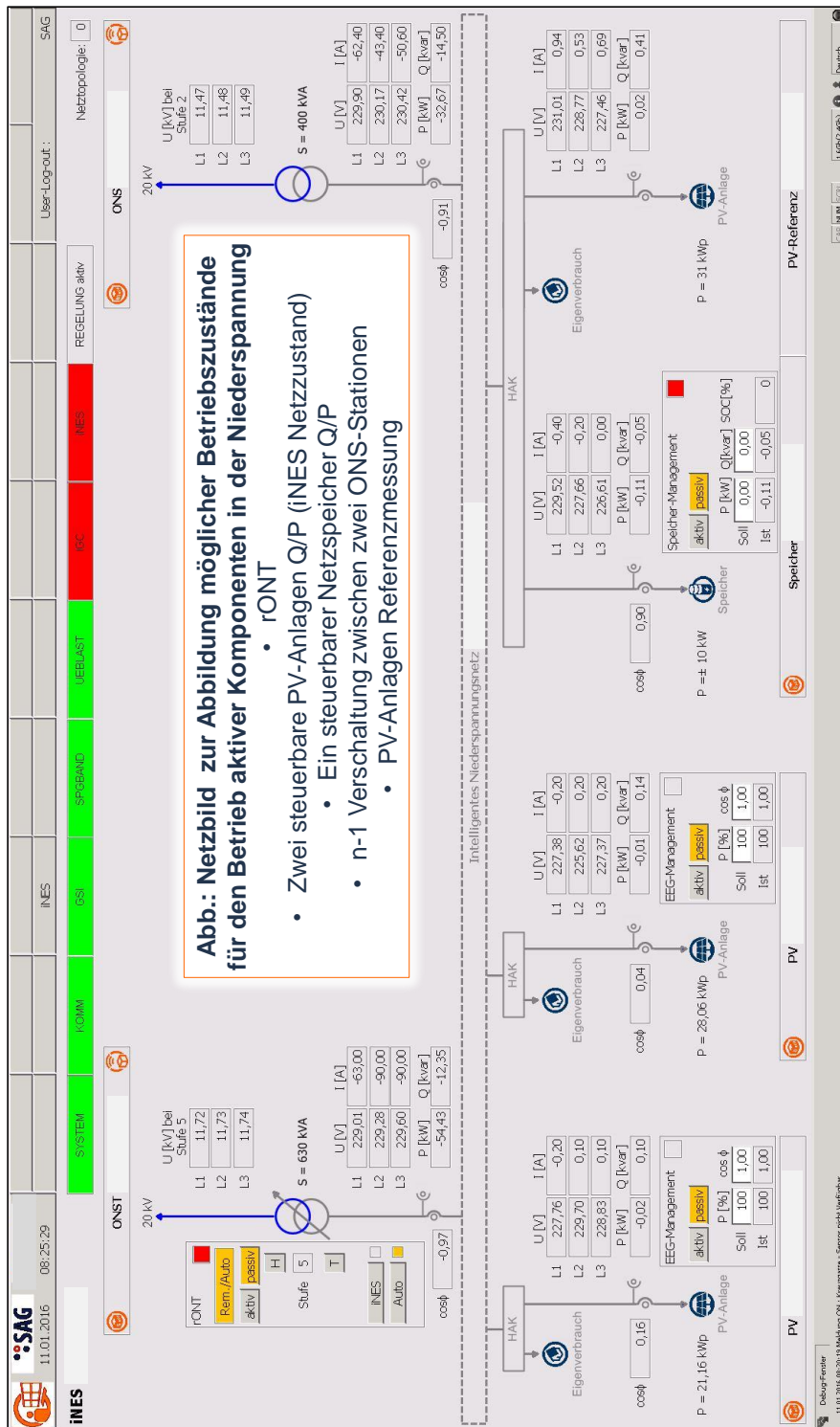
messen – aanalysieren – planen: Integrierte Prozessunterstützung von Engineering bis zur Analyse
 Neue Möglichkeiten der Netzvisualisierung

The screenshot displays the iNES map software interface. On the left, there are navigation and toolbars. The central part shows a 3D map of a power distribution network with various components like poles and lines. On the right, there is a data table with columns for 'Knoten', 'Typ', 'Bezeichnung', 'Leistung', and 'Lasttyp'. Below the table, there are several callout boxes with arrows pointing to specific features in the interface:

- Auswahl Netzgebiet / Topologie / Schaltzustand:** A box containing a list:
 - Auswahl Netzgebiet
 - Topologie
 - Schaltzustand
- Navigationsbaum für Grafik:** A box pointing to the left sidebar menu.
- Ein- und Ausblenden von Betriebsmitteln und Hintergrundkarten:** A box pointing to the map's visibility controls.
- Betriebsmittel:** A box pointing to the network components on the map.
- Graphischer Viewer:** A box pointing to the map's view controls.
- Anwendungsbereich:** A box pointing to the data table.
- Module:** A box pointing to the top navigation tabs.

Abbildung: iNES® map: Graphischer Portalaufbau des Dienstes

BUW-Seminar „Smart Grids“ | Dr. Niils Neusel-Lange



iNES Funktionen – Wertschöpfungskette

auf Basis einer Echtzeit Management Infrastruktur



Grid.focus DSO Service-, Analyse- und Datenplattform



BUW-Seminar „Smart Grids“ | Dr. Niils Neusel-Lange

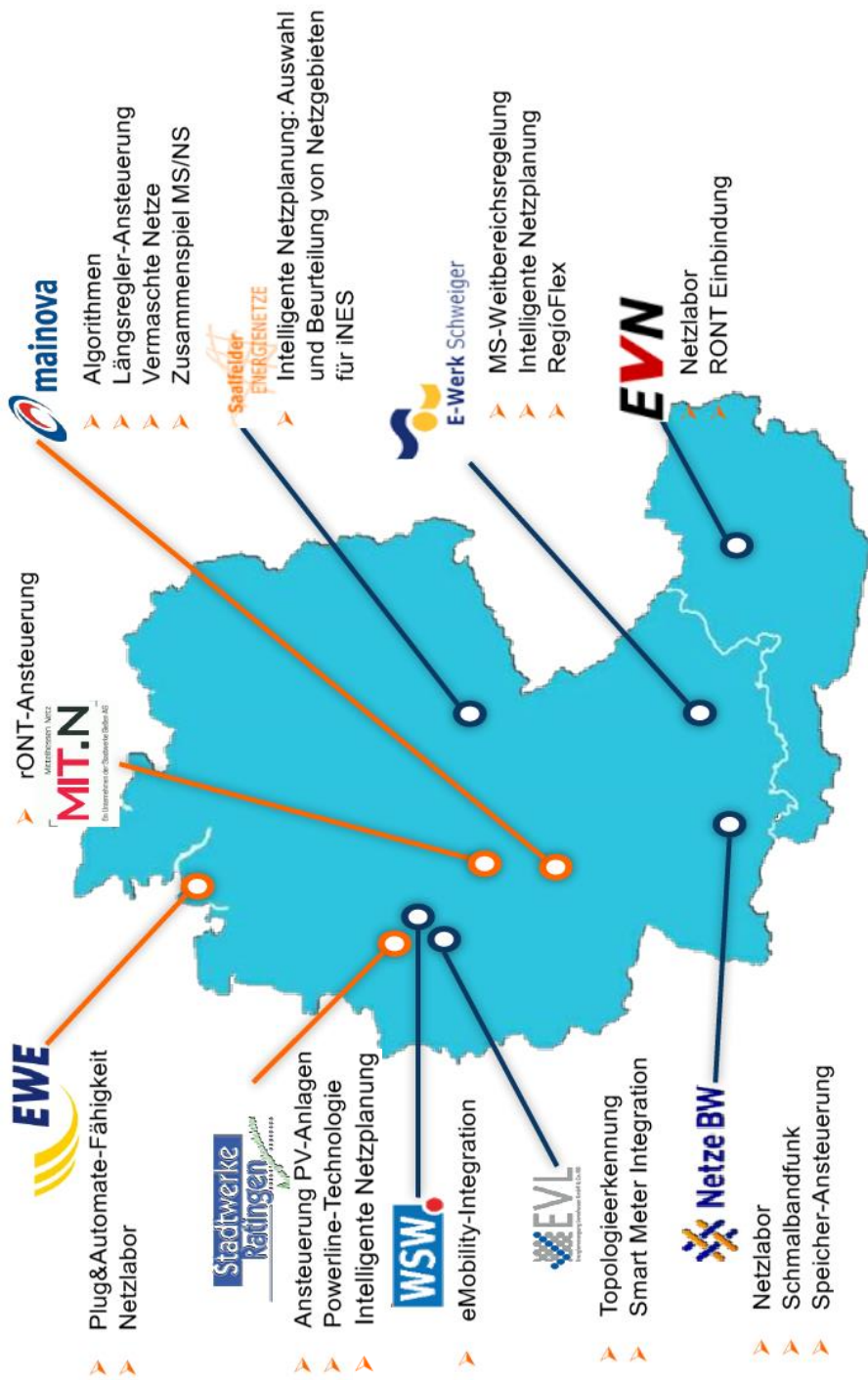
Agenda



1. Kurzvorstellung SAG & CeGIT
2. Motivation: Veränderungsprozess im Verteilnetz
3. Vorstellung Systemlösung iNES
 - Systemkonzept
 - State Estimation im Verteilnetz
 - Regelungsstrategien für Verteilnetze
 - Smart-Grid-Leitstelle: iNES map & iNES view
4. **Praxiserfahrungen aus Referenzprojekten**
 - Vermiedener Netzausbau
 - Engineering-Herausforderungen
 - Zuverlässigkeitsaspekte
5. Spitzenkappung
6. Ausblick



Referenzprojekte Individuelle Schwerpunkte in individuellen Netzen



iNES® in der Praxis iNES® bei den Stadtwerken Ratingen



Herausforderungen

- Häufige Rückspeisung
- Qualitative Nachweispflicht gegenüber Einspeiser
- große Leitungslängen
- sehr leistungsstarke Photovoltaik-Anlagen auf einzelnen Höfen (>50kWp)
 - Kommunikationsstrecke über verdrihte Freileitung
- ~700 m Kabelausbau stehen zur Diskussion

Erfahrungen

- Spannungshaltung durch iNES funktioniert
- Blindleistungs- und Wirkleistungsregelung an PV-Anlagen ergänzen sich
- Entwicklung Ersatzsteuerkonzept
- Mittels Stationseinbindung in alternativen MS-Ring nur wenige Grenzwertverletzungen
- Spannungsreduzierung über Blindleistungssteuerung „heute“ ausreichend
- Erste Erfahrungen mit wechselnden topologischen Zuständen

→ **Der Einsatz von iNES löst das Spannungsbandproblem und vermeidet 690 m Netzausbau**

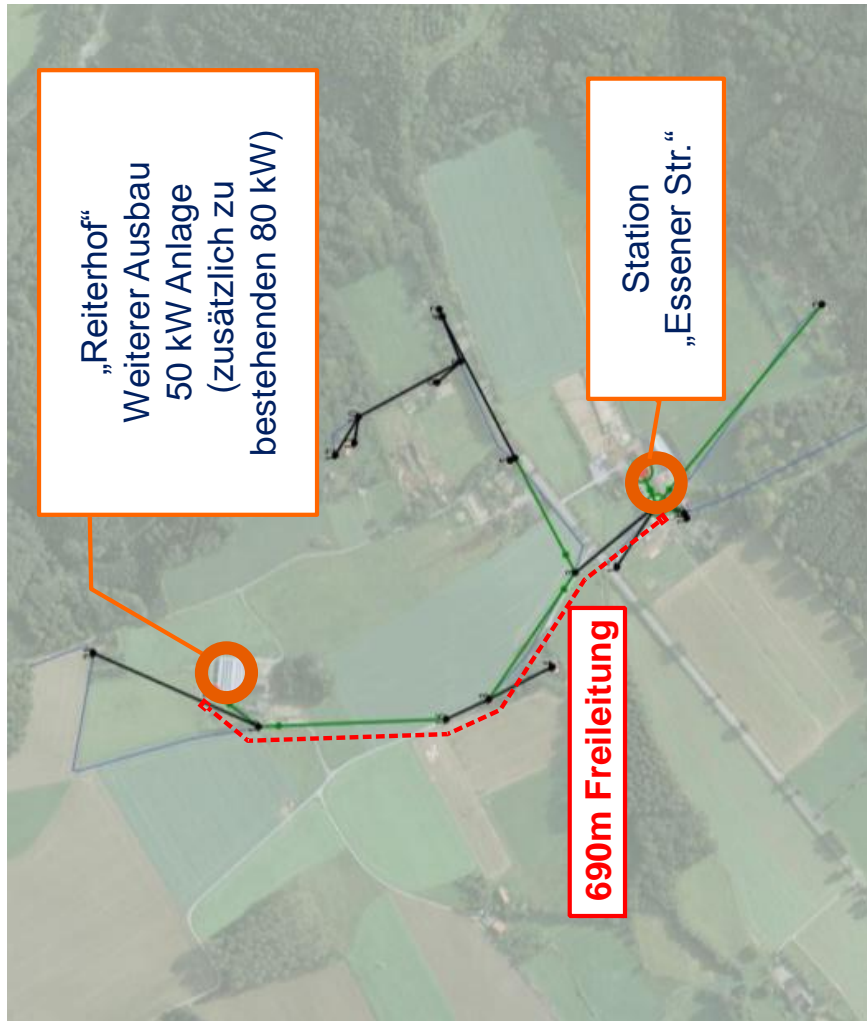
Das Netzgebiet



SW Ratings

Ländliches Netz	
Strahlennetzstruktur	
LT-Länge	5 km
Anz. Knoten	184
Sensoren Trafo-SS	5
Sensoren dezentral	2
Aktoren [Q(U)]	1

iNES® in der Praxis Stadtwerke Ratingen



iNES® in der Praxis Stadtwerke Ratingen



**Der Einsatz von iNES löst das
Spannungsbandproblem und
vermeidet 690 m Netzausbau**

Betriebserfahrung aus Pilotprojekten

Engineering-Herausforderungen – neue Technik, „alte“ Netze



- Erweiterungsarbeiten an bestehenden Trafostationen und Kabelverteilerschränken erforderlich
 - Umgebungsbedingungen beachten!
 - Schutz der Technik vor Vandalismus
- Erweiterung von dezentralen Einspeisern um Mess-/Steuerungstechnik
 - uneinheitliche Anlagen- und Anschlussgegebenheiten
 - Mannigfaltige Wechselrichter mit individuellen Schnittstellen zur Ansteuerung
- Schulungsbedarf des Betriebspersonals
- Parametrierung durch Spezialisten erforderlich
- Integration von Technologien und Verfahren in die Arbeitsabläufe der VNB



Betriebserfahrung aus Pilotprojekten

Kommunikation – optimale Wahl des Übertragungsmediums



- Anbindung von iNES-Systemen an die Smart-Grid-Leitstelle
- Heute ist nur ein Bruchteil der Netzstationen mit Kommunikationstechnik erschlossen
- IP-basierte Protokolle (IEC 104, 61850) erfordern Mehraufwand
 - Aufbau SDSL-Strecken zwischen Stationen, Installation DSL-Modems
 - Alternativ: Aufbau Funkstrecken, Installation Funk-Modems, Antennen, etc.
- Lokale Kommunikation mit Sensoren und Aktoren
 - Breitband-Powerline
 - Hohe Bandbreite wird mit geringer Reichweite erkauf
 - In Einzelfällen erhöhte Anzahl an Repeatern erforderlich
 - Schmalbandfunk
 - In Abhängigkeit der lokalen Gegebenheiten eine hohe Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit
 - Aber: Komplizierte Installation der Antennen (Schutz vor Vandalismus etc.)
 - Außerdem: Im Vergleich zu PLC teurer

Zuverlässigkeit von Smart Grids

Grundsatzüberlegungen zur Zuverlässigkeit von Elektronik im Vergleich zu Kupfer



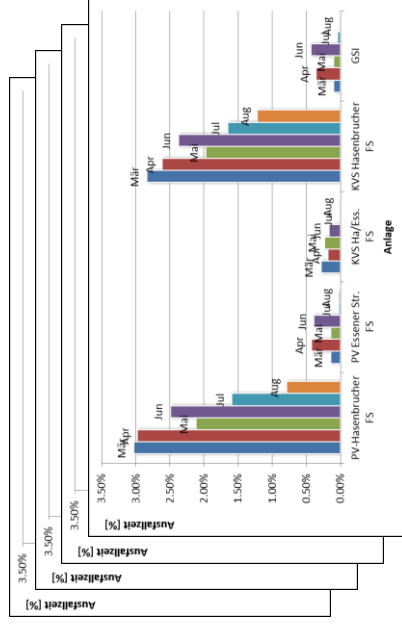
- Zuverlässigkeit bezogen auf die Fähigkeit, Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen zu vermeiden, nicht bezogen auf die Lieferung von Energie!
 - Klar ist: Konventionelle Netzausbaumaßnahmen weisen eine konstante, mittlere Nichtverfügbarkeit diesbezüglich von 0% auf ($n = 0$).
 - Smart-Grid-Systeme umfassen aktive, elektronische Komponenten, die ausfallen können.
 - Alle Automatisierungslösungen sind unzuverlässiger als konventionelle Betriebsmittel; eine Nichtverfügbarkeit $\geq 0\%$ ist daher anzunehmen ($n \geq 0$).
 - Aber: Smart-Grid-Systeme sind z. T. deutlich kostengünstiger.
- Zentrale Frage: **Welches Maß an Nichtverfügbarkeit ist tolerierbar?**
- Die iNES-Pilotinstallationen bieten bereits heute eine große Datenbasis für umfangreiche Zuverlässigkeitsanalysen.

Zuverlässigkeit von iNES

Differenzierung nach den Kernfunktionen



- Kernfunktionen von iNES:
 - **Netzzustandsüberwachung GSI**
 $n = 0$, wenn Bestimmung und Bewertung des Netzstatus jederzeit möglich
 - **Netzzustandsregelung IGC** (setzt GSI voraus)
 $n = 0$, wenn $n_{GSI} = 0$ und Netzzustandsregelung jederzeit möglich
- Im realen Betrieb ist $n = 0$ faktisch nicht realisierbar.
- Einflussfaktoren der Nichtverfügbarkeit GSI
 - Sensoren: Hardwarefehler/Hardwareausfall, Kommunikationsausfall (protokollabhängig)
 - sBOX SmartRTU: Hardwarefehler/Hardwareausfall, Systemfehler
- Einflussfaktoren der Nichtverfügbarkeit IGC
 - Aktoren: Hardwarefehler/Hardwareausfall, Kommunikationsausfall (protokollabhängig), Ausfall bei externen Komponenten (Wechselrichter, rONT-Steuermodul etc.)
 - GSI: Ausfall der Netzzustandsüberwachung (siehe oben)

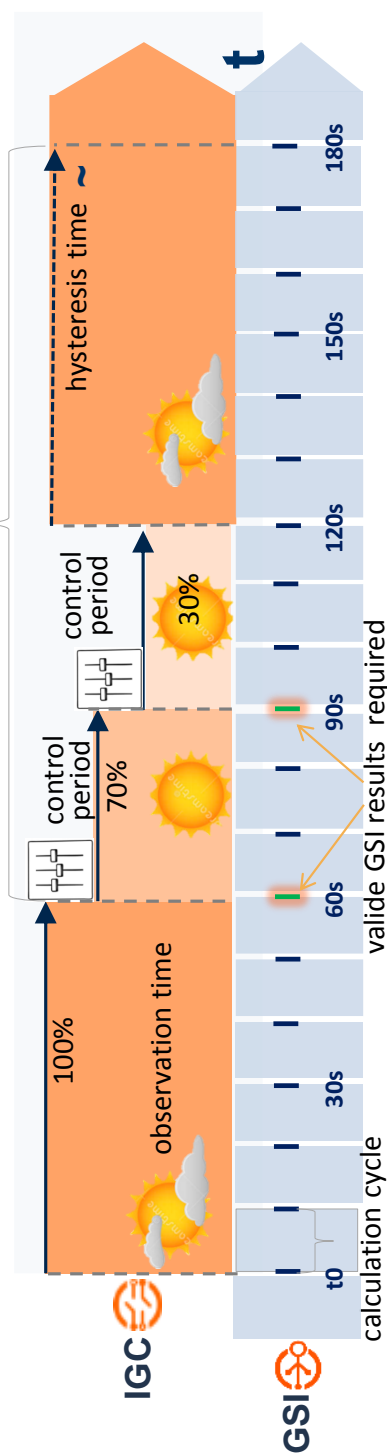


Auswertung von Nichtverfügbarkeiten

Differenzierte Betrachtung notwendig



- Schätzung mit Simulationen vs. empirische Ermittlung aus Felddaten
- Die Auswertung der Statusindikatoren des iNES-Ampelkonzepts lassen Rückschlüsse auf den aktuellen Laufzeitstatus der Kernfunktionen zu.
- Differenzierte Betrachtung der Felddaten ist notwendig:
 - Einzelne, kurzzeitige Nichtverfügbarkeiten im Sekundenbereich z.B. durch kurzzeitige Kommunikationsausfälle sind i.d.R. unkritisch.
 - Häufige, kurzzeitige Nichtverfügbarkeiten innerhalb eines definierten Zeitraums und langzeitige Nichtverfügbarkeiten im Minutenbereich sind als kritisch zu bewerten.



Agenda

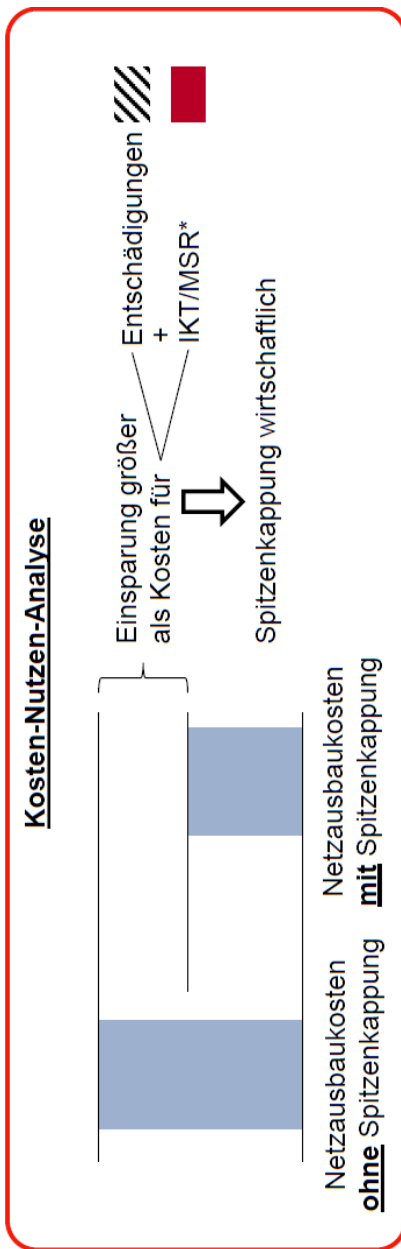


1. Kurzvorstellung SAG & CeGIT
2. Motivation: Veränderungsprozess im Verteilnetz
3. Vorstellung Systemlösung iNES
 - Systemkonzept
 - State Estimation im Verteilnetz
 - Regelungsstrategien für Verteilnetze
 - Smart-Grid-Leitstelle: iNES map & iNES view
4. Praxiserfahrungen aus Referenzprojekten
 - Vermiedener Netzausbau
 - Engineering-Herausforderungen
 - Zuverlässigkeitsaspekte
5. **Spitzenkappung**
6. Ausblick

Entwurf Strommarktgesetz Spitzenkappung als Netzplanungsinstrument

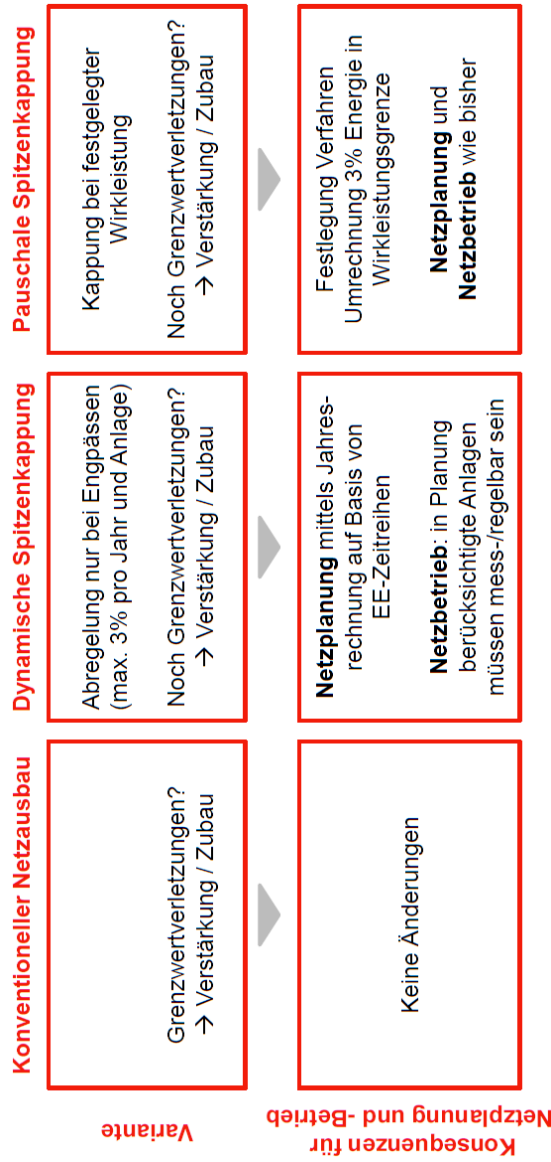


„Für einen bedarfsgerechten, wirtschaftlich zumutbaren Ausbau der Elektrizitätsversorgungsnetze können Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen den Berechnungen für ihre Netzplanung die Annahme zu Grunde legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu drei Prozent reduziert werden darf (Spitzenkappung).“



Bildquelle: A. Monteaur (E.ON Deutschland): „Spitzenkappung in Verteilnetzen – was heißt das in der Praxis?“

Dynamische vs. pauschale Spitzenkappung



- Die pauschale Spitzenkappung regelt zu einem Großteil EE-Strom ab, der für das Netz nicht kritisch geworden wäre.
- Die dynamische Spitzenkappung setzt ein System voraus, welches ausschließlich in kritischen Netzsituationen Peak Shaving initiiert: iNES!
- iNES ist in diesem Kontext die CAPEX-lastige Alternative.

Bildquelle: A. Montebaur (E.ON Deutschland): „Spitzenkappung in Verteilnetzen – was heißt das in der Praxis?“

BUW-Seminar „Smart Grids“ | Dr. Nils Neusel-Lange

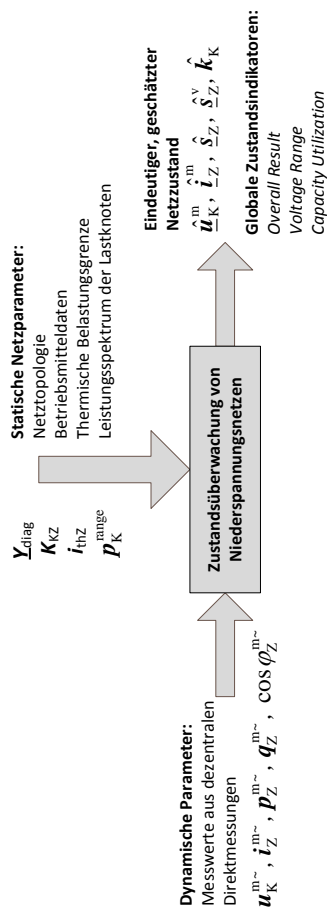
Agenda



1. Kurzvorstellung SAG & CeGIT
2. Motivation: Veränderungsprozess im Verteilnetz
3. Vorstellung Systemlösung iNES
 - Systemkonzept
 - State Estimation im Verteilnetz
 - Regelungsstrategien für Verteilnetze
 - Smart-Grid-Leitstelle: iNES map & iNES view
4. Praxiserfahrungen aus Referenzprojekten
 - Vermiedener Netzausbau
 - Engineering-Herausforderungen
 - Zuverlässigkeitsaspekte
5. Spitzenkappung
6. **Ausblick**

Plug&play-Fähigkeit der State Estimation

- Die Adaptivität eines State Estimators an veränderte Rahmenbedingungen ist ein wesentliches Qualitätsmerkmal.
- Beispiel: I/O-Parameter eines Niederspannungs-State-Estimators:



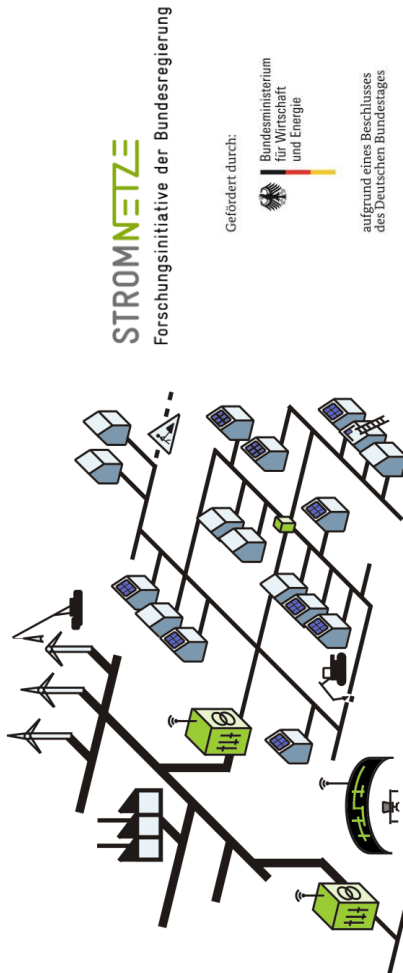
- Auch vermeintlich statische Netzparameter können sich während des Netzbetriebs verändern:
 - Schalterstellungen
 - Neue Erzeuger (z.B. Photovoltaik-Anlagen) oder Verbraucher (z.B. Ladesäulen)
 - Zudem können durch unzureichende Datenpflege Fehler im Netzmodell vorliegen.




Projekt Green Access

Entwicklung von Plug&play-Fähigkeiten für die Verteilnetzautomatation

- Reduktion der benötigten statischen Parameter
- Erweiterung der Überwachungs- und Regelungsalgorithmen:
 - Automatische Ermittlung von Topologieänderungen
 - Automatische Erkennung zusätzlicher Einspeiser und leistungsstarker Verbraucher
- Aufwandsreduzierung
 - Projektierung
 - Installation
- Re-Konfiguration



STROMNETZE
Forschungsinitiative der Bundesregierung

Gefördert durch:

 Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie
 aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages


 BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL


 BILFINGER


 EWE


 BTC


 EWENNETZ


 OFFIS
INSTITUT FÜR INFORMATIK


 SMA


 Fraunhofer
ISE


 NEXT ENERGY
WIRTSCHAFTSUNIVERSITÄT
DUISBURG ESSEN



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



SAG GmbH – CeGIT

Dr.-Ing. Nils Neusel-Lange
nils.neusel-lange@sag.eu
Duisburger Str. 375
46049 Oberhausen

**Datenbedarf und Datenbereitstellung für intelligente
Verteilnetze**

Dipl.-Ing. Martin Stiegler
SAG GmbH, Dortmund



Datenbedarf und Datenbereitstellung für intelligente Verteilnetze

Smart Grid Seminar



BUW Wuppertal 17 Okt. 2016
Martin Stiegler Smart Grid Services SAG GmbH



Inhalt



- Anforderungen an Daten für ein Smart Grid
 - GIS-Daten / Sachdaten
- Softwarierealisierungen für die Leitstelle und den Netzbetrieb
 - Datenaufkommen am Praxisbeispiel iNES
- Konzepte zur konsistenten Datenhaltung

Hintergrund und Motivation

Digitalisierung durchdringt Energietechnik



- Rasanten technologischen Fortschritt
- Fortschreitende Digitalisierung
 - Ausbreitung von Sensoren und Messungen
 - Trendthemen Industrie 4.0, IoT
 - Ethernet-Kommunikation
- Massendaten
- Fallende Preise



Hintergrund und Motivation

Standortbestimmung zur Preisentwicklungen zu Strom, PV und Batterie



Weltrekord: 3-Cent Wind, 2,99-Cent PV

Onshore Wind



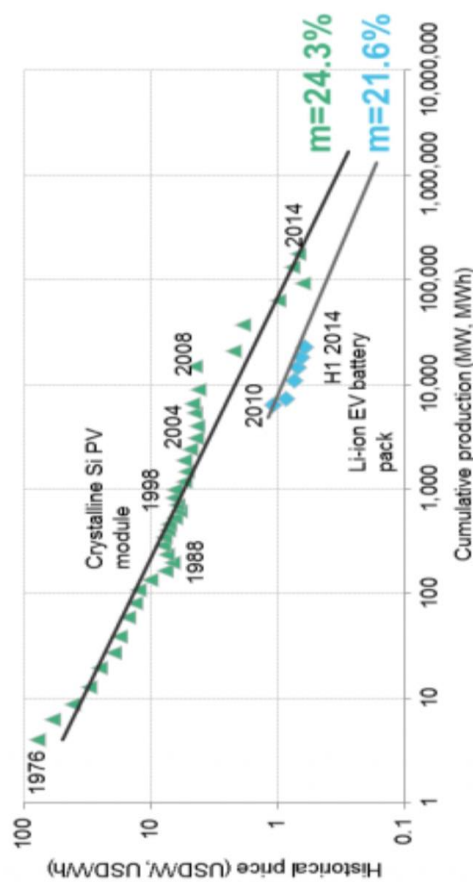
- Morocco
- Enel Green Power
- January 2016
- **US\$ 3.0 c/kWh**

PV



- Masdar, Abu Dhabi 800MW
- Enel Green Power
- May 2016
- **US\$ 2,99 c/kWh**
- 16% lower than the old record

Preisentwicklung Solarzellen ▲
Lithium-ION Batterie Entwicklung ◆



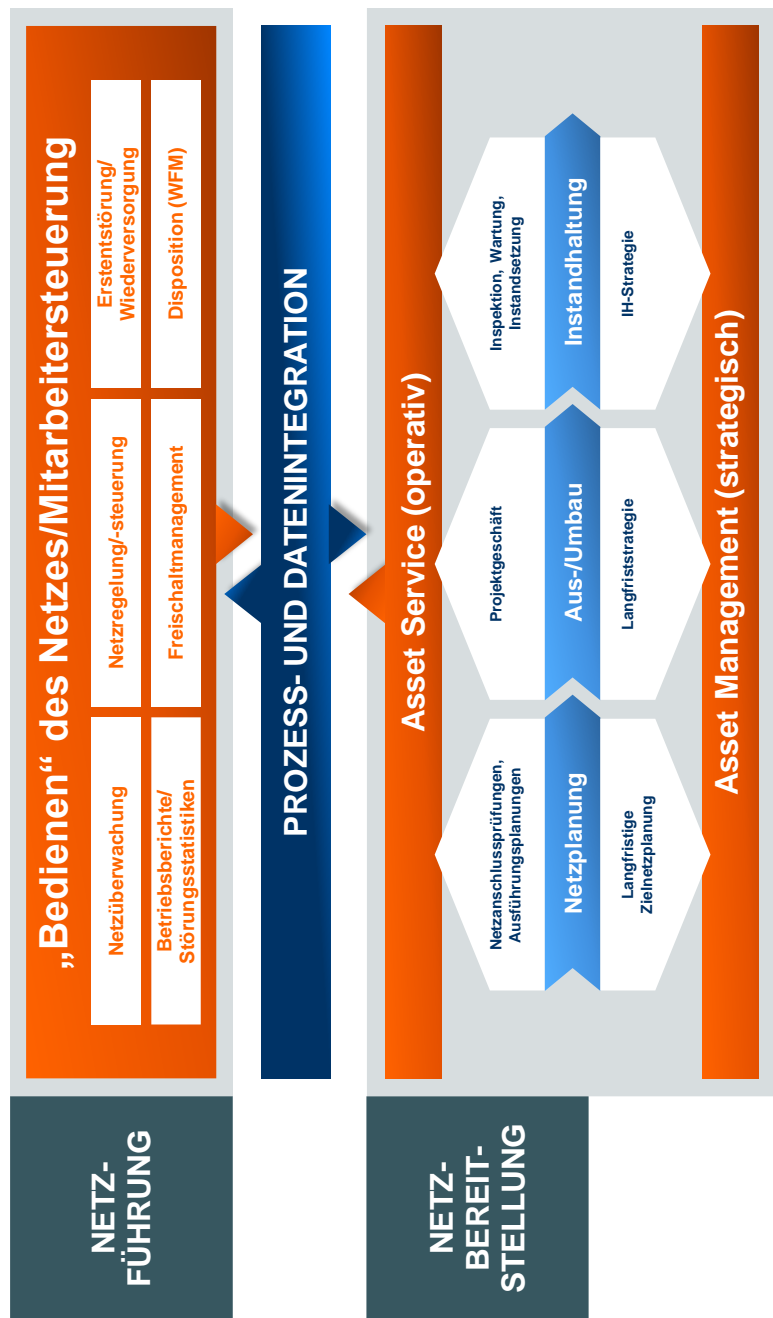
Bloomberg New Energy Finance / @M.Liebreich BNEF Summit

Smart Grid BUW Seminar | Martin Stiegler SAG CeGIT - Smart Grid Service -



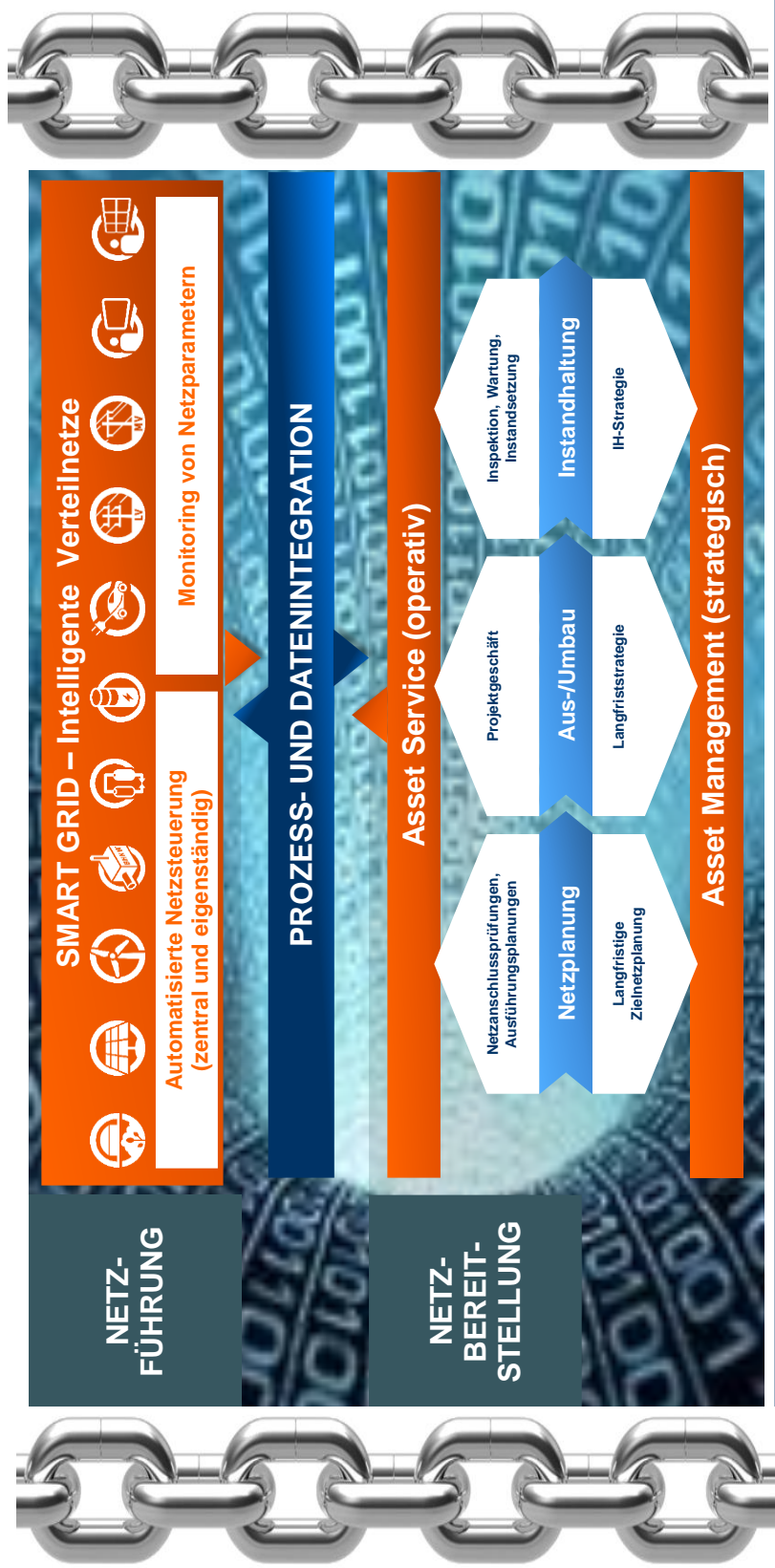
Implikation Netzbetrieb I.

Heutiges Aufgabenspektrum und Struktur im Netzbetrieb



Implikation Netzbetrieb II.

Netzingegration Erneuerbarer verursacht einen tiefgreifenden Wandel



Implikation Netzbetrieb III.

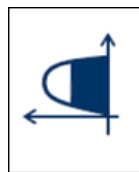


1. **Geschäftsprozesse digitalisieren**
 - Digitalisierung bestehender Prozesse
 - Erschließung neuer Geschäftsmodelle
2. **Asset Management und Strategien anpassen**
 - Übernahme von Systemverantwortung als regionaler Koordinator
 - Optimierte Netzführung aufgeteilt in zentral u. dezentral
3. **Verschmelzung IT/OT**
 - Überwachungs- und Engpassinfrastruktur im Netz
 - Bedarf an verlässlicher Feldkommunikation
 - Datenhaltung / Massendaten auswerten und nutzen
 - Aufbau „Datendrehscheibe“
4. **Datensicherheit**
 - ISMS einführen
5. **Wissen der Mitarbeiter entwickeln und nutzen**
 - Akzeptanz schaffen

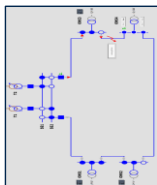
Was sehen wir bereits heute ? Anforderungen an die Leitstelle



Einspeise und Lastmanagement



Verteilnetzeinbindung in Netzführung



Intelligente Messsysteme



- Nutzbarmachung von großvolumigen – betrieblichen **Mess- und Topologiedaten** für das Netzleitstellenpersonal, Netzplanung, Asset Management
- Beherrschung der Datenmenge
- **Systemübergreifendes Arbeiten und Integration von externen Datenquellen** u. -diensten in die Netzbetriebsführung
- **Verkürzung der Reaktionszeiten** von Netzleitstellenpersonal bei gleichzeitiger Steigerung der Häufigkeit von Eingriffen sowie der Komplexität kritischer, zu regelnder Situationen
- **Betriebssystem- und Updatemanagement**
- Anpassung und **Standardisierung der Benutzungsschnittstellen** an die wachsende Komplexität des Netzbetriebs unter Berücksichtigung der Sicherheitsanforderungen

Zusätzliche Tätigkeiten und Aufgaben bei gesteigerter Komplexität

7

Betrachtung Datenwachstum Datenauswertung iNES Felderfahrung



Datenvolumen zur Langzeitarchivierung bei VNBs mittlerweile in TB/Jahr.

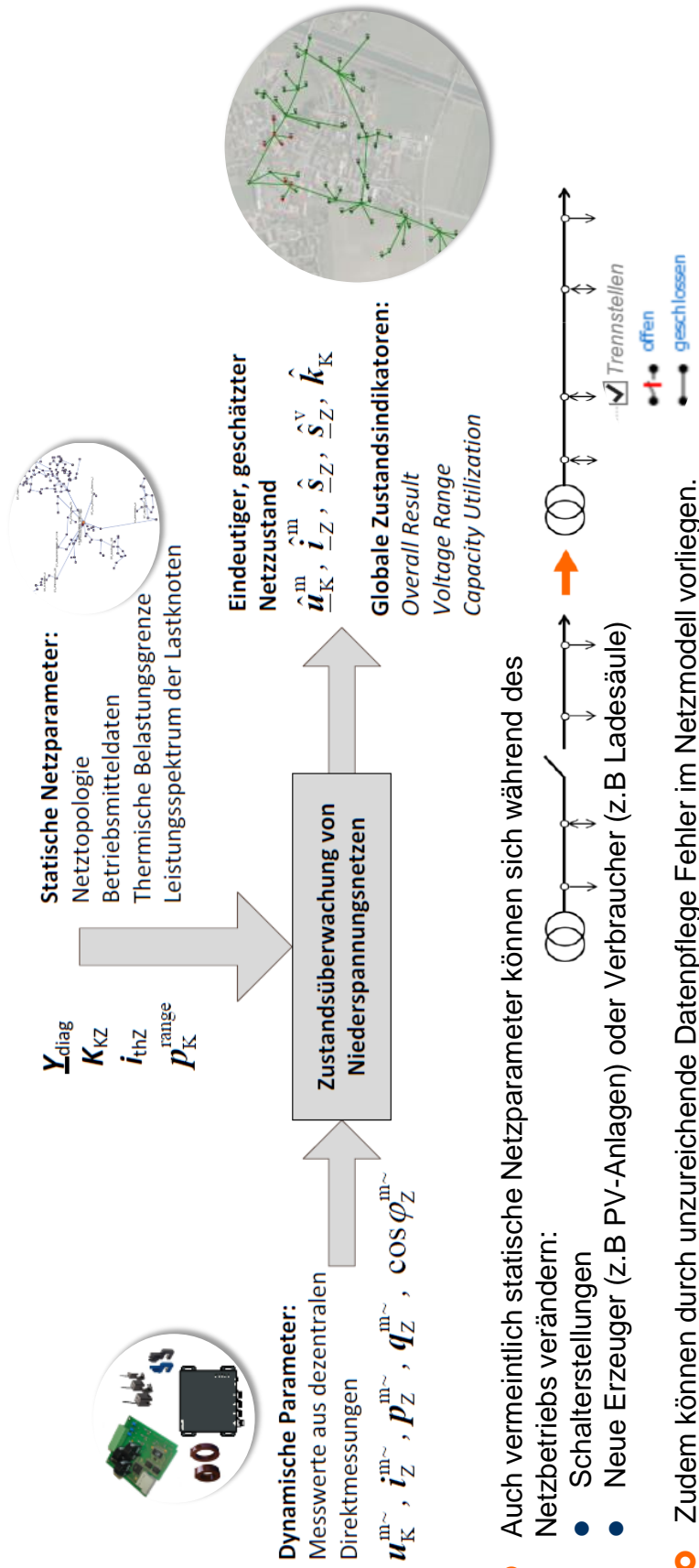
Weiteres Datenwachstum vor allem aus der Verteilnetzebene



Ebene	Typ	Σ	Ort	Σ Mess- werte	Messart	Volumen 1 s Zyklus			Volumen 5 min Zyklus		
						Tag	Monat	Jahr	Tag	Monat	Jahr
Nieder- spannung	sBOX	1	ONS	138	3-phasig	1,24 GB	38,36 GB	451 GB	0,004 GB	0,13 GB	1,5 GB
Mittel- spannung	sBOX	1	UW	622	1-phasig	5,58 GB	172,89 GB	2035 GB	0,02 GB	0,60 GB	7 GB
	mBOX	10	ONS		3-phasig						
	MSPG	1	MSPG								
			Anlage								

NS – Fünfjahresbetrachtung
MS - Zweijahresbetrachtung

Welche Daten benötigt ein Smart Grid System? Grundprinzip Verteilnetzautomatisierung In- / Output Daten für die Netzzustandsermittlung



- Auch vermeintlich statische Netzparameter können sich während des Netzbetriebs verändern:
 - Schalterstellungen
 - Neue Erzeuger (z.B PV-Anlagen) oder Verbraucher (z.B Ladesäule)
- Zudem können durch unzureichende Datenpflege Fehler im Netzmodell vorliegen.

Anforderungen Datenqualität I.

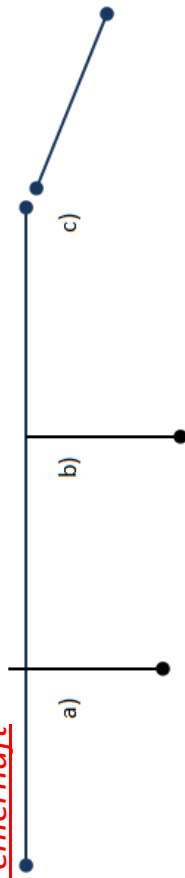
- Digitalisierungsfehler



Knoten-Kanten-Modell

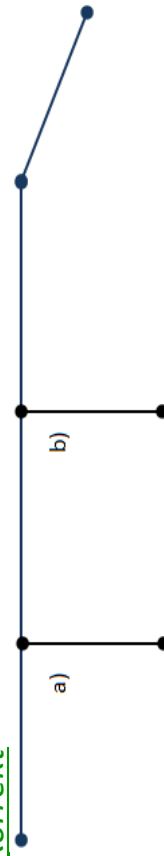
In ein Knoten-Kanten-Modell im GIS werden topologisch strukturierte Liniennetze auf der Basis der Graphen-Theorie erfasst. Über die Knoten sind die Kanten miteinander topologisch verbunden.

Fehlerhaft



In den Fällen a und b würde an den abzweigenden Kanten (z.B. Hausanschlüssen) die entsprechende Versorgungsleitung nicht mit einem Knoten aufgetrennt. In Fällen a und c haben wir es zu dem noch mit einer Digitalisierungsgenauigkeit zu tun.

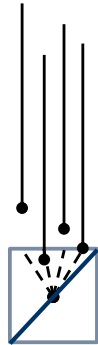
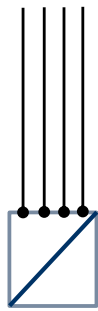
Korrekt



Auflösung der Vater-Kind-Beziehungen

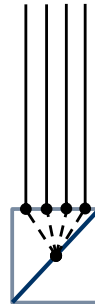
Dieses Problem tritt da auf, wo Betriebsmittel mehrere Abgänge (z.B. Stationen, Kabelverteiler, etc.) haben.

Fehlerhaft



Über diese grafische Darstellung ist es nicht möglich, eine 1:n-Beziehung zwischen der Station und den aus- bzw. eingehenden Kabeln herzustellen.

Korrekt



Anforderungen Datenqualität II. - Netztopologie



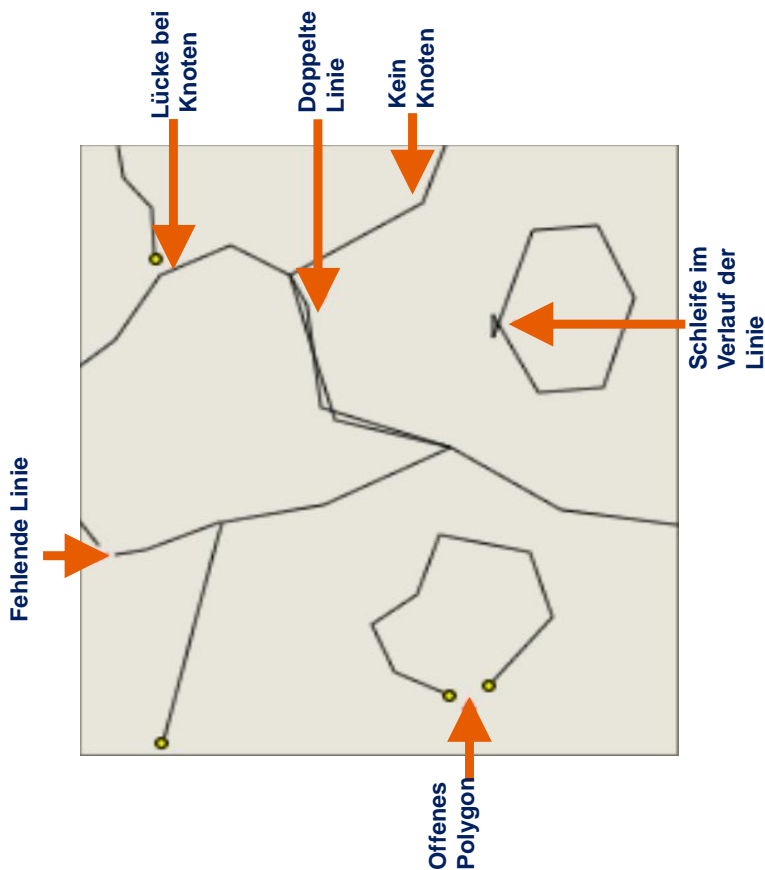
Automatisierte Topologieprüfung

Knoten

- Eindeutige Knoten-ID vorhanden
- Knoten ohne Verbindung zur Leitung
- Abgänge mit falscher Zuordnung
- Knotentyp nicht definiert

Leitung

- Leitungs-ID eindeutig
- Leitung mit identischen Start- und Endkoordinate
- Nicht verbundene Strecken (Start-u.Endknoten)
- Reaktanz-, Widerstandsbelag fehlend
- Strangprüfung (Strangnummer und Abschnittsnr.)
- Plausibilität Leitungslänge



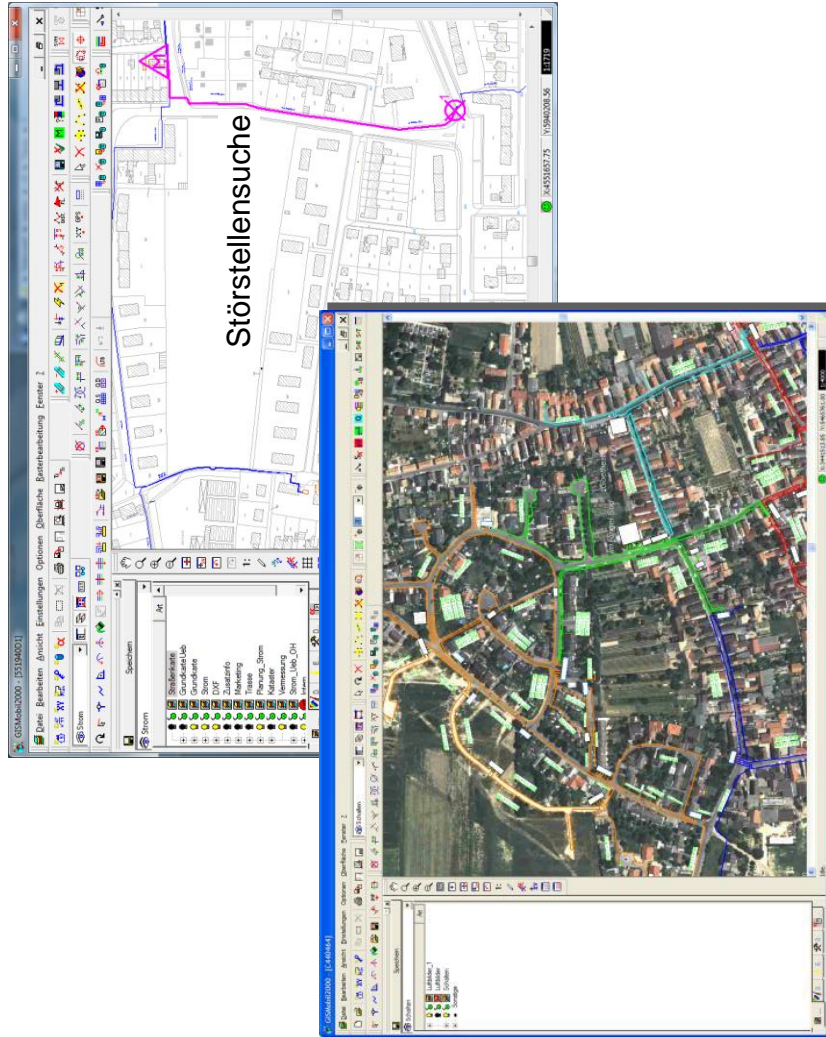
Anforderungen Datenqualität II. - Netztopologie



- Farbliche Netzverfolgung
 - z.B. Alle geschlossenen Strecken (Kabel) innerhalb eines Ortsnetz
 - Im Gesamtbereich

→ Ausgabe von Topologiefehler

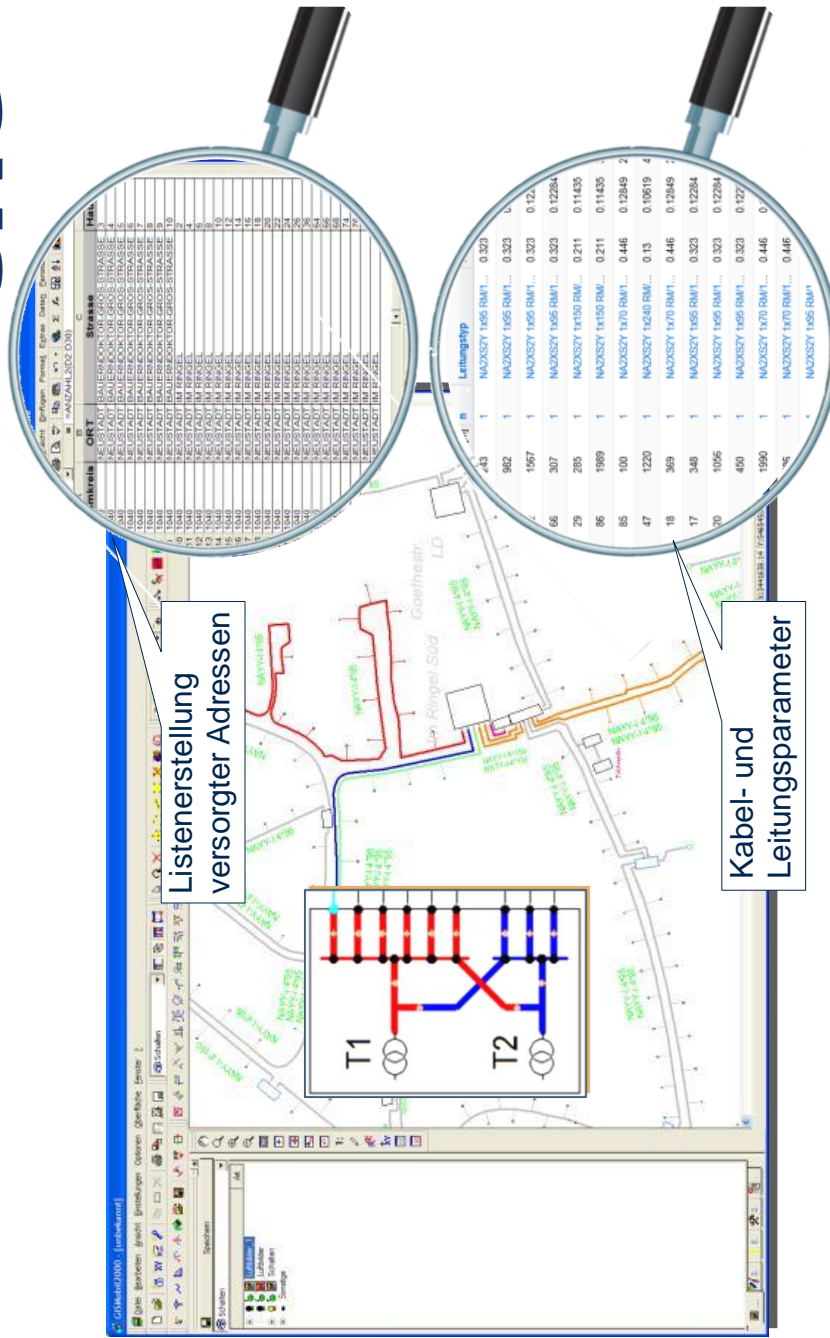
- Grundlage zur Ableitung der Stromkreise



Anforderungen Datenqualität III. -Netzschaltungen



- Erfassen Normalschaltzustand
 - Pflege der Stationsinnenverschaltung
- Eindeutige Netzparameter (Inkonsistente Bezeichnung der verlegten Kabelparameter)
- Differenzierter Netznoten (Keine konsistenten Verknüpfungen zu versorgten Adressen zur ONS)



Inhalt



- Anforderungen an Daten für ein Smart Grid
 - GIS-Daten / Sachdaten
- Softwarerealisierungen für die Leitstelle und den Netzbetrieb
 - Datenaufkommen am Praxisbeispiel iNES
- Konzepte zur konsistenten Datenhaltung

14

Smart Grid BUW Seminar | Martin Stiegler SAG CeGIT - Smart Grid Service - 05.10.2016



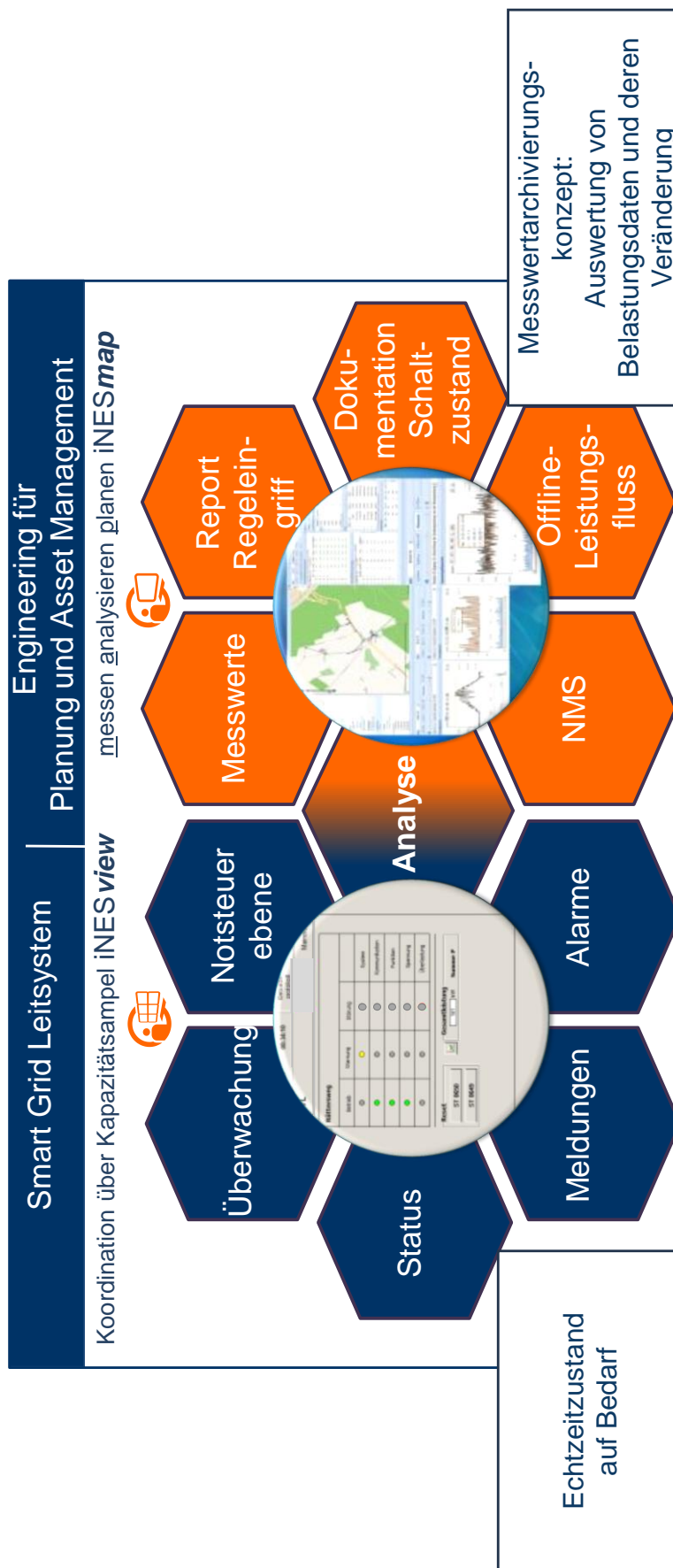
Datenmanagement mit GRID.focus Funktionen – und Fallbeispiele

Differenzierung in die verteilte Plattform im Feld sowie Ergänzungen zur Leitstelle



* Bestehende Infrastruktur VNB

GRID.fOCUS iNES view und iNES map
 Dienste für geänderte betriebliche Anforderungen



Smart Grid BUW Seminar | Martin Stiegler SAG CeGIT - Smart Grid Service -

GRID.fOCUS

Die Grid Monitoring und Analyseplattform für netzdienliche Mehrwertdienste



Anwendungen / Grid Apps

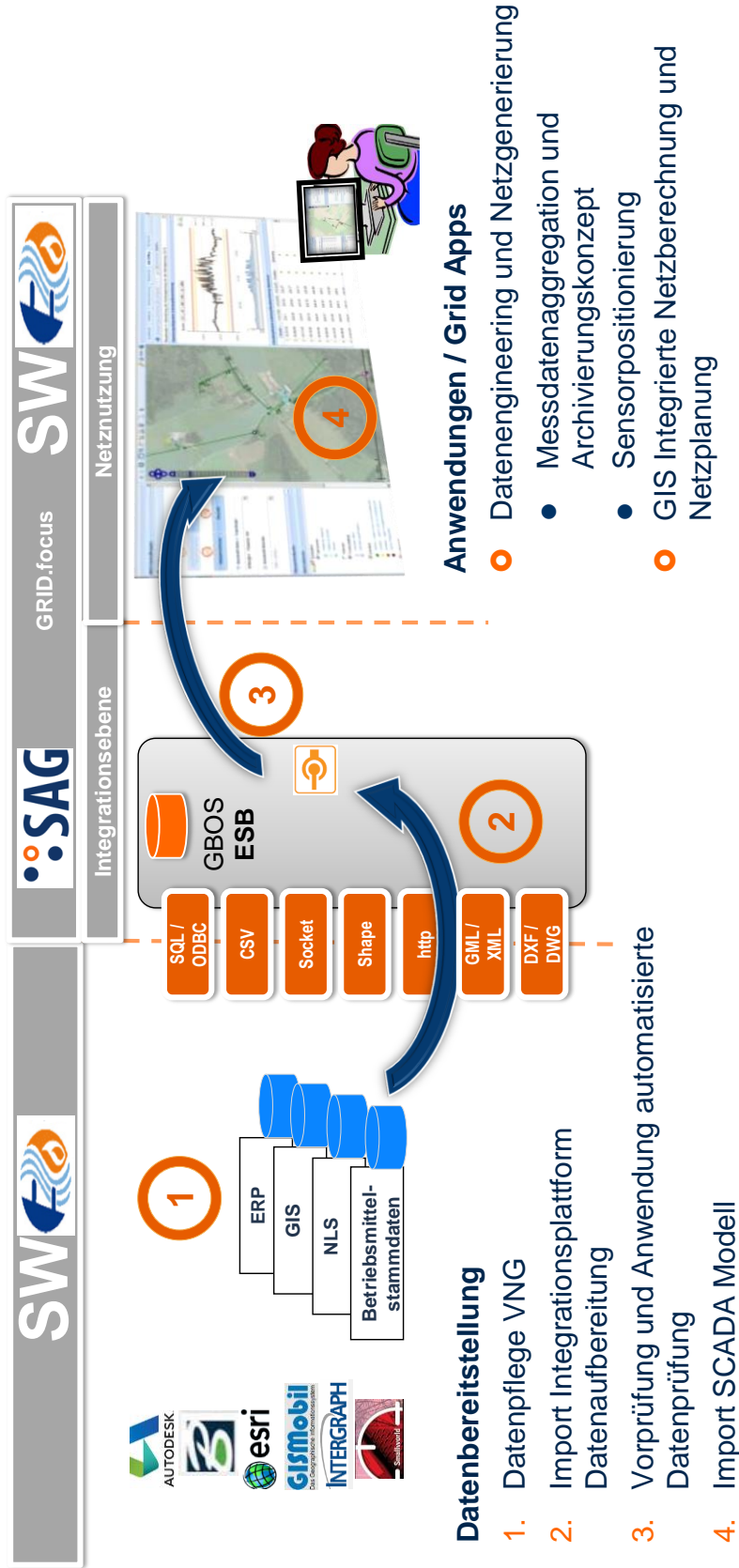
- Netzkonfigurator, Schaltzustandspflege
- Dokumentation Spitzenkappung
- Smart-Grid-Leitsystem iNES view
- Online- und GIS-integrierte Netzberechnung (Niederspannung)
- Anschlussbeurteilung von dezentraler Erzeugungsanlagen, Speicher oder Last
- Anschlussimulation auf Bestandsnetz
- Variantenplanung
- Messreihen und Berichte

Eigenschaften

- Intuitive Bedienoberfläche
- Dezentrale Erzeugungsleistung auf einem Blick
- Einfachste Ampelvisualisierung
- Modularer Funktionsumfang auf Nutzerrolle zugeschnitten
- Positive Rückwirkung auf Datenqualität

Bestandsdatennutzung

Kundenanbindung für Datenengineering und Netzgenerierung



- Anwendungen / Grid Apps**
- Datenengineering und Netzgenerierung
 - Messdatenaggregation und Archivierungskonzept
 - Sensorpositionierung
 - GIS Integrierte Netzberechnung und Netzplanung

Funktionsbeispiel Online-Netzberechnung (1/2)

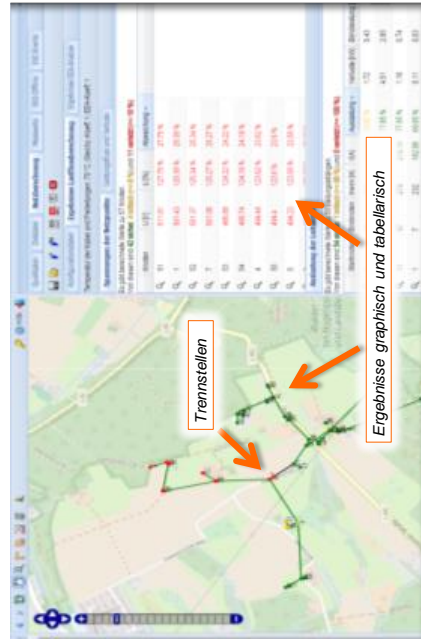
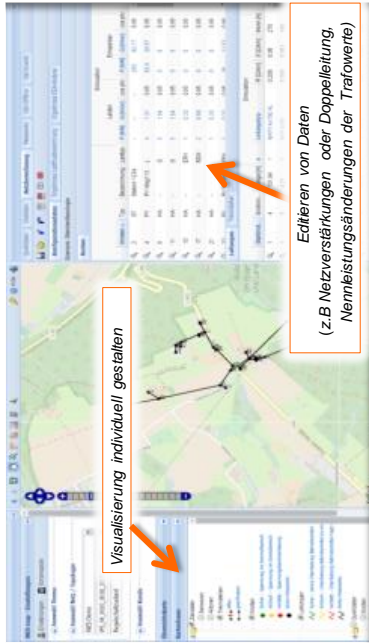


Wahlmöglichkeit zwischen Starkeinspeiseszenario und Spitzenlastszenario

- Lastflussberechnung
- Berechnung max. mgl. Einspeiseleistung/Last
- Bestimmung von Spannungsänderungen durch EE-
Erzeugungleistung

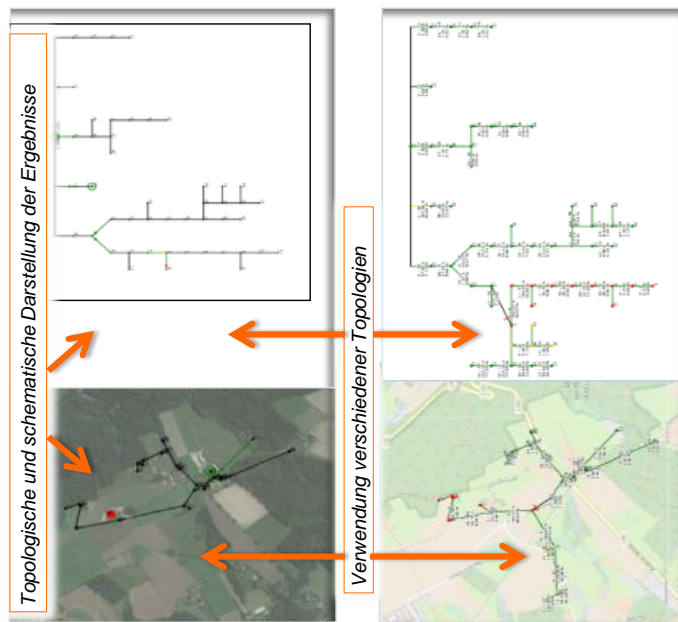


- Editieren von Eingangsparametern an Knoten und Leitungen
- Hintergrunddarstellung variabel (Google Maps, open street map, weitere WMS-Dienste ...)
- Verlagerung von Trennstellen durch Schließen und Öffnen an beliebigen Knoten
- Tabellarische Darstellung der Ergebnisse

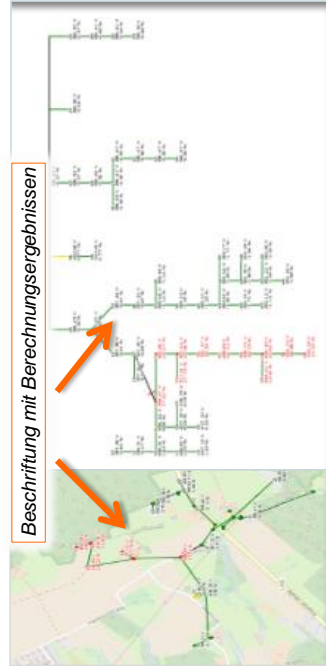


Anwendung Online-Netzberechnung (2/2)

Vielfältige Auswertmöglichkeiten



- Schaltsimulation unter Verwendung verschiedener Topologien
- Darstellung topologisch oder schematisch
- Beschriftung von Knoten und Leitungen
- Einfärben durch Ampelfarben in der Grafik



Vorteil GIS-Integrierte Online Netzberechnung

Effizienz durch einfachste Bedienung



Optimale Nutzung vorhandener Netzkapazität

- EN50160 Spielraum nutzen und Einhaltung Versorgungsqualität
- Schutz vor Betriebsmittelüberlastung
- Netzausbau verzögern
- Sicherstellung und Einhaltung der Netzplanungsgrundsätze

Prozessoptimierung

- Der Anschlussbeurteilung
- Weiterbildung, Professionalisierung und Eigenständigkeit
- Gewisse Unabhängigkeit zu Planungsbüros
- Netzplaner arbeiten nach gleichen Vorgehen und derselben Datengrundlage
- Verwalten von Planungsvarianten und Messdaten

Datenqualität- und Zeitersparnis

- Eliminierung Datenrisiko
 - Topologisch korrekte, qualitätsgesicherte Daten
 - Netzdaten werden rechenfähig
- Für die Netzberechnung keine redundante Datenhaltung
- Gesamthafte Betrachtung des Netzgebietes vs. singuläre Netzstränge
- Detaillierung in spezifischen Netzberechnungstool über **Exportfunktion**



Kundenanbindung zur Modellbildung Importprozess und Anwendung Topologieprüfung

The screenshot displays a GIS application window. At the top, there are tabs for 'Übersicht Netz', 'Netzname', and 'Netz'. Below these are several status indicators and search filters. The main area is a map showing a network of lines and nodes, with a large red-shaded region. A callout box labeled 'Netzgebiet EWS' is positioned over this region. Two circular inset images are overlaid on the map: one showing a house and another showing solar panels. The bottom of the window features a legend with various symbols and text, including 'Netzgebiet', 'Hilfsgradiente', 'Coode Hybrid', 'Coode Solaris', 'OpenStreetMap', and 'Kein Hintergrund'. The interface also includes a search bar and various navigation tools.

Smart Grid BUW Seminar | Martin Stiegler SAG CeGIT - Smart Grid Service -

Kundenanbindung zur Modellbildung Importprozess und Anwendung Topologieprüfung



Knoten

- 1. Knoten-ID nicht eindeutig:
- 2. Knoten mit identischen Koordinaten:
- 3. Knoten ohne Verbindung zu einer Leitung:
- 4. WMS-Attributwertveränderbar/Veränderbar ohne Abfrage:
- 5. Abfrage mit falscher Zuordnung:
- 6. KnotenID nicht definiert:
- 7. Knoten-ID Fehler (Zusammenhang NodeID und NodeID_Parent):

Leitungen

- 1. Leitungs-ID nicht eindeutig:
- 2. Leitungen mit identischen Start- und EndknotenID:
- 3. nicht vorhandene Leitungen (Start- und Endknoten):
- 4. KnotenID, Wertenänderung veränderbar themen nicht definiert:
- 5. Stangenanzahl (Design, Leitungsbetriebsart):
- 6. Leitungslänge prüfen:
- Geometrie für minimal erlaubtes Länge (m) einbinden:
- Geometrie für maximal erlaubtes Länge (m) einbinden:

NodeID	KnotenID	KnotenID_Parent	Wertenänderung	Veränderbar	Wertenänderung	Veränderbar
111499	111499					
111499_1	111499_1					
111499_2	111499_2					
111499_3	111499_3					
111499_4	111499_4					
111499_5	111499_5					
111499_6	111499_6					
111499_7	111499_7					
111499_8	111499_8					
111499_9	111499_9					
111499_10	111499_10					

The screenshot displays a comprehensive smart grid management interface. At the top, there are navigation tabs for 'Einstellungen', 'Auswahl Thema', and 'Auswahl Netz / Topologie'. Below these, there are dropdown menus for 'E-Werk Schweißer' (MV_PS_01_0004_0012_20160330-1441) and 'Regelschaltzustand'. A 'Bitte wählen ...' dropdown is also present for 'Auswahl Kunde'.

The central part of the interface features a network diagram with nodes and connecting lines. Several nodes are highlighted with orange circles, which are linked to detailed data tables and photos. One prominent table lists sensor data:

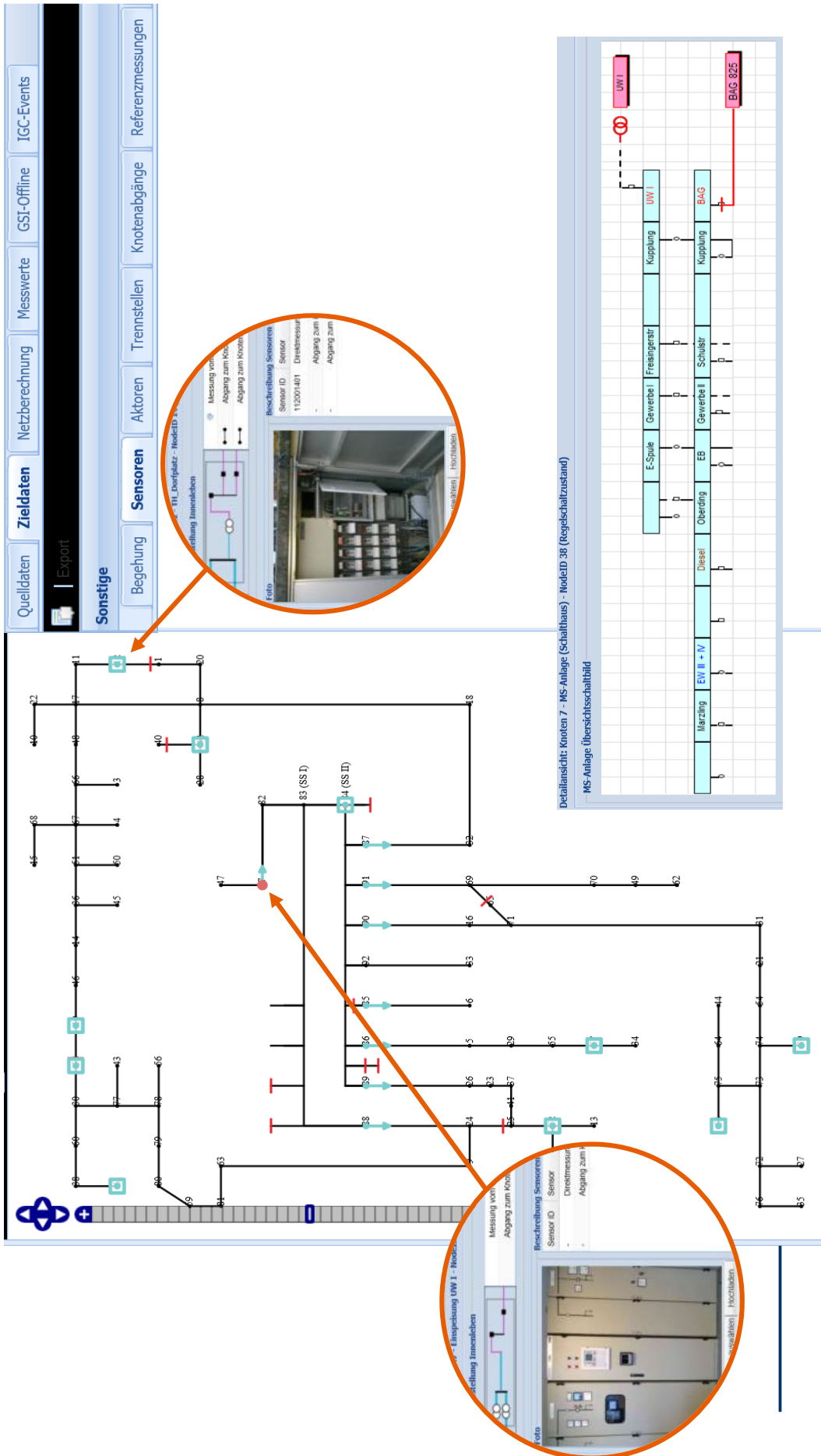
Sensor ID	Knoten	Abgang	Bemerkungen	Objektname	Archiv
1400501	42	0		ID14005.1	F
14002401	19	0		ID140024.1	
14003201	58	0		ID140032.1	
14003801	61	0		ID140038.1	
14004501	52	0		ID140045.1	
14005001	57	0		ID140050.1	

Another table below it lists node details:

Knoten	Typ	Bezeichnung	Einspeisung	Laertyp	Adresse
1	ST	TH_Reisener	400 KVA		
2	ST	FMG_250KVA	250 KVA		
3	ST	TH_WZV	630 KVA		
4	ST	TH_Roemerstrasse_Nord	200 KVA		
5	ST	ALC_630KVA	630 KVA		
6	ST	Diesel_1000KVA	1000 KVA		
7	TRAFOS	MS-Anlage (Schalthaus)	16000 KVA		
	ST	TH_Faganstr	400 KVA		

On the right side, there are various settings and monitoring options, including checkboxes for 'Leitungen' (safe, critical, damaged), 'Knoten', 'Leitungsnummer', 'Last-/Einspeisedaten', and 'Hintergrundkarten' (Google Hybrid, Google Satellit, OpenStreetMap, Kein Hintergrund). A legend for line status is also provided.

Four orange circles highlight specific areas: a photo of a control room, a photo of a substation interior, a photo of a power line tower, and a detailed data table for a specific sensor (Sensor ID 112001401) showing measurements like 'Leistungstyp', 'R [D/M... X [D/km]', and 'Abberührung [A]'. The table for this sensor shows multiple rows of data for different measurement points.



Auswahl Netz / Topologie

E-Werk Schweiger
 MV_PS_01_0004_0012_20160530-1441
 Regelschaltzustand

Auswahl Kunde

Übersichtskarte

Kartenbaum

- Zieldaten
- Aktoren
 - Altor
 - Sensoren
 - Messung Spannung (Knoten)
 - Messung Strom
 - Messung Strom (Abgang)
- Trennstellen
 - ⚡ offen
 - ⚡ geschlossen
- Knoten
 - sicher (Spannung im Normalbereich)
 - kritisch (Spannung im Grenzbereich)
 - verletzt (Spannungsabweichung)
 - keine Messwerte
- Leitungen
 - ↗ sicher (keine Betriebsmittelüberlastung)
 - ↗ kritisch (Betriebsmittelüberlastung zu erw)
 - ↗ verletzt (Betriebsmittelüberlastung liegt v
 - ↗ keine Messwerte
- Quelldaten
- Knoten
- Knotennummer
- Leitungen
- Leitungsnummer
- Last- / Einspeisedaten
- Hintergrundkarten
- Google Hybrid
- Google Satellit

Netzwerkdaten | **Netzberechnung** | **Messwerte** | **GSI-Offline** | **TGC-Events**

Konfigurationsdaten | **Ergebnisse Lastflussberechnung** | **Ergebnisse EEA-Analyse**

Knoten				Lasten				Simulation				
Knot...	Typ	Bezeichnung	Lasttyp	P [kW]	Q [kVar]	cos phi	P [kW]	Q [kVar]	cos phi	R [Ω/km]	X' [Ω/km]	Inerm
1	ST	TH_Reisener		-	-	-	400	131.47	0			
2	ST	FMG_250KVA		-	-	-	250	82.17	0			
3	ST	TH_WZV		-	-	-	630	207.07	0			
4	ST	TH_Roemerstr...		-	-	-	200	65.74	0			
5	ST	ALC_630KVA		-	-	-	630	207.07	0			
6	ST	Dieseld_1000K...		-	-	-	1000	328.66	0			
8	ST	TH_Faganstr		-	-	-	400	131.47	0			
9	ST	Wassenwerk...		-	-	-	630	207.07	0			
10	ST	TH_Moosstra...		-	-	-	200	65.74	0			

Leitungen				Simulation			
Startkno...	Endkno...	Länge [m]	n	Leitungstyp	R [Ω/km]	X' [Ω/km]	Inerm
1	12	243	1	NA2XSZY 1x35 RM/1...	0.323	0.12284	243
1	20	982	1	NA2XSZY 1x35 RM/1...	0.323	0.12284	243
2	52	1567	1	NA2XSZY 1x35 RM/1...	0.323	0.12284	243
3	66	307	1	NA2XSZY 1x35 RM/1...	0.323	0.12284	243
5	29	285	1	NA2XSZY 1x150 RM/...	0.211	0.11435	311
5	86	1989	1	NA2XSZY 1x150 RM/...	0.211	0.11435	311
6	85	100	1	NA2XSZY 1x70 RM/1...	0.446	0.12849	203
7	47	1220	1	NA2XSZY 1x240 RM/...	0.13	0.10619	411
8	17	348	1	NA2XSZY 1x35 RM/1...	0.323	0.12284	243
8	18	369	1	NA2XSZY 1x70 RM/1...	0.446	0.12849	203

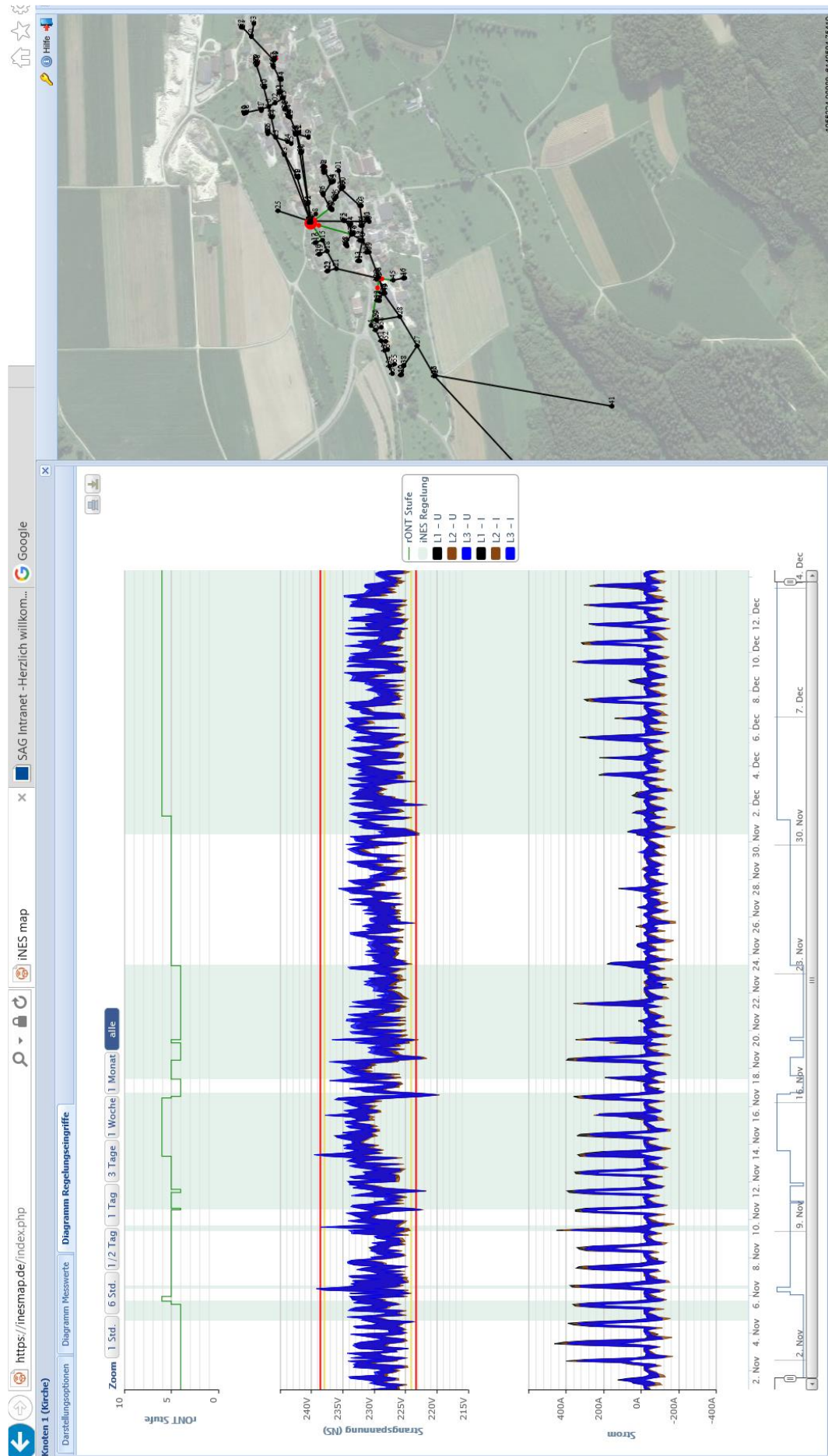
Smart Grid BUW Seminar I Martin Stiegler SAG CeGIT - Smart Grid Service -

The screenshot displays the InES map software interface. At the top, the browser address bar shows 'https://inesmap.de/index.php'. The interface includes a search bar, navigation tools, and a main window divided into several sections:

- Map View:** Shows a network diagram with nodes and lines. A scale bar indicates 1000m.
- Legend (Übersichtskarte):**
 - Aktoren:** Zieldaten
 - Sensoren:** Messung Spannung (Knoten), Messung Strom, Messung Strom (Abgang)
 - Trennstellen:** offen, geschlossen
 - Knoten:** sicher (Spannung im Normalbereich), kritisch (Spannung im Grenzbereich), verletzt (Spannungsbandverletzung), keine Messwerte
 - Leitungen:** sicher (keine Betriebsmittelüberlastung), kritisch (Betriebsmittelüberlastung zu erwarten), verletzt (Betriebsmittelüberlastung liegt vor), keine Messwerte
 - Qualitäten:** Knoten, Knotennummer, Leitungen, Leitungsnummer, Last- / Einspeisedaten
 - Hintergrundkarten:** Google Hybrid, Google Satellit, OpenStreetMap, Kein Hintergrund
- Table (Mittelspannung):**

Knoten	Abgang	U (min) [V]	U (max)...	U (max) [V]	Abweichung (Bj...)
12	19992.29	-3.86 %	21044.72	+1.17 %	3.88 %
19	20161.92	-3.06 %	20820.73	+0.09 %	3.06 %
39	20165.3	-3.05 %	20856	+0.26 %	3.05 %
61	20213.67	-2.81 %	20863.18	+0.3 %	2.81 %
7	20732.44	-0.32 %	21359.82	+2.69 %	2.69 %
53	20318.92	-2.31 %	21004.16	+0.98 %	2.31 %
52	20348.46	-2.17 %	21040.36	+1.15 %	2.17 %
56	20493.4	-1.47 %	21187.75	+1.86 %	1.86 %
57	20445.82	-1.7 %	21114.26	+1.51 %	1.7 %
42	20527.34	-1.31 %	21142.32	+1.64 %	1.64 %
- Graphs:** Two line graphs showing voltage fluctuations over time. The top graph shows a significant peak, while the bottom graph shows more stable fluctuations.

Smart Grid BUW Seminar | Martin Stiegler SAG CeGIT - Smart Grid Service -



Betrachtung Niederspannung II. Netzberechnung ohne und mit realen Netzdaten

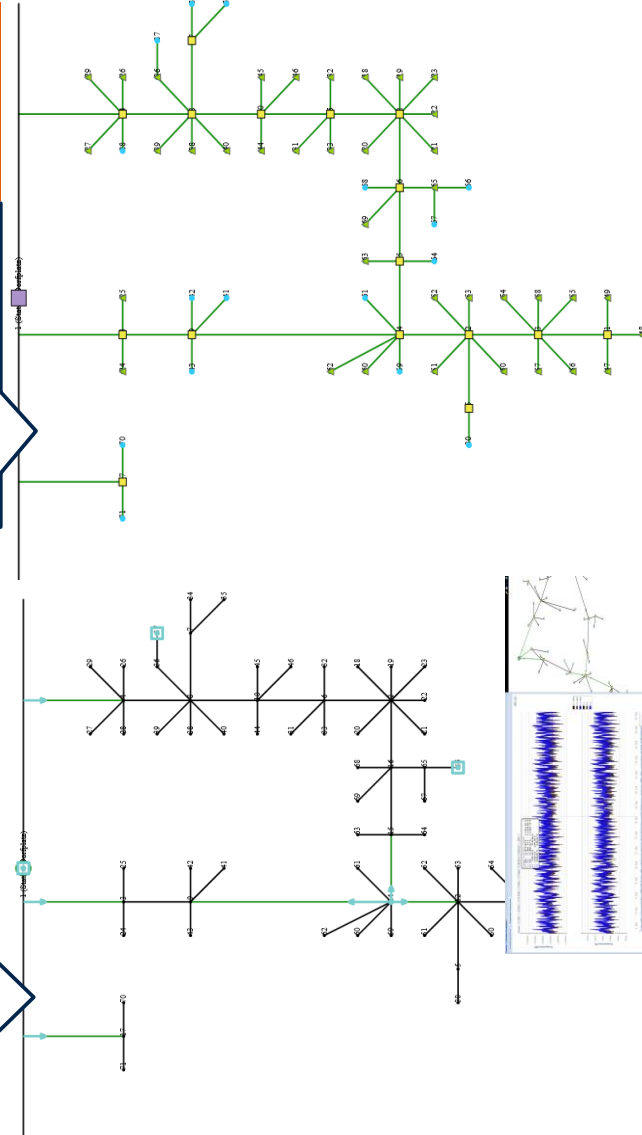
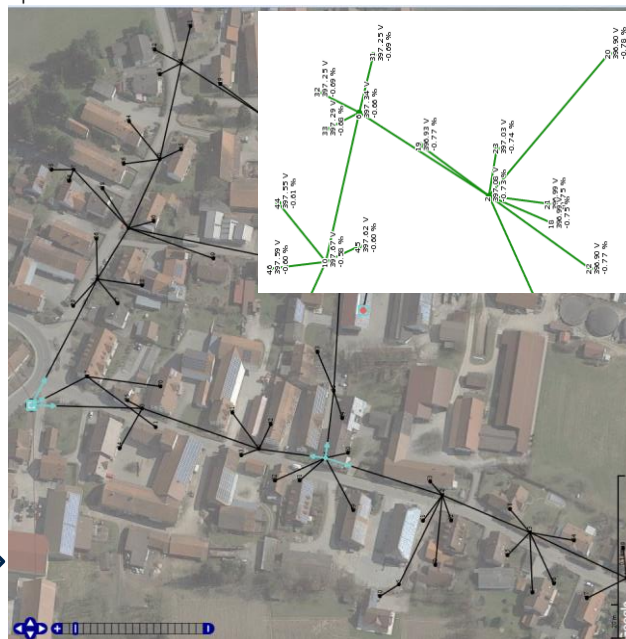


Anwendung Lastflussrechnung
Engineering Leistung

Messtopologie
15 Messungen an
9 Knoten

Anwendung Grid State Estimation
71 Knoten

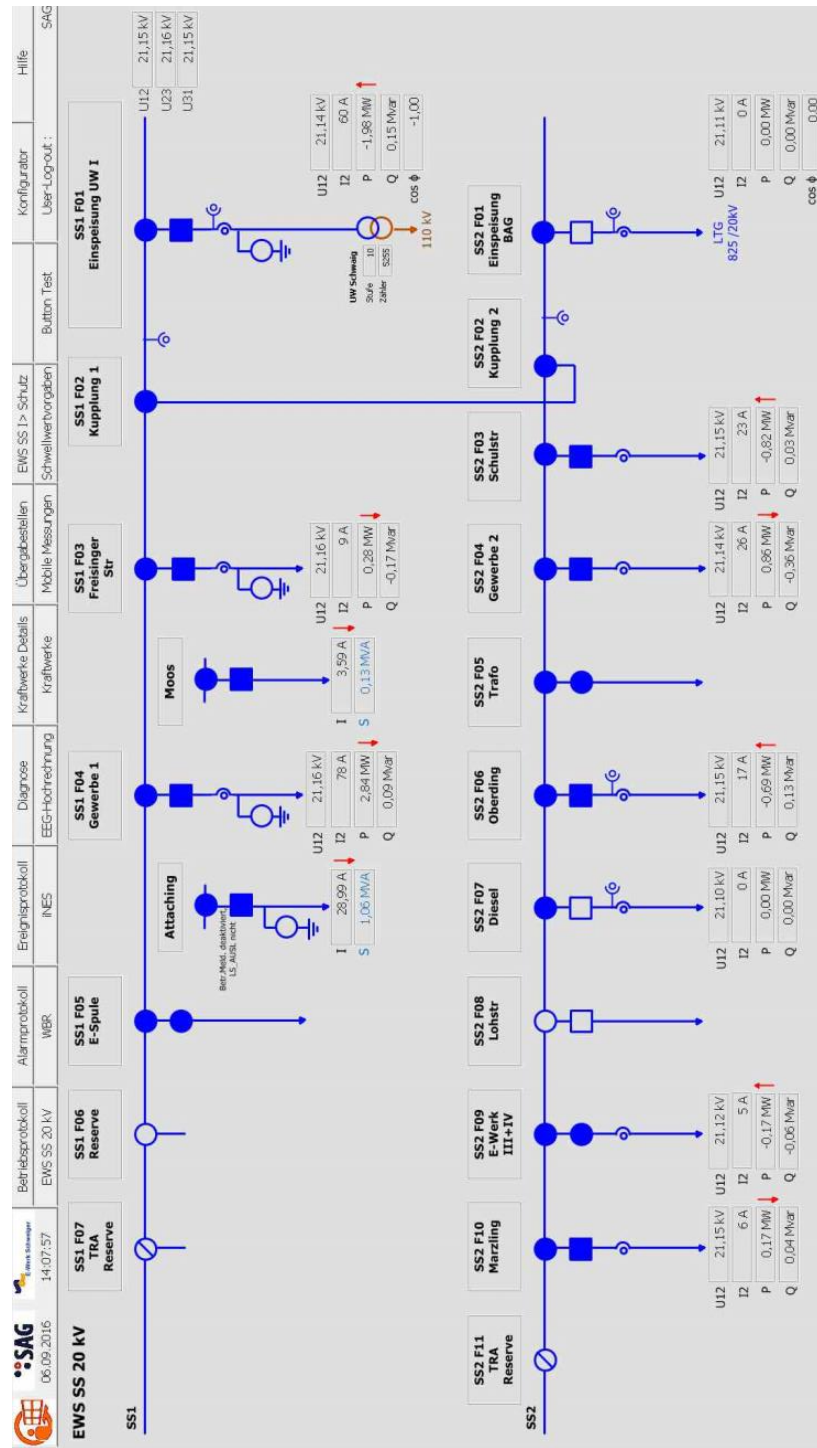
iNES
Technik im
Feld



Smart Grid BUW Seminar | Martin Stiegler SAG CeGIT - Smart Grid Service -



Einbindung in die Netzleitstelle I. Fallbeispiel Verteilnetzebene 20kV





Einbindung in die Netzleitstelle II. Fallbeispiel Verteilnetzebene 20kV

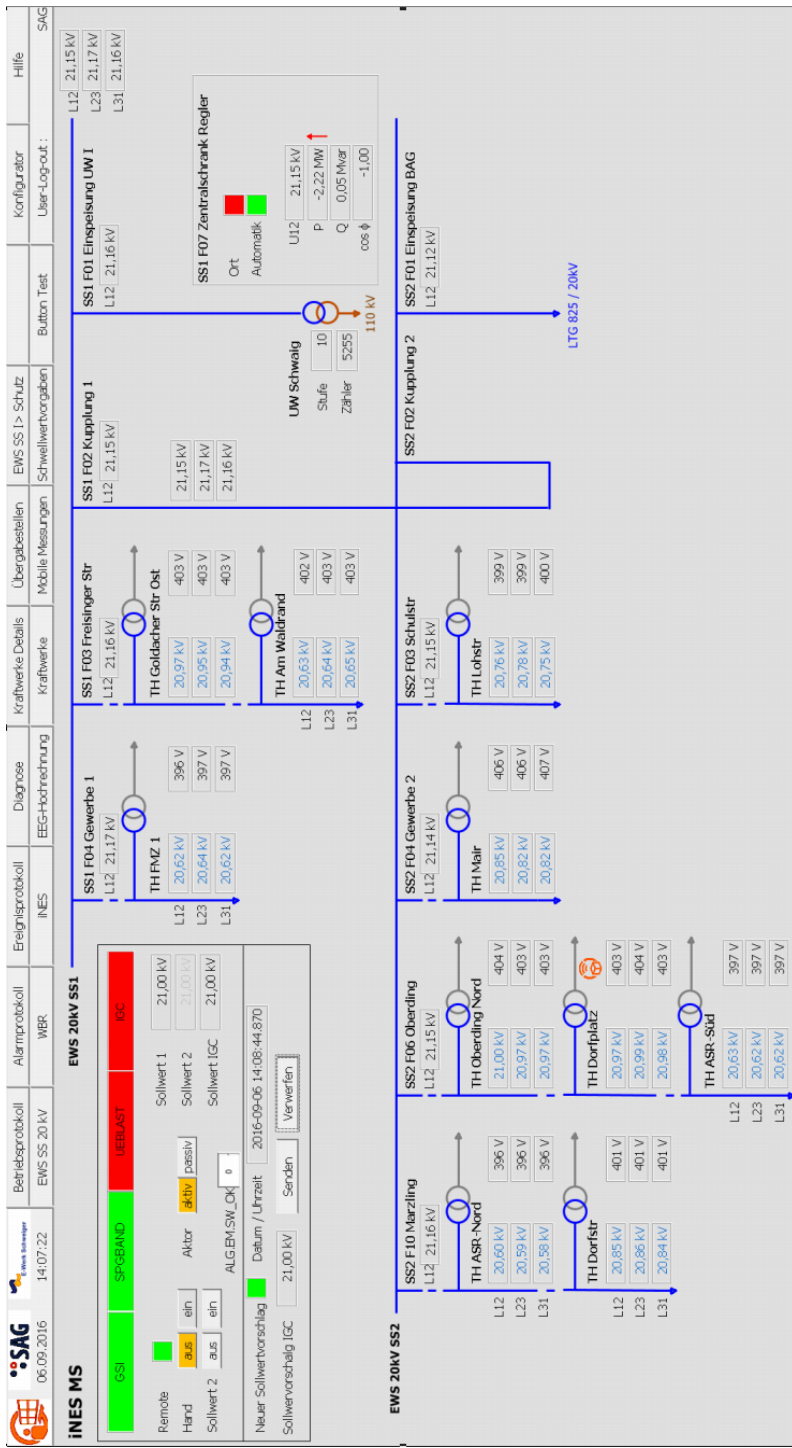


Abbildung iNES im Leitsystem des Kunden

Stationsnummer

Erdung

Leistung

Generalabfrage

Meldebuch Strom

Stations-
anwahl

Teilsystem
Strom

Übersicht
Unspannwerke

S0641 Gartenstr.12 Kinzenbach

iNES-Steuerbox

iNES-System
arbeitet fehlerfrei

iNES-Kommunikation
mit Sensoren und Aktoren arbeitet fehlerfrei

iNES-gsi Leistungsberechnung
arbeitet fehlerfrei

iNES-igc Steueralgorithmus
arbeitet fehlerfrei

iNES-Spannungsband
keine Verletzung vorhanden

iNES-Überlastung Strom
keine Überlastung vorhanden

Messwerte Zelle 1

Spannung L1-E	12,34 kV
Spannung L2-E	12,11 kV
Spannung L3-E	12,36 kV
Spannung L1-L2	21,26 kV
Spannung L2-L3	21,31 kV
Spannung L3-L1	21,21 kV

SF6-Schaltanlage

0,4kV-Verteilung

Spannung L1-E	230 V
Spannung L2-E	231 V
Spannung L3-E	230 V

Strom L1: 1 A
Strom L2: 0 A
Strom L3: 1 A
Blindleistung: 0,00 Mvar
cos phi: 0,07

0,4kV-Verteilung

Spannung L1-E	229 V
Spannung L2-E	230 V
Spannung L3-E	229 V

Strom L1: -103 A
Strom L2: -59 A
Strom L3: -86 A
Wirkleistung: -55 kW
Blindleistung: 10 kvar

0,4kV-Netz

Spannung L1-E	230 V
Spannung L2-E	230 V
Spannung L3-E	232 V

Strom L1: 234 V
Strom L2: 232 V
Strom L3: 232 V

Wiesenstr. 4
Kindergarten
PV-Anlage

KV12	234 V
Spannung L1-E	230 V
Spannung L2-E	230 V
Spannung L3-E	232 V

Betriebsart Remode: RONT-Regelung über iNES oder NLS
RONT-Steuerung: Remode-Modus EIN => iNES oder NLS können stufen
RONT-Steuerung erfolgt durch iNES

S0641 Gartenstr.12 0,4kV Erzeugungsanlagen
S0641 Gartenstr.12 0,4kV sensible Verbraucher
S0641 Gartenstr.12 Bilder

Inhalt



- Anforderungen an Daten für ein Smart Grid
 - GIS-Daten / Sachdaten
- Softwarierealisierungen für die Leitstelle und den Netzbetrieb
 - Datenaufkommen am Praxisbeispiel iNES
- Konzepte zur konsistenten Datenhaltung

Konzepte zur Einhaltung Konsistenter Daten

Technische Implementierung Adaption der kommerziellen IT



<p>„Punkt-zu-Punkt“</p>  <p>Typische strukturen gewachsener Systemlandschaften</p>	<p>Allgemeiner EAI-Ansatz</p>  <p>(Enterprise Application Integration)</p>
---	--

Machbar bei wenigen Anwendungen!
Datenkonsistenz und Qualität?

Integration der Systeme und Module über
Enterprise Service Bus (ESB)
Einhaltung von technischen Standards

Motivation für BUS-Architektur

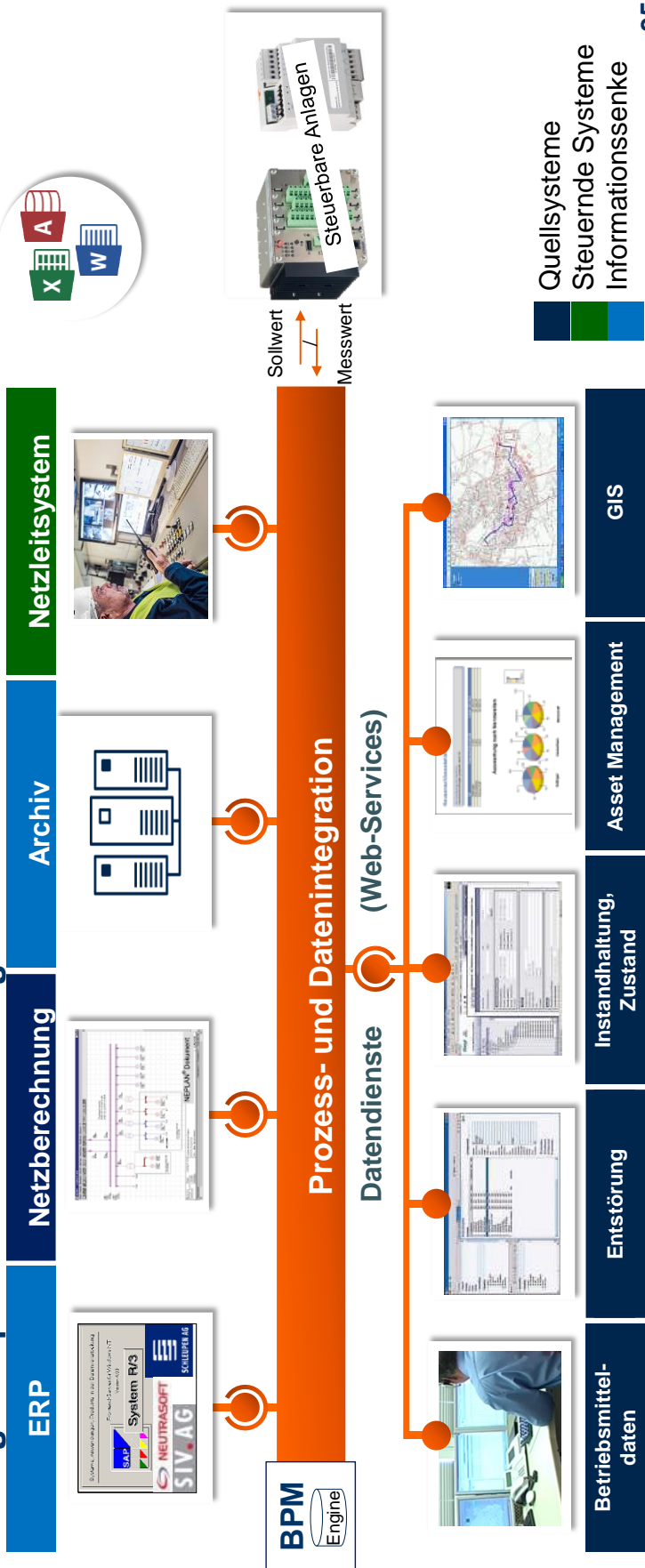
- Vermeidung doppelter Pflege
- Sicherstellung Konsistenz
- Geringere Betriebskosten
- Eigenständig anpassbar
- Agilität, Flexibilität und Austauschbarkeit
- Nutzung technologischer Fortschritt (CIM Profile, Echtzeitfähigkeit für Business Analytics Anwendungen)

Datenhaltung in der Energieversorgung

Oftmals mehrfache Abbildung gleicher Assets in verschiedenen Systemen
 → Redundanz, Inkonsistenz, Pflegeaufwand, Datenfehler, fehlende Verknüpfung



Lösungsbeispiel unter Verwendung ESB Architektur



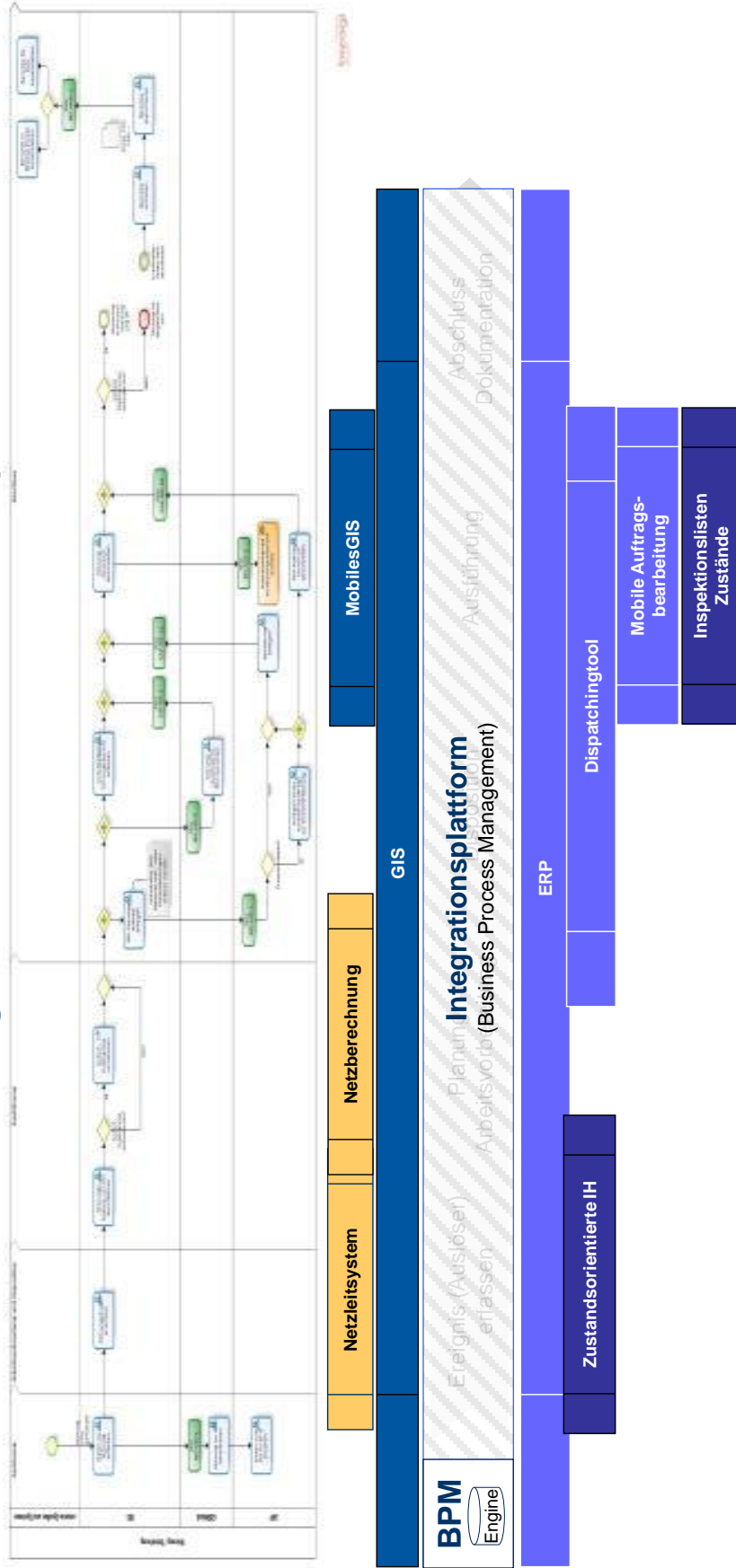
Smart Grid BUW Seminar | Martin Stiegler SAG CeGIT - Smart Grid Service -

05.10.2016



Transparenter Informationsfluss

Einsatz von Prozessmodellierungstools bereits in der Lastenheftphase



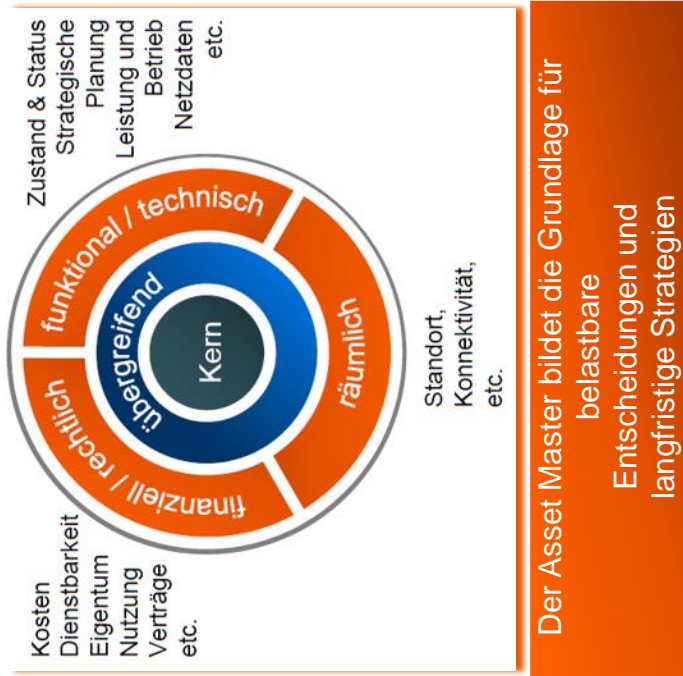
Smart Grid BUW Seminar | Martin Stiegler SAG CeGIT - Smart Grid Service -



Asset Master

Beratungsleistungen zur Analyse und Optimierung der Datenhaltung und der IT-Systemstruktur bei EVU

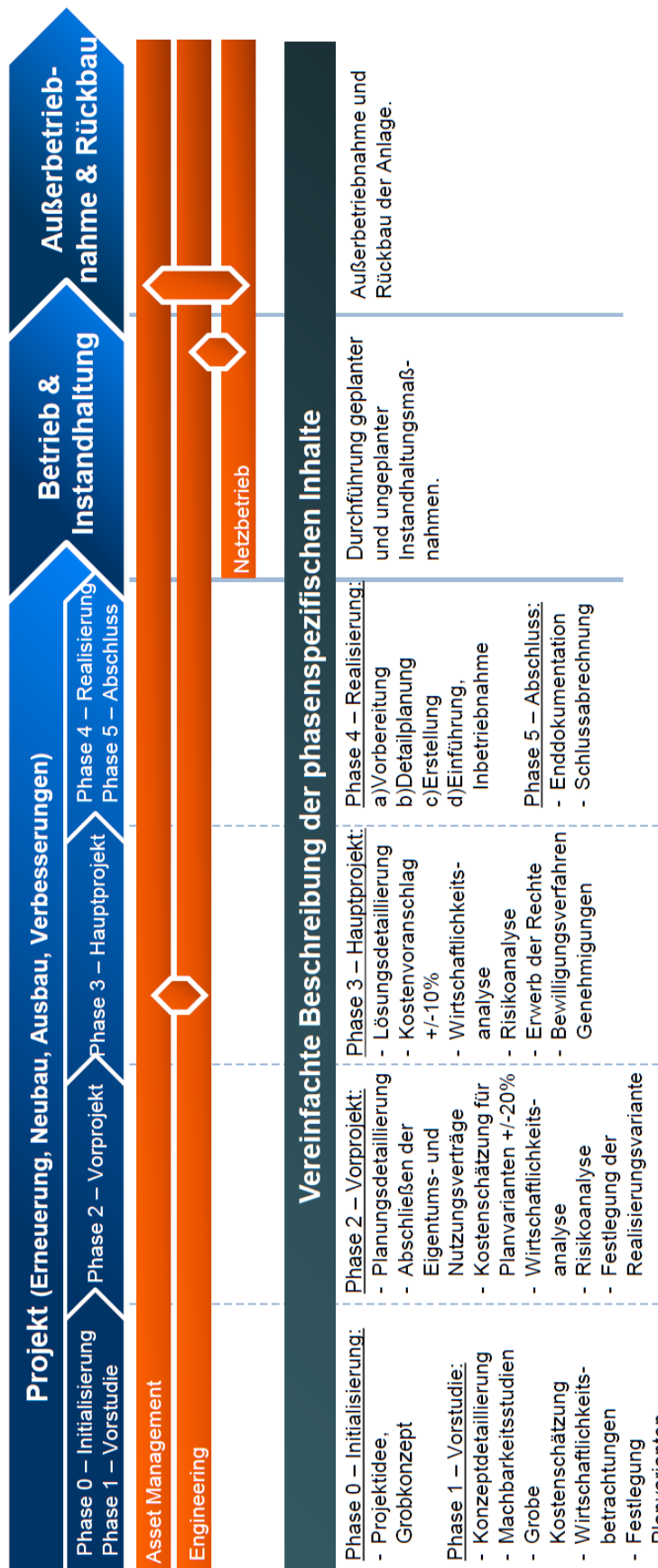
- Einteilung der Informationen jedes Assets in einen Kern und drei Schichten
 - finanziell
 - funktional
 - räumlich
- Durch die Kern-Information (ID, Bezeichnung, Typ) des Assets sind die Informationen der drei Sichten eindeutig zuordbar.
- Asset Master ist keine Datenstruktur sondern Beratungsdienstleistung, um gemeinsam mit dem Kunden Datenstruktur, IT-Systemstruktur und Schnittstellen zu optimieren
- Daten müssen nicht alle in einem System abgelegt sein aber:
 - Sinnvolle Verknüpfung erforderlich (z.B identische ID)
 - Für jede Information nur ein führendes System existent
 - Datenhaltung über den vollständigen Lebenszyklus des Assets





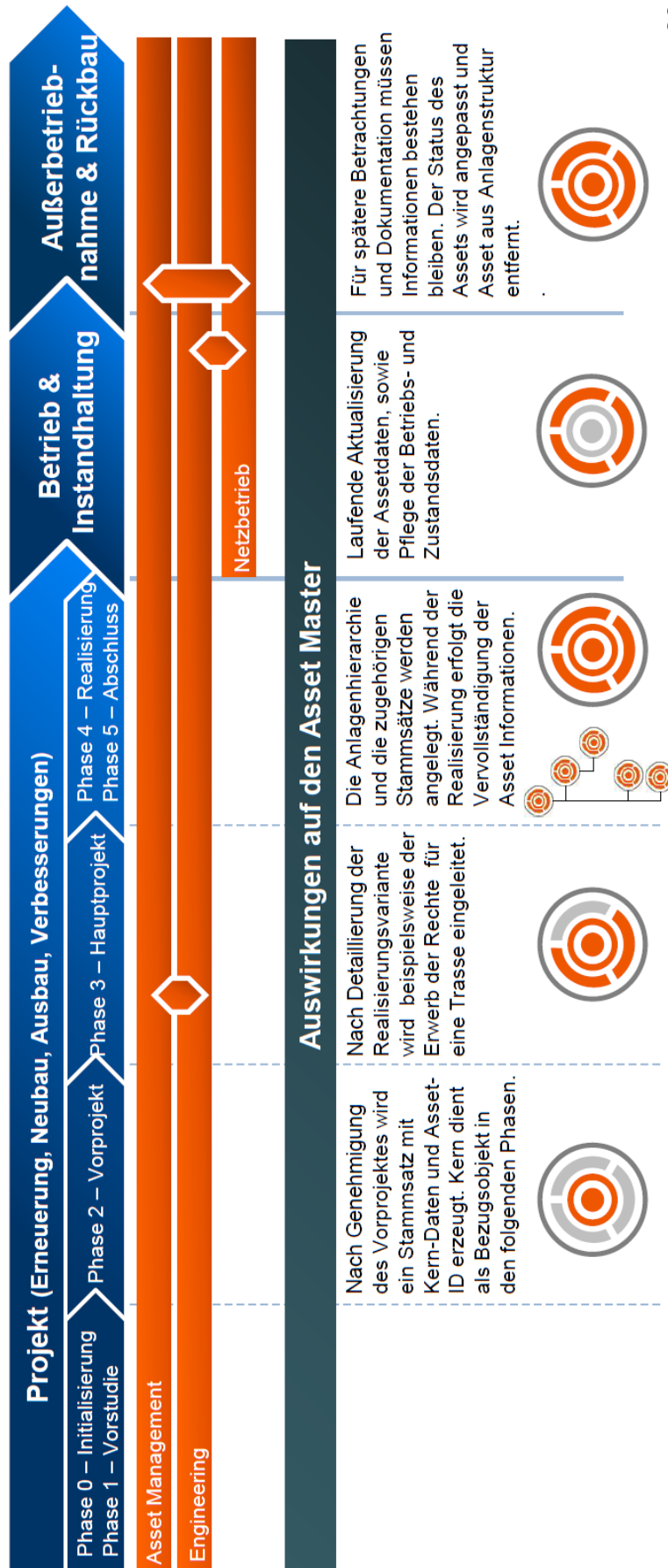
Asset Master

Überblick Lebenszyklus I.





Asset Master Überblick Lebenszyklus II.



Zusammenfassung

Smart Grid bedeutet gleichzeitig „Datenengineering“



- Die Digitalisierung hat längst Einzug in der Branche gehalten
- Kein funktionierendes Smart Grid wenn die „technischen Schulden“ mangelnder Datenqualität nicht aufgearbeitet werden
- Datenbereitstellung für die Abläufe des Smart Grid sind bereichsübergreifend → betriebliche Implementierung notwendig
- Integrierte Datenbestände schaffen Mehrwert!
 - Vermeidung mehrfacher Pflege
 - Reduzierung Pflegekosten
 - Definition klarer Schnittstellen zwischen den IT-Systemen
 - Definition eines effektiven Datenmodells
- Ein **Asset Master** liefert einen Plan, das Umsetzungs- und Betriebskonzept

Datenqualität und Management wird zum Wettbewerbsfaktor



SAG – Partner für die energietechnische Infrastruktur



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Martin Stiegler
SAG GmbH – CeGIT
Leiter Smart Grid Service
Stockholmer Allee 30b
44269 Dortmund

T +49 231 725488-24
F +49 231 725488-25
M+49 173 5858206
mailto:martin.stiegler@sag.eu

Technikbausteine und ihre Aufgaben

Wolfgang Friedrich
Mauell GmbH, Velbert




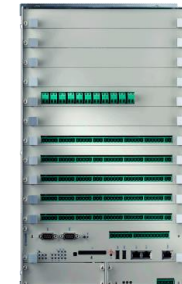
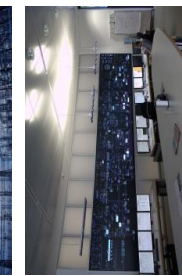
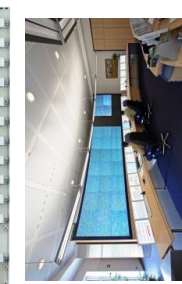




mauell

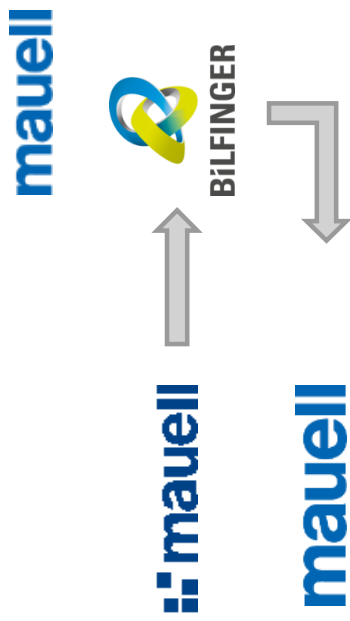
Technikbausteine und Ihre Aufgaben
Wolfgang Friedrich
Smart Grids „Aufbau und Betrieb von intelligenten Verteilnetzen“

17. Oktober 2016

Unsere Geschäftsfelder

<p>SERVICE FÜR KRAFTWERKS- UND PROZESSLEITTECHNIK</p>		
<p>NETZLEITTECHNIK</p>		
<p>WARTENTECHNIK</p>		
<p>GERÄTE FÜR DIE AUTOMATISIERUNG</p>		

2 Technikbausteine und Ihre Aufgaben



Unsere Leistungen:

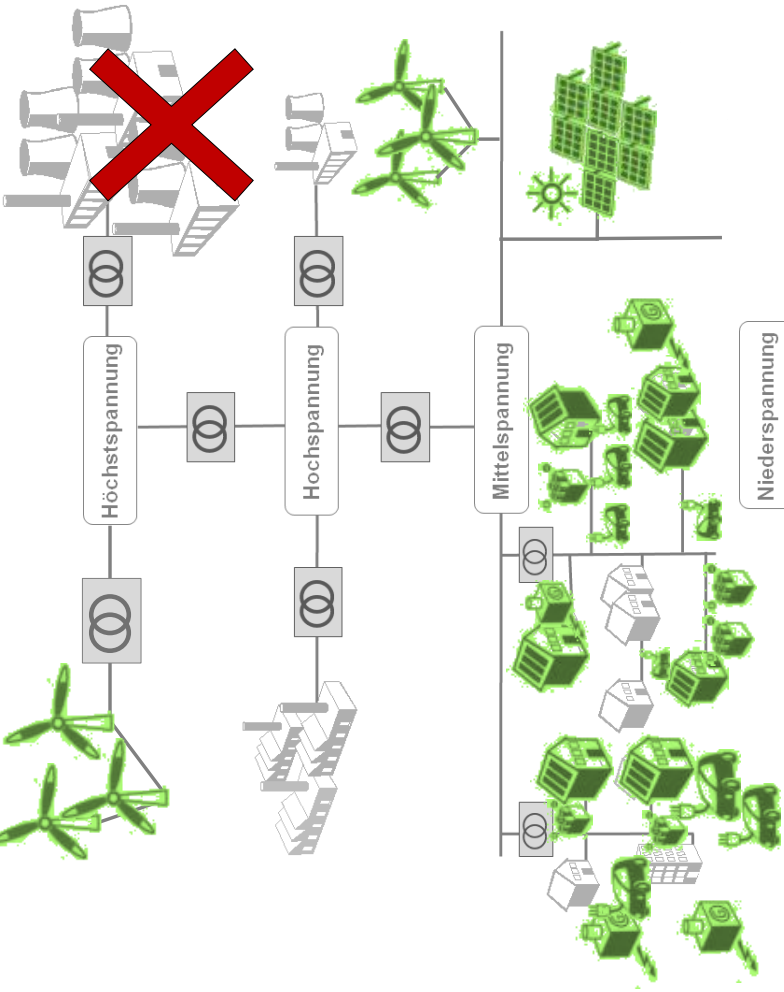
- Entwicklung
- Engineering
- Fertigung
- Montage
- Inbetriebnahme
- Service

Themen:

mauell

- **Energieversorgung im Wandel**
- **Auswirkungen auf die Verteilnetze**
- **Lösungen für den Netzbetrieb**
- **Zusammenfassung und Ausblick**

Versorgungsstruktur in Wandel mauell



Veränderte Einspeisung

- ✓ Windkraft
- ✓ Photovoltaik
- ✓ Kernenergie-Ausstieg
- ✓ Blockheizkraftwerke
- ✓ Biomasse

Neue elektr. Verbraucher

- ✓ Elektrofahrzeuge
- ✓ Wärmepumpen

Speicher

- ✓ Elektrische Speicher
- ✓ Biogasspeicher
- ✓ Thermische Speicher
- ✓

Auswirkungen auf die Verteilnetze

Veränderte Netzanforderungen

- Verteilnetze werden die Transportnetze von morgen
- Überlagerte Windeinspeisung verschärft die Auswirkung der Solareinspeisung zusätzlich
- Marktregeln greifen nicht mehr!
- Es kommt im Verteilnetz verstärkt zu Regeleingriffen
- Auswirkung der E-Mobility

Auswirkung auf Netzbetreiber

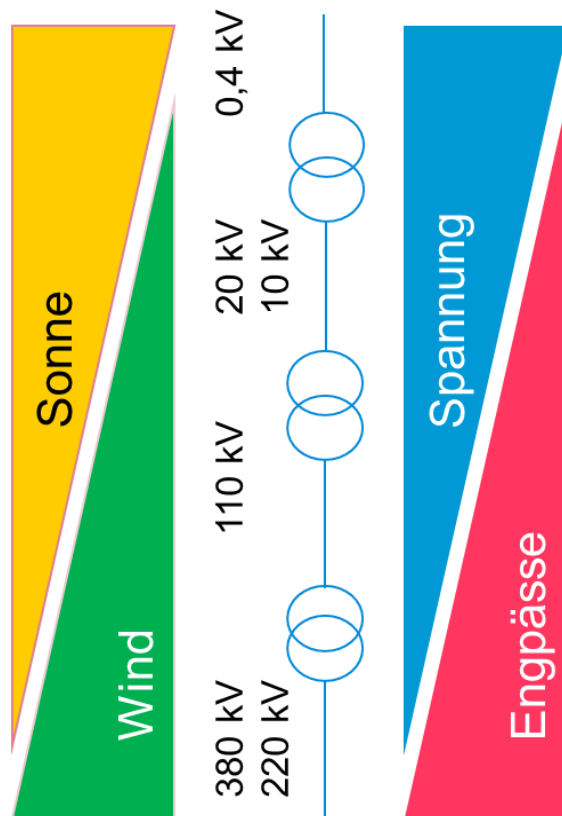
heute

- Kostenintensiver Netzausbau
- Einspeiseleistung ist die Grundlage die Netzauslegung

zukünftig

- + Anforderungen an die Mess-, Steuer- und Regelungstechnik in den Verteilnetzen steigt
- + Erzeugungsanlagen werden bei einem lokalen Netzengpass verstärkt in die Regelung mit einbezogen

mauell

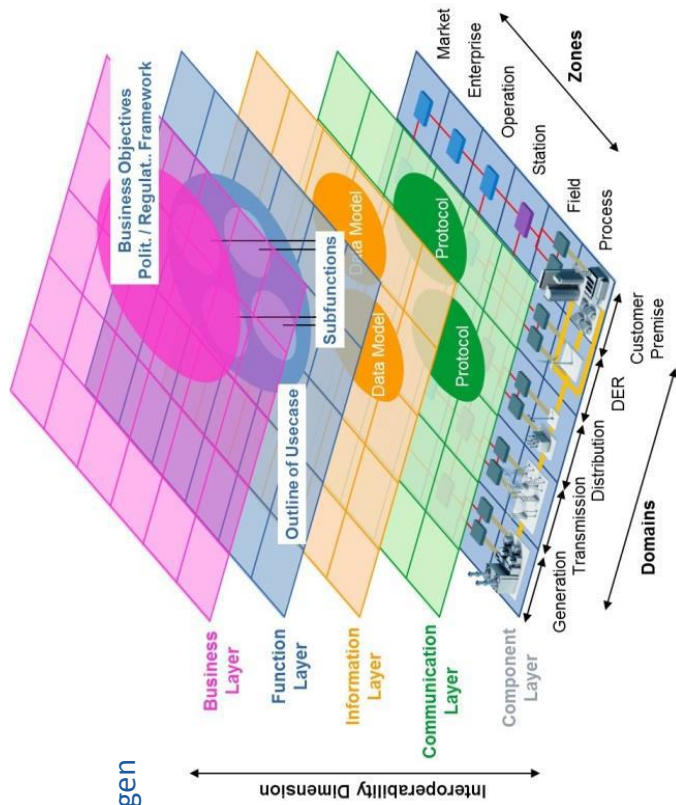


Lösungen für den Netzbetrieb

Am Beispiel einer dezentralen Verteilnetzautomatisierung „Smart Grid Operator“

- **Benötigte Funktionen**
 - Zur Überwachung und zum Netzschutz
 - Zur Netzregelung und Bereitstellung von Systemdienstleistungen
- **Bereitstellung von Information**
 - Datenmodell
 - Informationsverteilung (Quellen ↔ Senken)
- **Anforderungen an die Übertragungstechnik**
 - Übertragungseinrichtungen
 - Kommunikationsprotokolle
 - Datensicherheit
- **Anforderungen an die Gerätetechnik**
 - Zur Erfassung von Betriebsmesswerten
 - Zur Ansteuerung von Netzbetriebsmittel und Kundenanlagen
 - Zur Überwachung und Netzregelung

mauell



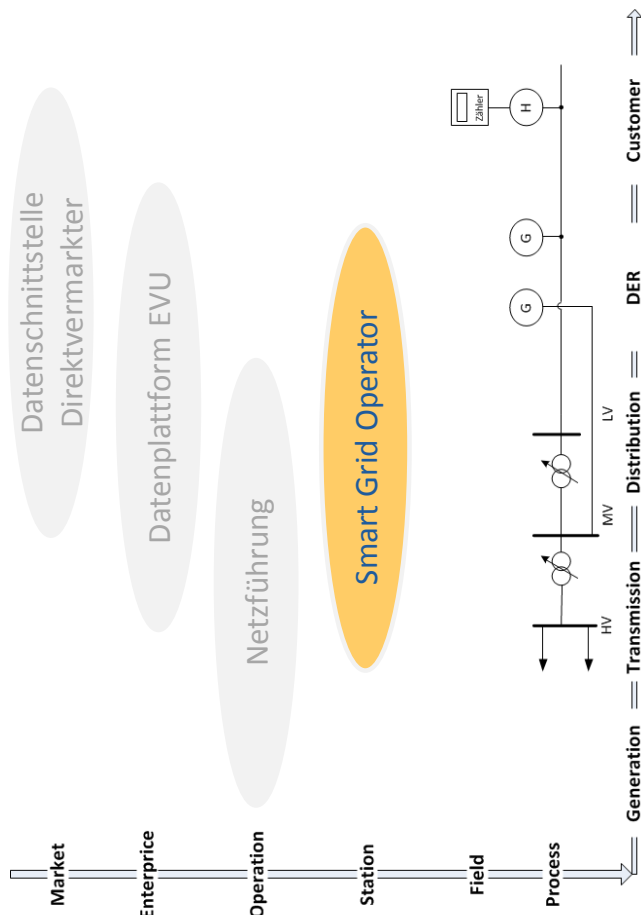
Smart Grid Architecture Model (SGAM) IEC/PAS 62559

Funktionen „Smart Grid Operator“

mauell

Auswahl der benötigten Funktionen:

- Kurzschluss- und Erdschlusserfassung
- Netzüberwachung
- Steuerung von Netzbetriebsmitteln
- Spannungsregelung auf Basis des Netzzustandes
- Weitbereichsregelung Mittelspannung
- Koordinierte Netzregelung MS ↔ NS
- Einspeise- und Lastmanagement MS ↔ NS
- Wirkleistungs- oder Blindleistungsregelung von Erzeugungsanlagen und Lasten
- Inselnetzbetrieb
- Koordinierter Netzwiederaufbau nach Schwarzfall



Auswahl Funktion „Smart Grid Operator“

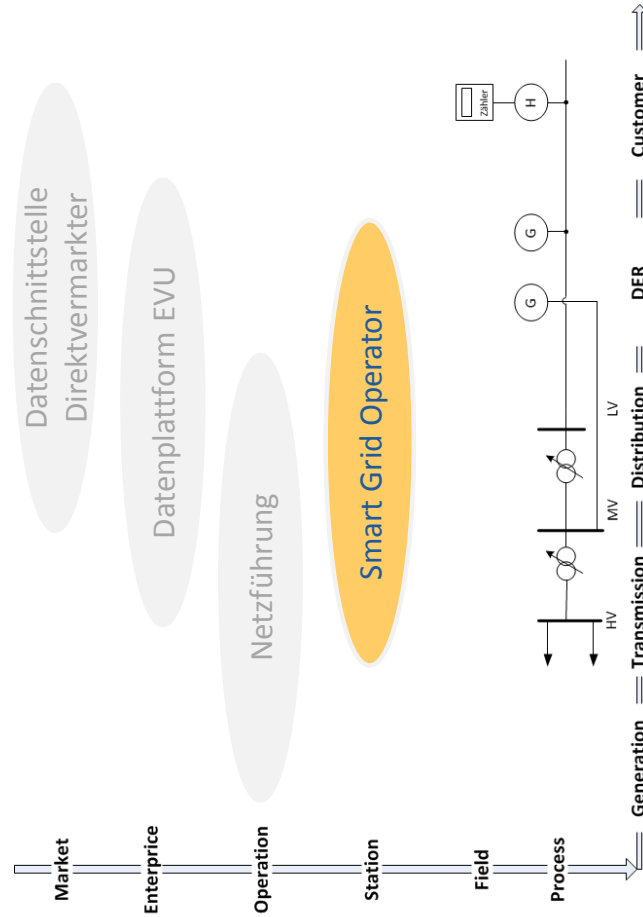
mauell

Detailspezifikation: Funktion Spannungsregelung

✓ **Spannungsregelung auf Basis des Netzzustandes**

Notwendige Festlegungen:

- ✓ Standorte zur Erfassung von Betriebsmesswerten
- ✓ Auflösung und Messgenauigkeit
- ✓ Erfassung der Messdaten in Echtzeit (Intervall)
- ✓ Robustheit der Funktion gegenüber einem Ausfall von Kommunikationsverbindungen zur Messtechnik
- ✓ Ansteuerung Transformator oder Strangregler
- ✓ Übertragungszeiten in Steuer- und Melderichtung
- ✓



Function Layer

Welche Betriebsmittel werden hierfür verwendet?

Wie sieht die Schnittstelle zu den Betriebsmitteln aus?

- **Regelbarer Ortsnetz-Trafo (rONT)**
 - Ansteuerung Höher (▲) – Tiefer (▼)
 - Rückmeldung Stufe (1...n)
- **Längsregelung (regelbare Komponenten im Netz)**
 - Ansteuerung über Sollwert „Q“
 - Rückmeldung Istwert „Q“
- **Blind- oder Wirkleistungsregelung Erzeugungsanlage**
 - Ansteuerung Wechselrichter über Sollwert P oder CosPhi
 - Rückmeldung Istwert P und CosPhi am Netzanschlusspunkt
- **Steuerung Schaltgeräte**
 - Ansteuerung von Schaltgeräten in der Mittel- und Niederspannung

Wie sieht die Anbindung der Betriebsmittel an die Funktion Spannungsregelung aus?

- Protokoll Modbus RTU (RS485) / Modbus TCP (Ethernet)
- Prozessschnittstelle Messgrößen (mA) oder Steuerkontakte

mauell



AEG
POWER SOLUTIONS

a-eberle

Datenmodell „Smart Grid Operator“

mauell

Detailspezifikation: Funktion Spannungsregelung

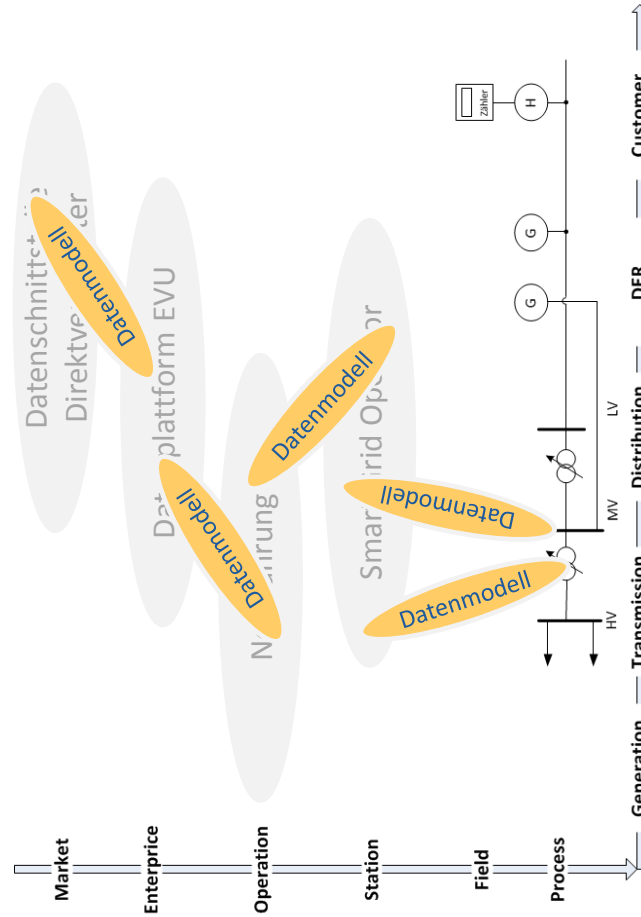
✓ **Spannungsregelung auf Basis des Netzstatus**

Allgemeine Festlegungen:

- ✓ Welche Prozessinformationen werden für die Funktion benötigt?
- ✓ Welche Daten benötigt die Netzführung von der Funktion „Betriebsführungskonzept“?
- ✓ Welche zusätzliche Daten der Funktion werden für andere Geschäftsbereiche benötigt?

Spezifische Festlegungen zum Datenmodell

- ✓ Welche Art der Signalisierung von Störungen bei der Erfassung, Steuerung oder bei einer Kommunikationsstörung werden benötigt?



Information Layer



Erstellung eines Use Case zur Beschreibung des Datenmodells „Definition von möglichen Szenarien“

- ✓ Informationswege
- ✓ Art der Übertragung
- ✓ Funktion Normalbetrieb
- ✓ Funktion im Störfall

Scenario Conditions					
No.	Scenario Name	Primary Actor	Triggering Event	Pre-Condition	Post-Condition
S01	Überwachung Netzregler	Netzfürher	Periodisch	System in Normalbetrieb	System im Normalbetrieb
S02	Erfassung der Messwerte lokal oder dezentral mit Hilfe von abgesetz betriebenen Messeinrichtungen	Sensorik	Zyklisch oder Spontan	Einzelne Messstellen sind gestört und stehen der Netzregelungsfunktion bzw. dem Netzfürher nicht zur Verfügung	Die Messung arbeitet wie definiert ohne Störungen
S03	Manuelle Bedienung des dezentralen Spannungsregler	Netzfürher	Netzkritischer Zustand	Der dezentrale Spannungsregler kann den definierten Regelbereich innerhalb des Spannungsbandes an einer oder mehreren Stellen im Netz nicht einhalten	Ein Eingriff durch den Netzfürher ist nicht erforderlich
S04	Übertragung von Betriebs- und Störmeldungen	Fernwirkanlage / Regler	Spontan	In der Anlage liegen Störungen vor die den Betrieb des Reglers beeinflussen	System im Normalbetrieb
S05	Erfassung und Übertragung von Messwerten	Sensorik	Spontan	Auf Grund von Störungen werden nicht alle Messwerte an den Regler bzw. an den Netzfürher übertragen.	System im Normalbetrieb
S06	Dezentrale Regelung	Fernwirkanlage / Regler	In Regelung Spannungsband in Abhängigkeit der lokal und dezentral gemessenen Spannung	Bei Ausfall von dezentralen Messstellen geht der Regler in einen Notbetrieb und regelt die Netzspannung in Abhängigkeit der an der Sammelschiene im UW gemessenen Spannung. Fällt auch diese aus geht der Regler in Störung	System im Normalbetrieb

Information Layer



Detaillierte Beschreibung des Informationsaustausch je Szenario

- ✓ in Melde- und Steuerrichtung zwischen Quellen und senken
- ✓ wie die Übertragung der Informationen erfolgt spontan, zyklisch bzw. mit oder ohne Zeit (Echtzeit)
- ✓

Scenario Name :		S06 – Dezentrale Regelung					
Step No.	Event	Name of Process/ Activity	Description of Process/ Activity	Service of Information Producer (Actor)	Information Receiver (Actor)	Information Exchanged	Requirements , R-ID
1	Zyklische Erfassung	Erfassung von Echtzeitmessdaten am Eingang der Funktion	Bereitstellung von lokal und dezentral erfassten Echtzeitmessdaten für die Reglungsfunktion	REPORT	Messwertfassung (lokal/dezentral)	Netzregler	Spannung 3ph
2	Spontane Erfassung	Erfassung von Befehlen und Sollwerten am Eingang der Funktion	Übernahme von Anweisungen des Netzfürhlers wie z.B. der Sollwertvorgabe für die Spannungsregelung bez. Informationen zur manuellen Steuerung	REPORT	Netzregler	Netzregler	Sollwerte Parameter Netzregler Befehl Hand/Auto und Höher/Tiefer
3	Spontane Betriebsausgabe	Ausgabe von Steuertfunktionen zur Ansteuerung des regelbaren Trrafos	Ausgabe von Sollwerten je nach Anweisung an den regelbaren Trrafo	COMMA IND	Fernsteueranlage / Netzregler	Netzregler	Befehl Übertragungs
4	Spontane Meldungs- und Messwertausgabe	Ausgabe von binären und analogen Statusfunktionen der Netzregelung	Ausgabe von Betriebs- und Störmeldungen bzw. Messwerten für dritte	CREATE	Netzregler	Fernsteueranlage	Status Regler und Netz (Kapazitätsampel) sowie z.B. Messwert verfügbare Netzkapazität
5	Spontane Übertragung	Übertragung der durch die Netzregelungsfunktion	Übertragung von ausgewählten Events und Messdaten an die Netzführung	REPORT	Fernsteueranlage / Netzregler	Netzregler	Ausgewählte Daten (Events, Messwerte)

Information Layer



Beschreibung wie und mit welchen Attributen eine Übertragung der Daten erfolgt.

- ✓ Signalisierung von Störungen und Ausfällen bei Meldungen und Messwerten
- ✓ Überwachung der Plausibilität von Befehlen und Sollwerten
- ✓

Information Exchanged		Requirements to information data
Name of Information (ID)	Description of Information Exchanged	
Netzzustandsdaten	<p>Messwerte Die lokal und dezentral gemessenen Echtzeitmesswerte müssen zyklisch ohne Schwellwertbehandlung an die Fernsteueranlage/Netzregler übertragen werden. Gestörte Messwerte sind mit einem Invalid (IV) Kennung zu übertragen. Von dort können sie bei Bedarf in Richtung Netzführung spontan unter Berücksichtigung einer Schwellwertbehandlung übertragen werden.</p> <p>Meldungen (Betriebs- und Störmeldungen) Meldungen müssen abweichend von den Messwerten mit einem Zeitstempel (Signalerfassung) versehen spontan an den Netzfürher übertragen werden. Der aktuelle Netzstatus muss jederzeit durch den Netzfürher abfragbar sein (Generalabfrage). Diese Daten müssen abweichend von den aktuellen Werten gesondert gekennzeichnet sein (z.B. GA-Bit)</p>	
Befehl	<p>Befehle sind mit Zeitstempel (Sendezeit Netzführung) in Richtung Fernsteueranlage zu übertragen. Die Ausführung des Befehls in der Fernsteueranlage ist positiv in Richtung Netzführung, zu bestätigen. Eine Abweisung des Befehls mit Ausnahme der Altersprüfung ist negativ zu bestätigen</p>	
Sollwert	<p>Sollwerte sind mit Zeitstempel (Sendezeit Netzführung) in Richtung Fernsteueranlage zu übertragen. Die Ausführung des Sollwertes in der Fernsteueranlage ist positiv in Richtung Netzführung zu bestätigen. Eine Abweisung des Sollwertes mit Ausnahme der Altersprüfung ist negativ zu bestätigen.</p>	
Befehl-/Sollwert Rückmeldung	<p>Bei Befehlen und Sollwerten mit Rückmeldung (z.B. Meldung Regler "Hand/Auto" oder Messwert aktuelle "Netzkapazität" ist die zugeordnete Rückmeldung (mit Zeit) positiv (gesteuert von Fern) in Richtung Netzführung zu bestätigen.</p>	

Übertragungstechnik „Smart Grid Operator“ mauell

Detailspezifikation: Funktion Spannungsregelung

Kommunikationsprotokoll

- ✓ Zur Übertragung von Prozessinformation
- ✓ Zur Zeitsynchronisation
- ✓ Für den Servicezugang / Patch- und Updatemanagement



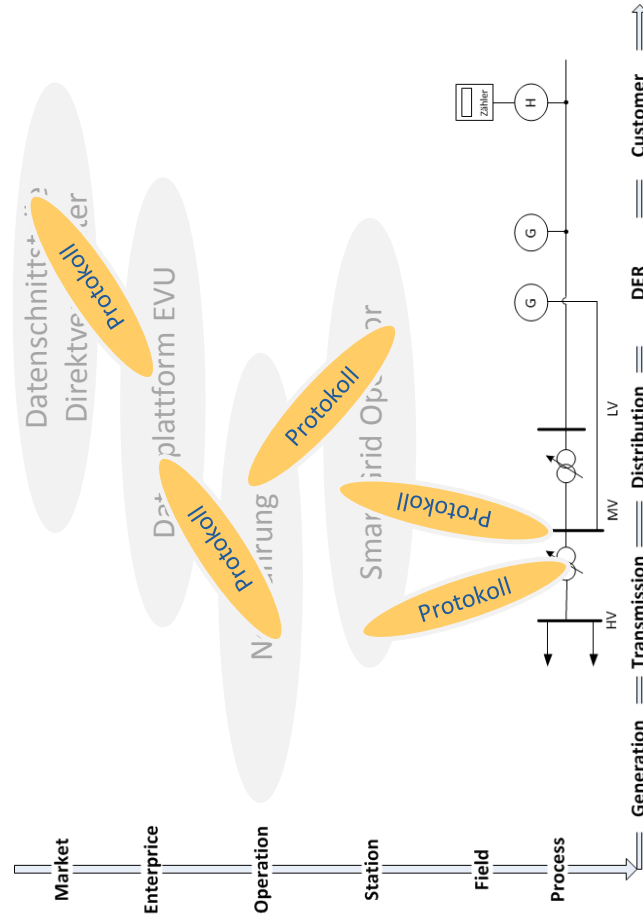
Übertragungstechnik „Auswahlkriterien“

- ✓ Benötigte Bandbreite; Latenzzeit
- ✓ Verfügbarkeit der Datenverbindung
- ✓ Auswahl der zur Verfügung stehende Infrastruktur „Power-Line, Funk, Glasfaser oder Steuerkabel“



IT Sicherheit nach BDEW Whitepaper bez. IEC 270xx

- ✓ Härtung der zum Einsatz kommenden Systeme
- ✓ Sichere verschlüsselte Datenkommunikation
- ✓ Authentifizierung der Geräte und Personen vor der Anmeldung an der Systemarchitektur
- ✓ Einhaltung der definierten Umwelthanforderungen (Temperatur, EMV und Schock)



Communication Layer



Welche Protokolle kommen für die Anwendung zum Einsatz?

Datenübertragung von Prozessinformationen (a)

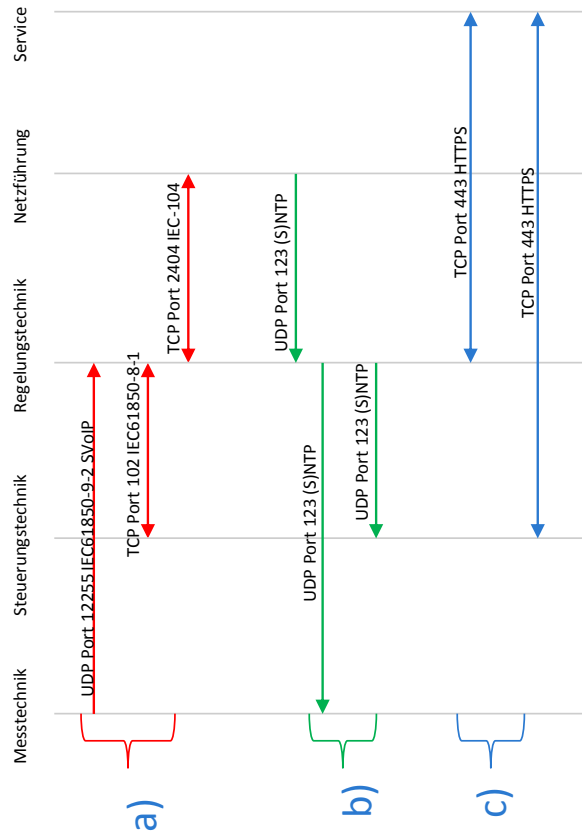
- IEC 60870-5-104
- IEC 61850

Zeitsetzen (b)

- Netzwerk Time Protokoll (S)NTP

Konfiguration, Service, ... (c)

- HTTPS



Communication Layer

mauell

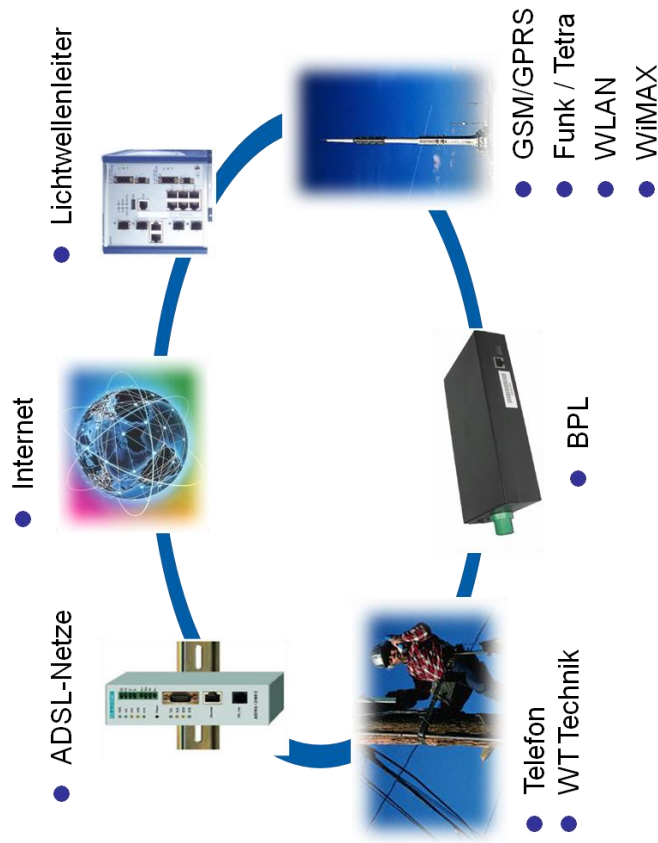
Welche Übertragungstechnik kommt für die Anwendung zum Einsatz?

Welche Anforderungen gibt es aus Sicht der Anwendung?

- Bandbreite
- Verfügbarkeit
- Umwelteigenschaften
- Datensicherheit; Sicherung gegen Fremdzugriff
- Patch-Management
-

Welche projektspezifische Rahmenbedingungen sind zu erfüllen?

- Anschaffungskosten
- Folgekosten; Gebühren an Provider, B-Netz A
-



Communication Layer

mauell

Welche Anforderungen aus Sicht der IT-Sicherheit für die Anwendung bestehen ?

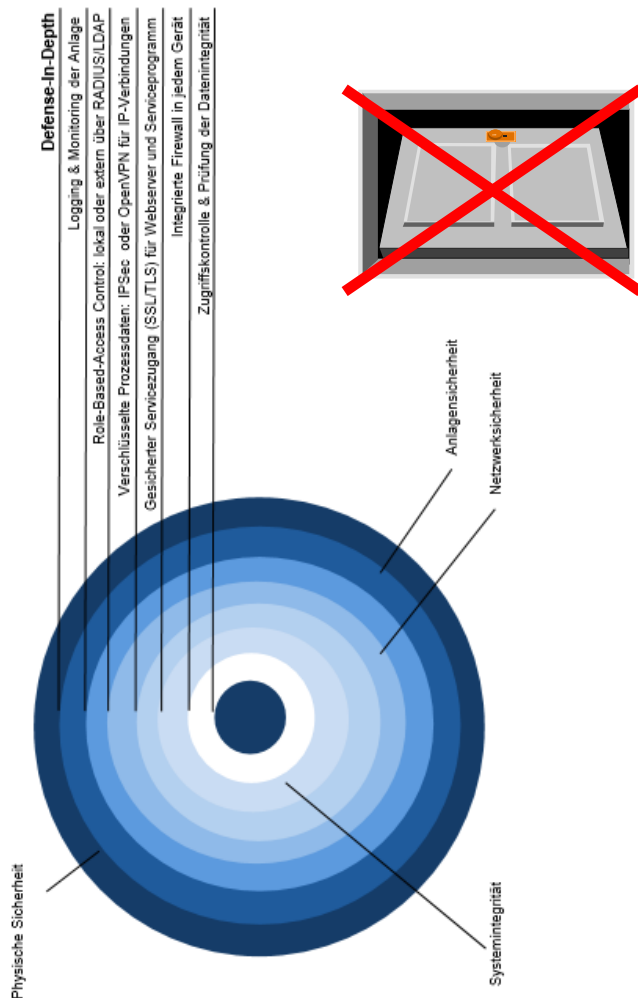
Was ist Bestandteil der IT-Sicherheit?

- der physikalische Anlagenschutz
- die Netzwerksicherheit
- die Sicherheit der Übertragungstechnik
- die Systemintegrität

Wie wird der Nachweis erbracht?

- IT Sicherheitsrichtlinie für in der Projektentwicklung
- Schwachstellenanalyse; Dokumentation; Sicherheitsaudit
- Automatische Verteilung von übergreifenden Sicherheitseinstellungen
- Sichere Authentifizierung im Servicefall über Rolle und Passwort
- Sicherung der Kommunikationsschnittstellen
- Härtung der zum Einsatz kommenden Systeme
-

Sichere Systemarchitektur - Defense-In-Depth



Gerätetechnik „Smart Grid Operator“

mauell

Detailspezifikation: Funktion Spannungsregelung

Betriebsmesswerte

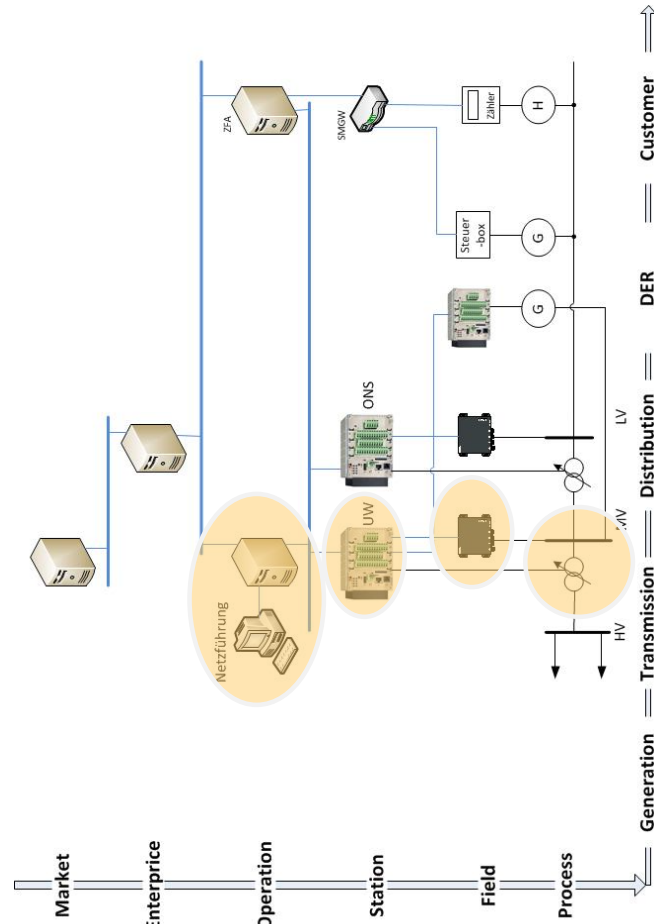
- ✓ Erfassung der notwendigen Messdaten über Messwandler an den vorgesehenen Standorten
- ✓ Anpassung des Wandlerverhältnisses in der Messtechnik

Überwachung der Betriebszustände des Netzes

- ✓ Erfassung des Schaltzustandes (Netztopologie) des betrachteten Netzgebietes
- ✓ Erfassung von Netzstörungen (z.B. Schutzereignissen) soweit sie für die Regelungsaufgabe relevant sind

Ankopplung Transformator

- ✓ Erfassung der Stufenstellung
- ✓ Ausgabe der Stufenstellbefehle
- ✓ Aufnahme der zusätzlich benötigten Informationen
- ✓ Übernahme der Trafodaten (Anzahl Stufen, etc.) in die Regelungsfunktion



Component Layer

Welche Umwelthanforderungen müssen die Geräte erfüllen?

Umwelteigenschaften (IEC60068)

- Temperatur
- Feuchte

Mechanik (IEC 60255-21)

- Schock
- Vibration

Anforderungen an die Geräte beim Einbau in Mittelspannungsanlagen (EMV)
(IEC 61850-3 „G“ MV bzw. IEC61000, IEC60255, IEC60870)

- Geräte allgemein
- Stromversorgung
- Kommunikationsschnittstellen
- Ein- Ausgabebaugruppen

mauell



Gehäuse



SH-DSL- Modem



Netzwerktechnik



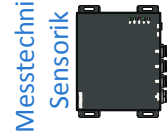
BPL-Modem



Funk- Modem



RTU iONS



Messtechnik Sensorik



Steuerungstechnik Aktorik

Zusammenfassung und Ausblick

Wo stehen wir heute?

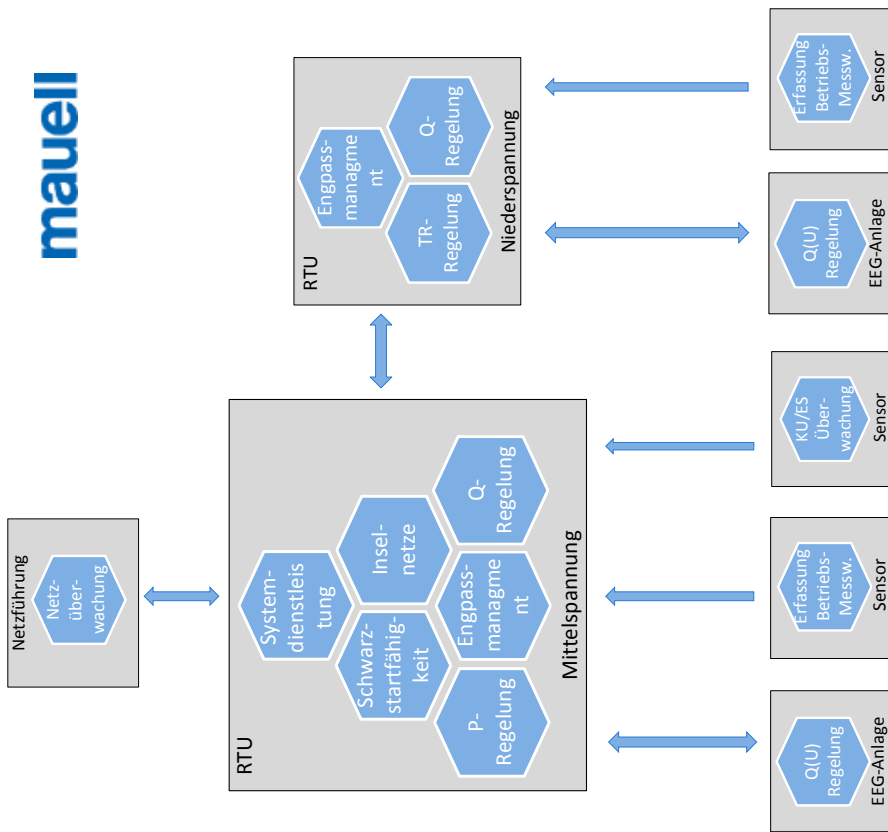
- Erste Betriebsergebnisse aus Pilotanwendungen zeigen das diese Lösungen in vielen Fällen wirtschaftlicher als ein konventioneller Netzausbau sein können.

Welche Trends sind erkennbar?

- Betriebs- und Planungsprozesse bei den Netzbetreibern ändern sich. Es werden verstärkt intelligente Lösungen zur Netzautomatisierung in die Netzplanung mit einbezogen.
- Der Bedarf an zusätzlichen Informationen aus dem Verteilungsnetz (Digitalisierungsquote) steigt.
- Entwicklungen zur Senkung der Aufwände beim Engineering durch Standardisierung der Funktionen, Datenmodelle und Prüfabläufe.

Was verhindert den flächendeckenden Einsatz dieser Systemtechnik im Netzbetrieb?

- Der zusätzliche Betriebsaufwandes für die Systempflege dieser Anwendungen (OPEX) auf Seiten des Netzbetreibers kann zurzeit nicht berücksichtigt werden.



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit.



mauell

Kontakt



**Mauell GmbH
Am Rosenhügel 1-7
42553 Velbert**

Wolfgang Friedrich

Vertriebsleitung Netzleittechnik
Produktmanagement

Telefon + 49 2053 13 460

Fax + 49 2053 13 103

E-Mail wolfgang.friedrich@mauell.com

www.mauell.com

www.mauell.com

Flexibilität als zukünftige Lösungsoption

Jan Meese, M. Sc.

Bergische Universität Wuppertal

Flexibilität als zukünftige Lösungsoption

Seminar „Smart Grids – Planung und Betrieb intelligenter Verteilnetze“
17.10.2016

S1



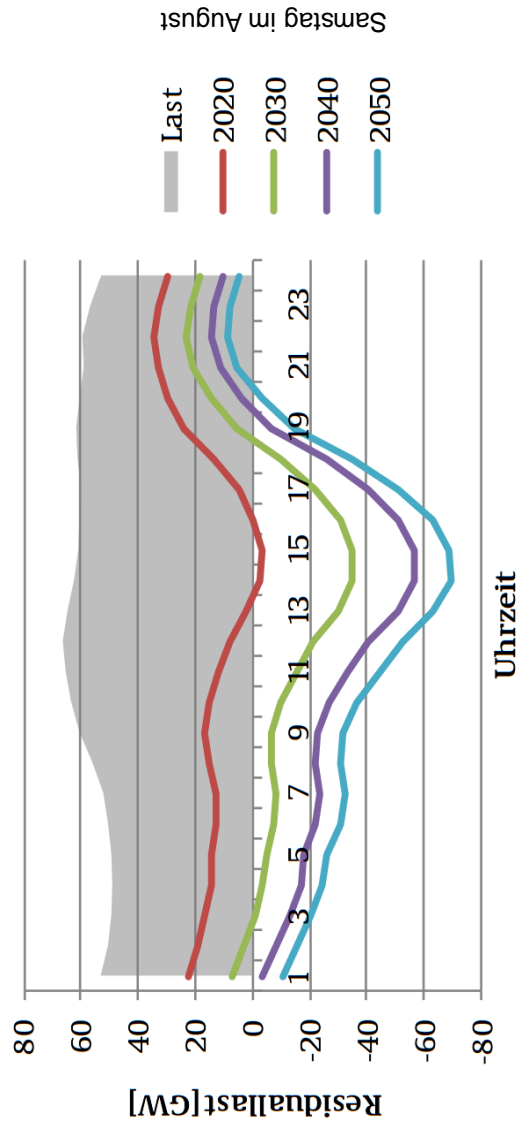
Agenda

- **Flexibilitätsbedarf**
- **Was ist Energieflexibilität**
- **Erlöspotentiale für Flexibilität**
- **Regionale Flexibilitätsmärkte**



Künftiger Flexibilitätsbedarf

- Große Schwankungen der Residuallast prognostiziert
- Ausgleich über flexible Kraftwerke, Speicher und DSM



Quelle: Dena, Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt, 2012

Seminar „Smart Grids – Planung und Betrieb intelligenter Verteilnetze“
17.10.2016

S3

Quellen für Flexibilität

Flexibilitätsoptionen	Beispiele
Stromspeicher	<ul style="list-style-type: none"> ▪ mechanische Speicher ▪ elektrochemische Speicher
Flexible Erzeugungsanlagen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pumpspeicherkraftwerke ▪ KWK und Biomasse ▪ Drosselung PV / Wind ▪ Flexible konventionelle Kraftwerke
Flexible Verbraucher	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lastverschiebung ▪ Lastreduktion
Neue, flexible Lasten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Power2Heat ▪ Power2Gas ▪ Elektromobilität ▪ Wärmepumpen
Netzseitige Flexibilitäten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Smart Grid Systeme

Erlöspotentiale für Flexibilitäten

- Dynamische Stromtarife (Happy Power Hour)
- Regelleistungsmarkt
- Aktives Bilanzkreismanagement
- Spitzenlastmanagement
- Lokale Flexibilitätsmärkte (RegioFlex)

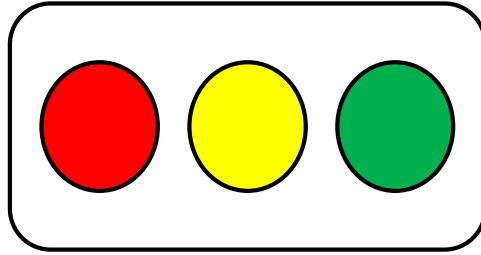


Warum Smart Grid Systeme erweitern?

- ✓ Zustandsverletzungen werden durch Smart Grid Systeme zuverlässig behoben
- Neben der Abregelung von EE-Anlagen stehen künftig viele weitere Akteure zur Verfügung
 - E-Mobility
 - Leistungsstarke Verbraucher im Haushalt (Wärmepumpe, Klimaanlage)
 - Batteriespeicher (Kombination mit Eigenverbrauchsoptimierung)
 - Energieflexibilität in Gewerbe und Industrie

Netzkapazitätsampel für das Verteilnetz

- Aktivitäten des Marktes und die Zustände der Netze müssen koordiniert werden
- bessere Auslastung bestehender Infrastruktur



Regulierter/netzdominierter Bereich

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

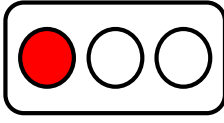
Netzorientierter Bereich mit marktgetriebenen Prozessen

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

Marktgetriebener Bereich (Wettbewerb)

Der Netzstatus ist unkritisch. Alle Kunden können frei am Markt agieren

Rote Ampelphase



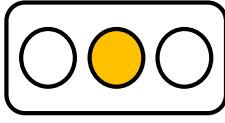
- wird aufgerufen, wenn der Netzzustand akut kritisch ist
- bisheriges iNES-Vorgehen
- direkte Abregelung durch den Netzbetreiber
- feste Entschädigungszahlungen
- gewisse Marktaktivitäten könnten ausgesetzt werden (z.B. Regelleistungserbringung aus dem Verteilnetz)

Grüne Ampelphase

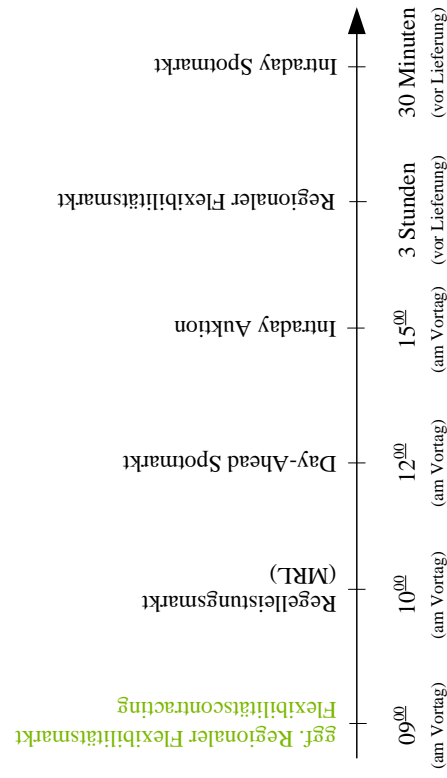


- keine Einschränkungen durch den lokalen Netzzustand
 - Netze, die nicht durch ein Smart Grid System überwacht werden, sind immer in der grünen Ampelphase
- alle Handelsgeschäfte sind möglich
- Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz
 - dynamische Strompreise

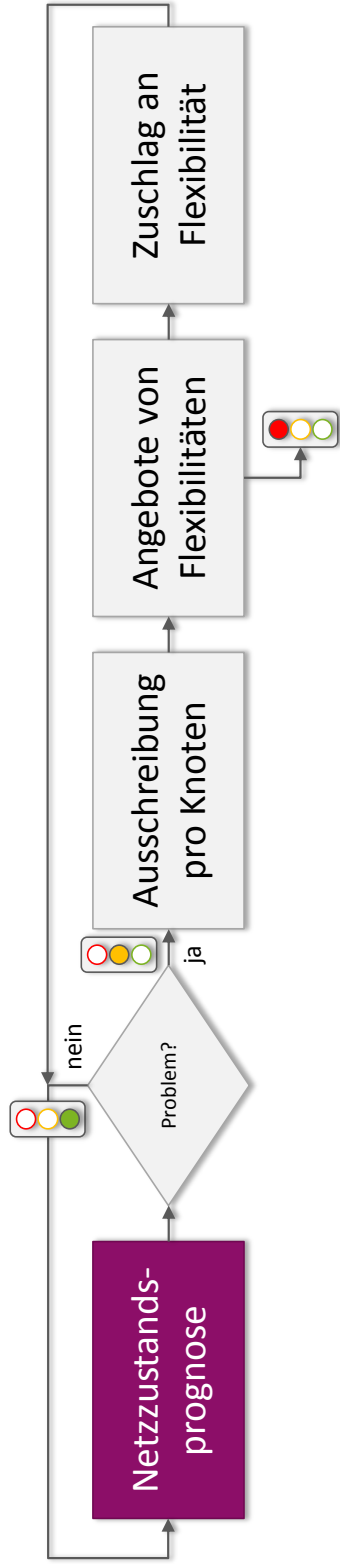
Gelbe Ampelphase



- wird aufgerufen, wenn kritischer Netzzustand prognostiziert wird
- alle Anlagen im Netzaggregationsbereich (basierend auf der Sensitivitätsmatrix) können sich an Auktion beteiligen
- Zeitpunkt: möglichst kurz vor Lieferzeitpunkt um Prognoseunsicherheit zu reduzieren

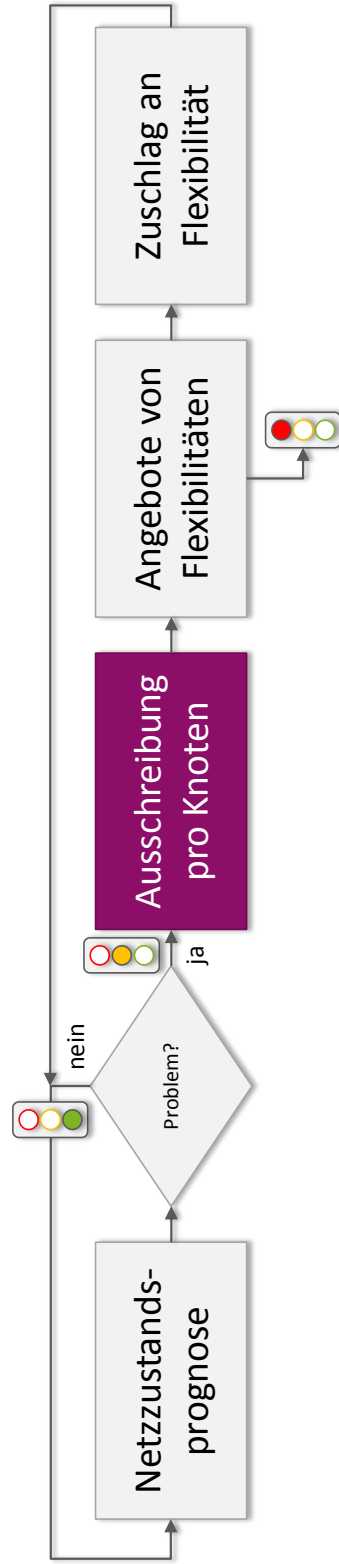


Möglicher Ablauf des RegioFlex



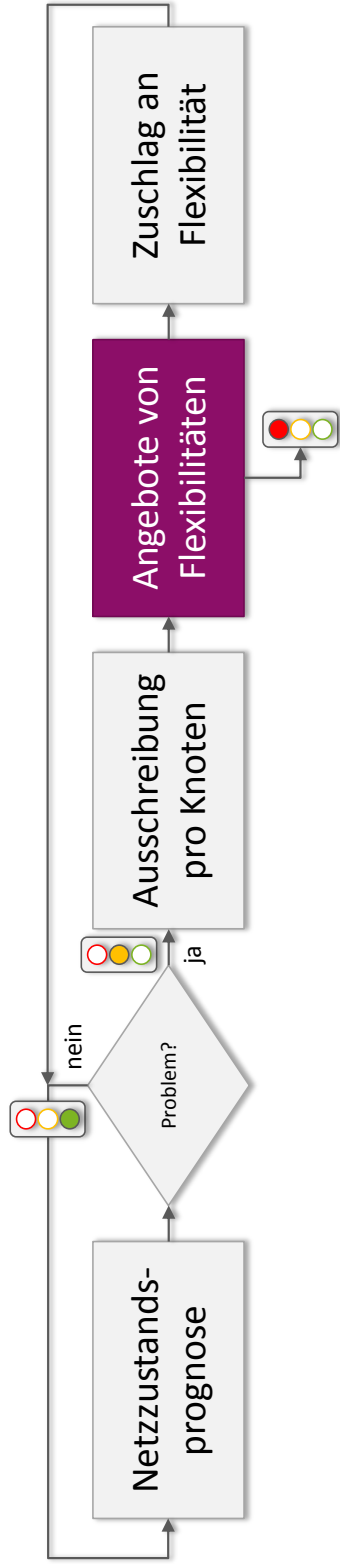
- Einspeiseprognose (Wind & Photovoltaik)
- Lastprognose
- hohe zeitliche und räumliche Auflösung erforderlich
- ? Spannung an allen Knoten innerhalb des zulässigen Spannungsbandes und kein Betriebsmittel überlastet?

Möglicher Ablauf des RegioFlex



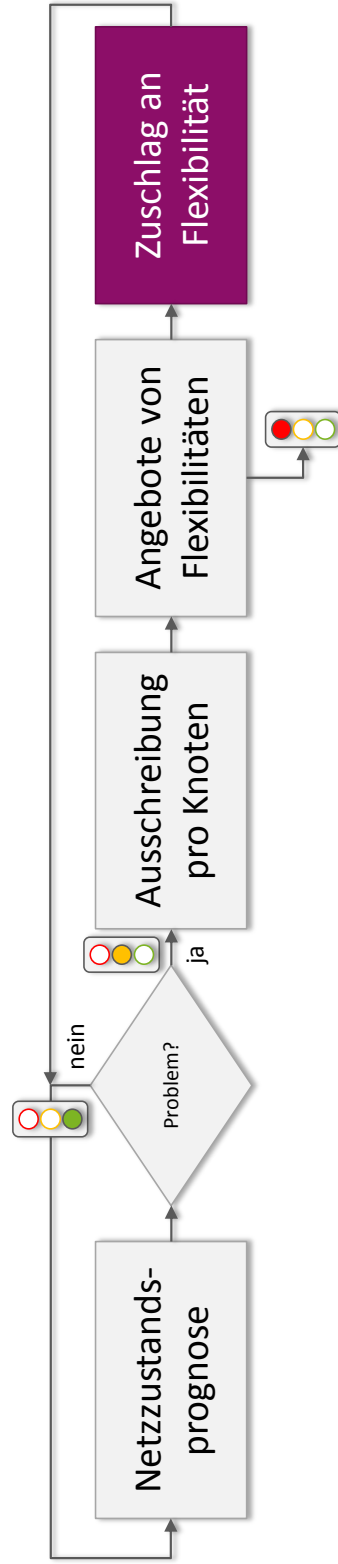
- Unterschied zum Regelleistungsmarkt: abhängig vom Ort
unterscheidet sich die benötigte Leistungsänderung
- pro Netzknoten: welche Leistung muss geändert werden?
- optional: Prognose über die Dauer des Problems zur Optimierung der Betriebsstrategie der Flexibilitäten

Möglicher Ablauf des RegioFlex



- Angebot einer Flexibilität:
 - änderbare Leistung [kW]
 - Leistungspreis [EUR/kW]
 - ist ein Abruf einer Teilmenge möglich? In welchen Schritten?
- bei nicht ausreichenden Angeboten: rote Ampelphase mit Direkteingriffen des Netzbetreibers

Möglicher Ablauf des RegioFlex



- Auswahl der günstigsten Kombination von Anlagen über ein geeigneten Algorithmus
 - adaptierter Optimal Power Flow-Algorithmus
 - Merit-Order mit Spannungspreis
 - Umwandlung in Kosten pro Spannungsänderung [EUR/V]
 - Abruf der günstigsten Flexibilitäten nach Merit Order-Prinzip

Zusammenfassung

- Smart Grid als Smart Market Enabler
 - Durch eine Smart Grid Marktschnittstelle können weitere Flexibilitäten eingebunden werden
 - Kosten für Abregelungen können reduziert werden
 - Einmal erschlossene Flexibilitäten können auf unterschiedlichen Marktplätzen platziert werden
- Smart Grid System ist die Grundlage für weitere netz- und marktdienliche Einsatzzwecke von Flexibilitäten





Bergische Universität Wuppertal
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik

Jan Meese, M. Sc.

Rainer Gruenter-Str. 21

42119 Wuppertal

meese@uni-wuppertal.de

www.evt.uni-wuppertal.de



BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL

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

BUW Seminar „Smart Grids“, Oktober 2016

Band 8

Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Monscheid, J.; Münch, L.; Böse, C.; Gensjäger, B.:
Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze – Leitfaden zur Ausrichtung
der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen

1. Auflage 2016

Band 9

Pawlowski, Erik:

Realitätsgerechte Zustandsbewertung gasisolierter Hochspannungsschaltanlagen

1. Auflage 2016, ISBN: 9783741819834

Impressum

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

Jan Meese
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik
Bergische Universität Wuppertal

Druck

Offsetdruckerei Figge GmbH, Wuppertal
Auflage: 45 Stück

© Alle Rechte vorbehalten

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

Wuppertal, Oktober 2016