



Neue Planungs- und
Betriebsgrundsätze für
ländliche Verteilungsnetze

Notwendigkeit neuer Planungs- und Betriebsgrundsätze

Dr. Carsten Böse
Prof. Markus Zdrallek,
Hannover, 28.11.2016

Bergische Universität Wuppertal
Lehrstuhl für Elektrische
Energieversorgungstechnik



Siemens AG
Energy Management Division, Digital Grid,
Power Technologies International

SIEMENS

Unter Mitwirkung von:

avacon



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

1. MOTIVATION UND HINTERGRUND

Notwendigkeit neuer Planungs- und Betriebsgrundsätze

Dr. C. Böse, Siemens AG; Prof. M. Zdrallek, Bergische Universität Wuppertal

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 regen. Stromerzeugung (aus Wind, Sonne, Biomasse etc.)

Aufgabe der regionalen Verteilungsnetze:

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

Energieversorgung im Wandel

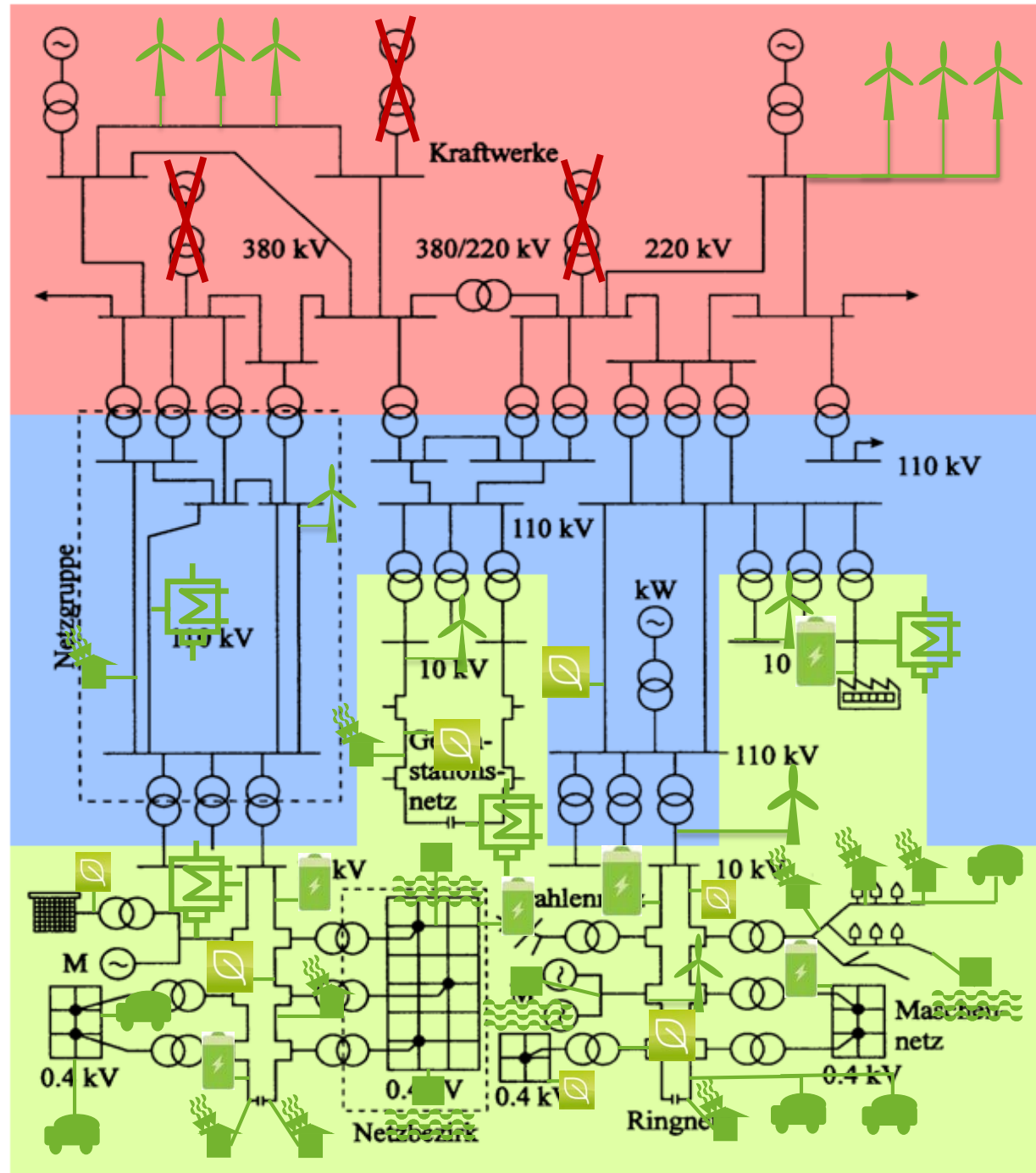
Veränderte Einspeisung

- Windenergieanlagen
- Photovoltaikanlagen
- Abschaltung Kernkraftw.
- Blockheizkraftwerke
- Biomasseanlagen

Neue elektr. Verbraucher

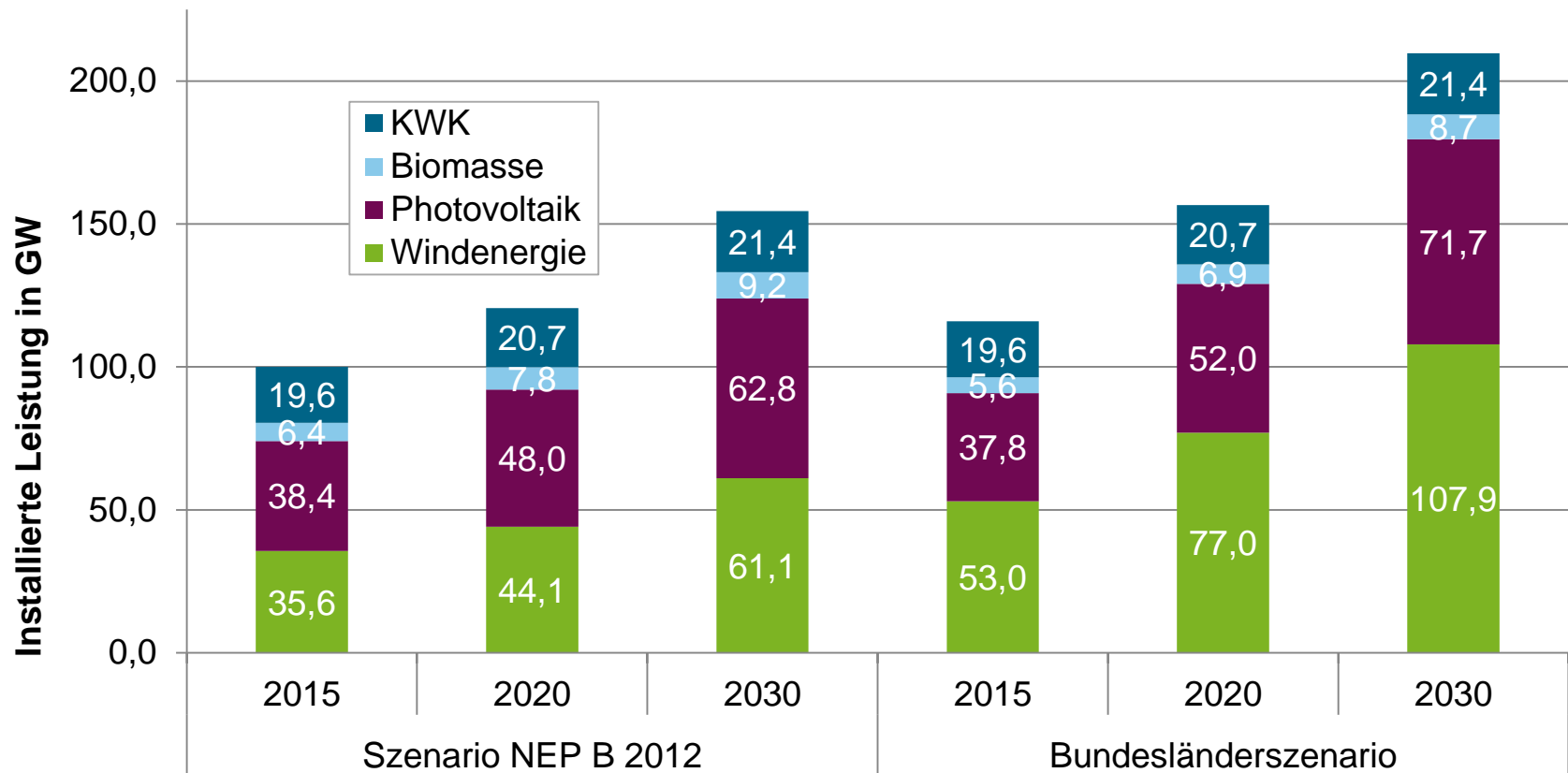
- Elektrofahrzeuge
- Wärmepumpen

Elektrische Speicher



Motivation und Hintergrund

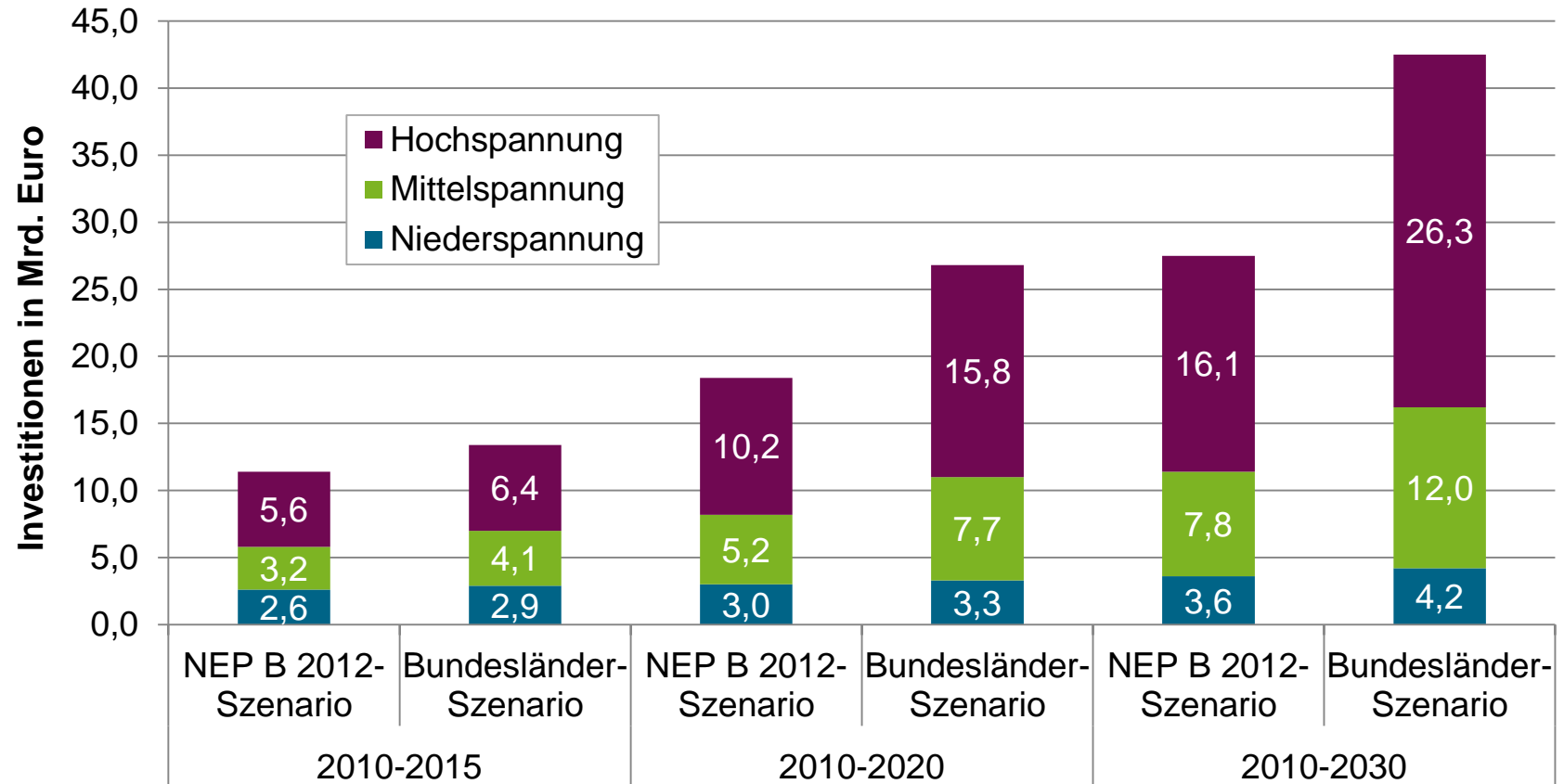
Ausbaupfade für erneuerbare Energien und KWK bis 2030



Quelle: DENA-Verteilnetzstudie 2012

Motivation und Hintergrund

Investitionsbedarf in die Verteilungsnetze bis 2030



Quelle: DENA-Verteilnetzstudie 2012

→ Ausbau mit bisherigen Planungsgrundsätzen sehr kostenintensiv

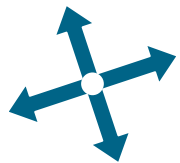
Notwendigkeit neuer Planungs- und Betriebsgrundsätze

Dr. C. Böse, Siemens AG; Prof. M. Zdrallek, Bergische Universität Wuppertal

2. FOKUS UND ZIELSETZUNG

Fokus und Zielsetzung

- Ländliche Verteilungsnetze mit starker Durchdringung von Windenergie- und PV-Anlagen
- Gegenüberstellung von innovativen Methoden, Technologien sowie Betriebsweisen und konventionellen Maßnahmen



- Durchführung vergleichender (wirtschaftlicher) Analysen verschiedener Technologien und Betriebsweisen vor dem Hintergrund einer zukünftigen Versorgungsaufgabe
- Ableitung von prinzipiellen Empfehlungen, um das ländliche Verteilungsnetz strategisch und zielführend auszubauen
- Ziel ist die Erstellung eines Leitfadens für die strategische Ausrichtung von Netzen
- Betrachtungen unabhängig vom aktuellen Regulierungsrahmen

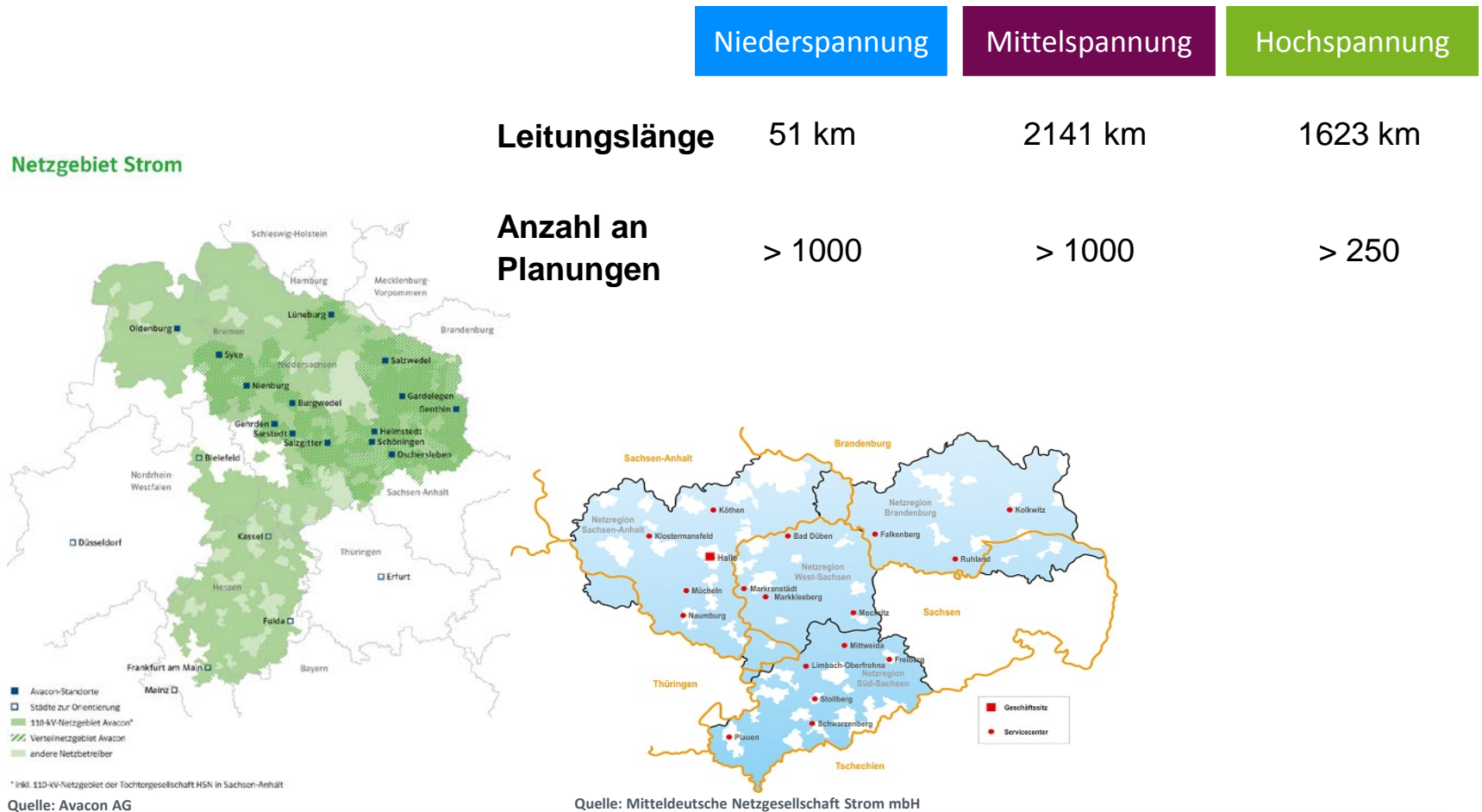
3. PROJEKTRAHMEN

Notwendigkeit neuer Planungs- und Betriebsgrundsätze

Dr. C. Böse, Siemens AG; Prof. M. Zdrallek, Bergische Universität Wuppertal

Datengrundlage

Ausgewählte Netze der assoziierten Netzbetreiber



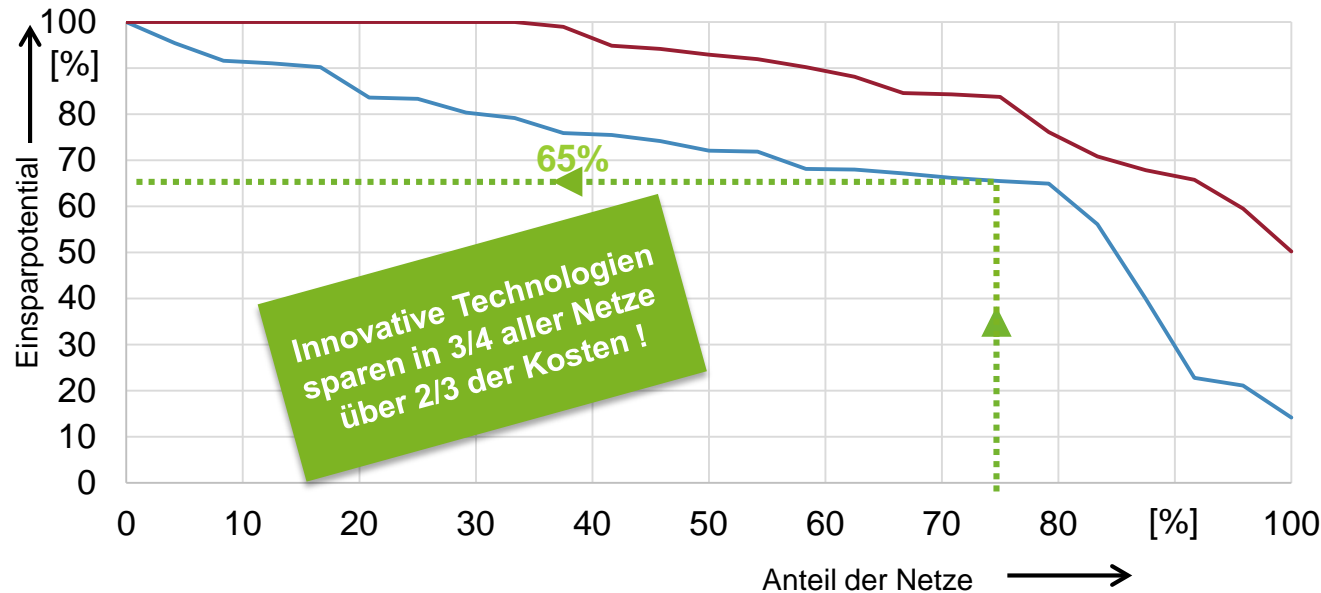
Notwendigkeit neuer Planungs- und Betriebsgrundsätze

Dr. C. Böse, Siemens AG; Prof. M. Zdrallek, Bergische Universität Wuppertal

Einsparpotential durch innovative P...

Vorgucker !

- Ausbau mit der individuell günstigsten Ausbauoption je Netz



Annahmen:

günstigster Fall:

Statische Spannungssenkung am UW um $-1\% U_n$ stets möglich

ungünstigster Fall:

kein Netz bietet Potential für eine Spannungssenkung am UW

- ➔ In allen untersuchten Fällen der MS-Ebene ist eine innovative Variante günstiger als Ausbau ausschließlich mit konventionellen Betriebsmitteln
- ➔ Hohes mittleres Einsparpotential durch Einsatz innovativer Technologien

Ansprechpartner

- Bergische Universität Wuppertal
 - Prof. Markus Zdrallek
 - Philipp Steffens (steffens@uni-wuppertal.de)
 - Sebastian Harnisch (s.harnisch@uni-wuppertal.de)
- Siemens PTI
 - Dr. Carsten Boese
 - Julian Monscheidt (julian.monscheidt@siemens.com)
- Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH
 - Tino Noske
 - Jens Hache
- Avacon AG
 - Bianca Lehde
 - Dr. Johannes Schmiesing

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL



Neue Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze

Methoden der Netzplanung

Philipp Steffens,
Sebastian Harnisch,
Julian Monscheidt

Bergische Universität Wuppertal
Lehrstuhl für Elektrische
Energieversorgungstechnik



Siemens AG
Energy Management Division, Digital Grid,
Power Technologies International

SIEMENS

Unter Mitwirkung von:

avacon



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

1. ZIELE DES LEITFADENS

Ziele des Leitfadens

Ziele:

- + Grundsätze, die die Integration von DEA unterstützen
- + Möglichst allgemeingültige Regeln/Hinweise zur Netzplanung:
 - + Prämissen, Methoden, Strategien
- + Minimierung der Netzausbaukosten

Nicht-Ziele:

- Entwicklung und Umsetzung neuer, innovativer Marktmodelle
- Aussagen zur optimalen Betriebsorganisation
- Instandhaltungs- und Entstörungsstrategien
- Implikationen auf den Regulierungsrahmen

Leitfaden:

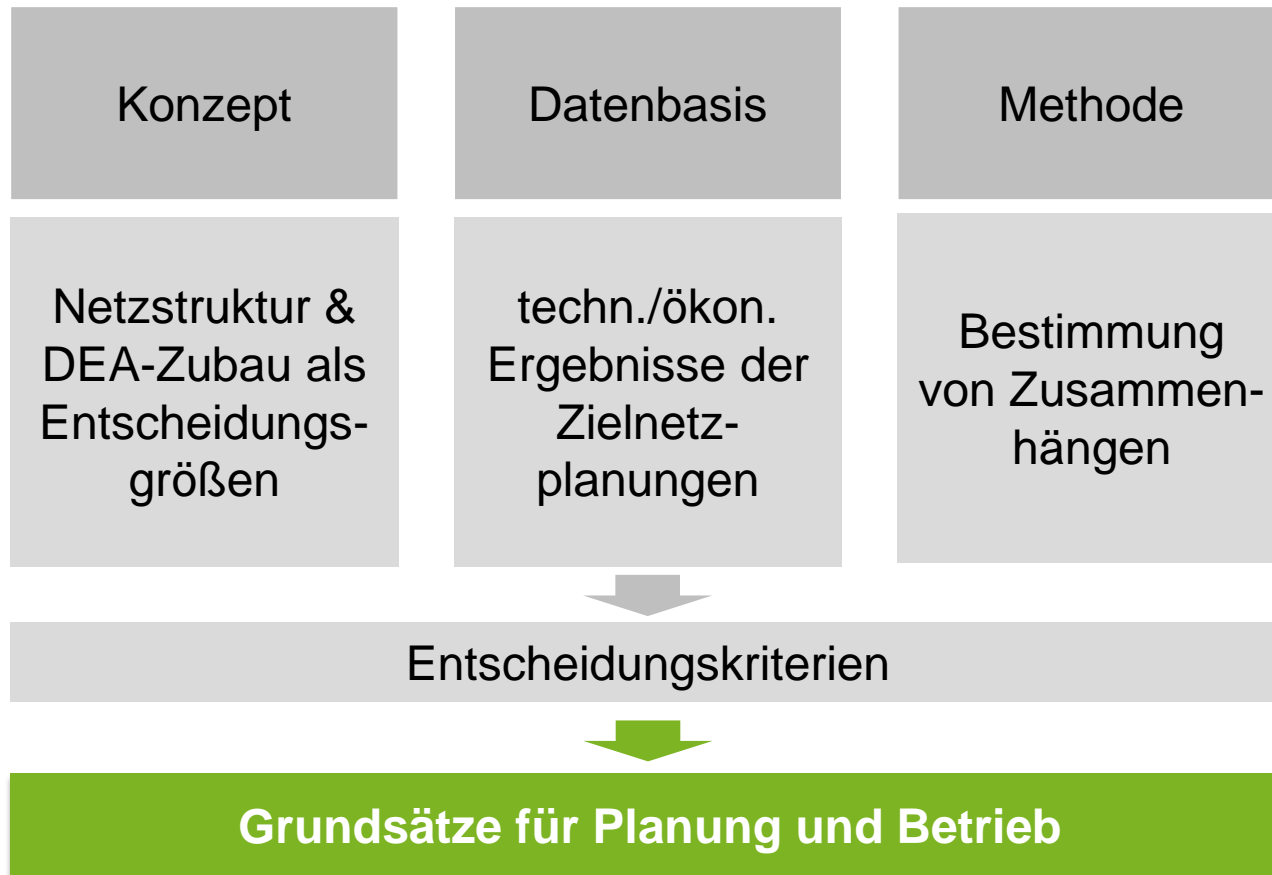
- Kein Planungshandbuch im klassischen Sinn
- Keine unternehmensindividuellen Grundsätze
- Grundlage zur Ableitung von unternehmensindividuellen Planungs- und Betriebshandbüchern

Verweis auf Leitfaden



Methodik

- Wie können Planungs- und Betriebsgrundsätze entwickelt werden?



2. STRATEGISCHE NETZPLANUNG

Strategische Netzplanung

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

I

Datenerfassung und Szenarientwicklung

II

Auswahl geeigneter Lösungsoptionen

III

Planung von Zielnetzvarianten

IV

Vergleich und Bewertung

V

Ergebnisaufbereitung

Datenerfassung

Netzstrukturparameter

- Geographische Informationen zum Netzgebiet (z.B. Straßen- und Trassenverläufe)
- Netzstruktur (inkl. Kopplungsmöglichkeiten) und elektrische Parameter
- Randnetznachbildung
- Informationen zum Zustand (ersatzweise Alter) der Betriebsmittel
- Informationen zu existierenden Trassen (z.B. Belegung der Masten)

Gegenwärtige Versorgungsaufgabe

- Lasten (Netzverknüpfungspunkt, Art, Elektrifizierungsgrad etc.)
- Residuallasten
- Energiewandlungsanlagen
- Messwerte

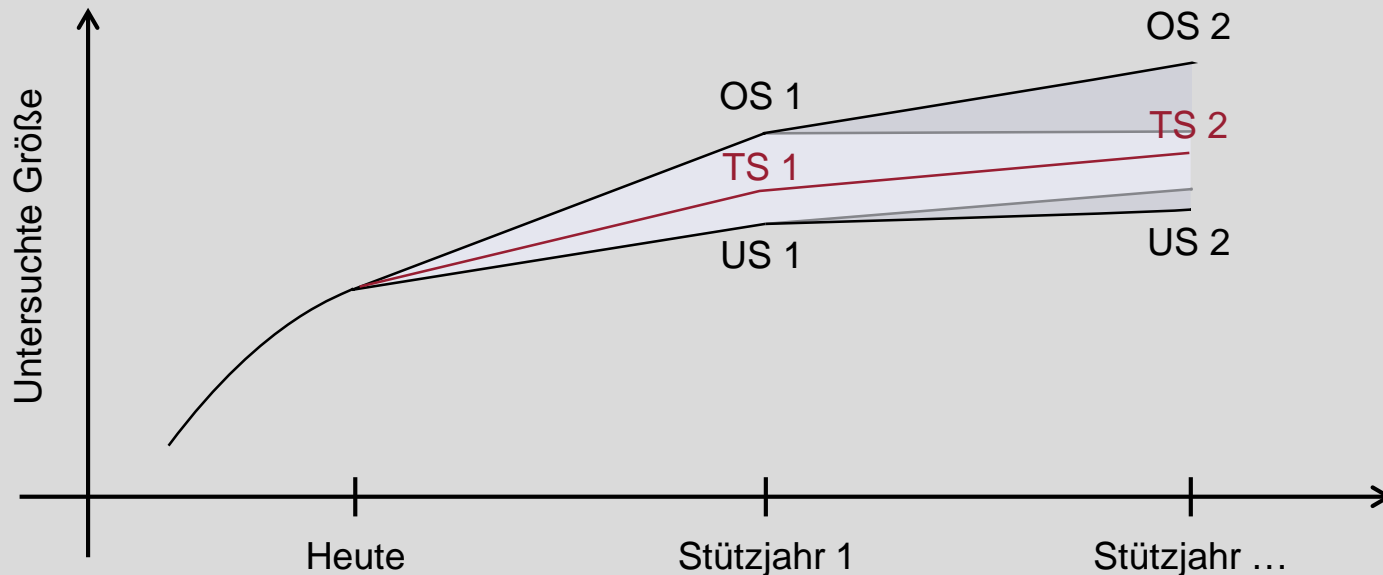
Zukünftige, absehbare Entwicklungen

- Lasten, Einspeiser, geplante Netzmaßnahmen

3. SZENARIENENTWICKLUNG

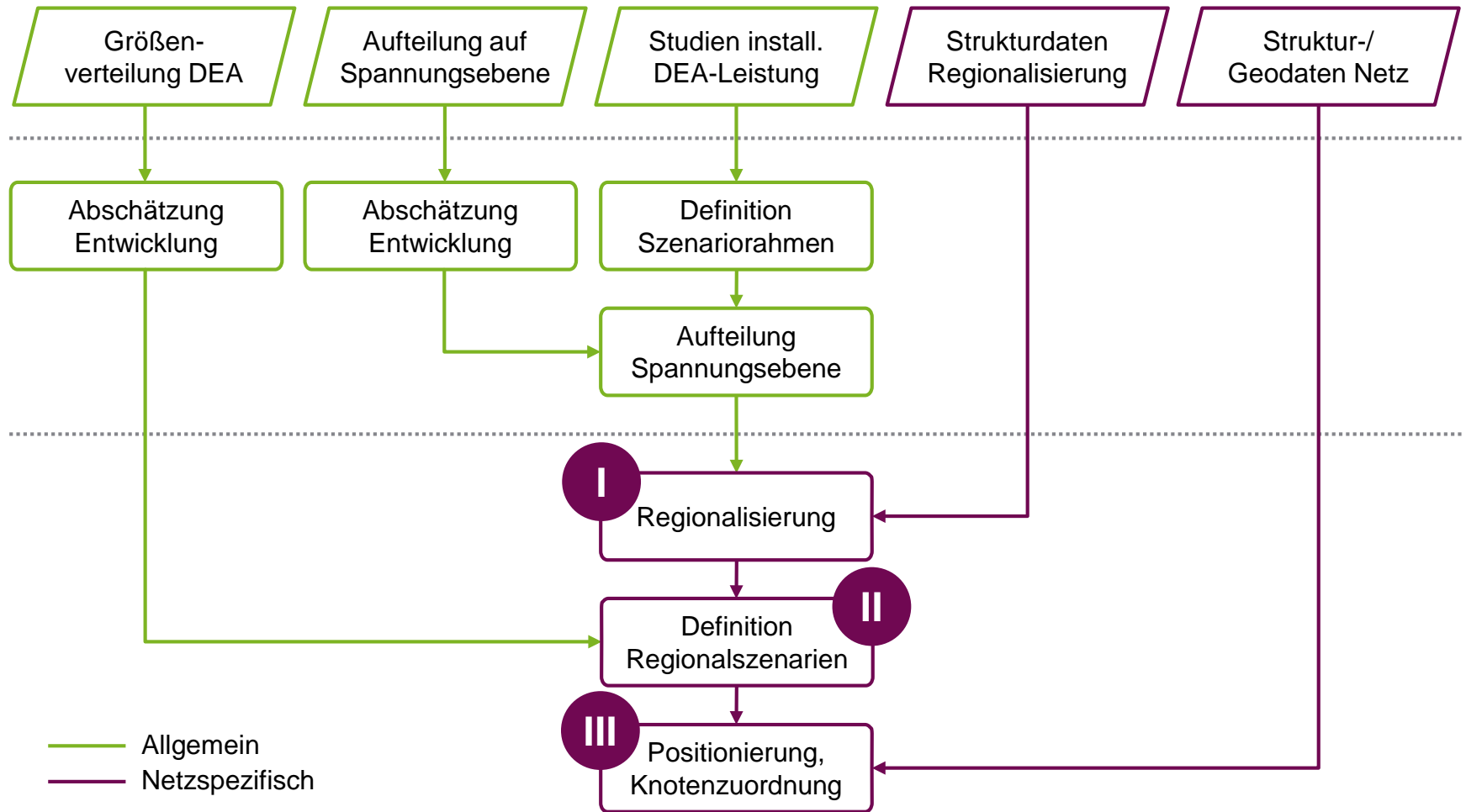
Szenarientwicklung

Szenariotechnik



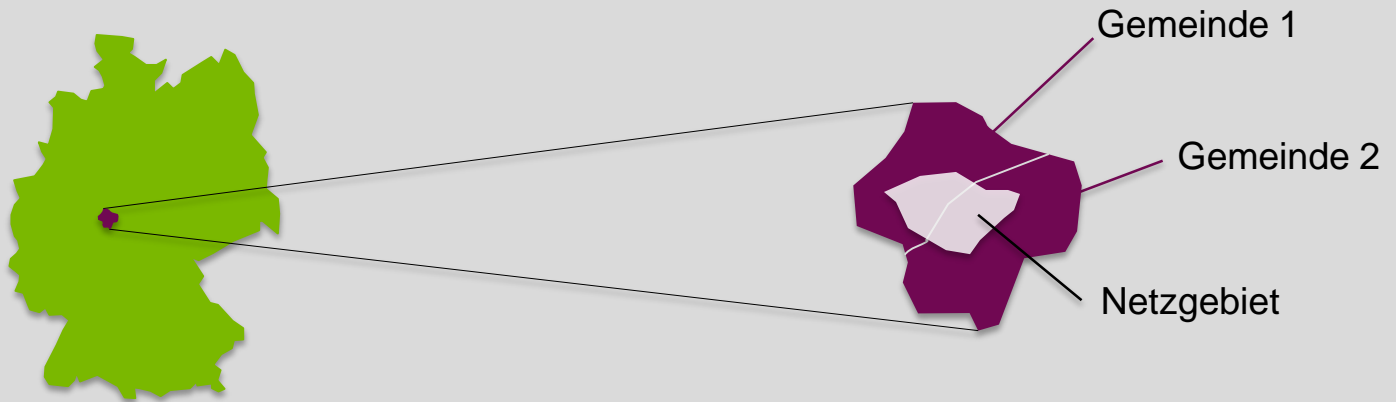
- Zeithorizont: Abwägung zwischen Voraussicht und Güte/Sicherheit
 - Typischerweise 10 ... 40 Jahre
- Anzahl der Stützjahre: Abwägung zwischen Genauigkeit der Abbildung und Aufwand

Szenariientwicklung



Szenarientwicklung

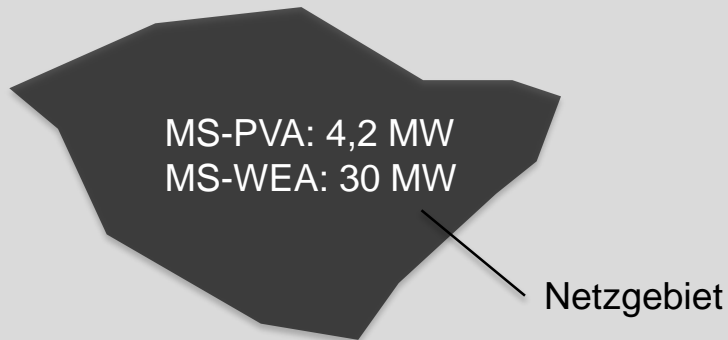
I. Regionalisierung



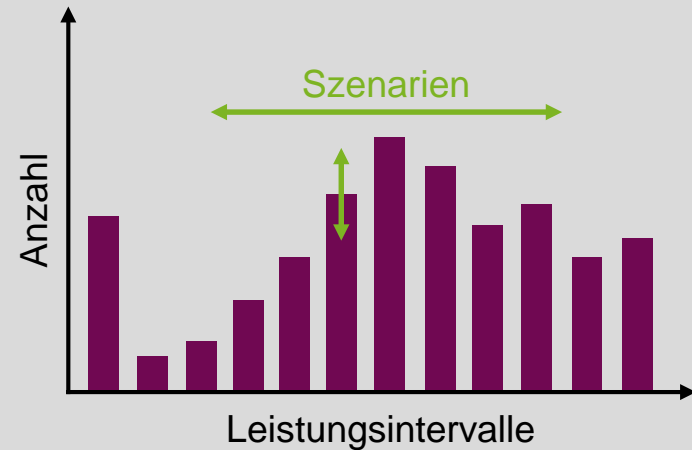
- Skalierung der installierten Leistung anhand verfügbarer statistischer Daten
 - Flächenpotentiale
 - Bevölkerung
 - Gebäudeanzahlen

Szenarienentwicklung

II. Definition Regionalszenarien



+



↓



1x 150 kW
2x 500 kW
7x 2 MW
5x 3 MW



1x 150 kW
3x 500 kW
1x 1 MW
1x 1,5 MW

Szenariientwicklung

III. Positionierung/Knotenzuordnung innerhalb eines Netzes

Niederspannungsebene:

Zufällige Verteilung unter Berücksichtigung der Potentialflächen der Hausdächer

Mittelspannungsebene:

- WEA: Analyse von Windvorrangflächen/Freiflächen
- PVA:
 - Rückspeisung aus Niederspannung (z.B. anhand von Zählpunkten, Transformatorquerschnitt)
 - Einzelanlagen auf Freiflächen, großen Gebäudeflächen

Hochspannungsebene:

- Zuordnung auf UWs anhand der statistischen Daten der unterlagerten Gemeinden (Rückspeisung je UW aus MS- und NS-Ebene)

4. KONZEPT DER INNOVATIVEN PLANUNG

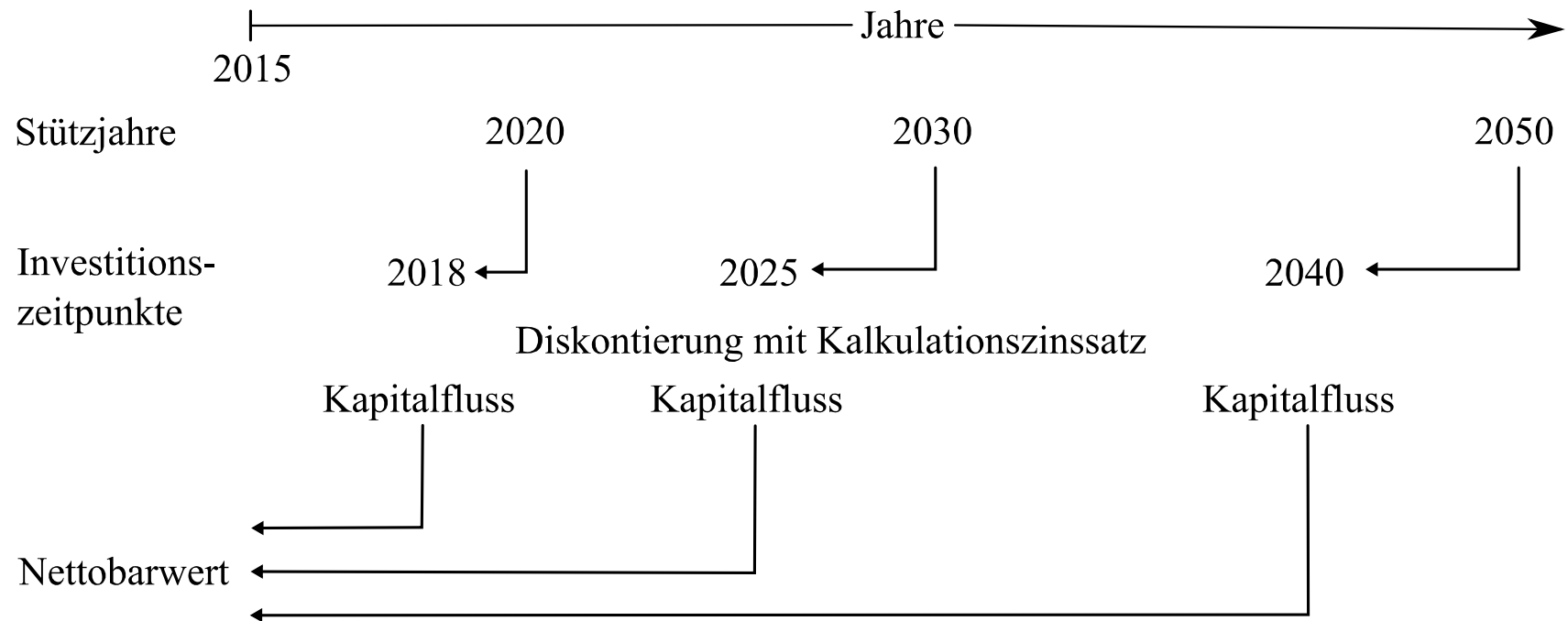
Innovative Netzplanung



5. METHODIK DER KOSTENAUSWERTUNG

Methodik der Kostenauswertung

- Investitionen und Betriebskosten (inkl. zyklischer Erneuerung)
- Zeitraum: 2015 bis 2050
- 3 Stützjahre / Investitionszeitpunkte
- Keine Betrachtung der Erneuerung der Bestandsbetriebsmittel



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Sebastian Harnisch, M.Sc.

Philipp Steffens, M.Sc.

Bergische Universität Wuppertal | Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik





Neue Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze

Planung innovativer Niederspannungsnetze

Sebastian Harnisch
Hannover, 28.11.2016

Bergische Universität Wuppertal
Lehrstuhl für Elektrische
Energieversorgungstechnik



Siemens AG
Energy Management Division, Digital Grid,
Power Technologies International

SIEMENS

Unter Mitwirkung von:

avacon



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Agenda

1. Grundlagen
2. Innovative Technologien
3. Planungsbeispiel
4. Planungs- und Betriebsgrundsätze
5. Zusammenfassung

1. GRUNDLAGEN

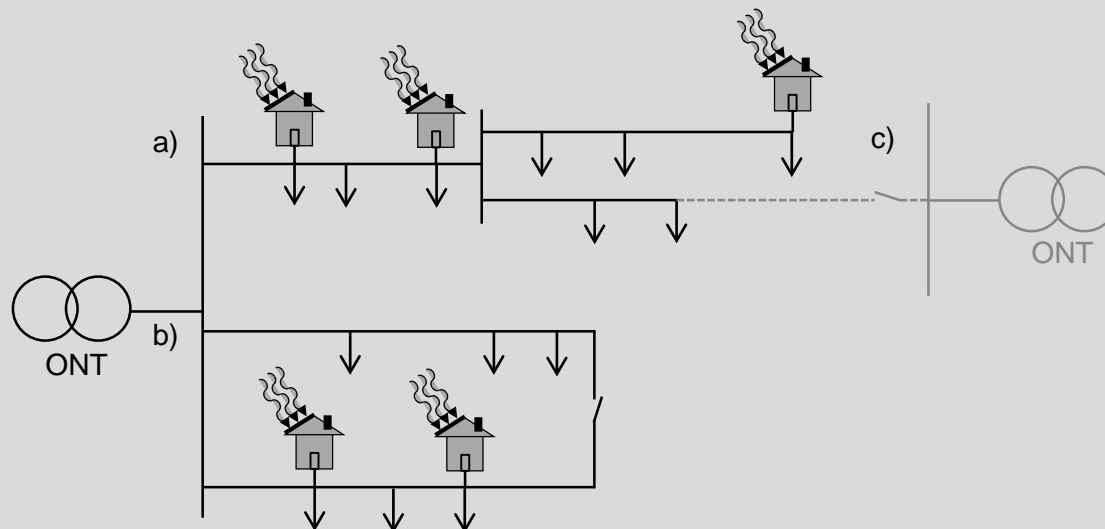
Grundlegende Eigenschaften und Konzepte

Netzstrukturen (0,4 kV)

- (n-1)-Prinzip wird nicht angewandt

→ Ausführung der Netze:

- a) Strahlennetz
- b) Ringnetz
- c) Umschaltmöglichkeit zum benachbarten Ortsnetz



Technische Rahmenbedingungen

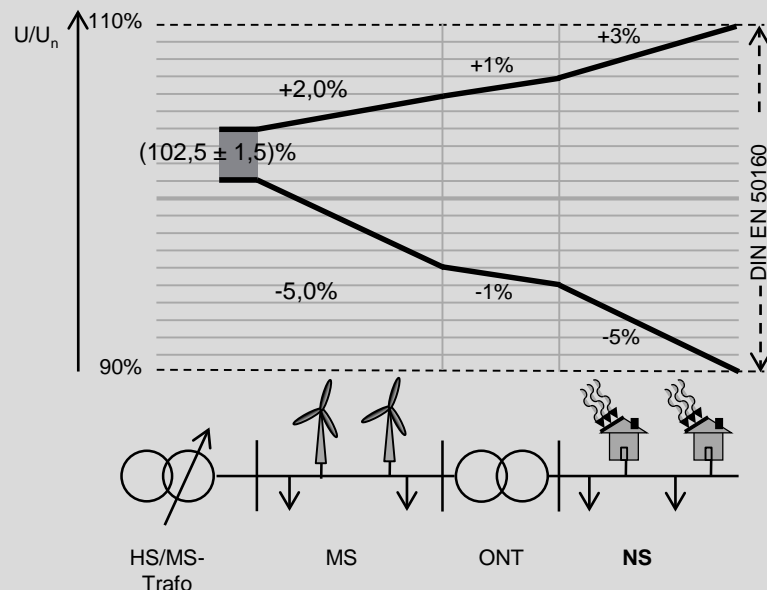
Langsame Spannungsänderungen

- *DIN EN 50160*: $\pm 10\% U_n$

Aufteilung auf die MS und NS:

- *VDE AR-N 4105*:

$$\Delta U_{\max, NS} \leq 3\% \cdot U_n$$



Betriebsmittelauslastung

- Leitungen (keine (n-1)-Sicherheit):

$$I/I_{th} \leq 100\%$$

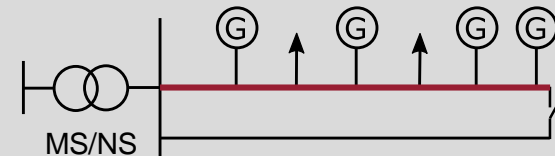
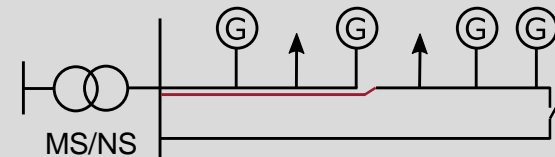
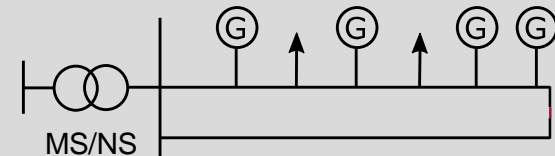
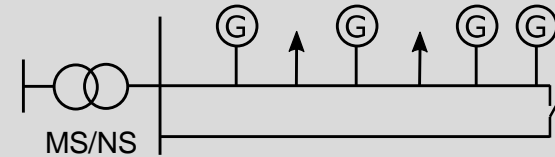
- Transformatoren (Planung):

$$S/S_{rT} \leq 100\%$$

Konventioneller Netzausbau

Maßnahmen

- Topologieänderungen durch Schaltmaßnahmen
- Topologieänderungen durch zusätzliche Betriebsmittel (Leitungen, Transformatoren)
- Ersatz bestehender Betriebsmittel durch höher belastbare

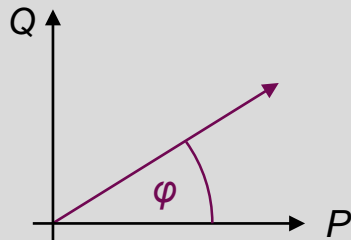


2. INNOVATIVE TECHNOLOGIEN

Innovative Technologien

Spannung

Blindleistungsmanagement



Regelbarer Ortsnetztransformator



Abbildung: Siemens AG

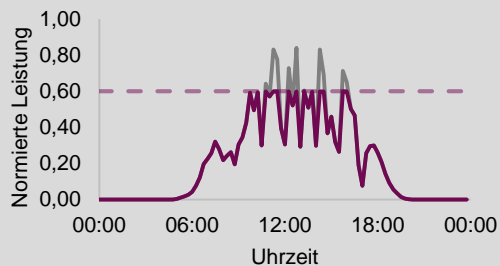
Einzelstrangregler



Abbildung: ABB Ltd

Auslastung + Spannung

Statisches Einspeisemanagement

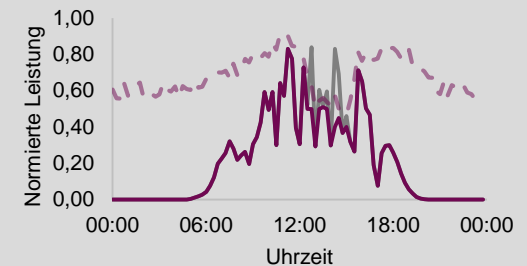


Dezentrale Netzautomatisierung



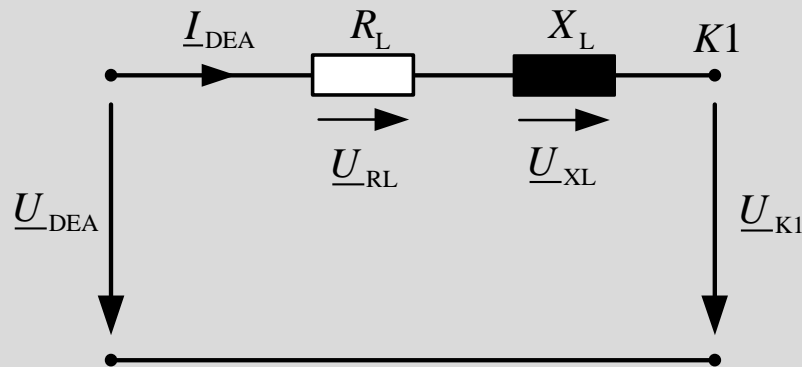
Abbildung: Bilfinger Mauell GmbH

Dynamisches Einspeisemanagement



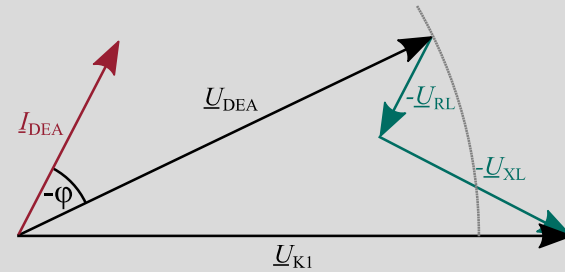
Blindleistungsmanagement (BLM)

Funktionsprinzip



$$\underline{U}_{K1} = \underline{U}_{DEA} - \underline{U}_{RL} - \underline{U}_{XL}$$

$\cos(\varphi) < 1$, untererregt
(Wie eine **Induktivität**)



Spannungssenkende Wirkung der induktiven
Blindleistungsaufnahme

Betriebsweisen

- Feste Vorgabe von Q oder $\cos(\varphi)$
- $Q(P)$ -, $Q(U)$ -Kennlinien
- Dynamisch mittels Automatisierungssystem

Modellierung

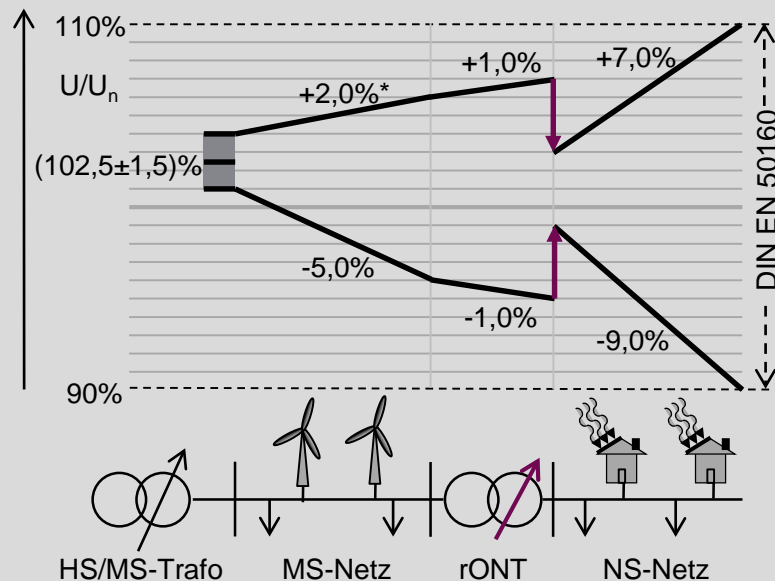
- Feste Vorgabe des Leistungsfaktors $\cos(\varphi)$

Regelbarer Ortsnetztransformator (rONT)

Betriebsweisen

- Niederspannungsdienlich
- Mittelspannungsdienlich
- Nieder- und Mittelspannungsdienlich

Funktionsprinzip (NS-dienlich)



Ausführungen

- 3 bis 9 Stufen
- 2% ... 4% U_r Stufenspannung
- Regelbereich: $\pm 4\%$ bis $\pm 10\%$ U_r
- Regelungskonzept
 - auf Sammelschienenspannung
 - mittels abgesetzter Sensoren
 - mittels Netzautomatisierung

Modellierung

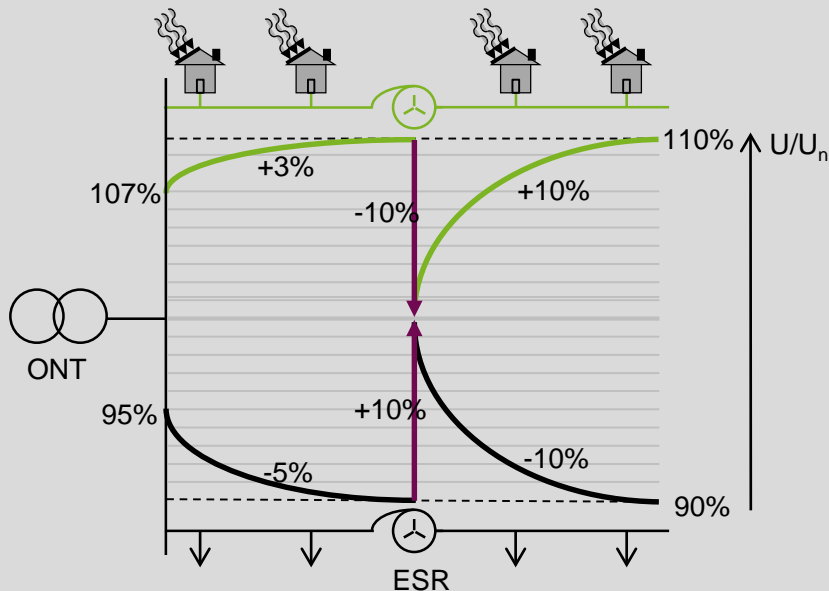
- Anpassung der Spannung des Bilanzknotens
- Aktivierung der Transformatorregelung

Einzelstrangregler (NS-ESR)

Betriebsweisen

- Niederspannungsdienlich

Funktionsprinzip



Ausführungen

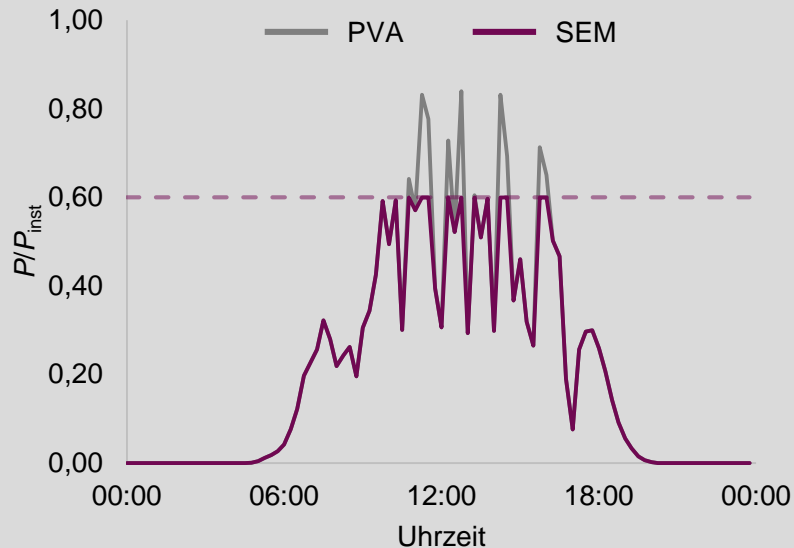
- Regelbereich: typ. bis $\pm 10\%$ U_r
- Dimensionierung:
 - Für den nachgelagerten Teil des Abgangs
 - Starklast
 - Starkeinspeisung

Modellierung

- Transformator mit $\ddot{u}_0 = 1$ und weiteren Anzapfungen
- Transformatorregelung

Statisches Einspeisemanagement (SEM)

Funktionsprinzip

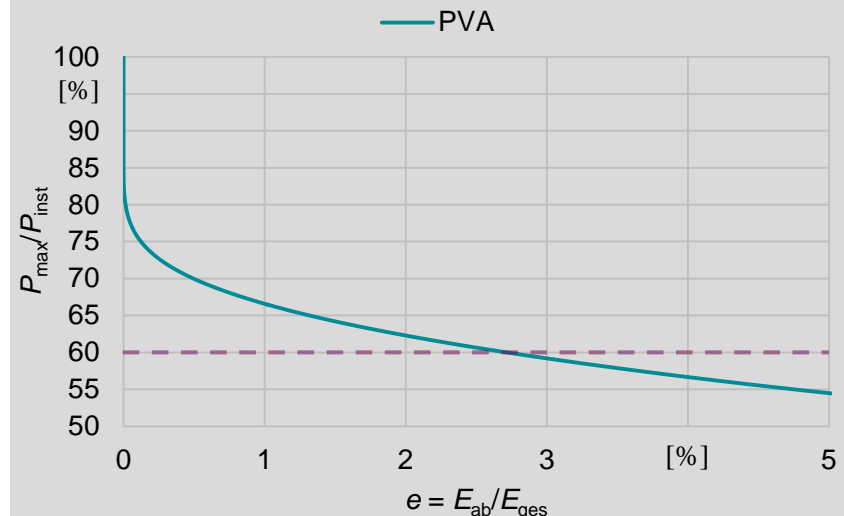


Betriebsweisen

- Abregelung einzeln, alle im Abgang, alle im Ortsnetz
- Abregelung auf 70% P_{inst} oder 60%, P_{inst}

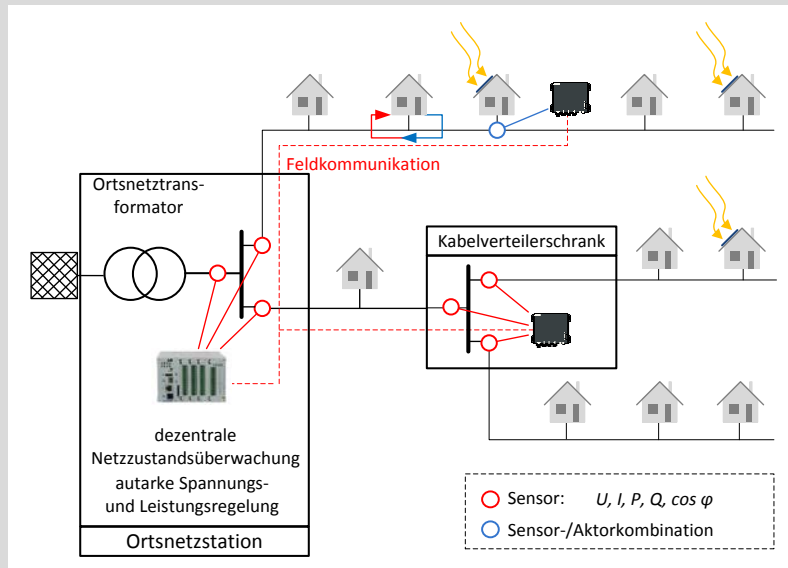
Modellierung

- Leistungsauslegung des Netzes anhand LFR mit reduzierter Einspeisung
- Energetische Betrachtung anhand historischer Zeitreihen (Betriebskosten)



Dezentrale Netzautomatisierung (DNA)

Funktionsprinzip



Kontinuierliche Überwachung und Regelung des Netzes

1. Erhebung von Messwerten mittels eingesetzter Sensoren
2. Netzzustandsschätzung
3. Ermittlung der Regelungsbefehle
4. Ansteuerung der Aktoren

Betriebsweisen

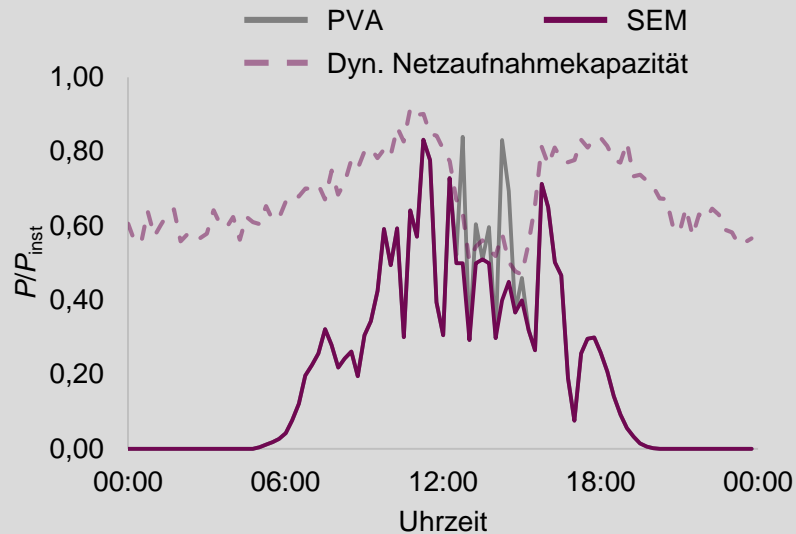
- Dynamisches BLM
- **Dynam. Einspeisemanagement**
- Dynamisches Lastmanagement

Modellierung

- Funktionalitäten müssen abgebildet werden, nicht das System als solches

Dynamisches Einspeisemanagement (DEM)

Funktionsprinzip

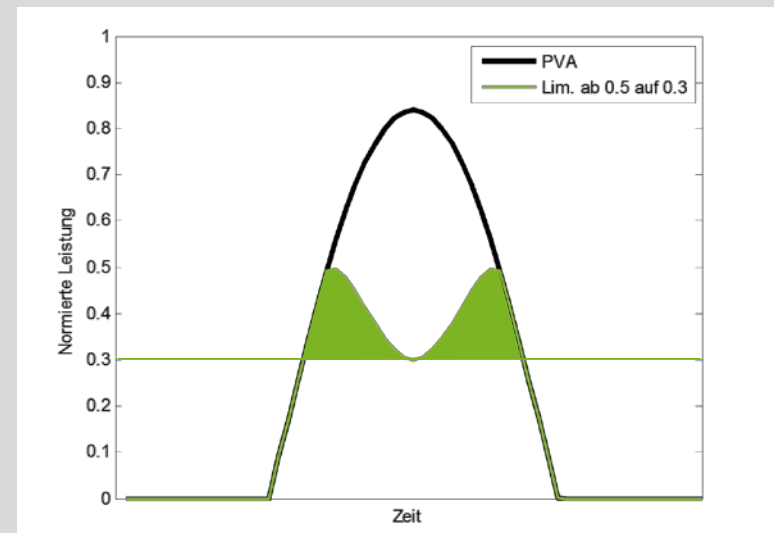


Betriebsweisen

- Begrenzt durch jährlich abregelbare Energie

Modellierung

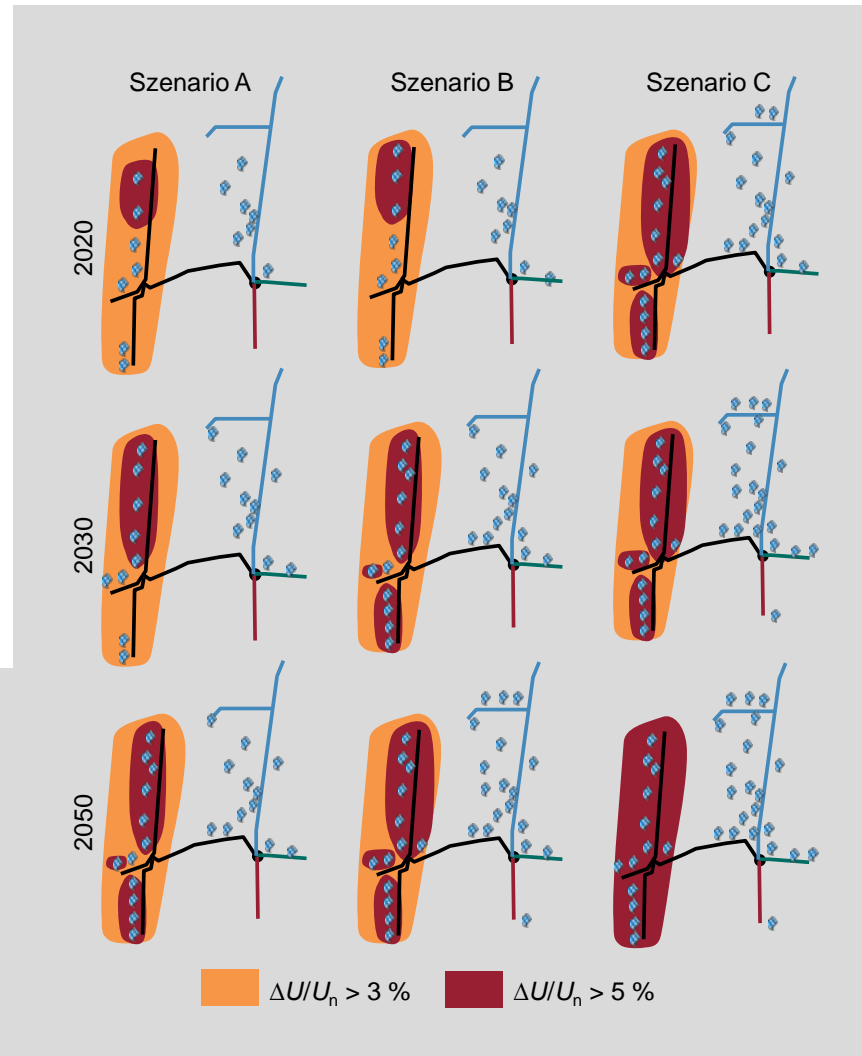
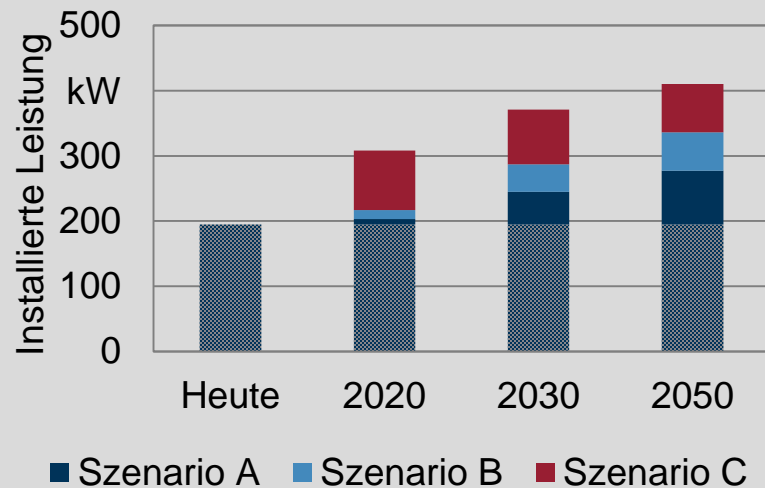
- Leistungsauslegung des Netzes anhand LFR mit reduzierter Einspeisung individueller ausgewählter Anlagen
- Energetische Betrachtung anhand historischer Zeitreihen (Betriebskosten)



3. PLANUNGSBEISPIEL

Problemstellung

Zukünftige Versorgungsaufgabe

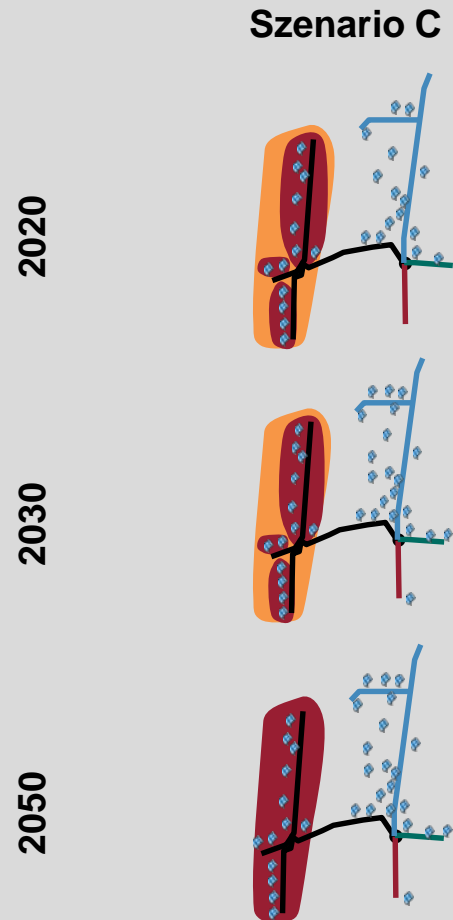


Problemidentifikation

- Unzulässige Spannungsanhebungen
- Keine Leitungsüberlastungen
- Überlastung des Transformators ab B 2050 bzw. C 2030

Konventioneller Netzausbau (KONV)

Problemidentifikation



KONV



Spannungsregler (rONT und ESR)

rONT



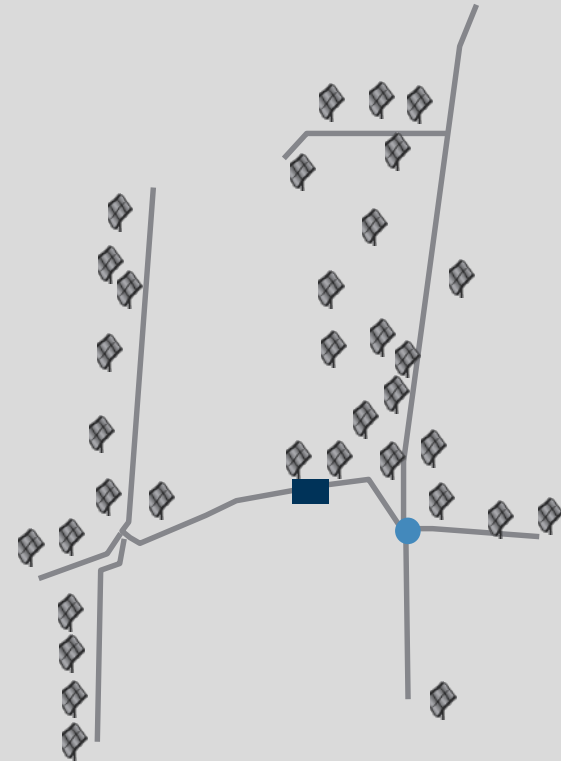
Szenario C

Stützjahr 2020 ●

Stützjahr 2030 ●

Stützjahr 2050 ●

ESR



Szenario C

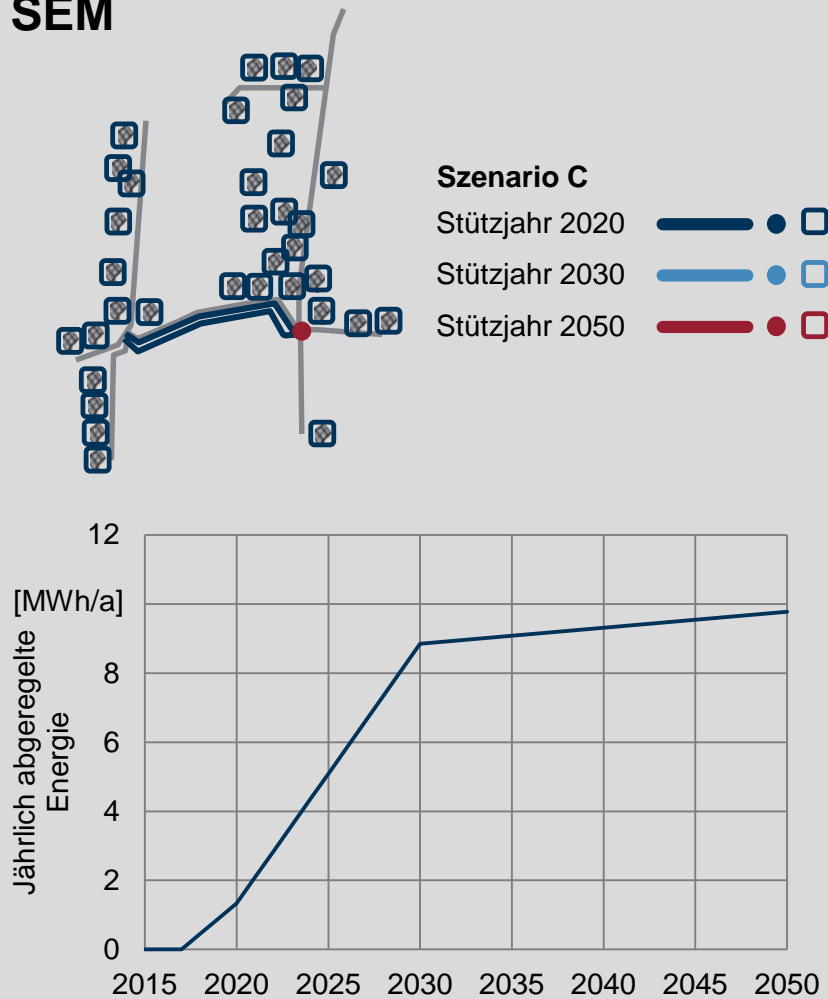
Stützjahr 2020 ● ■

Stützjahr 2030 ● ■

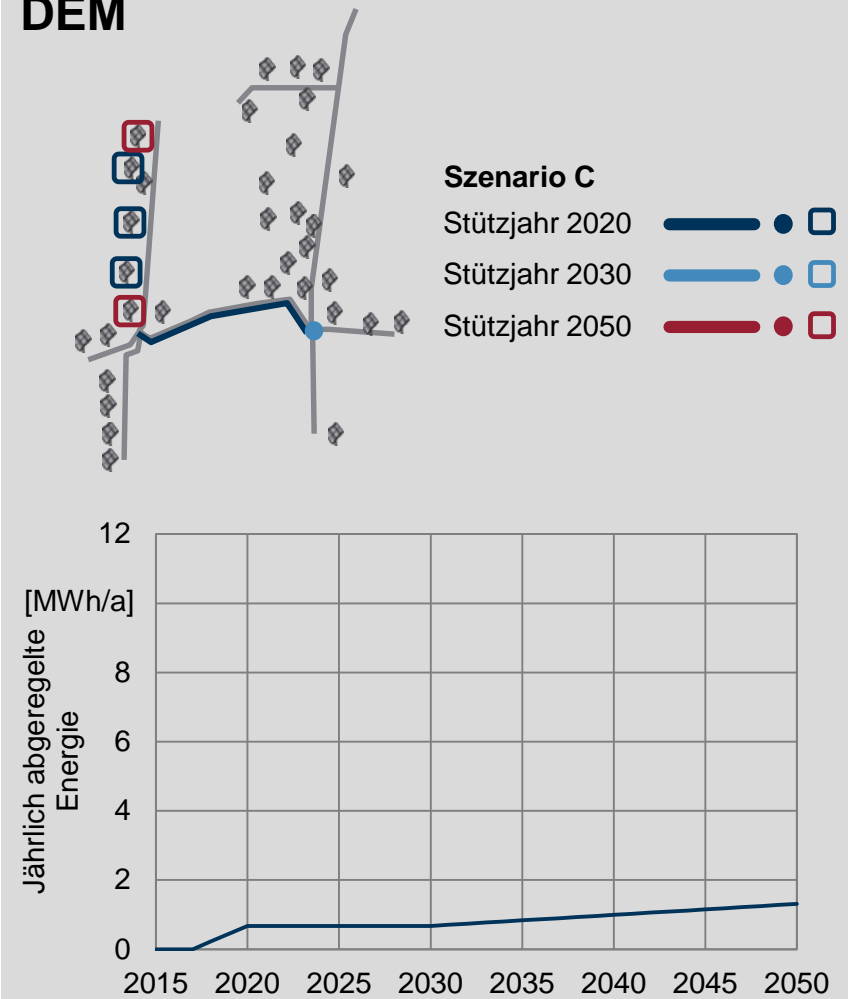
Stützjahr 2050 ● ■

Einspeisemanagement (SEM und DEM)

SEM

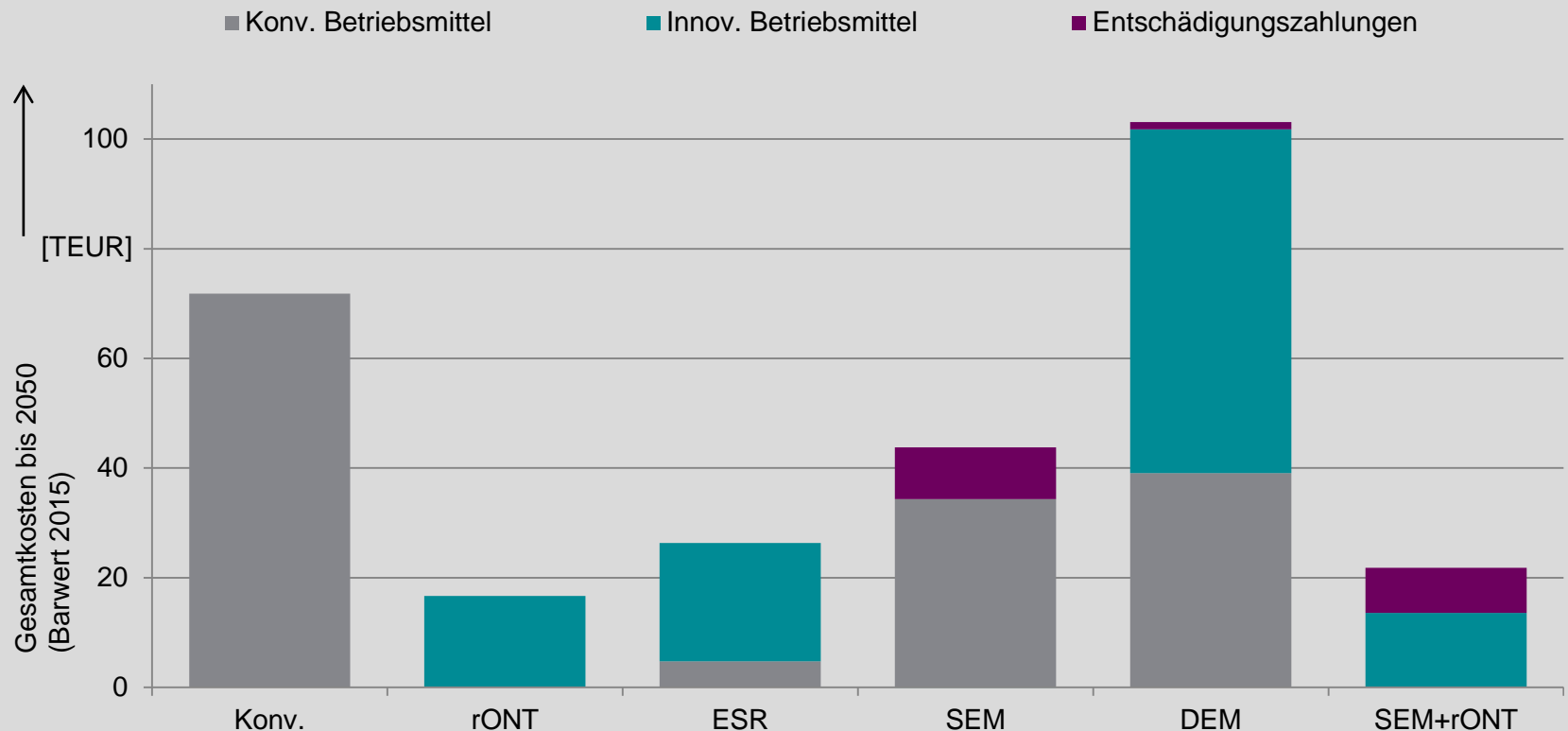


DEM



Kostenbewertung

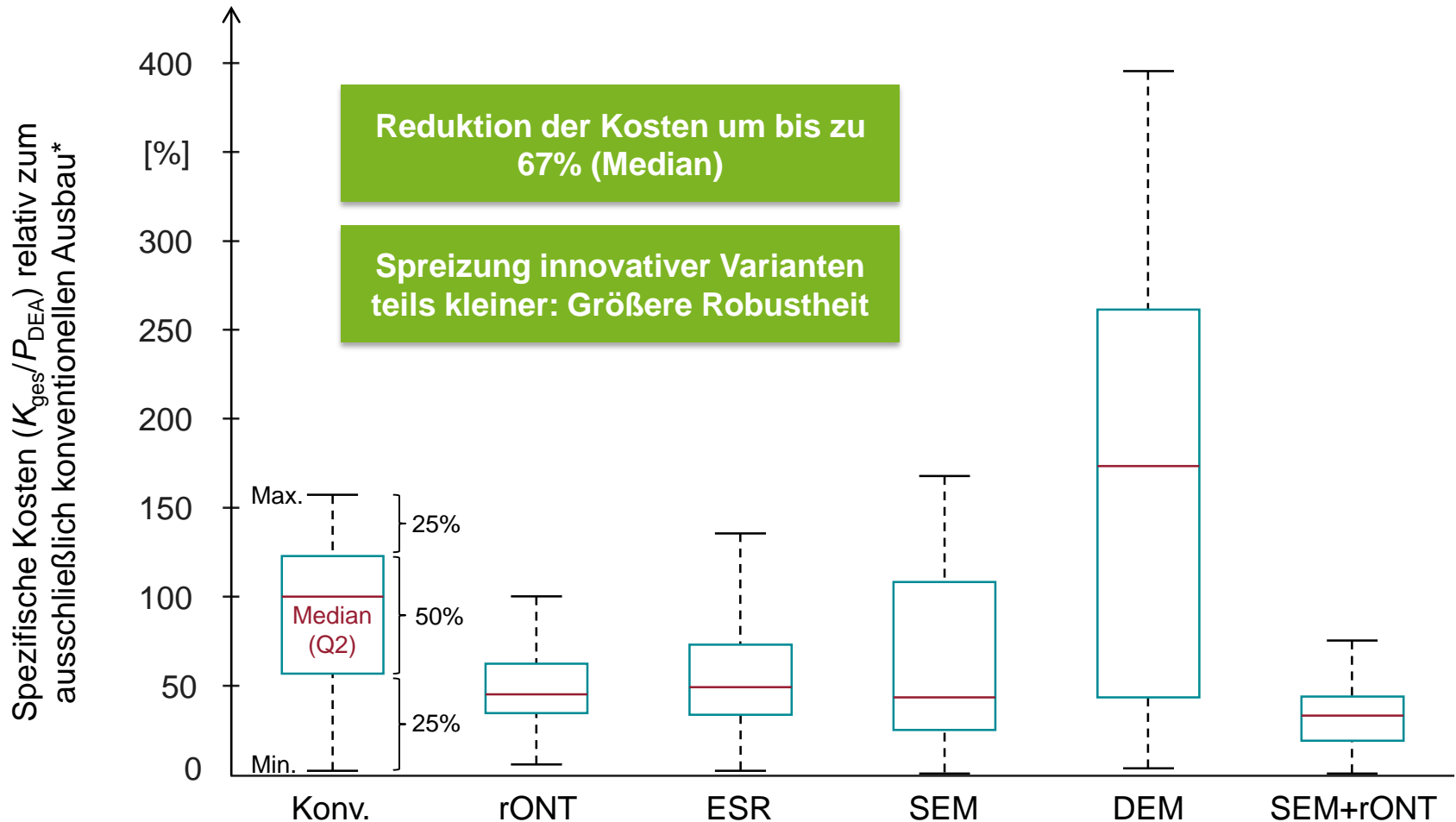
Szenario C



- Variante rONT mit den niedrigsten Kosten in diesem Netz
- Konventionelle Maßnahmen können vollständig substituiert werden

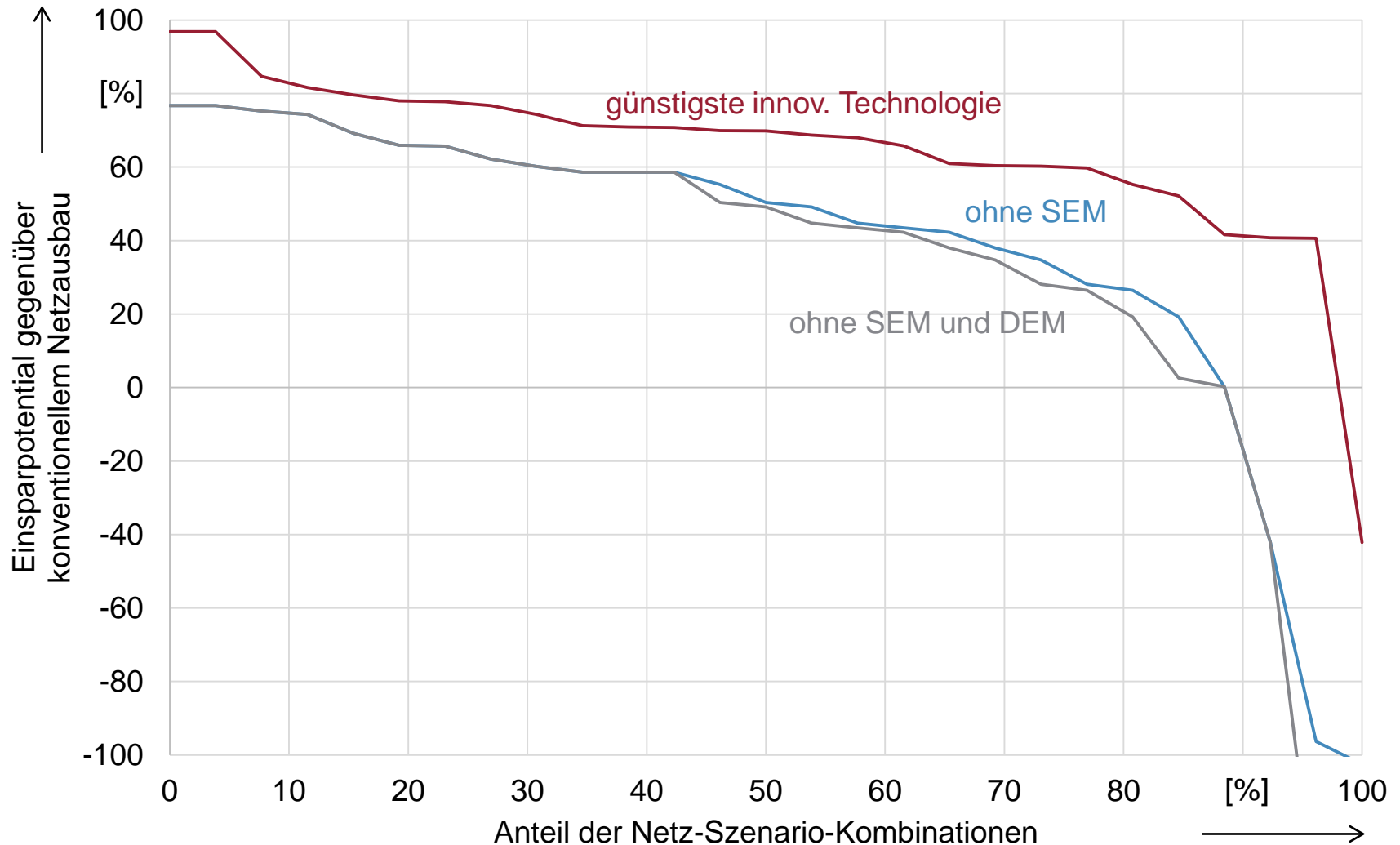
4. PLANUNGS- UND BETRIEBSGRUNDSÄTZE

Aggregation von >500 Planungen



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

Aggregation von >500 Planungen

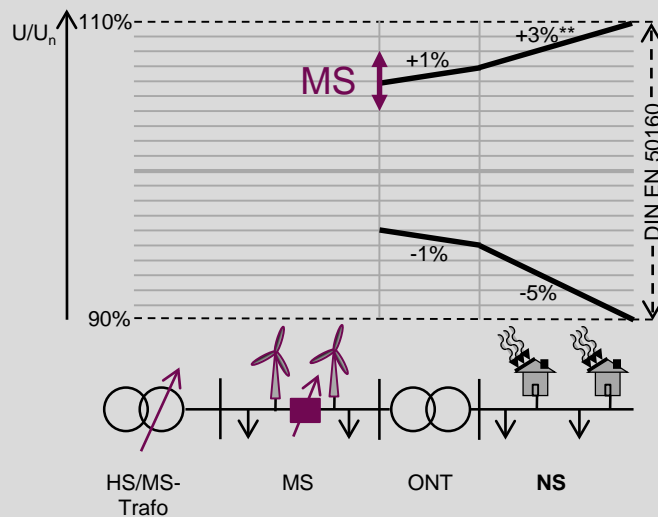


Grundsätze für die NS-Ebene

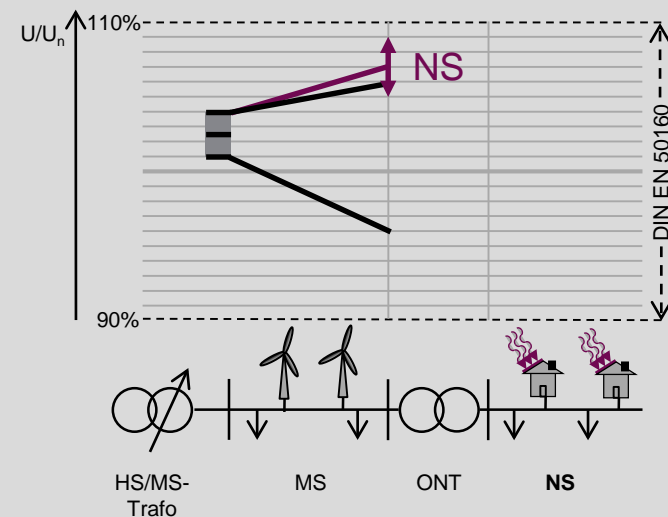
1

Eine übergreifende Betrachtung von MS- und NS-Netzen ist aufgrund der Kopplung über konventionelle ONT ohne Spannungsregelung anzustreben.

Spannungsband



Rückspeisung



→ Übergreifende Berechnung von MS- und NS-Netzen

Grundsätze für die NS-Ebene

1

Eine übergreifende Betrachtung von MS- und NS-Netzen ist aufgrund der Kopplung über konventionelle ONT ohne Spannungsregelung anzustreben.

Vorteile:

- + Präziseres Abbild des Netzzustands in MS + NS
- + Einfachere Identifikation von realen Netzengpässen
- + Maßnahmen zur Optimierung der Spannungshaltung möglich
- + Betrachtung DIN EN 50160 genügt

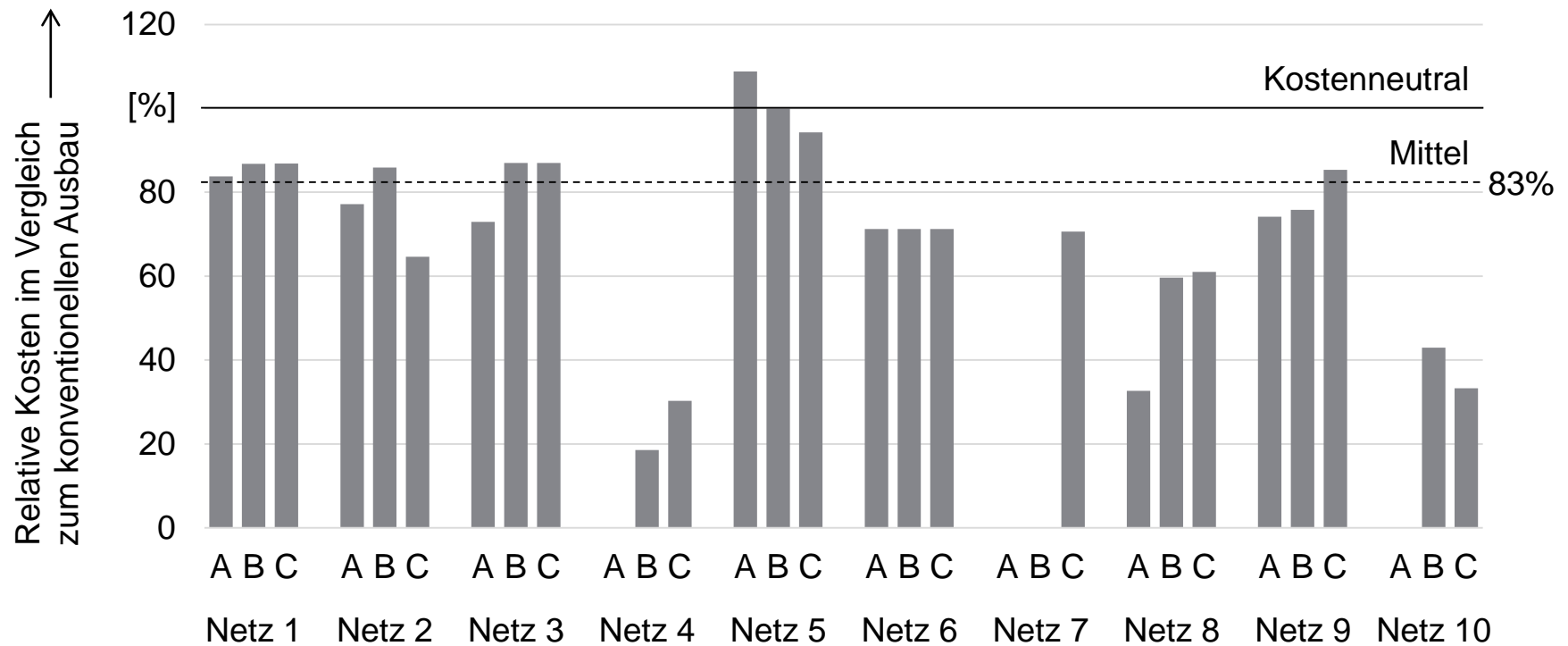
Nachteile:

- Nacherfassung sämtlicher unterlagerter NS-Netze
- Zeitaufwändigerer Netzberechnungsprozess

Grundsätze für die NS-Ebene

2

Der Einsatz von Blindleistungsmanagement reduziert Netzausbau und ist vor Investitionen zu optimieren.



Grundsätze für die NS-Ebene

2 Der Einsatz von Blindleistungsmanagement reduziert Netzausbau und ist vor Investitionen zu optimieren.

Vorteile:

- + BLM reduziert den Ausbaubedarf in den meisten Fällen
- + Keine zusätzliche Hardware erforderlich
- + Kosten/Nutzen-Verhältnis einer Q(U)-Regelung hoch

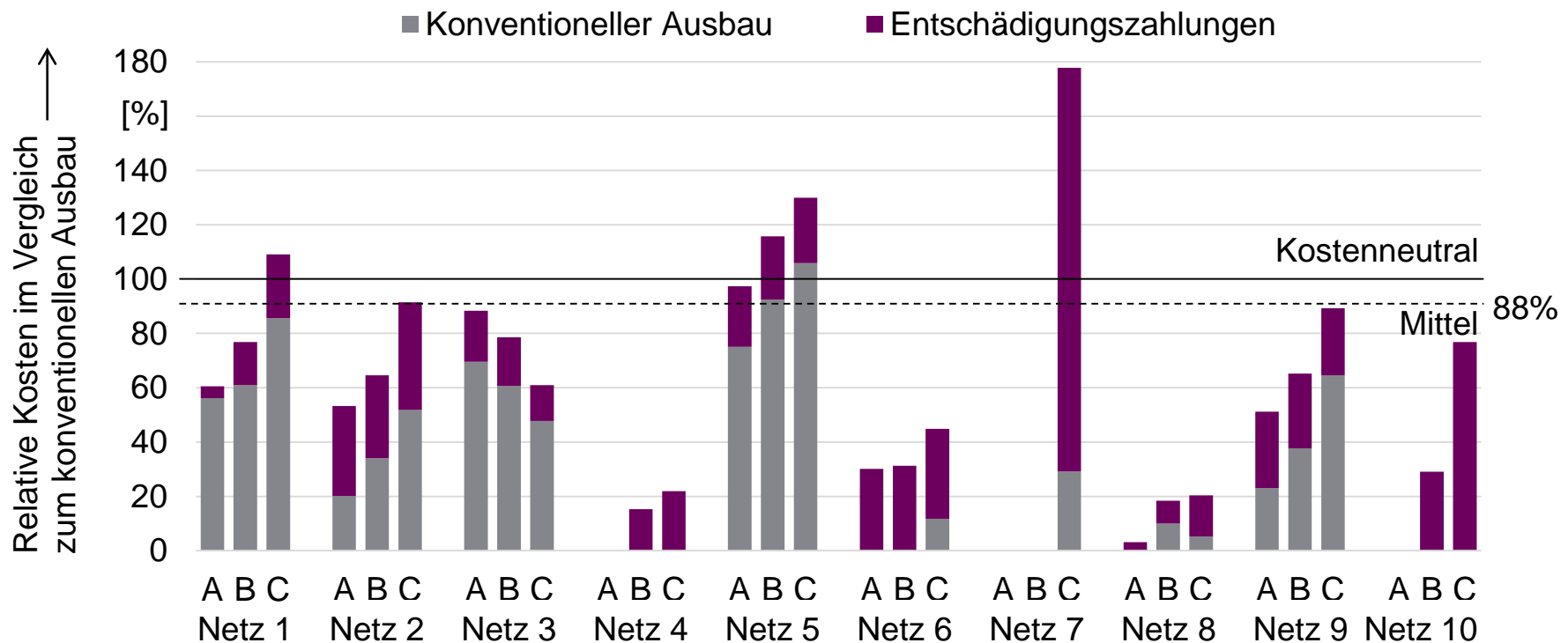
Nachteile:

- In Fällen mit hohem Ausbaubedarf in aller Regel alleine nicht ausreichend
- Mit steigendem Ausbaubedarf sinkende relative Ersparnis
- Erhöhte Netzauslastung und -verluste

Grundsätze für die NS-Ebene

3

Mit statischem Einspeisemanagement werden Investitionen wirkungsvoll verzögert und können zum Teil dauerhaft vermieden werden.



Grundsätze für die NS-Ebene

3

Mit statischem Einspeisemanagement werden Investitionen wirkungsvoll verzögert und können zum Teil dauerhaft vermieden werden.

Vorteile:

- + SEM reduziert Spannung *und* Auslastung
- + Keine zusätzliche Hardware erforderlich
- + In der NS-Ebene selektiv, da PVA vorherrschen

Nachteile:

- Betriebskosten steigen
- In Fällen mit hohem Ausbaubedarf in aller Regel alleine nicht ausreichend
- Mit steigendem Ausbaubedarf sinkende relative Ersparnis

Grundsätze für die NS-Ebene

4 Bei langfristig sehr geringem Zubau von DEA kann der Einsatz konventioneller Betriebsmittel am kostengünstigsten sein.

- Kosten konventionellen Netzausbaus korrelieren stark mit installierter Leistung von DEA

Vorteile:

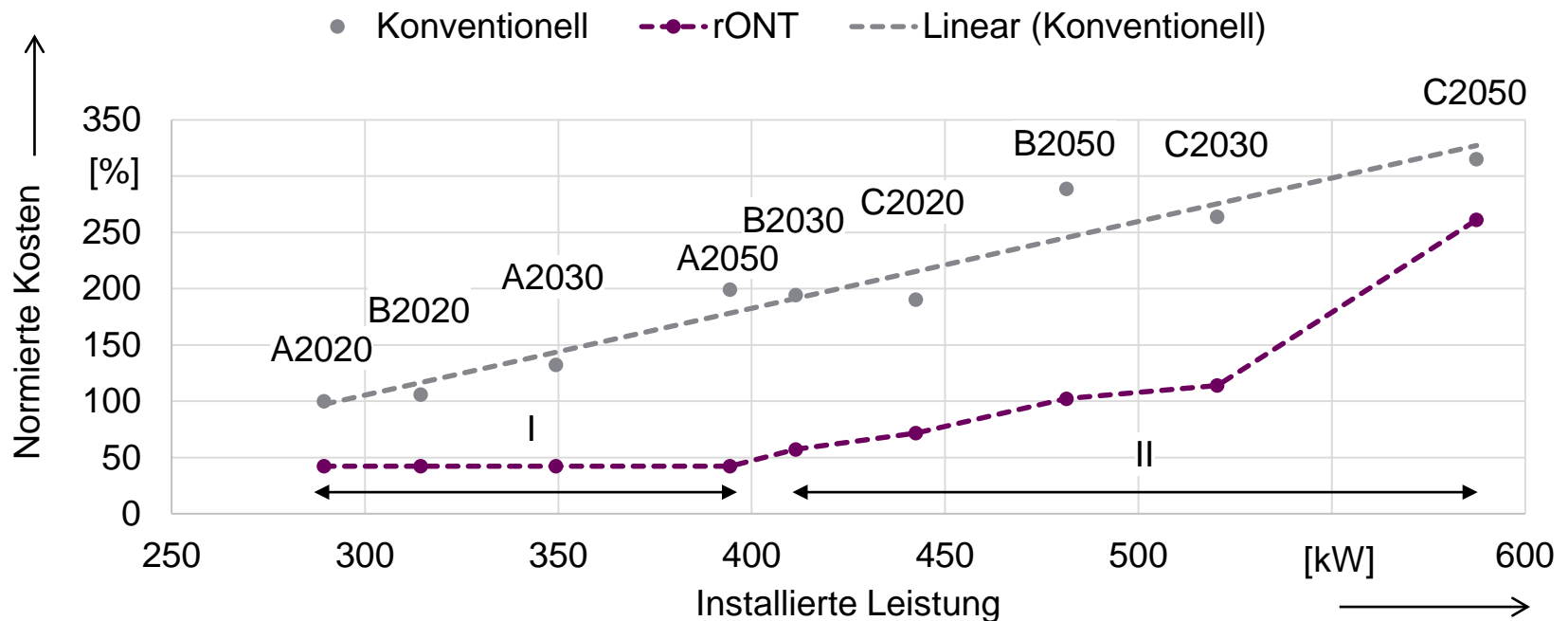
- + Kostengünstig bei lokal stark begrenzten Netzengpässen
- + Engpässe häufig historisch bedingt, daher Austausch sinnvoll

Nachteile:

- Hohe Kosten bei flächen-deckendem konventionellen Netzausbau

Grundsätze für die NS-Ebene

5 Treten trotz Blindleistungsmanagement oder statischem Einspeisemanagement Spannungsbandverletzungen auf, sollte der Einsatz von Spannungsreglern (rONT oder NS-ESR) geprüft werden.



I: Konstanter Bereich

II: Proportionaler Bereich

Grundsätze für die NS-Ebene

5 Treten trotz Blindleistungsmanagement oder statischem Einspeisemanagement Spannungsbandverletzungen auf, sollte der Einsatz von Spannungsreglern (rONT oder NS-ESR) geprüft werden.

Vorteile:

- + Spannungsbandverletzungen meistens dominant
- + Deutliche Erhöhung der Netzanschlusskapazität durch eine Einzelmaßnahme

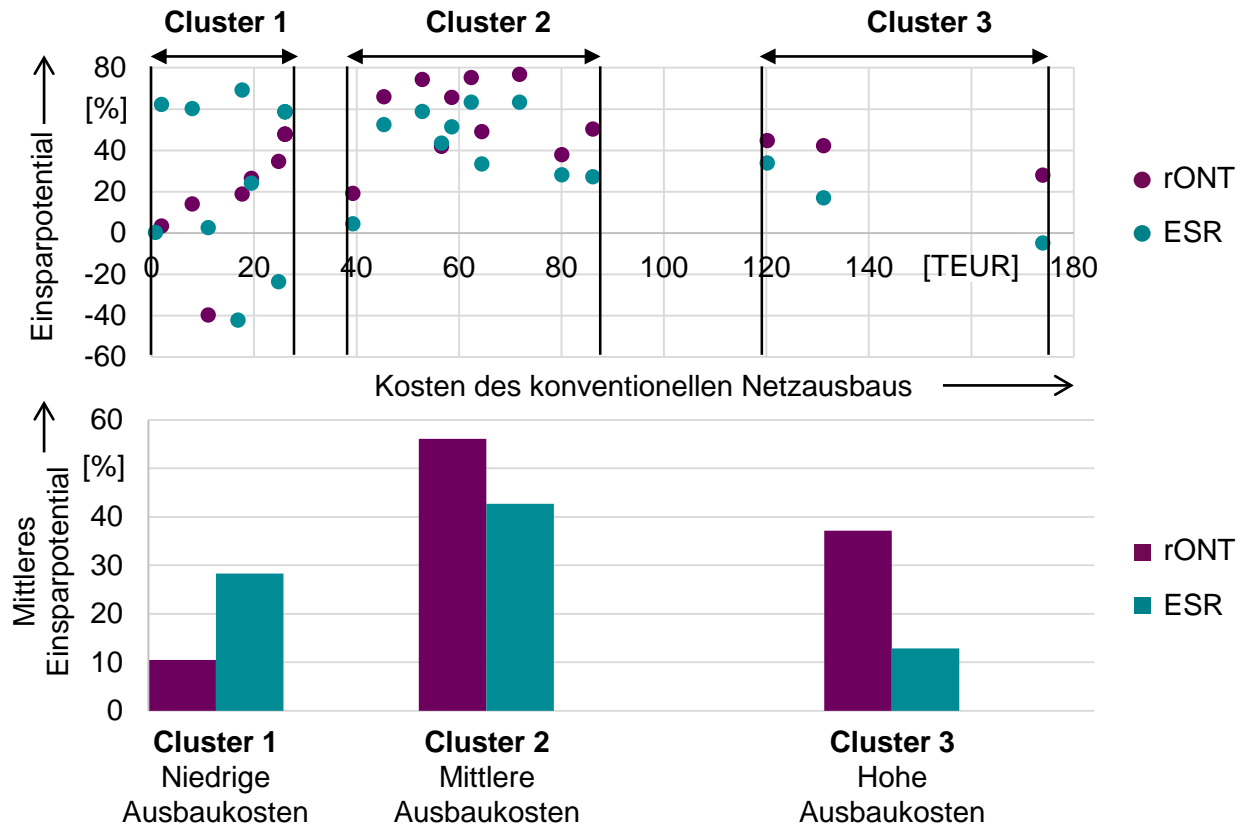
Nachteile:

- Sinnvoll hauptsächlich bei deutlichem Netzausbaubedarf
- Zusätzliche Komponente:
 - Leicht erhöhte Komplexität des Gesamtsystems
 - Geringfügig schlechtere Zuverlässigkeit zu erwarten
 - Leicht erhöhte Betriebskosten

- Wann sollte der rONT, wann der ESR bevorzugt werden?

Grundsätze für die NS-Ebene

5 Treten trotz Blindleistungsmanagement oder statischem Einspeisemanagement Spannungsbandverletzungen auf, sollte der Einsatz von Spannungsreglern (rONT oder NS-ESR) geprüft werden.



Grundsätze für die NS-Ebene

5 Treten trotz Blindleistungsmanagement oder statischem Einspeisemanagement Spannungsbandverletzungen auf, sollte der Einsatz von Spannungsreglern (rONT oder NS-ESR) geprüft werden.

Vorteile rONT:

- + Einsatz,
 - + wenn mehrere Abgänge betroffen sind
 - + bei hohen Leistungen
- + Nutzung des bisherigen Standorts des ONT
- + Ersatz eines gealterten ONT
- + MS-dienlicher Betrieb möglich
- + Mittlere Einsparungen: 43 %

Vorteile NS-ESR:

- + Einsatz,
 - + wenn nur ein Abgang betroffen ist
 - + bei geringen Leistungen und sehr langen Leitungen
- + Ein etwaiger neuer ONT muss nicht ersetzt werden
- + Mittlere Einsparungen: 30 %

Grundsätze für die NS-Ebene

5 Treten trotz Blindleistungsmanagement oder statischem Einspeisemanagement Spannungsbandverletzungen auf, sollte der Einsatz von Spannungsreglern (rONT oder NS-ESR) geprüft werden.

Nachteile rONT:

- Muss für Summenlast aller Abgänge dimensioniert werden

Nachteile NS-ESR:

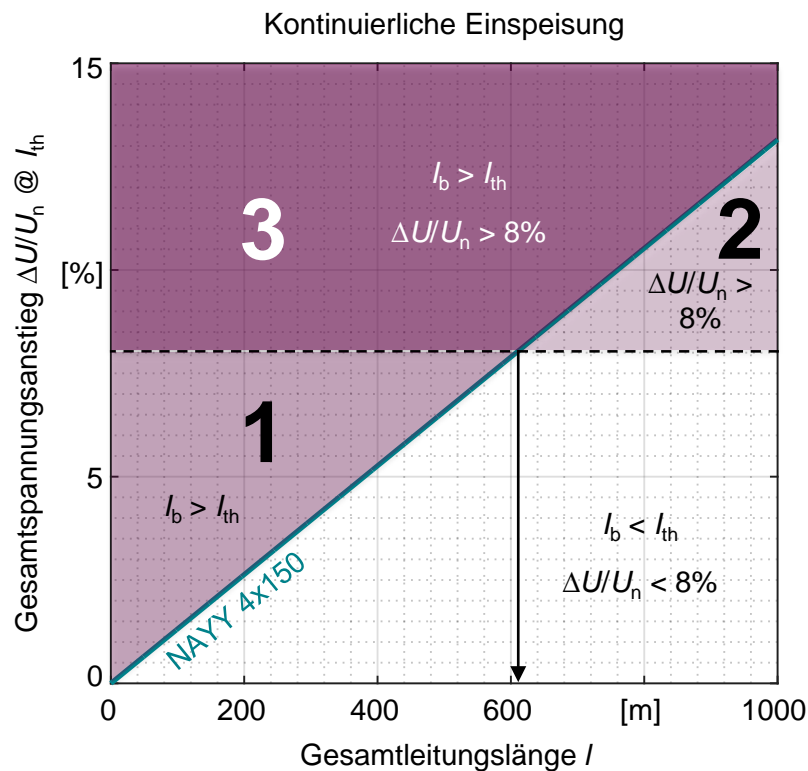
- Für jeden zu regelnden Abgang ist ein ESR notwendig
- Positionierung: Abwägung zwischen Bemessungsleistung und zulässiger Spannungsänderung bis zum ESR

In vielen praktischen Anwendungsfällen ist der rONT dem NS-ESR vorzuziehen.

Grundsätze für die NS-Ebene

6

Bei sehr hohem DEA-Zubau und hiermit verknüpftem Netzausbaubedarf eignet sich die Kombination von statischem Einspeisemanagement und Spannungsreglern (rONT oder NS-ESR).



SEM zusätzlich zum rONT, wenn

1. unzulässige Leitungsauslastungen nach Einsatz eines Spannungsreglers auftreten.
2. durch lange Netzausläufer Spannungsanstiege auftreten, die den Regelbereich der Spannungsregler übersteigen.
3. eine Kombination von 1 und 2 auftritt.

Grundsätze für die NS-Ebene

7

Als Gesamtstrategie ist eine bedarfsgerechte Kombination von statischem Einspeisemanagement und rONT empfehlenswert.

Grundsatz 3

- SEM kosteneffizient in Netzen mit niedrigem Ausbaubedarf

Grundsatz 5

- rONT Kosteneffizient in Netzen mit mittlerem bis hohem Ausbaubedarf

Grundsatz 6

- rONT+SEM Kosteneffizient in Netzen mit hohem bis sehr hohem Ausbaubedarf

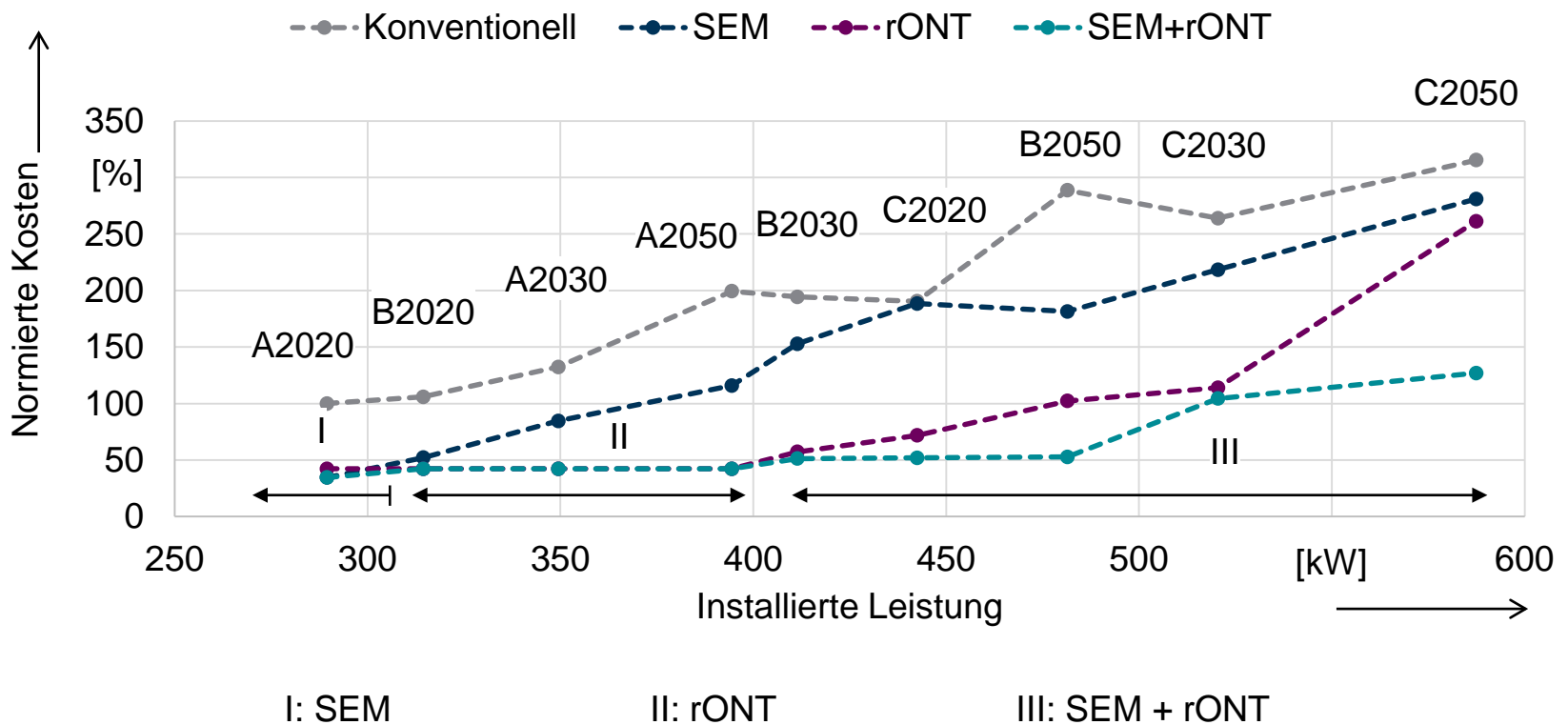


Gesamtstrategie

Grundsätze für die NS-Ebene

7

Als Gesamtstrategie ist eine bedarfsgerechte Kombination von statischem Einspeisemanagement und rONT empfehlenswert.



Grundsätze für die NS-Ebene

8

Das dynamische Einspeisemanagement ist auf absehbare Zeit in vielen Fällen nicht die kostengünstigste Lösung. Jedoch wird dessen Einsatz durch eine geringe Anzahl und hohe installierte Leistung von DEA begünstigt.

Vorteile:

- + Geeignet bei Betriebsmittelüberlastungen
- + Kostengünstig, wenn Regelung einzelner Anlagen genügt
- + Sehr hohe Flexibilität
- + Baustein eines Smart Grid:
 - + Laststeuerung (z.B. E-KFZ)
 - + Systemdienstleistungen
 - + Automatisierung

Nachteile:

- In vielen Fällen günstigere, innovative Alternative
- Zusätzliche Komponente:
 - Vergleichsweise hohe Komplexität
 - Aufwendigere Netzplanung
 - Erhöhter Betriebsaufwand

5. ZUSAMMENFASSUNG

Zusammenfassung

Eine spannungsebenenübergreifende Betrachtung kann die identifizierten Gesamtkosten deutlich senken.

In den meisten Fällen ist eine geeignete Kombination der Technologien SEM und rONT kostenoptimal.

Dezentrale Netzautomatisierungssysteme können mehr, als nur Netzausbau verzögern.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Sebastian Harnisch, M.Sc.

Bergische Universität Wuppertal | Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik

Rainer-Gruenter-Str. 21 | 42119 Wuppertal

Büro: 0202 439 1632 | E-Mail: s.harnisch@uni-wuppertal.de





Neue Planungs- und
Betriebsgrundsätze für
ländliche Verteilungsnetze

Netzausbau mit neuen Technologien auf Mittelspannungsebene

Philipp Steffens

Bergische Universität Wuppertal
Lehrstuhl für Elektrische
Energieversorgungstechnik



Siemens AG
Energy Management Division, Digital Grid,
Power Technologies International

SIEMENS

Unter Mitwirkung von:

avacon



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

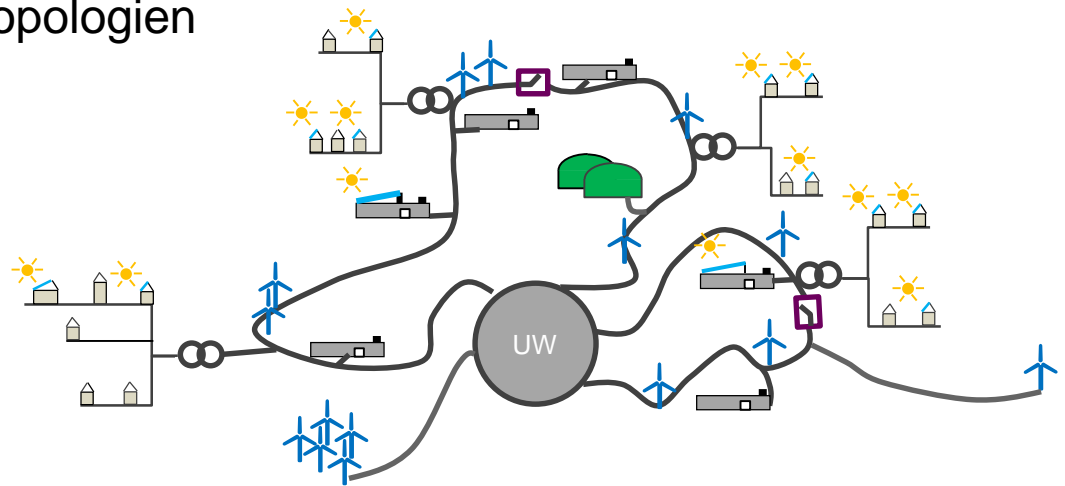
Agenda

1. Grundlagen
2. Innovative Technologien
3. Planungsbeispiel
4. Planungs- und Betriebsgrundsätze
5. Zusammenfassung

1. GRUNDLAGEN

Grundlegende Eigenschaften und Konzepte

- Struktur von ländlichen 20 kV-Netzen:
 - Ein HS/MS-UW mit üblicherweise zwei Transformatoren
 - Bestand: Kabel und Freileitungen
 - Aufgaben und typische Topologien

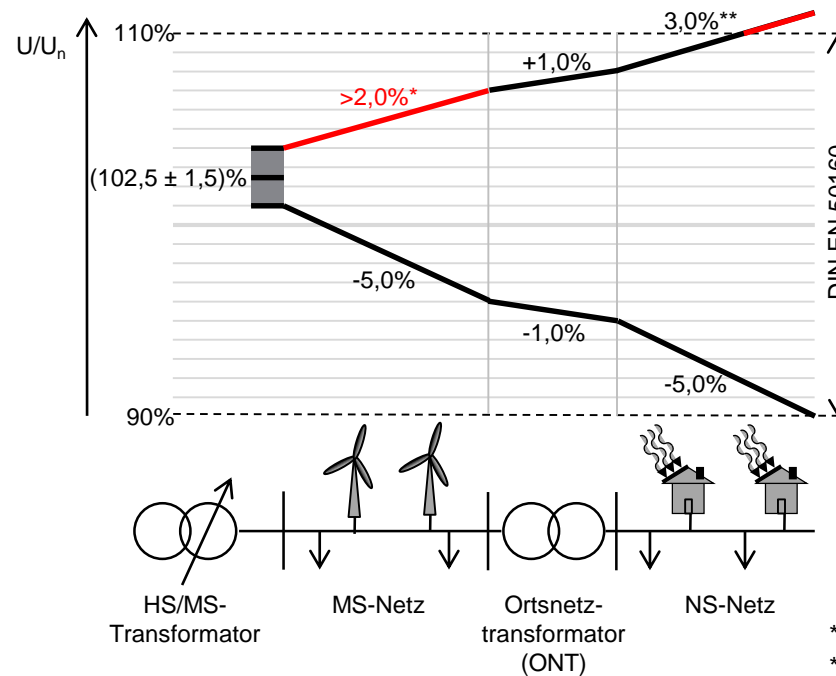


- Versorgungszuverlässigkeit:
 - (n-1)-sichere Versorgung von Lasten und ONS, nicht von DEA!
 - temporäre Unterbrechung der Versorgung zulässig
 - Wiederversorgung durch geeignete Umschaltmaßnahmen vor Ort
 - Redundanz der HS/MS-Trafoleistung für Starklastfall

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
- ➔ NS-Ebene bei MS-Planung berücksichtigen



Problemidentifikation

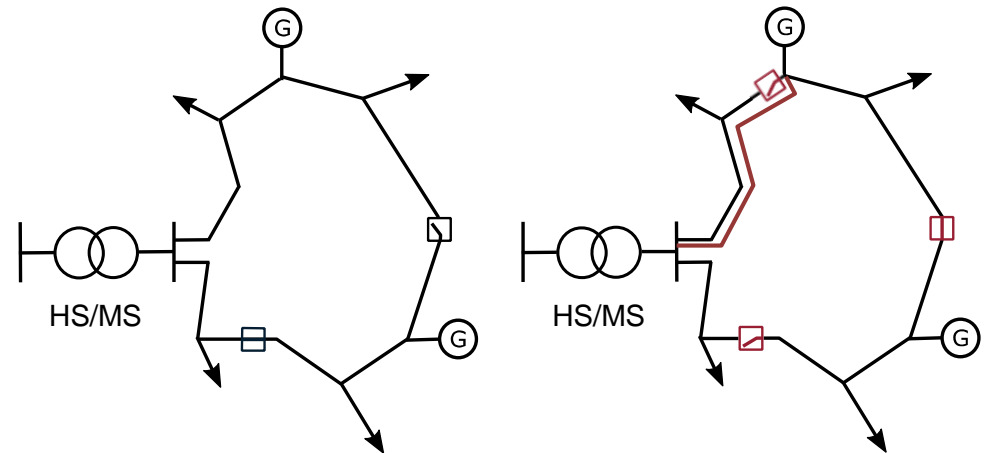
Betriebsmittelauslastung

- Im (n-0)-Starklastfall auf $I_{b,max} = 60 \% I_{th}$
- Im (n-1)-Starklastfall auf $I_{b,max} = 120 \% I_{th}$
- Im Starkeinspeisefall auf $I_{b,max} = 100 \% I_{th}$

- Standardwert für Belastungsgrad: $m = 0,7$
- Dieser Wert ist je nach zeitlicher Auslastung zu modifizieren, zum Beispiel bei direkter Anbindung einer BMA

Konventionelle Netzplanung

- Weitestgehend unabhängige Netzplanung je Spannungsebene
- Hohe Sicherheitszuschläge (*worst-case*)
 - Betrieb ist ohne Messung und Überwachung („im Blindflug“) möglich
- Verstärkung
- Zusätzliche Betriebsmittel (Kabel, Transformatoren etc.)
- Topologieänderungen durch Netzerweiterungen
- Umschaltmaßnahmen
- Zusätzlicher UW-Abgang:



**Zusätzliches Kabel verbindet hinteren Teil des Halbrings mit UW
Durch neue Trennstelle wird Ringschluss verhindert**

2. INNOVATIVE TECHNOLOGIEN

Innovative Technologien

Spannungsregelung am UW



Abbildung: Siemens AG

Regelbarer Ortsnetztransformator



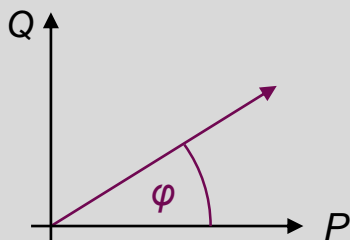
Abbildung: Siemens AG

Einzelstrangregler

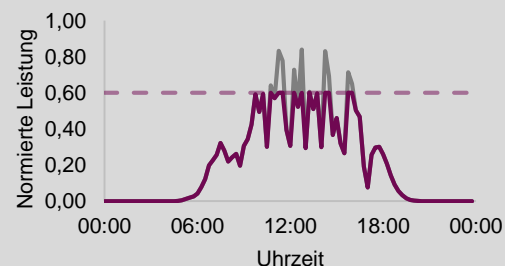


Abbildung: ABB Ltd

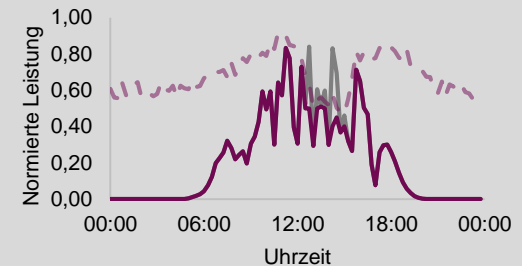
Blindleistungsmanagement



Statisches Einspeisemanagement



Dynamisches Einspeisemanagement



Technologieoptionen in der MS-Ebene

Spannungsregelung am UW (SUW)



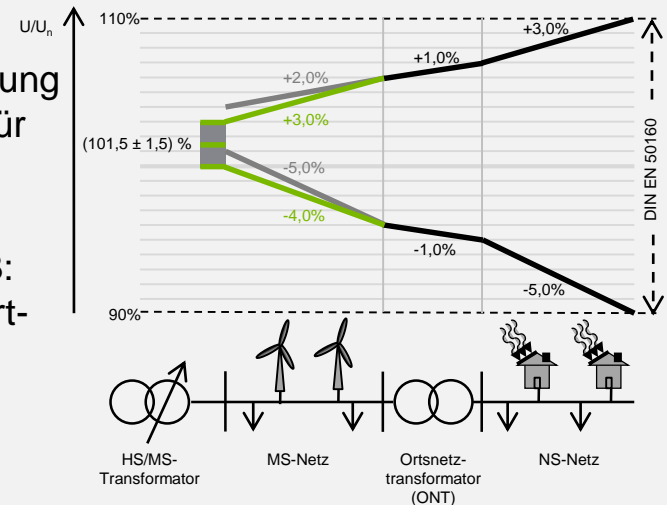
Absenkung der Spannung am HS/MS-UW gemäß folgender Konzepte:

- 1) Statische Absenkung
- 2) Lastflussabhängige Sollwertanpassung
- 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 (Schlechtpunkten)

Technologieoptionen in der MS-Ebene

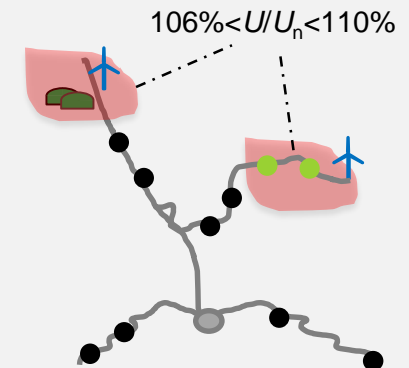
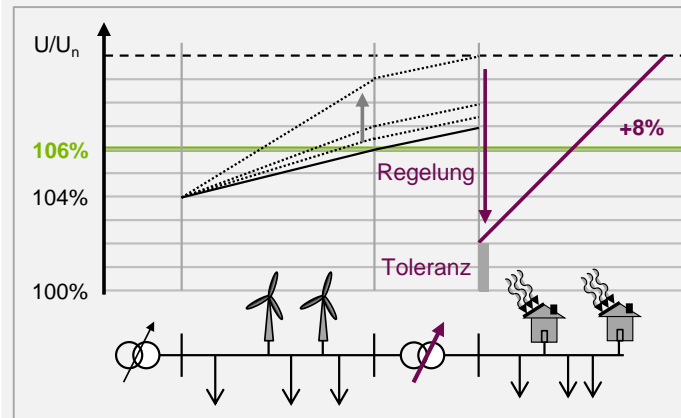
Regelbarer Ortsnetztransformator (rONT)



- Gezielte Ausrüstung der entlegenen Ortsnetze
- Entkopplung von NS- und MS-Ebene
- Höhere Spannungsanhebung zulässig

Abbildung: Siemens AG

Modellierung in der Planung



● ONS ohne rONT

● ONS mit rONT

- 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 Knotenlisten

Technologieoptionen in der MS-Ebene

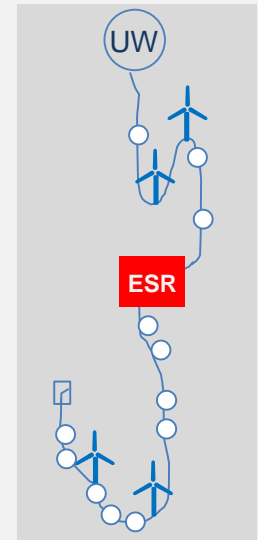
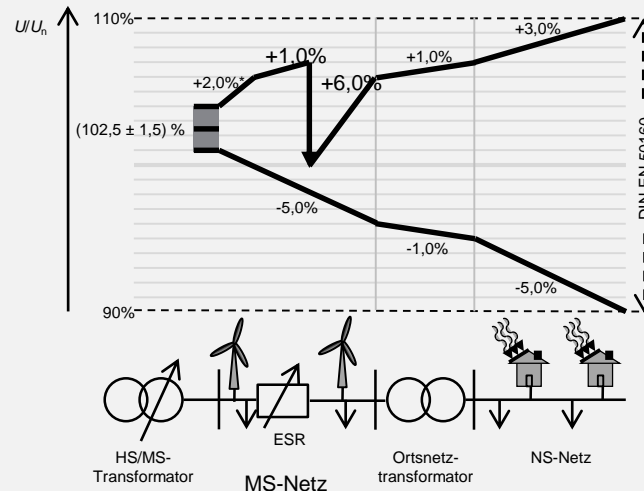
Einzelstrangregler (ESR)



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

Abbildung: ABB Ltd

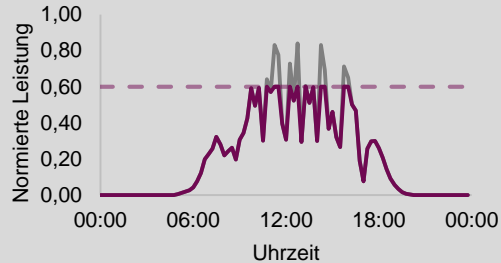
Modellierung in der Planung



- 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

Technologieoptionen in der MS-Ebene

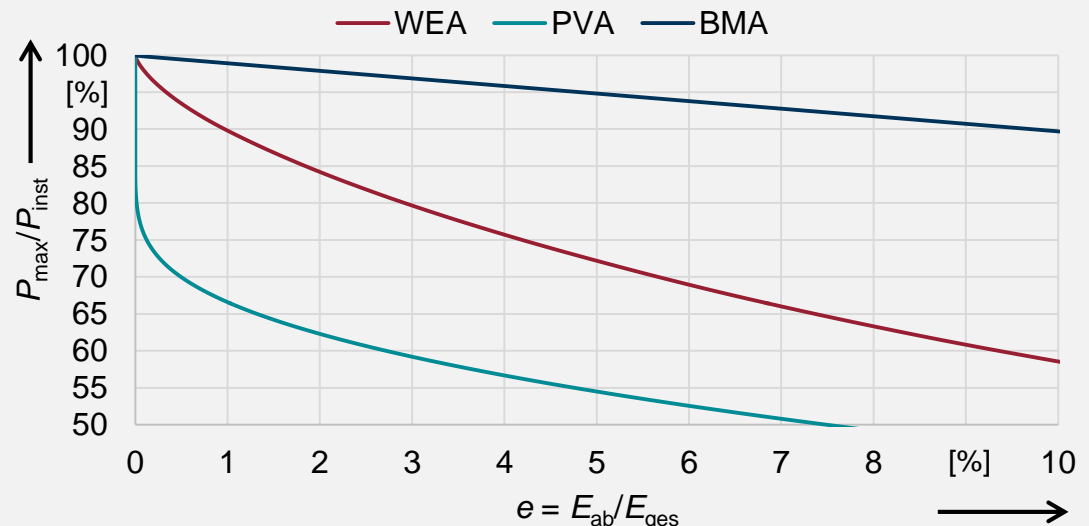
Statisches Einspeisemanagement (SEM)



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

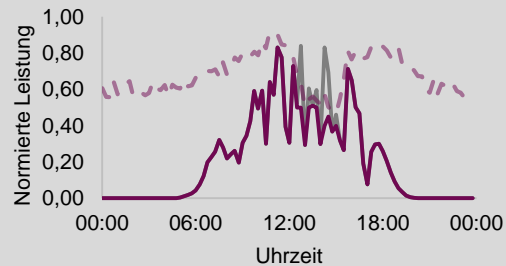
Modellierung in der Planung

- 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 in der MS-Ebene

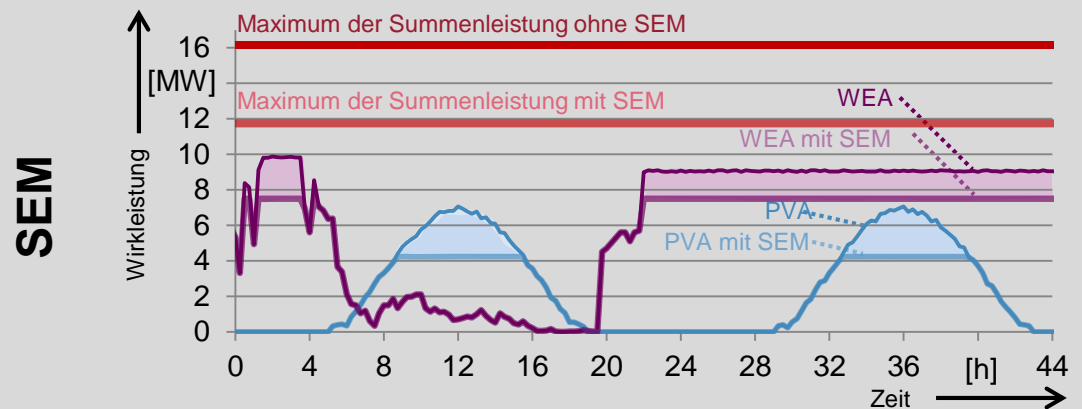
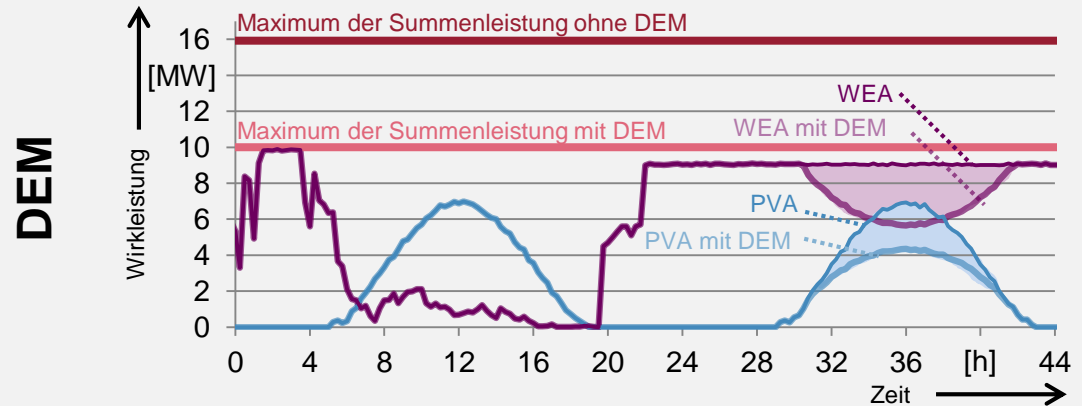
Dynamisches Einspeisemanagement (DEM)



Netzautomatisierungssystem

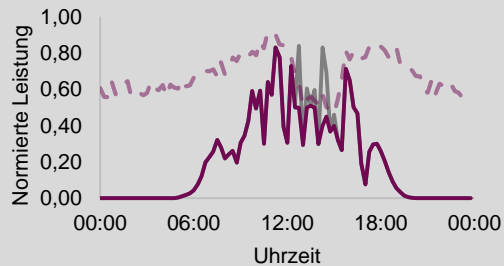
- Zustandserkennung / Netzüberwachung
- Bedarfsgerechte Regelung der DEA

Vergleich DEM vs. SEM



Technologieoptionen in der MS-Ebene

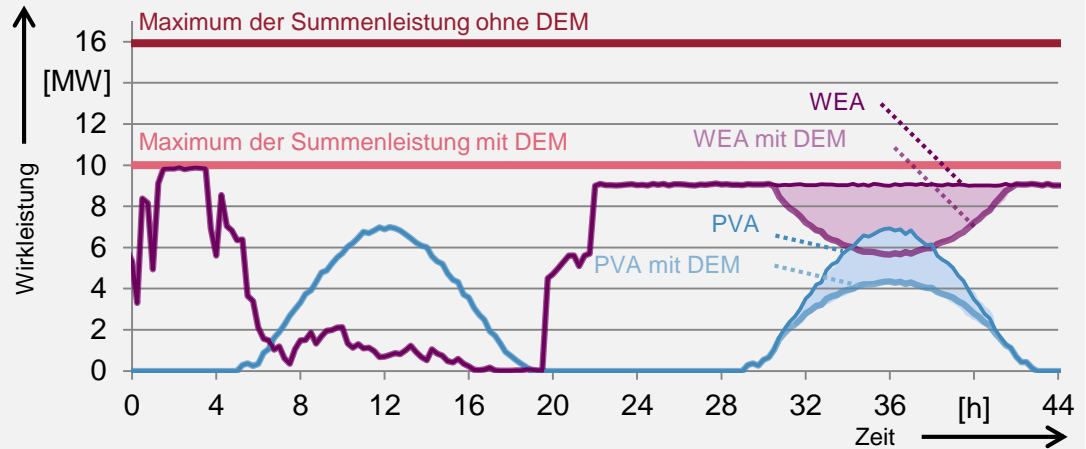
Dynamisches Einspeisemanagement (DEM)



Netzautomatisierungssystem

- Zustandserkennung / Netzüberwachung
- Bedarfsgerechte Regelung der DEA

Modellierung in der Planung



- DEM erfordert Bestimmung der abgeregelten Energie

Verschiedene Bestimmungsmöglichkeiten:

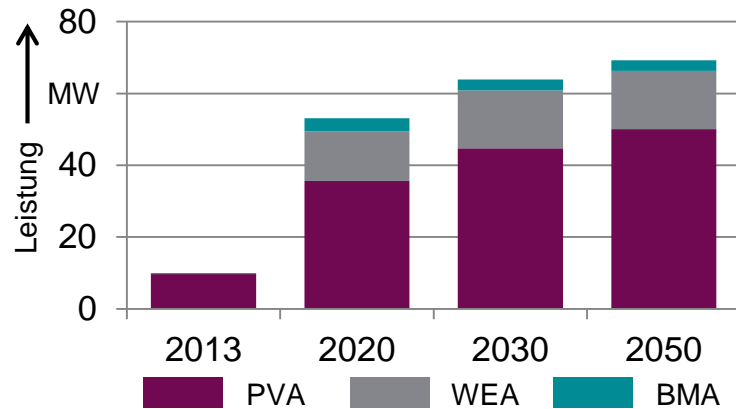
- Vollständige Simulation mit zeitreihenbasierter Lastflussrechnung → sehr aufwendig
- Starre Werte für Umrechnung → sehr ungenau, da DEA-Mix sehr relevant
- Zweigeteiltes Verfahren: „klassische“ Netzplanung plus vereinfachte separate Zeitreihenbetrachtung

3. PLANUNGSBEISPIEL

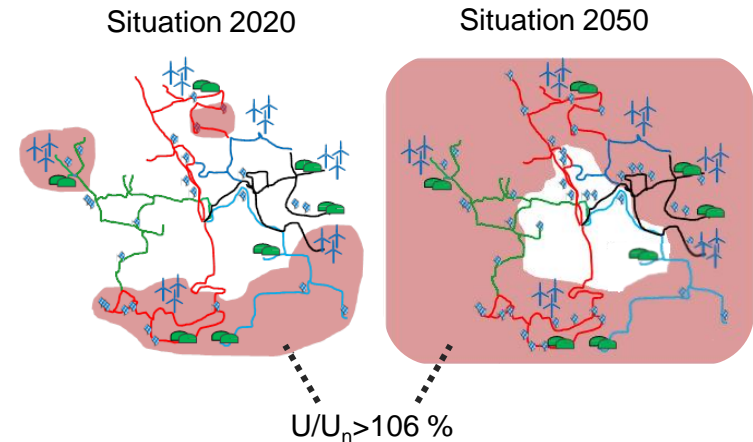
Problemstellung

- Reales ländliches Mittelspannungsnetz (20 kV) in Sachsen

Zukünftige Versorgungsaufgabe
in Szenario B



Problemidentifikation

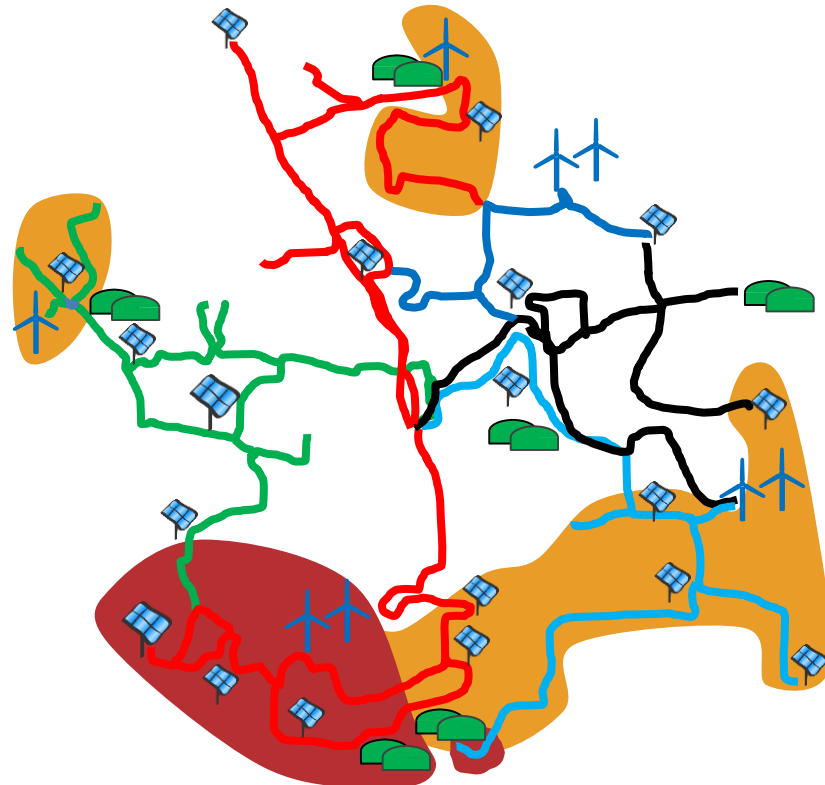


- Zubau von PVA, WEA, BMA führt zu unzulässiger Spannungsanhebung
- Hoher Netzausbaubedarf

Hinweis: In der Studie wurden stets auch weitere Einspeiser-Szenarien betrachtet

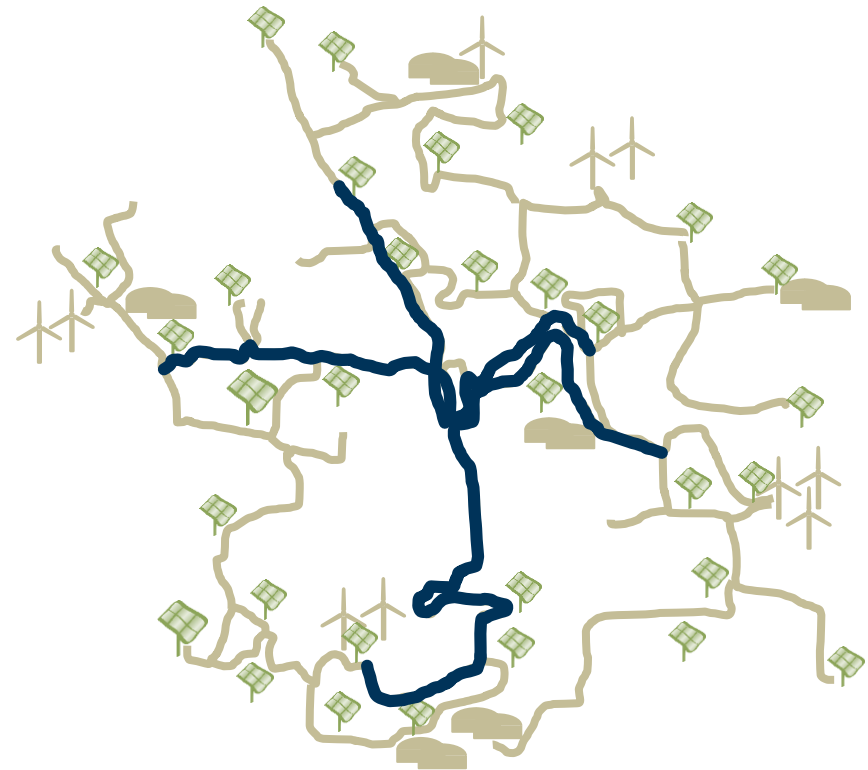
Konventionelle Ausbauplanung (Teil I)

Problemidentifikation 2020
(Bezogen auf die heutige Netztopologie)



 $\Delta U/U_n > 2\%$  $\Delta U/U_n > 3\%$

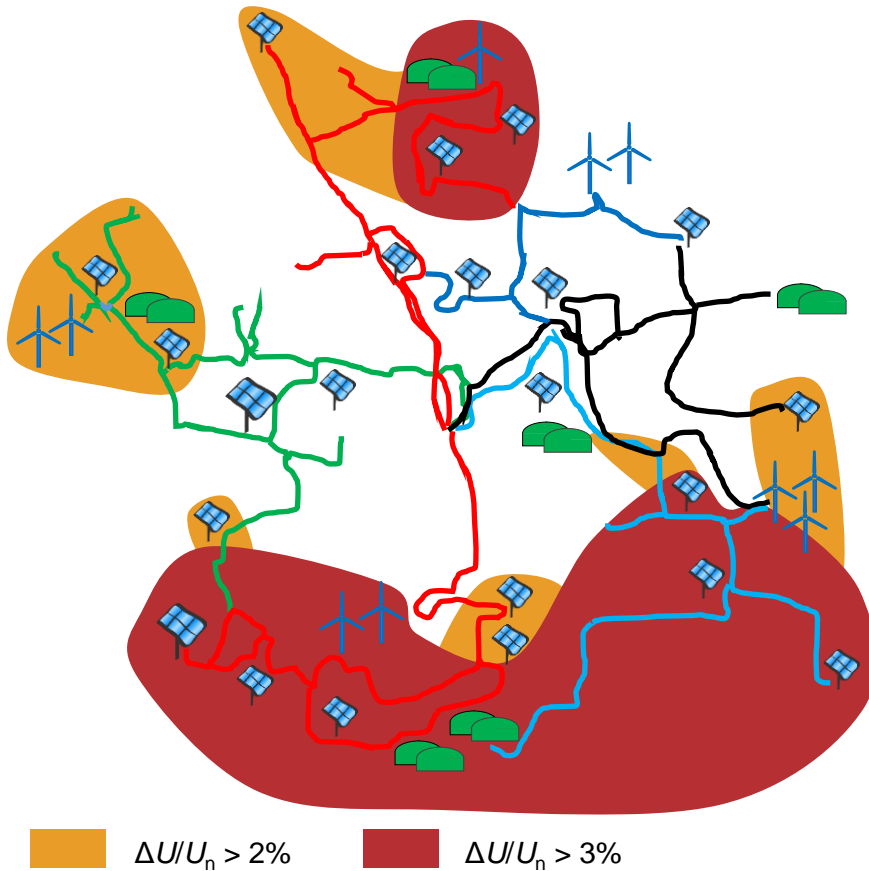
Maßnahmen bis 2020



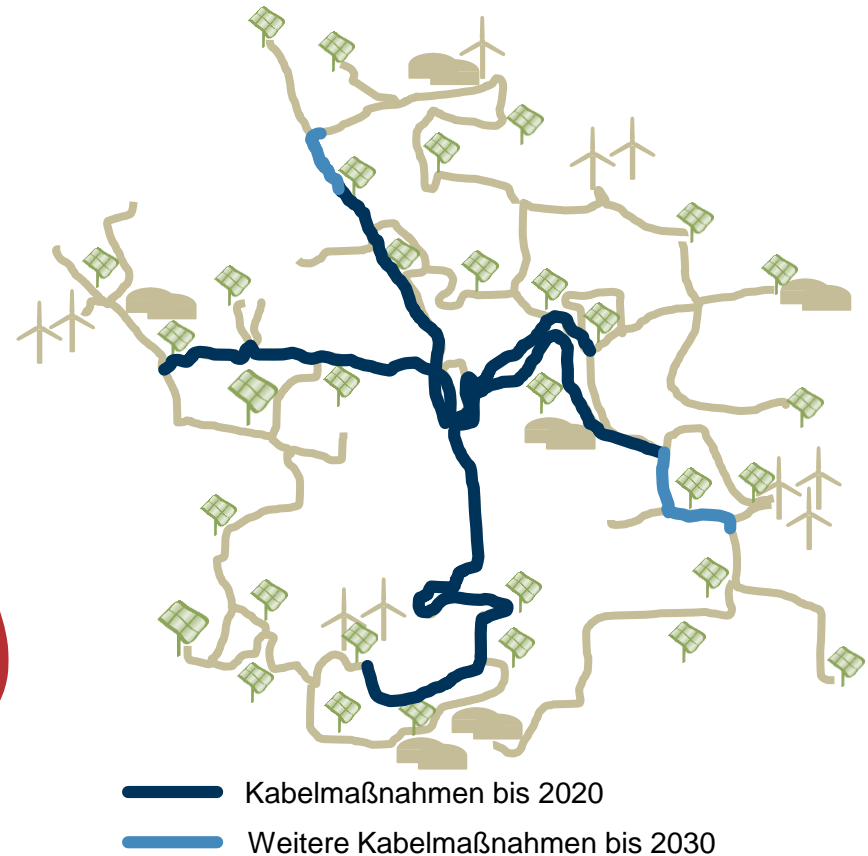
 Kabelmaßnahmen bis 2020

Konventionelle Ausbauplanung (Teil II)

Problemidentifikation 2030
(Bezogen auf die heutige Netztopologie)

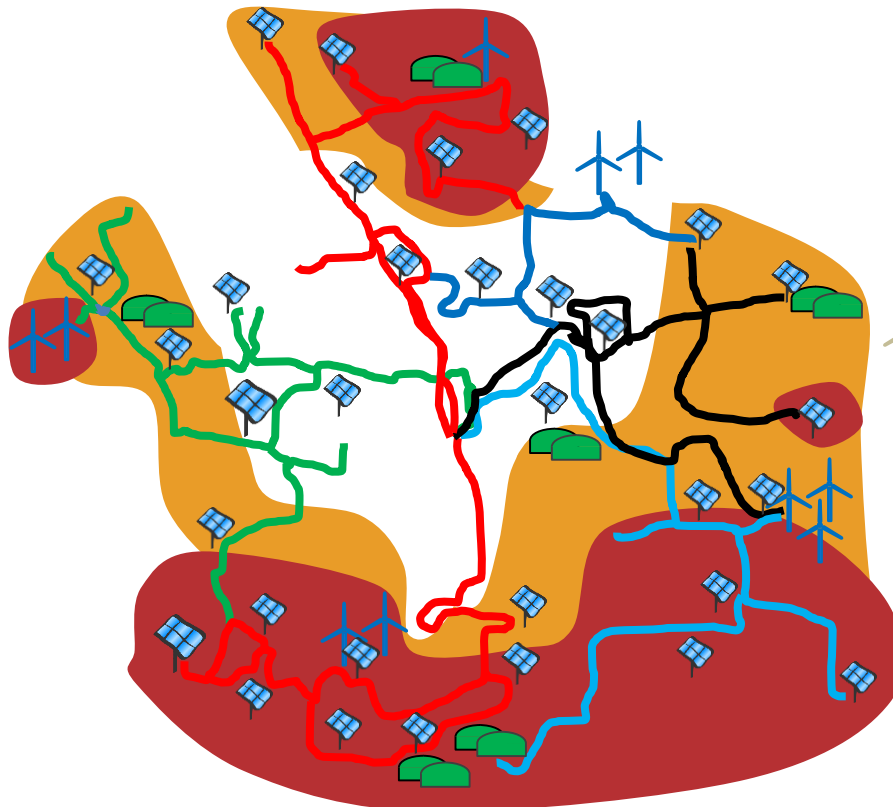



Maßnahmen bis 2030



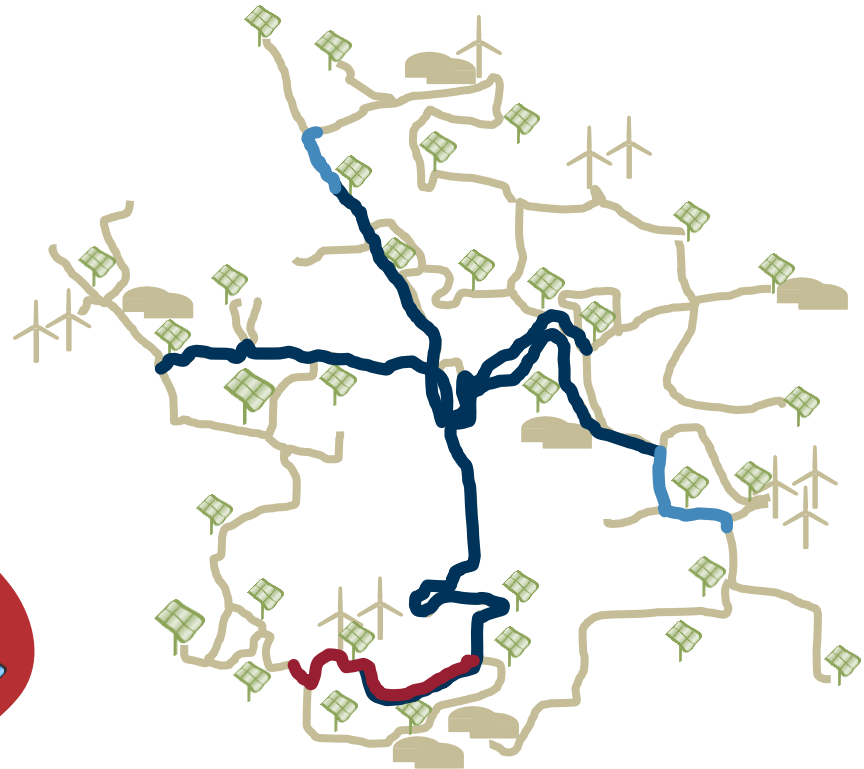
Konventionelle Ausbauplanung (Teil III)




Problemidentifikation 2050
(Bezogen auf die heutige Netztopologie)



 $\Delta U/U_n > 2\%$  $\Delta U/U_n > 3\%$

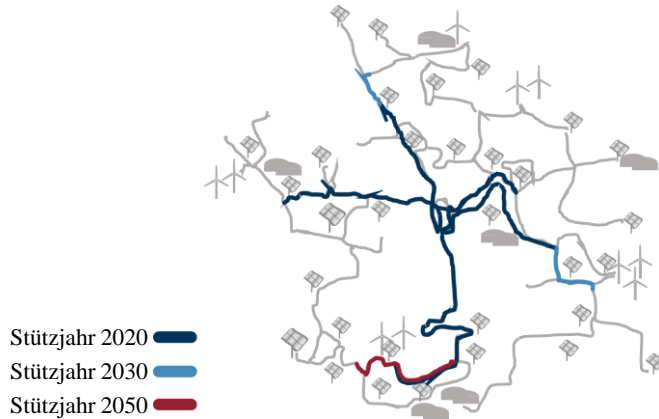
Maßnahmen bis 2050



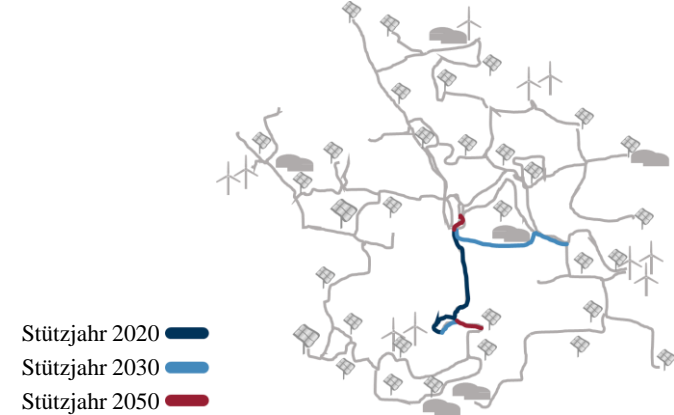
 Kabelmaßnahmen bis 2020
 Weitere Kabelmaßnahmen bis 2030
 Weitere Kabelmaßnahmen bis 2050

Ausbaualternativen

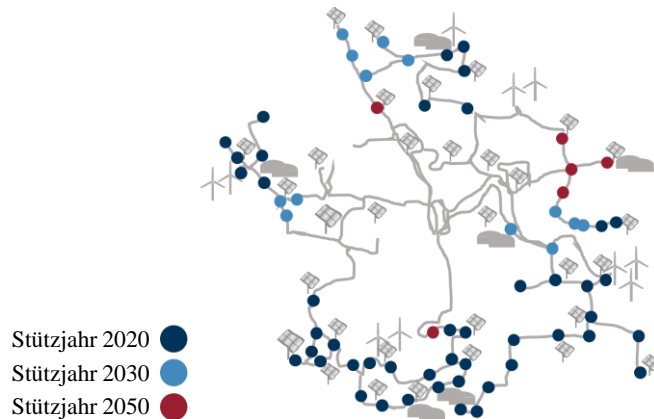
KONV



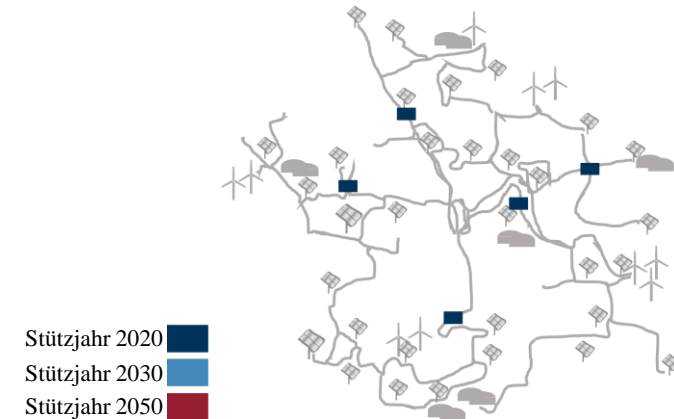
SUW



rONT

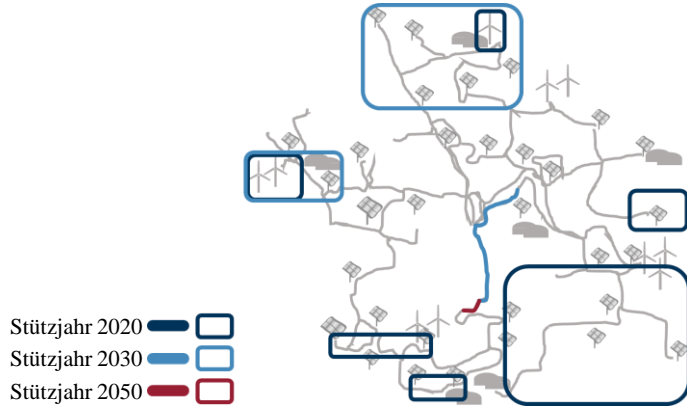


ESR

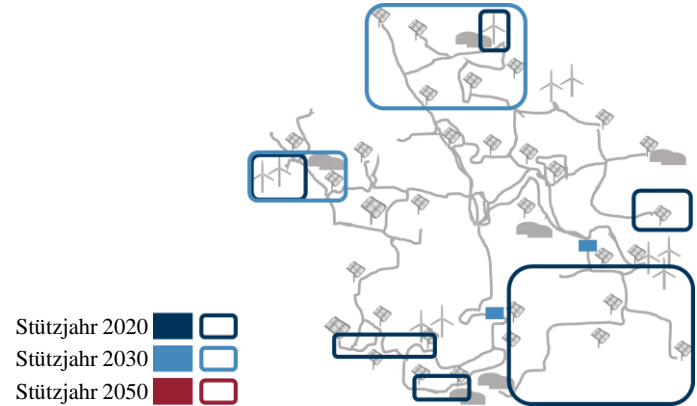


Ausbaualternativen

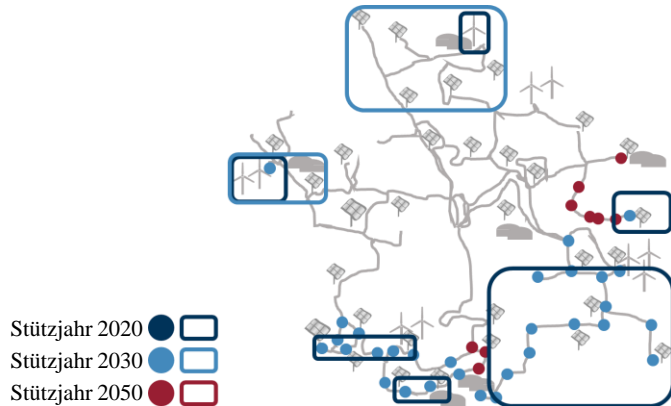
DEM



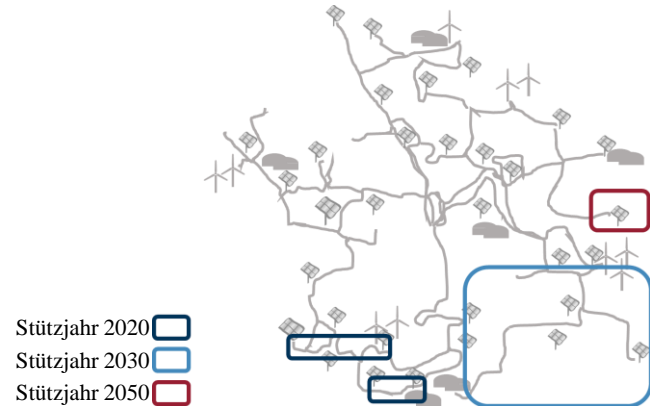
DEM+ESR



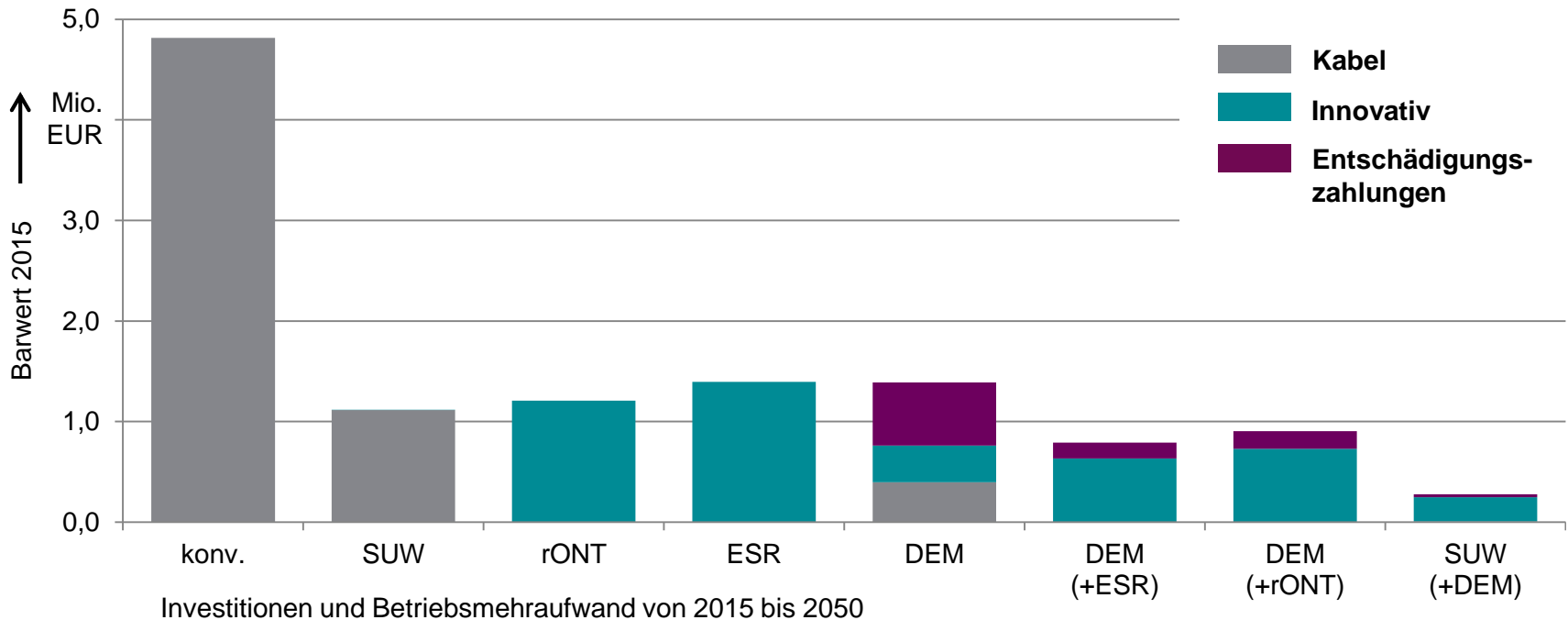
DEM+rONT



SUW+DEM



Kostenbewertung



SEM: Statisches Einspeisemanagement
ESR: Einzelstrangregler
rONT: Regelbarer Ortsnetztransformator

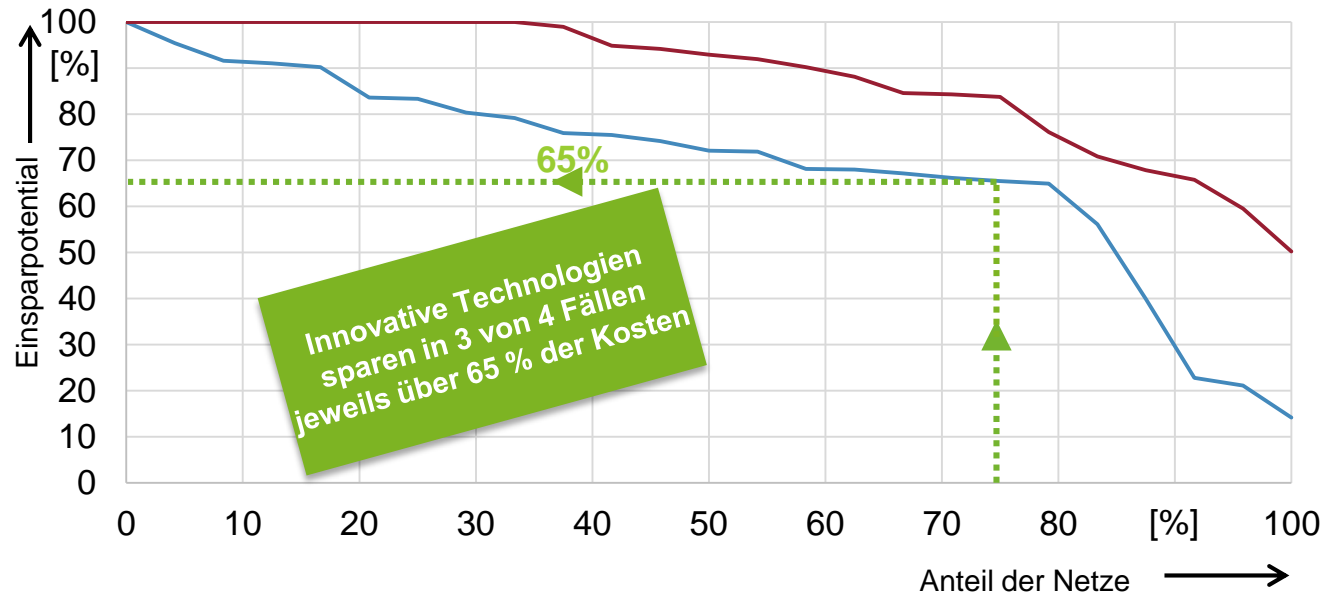
DEM: Dynamisches Einspeisemanagement
SUW: Spannungsregelung am UW

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

4. PLANUNGS- UND BETRIEBSGRUNDSÄTZE

Einsparpotential durch innovative Planung

- Hochaggregierte Darstellung von mehr als 1100 Planungen realer Netze
- Ansatz: Ausbau mit der individuell günstigsten Ausbauoption je Netz



Annahmen:

günstigster Fall:

Statische Spannungssenkung am UW um $-1\% U_n$ stets möglich

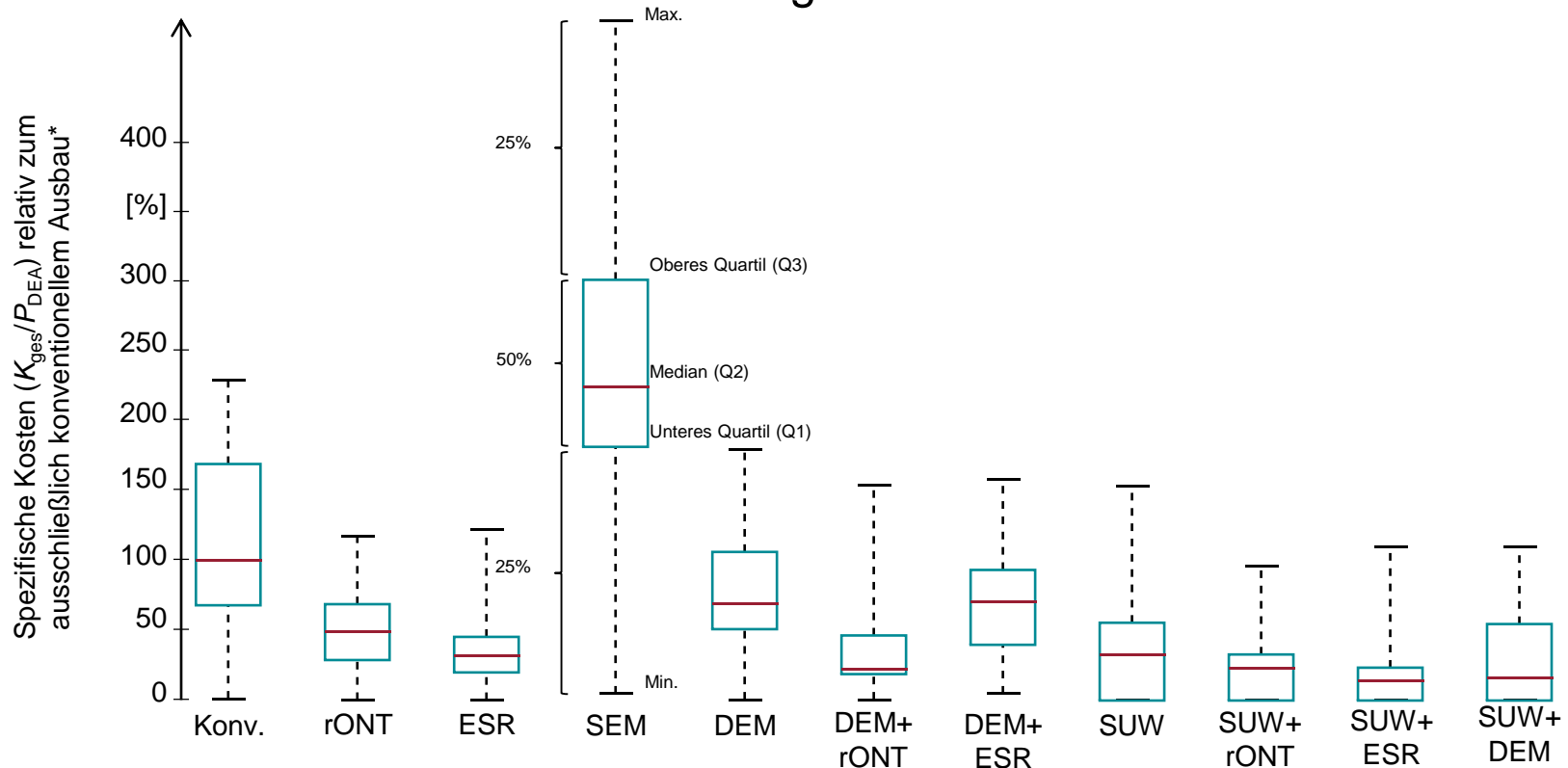
ungünstigster Fall:

kein Netz bietet Potential für eine Spannungssenkung am UW

- In allen untersuchten Fällen ist die jeweils günstigste innovative Variante günstiger als Ausbau ausschließlich mit konventionellen Betriebsmitteln
- Hohes mittleres Einsparpotential durch Einsatz innovativer Technologien

Kostenbewertung I

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

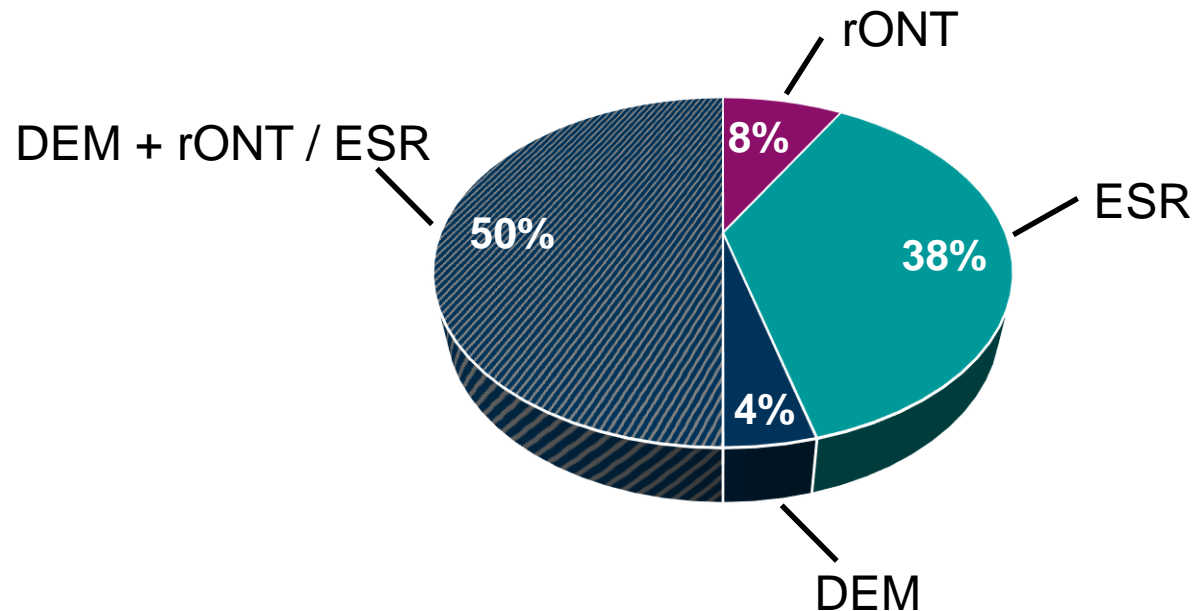


*) Summe der Barwerte (2015) für Investition und Betrieb bis 2050 im Verhältnis zur DEA-Leistung in 2050. Ggf. notwendige Kabelmaßnahmen sind berücksichtigt.

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

Kostenbewertung II

Anteil der untersuchten Netz-Szenario-Kombinationen, in denen die jeweilige Technologie am kostengünstigsten ist:

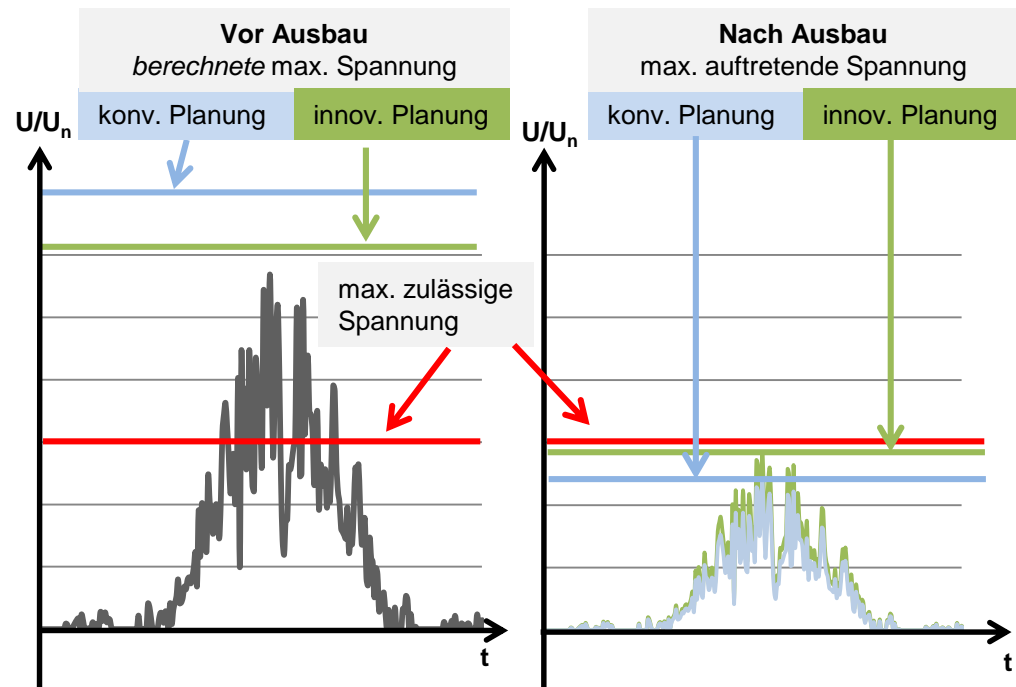


**In welchen Fällen sollte welche Technologie eingesetzt werden?
Welche Faktoren sind entscheidend?**

Grundsätze für die MS-Ebene

1 Netzausbau ausschließlich mit konventionellen Betriebsmitteln und Methoden ist **technisch nicht empfehlenswert** und verursacht **unnötige Kosten**.

- Kabelmaßnahmen häufig über Bedarf hinaus
- Unflexibel bei Abweichung von DEA-Prognosen
- Kabelverlegung i.d.R. erst, wenn innovative Maßnahmen ausgeschöpft

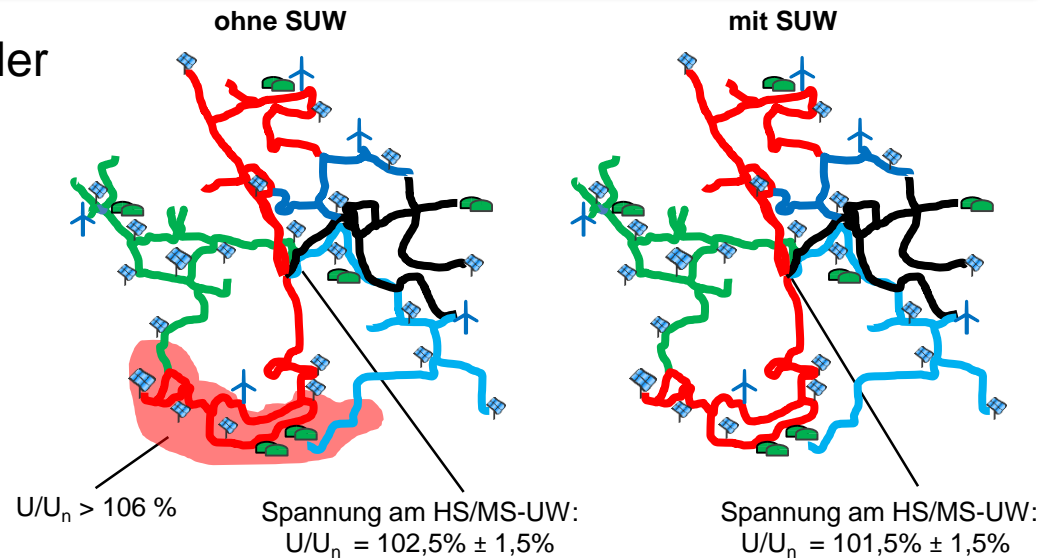


Grundsätze für die MS-Ebene

2

Eine Senkung des Spannungssollwerts am Umspannwerk kann den Ausbaubedarf stark reduzieren, sodass die Anwendbarkeit vor jeder Investition zu prüfen ist.

- Vorhandener Spannungsregler am UW-Trafo kann gezielter eingesetzt werden
- Kapazitätserweiterung auch ohne Investitionen möglich
- Spannungssenkung trotz lastbedingten Ausbaus lohnenswert



Mittlere gesparte Kabellänge durch SUW um 1 % U_n	Anteil Netz-Szenario-Kombinationen ohne Betriebsmittelüberlastung	Anteil <u>davon</u> , bei denen SUW Netzausbau vollständig substituieren kann
43 %	38 %	89 %

Grundsätze für die MS-Ebene

2

Eine Senkung des Spannungssollwerts am Umspannwerk kann den Ausbaubedarf stark reduzieren, sodass die Anwendbarkeit vor jeder Investition zu prüfen ist.

Vorteile:

- + Bessere Ausnutzung des Spannungsbandes
- + Betrachtung DIN EN 50160 genügt
- + Vielfach keine neuen Betriebsmittel notwendig

Nachteile:

- Nacherfassung sämtlicher unterlagerter NS-Netze
- Je nach Varianten zusätzliche Sekundärtechnik (z.B. DNA) notwendig
- Netzberechnungsprozess zeitaufwendiger
- Auslastung steigt
- Geringfügig höhere Verluste durch eine Spannungssenkung

Grundsätze für die MS-Ebene

3

Ein optimiertes Blindleistungsmanagement reduziert den Spannungsanstieg und kann den Ausbaubedarf senken.

Vorteile:

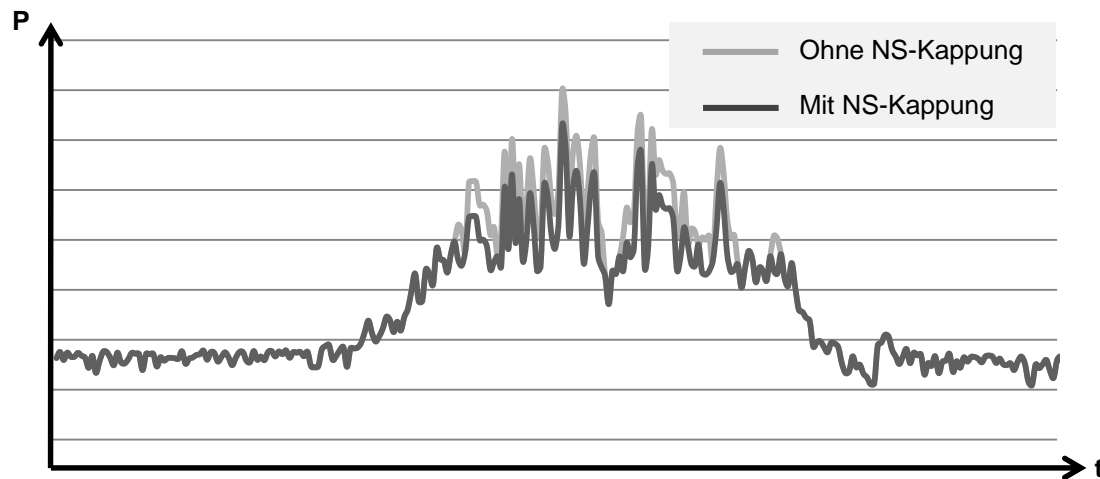
- + BLM kann den Ausbaubedarf reduzieren / verzögern
- + Keine zusätzliche Hardware erforderlich

Nachteile:

- In Fällen mit hohem Ausbaubedarf in aller Regel alleine nicht ausreichend
- Mit steigendem Ausbaubedarf sinkende relative Ersparnis
- Erhöhte Netzauslastung und -verluste

Grundsätze für die MS-Ebene

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.



- NS-SEM und netzdienliche Kundenspeicher entlasten die MS-Ebene
- Netzentlastender Effekt insbesondere bei hoher Durchdringung der NS-Netzen zu berücksichtigen

Grundsätze für die MS-Ebene

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.

- Exemplarische Auswertung für 5 Netze:

Netz-Nr.	Installierte Leistung 2050 in Szenario B		Ausbaumethode auf MS-Ebene	
			Kabel	Innovativ
	DEA-Leistung (MS+NS)	davon NS-PVA	Einsparung durch SEM der NS-PVA	Einsparung durch SEM der NS-PVA
3	53 MW	27 %	56 %	48 %
7	149 MW	30 %	20 %	18 %
8	74 MW	32 %	5 %	5 %
4	44 MW	36 %	25 %	33 %
1	67 MW	49 %	59 %	30 %

- Ausbaubedarf kann deutlich reduziert werden
- Wirkung abhängig vom Verhältnis NS-DEA zu DEA-Gesamt
- ➔ Abstimmung zwischen MS- und NS-Ebene bei strategischer Planung sinnvoll

Planungsgrundsätze

- 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.

Vorteile:

- + Planung ist realitätsnäher
- + Kein unnötige Überdimensionierung
- + Keine zusätzlichen Betriebsmittel notwendig

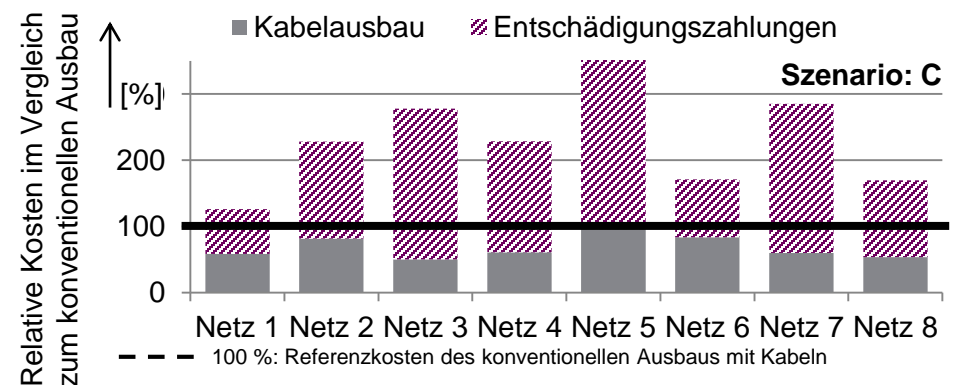
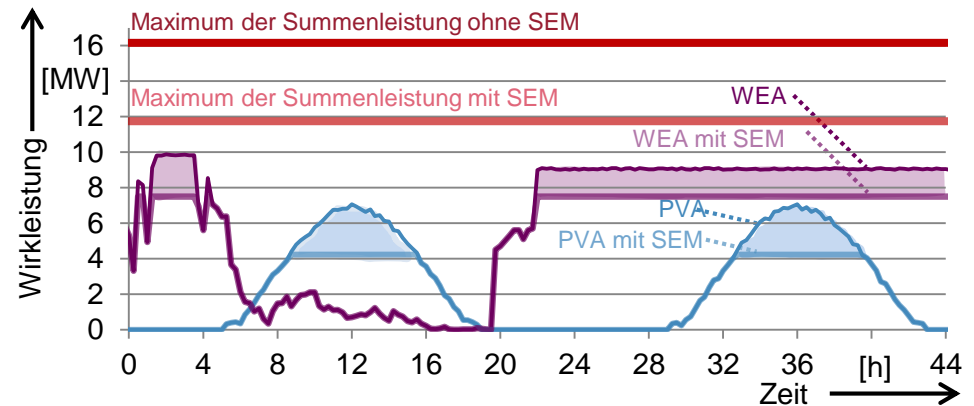
Nachteile:

- Höhere Abhängigkeit von Entwicklung in der NS-Ebene und NS-Planung
- Informationsbedarf steigt (z.B. Szenario für Kundenspeicher mit Spitzenkappung)

Grundsätze für die MS-Ebene

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

- Bereits bei geringer aberegelter Leistung ist die aberegelter Energie vergleichsweise groß
- Leitungsausbau wird reduziert, bei steigenden Gesamtkosten
- Insbesondere in Netzen mit Mix von PVA und WEA sehr ineffektiv, da die meiste Zeit Abregelung unnötig



Grundsätze für die MS-Ebene

6

Der Einsatz von Spannungsreglern (rONT, MS-ESR) ist insbesondere in MS-Netzen ohne Leitungsüberlastungen häufig die kostengünstigste Lösung.

Vorteile :

- + Geeignet für die vielfach dominanten Spannungsbandverletzungen
- + Deutliche Erhöhung der Netzanschlusskapazität möglich
- + Kaum erhöhte Betriebskosten

Nachteile:

- Leicht erhöhte Komplexität des Gesamtsystems
- Geringfügig schlechtere Zuverlässigkeit zu erwarten
- Keine geeignete Lösung bei Betriebsmittelüberlastungen

Grundsätze für die MS-Ebene

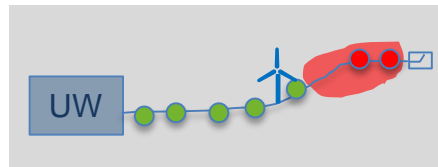
6

Der Einsatz von Spannungsreglern (rONT, MS-ESR) ist insbesondere in MS-Netzen ohne Leitungsüberlastungen häufig die kostengünstigste Lösung.

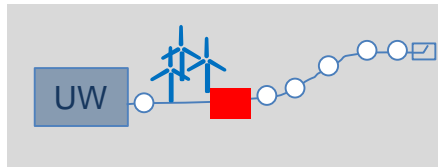
Sind dabei ausschließlich spannungssenkende Maßnahmen sowohl in der MS-Ebene wie auch in der NS-Ebene erforderlich, sollte der regelbare Ortsnetztransformator präferiert werden.

pro rONT:

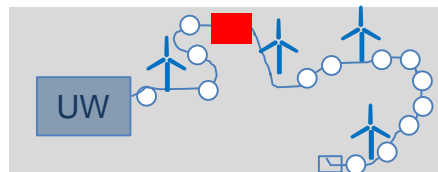
- Stückzahl skaliert mit dem DEA-Zubau
- Sukzessiver Austausch von ONT möglich
- Größerer Nutzen bei kombinierter Betrachtung beider Ebenen



Geringe Anzahl UW-ferner ONS begünstigt den Einsatz des rONT



Bereits ein ESR mit geringer Leistung kann unzulässige Spannungsanhebungen hinter leistungsstarken, UW-nahen DEA verhindern



Sind Halbringe besonders lang oder ist die ONS-Dichte besonders hoch, bietet der ESR Vorteile gegenüber dem rONT

Grundsätze für die MS-Ebene

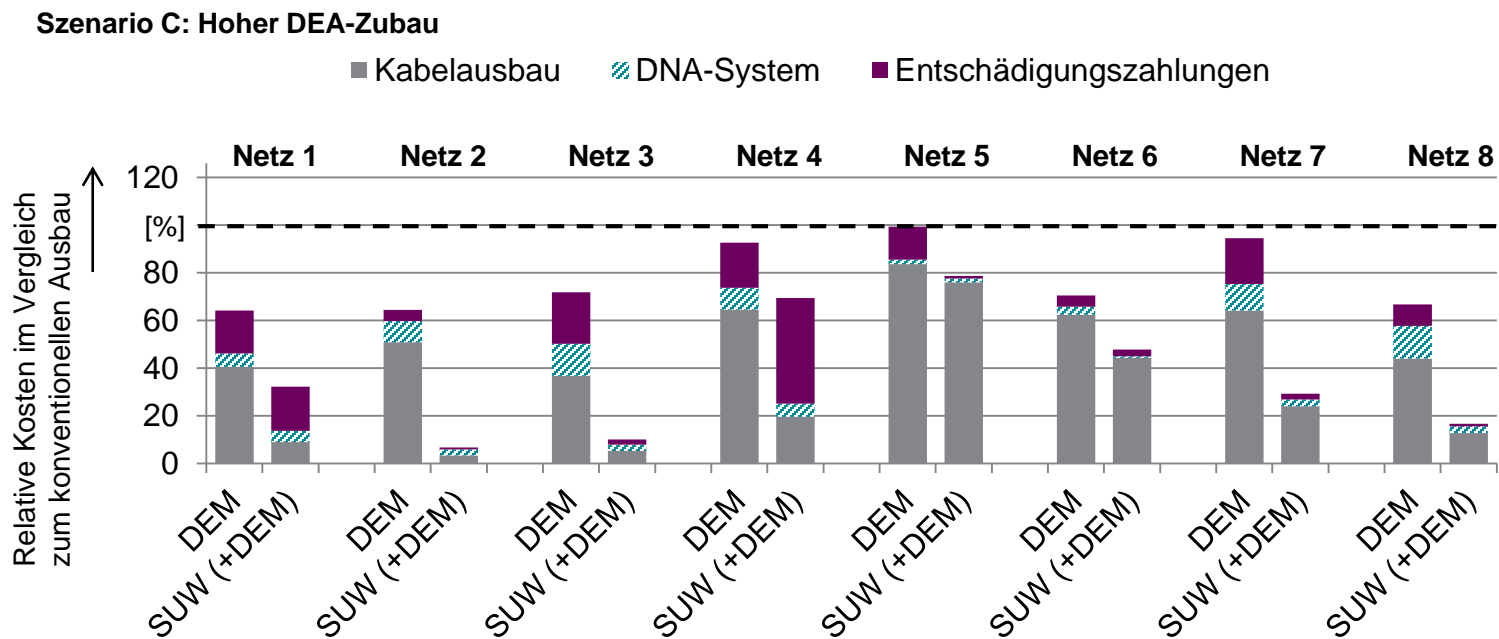
7 Bei unsicherer Prognose bezüglich der Leistung und Standorte von DEA ist die Installation eines Netzautomatisierungssystems und damit der Einsatz des DEM empfehlenswert.

Kriterien für den Einsatz eines DNA-Systems:

- Hohe Unsicherheit bzgl. der Standorte und der zugebauten DEA-Leistung
- Betriebsmittelüberlastungen ein wesentliches Problem im jeweiligen Netz
- Die Inhomogenität der Lasten zu DEA erlaubt eine Spannungsabsenkung am UW (SUW) nur mittels dynamischer Spannungsregelung (SUW Variante 3)

Grundsätze für die MS-Ebene

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



→ Deutliche Einsparung durch Kombination der Technologien erzielbar

Grundsätze für die MS-Ebene

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

Vorteile:

- + Hohe Flexibilität
- + Geeignet bei Betriebsmittelüberlastung
- + Minimiert Risiko für Fehlinvestitionen
- + Kenntnisse des Ist-Zustands („Blindflug“ wird beendet)
- + Vorteile für Entstörung / SUW
- + Geeignet für Smart Market (RegioFlex)

Nachteile:

- Relativ hohe Anfangsinvestition für DEM
- Betriebskosten hoch
- Komplexität steigt
- Aufwendigere Netzplanung
- Netzbetrieb wird komplizierter

Grundsätze für die MS-Ebene

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).

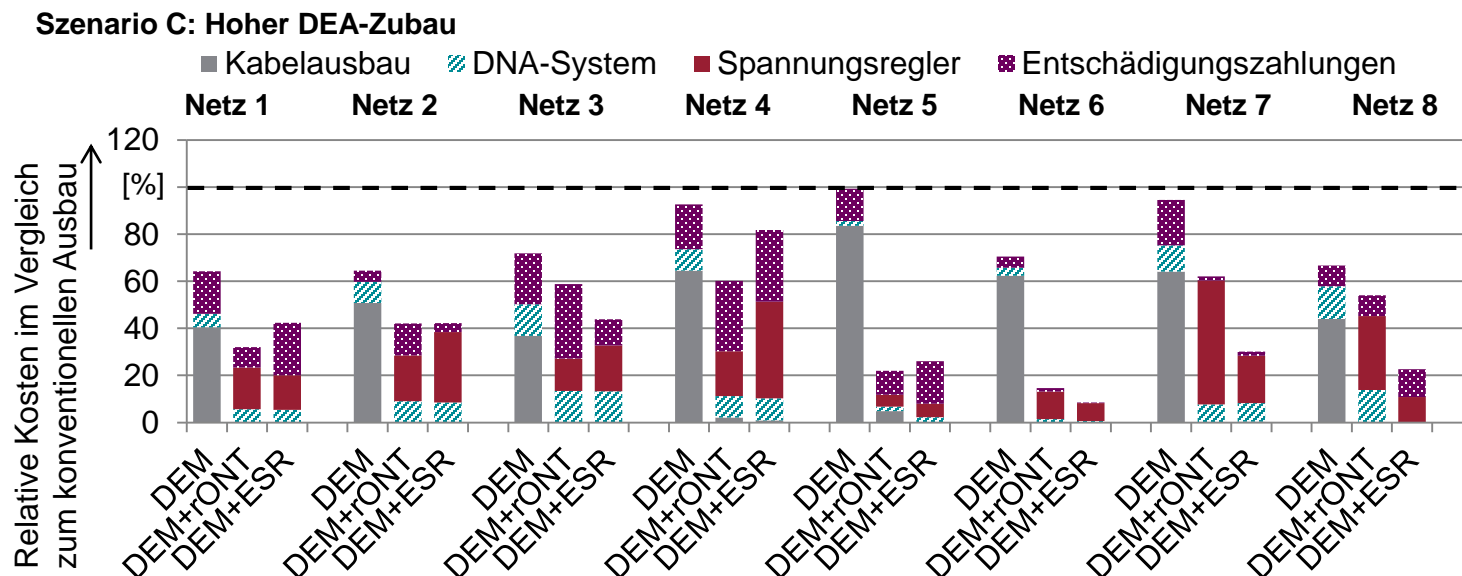
Strategie in der strategischen Planung bei hohem DEA-Zubau:

- Zuerst Einsatz eines DNA-Systems (dynamisches SUW und DEM)
- Anschließend: Zusätzlich Einsatz von rONT / ESR sobald abgeregelte Energie zu hoch (ökonomisch, rechtlich)
- Aufnahmekapazität wird sehr stark gesteigert ohne Kabelausbau

Grundsätze für die MS-Ebene

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).



→ Deutliche Kostenvorteil durch Kombination von Technologien bei hohem DEA-Zubau

Grundsätze für die MS-Ebene

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).

Vorteile:

- + Langfristig kaum neue Kabel notwendig
- + Hohe Flexibilität
- + Geringere Betriebskosten (im Vergleich zu DEM)

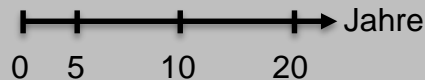
Nachteile:

- Komplexe Lösung mit mehreren Systemen
- Kabelbestand wird nicht erneuert
- Planungsprozess deutlich aufwendiger
- Auswirkungen auf Netzbetrieb groß

5. ZUSAMMENFASSUNG

Zusammenfassung

Planungshorizont



Vorausschauende Planung mit innovativen Betriebsmitteln statt sukzessiven Kabelausbaus

Einspeise-Szenarien



Hoher Zubau oder unsichere Prognose: Investition in Netzautomatisierungssystem (DEM + SUW)

Moderater Zubau: Einzelstrangregler oder rONT

Einspeise-Mix



Durchmischung von PVA zu WEA begünstigt dynamisches Einspeisemanagement (DEM)

Geographische Verteilung der Einspeiser

Homogene Verteilung: rONT

Lokale Konzentration: Einzelstrangregler

Verteilung der ONS



Geringe Anzahl UW-ferner ON-Stationen begünstigt rONT

Zusammenfassung

Spannungsbandprobleme auf MS-Ebene können ohne Kabelausbau kosteneffizient behoben werden durch SUW, rONT und ESR.

Netzautomatisierungssysteme sind eine geeignete und kosteneffiziente Lösung bei hohem DEA-Zubau und Betriebsmittelüberlastungen.

Abgestimmte MS-Planung mit NS- und HS-Ebene ist anzustreben, um Synergieeffekte zu nutzen.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

➔ Kontakt

Philipp Steffens, M.Sc. | Forschungsgruppe Netzstrukturen und Netzbetrieb
Bergische Universität Wuppertal | Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik
Rainer-Gruenter-Str. 21 | 42119 Wuppertal
Büro: 0202 439 1925 | E-Mail: steffens@uni-wuppertal.de



Neue Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze

Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Hochspannungsnetze

Julian Monscheidt

Bergische Universität Wuppertal
Lehrstuhl für Elektrische
Energieversorgungstechnik



Siemens AG
Energy Management Division, Digital Grid,
Power Technologies International

SIEMENS

Unter Mitwirkung von:

avacon



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Agenda

1. Grundlagen
2. Innovative Technologien
3. Planungsbeispiel
4. Planungs- und Betriebsgrundsätze
5. Zusammenfassung

GRUNDLAGEN

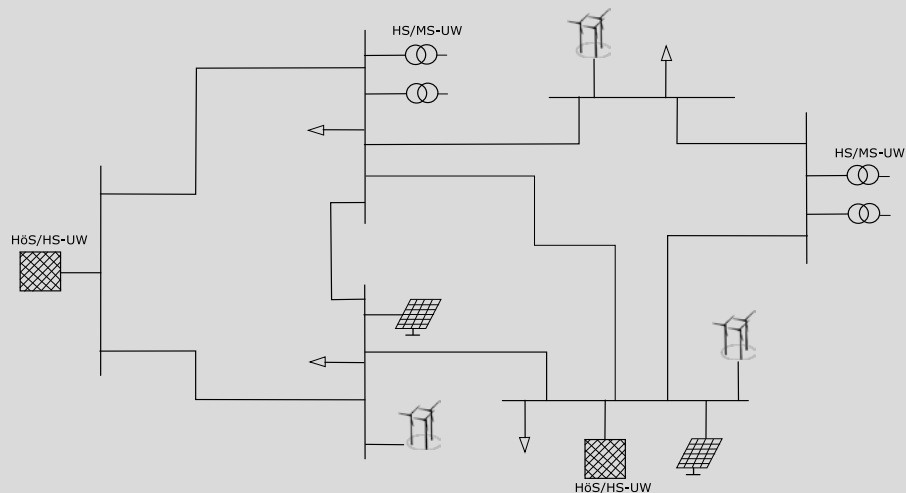
Grundlegende Eigenschaften und Konzepte

Hochspannungsnetze

- Überregionale Verteilung und Versorgung der unterlagerten MS-Netze und Industriebetrieben sowie Anschluss großer Erzeugungsanlagen
- Leistungsbereich angeschlossener DEA: 10 MVA - 150 MVA
- Nennspannung in Deutschland i.d.R. 110 kV
- Hoher Automatisierungsgrad und Betriebsmittelredundanz

Netzstruktur/-aufbau

- Ausführung als Maschennetze
- Ländliche Gebiete überwiegend als Freileitungsnetze



Grundlegende Eigenschaften und Konzepte

Umgang mit Ausfällen

- Planung und Betrieb so, dass die Versorgung ohne Überlastung und bei vorgegebenen Spannungsband für Ausfälle von einem Betriebsmittel gewährleistet ist → (n-1)-Prinzip wird angewandt; Ausschluss von
 - dauerhaften Grenzwertverletzungen der Netzbetriebsgrößen und unzulässigen Betriebsmittelbeanspruchungen
 - Versorgungsunterbrechungen und Störungsausweitung
- Bezugsanlagen (n-1)-sicher, DEA in der Regel nicht

Ausbau

- Ausbau bzw. Umbau der HS-Netze unter Berücksichtigung der Kosten und naturschutzfachlicher Belange vorrangig mit Kabeln auszuführen (VDE-AR-N 4202 in Verbindung mit § 43 h EnWG)
- Vorrang für Kabel, wenn Gesamtkosten für Errichtung und Betrieb die der technisch vergleichbaren Freileitung um den Faktor 2,75 nicht übersteigen

Technische Rahmenbedingungen

Betriebsmittelüberlastung

- Dauerstrombelastbarkeit von HS-Freileitungen wird durch die zulässige Leiterseiltemperatur und den Mindestabstand zum Boden eingeschränkt
- Begrenzung der Leiterseiltemperatur bei Standardseilen bezogen auf Normbedingungen auf 80°C (DIN EN 50182)

Spannungshaltung (langsame Spannungsänderungen)

- Keine Grenzwerte für Toleranzband der Versorgungsspannung in EN 50160 wie für die MS/NS-Ebene
- Verweis auf die Produktnormen von Hochspannungsgeräten
- Anschluss von Erzeugungsanlagen: Vorgabe für ein zulässiges Spannungsband zur Einhaltung am Anschlusspunkt (EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz, VDN)

Problemidentifikation

Spannungshaltung

- Für die HS-Ebene gibt die Norm DIN EN 50160 kein zulässiges Spannungsband vor
 - Im Rahmen des Leitfadens wird ein zulässiges Spannungsband von $\pm 10 \% U_n$ auf Basis des Stufenstellers des HS/MS-Transformators angenommen
- In der Regel ausreichende Spannungshaltung
- Spannungsbandverletzungen im Vergleich zur MS/NS-Ebene untergeordnet

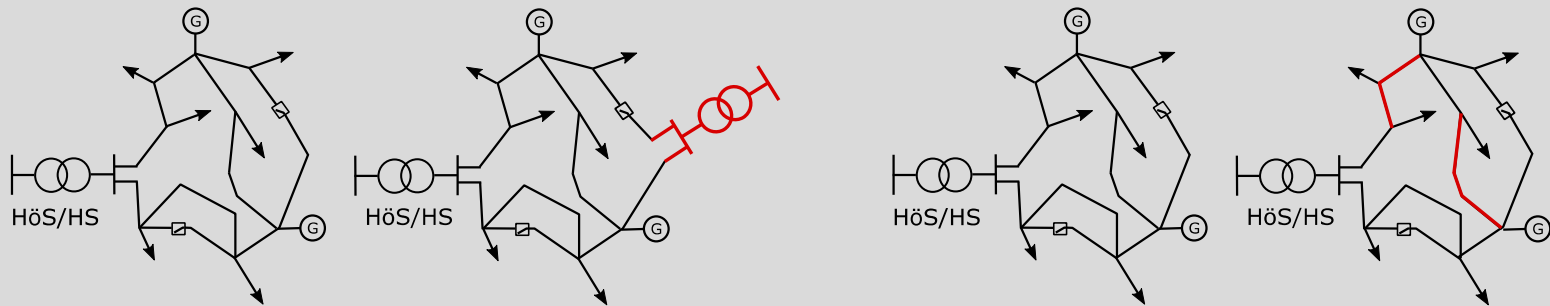
Leitungsauslastung im Normalbetrieb

- Einspeisefall auslegungsrelevant
- Im Rahmen von Ausfallrechnungen wird für den (n-1)-Fall eine Vorgabe gemäß $I_{b,max} = 130 \% I_{th}$ getroffen

Konventioneller Netzausbau

Ausbaumaßnahmen

- Topologieänderungen durch Netzerweiterung (HöS/HS-UW) und Ersatz bestehender Betriebsmittel durch höher belastbare (HTL-Seile)



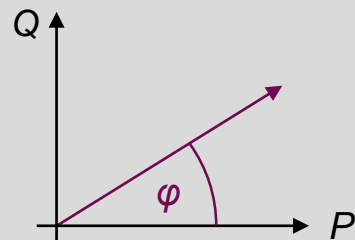
Planungsansätze

- Anwendung bisheriger Planungsgrundsätze, technischer Anforderungen und Randbedingungen
 - „Konventionelle“ Betriebspunkte
 - Auslegung mit hohen Sicherheitszuschlägen (*worst-case*-Betrachtung)
- Spannungsebenenunabhängige Planung, keine umfassende Berücksichtigung von Wechselwirkungen zwischen HS- und MS-Ebene

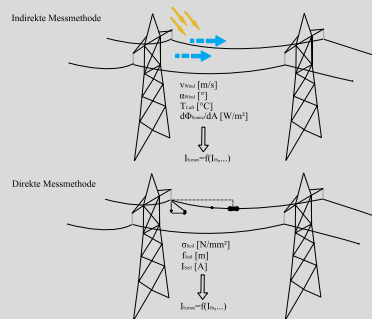
INNOVATIVE TECHNOLOGIEN

Innovative Technologien

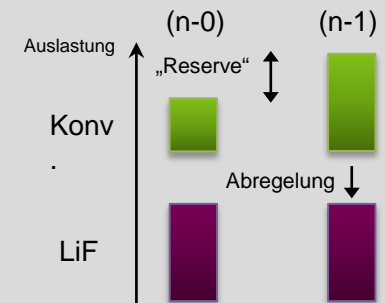
Blindleistungsmanagement



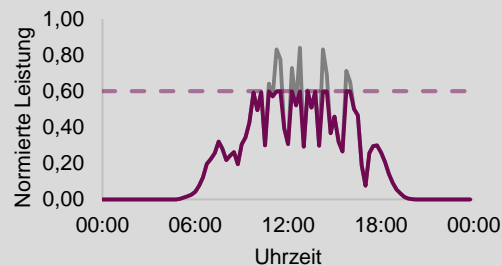
Freileitungsmonitoring



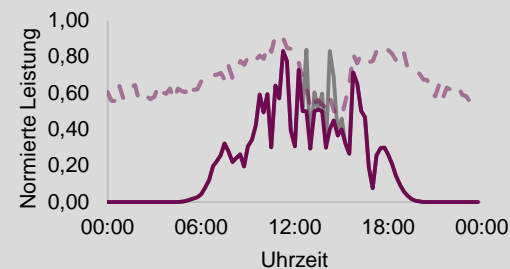
Leistungsreduktion im Fehlerfall



Statisches Einspeisemanagement

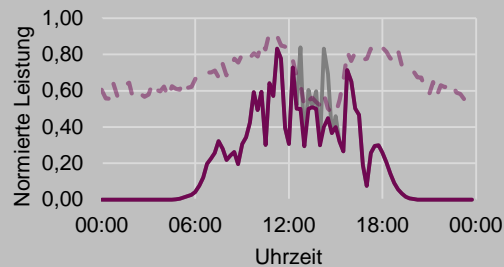


Dynamisches Einspeisemanagement



Technologieoption in der HS-Ebene

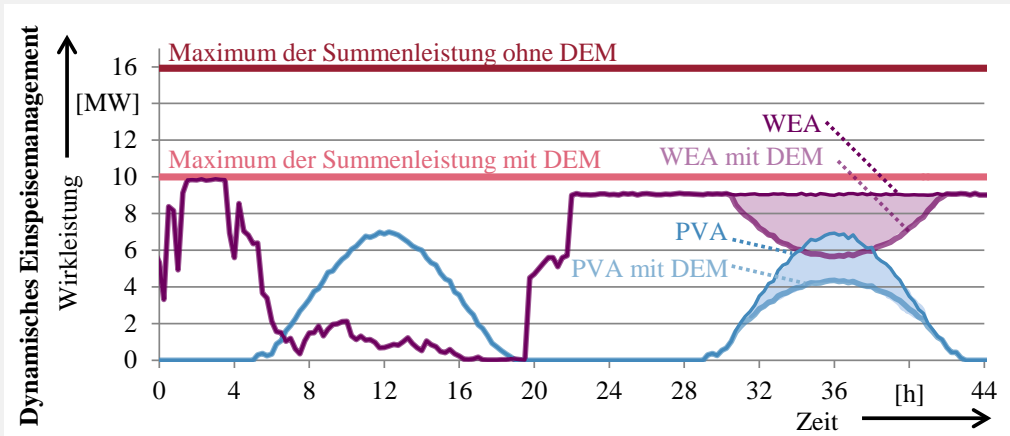
Dynamisches Einspeisemanagement (DEM)



Netzautomatisierungssystem

- Zustandserkennung / Netzüberwachung
- Bedarfsgerechte Regelung der DEA
- **In der Hochspannung i.d.R. Bestandteil der Leittechnik**

Modellierung in der Planung



- DEM erfordert Bestimmung der abgeregelten Energie

Verschieden Planungsoptionen möglich:

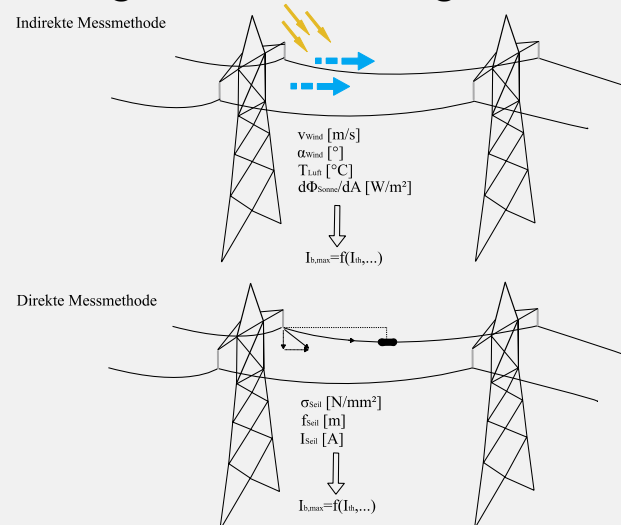
- Vollständige Simulation mit zeitreihenbasierte Lastflussrechnung → sehr Aufwendig
- Starre Werte für Umrechnung → sehr ungenau, da DEA-Mix sehr relevant
- Zweigeteiltes Verfahren: Konventionelle Netzplanung plus vereinfachte separate Zeitreihenberechnung

Technologieoption in der HS-Ebene

Freileitungs- monitoring (FLM)

- Zustandserfassung der Leiterseile
- Dauerstrombelastbarkeit wird entsprechend den Bedingungen angepasst
- Effizienzsteigerung der Übertragungskapazität
- Direkte oder indirekte Messmethode

Modellierung in der Planung



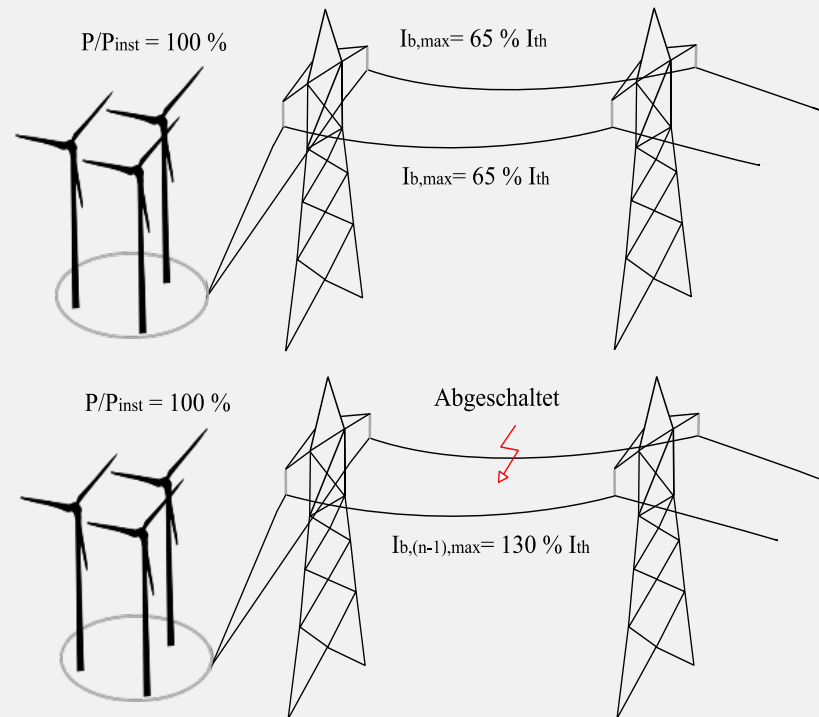
- Berücksichtigung der erhöhten Auslastung, hier vereinfacht statischer Wert
- In der Praxis sind Witterungsbedingungen bei verschiedenen Last- und Einspeisesituationen heranzuziehen (historische Klimadaten)
- Abhängig vom Standort und von der verwendeten Messmethode

Technologieoption in der HS-Ebene

Zustände bei konventioneller Planung

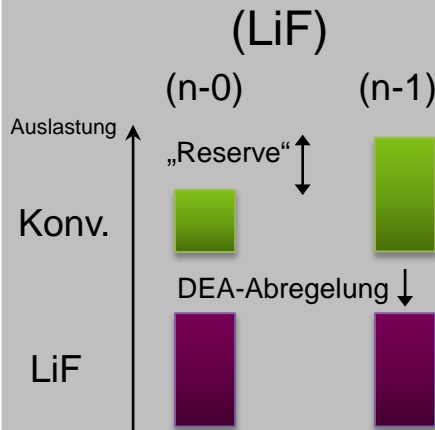
- Kurzzeitige Leitungsauslastung im (n-1)-Fall bis maximal $130\% I_{th}$
- Im Normalbetrieb ergibt sich eine Auslastung von $65\% I_{th}$
- Bei Überschreitung ist Netzausbau erforderlich

Vereinfachte Erläuterungen anhand eines Doppelleitungssystem



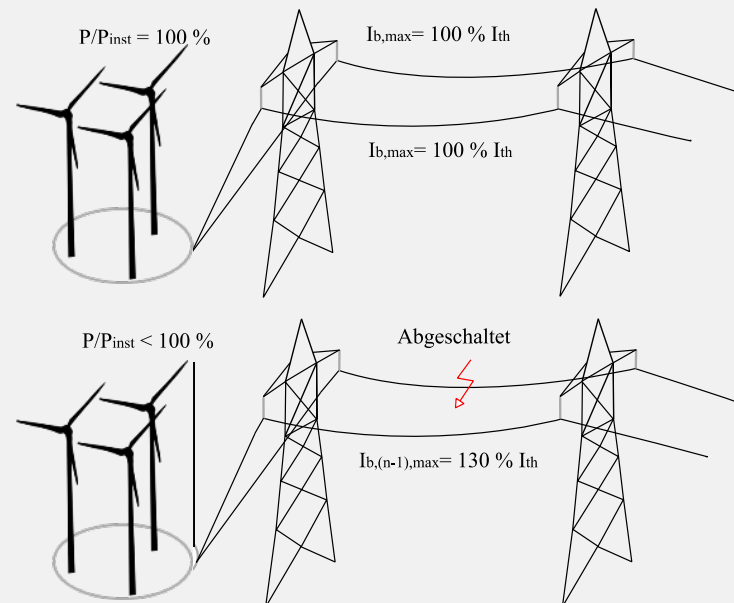
Technologieoption in der HS-Ebene

Leistungsreduktion im Fehlerfall



- Konventionell: „worst-case“-Szenario
- LiF: Ausnutzung von Kapazitätsreserven für den (n-1)-Fall
- Dynam. Abregelung der DEA
- Investitionsmaßnahme für Kommunikation erforderlich

Modellierung in der Planung



- Betrachtung bzw. Berechnung nur von Normalbetrieb
- Keine (n-1)-Betrachtung im Rahmen der Netzberechnung
- Annahme höherer Leitungsauslastung

Technologieoption in der HS-Ebene

Abgrenzung der Netzzustände

Betriebsweise	Normalbetrieb		Fehlerfall (n-1)		Effekt
	Max. Einspeisung PIP_{inst}	Max. Leitungsauslastung $I_{b,max} / I_{th}$	Max. Einspeisung PIP_{inst}	Max. Leitungsauslastung $I_{b,(n-1),max} / I_{th}$	
KONV	100 %	65 %	100 %	130 %	-
DEM	< 100 %	65 %	< 100 %	130 %	Kappung von Einspeisespitzen
LiF	100 %	100 %	< 100 %	130 %	Ausnutzung von Übertragungskapazitäten im Normalbetrieb
DEM + LiF	< 100 %	100 %	<< 100 %	130 %	Kappung von Einspeisespitzen und Ausnutzung von Übertragungskapazitäten im Normalbetrieb

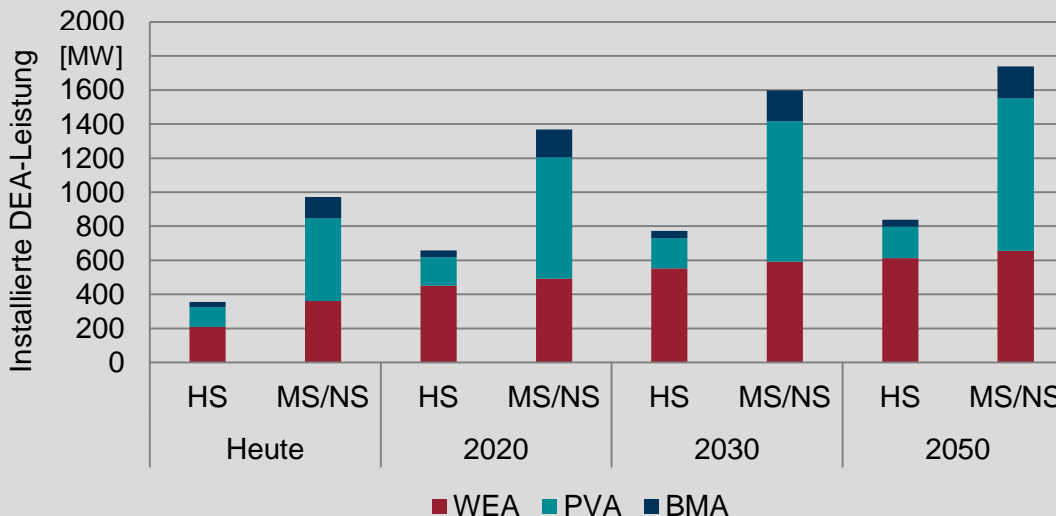
PLANUNGSBEISPIEL

Planungsbeispiel (1)

Exemplarisches Hochspannungsnetz

- Je 2 Einspeisungen aus 380 kV und 220 kV
- 38 HS/MS-Umspannwerke
- Minimallast von 350 MW
- Installierte Freileitungslänge 1400 km

Zukünftige Versorgungsaufgabe



Problemidentifikation

- Szenario führt zu umfassenden Betriebsmittelüberlastungen, sowohl der Freileitungen als auch der HS/MS-UWs
- Keine Spannungsbandverletzungen im Netz

Planungsbeispiel (2)

1) Bestimmung neuer HöS/HS-Umspannungsstandorte anhand

- des geografischen Verlaufs der heutigen HöS-Trasse und
- des topologischen Bedarfs eines „Stützpunktes“

→ Bedarf von zwei zusätzlichen Umspannwerken

2) Ausbau der HS/MS-Umspannwerke

- Erforderlicher Ausbaubedarf ca. 90 % der installierten Transformatorscheinleistung
- Durch Leistungsverlagerung auf Sammelschiene kann dieser Bedarf auf ca. 50 % der installierten Trafoleistung reduziert werden

3) Konventionelle Netzausbau

- Reiner Leitungsausbau durch HTL-Seile: Knapp 70 % der derzeit installierten Leitungskilometer müssen verstärkt werden
- Bei Zubau eines HöS/HS-Umspannwerks reduziert sich der Bedarf der Leitungskilometer auf ca. 47 %

Planungsbeispiel (3)

4) Freileitungsmonitoring

- Bei Leitungsüberlastung im Ist-Zustand wurde ein indirektes Monitoringsystem und für den Leitungsabschnitt eine erhöhte Belastbarkeit angenommen
- Bei darüber hinaus vorliegender Überlastung wurde konventionell mit HTL-Seilen ausgebaut

5) Statisches Einspeisemanagement

- Die Einspeisung von DEA wird konstant auf 80 % begrenzt, Biomasseanlagen wurden davon ausgeschlossen
- Anhand von Einspeisezeitreihen von WEA und PV-Anlagen werden die abgeregelte Energie und damit die Entschädigungszahlungen bestimmt

Planungsbeispiel (4)

6) Dynamisches Einspeisemanagement

- DEA werden in Abhängigkeit der Netzauslastung abgeregelt, dabei wurde das Netzgebiet in drei Teilbereiche unterteilt
- Wirkleistungsregelung wird auf maximal 3 % der Jahresenergie begrenzt

7) Leistungsreduktion im Fehlerfall

- Statt einer Ausfallanalyse (Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums), Leistungsflussrechnung mit einer Auslastung von 100 %
- Annahme: Relevante DEA werden innerhalb des erforderlichen Zeitraums angesteuert und geregelt, sodass der (n-1)-Fall beherrscht wird

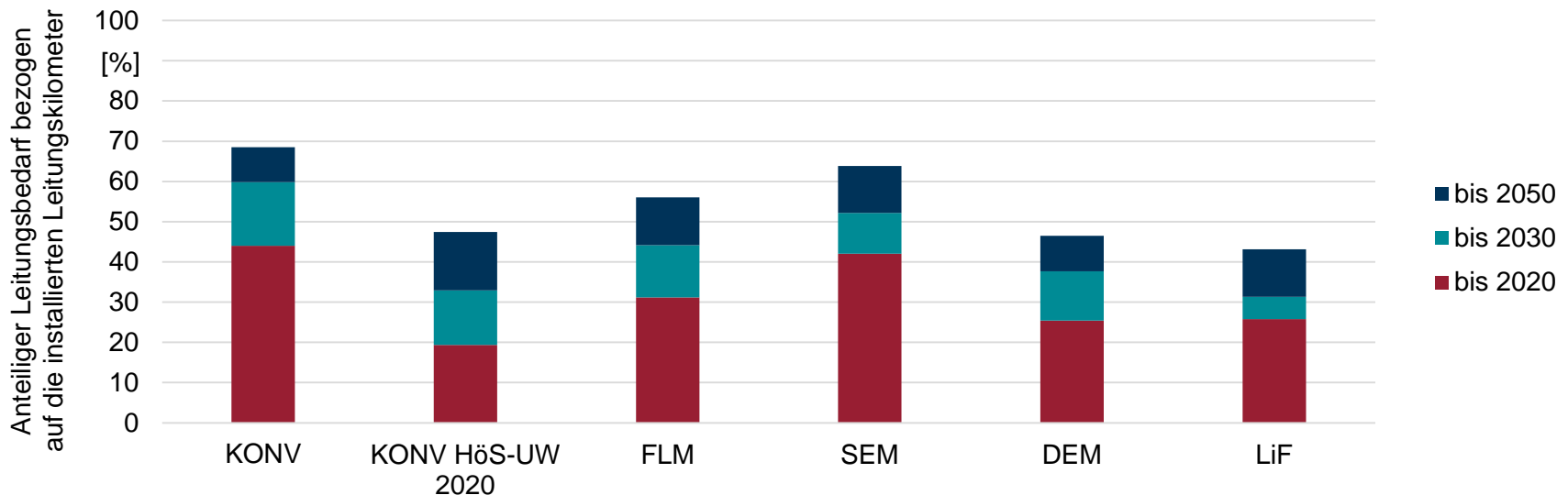
8) Spannungsebenenübergreifende Planung

- Annahme: DNA-System zur Umsetzung eines DEM in der MS-Ebene
- Ermittlung der dadurch realisierten maximalen Rückspeisung (bspw. 28 % reduzierte WEA-Leistung) und bei HS-Planung angesetzt

Planungsbeispiel (5)

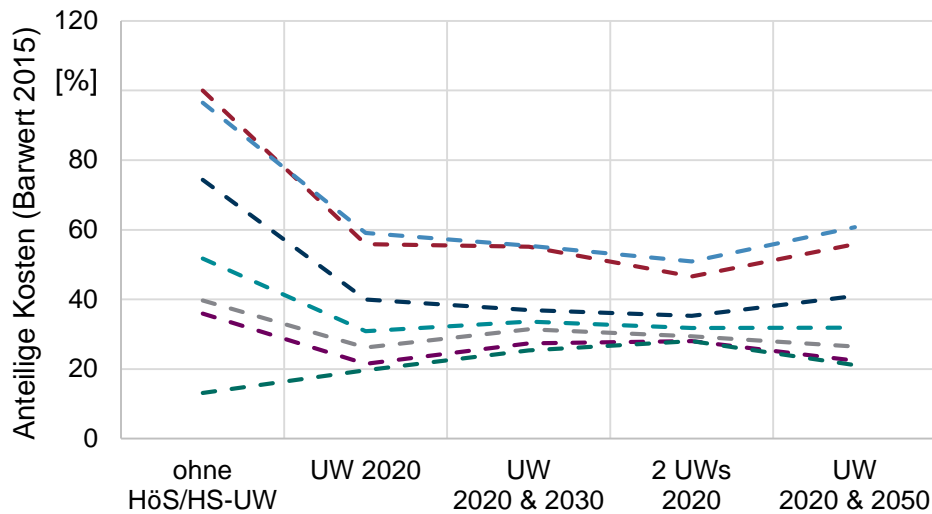
Auswertung der erforderlichen Leitungskilometer

- Erheblicher Ausbaubedarf in der konventionellen Variante (Freileitung) auf Grund der Einspeisesituation
- HöS-UW, DEM und LiF resultieren in ähnlichem Ausbaubedarf
- Kosten der umzusetzenden Variante entscheidet über Vorteilhaftigkeit (Bau des HöS-UW, Entschädigungszahlungen, Kosten für Umsetzung der innovativen Betriebsweise)



PLANUNGS- UND BETRIEBSGRUNDSÄTZE

Kostenbewertung

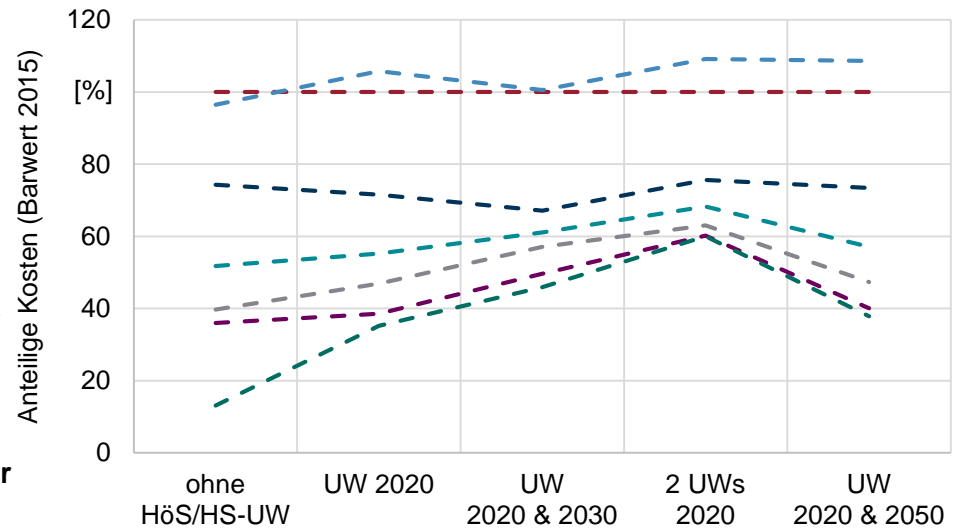


Relative Kostenreduktion bezogen auf den konventionellen Ausbau mit reinem Leitungseinsatz (bezogen auf die Variante „ohne HöS/HS-UW“) für große Netzstruktur

→ Welchen Einfluss hat die innovative Variante?

- KONV
- LiF
- FLM
- SEM
- DEM
- LiF+FLM
- LiF+DEM

Relative Kostenreduktion bezogen auf den konventionellen Ausbau mit jeweils gleicher HöS/HS-UW-Variante für große Netzstruktur



→ Welchen Einfluss hat die Kombination aus innovativer Variante und UW-Bau?

Grundsätze für die HS-Ebene

1

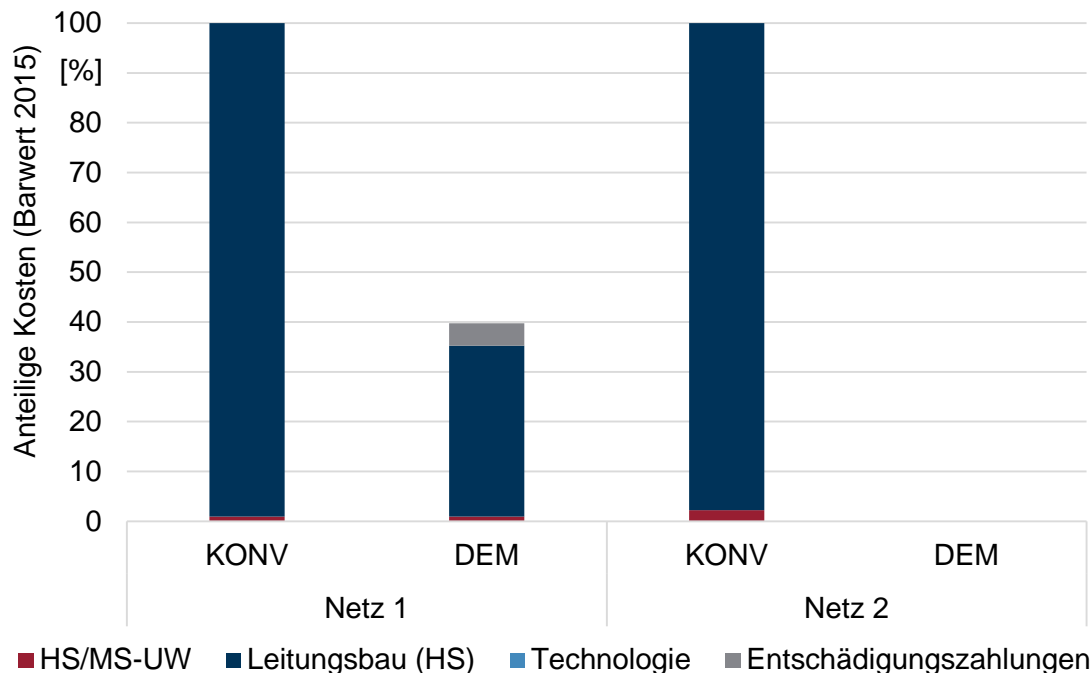
Die Netzoptimierung durch innovative Betriebsweisen stellt eine nachhaltig kosteneffiziente Option zur Reduktion des Ausbaubedarfs dar und sollte stets zuerst als Planungsvariante geprüft werden.

- Einspeisung von DEA führt zu keiner dauerhaften Überlastung
- Innovative Betriebsweisen ermöglichen die Ausnutzung von Übertragungskapazitäten
- Effiziente und flexible Maßnahmen um Überlastungen zu reduzieren
- Langfristig deutlich geringere Kosten durch innovative Maßnahmen

Grundsätze für die HS-Ebene

2

Das dynamische Einspeisemanagement kann in der Hochspannungsebene die Ausbaukosten signifikant reduzieren und sollte grundsätzlich in den Planungsprozess einbezogen werden.



KONT: reiner Leitungsbau

- DEM bisher als netzausbauverzögernde Maßnahme bei Netzausbauaufforderung
 - Zukünftig als Planungselement
 - Keine „Aufnahme der letzten kWh“
- Deutliche Kosteneinsparungen möglich

Grundsätze für die HS-Ebene

2

Das dynamische Einspeisemanagement kann in der Hochspannungsebene die Ausbaukosten signifikant reduzieren und sollte grundsätzlich in den Planungsprozess einbezogen werden.

Vorteile

- + Hohe Flexibilität
- + Sehr effektiv bei Betriebsmittelüberlastung
- + Minimiert Risiko für Fehlinvestitionen
- + In HS-Ebene nur vereinzelt mit Anfangsinvestitionen verbunden, Einspeisemanagement mit existierender Netzautomatisierung

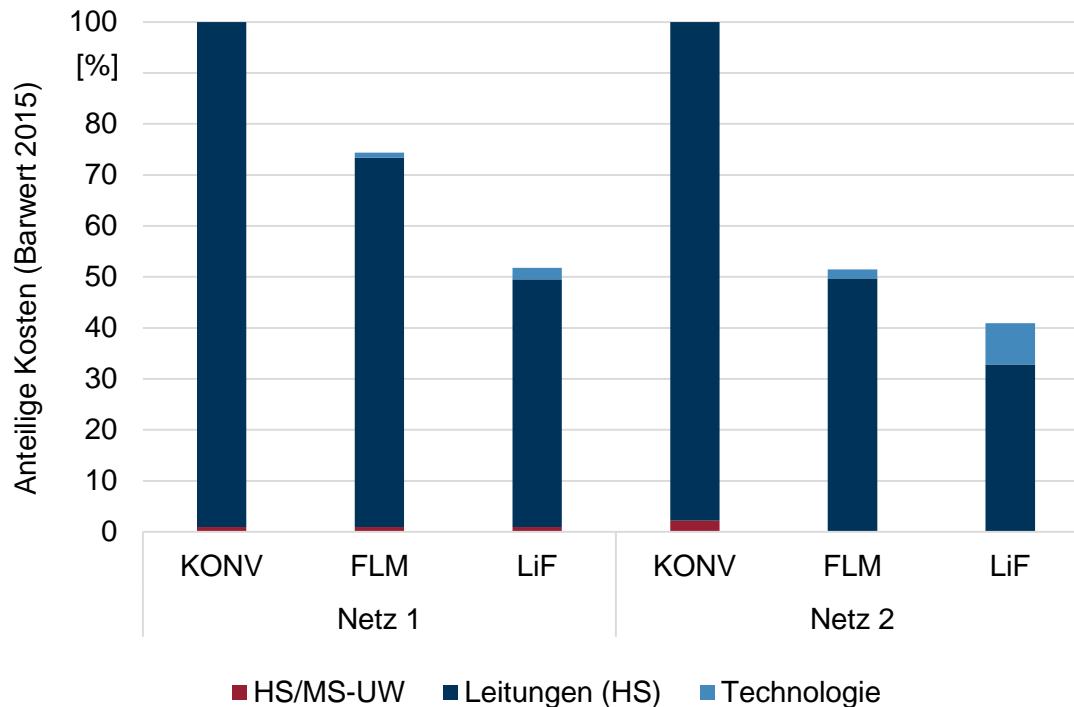
Nachteile

- Aufwand betrifft Erweiterung des Netzleitsystems/Netzsicherheitsmanagements
- Komplexität steigt, in der Folge
- Aufwendigere Netzplanung
- Netzbetrieb wird komplizierter

Grundsätze für die HS-Ebene

3

Die Leistungsreduktion im Fehlerfall und das Freileitungsmonitoring stellen in ihrem Effekt „konkurrierende“ Methoden dar. Die Vorteilhaftigkeit richtet sich nach der Lage und der Größe des Hochspannungsnetzes.



- Beide Methoden erhöhen die Übertragungsleistung
- LiF hier mit höherem Reduktionspotential
- Technologiekosten gegenüber Leitungskosten gering

KONV: reiner Leitungsbau

Grundsätze für die HS-Ebene

3

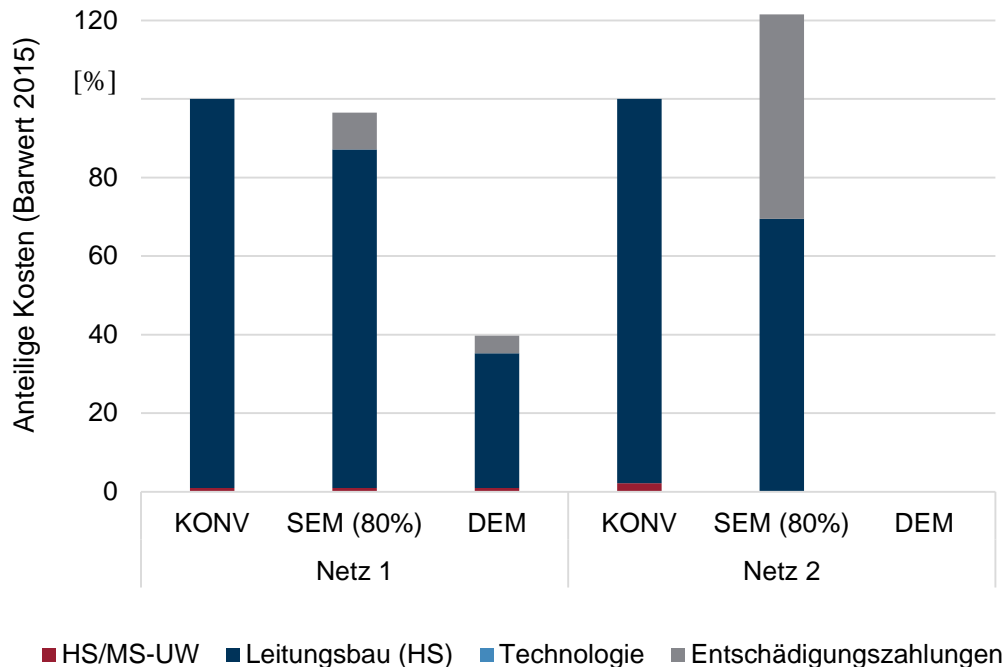
Die Leistungsreduktion im Fehlerfall und das Freileitungsmonitoring stellen in ihrem Effekt „konkurrierende“ Methoden dar. Die Vorteilhaftigkeit richtet sich nach der Lage und der Größe des Hochspannungsnetzes.

- In Kombination mit dem DEM können beide Methoden die Entschädigungszahlungen reduzieren oder bieten sich an, wenn die Wirkungsgrenze des DEM erreicht wird
- Sehr effektiv auf einzelnen Abschnitten, dadurch Verschiebung von Ausbaumaßnahmen möglich
- Koordination von Ausbau- und Erneuerungsmaßnahmen
- Leistungsreduktion ohne Entschädigungszahlungen, jedoch mit erheblichem betrieblichem Aufwand verbunden
- „Gleiche“ Wirkungsweise der erhöhten Übertragungskapazität muss berücksichtigt werden

Grundsätze für die HS-Ebene

4

Das statische Einspeisemanagement wirkt nicht problemselektiv und ist aufgrund der Durchmischung der DEA-Typen in der HS-Ebene nicht zu empfehlen.

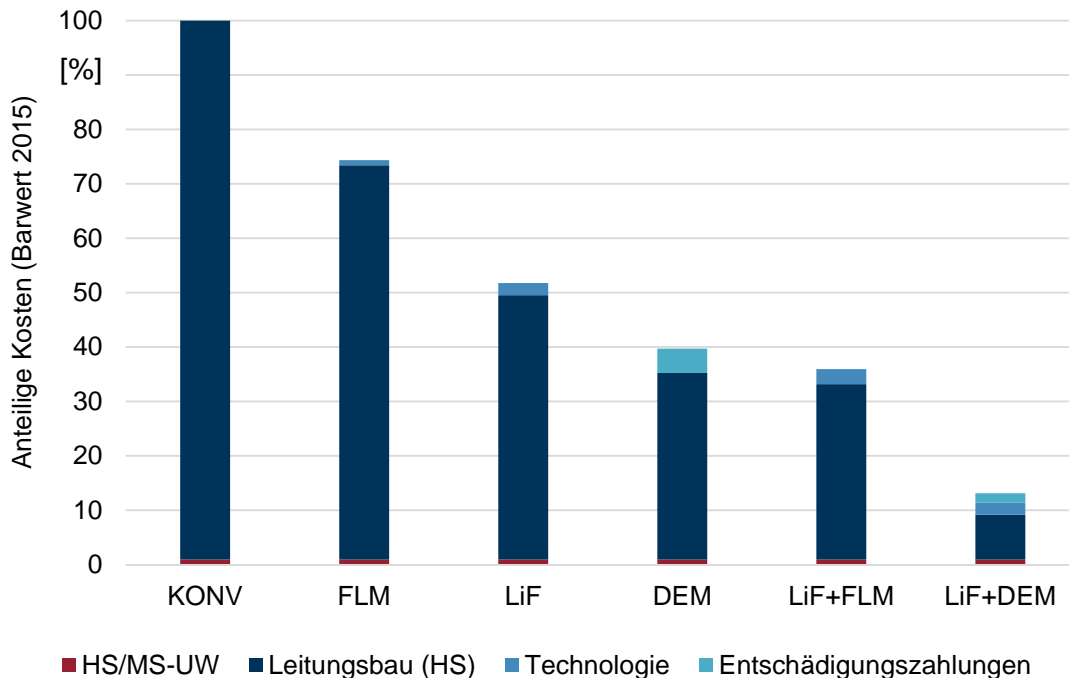


- Geringe abgeregelte Leistung
- relativ hohe abgeregelte Energie
- Leitungsausbau wird reduziert, bei steigenden Gesamtkosten
- „gute“ DEA-Durchmischung auf MS-Ebene
- Rückspeisungen nicht in absoluten Leistungsspitzen
- SEM mit Vorteilen in Netzen mit geringem DEA-Mix

KONV: reiner Leitungsbau

Grundsätze für die HS-Ebene

5 Eine Kombination aus innovativen Betriebsweisen ist vor allem bei hohem DEA-Zubau eine sinnvolle Maßnahme und kann dann den erforderlichen Leitungsausbau maximal reduzieren.



- Bei hohem DEA-Zubau Kappung der Einspeisespitzen und Ausreizung von Leitungsreserven kostenoptimal
- Sowohl Leitungsausbau und Entschädigungen werden reduziert
- Aber: Überdimensionierung in kleinen Netzen mit geringem DEA-Zubau möglich

KONV: reiner Leitungsbau

Grundsätze für die HS-Ebene

6

Nach Ausnutzung innovativer Potentiale sollte verbleibender Ausbaubedarf durch netzverstärkende oder netzausbauende Maßnahmen abgedeckt werden.

- Restbedarf bei Ausschöpfung innovativer Maßnahmen
 - HTL-Seile zur Netzverstärkung
 - Netzausbau durch neue Trassen
 - Bau von HöS/HS-Umspannwerken
- Synergieeffekte zwischen konventionellen und innovativen Maßnahmen
- Vermeidung von negativen Wechselwirkungseffekten (Überdimensionierung bei nicht spannungsebenenübergreifenden Planung)
- Berücksichtigung von Erneuerungs- und Ersatzmaßnahmen

Grundsätze für die HS-Ebene

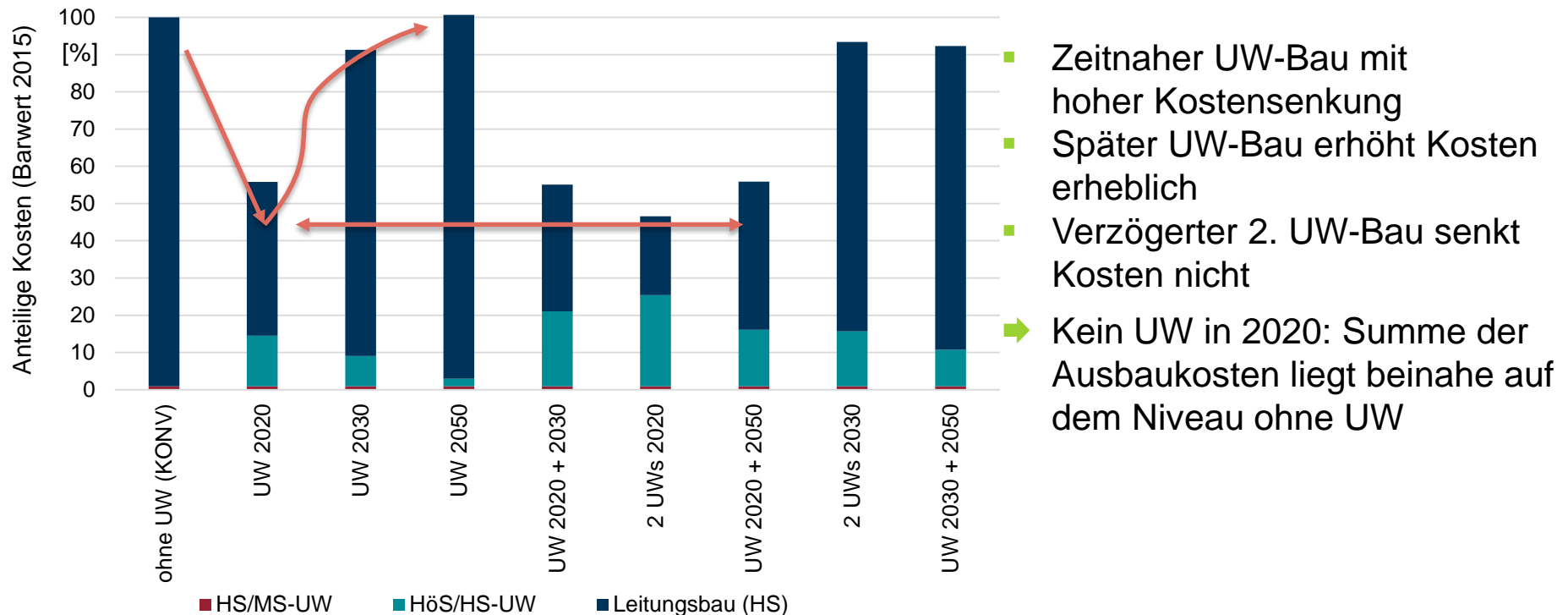
7 Der reine Leitungsausbau, ohne die Realisierung innovativer Maßnahmen, ist vor allem in Fällen starker DEA-Einspeisung nicht zweckmäßig und eignet sich vielmehr für die Beseitigung einzelner Netzengpässe.

- Freileitungsausbau (HTL) bei umfassendem Ausbaubedarf nicht kosteneffizient
- Unverhältnismäßigkeit der Ausbaukosten und DEA-Leistung
- Verursacht langfristig höhere Kosten als innovative Alternativen
- Freileitungen erst, wenn innovative Maßnahmen ausgeschöpft sind
- Einschränkungen auf HS-Ebene sowohl aus Kostensicht als auch gesellschaftlicher Sicht

Grundsätze für die HS-Ebene

8

Der Bau von Umspannwerken zur HöS-Ebene kann ein signifikantes Kostenreduktionspotential aufweisen. Die Machbarkeit und die Kosten sollten im Planungsprozess geprüft werden.



Grundsätze für die HS-Ebene

8

Der Bau von Umspannwerken zur HöS-Ebene kann ein signifikantes Kostenreduktionspotential aufweisen. Die Machbarkeit und die Kosten sollten im Planungsprozess geprüft werden.

Vorteile:

- + Verknüpfungspunkt zur HöS-Ebene wirkt durch „Leistungsabnahme“ Betriebsmittelüberlastungen entgegen
- + Bei Bedarf ist die frühzeitige Umsetzung kosteneffektiv
- + Technisch „robuste“ Planungsvariante

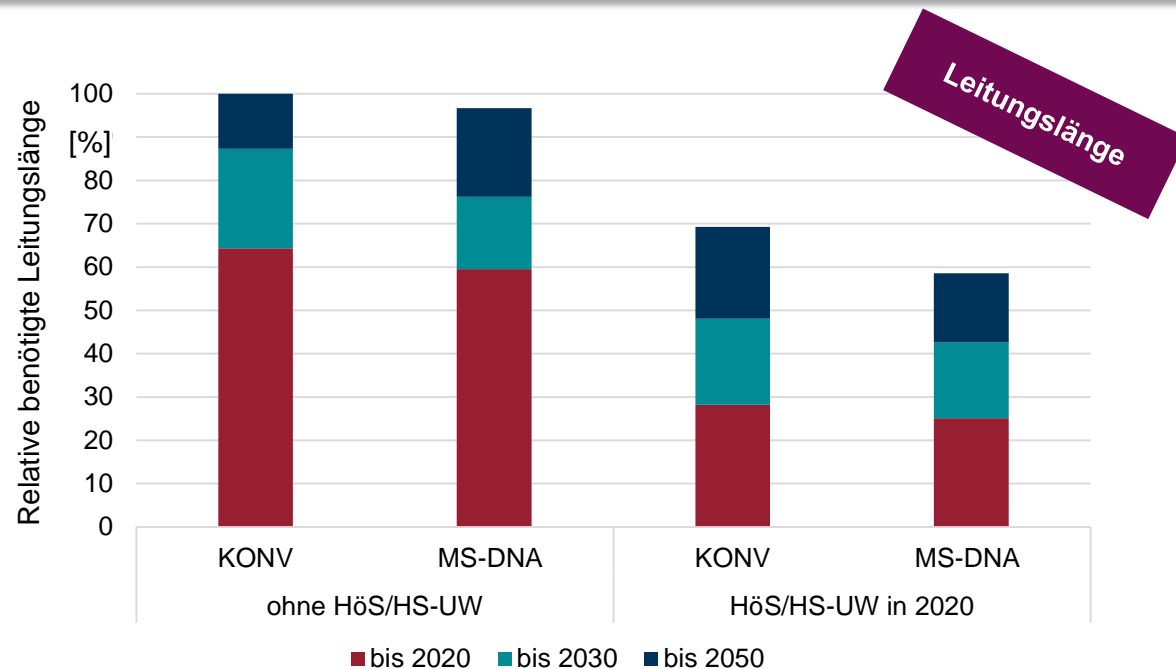
Nachteile:

- Kostenintensive Primärinvestition
- Kann unter Umständen zu Fehlinvestitionen führen
- Durch weitere Einflüsse beschränkt (Akzeptanz, Dauer der Genehmigungs-/Bauphase)

Grundsätze für die HS-Ebene

9

Eine netzebenenübergreifende Ausbauplanung und deren Auswirkungen auf die HS-Ebene sollten im Planungsprozess berücksichtigt werden.

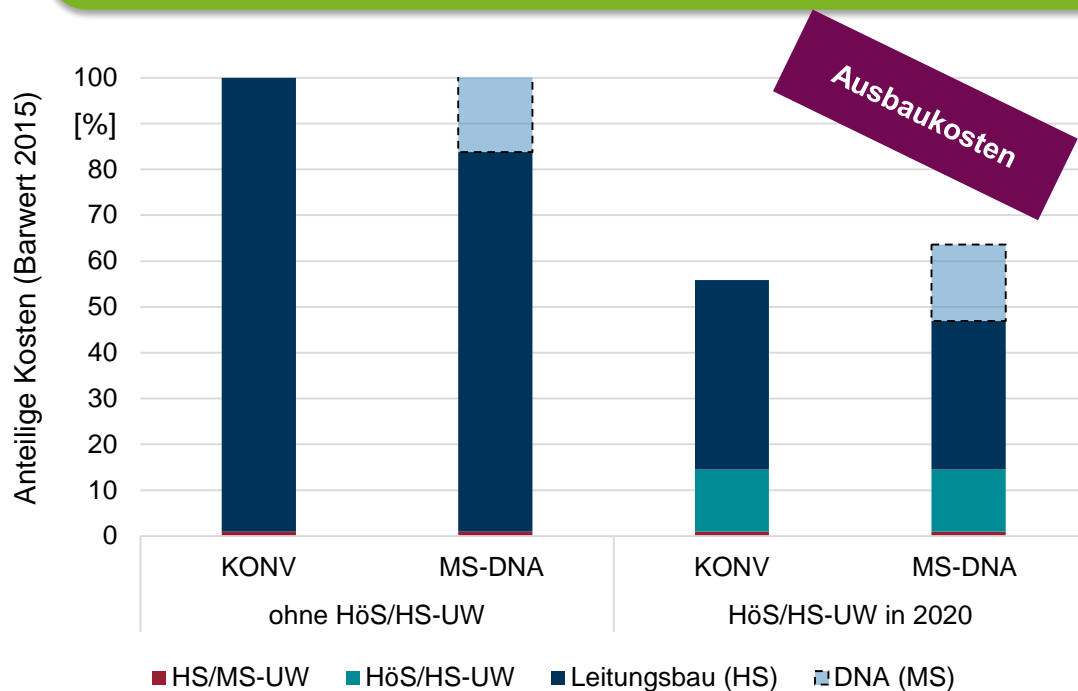


→ Reduktion der benötigten Leitungslänge durch MS-DEM vorhanden, aber gering

Grundsätze für die HS-Ebene

9

Eine netzebenenübergreifende Ausbauplanung und deren Auswirkungen auf die HS-Ebene sollten im Planungsprozess berücksichtigt werden.



Einsatz des DEM in allen unterlagerten MS-Netzen

- Falls Kosten der MS-DNA-Systeme vollständig auf die HS-Ebene angerechnet werden, ist die Maßnahme in der HS-Ebene nicht kosteneffizient
- Kostenvorteil vorhanden, wenn Synergieeffekt mit MS-Ebene genutzt werden kann
- Ausnutzung der Effekte bei gleichzeitigem MS-Bedarf

Grundsätze für die HS-Ebene

9

Eine netzebenenübergreifende Ausbauplanung und deren Auswirkungen auf die HS-Ebene sollten im Planungsprozess berücksichtigt werden.

Vorteile:

- + Reduktion der Rückspeisespitzen
- + Keine unnötige Überdimensionierung
- + Optimierung des Gesamtsystems erzielbar
- + Keine zusätzlichen Betriebsmittel auf HS-Ebene notwendig

Nachteile:

- Höhere Abhängigkeit von Entwicklung in der MS-Ebene und MS-Planung
- Informationsbedarf steigt (z.B. Szenario für Kundenspeicher mit Spitzenkappung)

Auswirkungen auf den Netzbetrieb (1)

Innovative Betriebsmittel

- Zusätzliche Betriebsmittel
- Einbindung in Leitsystem
- Eigenschaften in Ausfallsituationen

Neue Planungsansätze

- Veränderte Rahmenbedingungen
- Planung erfolgt unter Umständen mit weniger Reserve



Auswirkungen auf den Netzbetrieb

Auswirkungen auf den Netzbetrieb (2)

Statisches Einspeisemanagement

- Methodik zur Erhebung der abgeregelten Energie erforderlich

Dynamisches Einspeisemanagement

- Methodik zur Erhebung der abgeregelten Energie erforderlich
- Nach gesetzlichen Vorgaben ist eine Optimierung der aufgenommenen Energiemenge erforderlich
- Regulatorische Nachweisführung + kaufmännische Unterstützung müssen gegeben sein

Auswirkungen auf den Netzbetrieb (3)

Freileitungsmonitoring

- Integration der Messdaten in Leitsystem notwendig
- Bei indirekten FLM müssen Modelle zur Ermittlung des thermischen Grenzstroms eingebunden werden
- Berücksichtigung von Hotspots bei indirektem FLM
- Zusätzlicher Bedarf an Messtechnik bei direkter Messung
- Auslegung des Stromkreises auf die erhöhte Strombelastung notwendig
- Erhöhte Stromverluste sind zu berücksichtigen (Blindleistungsbereitstellung)

Auswirkungen auf den Netzbetrieb (4)

Leistungsreduktion im Fehlerfall

- Ausreizung der für den (n-1)-Fall vorgesehenen Übertragungsreserven
- DEA-Zugriff in Schnellzeit zur Abregelung erforderlich
- Netzsicherheitsmanagement mit Echtzeitrechnungen zur Identifikation der abzuschaltenden DEA erforderlich
- Sensitivitätsprüfung für unterschiedliche Überlastungsfälle notwendig, um DEA mit dem höchsten Einfluss zu bestimmen
- Abstimmung der DEA-Betriebsführung auf den Einsatz im Rahmen des LiF
- Betriebsweise verkompliziert sich, gerade bei großen, vermaschten Netzstrukturen
- Durch die erhöhte Leitungsauslastung ergeben sich die gleichen Auswirkungen wie beim Freileitungsmonitoring

ZUSAMMENFASSUNG

Zusammenfassung

Auf Basis der vorhanden weitreichenden Automatisierung in der HS-Ebene bieten sich innovative Betriebskonzepte als kosteneffiziente Maßnahmen an.

In der HS-Ebene zeichnen sich die Maßnahmen vor allem durch ihre flexible Umsetzung aus und können dem Hauptproblem der Überlastung entgegenwirken.

Konventionelle Betriebsmittelverstärkung ist vor allem im Rahmen von Ersatzmaßnahmen relevant, dann sind Wechselwirkungen mit innovativen Maßnahmen zu überprüfen.

Vielen Dank!

Julian Monscheidt
Siemens AG Power Technologies International
Freyeslebenstr. 1 91058 Erlangen
Tel. +49 9131 7-33702 | E-Mail: julian.monscheidt@siemens.com