

17. Symposium Energieinnovation, TU Graz

Session C2

Verteilnetze der Zukunft

# Betrachtung von Spannungshaltungskonzepten in hochausgelasteten Verteilnetzen

Matzekat, Pfeiffer, Schwarz, Schmoger, Halbauer, Zickler, Hable

vorgetragen von: Dr. Klaus Pfeiffer (BTU-CS)



Brandenburgische  
Technische Universität  
Cottbus - Senftenberg



ARGE FNB OST

# Motivation

## 1 Energiewende

- EE-Zubau (Wind, PV)
- maßgeblich in 110-kV-Verteilnetzebene

## 2 Netze

- hoher Netzausbaubedarf
- Anwendung NOVA-Prinzip
  - Leiterseilmonitoring
  - HTSL-Beseilung
  - größere Querschnitte / Bündelleiter

## 3 Auswirkungen

- signifikant höhere Belastung
- Betriebsströme bis zu 3 kA
- hohe Blindleistungsbedarfe
- Gefahr von Spannungsinstabilitäten

Fokus:  
Netzgebiet ARGE FNB OST

Arbeitsgemeinschaft der  
110-kV-Flächennetzbetreiber  
in der RZ des ÜNB 50HzT

ARGE-Netzausbauplan  
NAP 2019 [1]

- Prognose 2030:  
48 GW volatile EE-Leistung
- akt. Anmeldezahlen  
PV-Freiflächen höher

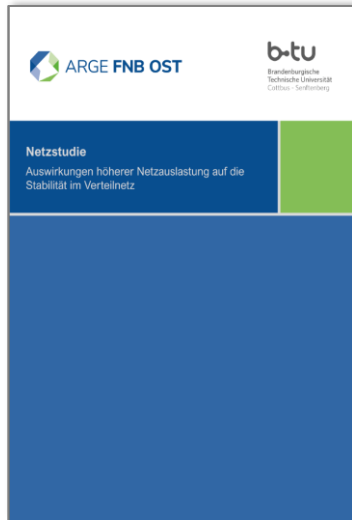


Quelle: [2]



- aktuell und zukünftig hoch ausgelastete Netze im ARGE-Gebiet
- Spannungs-Stabilitätsuntersuchungen erforderlich

# Überblick



## Untersuchungsschwerpunkte

- Erhöhung der Netzauslastung mittels HTSL-Beseilung
- Berücksichtigung von Ausfällen mit anschließenden NSM-Maßnahmen
  - einfacher Leitungsausfall (1 System)
  - Ausfall einer gesamten Trasse nahe an einem HöS/HS-UW
  - Ausfall eines gesamten HöS/HS-UW
- Untersuchung eines Schwachlastszenarios (Netzmodell Mecklenburg-Vorpommern)
- Blindleistungsbereitstellung aus dem HS-Netz für das HöS-Netz (Wechselwirkungen zwischen den Netzebenen)

## Gliederung des Vortrages

### Überblick zu den Netzmodellen

- 2 Realnetze

1

### Modellierung der Regler

- EE-Anlagenregler
- Trafo-Stufensteller
- Zeitverhalten

2

### Berechnungen und Ergebnisse

- Realnetz Harzvorland
- Realnetz Mecklenburg-Vorpommern

3

### Zusammenfassung

- Fazit
- Handlungsempfehlungen

4

## HöS-Netz

**Netzmodell der ostdeutschen Regelzone**  
(basierend auf dem NEP2019 für das Jahr 2030)

## HS-Netz

**Netzberechnungen mit zwei realen 110-kV-Verteilnetzen**

- 110-kV-Verteilnetz „Harzvorland“ mit dezentralem Spannungshaltungskonzept
- 110-kV-Verteilnetz „Mecklenburg-Vorpommern“ mit zentralem Spannungshaltungskonzept

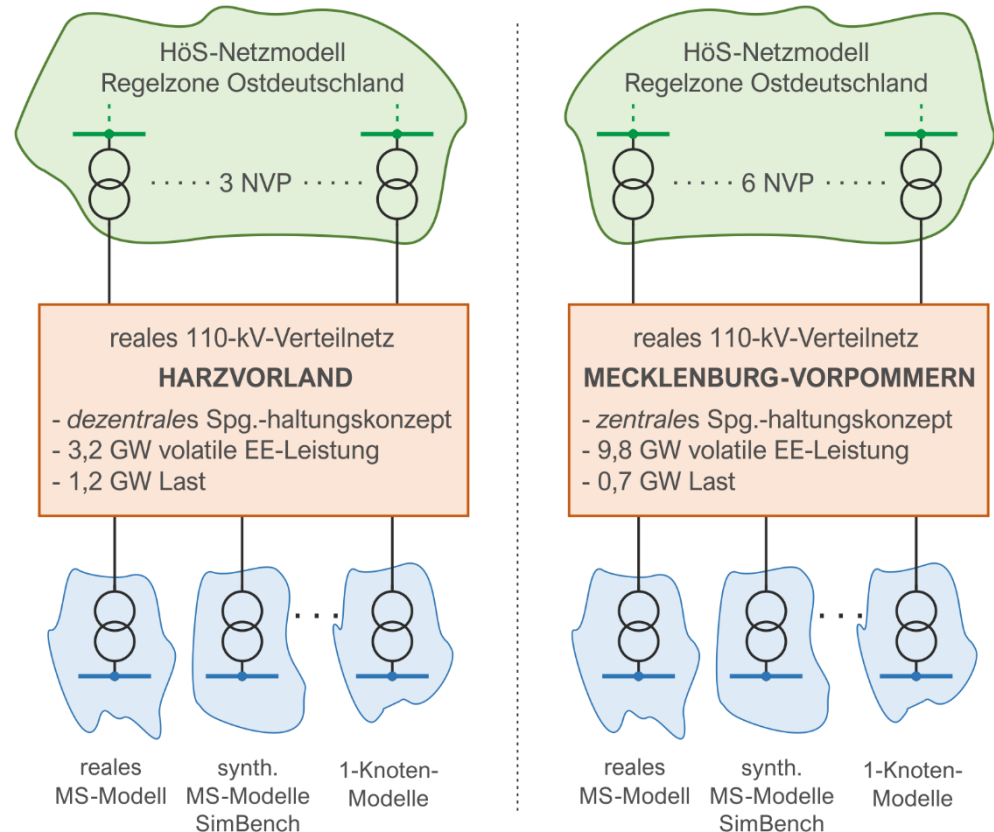
## MS-Netz

**kombinierter Ansatz:  
Einbindung verschiedener MS-Netzmodelle**

- 1 x reales MS-Netz
- 2 x verschiedene synth. MS-Modelle von **SimBench**
- restliche MS-Netze als aggregierte 1-Knoten-Modelle (in den bereitgestellten HS-Netzmodellen bereits vorhanden)

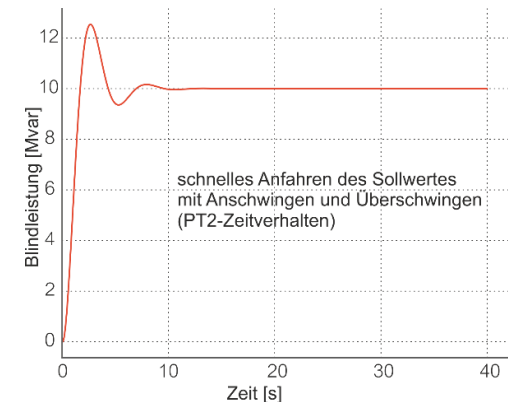
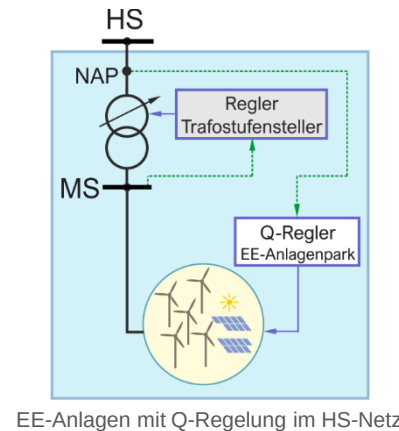
## Aufbau von 2 Netzmodellen

(jeweils ca. 600 EE-Anlagen und 200 Transformatoren)

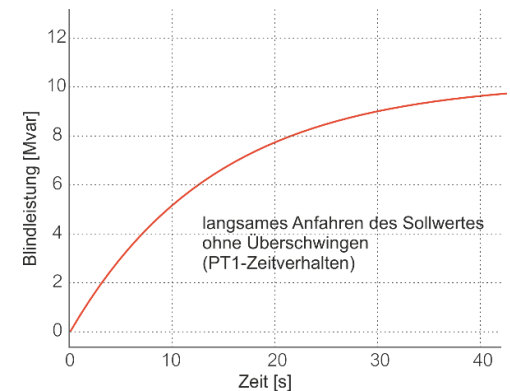
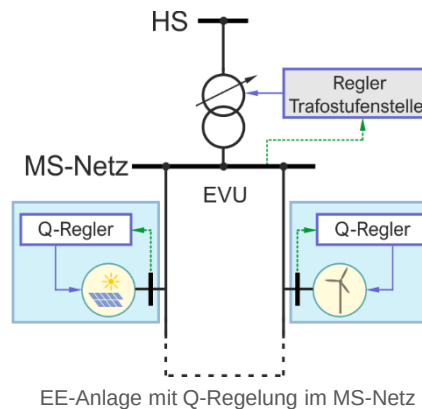


- Nachbildung des **zeitabhängigen Verhaltens** der blindleistungs- und spannungsregelnden Anlagen vereinfacht auf Basis von QDSL-Modellen  
(= benutzerdefinierte Simulationsmodelle für quasidynamische Berechnungen mit Berücksichtigung eines zeitabhängigen Verhaltens)
- Entwicklung folgender Reglermodelle
  - **Q(U)-Regelung** nach VDE-AR-N 4120 und VDE-AR-N 4110
  - **Q(P)-Regelung** nach VDE-AR-N 4110
  - **Spannungsregelung der Transformator- Stufensteller REG-D**  
(inverses Zeitverhalten  $dU \cdot t = \text{const.}$ ; Schnellvor- und Schnellrückschaltungen, Verzögerungszeiten)
  - **Zeitlupen-Funktion** für alle QDSL-Modelle  
(zeitabhängiges Verhalten der Reglermodelle kann mithilfe dieser Funktion höher aufgelöst werden)

### Q-Regelung im HS-Netz (HS-Kundenanlage nach VDE-AR-N 4120)

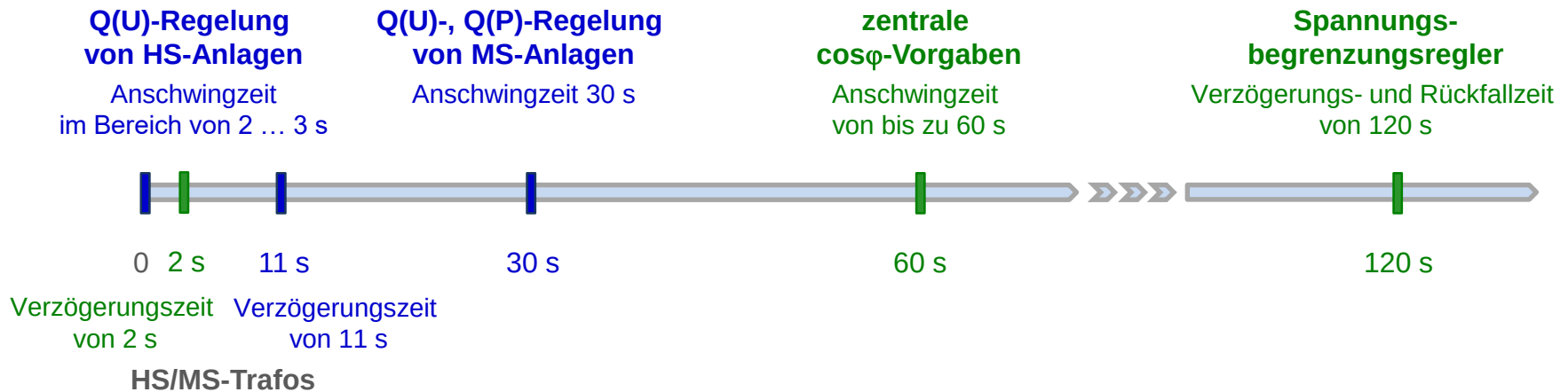


### Q-Regelung im MS-Netz (MS-Kundenanlage nach VDE-AR-N 4110)



### Parametrierung des Zeitverhaltens

- entsprechend den technischen Anschlussbedingungen
- auf Basis von Informationen der Netzdatenlieferanten bzw. ARGE FNB OST



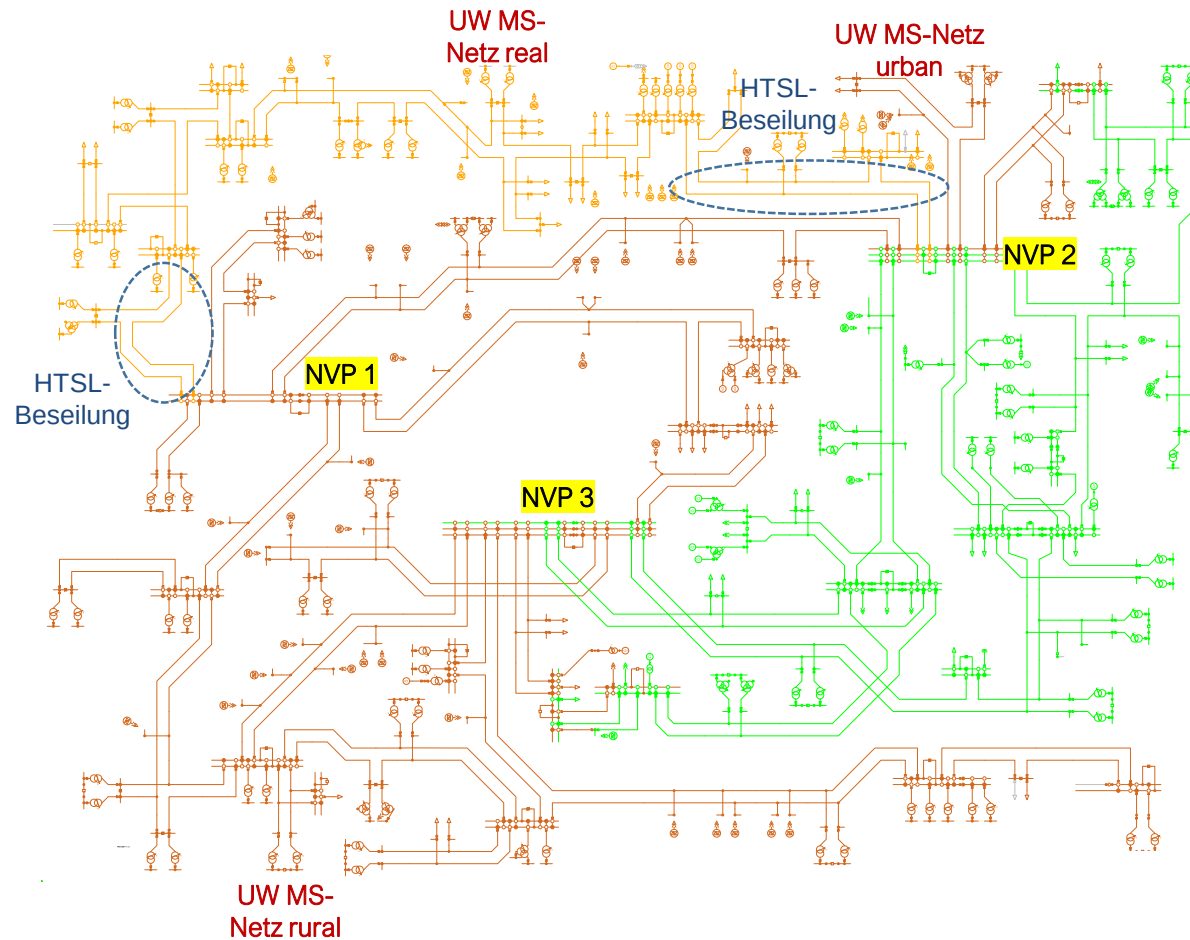
#### Netzmodell Harzvorland

- Reaktionszeiten der spannungs- und blindleistungsregelnden Anlagen nehmen mit kleiner werdenden Spannungsebenen zu
- Priorisierung einer schnellen Spannungshaltung liegt auf der HS-Ebene

#### Netzmodell Mecklenburg-Vorpommern

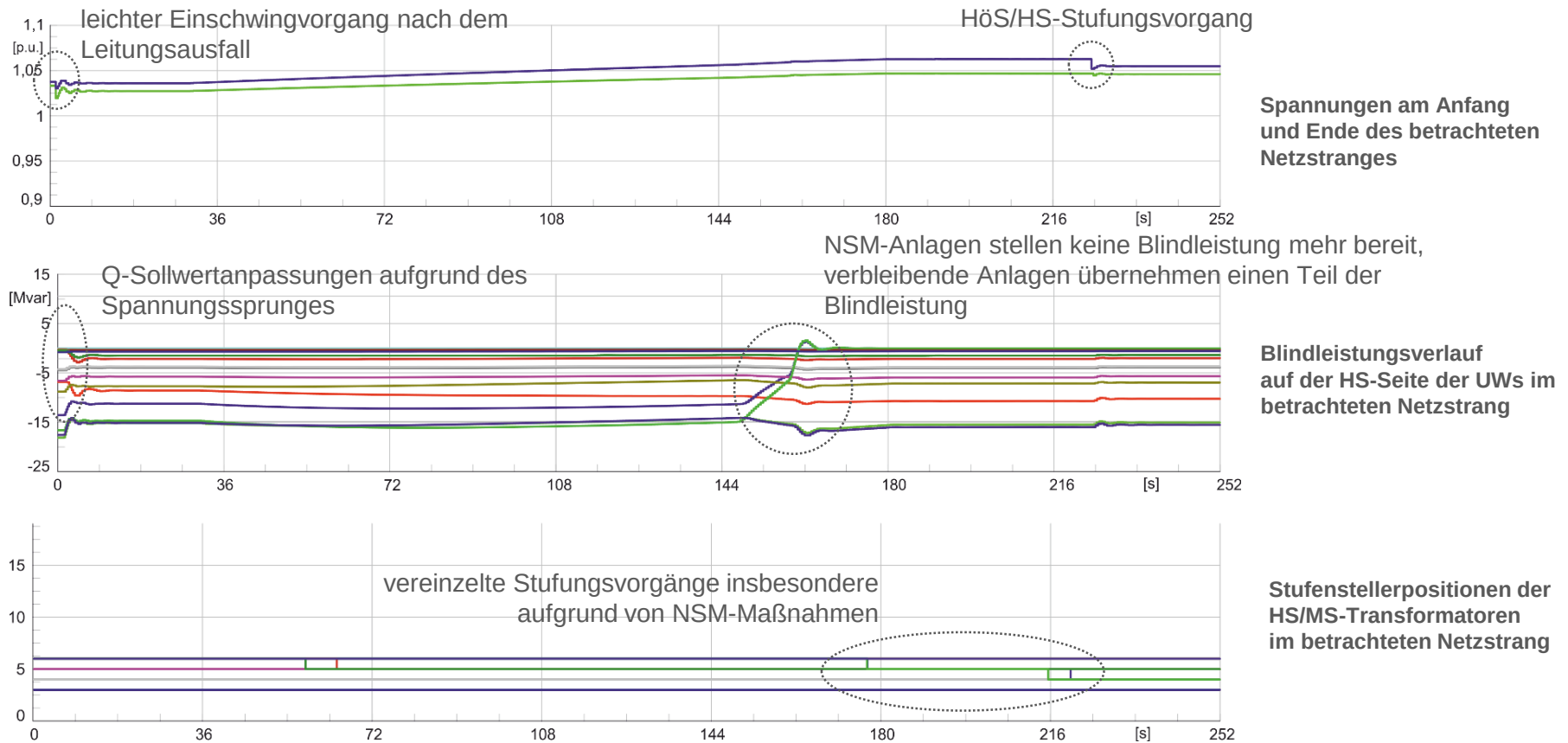
- Reaktionszeiten der Q-Regler im Vergleich zum Netzmodell Harzvorland deutlich länger

## Verteilnetzebene des Netzmodells Harzvorland



- dezentrales Spannungshaltungskonzept mit verteilter Q(U)-Regelung
- oranger Netzstrang liegt im Fokus der Untersuchungen und bildet ein Teilnetz mit dem braunen Netzgebiet
- jeweils Netzverstärkungsmaßnahmen am Stranganfang und -ende
- grünes Netzgebiet bildet eines separates Teilnetz
- ca. 3.2 GW installierte volatile EZA
- 1,2 GW installierte Last
- 2.000 km Leitungslänge

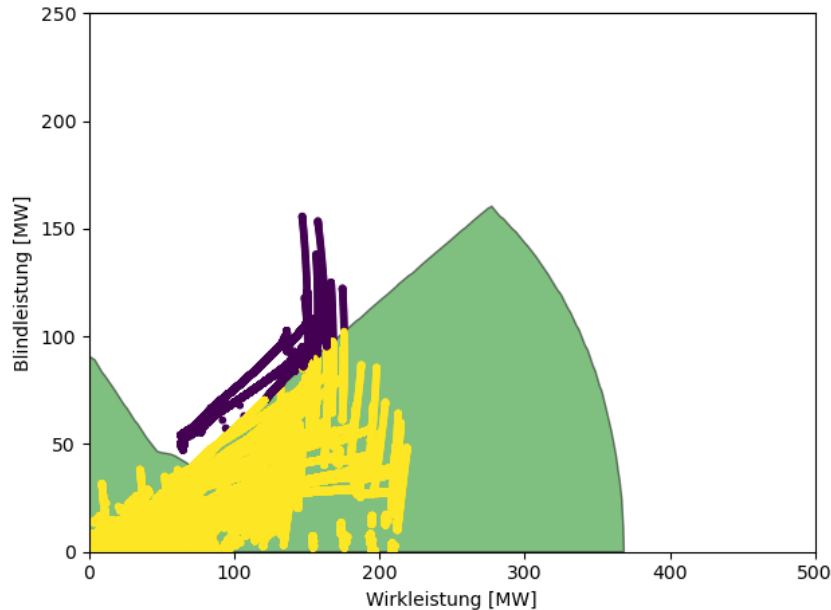
## Exemplarisches Beispiel: Leitungsausfall



- Q(U)-Regelung reagiert sehr schnell auf Spannungssprünge und hat eine sehr gute spannungsstützende Wirkung
  - Erhöhung des Anstiegs der Q(U)-Kennlinie von  $m = 6$  auf  $m = 20$  führt zu annähernd konst. U-Verhalten, eine signifikante Verschlechterung des Schwingungsverhaltens wurde nicht beobachtet
- vollständige Abregelung von EE-Anlagen mit Q(U)-Regelung kann zu beträchtlichen Spannungsanstiegen führen, die nur teilweise von den übrigen Anlagen kompensiert werden können
  - NSM-Maßnahmen (Redispatch 2.0) so dimensionieren, dass eine technische Mindestleistung von z.B. 20 % am Netz verbleibt
- Schwingungsvorgänge sind unter anderem die Folge des kollektiven Überschwingens aller Anlagen mit Q(U)-Regelung, welches im Nachgang wieder ausgeregelt werden muss
  - PT2-Regelungsverhalten, insbesondere das Überschwingen spiegelt sich in der Netzspannung wider
  - je größer der Spannungssprung, desto stärker der Schwingungsvorgang
  - PT2-Regelungsverhalten nach Vorgaben der VDE-AR-N 4120 wird beherrscht, so dass es mit geeigneter Parametrierung der Stufensteller-Regler zu keinen ungewollten Stufungen der Transformatoren kommt
  - Wichtig für Netzbetriebspraxis: Regelungsverhalten der EE-Anlagen, insbesondere das Überschwingen, muss mit den Anforderungen der VDE-AR-N 4120 konform sein

## Impedanzanregung Leitungs-Distanzschutz

### Betriebsfall: Ausfall einer Trasse



#### Legende

grüne Fläche:

Impedanz-Anregekennlinie des Schutzrelais

gelbe Punkte::

P-Q-Arbeitspunkt liegt innerhalb des Bereiches  $\Rightarrow$  **keine Anregung**

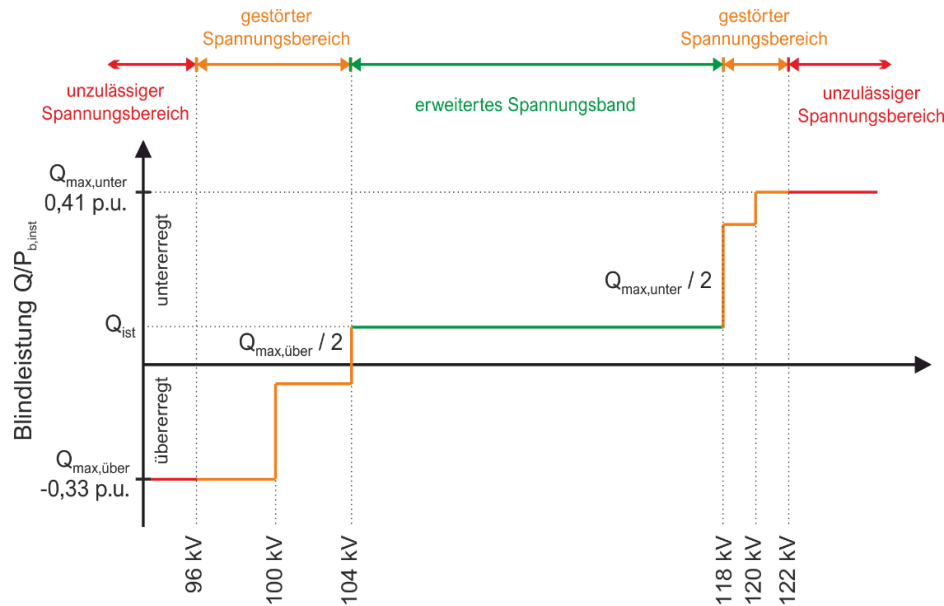
lila Punkte:

P-Q-Arbeitspunkt liegt außerhalb des Bereiches  $\Rightarrow$  **Anregung**

- mit stark erhöhtem Q-Bedarf des Netzes (HTSL-Beseilung, hohe Netzauslastung, etc.) verschieben sich insbesondere bei Ausfällen die P-Q-Arbeitspunkte in Richtung Auslösebereich
- Impedanzanregung des Leitungs-Distanzschutzes kommt an ihre Grenzen
- langfristige Eignung des Schutzkonzeptes ist zu überprüfen

## Zukünftiges Spannungshaltungskonzept Netzmodell Mecklenburg-Vorpommern

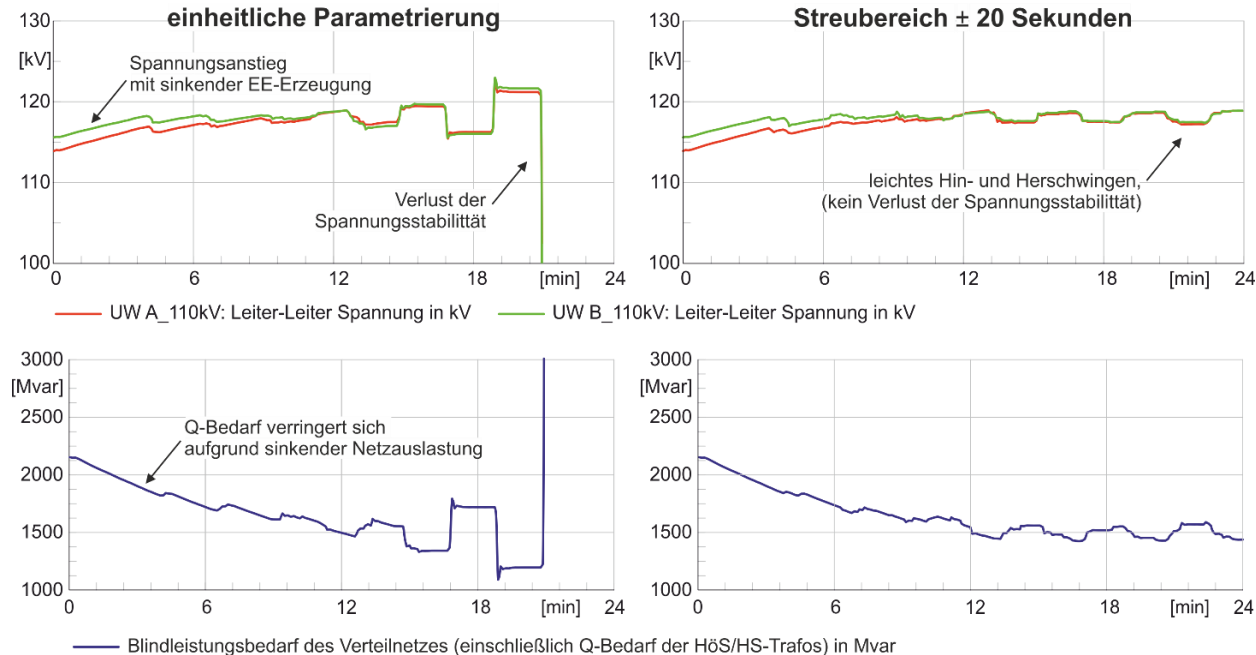
- Nutzung eines zentralen Spannungs-Blindleistungs-Managementsystems (**UQM**)
- als Rückfallebene: Einsatz von dezentralen Spannungsbegrenzungsreglern (**SBR**) vor Ort in den Anlagen  $\Rightarrow$  Fokus der Untersuchungen



## Funktionsweise der SBR

- bei Spannungsgrenzwertverletzungen wirkt der SBR mit zwei Blindleistungsstufen (unter- bzw. übererregt) der jeweiligen Grenzwertverletzung entgegen
- Aktivierung: Grenzwertverletzungen müssen für mindestens 120 s kontinuierlich anliegen
- Deaktivierung: Spannung befindet sich für 120 s im erweiterten Spannungsband
- nach Deaktivierung des SBR wird der vorherige Blindleistungssollwert wieder angefahren
- Regelungsverhalten entspricht einem PT2-Verhalten (schnelles Anfahren + Überschwingen)

### Beispiel: eintretendes Schwachlastszenario mit SBR



Einfluss unterschiedlicher SBR-Parametrierungen

- Rückfallverhalten der SBR führt bei einheitlicher Parametrierung (alle SBR haben annähernd gleiche Verzögerungs- und Rückfallzeit) zu langsamen Schwingungen und kritischen Systemzuständen
- gleichzeitige Aktivierung vieler SBR birgt die Gefahr großer Blindleistungs- und Spannungssprünge, welche im schlimmsten Fall zum Verlust der Spannungsstabilität führen können
- unterschiedliche Parametrierung (Streubereich  $\pm 20$  s für Ansprech- und Rückfallzeit) vermeidet simultanes Agieren und Instabilität

## Fazit

- durch hohe installierte EE-Leistung steht in den Verteilnetzen ein großes Blindleistungspotential zur Verfügung
- dezentrales Spannungshaltungskonzept auf Basis der Q(U)-Regelung grundsätzlich sehr robust
- Spannungsbegrenzungsregler (Rückfallebene für ein UQM) können ebenfalls Spannungsstabilität gewährleisten, allerdings ist die Parametrierung sorgfältig abzustimmen

## Handlungsempfehlungen

### Netzschutz

- weiter steigende Blindleistungsflüsse bringen die derzeitige Impedanzanregung an ihre Grenzen
- aktuelle Netzschutzkonzepte hinsichtlich der Anregeverfahren weiter betrachten

### Spannungsbegrenzungsregler

- Ermittlung von koordinierten, clustergenauen Parametersätzen (Vermeidung einheitlicher Parametrierung)
- Betrachtung Regelung mit Spannungsbegrenzungsfunktion als alternatives Konzept

### Automatische Stufung der HöS/HS-Transformatoren

- schnelle und koordinierte Nachführung der HöS/HS-Transformatorstufung verbessert die Stabilität im Verteilnetz signifikant
- Erarbeitung Konzept für eine automatisierte Regelung der HöS/HS-Transformator-Stufensteller

# Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit.

David Matzekat  
Dr. Klaus Pfeiffer  
Prof. Harald Schwarz

Brandenburgische Technische Universität  
Cottbus-Senftenberg

Dr. Christin Schmoger

E.DIS Netz

Ronald Halbauer

MITNETZ STROM

Uwe Zickler

TEN

Prof. Matthias Hable

SachsenEnergie HS.HD



Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg  
Zentrum für Energietechnologie

# Quellen

---

- [1] Arbeitsgemeinschaft Flächennetzbetreiber Ost (ARGE FNB OST):  
Netzausbauplan 2019; <https://www.arge-fnb-ost.de/arbeitsfelder/netzausbauplan>  
(zuletzt aufgerufen am 08.02.2022)
- [2] Website der ARGE FNB OST  
<https://www.arge-fnb-ost.de/>; zuletzt aufgerufen am 08.02.2022)