

# VDE-STUDIE

## SCHUTZ- UND AUTO- MATISIERUNGSTECHNIK IN AKTIVEN VERTEILNETZEN



Herausforderungen, Lösungskonzepte,  
Empfehlungen

MODUL B – Automatisierungstechnik

**ETG**

**ITG**

Dieses Dokument ist Bestandteil der Studie „Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen“. Im Hauptdokument finden Sie nähere Informationen zur Arbeit der ETG/ITG-Task Force.

### **Projektleitung**

Dr. Heiko Englert                      Siemens AG  
Dr. Heinrich Hoppe-Oehl      Westnetz GmbH

### **Arbeitsgruppe Automatisierung**

Wolfgang Friedrich              Bilfinger Mauell GmbH  
Walter Hoermann              Siemens AG (AT)  
Christian Hübner              Institut für Automation und Kommunikation e.V. (ifak)  
Johann Meindl                  Sprecher Automation GmbH (AT)  
Dr. Nils Neusel-Lange          SAG GmbH  
Thomas Rudolph              Schneider Electric GmbH  
Dr. Christian Rüster              A. Eberle GmbH & Co. KG  
Thomas Weinelt                  Netze BW GmbH

### **Impressum**

VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK  
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.

Energietechnische Gesellschaft (ETG)  
Stresemannallee 15 · 60596 Frankfurt am Main · Telefon 069 6308-346  
Fax 069 6308-9822 · E-Mail [etg@vde.com](mailto:etg@vde.com) · <http://www.vde.com/etg>

Informationstechnische Gesellschaft (ITG)  
Stresemannallee 15 · 60596 Frankfurt am Main · Telefon 069 6308-362  
Fax 069 6308-9821 · E-Mail [itg@vde.com](mailto:itg@vde.com) · <http://www.vde.com/itg>

April 2016

# Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen

Herausforderungen, Lösungskonzepte,  
Empfehlungen

Modul B – Automatisierung

Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)

und der

Informationstechnischen Gesellschaft im VDE (ITG)

## **Vorbemerkung**

VDE-Studien geben – entsprechend der Positionierung des VDE als neutraler, technisch-wissenschaftlicher Verband – gemeinsame Erkenntnisse der Mitglieder der Task Force wieder. Die Gemeinschaftsergebnisse werden im konstruktiven Dialog aus häufig unterschiedlichen Positionen erarbeitet. Die Studien spiegeln daher nicht unbedingt die Meinung der durch ihre Mitarbeiter vertretenen Unternehmen und Institutionen wider.

## **Empfohlene Zitierweise**

Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen. Herausforderungen, Lösungskonzepte, Empfehlungen. Modul B - Automatisierung, Frankfurt am Main (April 2016)

## Inhaltsverzeichnis

1. Einführung .....	2
2. Netzbereitstellung .....	8
2.1. Wartung und Instandhaltung .....	8
2.1.1 Erfassung des aktuellen Zustands von Betriebsmitteln .....	8
2.1.2 Erfassung des aktuellen Zustands von Betriebsmitteln mittels Condition Monitoring auf Basis zusätzlicher Sensorik .....	12
2.2 Optimierung Grundsatz und Ausbauplanung .....	13
2.2.1 Erfassung, Archivierung und Analyse von Messwerten .....	13
3. Netzführung .....	18
3.1 Netzüberwachung .....	18
3.1.1 Bereitstellung von Daten zur Überwachung von Betriebsmitteln und Systemzuständen .....	18
3.1.2 Vermeidung und Beendigung von ungewollten Inselnetzen .....	23
3.1.3 Überwachung und aktive Einhaltung von Parametern der Spannungsqualität .....	29
3.2 Spannungshaltung .....	34
3.2.1 Spannungsregler Umspannwerk oder Umspannanlage .....	34
3.2.2 Spannungsregler ONS bzw. Längsregler im Feld .....	39
3.2.3 Wirkleistungs- oder Blindleistungsregelung bei dezentralen Erzeugungsanlagen und Lasten .....	44
3.2.4 Weitbereichsregelung für Trafo u. Längsregler .....	50
3.2.5 Spannungsregelung auf Basis des Gesamtnetzstatus .....	56
3.2.6 Einspeise- und Lastmanagement BDEW-Ampel "Rot" auf Basis des Gesamtnetzstatus .....	61
3.2.7 BDEW-Ampel (gelbe Phase) „Spannungshaltung“ auf Basis des Gesamtnetzstatus (Prognose) .....	66
3.3. Operatives Engpassmanagement .....	71
3.3.1 Lastflussregelung auf Basis des Gesamtnetzstatus .....	71
3.3.2 BDEW-Ampel (gelbe Phase) „Betriebsmittelüberlastung“ .....	76
3.4 Koordination/ Durchführung von Schaltmaßnahmen für die Netzbereitstellung .....	81
3.4.1 Zu- und Abschaltung von Netzbetriebsmitteln mittels Fernsteuerung .....	81

3.4.2 Bereitstellung von Systemdienstleistungen für den Übertragungsnetzbetreiber .....	87
3.5 Weitere Aufgaben der Netzbetriebsführung .....	92
3.5.1 Inselnetzbetrieb .....	92
3.5.2 Versorgungswiederaufbau unter Einbeziehung von dezentralen Erzeugungsanlagen .....	97
3.6 Entstörungsmanagement .....	104
3.6.1 Kurz- und Erdschlusserfassung (mit/ohne Richtung) .....	104
3.6.2 Pausenschalter .....	109
3.6.3 Zu- und Abschaltung von Netzbetriebsmitteln im Störfall mittels Fernsteuerung .....	114
3.6.4 Automatische Verlagerung von Trennstellen .....	120
4. Zusammenfassung .....	126
5. Literaturverzeichnis .....	130

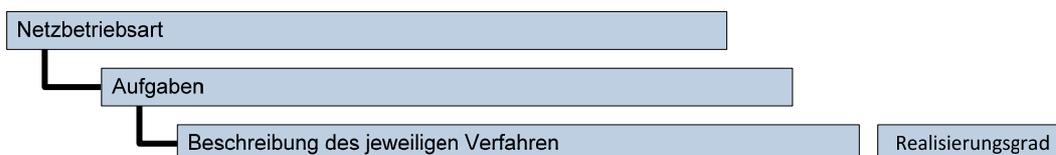
## 1. Einführung

Im Rahmen dieses Kapitels wurden aktuelle und zukünftig mögliche Verfahren zur Automatisierung von aktiven Verteilnetzen auf Basis von Veröffentlichungen und Befragung von Vertretern der Verteilnetzbetreiber und Hersteller innerhalb der Autoren erfasst und nach dem technischen Realisierungsgrad durch die Teilnehmer wie folgt bewertet:

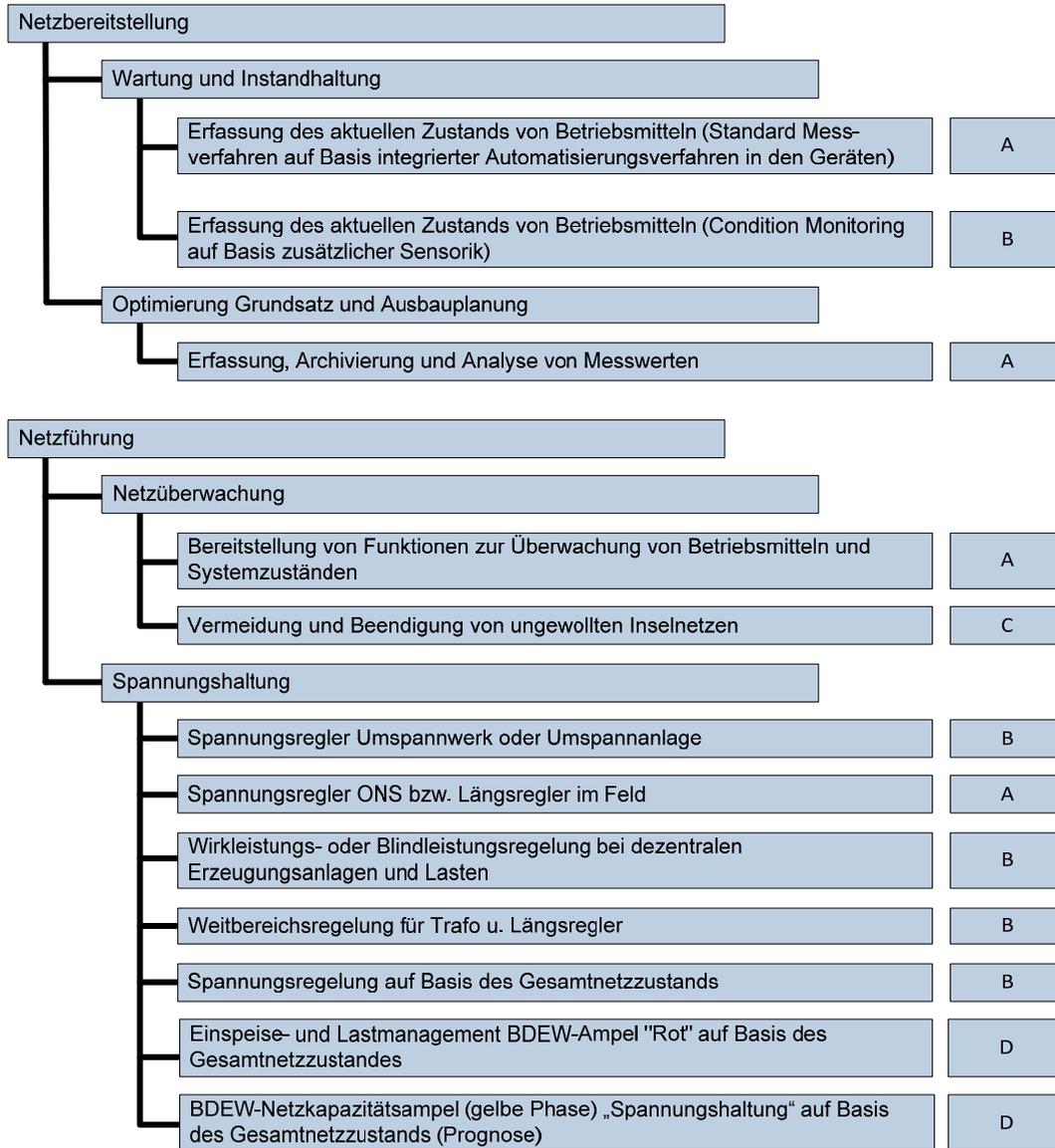
- A) Dieses Lösungskonzept ist eingeführt und wird schon heute durch den Netzbetrieb verwendet
- B) Dieses Lösungskonzept wird aktuell in verschiedenen Pilotanwendungen geprüft
- C) Dieses Lösungskonzept könnte in naher Zukunft in Pilotanwendungen zum Einsatz kommen
- D) Für dieses Lösungskonzept ist zurzeit keine Pilotanwendung in Sicht

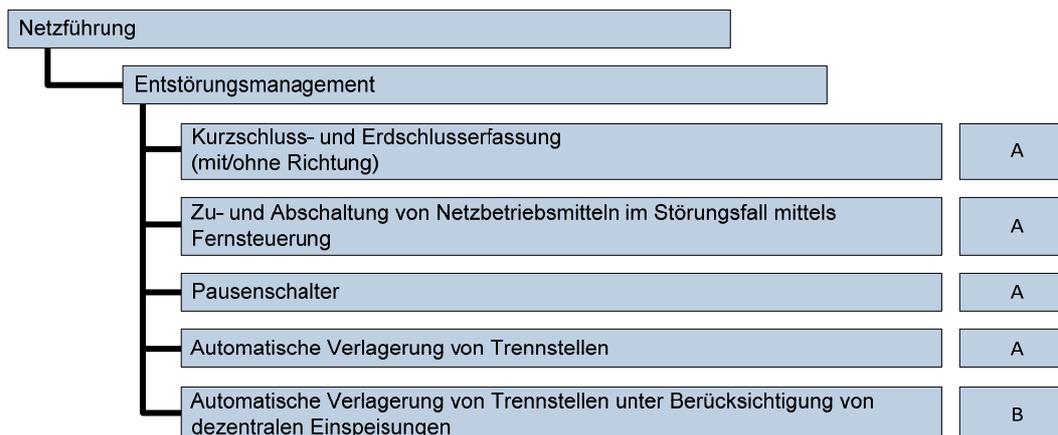
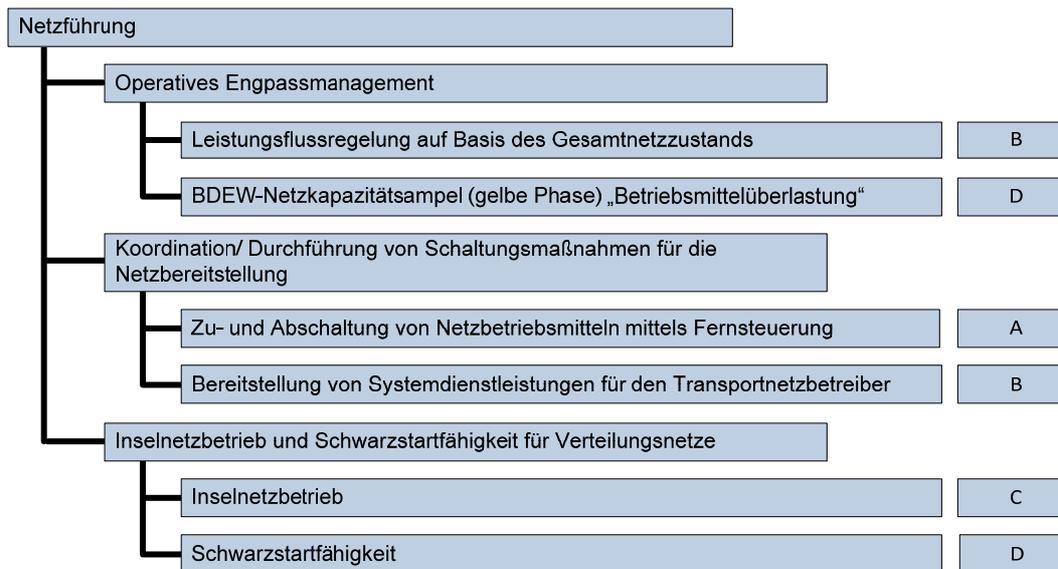
Zur Validierung der gewählten Methodik wurde eine Expertenbefragung auf Basis eines Fragebogens bei ausgewählten Verteilnetzbetreibern in Deutschland und Österreich durchgeführt. Die angesprochenen Experten kamen aus den Bereichen der Netzführung, der Sekundärtechnik, der Netzplanung, des Asset- und Innovationsmanagements. Die Befragung zeigte, dass die von uns gewählten Verfahren (Lösungskonzepte) bestätigt wurden. Die Auswertung der Fragebögen ergab eine unterschiedliche Bewertung der Realisierungsgrade je nach Unternehmensbereich, Unternehmensstruktur oder Art der regenerativen Erzeugungsstruktur. Z.B. werden in Österreich - bedingt durch den hohen Anteil der Wasserkraft - Inselnetzbetrieb und Schwarzstartfähigkeit anders bewertet als in Deutschland.

Um eine einheitliche Einordnung der Verfahren in die Aufgaben der Netzbetriebsführung zu bekommen wurde folgende Darstellung gewählt.



Aus der nachfolgenden strukturierten Ansicht sind die Verfahren und die abschließende Bewertung durch die Teilnehmer ersichtlich.





Auf Basis der Erhebung werden in Folge die erkannten Verfahren beschrieben - mit dem Ziel, die Anforderungen für die identifizierten Verfahren aus Sicht der zum Einsatz kommenden Komponenten und Kommunikationsverfahren zu erfassen.

Hierbei findet zunächst für jedes Automatisierungskonzept eine Gliederung in entsprechende Unterpunkte statt, mit dem Ziel ein einheitliches und übersichtliches Beschreibungsverfahren zu realisieren. Um eine eindeutige und interpretationsfreie Beschreibungsgrundlage zu verfassen, soll zunächst eine Erläuterung der einzelnen Gliederungsunterpunkte herausgestellt werden.

Bereich	<i>Zuordnung der jeweiligen Automatisierungslösung in den Tätigkeitsbereich der Netzbereitstellung oder der Netzführung.</i>
Aufgabe	<i>Genauere Einteilung der einzelnen Konzepte in die verschiedenen Aufgabenfelder des Verteilnetzbetreibers, wobei hierbei zwischen Wartung und Instandhaltung, optimierte Grundsatz- und Ausbauplanung, Netzüberwachung, Spannungshaltung, operatives Engpassmanagement, Koordination/ Durchführung von Schaltmaßnahmen für die Netzbereitstellung, Inselbetrieb und Schwarzstartfähigkeit für aktive Verteilnetze und Entstörungsmanagement unterschieden wird.</i>
Einsatzbereich des Verfahrens	<i>Automatisierungskonzept wird einer oder mehreren Spannungsebenen im Bereich Hoch-, Mittel- und Niederspannung zugeordnet.</i>
Verfahren	<i>Beschreibung des jeweiligen Anwendungsprinzips, Nennung der relevanten Komponenten und Beschreibung der zentralen Idee.</i>
Performance Erkennung und Lösung	<i>Erläuterung des allgemeinen Verfahrens, Konkretisierung und Detailumsetzung sind hierbei jedoch abhängig vom Verteilnetzbetreiber und können sich je nach Automatisierungskonzept unterscheiden.</i>
Einbettung Verfahren in Aufgabenkontext	<i>Kurze Einbettung des Verfahrens in den Aufgabenkontext.</i>
Relevante verfahrensspezifische Richtlinien	<i>Angabe der relevanten verfahrensspezifischen Richtlinien bzw. Normen für das jeweilige Verfahren.</i>
Sensorik Station	<i>Erläuterung zur benötigten Sensorik in der Station, hierunter fällt zum einen bereits verbaute Sensorik in Betriebsmitteln und zum anderen zusätzlich erforderliche Sensorik.</i>
Sensorik Field	<i>Erläuterung zur benötigten Sensorik im Feld, hierunter fällt zum einen bereits verbaute Sensorik in Betriebsmitteln und zum anderen zusätzlich erforderliche Sensorik.</i>
Netzdaten	<i>Erläuterung, welche Daten aus dem Netz für das jeweilige Automatisierungskonzept benötigt werden.</i>

Berechnungslogik	<i>Angabe, welche Software- Bausteine zur Verarbeitung der erfassten Messwerte verwendet werden. Möglich sind dabei Steuerungslogik, Lastflussberechnung, State-Estimation, Prognoseverfahren und Regelungsalgorithmus.</i>
Aktoren Station	<i>Angabe, welche Betriebsmittel aktiv zu einer Beeinflussung einer Messgröße genutzt werden können, um einen Sollwert zu erhalten, unterschieden wird hierbei zwischen Schaltgeräten, Transformatoren, dezentralen Erzeugungsanlagen und Lasten.</i>
Sonderfunktionen	<i>Angabe, welche Netzfunktionen zusätzlich durch die Automatisierungslösung erbracht werden können, hierunter fallen Erdschluss-/ Kurzschlusserkennung, zusätzliche Schutzfunktionen, Power-Quality Bewertung, Synchronisierungsfunktion und der Synchro Check im Netz.</i>
Grafische Darstellung des Verfahrens einschließlich der erforderlichen Kommunikationsbeziehungen	<i>Aktivitätsdiagramm auf Basis des SGAM, welches eine Übersicht gibt, durch welche Kommunikationswege die verschiedenen Netzsegmente miteinander verbunden sind, hierbei findet zusätzliche eine Berücksichtigung und Einordnung der verschiedenen Netzsegmente in Field, Station, Operation, Enterprise und Market statt. Des Weiteren wird ein Einblick gegeben, welche Messpunkte im Netz zur Erhebung von Netzdaten berücksichtigt werden müssen.</i>

<b>Anforderungen an die verwendeten Komponenten aus Sicht der Prozessschnittstelle</b>		
Allgemeine Anforderungen	<i>Erläuterung, welche Anforderungen und Richtlinien an die verwendeten Komponenten gestellt werden, um den gewünschten, fehlerfreien Prozessablauf zu gewährleisten.</i>	
Sensorik Erfassung von Mess- & Ereignisdaten	<i>Erläuterung, welche Anforderungsmerkmale für eine intakte und verwendbare Messung von der Sensorik eingehalten werden müssen.</i>	
Aktorik Ansteuerung von Betriebsmitteln	<i>Erläuterung zur Steuerung von aktiven Betriebsteilen.</i>	
Benötigte Kommunikationsbeziehungen für dieses Verfahren	<i>Angabe, welche Kommunikationswege für die Übertragung erforderlicher Werte, Meldungen, Befehle und Sollwerte für das Automatisierungsverfahren benötigt werden, hierbei wird zwischen den folgenden Kommunikationswegen unterschieden und jeweils ein Beispiel aufgeführt: (Bemerkung: Im Rahmen dieses Kapitels wurde nur der Einsatz mit IKT betrachtet! Der „Offline-Betrieb“ ist nur zur Vollständigkeit aufgeführt.)</i>	
	Offline	<i>Bei einigen Betriebsmitteln ist ein Einsatz ohne intelligente Kommunikationsanbindung (IKT) möglich, z.B. Strangregler.</i>
	Field-Station	<i>z.B. von einer abgesetzt betriebenen Messung zu einer Ortsnetzstation oder einem Schutzgerät in der Station</i>
	Station intern	<i>z.B. von einem Traforegler zu einer Fernsteuerung</i>
	Station-Station	<i>z.B. von einer Ortsnetzstation zu einer anderen Ortsnetzstation</i>
	Operation-Station	<i>z.B. von der Netzführung zu einem Umspannwerk</i>
	Operation-Operation	<i>z.B. zwischen zwei Netzleitsystemen</i>
	Operation-Enterprise	<i>z.B. Netzführung zum Asset-Management</i>
Anforderungen an den Übertragungsdienst	<i>Tabelle mit Angaben zu der Art der Datenübertragung, des Dateiformates, der Kommunikationsbeziehung, der Sicherheit und der Status Informationen zwischen den oben aufgeführten Kommunikationswegen.</i>	
Erweiterte Anforderungen an die intelligente Kommunikationstechnologie (IKT)	<i>Tabelle mit Angaben zu der Zeitquelle, der Verschlüsselung, der Bandbreite und Laufzeit der Übertragungseinrichtung und zusätzlicher Bemerkungen zu der Übertragungseinrichtung zwischen den oben aufgeführten Kommunikationswegen.</i>	

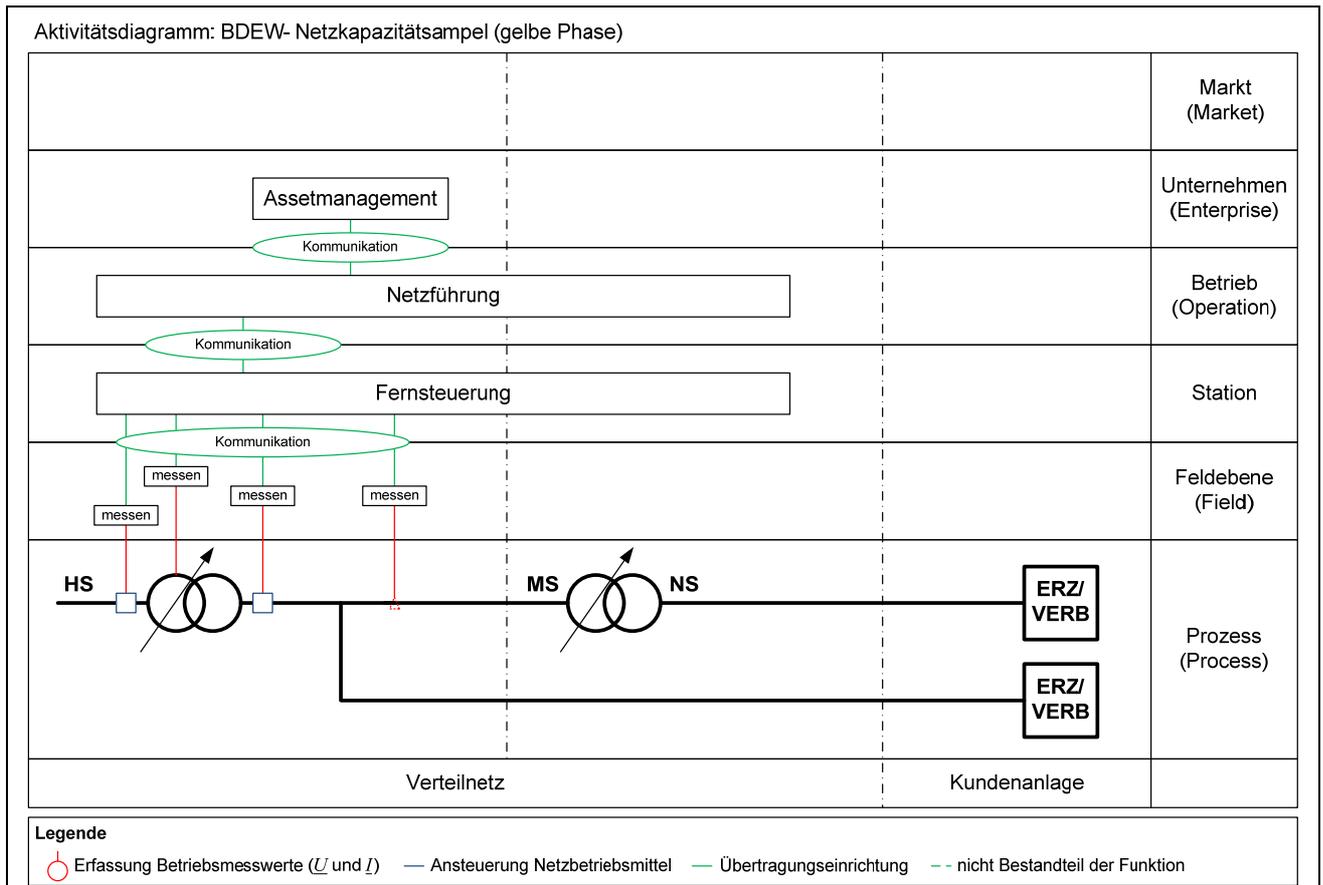
## 2. Netzbereitstellung

### 2.1. Wartung und Instandhaltung

#### 2.1.1 Erfassung des aktuellen Zustands von Betriebsmitteln

Bereich	Netzbereitstellung		
Aufgabe	Wartung und Instandhaltung		
Einsatzbereich des Verfahrens	Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)
	X	X	(X)
	Verfahren wird heute vorwiegend in der Hoch- und Mittelspannung eingesetzt		
Verfahren	<p>Bisher fand eine Bewertung des Betriebsmittelzustandes durch aufwendige Messverfahren hauptsächlich in der Höchst- bzw. Hochspannungstechnik Anwendung. Im aktiven Verteilnetz hingegen wurde aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten hauptsächlich eine Bewertungsgrundlage auf Basis von im zyklischen Turnus stattfindenden visuellen Inspektionen durch Instandhaltungspersonal erhoben. Jedoch ist diese subjektive Bewertungsgrundlage nur eingeschränkt für eine optimale Zustandsbewertung elektrischer Komponenten nutzbar, da für eine präzise Auswertung konkrete Messwerte (sogenannte „Hard Facts“) ermittelt werden sollten. Aus diesem Grund soll in diesem Verfahren ein ergänzendes Konzept zur automatisierten Zustandserfassung durch verschiedene Messverfahren vorgestellt werden, auf dessen Basis und einer zusätzlichen visuellen Inspektion eine Instandhaltungsstrategie für den jeweiligen Verteilnetzbetreiber abgeleitet werden kann. Es kann grundsätzlich zwischen folgenden Strategieansätzen unterschieden werden:</p> <p>a) Ereignisorientierte Erfassung (Corrective Maintenance/Monitoring): Es erfolgt erst eine Erfassung des Betriebsmittelzustandes, wenn eine Störung am Betriebsmittel vorliegt.</p> <p>b) Zustandsorientierte Erfassung (Condition Maintenance/Monitoring): Betriebsmittelzustand wird kontinuierlich überwacht, so dass Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen frühzeitig erkannt und eingeleitet werden können. Das dynamische Zeitintervall ist dabei abhängig vom Zustand des Betriebsmittels.</p> <p>c) Zeitabhängige Erfassung (Time-based Maintenance/Monitoring): Betriebsmittelzustand wird unabhängig vom Zustand in festgelegten Zeitintervallen kontrolliert.</p>		
Performance Erkennung und Lösung	<p>Lösungsansatz ist dem Verteilnetzbetreiber zu überlassen und abhängig von</p> <p>a) den vorhandenen Betriebsmitteln (Primärtechnik) und den Möglichkeiten der verwendeten Sekundärtechnik.</p> <p>b) &amp; c) der Anzahl von zusätzlich benötigten Sensoren und detaillierten Kenntnissen über die eingesetzten Betriebsmittel und Modelle, um eine präzise und aussagekräftige Zustandsbewertung zu erzielen.</p>		

Einbettung Verfahren in Aufgabenkontext	Melden des aktuellen Status von Betriebsmitteln und Funktionen.				
Relevante verfahrens-spezifische Richtlinien	<ul style="list-style-type: none"> <li>- DIN 31051: Grundlagen der Instandhaltung</li> <li>- DIN VDE V 0109-2: Instandhaltung von Anlagen und Betriebsmitteln in elektrischen Versorgungsnetzen - Teil 2: Zustandsfeststellung von Betriebsmitteln/Anlagen</li> <li>- DIN EN 61850-3: Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung - Teil 3: Allgemeine Anforderungen</li> <li>- DIN EN 60255-26: Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 26: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 60870-2-1: Fernwirkleinrichtungen und -systeme - Teil 2: Betriebsbedingungen; Hauptabschnitt 1: Stromversorgung und elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen</li> </ul>				
Sensorik Station	<p>a) Vorhandene Sensoren, die einen Status über das Betriebsmittel/Gerät liefern.</p> <p>b) &amp; c) Zusätzliche Sensoren zur Zustandserfassung des Betriebsmittels, dies könnten als Beispiel Temperatursensoren zur Bestimmung der Transformatortemperatur sein.</p>				
Sensorik Field	<p>a) Vorhandene Sensoren, die einen Status über das Betriebsmittel/Gerät liefern.</p> <p>b) &amp; c) Zusätzliche Sensoren zur Zustandserfassung des Betriebsmittels, dies können als Beispiel für den Leistungsschalter Auslöse-/Reaktionszeiten sein.</p>				
Netzdaten	Nicht relevant für diese Anwendung.				
Berechnungslogik	Steuerungs-logik	Lastfluss-berechnung	State-Estimation	Prognose-verfahren	Regelungs-algorithmus
	X	-	-	-	-
Aktoren Station	Schaltgeräte	Trafo	DEA	Last	
	-	-	-	-	
Sonderfunktionen	ES / KS	Schutz	PQ	Synchronisierung	Synchro Check
	-	-	-	-	-
<b>Grafische Darstellung des Verfahrens einschließlich der erforderlichen Kommunikationsbeziehungen.</b>					



**Zusatzinformation zur Anwendung:**

Je nach Ausstattung der Station mit Sensorik können Daten für die ereignisorientierte, zustandsorientierte oder zeitabhängige Instandsetzung von Betriebsmitteln gewonnen werden. Dieses Verfahren ist immer als Erweiterung für alle der Netzfuehrung zugeordneten Verfahren zu betrachten.

<b>Anforderungen an die verwendeten Komponenten aus Sicht der Prozessschnittstelle</b>	
Allgemeine Anforderungen	Es muss eine herstellerunabhängige Anbindung der verwendeten Komponenten an das bestehende Kommunikationssystem möglich sein, um eine intakte Kopplung und fehlerfreie Datenübertragung zu gewährleisten.
Sensorik Erfassung von Mess- & Ereignisdaten	Je nach Betriebsmittelart muss die verwendete Sensorik zur Zustandsbewertung unterschiedliche Vorgaben im Bereich der Sicherheitsanforderungen, Genauigkeit, Temperaturempfindlichkeit, Alterungsbeständigkeit, EMV, Kompatibilität und Kommunikationsanbindung erfüllen können.
Aktorik Ansteuerung von Betriebsmitteln	Nicht relevant für diese Anwendung.

<b>Benötigte Kommunikationsbeziehungen für dieses Verfahren</b>							
Anforderungen an die IKT	Off-line	Field-Station	Station intern	Station -	Operati-on-	Operation-Operation	Operation – Enterprise

		n		Station	Station		
	#	X			X		
Anmerkungen	<p>„#“ = nicht betrachtet                  „X“ = Kommunikationsbeziehung bei direkter Anbindung eines Gerätes an die Leitstelle (Operation)                  „(X)“ = beim Betrieb mehrerer Geräte in einer Station und Kopplung über RTU zur Leitstelle (Operation)  <u>Übertragungseinrichtungen</u>                  Je nach Verteilnetzbetreiber kommen bei dieser Anwendung zwischen der Ortsnetzstation (Station) und der Netzführung (Operation) festgeschaltete Verbindungen (eigene) oder Funkverbindungen (externer Provider) zum Einsatz.</p>						

Anforderungen an den zum Einsatz kommenden Übertragungsdienst													
Schnittstelle	Art der Datenübertragung (*worst case!)				Datenformate (Byte)					Kommunikationsbeziehungen		Security	Status Information
	Spontan* (push) (spontaneous)	Zyklisch [s]	Abgefragt (Polling)	Latenzzeit (t)	Werte	Meldungen	Befehle	Sollwerte	Datenvolumen [Byte]	Verlust behaftete Werte (J/N)	Kommunikationsstil	C/I/A/NR	IV, NT, OV
Field - Station													
Station - intern	ja	nein	nein	1sec	ja	ja	nein	optional	1-10 Byte / Signal netto	nein	Unidirectional	C,I End-End optional	IV, NT, OV
Station - Station													
Operation - Station	ja	nein	ja auch alternativ möglich (Archivdaten)	1min	ja	ja	nein	optional	1-10 Byte / Signal netto	nein	Bidirectional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Operation													
Operation - Enterprise													
Anmerkungen / Erklärungen													
Art der Datenübertragung	:	<b>spontan:</b> nach Änderung unter Berücksichtigung von Schwellwertverfahren <b>zyklisch:</b> in festen Zeitintervallen wird der aktuelle Zustand übertragen <b>abgefragt:</b> hier wird der Zustand zum Zeitpunkt der Abfrage übertragen											
Echtzeit	:	Anforderungen z.B. hoch (5ms); mittel (100 ms); niedrig (1s); sehr niedrig (Minuten) (Zeitangabe beinhaltet Zeit der Erfassung und Verarbeitung, Laufzeit in der Komponente und die Übertragungszeit zwischen zwei Komponenten)											
Datenformate	:	Prozess- oder Rechenwerte (Event-, Float-oder Integer- Informationen), die von einer Komponente zu einer anderen übertragen werden											
Kommunikationsstil	:	<b>unidirectional:</b> Kommunikationsfluss nur in eine Richtung <b>bidirectional:</b> Kommunikationsaustausch in beiden Richtungen <b>one-to-many:</b> Eine Komponente kommuniziert mit mehreren anderen Komponenten											
Security	:	<b>C</b> (Confidentiality) = Vertraulichkeit; <b>I</b> (Integrity) = Nichtfälschbarkeit; <b>A</b> (Authorisation) = Befugnis und <b>NR</b> (Non-Repudiation) = Nicht-Abstreitbarkeit Art der Verschlüsselung: - <b>End-End</b> (Ende-zu-Ende-Verschlüsselung): Die übertragene Daten werden vom Sender verschlüsselt und erst vom Empfänger entschlüsselt - <b>DUE – DUE</b> (Punkt-zu-Punkt-Verschlüsselung): Die übertragene Daten werden von einer Übertragungseinheit zur nächsten verschlüsselt übertragen											
Statusinformation	:	<b>IV</b> (Invalid): Prozessinformation gestört <b>NT</b> (No Topical): Nachbildung Prozessstörung an übergeordneter Stelle <b>OV</b> (Over Flow): Werte ist außerhalb des kalibrierten Bereiches											

<b>Erweiterte Anforderungen an die intelligente Kommunikationstechnologie (IKT)</b>						
Schnittstelle	Zeitquellen			Verschlüsselung		Bemerkungen zur Übertragungstechnik
	Über Protokoll	extern	Genauigkeit t (ms)	End-End	DUE-DUE	Redundanz, Robustheit, .....
Field - Station						
Station - intern	Siehe Genauigkeit	Siehe Genauigkeit	100ms	Nicht relevant für Funktion	Nicht relevant für Funktion	Keine
Station - Station						
Operation - Station	Siehe Genauigkeit	Siehe Genauigkeit	100ms	Nicht relevant für Funktion	Nicht relevant für Funktion	Bei Bedarf erfolgt eine lokale Archivierung der Daten. Bzw. eine Abfrage bei Bedarf durch die Netzführung
Operation - Operation						
Operation - Enterprise						

### 2.1.2 Erfassung des aktuellen Zustands von Betriebsmitteln mittels Condition Monitoring auf Basis zusätzlicher Sensorik

Da für dieses Verfahren die Schaltgeräte und Transformatoren eine starke herstellerepezifische Ausprägung haben wurde von einer weiteren Betrachtung abgesehen. In Folge können die gleichen Rahmenbedingungen für die Kommunikationsinfrastruktur, den Datendurchsatz und die IT Sicherheit wie im Abschnitt 2.1.1 dieses Dokuments beschrieben zu Grunde gelegt werden.

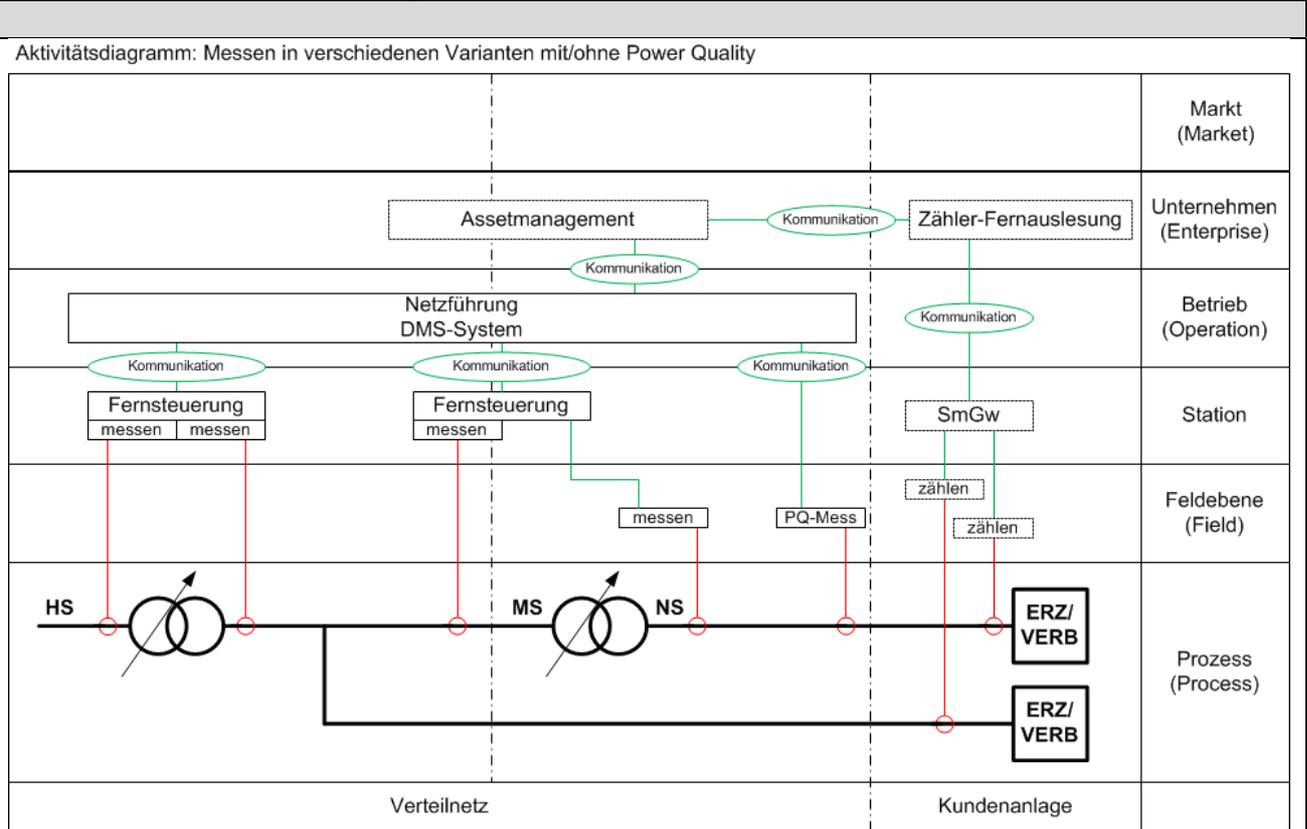
## 2.2 Optimierung Grundsatz und Ausbauplanung

### 2.2.1 Erfassung, Archivierung und Analyse von Messwerten

Bereich	Netzbereitstellung		
Aufgabe	Optimierung Grundsatz und Ausbauplanung		
Einsatzbereich des Verfahrens	Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)
	X	X	X
	Verfahren kann in allen Spannungsebenen zum Einsatz kommen		
Verfahren	<p>Durch die bisherige hierarchische Netzstruktur konnten in der Vergangenheit nötige Netzausbaumaßnahmen anhand von Last- und Erzeugungsprofilberechnungen erstellt werden. Jedoch wird durch den heutigen stetigen Zuwachs von dezentralen Erzeugungsanlagen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen diese hierarchische Struktur hin zu einer komplizierteren und unübersichtlichen Netzstruktur aufgebrochen und der Verteilnetzbetreiber steht vor der Problematik den Überblick über die momentane Last- und Erzeugungsprofilsituation im Netz zu verlieren. Um dieser Problematik entgegenzuwirken, wird in diesem Konzept eine automatisierte Erfassung, Archivierung und Analyse von Messwerten aus dem Netz vorgestellt, mit dem Ziel über einen gewissen Zeitraum einen ausreichenden und detaillierten Überblick über die Last- und Erzeugungsprofilsituation des aktiven Verteilnetzes zu erhalten und so eine verbesserte Planungsgrundlage für zukünftige Netzoptimierungsmaßnahmen zu schaffen.</p>		
Performance Erkennung und Lösung	<p>Durch geeignete Positionierung von Messsensorik in Ortsnetzstationen und an geeigneten neuralgischen Knotenpunkten im Netz, verfolgt der Verteilnetzbetreiber das Ziel aktuelle Messdaten und Statusinformationen aus dem Netz zu erfassen, zu archivieren und zu analysieren, um die zukünftige Planungsqualität von Netzausbaumaßnahmen zu verbessern. Hierbei ist eine Erfassung, Archivierung und Analyse von Messwerten in Abhängigkeit der Anforderungen des Verteilnetzbetreibers notwendig.</p>		
Einbettung Verfahren in Aufgabenkontext	<p>Wird über einen gewissen Zeitraum eine Zunahme von Grenzwertüberschreitungen oder Netzstörungen registriert, werden Maßnahmen durch die Netzplanung ergriffen, um den aktuellen Netzzustand zu optimieren. Dies kann beispielsweise einen Netzausbau oder Netzautomatisierungen zur Folge haben.</p>		
Relevante verfahrensspezifische Richtlinien	<ul style="list-style-type: none"> <li>- DIN EN 61869: Messwandler</li> <li>- DIN EN 61850-3: Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung - Teil 3: Allgemeine Anforderungen</li> <li>- DIN EN 60255-26: Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 26: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 60870-2-1: Fernwirkeinrichtungen und -systeme - Teil 2: Betriebsbedingungen; Hauptabschnitt 1: Stromversorgung und elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen</li> </ul>		

Sensorik Station	Erfassung von Strom- und Spannungswerten mittels Strom-/Spannungswandler nach DIN EN 61869. Außerdem Bereitstellung von Statusinformationen aus dem Netz durch zusätzliche Sensorik, die in Auswahl und Umfang abhängig vom Verteilnetzbetreiber ist.				
Sensorik Field	Erfassung von Strom- und Spannungswerten mittels Strom-/Spannungswandler nach DIN EN 61869. Außerdem Bereitstellung von Statusinformationen aus dem Netz durch zusätzliche Sensorik, die in Auswahl und Umfang abhängig vom Verteilnetzbetreiber ist. Dies können als Beispiel Power-Quality Messungen sein.				
Netzdaten	Zur Berechnung und Netzplanung sind die Daten der aktuellen und zukünftig vorgesehenen Netztopologie erforderlich.				
Berechnungslogik	Steuerungslogik	Lastflussberechnung	State-Estimation	Prognoseverfahren	Regelungsalgorithmus
	-	X	X	X	-
Aktoren Station	Schaltgeräte	Trafo	DEA	Last	
	-	-	-	-	
Sonderfunktionen	ES / KS	Schutz	PQ	Synchronisierung	Synchro Check
	x	x	x	-	-

**Grafische Darstellung des Verfahrens einschließlich der erforderlichen Kommunikationsbeziehungen.**



Zusatzinformation zur Anwendung:  
Soweit vorhanden können Messdaten aus dem Netz über vorhandene Kommunikationseinrichtungen der Netzführung bereitgestellt werden. Diese „Online-Daten“ können dann durch die Netzplanung zur Netzausbauplanung genutzt werden.

**Anforderungen an die verwendeten Komponenten aus Sicht der Prozessschnittstelle**

Allgemeine Anforderungen	Es muss eine herstellerunabhängige Anbindung der verwendeten Komponenten an das bestehende Kommunikationssystem möglich sein, um eine intakte Kopplung und fehlerfreie Datenübertragung zu gewährleisten. Grundsätzlich sollte die Norm DIN EN 50160 nur bei Anwendungsfällen angewendet werden, die eine erhöhte Genauigkeit an die Messdatenerfassung erfordern (z.B. PQ-Messung).
Sensorik Erfassung von Mess- & Ereignisdaten	Sensorik (Strom-/Spannungswandler) muss für die entsprechenden Strom- und Spannungsmessverfahren ausgelegt sein, um eine präzise Berechnungsgrundlage (P, Q, S...) für spätere Lastprofilanalysen zu ermöglichen und außerdem einen Aufschluss über eventuelle Grenzwertverletzungen durch entsprechende Meldungen geben.
Aktorik Ansteuerung von Betriebsmitteln	Nicht relevant für diese Anwendung.

Benötigte Kommunikationsbeziehungen für dieses Verfahren							
Anforderungen an die IKT	Off-line	Field-Station	Station intern	Station-Station	Operation-Station	Operation-Operation	Operation – Enterprise
	#	X 1)*			X		
Anmerkungen	<p>„#“ = nicht betrachtet                      „X“ = Kommunikationsbeziehung bei direkter Anbindung eines Gerätes an die Leitstelle (Operation)                      „(X)“ = beim Betrieb mehrerer Geräte in einer Station und Kopplung über RTU zur Leitstelle (Operation)  <u>Übertragungseinrichtungen</u>                      Je nach Verteilnetzbetreiber kommen bei dieser Anwendung zwischen der Ortsnetzstation (Station) und der Netzführung (Operation) festgeschaltete Verbindungen (eigene) oder Funkverbindungen (externer Provider) zum Einsatz.</p> <p>Anmerkung 1)* Für den Fall, dass einzelne PQ Geräte Daten an die Netzführung liefern, gibt es in diesem Fall eine Field- Operation Kommunikationsverbindung. Hierbei gelten die gleichen Anforderungen an den Übertragungsdienst, wie bei einer Kommunikation Station – Operation.</p>						

Anforderungen an den zum Einsatz kommenden Übertragungsdienst													
Schnittstelle	Art der Datenübertragung (*worst case!)				Datenformate (Byte)					Kommunikations-Beziehungen		Security	Status Information
	Spontan* (push) (spontaneous)	Zyklisch [s]	Abgefragt (Polling)	Latenzzeit (t)	Werte	Meldungen	Befehle	Sollwerte	Datenvolumen [Byte]	Verlust behaftete Werte (J/N)	Kommunikationsstil	C/I End-End optional	IV, NT, OV
Field - Station	nein	ja	nein	1..n min.	ja	ja	nein	optional	1-10 Byte / Signal netto	nein	Unidirectional	C,I End-End optional	IV, NT, OV
Station - intern													
Station - Station													
Operation - Station	Ja	Ja bei PQ	In der MS oder NS Abfrage von Archivwerten im Bedarfsfall	1...n min.	ja	ja	nein	optional	1-10 Byte / Signal netto, Archivwerte x MByte	nein	Bidirectional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Operation													
Operation - Enterprise													
Anmerkungen / Erklärungen													
Art der Datenübertragung	:	<b>spontan:</b> nach Änderung unter Berücksichtigung von Schwellwertverfahren <b>zyklisch:</b> in festen Zeitintervallen wird der aktuelle Zustand übertragen <b>abgefragt:</b> hier wird der Zustand zum Zeitpunkt der Abfrage übertragen											
Echtzeit	:	Anforderungen z.B. hoch (5ms); mittel (100 ms); niedrig (1s); sehr niedrig (Minuten) (Zeitangabe beinhaltet Zeit der Erfassung und Verarbeitung, Laufzeit in der Komponente und die Übertragungszeit zwischen zwei Komponenten)											
Datenformate	:	Prozess- oder Rechenwerte (Event-, Float-oder Integer- Informationen), die von einer Komponente zu einer anderen übertragen werden											
Kommunikationsstil	:	<b>unidirectional:</b> Kommunikationsfluss nur in eine Richtung <b>bidirectional:</b> Kommunikationsaustausch in beiden Richtungen <b>one-to-many:</b> Eine Komponente kommuniziert mit mehreren andern Komponenten											
Security	:	<b>C</b> (Confidentiality) = Vertraulichkeit; <b>I</b> (Integrity) = Nichtfälschbarkeit; <b>A</b> (Authorisation) = Befugnis und <b>NR</b> (Non-Repudiation) = Nicht-Abstreitbarkeit Art der Verschlüsselung: <b>-End-End</b> (Ende-zu-Ende-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden vom Sender verschlüsselt und erst vom Empfänger entschlüsselt <b>-DUE – DUE</b> (Punkt-zu-Punkt-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden von einer Übertragungseinheit zur nächsten verschlüsselt übertragen											
Statusinformation	:	<b>IV</b> (Invalid): Prozessinformation gestört <b>NT</b> (No Topical): Nachbildung Prozessstörung an übergeordneter Stelle <b>OV</b> (Over Flow): Werte ist außerhalb des kalibrierten Bereiches											

<b>Erweiterte Anforderungen an die intelligente Kommunikationstechnologie (IKT)</b>						
<b>Schnittstelle</b>	<b>Zeitquellen</b>			<b>Verschlüsselung</b>		<b>Bemerkungen zur Übertragungstechnik</b>
	Über Protokoll	extern	Genauigkeit t (ms)	End-End	DUE-DUE	Redundanz, Robustheit, .....
Field - Station						
Station - intern	Siehe Genauigkeit	Siehe Genauigkeit	100ms	Nicht relevant für Funktion	Nicht relevant für Funktion	Keine
Station - Station						
Operation - Station	Siehe Genauigkeit	Siehe Genauigkeit	100ms	Nicht relevant für Funktion	Nicht relevant für Funktion	Bei Bedarf erfolgt eine lokale Archivierung der Daten und eine Abfrage durch die Netzführung. Die Abfrage kann projektspezifisch z.B. alle 15 min oder einmal am Tag erfolgen.
Operation - Operation						
Operation - Enterprise						

### 3. Netzführung

#### 3.1 Netzüberwachung

##### 3.1.1 Bereitstellung von Daten zur Überwachung von Betriebsmitteln und Systemzuständen

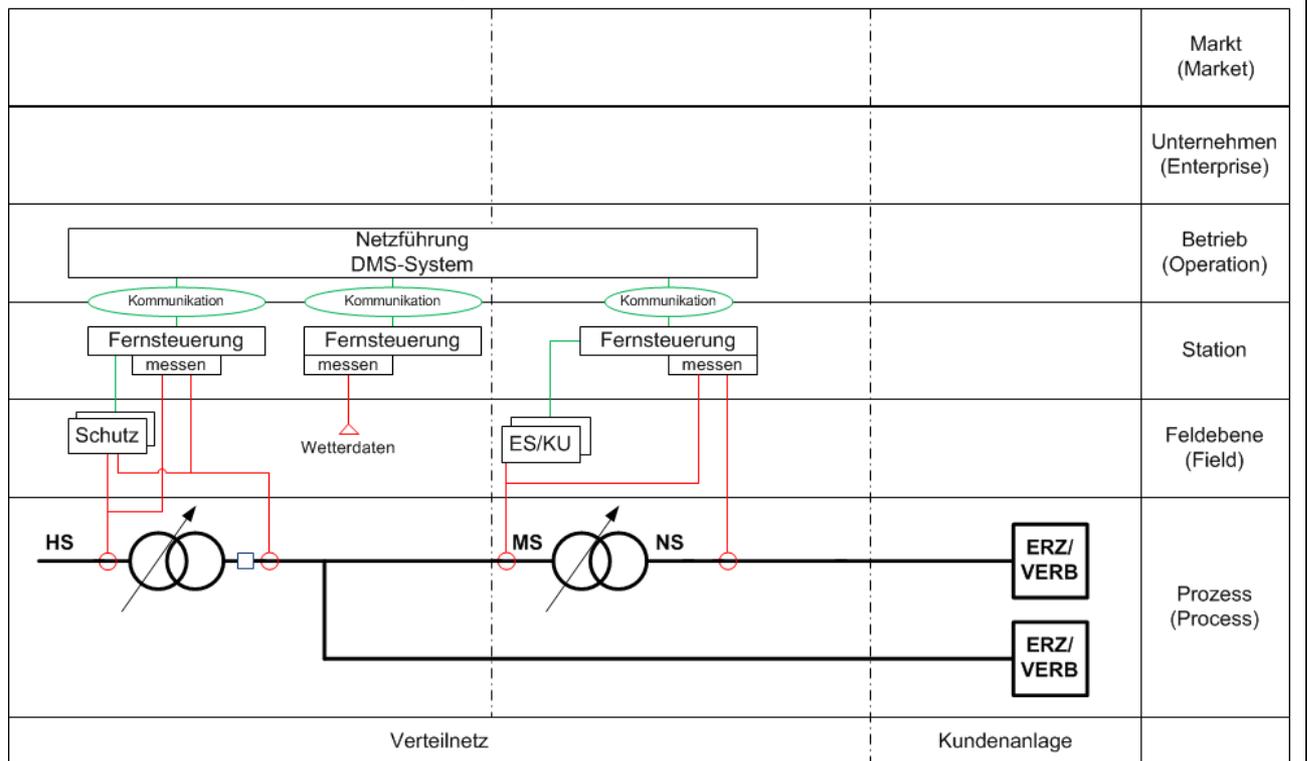
Bereich	Netzführung		
Aufgabe	Netzüberwachung		
Einsatzbereich des Verfahrens	Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)
	X	X	(X)
	Verfahren wird vorwiegend in der Hoch- und Mittelspannung eingesetzt		
Verfahren	<p>Durch den stetigen Zuwachs von dezentralen Erzeugungsanlagen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen wächst die Netzstruktur in ihrer Komplexität und ihres Umfangs ständig an, woraus sich eine Häufung von ungewollten Betriebsmittel- und Systemzuständen im zukünftigen Netzbetrieb ergibt. Um diese ungewollten Betriebszustände zu lokalisieren, musste bisher Instandhaltungspersonal den entsprechenden Netzbereich, durch vor-Ort-Auslesung der Messanzeiger in meist mehreren Netzstation, kontrollieren.</p> <p>Um dieses zeitaufwendige Verfahren zu optimieren, soll in diesem Konzept eine automatisierte Bereitstellung von Daten zur Überwachung von Betriebsmitteln und Systemzuständen vorgestellt werden. Hier werden Überschreitungen von Grenzwerten und Auftreten ungewollter Betriebszustände von der Netzführung durch entsprechende Meldungen in der Netzleitstelle zeitnah identifiziert und es erfolgt eine Reaktion der Netzführung durch entsprechende Gegenmaßnahmen, um den vorgesehenen Betriebszustand wiederherzustellen.</p> <p>Besonderheit: Für den Netzbetrieb in der Hochspannung wird zur optimalen Ausnutzung der Leitungen, Freileitungsmonitoring betrieben. Hierfür müssen dem Verteilnetzbetreiber Messdaten zur Leiterseiltemperatur bereitgestellt werden. Diese können durch unterschiedliche Verfahren, abhängig vom Verteilnetzbetreiber, ermittelt werden.</p>		
Performance Erkennung und Lösung	Für eine richtige und schnelle Handlungsreaktion aus Sicht der Netzführung ist eine stets aktualisierte und präzise Datenübertragung in Bezug auf eine Änderung von Betriebszuständen (Meldungen und Rückmeldungen) erforderlich, weshalb eine spontane Datenübertragung realisiert werden sollte, wobei eine genaue Umsetzung der Kommunikationsstruktur vom Verteilnetzbetreiber abhängig ist.		
Einbettung Verfahren in Aufgabenkontext	Übertragung von Statusmeldungen und Messwerten die den Stand der Betriebsmittel in Bezug auf Zustand und Betriebsbereitschaft vermitteln.		

Relevante verfahrensspezifische Richtlinien	<ul style="list-style-type: none"> <li>- DIN EN 61869: Messwandler</li> <li>- DIN EN 61850-3: Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung - Teil 3: Allgemeine Anforderungen</li> <li>- DIN EN 60255-26: Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 26: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 60870-2-1: Fernwirkleinrichtungen und -systeme - Teil 2: Betriebsbedingungen; Hauptabschnitt 1: Stromversorgung und elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen</li> </ul>
Sensorik Station	Erfassung von Strom und Spannungswerten mittels Wandler nach DIN EN 61869 und Bereitstellung von Statusinformationen aus dem Netz bzw. Messdaten von Transformatoren soweit sie für die Betriebsführung des Netzes notwendig sind. Besonderheit: Im Bereich des Freileitungsmonitoring kann durch eine Erfassung von Wetterdaten und der damit verbundenen Außentemperatur, Berechnungen der Leiterseiltemperatur durchgeführt werden, um einen optimalen Ausnutzungsgrad der Freileitung bestimmen zu können.

Sensorik Field	Besonderheit: Im Bereich des Freileitungsmonitoring kann durch direkte Messung der Temperatur am Leiterseil mit entsprechender Thermosensorik ein optimaler Ausnutzungsgrad der Freileitungen bestimmt werden.				
Netzdaten	Nicht relevant für diese Anwendung.				
Berechnungslogik	Steuerungslogik	Lastflussberechnung	State-Estimation	Prognoseverfahren	Regelungsalgorithmus
	-	-	-	-	-
Aktoren Station	Schaltgeräte	Trafo	DEA	Last	
	-	-	-	-	
Sonderfunktionen	ES / KS	Schutz	PQ	Synchronisierung	Synchro Check
	X	X	X	-	-

**Grafische Darstellung des Verfahrens einschließlich der erforderlichen Kommunikationsbeziehungen.**

Aktivitätsdiagramm: Echtzeit Netzüberwachung (HS-MS-NS)



**Zusatzinformation zur Anwendung:**

In dieser Betriebsart fungiert die dezentrale **Remote Terminal Unit (Fernwirkgerät)** als abgesetzte Prozessschnittstelle zur Erfassung von Prozessinformationen (Meldungen und Werte).

**Anforderungen an die verwendeten Komponenten aus Sicht der Prozessschnittstelle**

Allgemeine Anforderungen	Es muss eine herstellerunabhängige Anbindung der verwendeten Komponenten an das bestehende Kommunikationssystem möglich sein, um eine intakte Kopplung und fehlerfreie Datenübertragung zu gewährleisten. Grundsätzlich sollte die Norm DIN EN 50160 nur bei Anwendungsfällen angewendet werden, die eine erhöhte Genauigkeit an die Messdatenerfassung erfordern (z.B. PQ-Messung).
Sensorik Erfassung von Mess- & Ereignisdaten	Je nach Betriebsmittelart muss die verwendete Sensorik zur Bereitstellung und Überwachung von Messwerten unterschiedliche Vorgaben im Bereich der Sicherheitsanforderungen, Genauigkeit, Temperaturempfindlichkeit, Alterungsbeständigkeit, Kompatibilität und Kommunikationsanbindung erfüllen können. Bei der Erfassung von Strom-/Spannungsmesswerten mittels Messwandlers muss beispielsweise eine Einhaltung der Vorschriften nach DIN EN 61869 vorausgesetzt werden.
Aktorik Ansteuerung von Betriebsmitteln	Nicht relevant für diese Anwendung.

Benötigte Kommunikationsbeziehungen für dieses Verfahren							
Anforderungen an die IKT	Off-line	Field-Station	Station intern	Station - Station	Operation-Station	Operation-Operation	Operation – Enterprise
	#	X			X		
Anmerkungen	<p>„#“ = nicht betrachtet                      „X“ = Kommunikationsbeziehung bei direkter Anbindung eines Gerätes an die Leitstelle (Operation)                      „(X)“ = beim Betrieb mehrerer Geräte in einer Station und Kopplung über RTU zur Leitstelle (Operation)  <u>Übertragungseinrichtungen</u>                      Je nach Verteilnetzbetreiber kommen bei dieser Anwendung zwischen der Ortsnetzstation (Station) und der Netzführung (Operation) festgeschaltete Verbindungen (eigene) oder Funkverbindungen (externer Provider) zum Einsatz.</p>						

Anforderungen an den zum Einsatz kommenden Übertragungsdienst													
Schnittstelle	Art der Datenübertragung (*worst case!)				Datenformate (Byte)					Kommunikationsbeziehungen		Security	Status Information
	Spontan* (push) (spontaneous)	Zyklisch [s]	Abgefragt (Polling)	Latenzzeit (t)	Werte	Meldungen	Befehle	Sollwerte	Datenvolumen [Byte]	Verlust behaftete Werte (J/N)	Kommunikationsstil	C/I/A/NR	IV, NT, OV
Field - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	Ja	Optional für den Schutz	1-10 Byte / Signal netto	nein	Bi-directional	C,I End-End optional	IV, NT, OV
Station - intern													
Station - Station													
Operation - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	nein	Optional für den Schutz	1-10 Byte / Signal netto	nein	Bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Operation													
Operation - Enterprise													
Anmerkungen / Erklärungen													
Art der Datenübertragung	:	<b>spontan</b> : nach Änderung unter Berücksichtigung von Schwellwertverfahren <b>zyklisch</b> : in festen Zeitintervallen wird der aktuelle Zustand übertragen <b>abgefragt</b> : hier wird der Zustand zum Zeitpunkt der Abfrage übertragen											
Echtzeit	:	Anforderungen z.B. hoch (5ms); mittel (100 ms); niedrig (1s); sehr niedrig (Minuten) (Zeitangabe beinhaltet Zeit der Erfassung und Verarbeitung, Laufzeit in der Komponente und die Übertragungszeit zwischen zwei Komponenten)											
Datenformate	:	Prozess- oder Rechenwerte (Event-, Float-oder Integer- Informationen), die von einer Komponente zu einer anderen übertragen werden											
Kommunikationsstil	:	<b>unidirectional</b> : Kommunikationsfluss nur in eine Richtung <b>bidirectional</b> : Kommunikationsaustausch in beiden Richtungen <b>one-to-many</b> : Eine Komponente kommuniziert mit mehreren andern Komponenten											
Security	:	<b>C</b> (Confidentiality) = Vertraulichkeit; <b>I</b> (Integrity) = Nichtfälschbarkeit; <b>A</b> (Authorisation) = Befugnis und <b>NR</b> (Non-Repudiation) = Nicht-Abstreitbarkeit Art der Verschlüsselung: - <b>End-End</b> (Ende-zu-Ende-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden vom Sender verschlüsselt und erst vom Empfänger entschlüsselt - <b>DUE – DUE</b> (Punkt-zu-Punkt-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden von einer Übertragungseinheit zur nächsten verschlüsselt übertragen											
Statusinformation	:	<b>IV</b> (Invalid): Prozessinformation gestört <b>NT</b> (No Topical): Nachbildung Prozessstörung an übergeordneter Stelle <b>OV</b> (Over Flow): Werte ist außerhalb des kalibrierten Bereiches											

<b>Erweiterte Anforderungen an die intelligente Kommunikationstechnologie (IKT)</b>						
<b>Schnittstelle</b>	<b>Zeitquellen</b>			<b>Verschlüsselung</b>		<b>Bemerkungen zur Übertragungstechnik</b>
	Über Protokoll	extern	Genauigkeit t (ms)	End-End	DUE-DUE	
<b>Field - Station</b>			1ms beim Schutz	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 100ms	Redundanz, Robustheit, .....
<b>Station - intern</b>						
<b>Station - Station</b>						
<b>Operation - Station</b>			1-10-100ms HS-MS-NS	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	Je nach Anforderungen an die Qualität der Messwerte ist auch eine redundante Übertragung der Werte vorzusehen
<b>Operation - Operation</b>						
<b>Operation - Enterprise</b>						

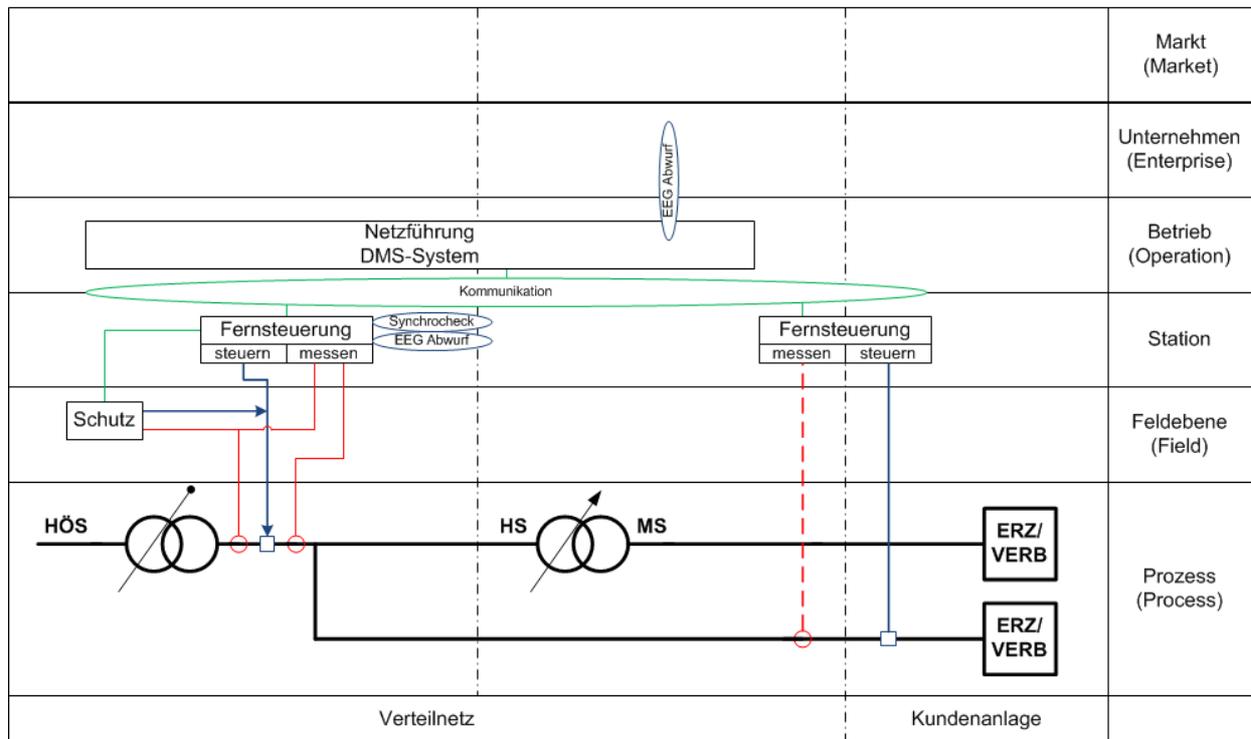
## 3.1.2 Vermeidung und Beendigung von ungewollten Inselnetzen

Bereich	Netzführung		
Aufgabe	Netzüberwachung		
Einsatzbereich des Verfahrens	Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)
	X	X	X
	Verfahren wird vorwiegend in der Hoch- und Mittelspannung eingesetzt		
Verfahren	<p>Durch den stetigen Zuwachs von dezentralen Erzeugungsanlagen im Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz können sich nach einer gewollten oder ungewollten Unterbrechung der Einspeisung ungewollte Inselnetze für das jeweilige unterlagerte Netz bilden. Dies kann zu einer Gefährdung des ordnungsgemäßen Netzbetriebs führen, welches sich in einer Gefahr von anstehender Spannung in vermeintlich freigeschalteten Netzteilen (Personensicherheit), eines Risikos der asynchronen Netzurückschaltung nach AWE, eine negative Spannungsqualität, eine negative Auswirkung auf die Wirksamkeit der installierten Schutztechnik durch geringere Kurzschlussleistungen, einer begrenzten Haltung des Dauerbetriebs aufgrund des notwendigen Leistungsgleichgewicht, eines veränderten Verhaltens bei einpoligem Fehler in Netzinselfen und einer fehlenden Austauschleistungsregelung ausdrücken kann. Aus diesem Grund sollen in diesem Verfahren Maßnahmen vorgestellt werden, mit denen Inselnetze vermieden bzw. erkannt und beendet werden können.</p>		
Performance Erkennung und Lösung	<p>Der Netzführung müssen aktuelle Systemzustände und Statusmeldungen über den momentanen Netzzustand zur Verfügung stehen, um das Auftreten eines Inselnetzes frühzeitig zu erkennen und entsprechende Gegenmaßnahmen einzuleiten.</p> <p>Stimmt im entstanden Inselnetz durch eine Trennung vom übergeordneten Hauptnetz die abgegebene Wirk- bzw. Blindleistung der jeweiligen DEA mit der Aufnahme der Lasten im untergeordneten Netz nicht überein, kommt es zu Spannungs- und Frequenzabweichungen. Diese müssen nach VDE 0126 durch entsprechende Spannungsüberwachungseinheiten und in der Regel auch Frequenzüberwachungseinheiten der DEAs erkannt werden, und rechtzeitig entsprechend der aktuellen Netzanschlussbedingungen zu einer Abschaltung der jeweiligen DEA führen, um den Inselnetzbetrieb zu verhindern.</p> <p>Für den Fall, dass die Höhe der abgegebenen Wirk- und Blindleistung der DEAs mit der Aufnahme der Lasten im untergeordneten Netz übereinstimmt und so ein stabiler Betrieb innerhalb der zulässigen Spannungs- und Frequenzbereiche zustande kommt, ist es den Spannungs- bzw. Frequenzüberwachungseinheiten an der DEA nicht mehr möglich, eine Abweichung zu registrieren, so dass zusätzliche Maßnahmen erforderlich sind, die eine Erkennung des Inselnetzes ermöglichen. Hierfür werden üblicherweise Impedanzmessungen (aktives Messverfahren) oder dreiphasige Netzspannungsüberwachungen (passives Messverfahren) zur Erkennung verwendet.</p>		

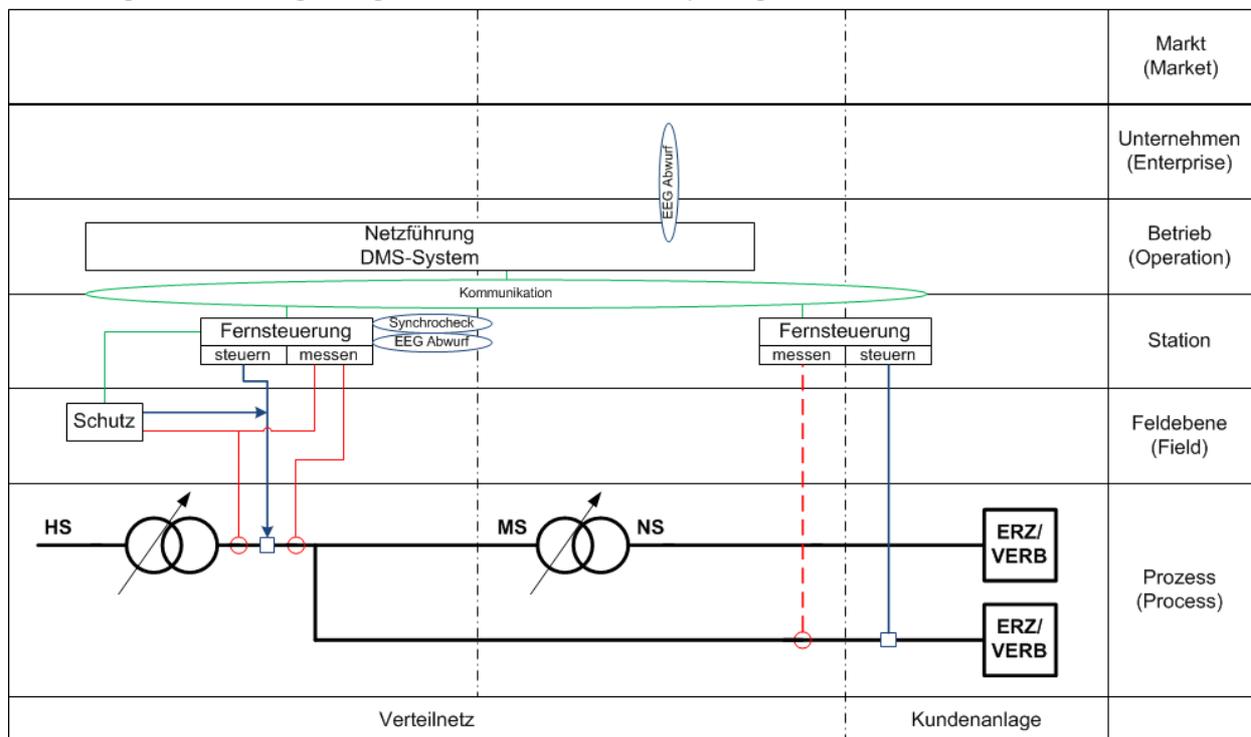
Einbettung Verfahren in Aufgabenkontext	a) Kommt es nach einer Schutzauslösung zu einer Inselnetzbildung, sind Maßnahmen einzuleiten, welche diesen ungewollten Betriebszustand beenden. Dies kann zum einen durch Erdung des betroffenen Netzteils erfolgen oder durch Identifizierung und Abschaltung der für den Zustand verantwortlichen DEA. b) Die Vermeidung eines ungewollten Inselnetzes ist eine Präventivmaßnahme für geplante Schalthandlungen (siehe Abschnitt 3.4)				
Relevante verfahrensspezifische Richtlinien	- DIN VDE V 0126-1-1: Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz - VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz - DIN EN 61869: Messwandler - DIN EN 61850-3: Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung - Teil 3: Allgemeine Anforderungen - DIN EN 60255-26: Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 26: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit - DIN EN 60870-2-1: Fernwirkleinrichtungen und -systeme - Teil 2: Betriebsbedingungen; Hauptabschnitt 1: Stromversorgung und elektromagnetische Verträglichkeit - DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen				
Sensorik Station	Messen vor und nach dem betroffenen Leistungsschalter. Bewerten des Netzzustands bei einem offenen Leistungsschalter im Umspannwerk.				
Sensorik Field	Nicht relevant für diese Anwendung.				
Netzdaten	Daten der aktuellen Netztopologie werden benötigt.				
Berechnungslogik	Steuerungslogik	Lastflussberechnung	State-Estimation	Prognoseverfahren	Regelungsalgorithmus
	X	-	-	-	-
Aktoren Station	Schaltgeräte	Trafo	DEA	Last	
	X	-	X	-	
Sonderfunktionen	ES / KS	Schutz	PQ	Synchronisierung	Synchro Check
	-	X	-	-	X

**Grafische Darstellung des Verfahrens einschließlich der erforderlichen Kommunikationsbeziehungen.**

Aktivitätsdiagramm: Vermeidung von ungewollten Inselnetzen in der Hochspannung



Aktivitätsdiagramm: Vermeidung von ungewollten Inselnetzen in der Mittelspannung



Zusatzinformation zur Anwendung:

- Erkennung eines ungewollten Inselnetzes nach einer Netztrennung zur Sicherstellung eines ordnungsgemäßen sicheren Netzbetriebs in der Hoch- oder/und Mittelspannung.
- Verhinderung einer ungewollten Inselnetzbildung.

<b>Anforderungen an die verwendeten Komponenten aus Sicht der Prozessschnittstelle</b>	
Allgemeine Anforderungen	<p>Beendigung eines Inselnetzes:</p> <p>a) Bereitstellung von Messwerten und Zusatzinformationen (Schutz und Schaltgeräte) die eine Erkennung von ungewollten Inselnetzen ermöglichen.</p> <p>b) Bereitstellung eines Blockierungssignals für den Schutz um eine AWE zu unterdrücken.</p> <p>c1) „Nichtstun“ und auf hinreichend unausgeglichenes Leistungsgleichgewicht durch Volatilität von Lasten und Einspeisungen warten.</p> <p>c2) Herbeiführen eines Leistungsungleichgewichts durch Regelung der DEA.</p> <p>c3) Herbeiführen eines Leistungsungleichgewichts durch Einlegen eines Erdungsschalters (wegen Belastung der Betriebsmittel nur im Notfall).</p> <p>Vermeidung eines Inselnetzes durch präventive Maßnahmen:</p> <p>a) Herbeiführen eines Leistungsungleichgewichts durch Regelung Transformator, Lasten oder DEA.</p> <p>b) Verhinderungen von Schalthandlungen, die zu einem Inselnetz führen.</p> <p>Es muss eine herstellerunabhängige Anbindung der verwendeten Komponenten an das bestehende Kommunikationssystem möglich sein, um eine intakte Kopplung und fehlerfreie Datenübertragung zu gewährleisten.</p> <p>Grundsätzlich sollte die Norm DIN EN 50160 nur bei Anwendungsfällen angewendet werden, die eine erhöhte Genauigkeit an die Messdatenerfassung erfordern (z.B. PQ-Messung).</p>
Sensorik Erfassung von Mess- & Ereignisdaten	Erfassung der Sammelschienenspannung und der Spannung am „Leistungsabgang“ durch geeignete Messwandler.
Aktorik Ansteuerung von Betriebsmitteln	Abschaltung oder Veränderung der Einspeisung bei der DEA, die für diesen Umstand verantwortlich ist oder als Ultima Ratio steuern des Schaltgeräts „Leitungserder“ (wenn dieser hierfür geeignet ist) bei Erkennung eines ungewollten Inselnetzes.

Benötigte Kommunikationsbeziehungen für dieses Verfahren							
Anforderungen an die IKT	Off-line	Field-Station	Station intern	Station - Station	Operation-Station	Operation-Operation	Operation – Enterprise
	#	X			X		
Anmerkungen	<p>„#“ = nicht betrachtet                      „X“ = Kommunikationsbeziehung bei direkter Anbindung eines Gerätes an die Leitstelle (Operation)                      „(X)“ = beim Betrieb mehrerer Geräte in einer Station und Kopplung über RTU zur Leitstelle (Operation)  <u>Übertragungseinrichtungen</u>                      Je nach Verteilnetzbetreiber kommen bei dieser Anwendung zwischen der Ortsnetzstation (Station) und der Netzführung (Operation) festgeschaltete Verbindungen (eigene) oder Funkverbindungen (externer Provider) zum Einsatz.</p>						

Anforderungen an den zum Einsatz kommenden Übertragungsdienst													
Schnittstelle	Art der Datenübertragung (*worst case!)				Datenformate (Byte)					Kommunikationsbeziehungen		Security	Status Information
	Spontan* (push) (spontaneous)	Zyklisch [s]	Abgefragt (Polling)	Latenzzeit (t)	Werte	Meldungen	Befehle	Sollwerte	Datenvolumen [Byte]	Verlust behaftete Werte (J/N)	Kommunikationsstil	C/I/A/NR	IV, NT, OV
Field - Station	ja	nein	nein	5ms	Ja	ja	nein	Optional	1-10 Byte / Signal netto	nein	Bi-directional	C,I End-End optional	IV, NT, OV
Station - intern													
Station - Station													
Operation - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	ja	Optional	1-10 Byte / Signal netto	nein	Bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Operation													
Operation - Enterprise													
Anmerkungen / Erklärungen													
Art der Datenübertragung	:	<b>spontan</b> : nach Änderung unter Berücksichtigung von Schwellwertverfahren <b>zyklisch</b> : in festen Zeitintervallen wird der aktuelle Zustand übertragen <b>abgefragt</b> : hier wird der Zustand zum Zeitpunkt der Abfrage übertragen											
Echtzeit	:	Anforderungen z.B. hoch (5ms); mittel (100 ms); niedrig (1s); sehr niedrig (Minuten) (Zeitangabe beinhaltet Zeit der Erfassung und Verarbeitung, Laufzeit in der Komponente und die Übertragungszeit zwischen zwei Komponenten)											
Datenformate	:	Prozess- oder Rechenwerte (Event-, Float-oder Integer- Informationen), die von einer Komponente zu einer anderen übertragen werden											
Kommunikationsstil	:	<b>unidirectional</b> : Kommunikationsfluss nur in eine Richtung <b>bidirectional</b> : Kommunikationsaustausch in beiden Richtungen <b>one-to-many</b> : Eine Komponente kommuniziert mit mehreren andern Komponenten											
Security	:	<b>C</b> (Confidentiality) = Vertraulichkeit; <b>I</b> (Integrity) = Nichtfälschbarkeit; <b>A</b> (Authorisation) = Befugnis und <b>NR</b> (Non-Repudiation) = Nicht-Abstreitbarkeit Art der Verschlüsselung: - <b>End-End</b> (Ende-zu-Ende-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden vom Sender verschlüsselt und erst vom Empfänger entschlüsselt - <b>DUE – DUE</b> (Punkt-zu-Punkt-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden von einer Übertragungseinheit zur nächsten verschlüsselt übertragen											
Statusinformation	:	<b>IV</b> (Invalid): Prozessinformation gestört <b>NT</b> (No Topical): Nachbildung Prozessstörung an übergeordneter Stelle <b>OV</b> (Over Flow): Werte ist außerhalb des kalibrierten Bereiches											

<b>Erweiterte Anforderungen an die intelligente Kommunikationstechnologie (IKT)</b>						
Schnittstelle	Zeitquellen			Verschlüsselung		Bemerkungen zur Übertragungstechnik
	Über Protokoll	extern	Genauigkeit t (ms)	End-End	DUE-DUE	
Field - Station			1ms beim Schutz	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 100ms	Redundanz, Robustheit, .....
Station - intern						
Station - Station						
Operation - Station			1-10-100ms HS-MS-NS	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	
Operation - Operation						
Operation - Enterprise						

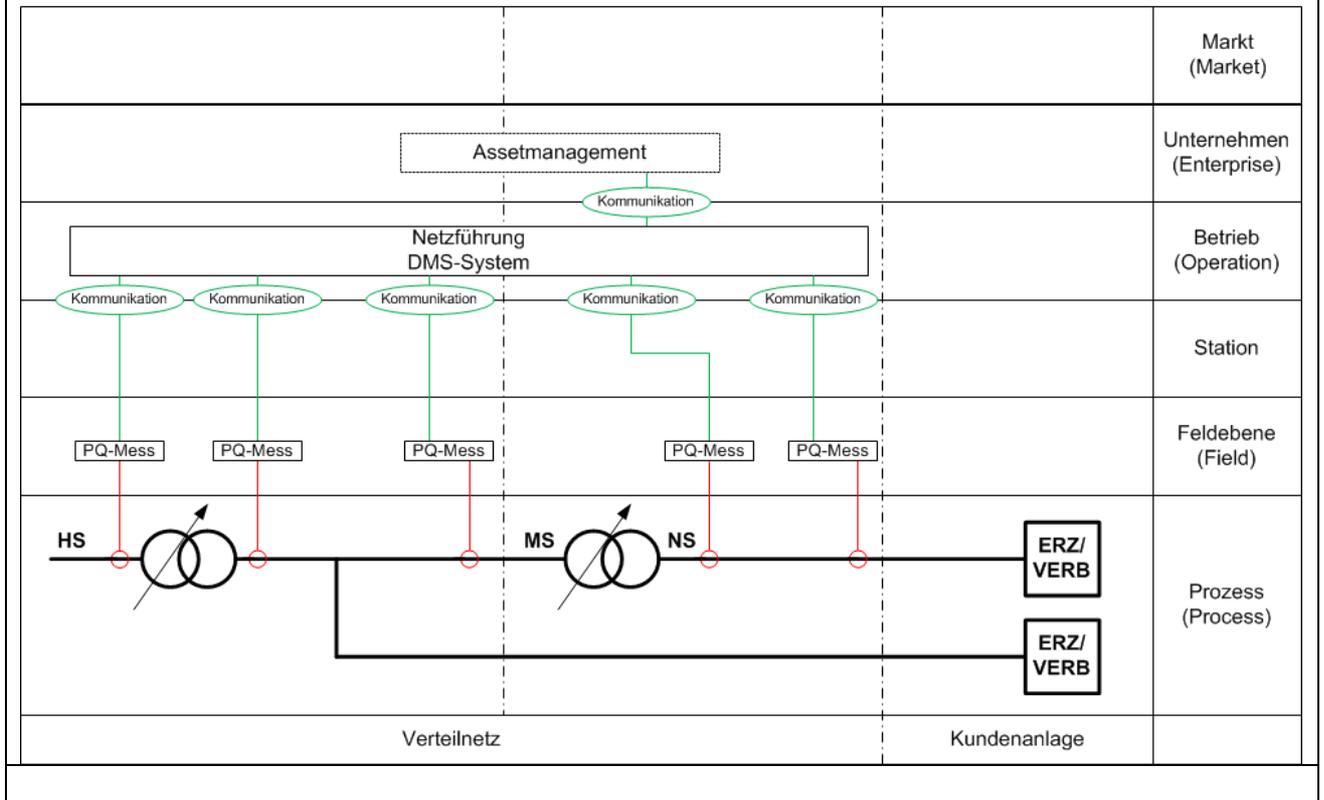
## 3.1.3 Überwachung und aktive Einhaltung von Parametern der Spannungsqualität

Bereich	Netzführung		
Aufgabe	Netzüberwachung		
Einsatzbereich des Verfahrens	Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)
	X	X	X
	Verfahren wird in der Hoch-, Mittel- und Niederspannung eingesetzt.		
Verfahren	<p>Bereitstellung von Daten zur kontinuierlichen Überwachung der Spannungsqualität nach DIN EN 50160 in einem Netzgebiet. Überwacht werden u.a. Frequenz, Höhe, Kurvenform und Symmetrie der Außenleiterspannungen. Bei Grenzwertüberschreitung werden Fehlerereignisse generiert und beim Verteilnetzbetreiber statistisch ausgewertet. Ziel ist die Einhaltung von Parametern der Spannungsqualität wie Unter-/Überspannungen, Kurzzeitunterbrechungen, periodischer Spannungsschwankungen (Flicker) und elektromagnetischer Störaussendungen (Harmonische), um Beeinträchtigungen bzw. Schäden bei angeschlossenen Verbrauchern zu verhindern.</p> <p>Typische Verursacher / Störer können z.B. wechselrichterbasierte Energie-Einspeiser oder Industriebetriebe mit energieverbrauchsintensiven Fertigungsprozessen sein.</p> <p>Bei systematischen Problemen der Spannungsqualität in einem Netzgebiet erfolgt eine Reaktion durch die Netzführung, z.B. die aktive Anpassung der Netztopologie um Störungen zu mildern bzw. zu vermeiden.</p>		
Performance Erkennung und Lösung	<p>Bei der Erkennung von Störungen (z.B. Kurzzeit-Spannungsunterbrechung) muss eine zeitnahe Alarmierung möglich sein um eine Störanalyse durchführen zu können (z.B. über Analyse von Störschrieben und die Auswertung von Schaltzuständen) und um ggf. anschließend die Vermeidung weiterer Störungen durch geeignete Schaltmaßnahmen zu ermöglichen.</p>		
Einbettung Verfahren in Aufgabenkontext	<p>Übertragung von Störereignissen und Messwerten, die den Zustand der Spannungsqualität in einem Netzgebiet vermitteln. Zentrale statistische Auswertung der Störereignisse über ausgedehnte Zeiträume, um Trends erkennen und entgegenwirken zu können.</p>		
Relevante verfahrensspezifische Richtlinien	<ul style="list-style-type: none"> <li>- VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz</li> <li>- VDE-AR-N 4110: Technische Anschlussregeln für die Mittelspannung</li> <li>- VDE-AR-N 4120: Technische Anschlussregeln für die Hochspannung</li> <li>- DIN EN 61869: Messwandler</li> <li>- DIN EN 61850-3: Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung - Teil 3: Allgemeine Anforderungen</li> <li>- DIN EN 60255-26: Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 26: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 60870-2-1: Fernwirkleinrichtungen und -systeme - Teil 2: Betriebsbedingungen; Hauptabschnitt 1: Stromversorgung und elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 61000: Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)</li> </ul>		

	- DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen				
Sensorik Station	Nicht relevant für diese Anwendung.				
Sensorik Field	Erfassung von Strom und Spannungswerten mittels Wandler (DIN EN 61869). Kontinuierliche Auswertung mittels Power Quality Messgeräten (IEC 61000-4-30) und Bereitstellung von Messdaten, Statusinformationen und Störereignissen soweit sie für die Erfassung der Spannungsqualität des Netzgebietes notwendig sind.				
Netzdaten	Nicht relevant für diese Anwendung.				
Berechnungslogik	Steuerungslogik	Lastflussberechnung	State-Estimation	Prognoseverfahren	Regelungsalgorithmus
	-	-	-	-	-
Aktoren Station	Schaltgeräte	Trafo	DEA	Last	
	X	-	-	-	
Sonderfunktionen	ES / KS	Schutz	PQ	Synchronisierung	Synchro Check
	-	-	X	-	-

**Grafische Darstellung des Verfahrens einschließlich der erforderlichen Kommunikationsbeziehungen.**

Aktivitätsdiagramm: Überwachung und aktive Einhaltung von Parametern der Spannungsqualität



<b>Anforderungen an die verwendeten Komponenten aus Sicht der Prozessschnittstelle</b>	
Allgemeine Anforderungen	Unter einer Echtzeitmessung versteht man eine kontinuierliche Messung von Netzzuständen die die Ergebnisse in einem festen Zeitraster (sec. bis min. nach Anwendungsanforderung) liefern können.
Sensorik Erfassung von Mess- & Ereignisdaten	Die einzuhaltenden Parameter der Spannungsqualität werden in Normen wie z.B.: DIN EN 50160 und der D-A-CH-CZ Richtlinie geregelt. Die Messgeräte müssen sich in Ihrem Messverfahren an die Vorgaben der Richtlinie DIN EN 61000 halten (z.B. DIN EN 61000-4-30 "Prüf- und Messverfahren - Verfahren zur Messung der Spannungsqualität").
Aktorik Ansteuerung von Betriebsmitteln	Als Reaktion auf Verletzungen der Spannungsqualität werden von der Netzleitstelle Schaltmaßnahmen durchgeführt, z.B. die Isolation eines Störers durch Umschalten des speisenden Transformators.

<b>Benötigte Kommunikationsbeziehungen für dieses Verfahren</b>							
Anforderungen an die IKT	Off - lin e	Field- Station	Station intern	Station - Station	Operati on- Field	Operation- Operation	Operation – Enterprise
	#				X		
Anmerkungen	<p>„#“ = nicht betrachtet                      „X“ = Kommunikationsbeziehung bei direkter Anbindung eines Gerätes an die Leitstelle (Operation)                      „(X)“ = beim Betrieb mehrerer Geräte in einer Station und Kopplung über RTU zur Leitstelle (Operation)  <u>Übertragungseinrichtungen</u>                      Je nach Verteilnetzbetreiber kommen bei dieser Anwendung zwischen der Ortsnetzstation (Station) und der Netzführung (Operation) festgeschaltete Verbindungen (eigene) oder Funkverbindungen (externer Provider) zum Einsatz.</p>						

Anforderungen an den zum Einsatz kommenden Übertragungsdienst													
Schnittstelle	Art der Datenübertragung (*worst case!)				Datenformate (Byte)					Kommunikationsbeziehungen		Security	Status Information
	Spontan* (push) (spontaneous)	Zyklisch [s]	Abgefragt (Polling)	Latenzzeit (t)	Werte	Meldungen	Befehle	Sollwerte	Datenvolumen [Byte]	Verlust behaftete Werte (J/N)	Kommunikationsstil	C//I//NR	IV, NT, OV
Field - Station													
Station - intern													
Station - Station													
Operation - Field	Ja	nein	ja	100ms	ja	ja	ja	Parametrierungswerte	1-10 Byte / Signal netto	nein	Bi-directional	C; I; A	--
Operation - Operation													
Operation - Enterprise													
Anmerkungen / Erklärungen													
Art der Datenübertragung	:	<b>spontan:</b> nach Änderung unter Berücksichtigung von Schwellwertverfahren <b>zyklisch:</b> in festen Zeitintervallen wird der aktuelle Zustand übertragen <b>abgefragt:</b> hier wird der Zustand zum Zeitpunkt der Abfrage übertragen											
Echtzeit	:	Anforderungen z.B. hoch (5ms); mittel (100 ms); niedrig (1s); sehr niedrig (Minuten) (Zeitangabe beinhaltet Zeit der Erfassung und Verarbeitung, Laufzeit in der Komponente und die Übertragungszeit zwischen zwei Komponenten)											
Datenformate	:	Prozess- oder Rechenwerte (Event-, Float-oder Integer- Informationen), die von einer Komponente zu einer anderen übertragen werden											
Kommunikationsstil	:	<b>unidirectional:</b> Kommunikationsfluss nur in eine Richtung <b>bidirectional:</b> Kommunikationsaustausch in beiden Richtungen <b>one-to-many:</b> Eine Komponente kommuniziert mit mehreren andern Komponenten											
Security	:	<b>C</b> (Confidentiality) = Vertraulichkeit; <b>I</b> (Integrity) = Nichtfälschbarkeit; <b>A</b> (Authorisation) = Befugnis und <b>NR</b> (Non-Repudiation) = Nicht-Abstreitbarkeit Art der Verschlüsselung: - <b>End-End</b> (Ende-zu-Ende-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden vom Sender verschlüsselt und erst vom Empfänger entschlüsselt - <b>DUE – DUE</b> (Punkt-zu-Punkt-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden von einer Übertragungseinheit zur nächsten verschlüsselt übertragen											
Statusinformation	:	<b>IV</b> (Invalid): Prozessinformation gestört <b>NT</b> (No Topical): Nachbildung Prozessstörung an übergeordneter Stelle <b>OV</b> (Over Flow): Werte ist außerhalb des kalibrierten Bereiches											

Erweiterte Anforderungen an die intelligente Kommunikationstechnologie (IKT)						
Schnittstelle	Zeitquellen			Verschlüsselung		Bemerkungen zur Übertragungstechnik
	Über Protokoll	extern	Genauigkeit (ms)	End-End	DUE-DUE	
Field - Station						Redundanz, Robustheit, .....
Station - intern						
Station - Station						
Operation - Field	ja	ja	10ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	Nicht relevant	
Operation - Operation						
Operation - Enterprise						

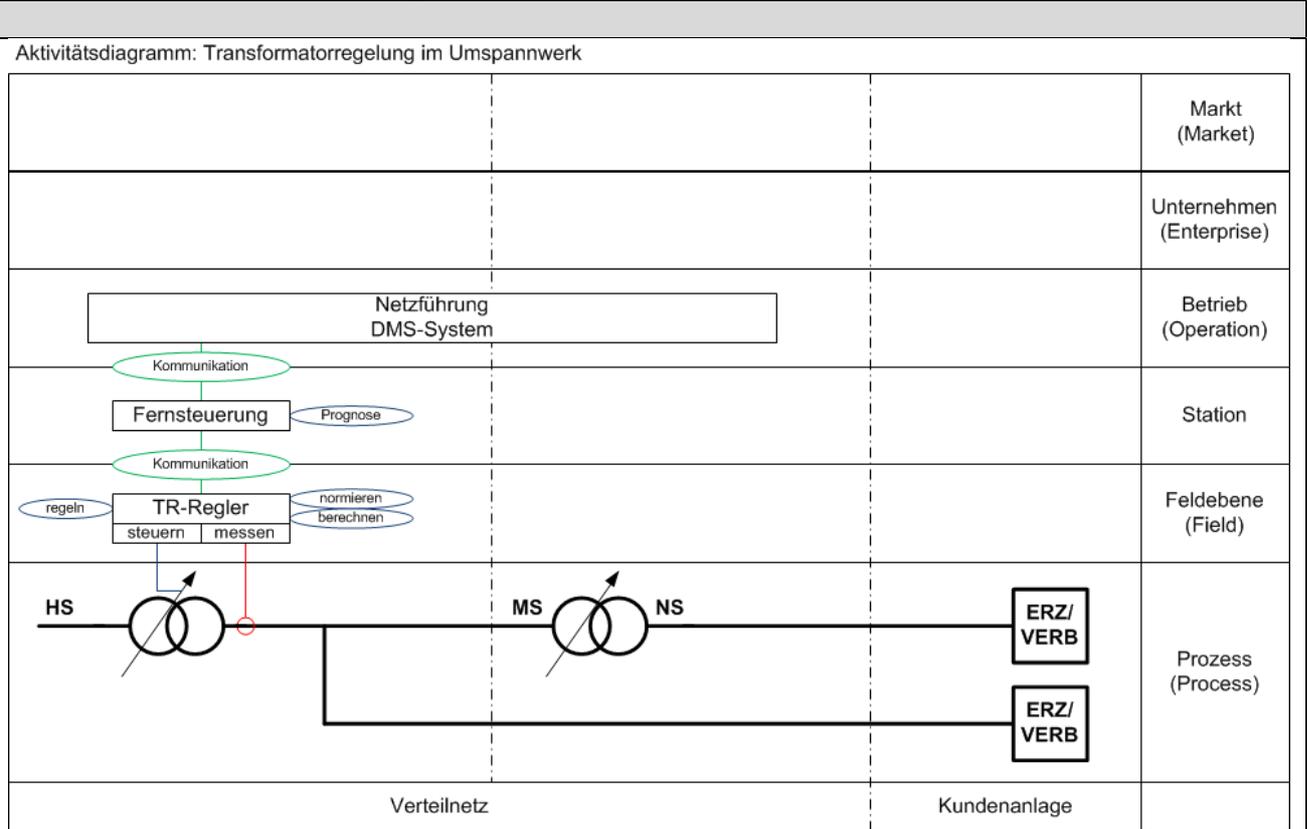
## 3.2 Spannungshaltung

### 3.2.1 Spannungsregler Umspannwerk oder Umspannanlage

Bereich	Netzführung		
Aufgabe	Spannungshaltung		
Einsatzbereich des Verfahrens	Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)
	X	X	
Verfahren wird vorwiegend in der Mittelspannung eingesetzt			
Verfahren	<p>Durch den stetigen Zuwachs von dezentralen Erzeugungsanlagen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen steht der Verteilnetzbetreiber vor der Herausforderung das geforderte Spannungsniveau nach DIN EN 50160 in einem zulässigen Spannungsband von +/- 10 % des Sollwertes zu halten. Um kostenintensive Ausbaumaßnahmen des Netzes zu vermeiden, wurden verschiedene Konzepte zur Regelung des Spannungsniveaus entwickelt, um auf volatile Einspeise- und Laständerungen zeitnah reagieren zu können. Hierfür können unterschiedliche Verfahren eingesetzt werden, um eventuelle Spannungsbandverletzungen zu verhindern. Eine Möglichkeit soll im folgenden Verfahren beschrieben werden.</p> <p>Hierbei wird durch einen Spannungsregler eine autarke lastabhängige Sollwertanpassung am HS/MS-Transformator vorgenommen, um die Mittelspannung in Grenzen des Spannungsbandes zu halten. Auf diese Weise können Spannungsänderungen, ausgelöst durch Einspeise- bzw. Laständerungen der untergeordneten Netzbereiche, registriert und ausgegletzt werden.</p> <p>Diese Regelung kann erweitert /optimiert werden durch die Erfassung der Energieflussrichtung bzw. der Leistungsdaten.</p>		
Performance Erkennung und Lösung	<p>Um die Mittelspannung in einem zulässigen und vorschriftsmäßigen Spannungsbereich zu halten, wird am unterspannungsseitigen HS/MS- Transformatorabgang die Netzspannung mittels Messwandler ermittelt und an den Spannungsregler übertragen. Dieser regelt auf Basis dieses Messwertes das optimale Spannungsniveau autark aus.</p> <p>Der Verteilnetzbetreiber hat dabei jederzeit die Möglichkeit per Fernsteuerung manuell in den Prozess einzugreifen.</p>		
Einbettung Verfahren in Aufgabenkontext	<p>Im Störfall „Ausfall Messung Unterspannung Trafo“ wird die Regelung gestoppt. Darüber hinaus gibt es je nach Regler weitere Fehlerfälle die zu einem „Stopp“ oder einer Reduzierung des Regelverhaltens führen.</p>		
Relevante verfahrensspezifische Richtlinien	<ul style="list-style-type: none"> <li>- DIN EN 61869: Messwandler</li> <li>- DIN EN 61850-3: Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung - Teil 3: Allgemeine Anforderungen</li> <li>- DIN EN 60255-26: Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 26: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 60870-2-1: Fernwirkleinrichtungen und -systeme - Teil 2: Betriebsbedingungen; Hauptabschnitt 1: Stromversorgung und elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen</li> </ul>		

	Elektrizitätsversorgungsnetzen				
Sensorik Station	Nicht relevant für diese Anwendung.				
Sensorik Field	Messwandler zur Erfassung der mittelspannungsseitigen Netzspannung am Transformator.				
Netzdaten	Nicht relevant für diese Anwendung.				
Berechnungslogik	Steuerungslogik	Lastflussberechnung	State-Estimation	Prognoseverfahren	Regelungsalgorithmus
	-	-	-	-	X
Aktoren Station	Schaltgeräte	Trafo	DEA	Last	
	-	X	-	-	
Sonderfunktionen	ES / KS	Schutz	PQ	Synchronisierung	Synchro Check
	-	-	-	-	-

**Grafische Darstellung des Verfahrens einschließlich der erforderlichen Kommunikationsbeziehungen.**



Zusatzinformation zur Anwendung:  
 Bei diesem Verfahren regelt der Spannungsregler auf Basis einer lokalen Messung autark die Netzspannung im Mittelspannungsnetz. Der Netzführer kann über eine bestehende Kommunikationsverbindung Einfluss (Sollwert oder manuell) nehmen.

**Anforderungen an die verwendeten Komponenten aus Sicht der Prozessschnittstelle**

Allgemeine Anforderungen	Verhinderung einer Regelung in bestimmten Betriebsfällen (Spannungszusammenbruch HS, etc.). Es muss eine herstellerunabhängige Anbindung der verwendeten Komponenten an das bestehende Kommunikationssystem möglich sein, um eine intakte Kopplung und fehlerfreie Datenübertragung zu gewährleisten.
Sensorik Erfassung von Mess- & Ereignisdaten	Die Messgenauigkeit der Spannungsmessung (Wandler und Messtechnik) ist für die Qualität der Regelung verantwortlich. Die Messgenauigkeit sollte sich an der Stufung des Trafos (prozentualer Spannungshub) ausrichten. Sie beträgt typisch die Hälfte des Spannungshubs.  Für die Erfassung und Weiterverarbeitung der Messwerte werden typisch Mittelwerte (1s) herangezogen.
Aktorik Ansteuerung von Betriebsmitteln	Ansteuerung Trafo über Steuerbefehle „Höher oder Tiefer“ innerhalb des Regelbereichs. Not Aus für Traforegler im Störfall (z.B. Trafo Durchlauf). Vermeidung von zu vielen Stufungen zur Reduzierung von Serviceaufwendungen.

Benötigte Kommunikationsbeziehungen für dieses Verfahren							
Anforderungen an die IKT	Off - lin e	Field- Station	Station intern	Station - Station	Operati on- Station	Operation- Operation	Operation – Enterprise
		#	X			X	
Anmerkungen	<p>„#“ = nicht betrachtet                      „X“ = Kommunikationsbeziehung bei direkter Anbindung eines Gerätes an die Leitstelle (Operation)                      „(X)“ = beim Betrieb mehrerer Geräte in einer Station und Kopplung über RTU zur Leitstelle (Operation)  <u>Übertragungseinrichtungen</u>                      Je nach Verteilnetzbetreiber kommen bei dieser Anwendung zwischen der Ortsnetzstation (Station) und der Netzführung (Operation) festgeschaltete Verbindungen (eigene) oder Funkverbindungen (externer Provider) zum Einsatz</p>						

Anforderungen an den zum Einsatz kommenden Übertragungsdienst													
Schnitt- stelle	Art der Datenübertragung (*worst case!)				Datenformate (Byte)					Kommunikations- beziehungen		Security	Status Informatio n
	Spontan* (push) (spontaneous)	Zyklisc h [/s]	Abgefragt (Polling)	Latenz- zeit (t)	Werte	Meldunge n	Befehl e	Sollwerte	Daten- volumen [Byte]	Verlust behaftete Werte (J/N)	Kommuni kationssti l	C/I/A/NR	IV, NT, OV
Field - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	ja, Höher- Tiefer- Notstop	Führungs- gröÙe TR- Regler	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi- directional	C,I End-End optional	IV, NT, OV
Station - intern													
Station - Station													
Operation - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	ja	Führungs- gröÙe TR- Regler	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi- directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Operation													
Operation - Enterprise													
Anmerkungen / Erklärungen													
Art der Datenübertragung	:	<b>spontan:</b> nach Änderung unter Berücksichtigung von Schwellwertverfahren <b>zyklisch:</b> in festen Zeitintervallen wird der aktuelle Zustand übertragen <b>abgefragt:</b> hier wird der Zustand zum Zeitpunkt der Abfrage übertragen											
Echtzeit	:	Anforderungen z.B. hoch (5ms); mittel (100 ms); niedrig (1s); sehr niedrig (Minuten) (Zeitangabe beinhaltet Zeit der Erfassung und Verarbeitung, Laufzeit in der Komponente und die Übertragungszeit zwischen zwei Komponenten)											
Datenformate	:	Prozess- oder Rechenwerte (Event-, Float-oder Integer- Informationen), die von einer Komponente zu einer anderen übertragen werden											
Kommunikationsstil	:	<b>unidirectional:</b> Kommunikationsfluss nur in eine Richtung <b>bidirectional:</b> Kommunikationsaustausch in beiden Richtungen <b>one-to-many:</b> Eine Komponente kommuniziert mit mehreren andern Komponenten											
Security	:	<b>C</b> (Confidentiality) = Vertraulichkeit; <b>I</b> (Integrity) = Nichtfälschbarkeit; <b>A</b> (Authorisation) = Befugnis und <b>NR</b> (Non-Repudiation) = Nicht- Abstreitbarkeit Art der Verschlüsselung: - <b>End-End</b> (Ende-zu-Ende-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden vom Sender verschlüsselt und erst vom Empfänger entschlüsselt - <b>DUE – DUE</b> (Punkt-zu-Punkt-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden von einer Übertragungseinheit zur nächsten verschlüsselt übertragen											
Statusinformation	:	<b>IV</b> (Invalid): Prozessinformation gestört <b>NT</b> (No Topical): Nachbildung Prozessstörung an übergeordneter Stelle <b>OV</b> (Over Flow): Werte ist außerhalb des kalibrierten Bereiches											

<b>Erweiterte Anforderungen an die intelligente Kommunikationstechnologie (IKT)</b>						
<b>Schnittstelle</b>	<b>Zeitquellen</b>			<b>Verschlüsselung</b>		<b>Bemerkungen zur Übertragungstechnik</b>
	Über Protokoll	extern	Genauigkeit t (ms)	End-End	DUE-DUE	
<b>Field - Station</b>			10ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 100ms	Redundanz, Robustheit, .....
<b>Station - intern</b>						
<b>Station - Station</b>						
<b>Operation - Station</b>			10ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	
<b>Operation - Operation</b>						
<b>Operation - Enterprise</b>						

## 3.2.2 Spannungsregler ONS bzw. Längsregler im Feld

Bereich	Netzführung		
Aufgabe	Spannungshaltung		
Einsatzbereich des Verfahrens	Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)
		X	X
Verfahren wird vorwiegend in der Niederspannung eingesetzt			
Verfahren	<p>Durch den stetigen Zuwachs von dezentralen Erzeugungsanlagen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen steht der Verteilnetzbetreiber vor der Herausforderung das geforderte Spannungsniveau nach DIN EN 50160 in einem zulässigen Spannungsband von +/- 10 % des Sollwertes zu halten. Um kostenintensive Ausbaumaßnahmen des Netzes zu vermeiden, wurden verschiedene Konzepte zur Regelung des Spannungsniveaus entwickelt, um auf volatile Einspeise- und Laständerungen zeitnah reagieren zu können. Bisher bestand keine Möglichkeit auf diese Spannungsänderung im Bereich der Mittel- und Niederspannungsebene Einfluss zu nehmen, außer durch eine manuelle Vor- Ort-Stufenschaltung am Ortsnetztransformator. Eine zeitnahe Reaktion auf Spannungsänderungen im Netz konnte ausschließlich durch eine entsprechende Steuerung des MS/NS-Leistungstransformatorstufenschalters erfolgen.</p> <p>In diesem Verfahren soll zwei unterschiedliche Methoden der Spannungsregelung im Bereich der Mittel- bzw. Niederspannungsebenen vorgestellt werden. Hierbei findet eine Regelung der Mittel- und Niederspannung mittels regelbaren Ortsnetztransformator (kurz rONT) oder dem Einsatz von Längsspannungsreglern im Netz statt.</p> <p>Diese Regelung kann erweitert /optimiert werden durch die Erfassung der Energieflussrichtung bzw. der Leistungsdaten.</p>		
Performance Erkennung und Lösung	<p>Durch den Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators wird am unterspannungsseitigen Ortstransformatorabgang die Netzspannung mittels geeigneter Messwandler erfasst und an den Spannungsregler des regelbaren Ortsnetztransformators übertragen. Dieser regelt autark auf Basis dieses Messwertes und einem vorgegebenen Regelalgorithmus das optimale Spannungsniveau für den zu versorgenden Netzbereich aus.</p> <p>Als Alternative zum Austausch eines gewöhnlichen Ortsnetztransformators durch einen regelbaren Ortsnetztransformator besteht die Möglichkeit einen Längsspannungsregler ins Mittel- bzw. Niederspannungsnetz zu installieren. Dieser kann Spannungsschwankungen verursacht durch Einspeise- bzw. Laständerungen autark ausregeln.</p> <p>Durch diese beiden Automatisierungskonzepte können Spannungsbandverletzungen vermieden werden und die Breite des zulässigen Spannungsbandes kann optimal ausgenutzt werden. In beiden Fällen kann eine Kommunikationsanbindung zur Leitstelle realisiert werden, die im Störfall manuell auf den regelbaren Ortsnetztransformator bzw. den Längsspannungsregler Eingriff nehmen kann.</p>		

Einbettung Verfahren in Aufgabenkontext	Im Störfall „Ausfall Messung Unterspannung Trafo“ wird die Regelung gestoppt. Darüber hinaus gibt es je nach Regler weitere Fehlerfälle die zu einem „Stopp“ oder einer Reduzierung des Regelverhaltens führen.				
Relevante verfahrens-spezifische Richtlinien	<ul style="list-style-type: none"> <li>- DIN EN 61869: Messwandler</li> <li>- DIN EN 61850-3: Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung - Teil 3: Allgemeine Anforderungen</li> <li>- DIN EN 60255-26: Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 26: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 60870-2-1: Fernwirkleinrichtungen und -systeme - Teil 2: Betriebsbedingungen; Hauptabschnitt 1: Stromversorgung und elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen</li> </ul>				
Sensorik Station	Nicht relevant für diese Anwendung.				
Sensorik Field	Messwandler zur Erfassung der niederspannungsseitigen Netzspannung am Transformator.				
Netzdaten	Nicht relevant für diese Anwendung.				
Berechnungslogik	Steuerungs-logik	Lastfluss-berechnung	State-Estimation	Prognose-verfahren	Regelungs-algorithmus
	-	-	-	-	X
Aktoren Station	Schaltgeräte	Trafo	DEA	Last	
	-	X	-	-	
Sonderfunktionen	ES / KS	Schutz	PQ	Synchronisierung	Synchro Check
	-	-	-	-	-



Benötigte Kommunikationsbeziehungen für dieses Verfahren							
Anforderungen an die IKT	Off-line	Field-Station	Station intern	Station - Station	Operation-Station	Operation-Operation	Operation – Enterprise
	#	X			X		
Anmerkungen	<p>„#“ = nicht betrachtet                      „X“ = Kommunikationsbeziehung bei direkter Anbindung eines Gerätes an die Leitstelle (Operation)                      „(X)“ = beim Betrieb mehrerer Geräte in einer Station und Kopplung über RTU zur Leitstelle (Operation)  <u>Übertragungseinrichtungen</u>                      Je nach Verteilnetzbetreiber kommen bei dieser Anwendung zwischen der Ortsnetzstation (Station) und der Netzführung (Operation) festgeschaltete Verbindungen (eigene) oder Funkverbindungen (externer Provider) zum Einsatz</p>						

Anforderungen an den zum Einsatz kommenden Übertragungsdienst													
Schnittstelle	Art der Datenübertragung (*worst case!)				Datenformate (Byte)					Kommunikationsbeziehungen		Security	Status Information
	Spontan* (push) (spontaneous)	Zyklisch [s]	Abgefragt (Polling)	Latenzzeit (t)	Werte	Meldungen	Befehle	Sollwerte	Datenvolumen [Byte]	Verlust behaftete Werte (J/N)	Kommunikationsstil	C//A/NR	IV, NT, OV
Field - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	ja, Höher-Tiefer-Notstop	Führungsgröße TR-Regler	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End optional	IV, NT, OV
Station - intern													
Station - Station													
Operation - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	ja	Führungsgröße TR-Regler	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Operation													
Operation - Enterprise													
<b>Anmerkungen / Erklärungen</b>													
Art der Datenübertragung	:	<b>spontan:</b> nach Änderung unter Berücksichtigung von Schwellwertverfahren <b>zyklisch:</b> in festen Zeitintervallen wird der aktuelle Zustand übertragen <b>abgefragt:</b> hier wird der Zustand zum Zeitpunkt der Abfrage übertragen											
Echtzeit	:	Anforderungen z.B. hoch (5ms); mittel (100 ms); niedrig (1s); sehr niedrig (Minuten) (Zeitangabe beinhaltet Zeit der Erfassung und Verarbeitung, Laufzeit in der Komponente und die Übertragungszeit zwischen zwei Komponenten)											
Datenformate	:	Prozess- oder Rechenwerte (Event-, Float-oder Integer- Informationen), die von einer Komponente zu einer anderen übertragen werden											
Kommunikationsstil	:	<b>unidirectional:</b> Kommunikationsfluss nur in eine Richtung <b>bidirectional:</b> Kommunikationsaustausch in beiden Richtungen <b>one-to-many:</b> Eine Komponente kommuniziert mit mehreren andern Komponenten											
Security	:	<b>C</b> (Confidentiality) = Vertraulichkeit; <b>I</b> (Integrity) = Nichtfälschbarkeit; <b>A</b> (Authorisation) = Befugnis und <b>NR</b> (Non-Repudiation) = Nicht-Abstreitbarkeit Art der Verschlüsselung: - <b>End-End</b> (Ende-zu-Ende-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden vom Sender verschlüsselt und erst vom Empfänger entschlüsselt - <b>DUE – DUE</b> (Punkt-zu-Punkt-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden von einer Übertragungseinheit zur nächsten verschlüsselt übertragen											
Statusinformation	:	<b>IV</b> (invalid): Prozessinformation gestört <b>NT</b> (No Topical): Nachbildung Prozessstörung an übergeordneter Stelle <b>OV</b> (Over Flow): Werte ist außerhalb des kalibrierten Bereiches											

<b>Erweiterte Anforderungen an die intelligente Kommunikationstechnologie (IKT)</b>						
<b>Schnittstelle</b>	<b>Zeitquellen</b>			<b>Verschlüsselung</b>		<b>Bemerkungen zur Übertragungstechnik</b>
	Über Protokoll	extern	Genauigkeit t (ms)	End-End	DUE-DUE	
<b>Field - Station</b>			10ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 100ms	Redundanz, Robustheit, .....
<b>Station - intern</b>						
<b>Station - Station</b>						
<b>Operation - Station</b>			10ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	
<b>Operation - Operation</b>						
<b>Operation - Enterprise</b>						

### 3.2.3 Wirkleistungs- oder Blindleistungsregelung bei dezentralen Erzeugungsanlagen und Lasten

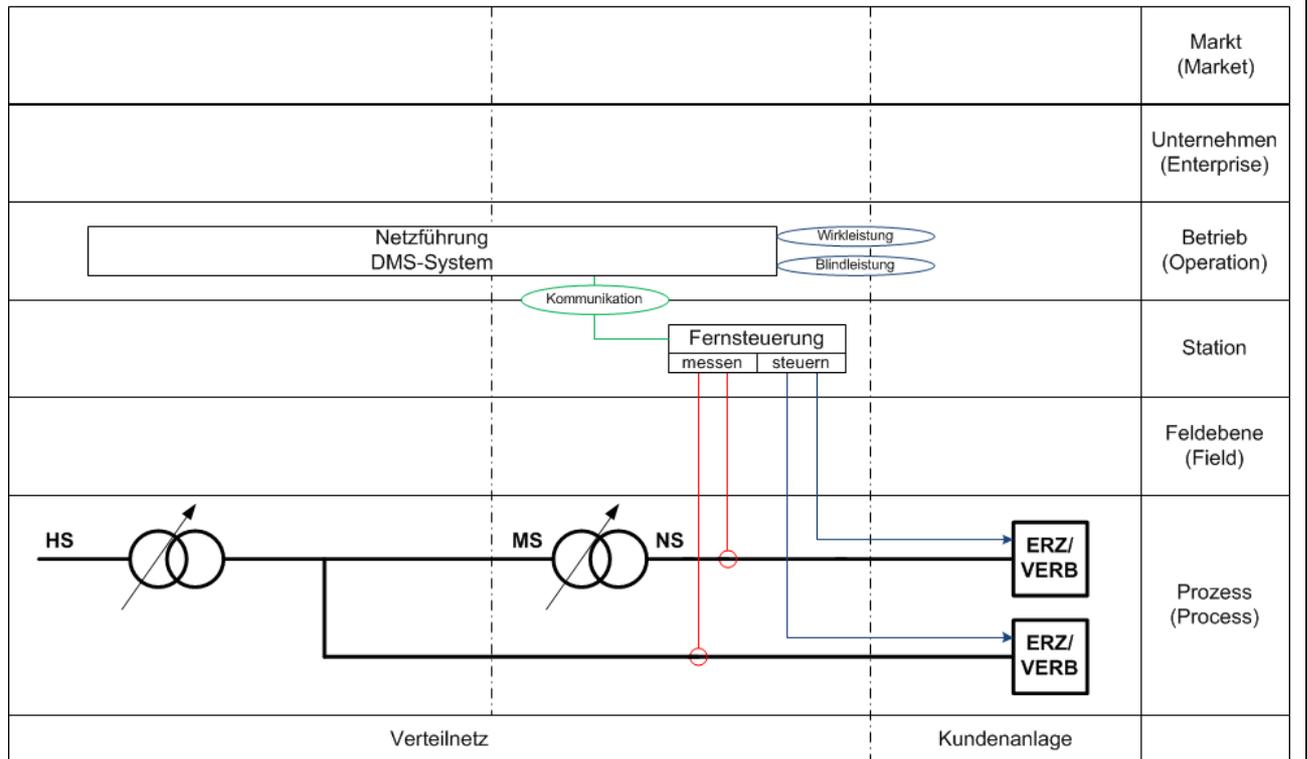
Bereich	Netzführung		
Aufgabe	Spannungshaltung		
Einsatzbereich des Verfahrens	Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)
	X	X	X
Das Verfahren kommt in allen Spannungsebenen zu Anwendung			
Verfahren	<p>Durch den stetigen Zuwachs von dezentralen Erzeugungsanlagen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen steht der Verteilnetzbetreiber vor der Herausforderung das geforderte Spannungsniveau nach DIN EN 50160 in einem zulässigen Spannungsband von +/- 10 % des Sollwertes zu halten. Um kostenintensive Ausbaumaßnahmen des Netzes zu vermeiden, wurden verschiedene Konzepte zur Regelung des Spannungsniveaus entwickelt, um auf volatile Einspeise- und Laständerungen zeitnah reagieren zu können. Hierfür können unterschiedliche Verfahren eingesetzt werden, um eventuelle Spannungsbandverletzungen zu verhindern. Eine Möglichkeit soll im folgenden Verfahren vorgestellt werden.</p> <p>Hierbei soll die Haltung des geforderten Spannungsniveaus mittels Wirkleistungs- oder Blindleistungsregelung der jeweiligen dezentralen Erzeugungsanlage bzw. der Lasten im Mittel- und Niederspannungsnetz realisiert werden. Bisher waren die jeweiligen dezentralen Erzeugungsanlagen (z.B. Photovoltaikanlagen) bzw. Lasten (z.B. Ladevorgang von Elektroautomobilen) mit einem vorgeschalteten Wechselrichter ausgestattet, der jeweils nur Wirkleistung ins Netz abgeben bzw. aus dem Netz beziehen konnte und somit zu einer Spannungserhöhung bzw. Spannungssenkung im Netz beitragen konnte ohne dabei eine Einflussmöglichkeit auf die Blindleistung im Netz zu haben.</p> <p>In neuen Automatisierungskonzepten werden neue Wechselrichter nun so parametrisiert, dass sie neben der gewünschten Abgabe und Aufnahme der Wirkleistung auch Blindleistung ins Netz abgeben bzw. aus dem Netz aufnehmen. Dies hat zur Folge, dass Blindleistung aus dem Netz kompensiert werden kann und somit die Leitungskapazität des Netzes gesteigert wird und gleichzeitig die Aufgabe der Spannungsregelung beibehalten werden kann.</p>		
Performance Erkennung und Lösung	<p>Voraussetzung zur Blind- und Wirkleistungsregelung von dezentralen Erzeugungsanlagen und Lasten im Mittel- bzw. Niederspannungsnetz ist, dass diese mit einem regelbaren und blindleistungsfähigen Wechselrichter ausgestattet sind. Mit diesen modernen Wechselrichter kann ein 4- Quadranten-Betrieb realisiert werden, so dass die Möglichkeit besteht in Abhängigkeit der Netzsituation Blindleistung ins aktive Verteilnetz einzuspeisen bzw. zu beziehen, um die Netzspannung anzuheben bzw. abzusenken.</p> <p>Dabei können drei unterschiedlichen Ausprägungen des Verfahrens unterschieden werden:</p> <p>a) In Abhängigkeit der Spannung am Netzanschlusspunkt wird die Blindleistung (Q(U) - Regelung) autark durch den Wechselrichter der dezentralen Erzeugungsanlage ohne zwingende</p>		

	<p>Kommunikationsanbindung geregelt mit dem Ziel, das Spannungsdelta zu verringern.</p> <p>b) Sollwerte für Wirk- und Blindleistung werden durch den Verteilnetzbetreiber dynamisch und automatisch an den Wechselrichter der dezentralen Erzeugungsanlage durch geeignete Kommunikationsverbindungen übermittelt, der daraufhin eine Wirk- bzw. Blindleistungsanpassung zum vorgebenden Sollwert vornimmt, um so eine Anpassung des geforderten Spannungsniveaus einzustellen.</p> <p>c) Der Verteilnetzbetreiber kann, wenn vertraglich vereinbart, die Wirkleistung (Last) einer Kundenanlage beeinflussen. Für dieses Verfahren ist zwingend eine Kommunikationsverbindung erforderlich.</p> <p>Bei allen drei Verfahrensausprägungen ist eine Einhaltung der technischen Richtlinien bzw. Netzanschlussbedingungen der entsprechenden Spannungsebenen zu berücksichtigen.</p>				
Einbettung Verfahren in Aufgabenkontext	<p>Der Netzfürer (Verteilnetzbetreiber) regelt nach Vorgabe des Übertragungsnetzbetreibers oder auf Basis des aktuellen Netzzustands die Blind- bzw. Wirkleistung der dezentralen Erzeugungsanlage bzw. Lasten.</p>				
Relevante verfahrensspezifische Richtlinien	<ul style="list-style-type: none"> <li>- VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz</li> <li>- BDEW: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz</li> <li>- DIN EN 61869: Messwandler</li> <li>- DIN EN 61850-3: Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung - Teil 3: Allgemeine Anforderungen</li> <li>- DIN EN 60255-26: Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 26: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 26: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 60870-2-1: Fernwirkeinrichtungen und -systeme - Teil 2: Betriebsbedingungen; Hauptabschnitt 1: Stromversorgung und elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen</li> </ul>				
Sensorik Station	<p>Die Messung und lokale Q(U)-Regelung ist Bestandteil der dezentralen Erzeugungsanlage.</p>				
Sensorik Field	<p>Nicht relevant für diese Anwendung.</p>				
Netzdaten	<p>Nicht relevant für diese Anwendung.</p>				
Berechnungslogik	Steuerungslogik	Lastflussberechnung	State-Estimation	Prognoseverfahren	Regelungsalgorithmus
	-	-	-	-	X

Aktoren Station		Schaltgeräte	Trafo	DEA	Last	
		-	-	X	X	
Sonderfunktion en		ES / KS	Schutz	PQ	Synchronisierung	Synchro Check
		-	-	-	-	-

**Grafische Darstellung des Verfahrens einschließlich der erforderlichen Kommunikationsbeziehungen.**

Aktivitätsdiagramm: Zentrale Wirk- und Blindleistungsregelung



Zusatzinformation zur Anwendung:

Es wurden alle möglichen Verfahren aufgeführt. Für den Bereich der Automation stehen nur die Verfahren „b und c“ im Focus.

**Anforderungen an die verwendeten Komponenten aus Sicht der Prozessschnittstelle**

Allgemeine Anforderungen	Es muss eine herstellerunabhängige Anbindung der verwendeten Komponenten an das bestehende Kommunikationssystem möglich sein, um eine intakte Kopplung und fehlerfreie Datenübertragung zu gewährleisten.
Sensorik Erfassung von Mess- & Ereignisdaten	Die Messgenauigkeit der Messung (Wandler und Messtechnik) am Netzanschlusspunkt ist für die Qualität der Regelung maßgeblich. Sie wird im Einzelfall durch die Netzführung bzw. durch die Netzanschlussbedingungen HS-MS-NS (Wandler Klasse 0,5; Messtechnik Klasse 1) vorgegeben.
Aktorik Ansteuerung von Betriebsmitteln	Voraussetzung die DEA Einrichtung verfügt über die entsprechende Vorrichtung und Schnittstelle zur Steuerung durch den Verteilnetzbetreiber.

Benötigte Kommunikationsbeziehungen für dieses Verfahren							
Anforderungen an die IKT	Off-line	Field-Station	Station intern	Station - Station	Operation-Station	Operation-Operation	Operation – Enterprise
	#				X		
Anmerkungen	<p>„#“ = nicht betrachtet                      „X“ = Kommunikationsbeziehung bei direkter Anbindung eines Gerätes an die Leitstelle (Operation)                      „(X)“ = beim Betrieb mehrerer Geräte in einer Station und Kopplung über RTU zur Leitstelle (Operation)  <u>Übertragungseinrichtungen</u>                      Je nach Verteilnetzbetreiber kommen bei dieser Anwendung zwischen der Ortsnetzstation (Station) und der Netzführung (Operation) festgeschaltete Verbindungen (eigene) oder Funkverbindungen (externer Provider) zum Einsatz</p>						

Anforderungen an den zum Einsatz kommenden Übertragungsdienst													
Schnittstelle	Art der Datenübertragung (*worst case!)				Datenformate (Byte)					Kommunikationsbeziehungen		Security	Status Information
	Spontan* (push) (spontaneous)	Zyklisch [s]	Abgefragt (Polling)	Latenzzeit (t)	Werte	Meldungen	Befehle	Sollwerte	Datenvolumen [Byte]	Verlust behaftete Werte (J/N)	Kommunikationsstil	C//A/NR	IV, NT, OV
Field - Station													
Station - intern													
Station - Station													
Operation - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	ja	Führungsgröße TR-Regler	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Operation													
Operation - Enterprise													
<b>Anmerkungen / Erklärungen</b>													
Art der Datenübertragung	:	<b>spontan:</b> nach Änderung unter Berücksichtigung von Schwellwertverfahren <b>zyklisch:</b> in festen Zeitintervallen wird der aktuelle Zustand übertragen <b>abgefragt:</b> hier wird der Zustand zum Zeitpunkt der Abfrage übertragen											
Echtzeit	:	Anforderungen z.B. hoch (5ms); mittel (100 ms); niedrig (1s); sehr niedrig (Minuten) (Zeitangabe beinhaltet Zeit der Erfassung und Verarbeitung, Laufzeit in der Komponente und die Übertragungszeit zwischen zwei Komponenten)											
Datenformate	:	Prozess- oder Rechenwerte (Event-, Float-oder Integer- Informationen), die von einer Komponente zu einer anderen übertragen werden											
Kommunikationsstil	:	<b>unidirectional:</b> Kommunikationsfluss nur in eine Richtung <b>bidirectional:</b> Kommunikationsaustausch in beiden Richtungen <b>one-to-many:</b> Eine Komponente kommuniziert mit mehreren andern Komponenten											
Security	:	<b>C</b> (Confidentiality) = Vertraulichkeit; <b>I</b> (Integrity) = Nichtfälschbarkeit; <b>A</b> (Authorisation) = Befugnis und <b>NR</b> (Non-Repudiation) = Nicht-Abstreitbarkeit Art der Verschlüsselung: - <b>End-End</b> (Ende-zu-Ende-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden vom Sender verschlüsselt und erst vom Empfänger entschlüsselt - <b>DUE – DUE</b> (Punkt-zu-Punkt-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden von einer Übertragungseinheit zur nächsten verschlüsselt übertragen											
Statusinformation	:	<b>IV</b> (Invalid): Prozessinformation gestört <b>NT</b> (No Topical): Nachbildung Prozessstörung an übergeordneter Stelle <b>OV</b> (Over Flow): Werte ist außerhalb des kalibrierten Bereiches											

<b>Erweiterte Anforderungen an die intelligente Kommunikationstechnologie (IKT)</b>						
Schnittstelle	Zeitquellen			Verschlüsselung		Bemerkungen zur Übertragungstechnik
	Über Protokoll	extern	Genauigkeit t (ms)	End-End	DUE-DUE	Redundanz, Robustheit, .....
Field - Station						
Station - intern						
Station - Station						
Operation - Station			10ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	Je nach Spannungsebene können zusätzliche Anforderungen an die Verfügbarkeit der Gesamtlösung bis hin zu 99.96% zu Grunde gelegt werden
Operation - Operation						
Operation - Enterprise						

## 3.2.4 Weitbereichsregelung für Trafo u. Längsregler

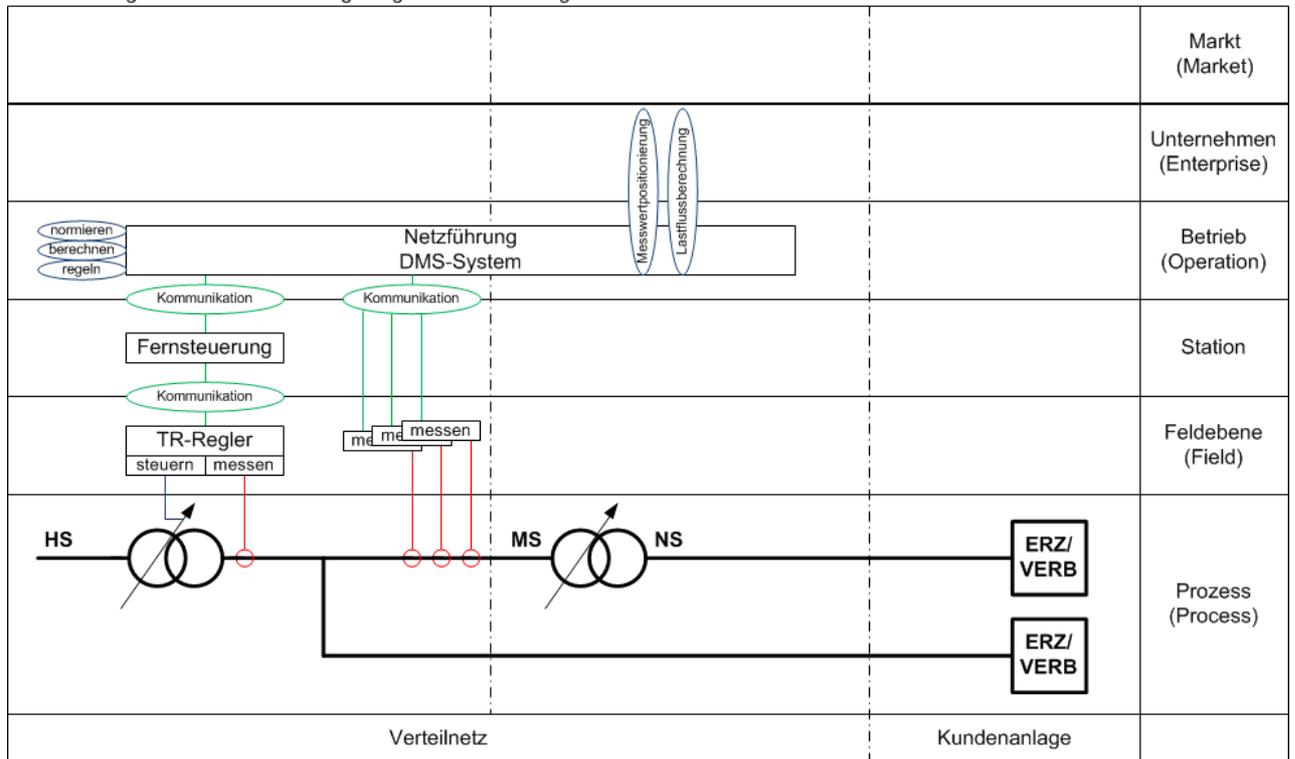
Bereich	Netzführung		
Aufgabe	Spannungshaltung		
Einsatzbereich des Verfahrens	Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)
	-	X	X
Verfahren wird vorwiegend in der Mittelspannung eingesetzt			
Verfahren	<p>Durch den stetigen Zuwachs von dezentralen Erzeugungsanlagen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen steht der Verteilnetzbetreiber vor der Herausforderung das geforderte Spannungsniveau nach DIN EN 50160 in einem zulässigen Spannungsband von +/- 10 % des Sollwertes zu halten. Um kostenintensive Ausbaumaßnahmen des Netzes zu vermeiden, wurden verschiedene Konzepte zur Regelung des Spannungsniveaus entwickelt, um auf volatile Einspeise- und Laständerungen zeitnah reagieren zu können. Hierfür können unterschiedliche Verfahren eingesetzt werden.</p> <p>Im folgenden Verfahren sollen der a) zentrale und der b) dezentrale Ansatz zur Regelung des Spannungsniveaus mittels Weitbereichsregelung im Mittel- bzw. Niederspannungsnetz vorgestellt werden. Hierbei wird versucht durch Netzmonitoring einen möglichst detaillierten und aktuellen Überblick der Netzsituation über bestimmte Abschnitte des aktiven Verteilnetzes zu bekommen, um eventuelle auftretende Spannungsbandverletzungen zeitnah zu identifizieren bzw. zu verhindern.</p>		
Performance Erkennung und Lösung	<p>a) Bei dem zentralen Ansatz zur Weitbereichsregelung werden im Mittelspannungsnetz zunächst mehrere geeignete Messpunkte anhand von Lastflussberechnungen unter den zwei Kriterien maximale Einspeisung und minimaler Verbrauch bzw. minimale Einspeisung und maximaler Verbrauch bestimmt. Diese lokalisierten Punkte werden anschließend mit geeigneter Messtechnik zur Spannungserfassung ausgestattet. Aus Kostengründen wird die geeignete Messtechnik überwiegend durch die vereinfachte Anbindung in Ortnetzstationen installiert, um dort die Netzspannung der MS-Seite der Ortsnetzstation zu erfassen und gleichzeitig eine mögliche Kommunikationsanbindung zur Leitstelle bzw. zum Umspannwerk nutzen zu können. Die ermittelten Messwerte werden in festgelegten zyklischen Intervallen an die Leitstelle bzw. an das Umspannwerk gesendet, wo der optimale Spannungssollwert in Abhängigkeit von Erzeugungs- und Laständerungen automatisch berechnet wird. Dieser berechnete optimale Spannungssollwert wird dann an den Spannungsregler des HS/MS- Leistungstransformator übermittelt, welcher auf dessen Basis das optimale Spannungsniveau ausregelt.</p> <p>b) Bei dem dezentralen Ansatz zur Weitbereichsregelung wird neben dem in a) beschriebenen Regelkonzept im Mittelspannungsnetz zusätzlich eine Regelung der Spannung im Niederspannungsnetz durchgeführt. Hierfür werden nach dem gleichen Konzept, wie in a) geeignete Messpunkte im Niederspannungsnetz bestimmt, wobei in diesem Verfahren eine zusätzliche Berücksichtigung der Netzeinspeisungen und der Lastabnahmen der jeweiligen</p>		

	<p>Hausanschlüsse berücksichtigt werden muss. Eine genaue Kenntnis über die Netztopologie des Niederspannungsnetzes muss aus diesem Grund vorausgesetzt werden, damit die Positionierung der Messtechnik an den entscheidenden Knotenpunkten, Einspeisepunkten und Lastabnahmepunkten im Netz bestimmt werden kann. Die einzelnen ermittelten Messwerte aus dem Niederspannungsnetz werden dann in zyklischen Intervallen an die Ortsnetzstation übermittelt, wo der optimale Spannungswert berechnet wird. Dieser berechnete Sollwert wird dann an den Spannungsregler des regelbaren Ortsnetztransformators bzw. an den Längsregler übermittelt, welcher auf dessen Basis das optimale Spannungsniveau autark ausregelt. Je nach Kommunikationsanbindung stehen auch der Leitstelle die ermittelten Messwerte zur Verfügung, um im Störfall manuelle Eingriffsmöglichkeit zu haben.</p>				
Einbettung Verfahren in Aufgabenkontext	<p>Die Robustheit der Regelung hängt von der Anzahl (Redundanz der Messstellen) und der Genauigkeit der Messeinrichtung ab. Bei Ausfall aller dezentralen Messungen ist ein Rückfall auf die klassische Spannungsregelung (Spannung am Trafo) sicherzustellen bzw. den Regler zu deaktivieren. Die Regelung betrachtet nur das jeweilige Netzgebiet. Die Netzführung hat weiterhin die Gesamtübersicht.</p>				
Relevante verfahrensspezifische Richtlinien	<ul style="list-style-type: none"> <li>- DIN EN 61869: Messwandler</li> <li>- DIN EN 61850-3: Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung - Teil 3: Allgemeine Anforderungen</li> <li>- DIN EN 60255-26: Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 26: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 60870-2-1: Fernwirkanlagen und -systeme - Teil 2: Betriebsbedingungen; Hauptabschnitt 1: Stromversorgung und elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen</li> </ul>				
Sensorik Station	<p>Bei dieser Systemlösung ist die Messgenauigkeit der gesamten Messkette (Messkarte und Wandler) in die Betrachtung der Qualität der Regelung mit einzubeziehen.</p>				
Sensorik Field	<p>Einsatz von mehreren Messwandler an geeigneten Messpunkten im Mittel- bzw. Niederspannungsnetz zur Ermittlung des optimalen Spannungsniveaus. Anforderungen Genauigkeit der Messung; Zyklische Übertragung von Messwerten mit Zeit; Zeitsetzen z.B. per sNTP oder Fernwirkprotokoll (siehe auch Anforderungen Messung Station)</p>				
Netzdaten	<p>Informationen über die Netztopologie werden zur Positionierung der dezentralen Messeinrichtung benötigt.</p>				
Berechnungslogik	Steuerung s-logik	Lastfluss-berechnung	State-Estimation	Prognose-verfahren	Regelungs-algorithmus

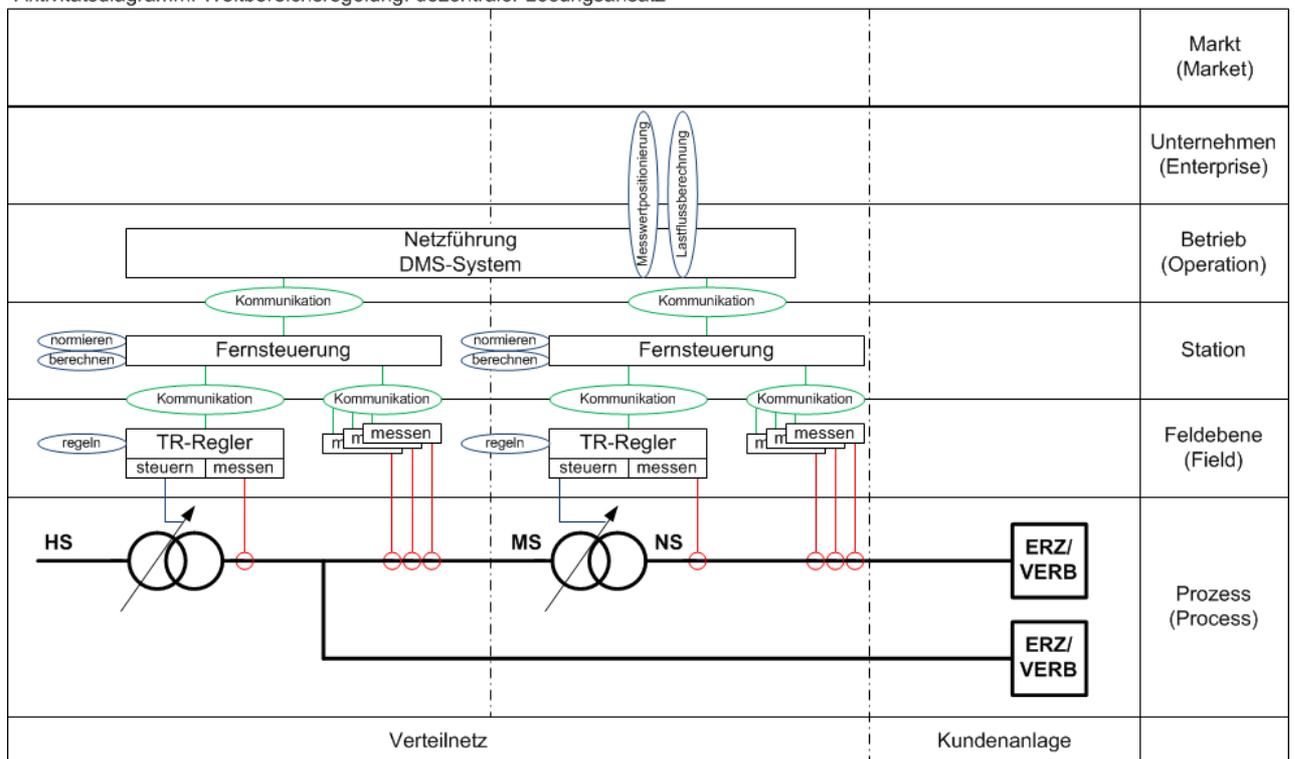
		-	-	-	-	X
Aktoren Station		Schaltgeräte	Trafo	DEA	Last	
		-	X	-	-	
Sonderfunktion en		ES / KS	Schutz	PQ	Synchronisierung	Synchro Check
		-	-	-	-	-

**Grafische Darstellung des Verfahrens einschließlich der erforderlichen Kommunikationsbeziehungen.**

Aktivitätsdiagramm: Weitbereichsregelung: zentraler Lösungsansatz



Aktivitätsdiagramm: Weitbereichsregelung: dezentraler Lösungsansatz



**Zusatzinformation zur Anwendung:**

Regelung der Spannung im MS/NS Netz mit Hilfe von verteilten Messsensoren mit dem Ziel den Ausnutzungsgrad des einzuhaltenden Spannungsbandes zu erhöhen.

<b>Anforderungen an die verwendeten Komponenten aus Sicht der Prozessschnittstelle</b>	
Allgemeine Anforderungen	Es muss eine herstellerunabhängige Anbindung der verwendeten Komponenten an das bestehende Kommunikationssystem möglich sein, um eine intakte Kopplung und fehlerfreie Datenübertragung zu gewährleisten.
Sensorik Erfassung von Mess- & Ereignisdaten	Die Messgenauigkeit der Spannungsmessung (Wandler und Messtechnik) ist für die Qualität der Regelung maßgeblich. Die Messgenauigkeit sollte sich an der Stufung des Trafos (prozentualer Spannungshub) ausrichten. Sie beträgt typisch die Hälfte des Spannungshubs. Die zeitliche Abweichung (Alter der Messwerte) der gemessenen Werte darf eine bestimmte Zeit nicht überschreiten. Zur Überwachung der Abweichung und Kontrolle ist eine Übertragung der Werte mit Zeitstempel von Vorteil. Für die Erfassung und Weiterverarbeitung der Messwerte werden typisch Mittelwerte (1s) herangezogen. Die Übertragung der Messwerte der dezentralen Messeinrichtungen muss auf das Regelverhalten der Weitbereichsregelung abgestimmt sein.
Aktorik Ansteuerung von Betriebsmitteln	Ansteuerung des jeweiligen Leistungstransformators, regelbaren Ortsnetztransformators oder Längsreglers mittels Steuerbefehlen „Höher oder Tiefer“ im Rahmen der Regelbandbreite (Stufen) des Betriebsmittels.

<b>Benötigte Kommunikationsbeziehungen für dieses Verfahren</b>							
Anforderungen an die IKT	Off- line	Field- Station	Station intern	Station - Station	Operati- on- Station	Operation- Operation	Operation – Enterprise
	#	X			X		
Anmerkungen	<p>„#“ = nicht betrachtet                      „X“ = Kommunikationsbeziehung bei direkter Anbindung eines Gerätes an die Leitstelle (Operation)                      „(X)“ = beim Betrieb mehrerer Geräte in einer Station und Kopplung über RTU zur Leitstelle (Operation)  <u>Übertragungseinrichtungen</u>                      Je nach Verteilnetzbetreiber kommen bei dieser Anwendung zwischen der Ortsnetzstation (Station) und der Netzführung (Operation) festgeschaltete Verbindungen (eigene) oder Funkverbindungen (externer Provider) zum Einsatz.</p>						

Anforderungen an den zum Einsatz kommenden Übertragungsdienst													
Schnittstelle	Art der Datenübertragung (*worst case!)				Datenformate (Byte)					Kommunikationsbeziehungen		Security	Status Information
	Spontan* (push) (spontaneous)	Zyklisch [s]	Abgefragt (Polling)	Latenzzeit (t)	Werte	Meldungen	Befehle	Sollwerte	Datenvolumen [Byte]	Verlust behaftete Werte (J/N)	Kommunikationsstil	C/I/A/NR	IV, NT, OV
Field – Station abgesetzte Messung	nein	ja, alle 3 sec.	nein	100ms	ja	nein	nein	nein	1-10 Byte / Signal netto	ja	uni-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Field – Station TR- Regler	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	ja	Führungsgröße TR-Regler	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Station - intern													
Station - Station													
Operation - Station Fernsteuerung	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	ja	Führungsgröße TR-Regler	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Field abgesetzte Messung	nein	Ja, alle 3 sec.	nein	100ms	ja	nein	nein	nein	1-10 Byte / Signal netto	ja	uni-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Anmerkungen / Erklärungen													
Art der Datenübertragung	:	<b>spontan:</b> nach Änderung unter Berücksichtigung von Schwellwertverfahren <b>zyklisch:</b> in festen Zeitintervallen wird der aktuelle Zustand übertragen <b>abgefragt:</b> hier wird der Zustand zum Zeitpunkt der Abfrage übertragen											
Echtzeit	:	Anforderungen z.B. hoch (5ms); mittel (100 ms); niedrig (1s); sehr niedrig (Minuten) (Zeitangabe beinhaltet Zeit der Erfassung und Verarbeitung, Laufzeit in der Komponente und die Übertragungszeit zwischen zwei Komponenten)											
Datenformate	:	Prozess- oder Rechenwerte (Event-, Float-oder Integer- Informationen), die von einer Komponente zu einer anderen übertragen werden											
Kommunikationsstil	:	<b>unidirectional:</b> Kommunikationsfluss nur in eine Richtung <b>bidirectional:</b> Kommunikationsaustausch in beiden Richtungen <b>one-to-many:</b> Eine Komponente kommuniziert mit mehreren andern Komponenten											
Security	:	<b>C</b> (Confidentiality) = Vertraulichkeit; <b>I</b> (Integrity) = Nichtfälschbarkeit; <b>A</b> (Authorisation) = Befugnis und <b>NR</b> (Non-Repudiation) = Nicht-Abstreitbarkeit Art der Verschlüsselung: - <b>End-End</b> (Ende-zu-Ende-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden vom Sender verschlüsselt und erst vom Empfänger entschlüsselt - <b>DUE – DUE</b> (Punkt-zu-Punkt-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden von einer Übertragungseinheit zur nächsten verschlüsselt übertragen											
Statusinformation	:	<b>IV</b> (Invalid): Prozessinformation gestört <b>NT</b> (No Topical): Nachbildung Prozessstörung an übergeordneter Stelle <b>OV</b> (Over Flow): Werte ist außerhalb des kalibrierten Bereiches											

Erweiterte Anforderungen an die intelligente Kommunikationstechnologie (IKT)						
Schnittstelle	Zeitquellen			Verschlüsselung		Bemerkungen zur Übertragungstechnik
	Über Protokoll	extern	Genauigkeit (ms)	End-End	DUE-DUE	
Field - Station abgesetzte Messung			100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 100ms	Bei Ausfall einzelner Kommunikationskanäle muss die Systemlösung eine sichere Rückfallebene ermöglichen
Field – Station TR- Regler			100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 100ms	Bei Ausfall einzelner Kommunikationskanäle muss die Systemlösung eine sichere Rückfallebene ermöglichen
Station - intern						
Station - Station						
Operation – Station Fernsteuerung			100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	Bei Ausfall einzelner Kommunikationskanäle muss die Systemlösung eine sichere Rückfallebene ermöglichen
Operation - Field abgesetzte Messung			100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 100ms	Bei Ausfall einzelner Kommunikationskanäle muss die Systemlösung eine sichere Rückfallebene ermöglichen

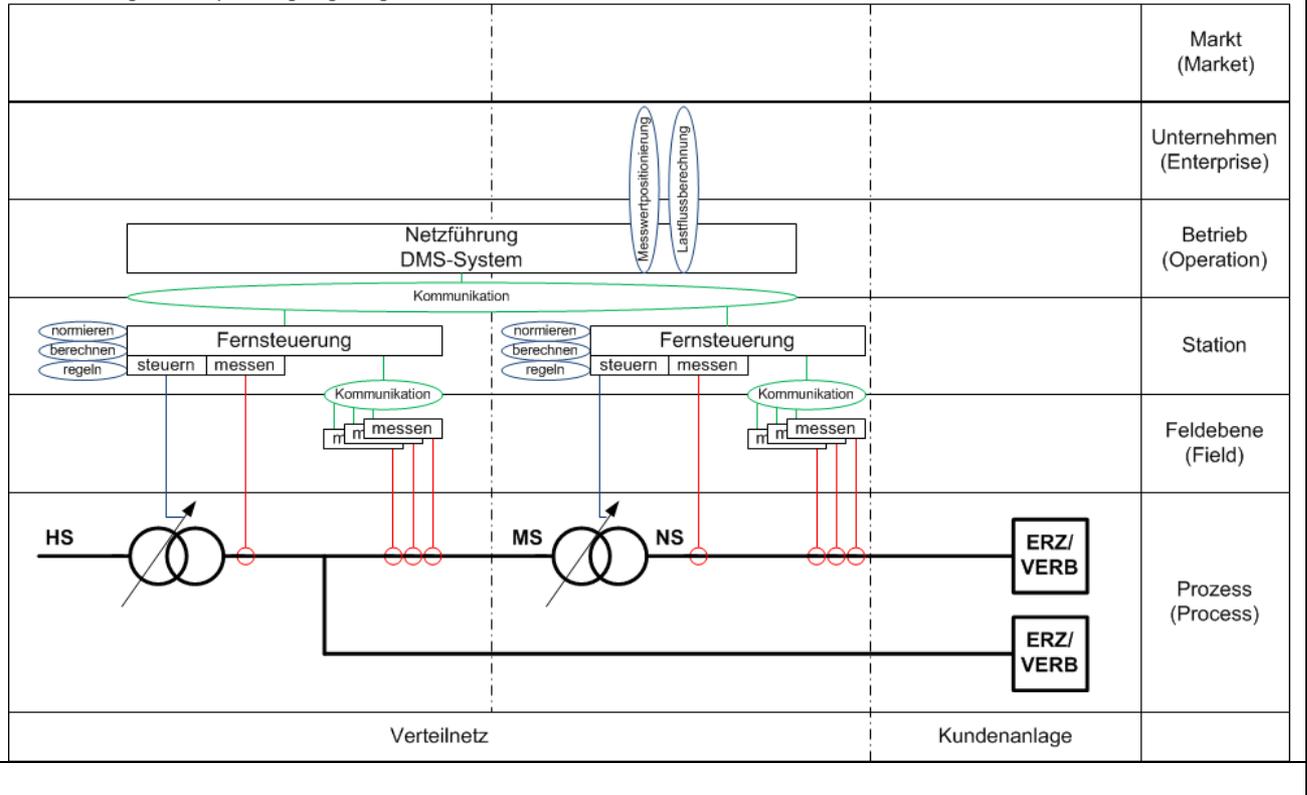
## 3.2.5 Spannungsregelung auf Basis des Gesamtnetzstatus

Bereich	Netzführung		
Aufgabe	Spannungshaltung		
Einsatzbereich des Verfahrens	Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)
	(X)	X	X
	Verfahren wird vorwiegend in der Mittel- und Niederspannung eingesetzt		
Verfahren	<p>Durch den stetigen Zuwachs von dezentralen Erzeugungsanlagen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen steht der Verteilnetzbetreiber vor der Herausforderung das geforderte Spannungsniveau nach DIN EN 50160 in einem zulässigen Spannungsband von +/- 10 % des Sollwertes zu halten. Um kostenintensive Ausbaumaßnahmen des Netzes zu vermeiden, wurden verschiedene Konzepte zur Regelung des Spannungsniveaus entwickelt, um auf volatile Einspeise- und Laständerungen zeitnah reagieren zu können. Hierfür können unterschiedliche Verfahren eingesetzt werden, um eventuelle Spannungsbandverletzungen zu verhindern. Eine Möglichkeit soll im folgenden Verfahren beschrieben werden.</p> <p>In diesem Verfahren soll eine koordinierte Regelung der Mittel- und Niederspannung auf Basis des Gesamtnetzstatus vorgestellt werden, wobei der Gesamtnetzstatus zunächst durch eine State-Estimation abgeschätzt wird.</p>		
Performance Erkennung und Lösung	<p>In diesem Verfahren werden im Mittel- bzw. Niederspannungsnetz zunächst wenige Punkte mit geeigneter Messtechnik zur Spannungserfassung ausgestattet, um einen Überblick der Netzsituation zu erhalten. Diese Messwerte werden dann durch eine geeignete Kommunikationsanbindung in festgelegten zyklischen Intervallen an eine zentrale (Leitstelle) oder dezentrale (Station) Stelle übermittelt und dazu verwendet, eine Zustandsschätzung des jeweiligen Netzgebiets (State-Estimation) durchzuführen. Die Ergebnisse bilden die Grundlage eines nachgelagerten Regelungsalgorithmus, der den Netzstatus minimalinvasiv in einen unkritischen Bereich zurückführt. Als Eingriffsmöglichkeiten stehen netzseitige Spannungsregler der HS/MS- Transformatoren bzw. regelbare Ortsnetztransformatoren zur Verfügung. Der Algorithmus kann zentral oder dezentral angesiedelt sein.</p> <p>Es ist generell zu beachten, dass bei einer State-Estimation Schätzfehler auftreten können, die durch Ausbringung zusätzliche Messtechnik im Netz reduziert werden können.</p> <p>Der Verteilnetzbetreiber hat dabei jederzeit die Möglichkeit per Fernsteuerung manuell in den Prozess einzugreifen.</p>		
Einbettung Verfahren in Aufgabenkontext	<p>Die Robustheit der Regelung hängt von der Anzahl (Redundanz der Messstellen) und der Genauigkeit der Messeinrichtung ab. Bei Ausfall aller dezentralen Messungen ist ein Rückfall auf die klassische Spannungsregelung (Spannung am Trafo) sicherzustellen bzw. den Regler zu deaktivieren. Die Regelung betrachtet nur das jeweilige Netzgebiet. Die Netzführung hat weiterhin die Gesamtübersicht.</p>		

Relevante verfahrensspezifische Richtlinien	<ul style="list-style-type: none"> <li>- VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz</li> <li>- DIN EN 61869: Messwandler</li> <li>- DIN EN 61850-3: Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung - Teil 3: Allgemeine Anforderungen</li> <li>- DIN EN 60255-26: Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 26: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 60870-2-1: Fernwirkleinrichtungen und -systeme - Teil 2: Betriebsbedingungen; Hauptabschnitt 1: Stromversorgung und elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen</li> </ul>				
Sensorik Station	Bei dieser Systemlösung ist die Messgenauigkeit der gesamten Messkette (Messkarte und Wandler) in die Betrachtung der Qualität der Regelung mit einzubeziehen.				
Sensorik Field	Anforderungen Genauigkeit der Messung, Zyklische Übertragung von Messwerten mit Zeit, Zeitsetzen z.B. per sNTP oder Fernwirkprotokoll (siehe Sensorik Station)				
Netzdaten	Informationen über die Netztopologie werden zur Positionierung der dezentralen Messeinrichtung (Sensorik Field) benötigt.				
Berechnungslogik	Steuerungslogik	Lastflussberechnung	State-Estimation	Prognoseverfahren	Regelungsalgorithmus
	-	X	X	-	X
Aktoren Station	Schaltgeräte	Trafo	DEA	Last	
	-	X	-	-	
Sonderfunktionen	ES / KS	Schutz	PQ	Synchronisierung	Synchro Check
	-	-	-	-	-

**Grafische Darstellung des Verfahrens einschließlich der erforderlichen Kommunikationsbeziehungen.**

Aktivitätsdiagramm: Spannungsregelung auf Basis des Gesamtnetzstatus



**Anforderungen an die verwendeten Komponenten aus Sicht der Prozessschnittstelle**

Allgemeine Anforderungen	Es muss eine herstellerunabhängige Anbindung der verwendeten Komponenten an das bestehende Kommunikationssystem möglich sein, um eine intakte Kopplung und fehlerfreie Datenübertragung zu gewährleisten.
Sensorik Erfassung von Mess- & Ereignisdaten	Die Messgenauigkeit der Spannungsmessung (Wandler und Messtechnik) hat Einfluß auf die Qualität der Regelung. Die Genauigkeit der Regelung wird maßgeblich durch die State-Estimation bestimmt.  Für die Erfassung und Weiterverarbeitung der Messwerte werden typisch Mittelwerte (1s) herangezogen. Die Übertragung der Messwerte der dezentralen Messeinrichtungen muss auf die Anforderungen der State-Estimation abgestimmt sein.
Aktorik Ansteuerung von Betriebsmitteln	Direkte Ansteuerung von HS/MS-Transformatoren und regelbaren Ortsnetztransformatoren oder Längsreglern soweit vorhanden im Rahmen der koordinierten Spannungsregelung auf Basis der aktuellen Netzauslastung.

Benötigte Kommunikationsbeziehungen für dieses Verfahren							
Anforderungen an die IKT	Off-line	Field-Station	Station intern	Station - Station	Operation-Station	Operation-Operation	Operation – Enterprise
	#	X			X		
Anmerkungen	<p>„#“ = nicht betrachtet                      „X“ = Kommunikationsbeziehung bei direkter Anbindung eines Gerätes an die Leitstelle (Operation)                      „(X)“ = beim Betrieb mehrerer Geräte in einer Station und Kopplung über RTU zur Leitstelle (Operation)  <u>Übertragungseinrichtungen</u>                      Je nach Verteilnetzbetreiber kommen bei dieser Anwendung zwischen der Ortsnetzstation (Station) und der Netzführung (Operation) festgeschaltete Verbindungen (eigene) oder Funkverbindungen (externer Provider) zum Einsatz</p>						

Anforderungen an den zum Einsatz kommenden Übertragungsdienst													
Schnittstelle	Art der Datenübertragung (*worst case!)				Datenformate (Byte)					Kommunikationsbeziehungen		Security	Status Information
	Spontan* (push) (spontaneous)	Zyklisch [s]	Abgefragt (Polling)	Latenzzeit (t)	Werte	Meldungen	Befehle	Sollwerte	Datenvolumen [Byte]	Verlust behaftete Werte (J/N)	Kommunikationsstil	C//A/NR	IV, NT, OV
Field - Station	nein	ja, alle 3 sec.	nein	100ms	ja	nein	nein	nein	1-10 Byte / Signal netto	ja	uni-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Station - intern													
Station - Station													
Operation - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	ja	Führungsgröße TR-Regler	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Operation													
Operation - Enterprise													
Anmerkungen / Erklärungen													
Art der Datenübertragung	:	<b>spontan:</b> nach Änderung unter Berücksichtigung von Schwellwertverfahren <b>zyklisch:</b> in festen Zeitintervallen wird der aktuelle Zustand übertragen <b>abgefragt:</b> hier wird der Zustand zum Zeitpunkt der Abfrage übertragen											
Echtzeit	:	Anforderungen z.B. hoch (5ms); mittel (100 ms); niedrig (1s); sehr niedrig (Minuten) (Zeitangabe beinhaltet Zeit der Erfassung und Verarbeitung, Laufzeit in der Komponente und die Übertragungszeit zwischen zwei Komponenten)											
Datenformate	:	Prozess- oder Rechenwerte (Event-, Float-oder Integer- Informationen), die von einer Komponente zu einer anderen übertragen werden											
Kommunikationsstil	:	<b>unidirectional:</b> Kommunikationsfluss nur in eine Richtung <b>bidirectional:</b> Kommunikationsaustausch in beiden Richtungen <b>one-to-many:</b> Eine Komponente kommuniziert mit mehreren andern Komponenten											
Security	:	<b>C</b> (Confidentiality) = Vertraulichkeit; <b>I</b> (Integrity) = Nichtfälschbarkeit; <b>A</b> (Authorisation) = Befugnis und <b>NR</b> (Non-Repudiation) = Nicht-Abstreitbarkeit Art der Verschlüsselung: - <b>End-End</b> (Ende-zu-Ende-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden vom Sender verschlüsselt und erst vom Empfänger entschlüsselt - <b>DUE – DUE</b> (Punkt-zu-Punkt-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden von einer Übertragungseinheit zur nächsten verschlüsselt übertragen											
Statusinformation	:	<b>IV</b> (Invalid): Prozessinformation gestört <b>NT</b> (No Topical): Nachbildung Prozessstörung an übergeordneter Stelle <b>OV</b> (Over Flow): Werte ist außerhalb des kalibrierten Bereiches											

<b>Erweiterte Anforderungen an die intelligente Kommunikationstechnologie (IKT)</b>						
<b>Schnittstelle</b>	<b>Zeitquellen</b>			<b>Verschlüsselung</b>		<b>Bemerkungen zur Übertragungstechnik</b>
	Über Protokoll	extern	Genauigkeit t (ms)	End-End	DUE-DUE	
<b>Field - Station</b>			100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 100ms	Bei Ausfall einzelner Kommunikationskanäle muss die Systemlösung eine sichere Rückfallebene ermöglichen
<b>Station - intern</b>						
<b>Station - Station</b>						
<b>Operation - Station</b>			100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	Bei Ausfall einzelner Kommunikationskanäle muss die Systemlösung eine sichere Rückfallebene ermöglichen
<b>Operation - Operation</b>						
<b>Operation - Enterprise</b>						

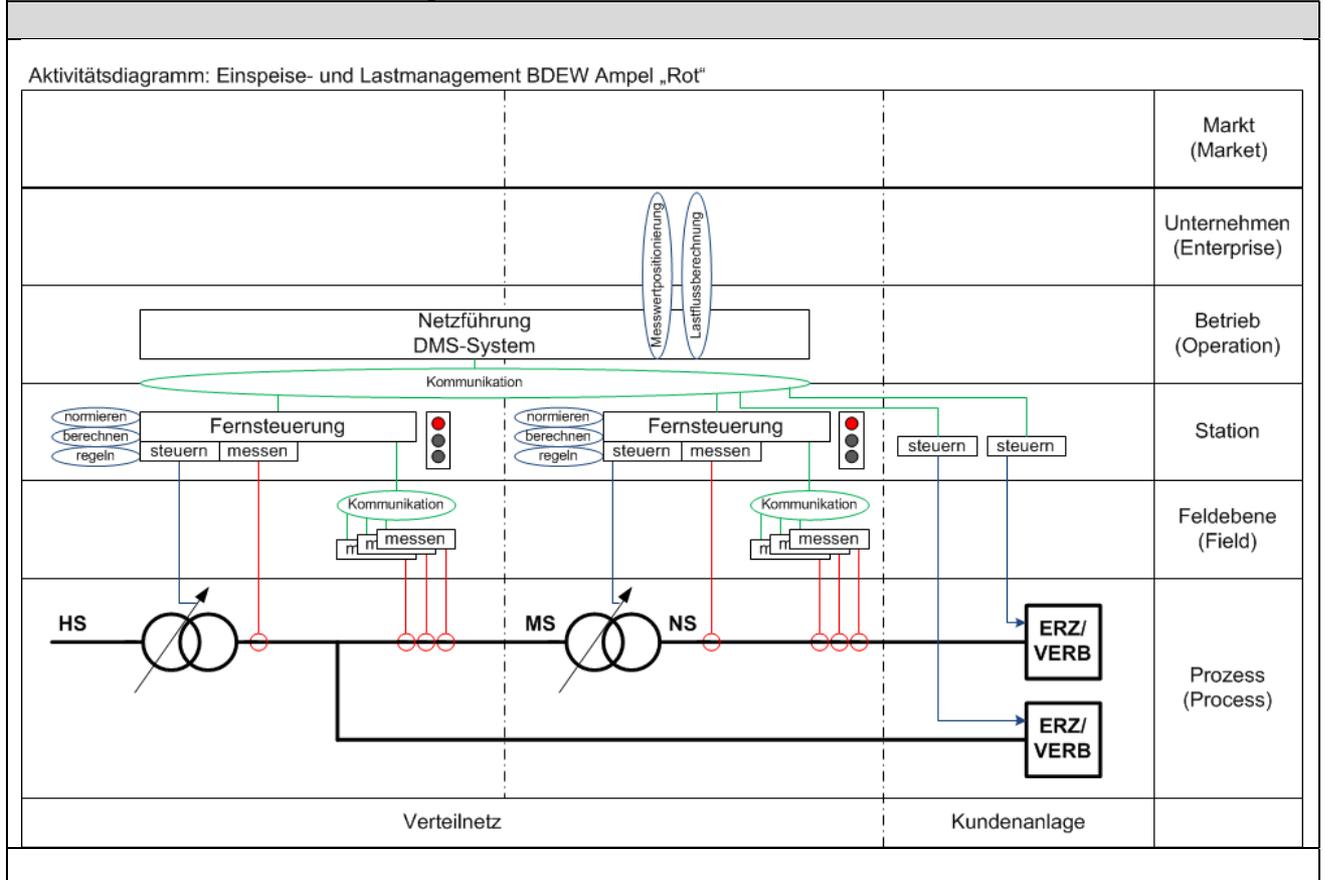
### 3.2.6 Einspeise- und Lastmanagement BDEW-Ampel "Rot" auf Basis des Gesamtnetzzustandes

Bereich	Netzführung		
Aufgabe	Spannungshaltung		
Einsatzbereich des Verfahrens	Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)
	(X)	X	X
	Verfahren wird vorwiegend in der Mittel- und Niederspannung eingesetzt		
Verfahren	<p>Durch den stetigen Zuwachs von dezentralen Erzeugungsanlagen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen steht der Verteilnetzbetreiber vor der Herausforderung, das geforderte Spannungsniveau nach DIN EN 50160 in einem zulässigen Spannungsband von +/- 10 % des Sollwertes zu halten. Um kostenintensive Ausbaumaßnahmen des Netzes zu vermeiden, wurden verschiedene Konzepte zur Regelung des Spannungsniveaus entwickelt, um auf volatile Einspeise- und Laständerungen zeitnah reagieren zu können. Hierfür können unterschiedliche Verfahren eingesetzt werden, um eventuelle Spannungsbandverletzungen zu verhindern. Eine Möglichkeit soll im folgenden Verfahren beschrieben werden.</p> <p>Hierbei soll neben der technischen Umsetzung eines Automatisierungsprinzips zur Spannungsregelung im Mittel- und Niederspannungsnetz ein Konzept des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (kurz BDEW) vorgestellt werden, welches rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen in einem sogenannte Ampelkonzept integriert, mit dem Ziel eine Arbeitsteilung zwischen reguliertem Bereich (Aufgabenfeld von Verteilnetzbetreibern, Messstellenbetreibern, etc.) und nicht-reguliertem Bereich (Aufgabenfeld von Lieferanten, Händlern, Erzeugern, Speicherbetreibern, etc.) der Regelung bzw. Steuerung von Erzeugern und Lasten zu definieren. Auf diese Weise kann eine kontinuierliche Systemstabilität und gleichzeitig auch Verfügbarkeit eines freien Marktes für die Einbindung intelligenter Smart Grid-Lösungen gewährleistet werden. Zum Zwecke einer klaren und strukturierten Abgrenzung der jeweiligen Netzsituation, wurde eine Unterteilung des Ampelkonzeptes in drei Phasen vollzogen. Dabei wird zwischen einer grünen, gelben und roten Phase unterschieden. In diesem Verfahren soll ausschließlich die rote Phase des BDEW-Ampelkonzeptes vorgestellt werden. Diese Phase, auch als „Netzphase“ bezeichnet, sollte möglichst mit allen Mitteln verhindert werden, da hier eine unmittelbare Gefährdung der Netzstabilität und Versorgungssicherheit vorliegt. Der Verteilnetzbetreiber muss zwangsläufig in den Netzbetrieb eingreifen, um eine Einhaltung der Netzspannung des Mittel- bzw. Niederspannungsnetzes im Bereich der geforderten Grenzwerte sicherzustellen. In dieser Phase ist eine flexible Anbindung zusätzlicher Marktteilnehmer (zusätzliche dezentrale Erzeugungsanlagen bzw. Lasten) deshalb nicht mehr möglich. Der Fokus des Verteilnetzbetreibers liegt in dieser Situation ausschließlich auf der Rückführung der Netzsituation in einen unkritischen Zustand, ohne dabei im Notfall Rücksicht auf andere</p>		

	<p>Netzteilnehmer (eingebundener dezentraler Erzeugungsanlagen bzw. Lasten auf Kundenseite) nehmen und diese im äußersten Fall sogar vom Netz abwerfen zu können.</p>
Performance Erkennung und Lösung	<p>In diesem Verfahren werden im Mittel- bzw. Niederspannungsnetz zunächst wenige Punkte mit geeigneter Messtechnik zur Spannungserfassung ausgestattet, um einen Überblick der Netzsituation zu erhalten. Diese Messwerte werden dann durch eine geeignete Kommunikationsanbindung in festgelegten zyklischen Intervallen an eine zentrale (Leitstelle) oder dezentrale (Station) Stelle übermittelt und dazu verwendet, eine Zustandsschätzung des jeweiligen Netzgebiets (State-Estimation) durchzuführen. Ist auf Basis dieser Messwerte eine Einordnung der Netzsituation im Bereich der roten Ampelphase erkennbar, besteht für den Verteilnetzbetreiber zunächst die Möglichkeit, den Netzzustand wenn möglich minimalinvasiv, durch eine Regelung des HS/MS-Transformatoren bzw. regelbaren Ortsnetztransformatoren, in einen unkritischen Bereich zurückzuführen (siehe hierzu auch Abschnitt 3.2.1 und 3.2.2).</p> <p>Kann durch dieses Regelungskonzept jedoch keine Rückführung der Netzspannung in das geforderte Spannungsband erzielt werden, muss der Verteilnetzbetreiber Eingriff in eine oder mehrere dezentrale Erzeugungsanlagen bzw. Lasten nehmen, um das Spannungsniveau in die erforderlichen Grenzen zurückzuführen. Dabei findet zunächst eine Reduzierung der Wirk- bzw. Blindleistung der dezentralen Erzeugungsanlagen bzw. Lasten statt. Führt diese Maßnahme nicht zu einer sicheren Rückführung der Netzsituation, muss der Verteilnetzbetreiber im äußersten Fall einen Erzeuger- bzw. Lastabwurf veranlassen, um Folgeschäden im aktiven Verteilnetz zu vermeiden.</p>
Einbettung Verfahren in Aufgabenkontext	<p>a) DEA Reduzierung der Wirkleistung als Ultima Ratio zur Vermeidung einer Spannungsbandverletzung wenn alle anderen Regelungen (Trafo, Blindleistung) keinen Erfolg mehr bringen.</p> <p>b) Lastabwurf / Zuschaltung von ansteuerbaren Verbrauchern um Spannungsbandverletzungen zu vermeiden.</p>
Relevante verfahrensspezifische Richtlinien	<ul style="list-style-type: none"> <li>- EnWG §13: Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen, Verordnungsermächtigungen</li> <li>- VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz</li> <li>- DIN EN 61869: Messwandler</li> <li>- DIN EN 61850-3: Kommunikationsnetze und -systeme in Stationen – Teil 3: Allgemeine Anforderungen</li> <li>- DIN EN 60255-26: Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 26: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 60870-2-1: Fernwirkeinrichtungen und -systeme - Teil 2: Betriebsbedingungen; Hauptabschnitt 1: Stromversorgung und elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen</li> </ul>
Sensorik Station	<p>Bei dieser Systemlösung ist die Messgenauigkeit der gesamten Messkette (Messkarte und Wandler) in die Betrachtung der Qualität der Regelung mit einzubeziehen.</p>

Sensorik Field	Anforderungen Genauigkeit der Messung, Zyklische Übertragung von Messwerten mit Zeit, Zeitsetzen per sNTP (siehe Sensorik Station)				
Netzdaten	Informationen über die Netztopologie werden zur Positionierung der dezentralen Messeinrichtung (Sensorik Field) benötigt.				
Berechnungslogik	Steuerungslogik	Lastflussberechnung	State-Estimation	Prognoseverfahren	Regelalgorithmus
	-	X	X	-	X
Aktoren Station	Schaltgeräte	Trafo	DEA	Last	
	-	X	X	X	
Sonderfunktionen	ES / KS	Schutz	PQ	Synchronisierung	Synchro Check
	-	-	-	-	-

**Grafische Darstellung des Verfahrens einschließlich der erforderlichen Kommunikationsbeziehungen.**



**Anforderungen an die verwendeten Komponenten aus Sicht der Prozessschnittstelle**

Allgemeine Anforderungen	Es muss eine herstellerunabhängige Anbindung der verwendeten Komponenten an das bestehende Kommunikationssystem möglich sein, um eine intakte Kopplung und fehlerfreie Datenübertragung zu gewährleisten.
Sensorik Erfassung von Mess- & Ereignisdaten	Die Messgenauigkeit der Spannungsmessung (Wandler und Messtechnik) ist für die Qualität der Regelung maßgeblich.
Aktorik Ansteuerung von Betriebsmitteln	Direkte Ansteuerung von DEA oder Lasten bei Spannungsbandverletzungen durch geeignete Kommunikationsanbindungen.

<b>Benötigte Kommunikationsbeziehungen für dieses Verfahren</b>							
Anforderungen an die IKT	Off-line	Field-Station	Station intern	Station - Station	Operation-Station	Operation-Operation	Operation – Enterprise
	#	X		X	X		
Anmerkungen	<p>„#“ = nicht betrachtet                      „X“ = Kommunikationsbeziehung bei direkter Anbindung eines Gerätes an die Leitstelle (Operation)                      „(X)“ = beim Betrieb mehrerer Geräte in einer Station und Kopplung über RTU zur Leitstelle (Operation)  <u>Übertragungseinrichtungen</u>                      Je nach Verteilnetzbetreiber kommen bei dieser Anwendung zwischen der Ortsnetzstation (Station) und der Netzführung (Operation) festgeschaltete Verbindungen (eigene) oder Funkverbindungen (externer Provider) zum Einsatz</p>						

Anforderungen an den zum Einsatz kommenden Übertragungsdienst													
Schnittstelle	Art der Datenübertragung (*worst case!)				Datenformate (Byte)					Kommunikationsbeziehungen		Security	Status Information
	Spontan* (push) (spontaneous)	Zyklisch [s]	Abgefragt (Polling)	Latenzzeit (t)	Werte	Meldungen	Befehle	Sollwerte	Datenvolumen [Byte]	Verlust behaftete Werte (J/N)	Kommunikationsstil	C/I/A/NR	IV, NT, OV
Field – Station Messung	nein	ja, alle 3 sec.	nein	100ms	ja	nein	nein	nein	1-10 Byte / Signal netto	ja	uni-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Station - intern													
Station – Station Steuerbox	ja	nein	nein	100ms	ja	nein	ja, optional	ja, per Sollwertvorgabe Stufe	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Station Fernsteuerung	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	ja	Führungsgröße für Regler	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Operation													
Operation - Enterprise													
Anmerkungen / Erklärungen													
Art der Datenübertragung	:	<b>spontan:</b> nach Änderung unter Berücksichtigung von Schwellwertverfahren <b>zyklisch:</b> in festen Zeitintervallen wird der aktuelle Zustand übertragen <b>abgefragt:</b> hier wird der Zustand zum Zeitpunkt der Abfrage übertragen											
Echtzeit	:	Anforderungen z.B. hoch (5ms); mittel (100 ms); niedrig (1s); sehr niedrig (Minuten) (Zeitangabe beinhaltet Zeit der Erfassung und Verarbeitung, Laufzeit in der Komponente und die Übertragungszeit zwischen zwei Komponenten)											
Datenformate	:	Prozess- oder Rechenwerte (Event-, Float-oder Integer- Informationen), die von einer Komponente zu einer anderen übertragen werden											
Kommunikationsstil	:	<b>unidirectional:</b> Kommunikationsfluss nur in eine Richtung <b>bidirectional:</b> Kommunikationsaustausch in beiden Richtungen <b>one-to-many:</b> Eine Komponente kommuniziert mit mehreren andern Komponenten											
Security	:	<b>C</b> (Confidentiality) = Vertraulichkeit; <b>I</b> (Integrity) = Nichtfälschbarkeit; <b>A</b> (Authorisation) = Befugnis und <b>NR</b> (Non-Repudiation) = Nicht-Abstreitbarkeit Art der Verschlüsselung: - <b>End-End</b> (Ende-zu-Ende-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden vom Sender verschlüsselt und erst vom Empfänger entschlüsselt - <b>DUE – DUE</b> (Punkt-zu-Punkt-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden von einer Übertragungseinheit zur nächsten verschlüsselt übertragen											
Statusinformation	:	<b>IV</b> (Invalid): Prozessinformation gestört <b>NT</b> (No Topical): Nachbildung Prozessstörung an übergeordneter Stelle <b>OV</b> (Over Flow): Werte ist außerhalb des kalibrierten Bereiches											

Erweiterte Anforderungen an die intelligente Kommunikationstechnologie (IKT)						
Schnittstelle	Zeitquellen			Verschlüsselung		Bemerkungen zur Übertragungstechnik
	Über Protokoll	extern	Genauigkeit (ms)	End-End	DUE-DUE	
Field – Station Messung			100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 100ms	Bei Ausfall einzelner Kommunikationskanäle muss die Systemlösung eine sichere Rückfallebene ermöglichen
Station - intern						
Station – Station Steuerbox			10 bis 100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	Bei Ausfall einzelner Kommunikationskanäle muss die Systemlösung eine sichere Rückfallebene ermöglichen.
Operation - Station Fernsteuerung			10 bis 100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	Bei Ausfall einzelner Kommunikationskanäle muss die Systemlösung eine sichere Rückfallebene ermöglichen
Operation - Operation						
Operation - Enterprise						

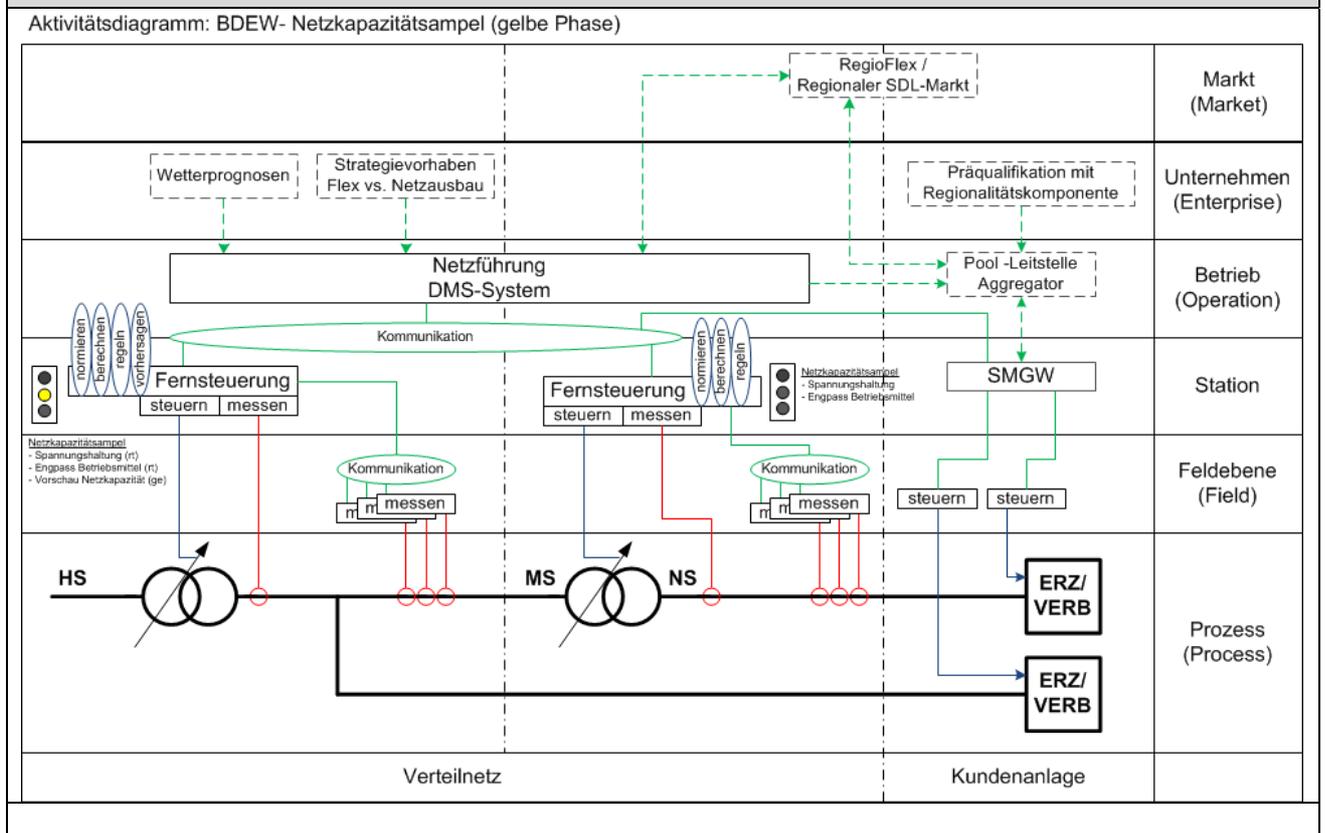
### 3.2.7 BDEW-Ampel (gelbe Phase) „Spannungshaltung“ auf Basis des Gesamtnetzstatus (Prognose)

Bereich	Netzführung		
Aufgabe	Spannungshaltung		
Einsatzbereich des Verfahrens	Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)
	(X)	X	X
	Verfahren wird vorwiegend in der Mittel- und Niederspannung eingesetzt		
Verfahren	<p>Durch den stetigen Zuwachs von dezentralen Erzeugungsanlagen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen steht der Verteilnetzbetreiber vor der Herausforderung das geforderte Spannungsniveau nach DIN EN 50160 in einem zulässigen Spannungsband von +/- 10 % des Sollwertes zu halten. Um kostenintensive Ausbaumaßnahmen des Netzes zu vermeiden, wurden verschiedene Konzepte zur Regelung des Spannungsniveaus entwickelt, um auf volatile Einspeise- und Laständerungen zeitnah reagieren zu können. Hierfür können unterschiedliche Verfahren eingesetzt werden, um eventuelle Spannungsbandverletzungen zu verhindern. Eine Möglichkeit soll im folgenden Verfahren beschrieben werden.</p> <p>Hierbei soll neben der technischen Umsetzung eines Automatisierungsprinzips zur Spannungsregelung im Mittel- und Niederspannungsnetz ein Konzept des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (kurz BDEW) vorgestellt werden, welches rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen in einem sogenannte Ampelkonzept integriert, mit dem Ziel eine Arbeitsteilung zwischen reguliertem Bereich (Aufgabenfeld von Verteilnetzbetreibern, Messstellenbetreibern, etc.) und nicht-reguliertem Bereich (Aufgabenfeld von Lieferanten, Händlern, Erzeugern, Speicherbetreibern, etc.) bei der Regelung bzw. Steuerung von Erzeugern und Lasten zu definieren. Auf diese Weise kann eine kontinuierliche Systemstabilität und gleichzeitig auch Verfügbarkeit eines freien Marktes für die Einbindung intelligenter Smart Grid- Lösungen gewährleistet werden. Zum Zwecke einer klaren und strukturierten Abgrenzung der jeweiligen Netzsituation, wurde eine Unterteilung des Ampelkonzeptes in drei Phasen vollzogen. Dabei wird zwischen der grünen, gelben und roten Phase unterschieden.</p> <p>In diesem Verfahren soll ausschließlich die gelbe Phase des BDEW-Ampelkonzeptes vorgestellt werden. In dieser Phase wird der Fokus des Verteilnetzbetreibers auf ein Zusammenwirken von Netz und Markt gelegt, wodurch grundsätzlich eine Entlastung der Netzkapazität und eine Vermeidung des Netzausbaus erzielt werden soll. Engpässe im aktiven Energie-Verteilungsnetz können durch eine Flexibilität am Markt (Einbindung von zusätzlichen dezentralen Erzeugungsanlagen bzw. Lasten) gedeckt werden, solange der Preis für Flexibilität langfristig summiert den Preis für Netzausbaumaßnahmen nicht übersteigt. Es muss jedoch beachtet werden, dass eine koordinierte Bereitstellung systemsichernder Dienstleistungen sichergestellt wird, da die Einbindung zusätzlicher</p>		

	<p>dezentraler Erzeugungsanlagen und Lasten eine komplexe Netzstruktur mit sich führt, die weiterhin überschaubar und vor allem kontrollierbar für den Verteilnetzbetreiber bleiben muss, um nicht unbemerkt in die rote Ampelphase überzuwechseln.</p>
Performance Erkennung und Lösung	<p>In diesem Verfahren werden im Mittel- bzw. Niederspannungsnetz zunächst wenige Punkte mit geeigneter Messtechnik zur Spannungserfassung ausgestattet, um einen Überblick der Netzsituation zu erhalten. Diese Messwerte werden dann durch eine geeignete Kommunikationsanbindung in festgelegten zyklischen Intervallen an eine zentrale (Leitstelle) oder dezentrale (Station) Stelle übermittelt und dazu verwendet, eine Zustandsschätzung des jeweiligen Netzgebiets (State-Estimation) durchzuführen. Zusätzlich werden durch archivierte Messwerte und Wetterdaten mit entsprechenden Prognoseverfahren Erzeugungs- und Lastprofile für die zukünftige Spannungssituation im Mittel- und Niederspannungsnetz erstellt. Ist auf Basis dieser Messwerte eine Prognose der künftigen Netzsituation im Bereich der gelben Ampelphase erkennbar, können diese Daten vom Verteilnetzbetreiber dazu genutzt werden, um einen Überblick über den absehbaren Bedarf an Flexibilität von Marktteilnehmern (Einbindung zusätzlicher dezentraler Erzeugungsanlagen bzw. Lasten) zu bekommen und eine entsprechende Nachfrage frühzeitig am Markt durch zweckmäßige vertragliche Vereinbarungen zu decken, um zukünftig prognostizierte Spannungsbandverletzungen zu vermeiden und so einen intakten Netzbetrieb sicherzustellen.</p> <p>Bislang regeln Smart Grid Systeme beispielsweise dezentrale Einspeiser auf Grundlage bilateraler Vereinbarungen. Durch die lokale Auktionierung der benötigten Flexibilität wird eine Öffnung des Marktes für alle Flexibilitätsoptionen erreicht. Mittelfristig kann davon ausgegangen werden, dass dadurch der Preis für die Beschaffung der benötigten Flexibilität sinken wird.</p>
Einbettung Verfahren in Aufgabenkontext	<p>Dieses Verfahren dient dazu die rote Phase des BDEW-Ampelkonzeptes zu vermeiden.</p>
Relevante verfahrensspezifische Richtlinien	<ul style="list-style-type: none"> <li>- EnWG §13: Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen, Verordnungsermächtigungen</li> <li>- VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz</li> <li>- DIN EN 61869: Messwandler</li> <li>- DIN EN 61850-3: Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung - Teil 3: Allgemeine Anforderungen</li> <li>- DIN EN 60255-26: Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 26: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 60870-2-1: Fernwirkleinrichtungen und -systeme - Teil 2: Betriebsbedingungen; Hauptabschnitt 1: Stromversorgung und elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen</li> </ul>

Sensorik Station	Bei dieser Systemlösung ist die Messgenauigkeit der gesamten Messkette (Messkarte und Wandler) in die Betrachtung der Qualität der Regelung mit einzubeziehen.				
Sensorik Field	Anforderungen Genauigkeit der Messung, Zyklische Übertragung von Messwerten mit Zeit, Zeitsetzen per sNTP (siehe Sensorik Station)				
Netzdaten	Informationen über die Netztopologie werden zur Positionierung der dezentralen Messeinrichtung (Sensorik Field) und zur Abschätzung des Netzzustandes (State-Estimation) benötigt.				
Berechnungslogik	Steuerungslogik	Lastflussberechnung	State-Estimation	Prognoseverfahren	Regelungsalgorithmus
	-	X	X	X	-
Aktoren Station	Schaltgeräte	Trafo	DEA	Last	
	-	-	-	-	
Sonderfunktionen	ES / KS	Schutz	PQ	Synchronisierung	Synchro Check
	-	-	-	-	-

### Grafische Darstellung des Verfahrens einschließlich der erforderlichen Kommunikationsbeziehungen.



<b>Anforderungen an die verwendeten Komponenten aus Sicht der Prozessschnittstelle</b>	
Allgemeine Anforderungen	Es muss eine herstellerunabhängige Anbindung der verwendeten Komponenten an das bestehende Kommunikationssystem möglich sein, um eine intakte Kopplung und fehlerfreie Datenübertragung zu gewährleisten.
Sensorik Erfassung von Mess- & Ereignisdaten	Die Messgenauigkeit der Spannungsmessung (Wandler und Messtechnik) ist für die Qualität der Prognose maßgeblich. Sie wird im Einzelfall durch die Netzführung bzw. durch die Netzanschlussbedingungen HS-MS-NS (Wandler Klasse 0,5; Messtechnik Klasse 1) vorgegeben.  Für die Erfassung und Weiterverarbeitung der Messwerte werden typischerweise Mittelwerte (1s) herangezogen.
Aktorik Ansteuerung von Betriebsmitteln	Indirekte Ansteuerung von DEA oder Lasten über einen regionalen Marktplatz für Flexibilität bei prognostizierten Spannungsbandverletzungen.

<b>Benötigte Kommunikationsbeziehungen für dieses Verfahren</b>							
Anforderungen an die IKT	Off-line	Field-Station	Station intern	Station - Station	Operation-Station	Operation-Operation	Operation – Enterprise
	#	X		X	X		
Anmerkungen	<p>„#“ = nicht betrachtet                      „X“ = Kommunikationsbeziehung bei direkter Anbindung eines Gerätes an die Leitstelle (Operation)                      „(X)“ = beim Betrieb mehrerer Geräte in einer Station und Kopplung über RTU zur Leitstelle (Operation)  <u>Übertragungseinrichtungen</u>                      Je nach Verteilnetzbetreiber kommen bei dieser Anwendung zwischen der Ortsnetzstation (Station) und der Netzführung (Operation) festgeschaltete Verbindungen (eigene) oder Funkverbindungen (externer Provider) zum Einsatz</p>						

Anforderungen an den zum Einsatz kommenden Übertragungsdienst													
Schnittstelle	Art der Datenübertragung (*worst case!)				Datenformate (Byte)					Kommunikationsbeziehungen		Security	Status Information
	Spontan* (push) (spontaneous)	Zyklisch [s]	Abgefragt (Polling)	Latenzzeit (t)	Werte	Meldungen	Befehle	Sollwerte	Datenvolumen [Byte]	Verlust behaftete Werte (J/N)	Kommunikationsstil	C/I/End-End	IV, NT, OV
Field - Station	nein	ja, alle 3 sec.	nein	100ms	ja	nein	nein	nein	1-10 Byte / Signal netto	ja	uni-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Station - intern													
Station - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	nein	ja, optional	ja, per Sollwertvorgabe Stufe	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	ja	Führungsgröße für Regler	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Operation													
Operation - Enterprise													
Anmerkungen / Erklärungen													
Art der Datenübertragung	:	<b>spontan:</b> nach Änderung unter Berücksichtigung von Schwellwertverfahren <b>zyklisch:</b> in festen Zeitintervallen wird der aktuelle Zustand übertragen <b>abgefragt:</b> hier wird der Zustand zum Zeitpunkt der Abfrage übertragen											
Echtzeit	:	Anforderungen z.B. hoch (5ms); mittel (100 ms); niedrig (1s); sehr niedrig (Minuten) (Zeitangabe beinhaltet Zeit der Erfassung und Verarbeitung, Laufzeit in der Komponente und die Übertragungszeit zwischen zwei Komponenten)											
Datenformate	:	Prozess- oder Rechenwerte (Event-, Float-oder Integer- Informationen), die von einer Komponente zu einer anderen übertragen werden											
Kommunikationsstil	:	<b>unidirectional:</b> Kommunikationsfluss nur in eine Richtung <b>bidirectional:</b> Kommunikationsaustausch in beiden Richtungen <b>one-to-many:</b> Eine Komponente kommuniziert mit mehreren andern Komponenten											
Security	:	<b>C</b> (Confidentiality) = Vertraulichkeit; <b>I</b> (Integrity) = Nichtfälschbarkeit; <b>A</b> (Authorisation) = Befugnis und <b>NR</b> (Non-Repudiation) = Nicht-Abstreitbarkeit Art der Verschlüsselung: <b>-End-End</b> (Ende-zu-Ende-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden vom Sender verschlüsselt und erst vom Empfänger entschlüsselt <b>-DUE – DUE</b> (Punkt-zu-Punkt-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden von einer Übertragungseinheit zur nächsten verschlüsselt übertragen											
Statusinformation	:	<b>IV</b> (Invalid): Prozessinformation gestört <b>NT</b> (No Topical): Nachbildung Prozessstörung an übergeordneter Stelle <b>OV</b> (Over Flow): Werte ist außerhalb des kalibrierten Bereiches											

Erweiterte Anforderungen an die intelligente Kommunikationstechnologie (IKT)						
Schnittstelle	Zeitquellen			Verschlüsselung		Bemerkungen zur Übertragungstechnik
	Über Protokoll	Extern	Genauigkeit (ms)	End-End	DUE-DUE	
Field - Station			100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 100ms	Bei Ausfall einzelner Kommunikationskanäle muss die Systemlösung eine sichere Rückfallebene ermöglichen
Station - intern						
Station - Station			100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	Nur notwendig wenn die Systemdienstleistung durch den Netzfürher erbracht wird
Operation - Station			100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	Bei Ausfall einzelner Kommunikationskanäle muss die Systemlösung eine sichere Rückfallebene ermöglichen
Operation - Operation						
Operation - Enterprise						

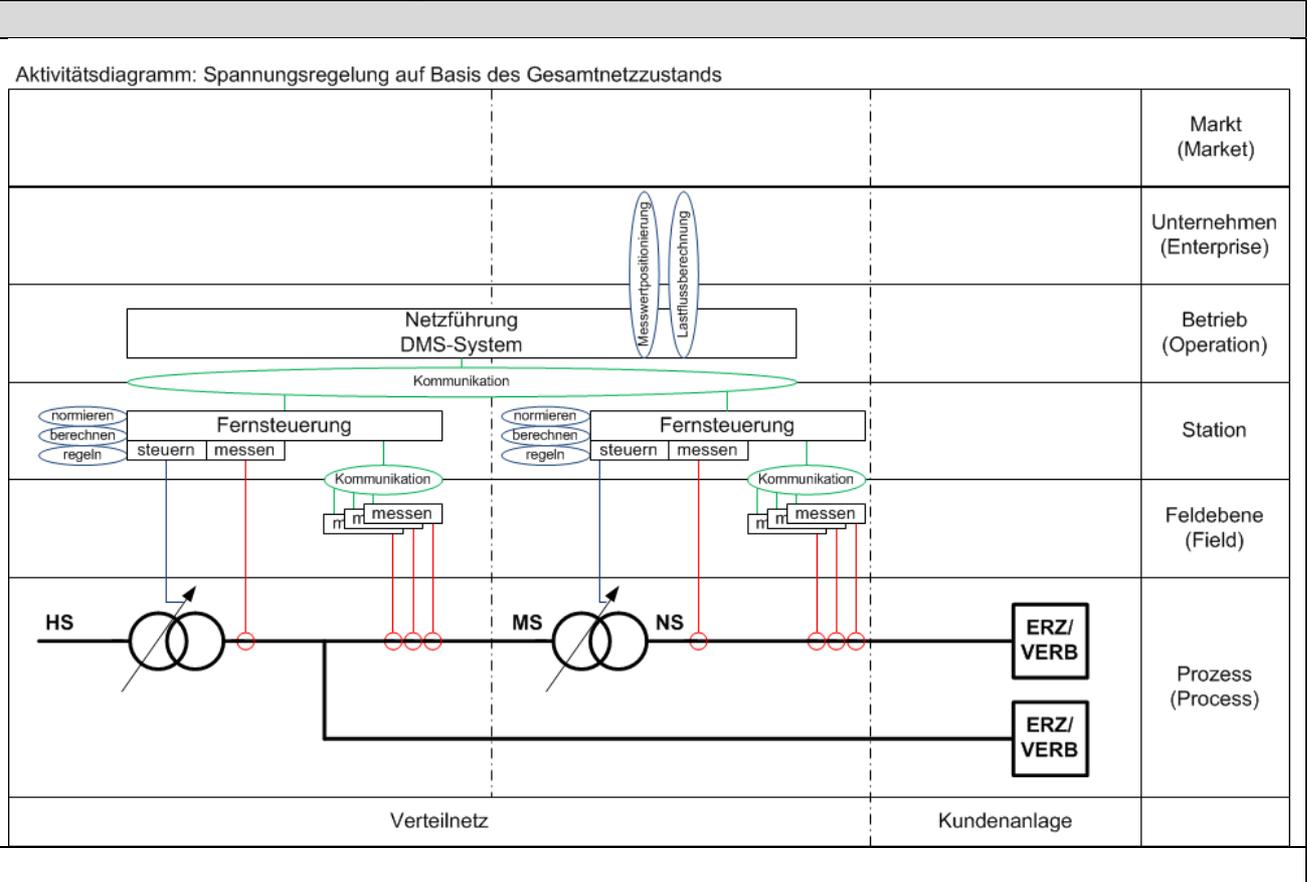
### 3.3. Operatives Engpassmanagement

#### 3.3.1 Lastflussregelung auf Basis des Gesamtnetzstatus

Bereich	Netzführung		
Aufgabe	Operatives Engpassmanagement		
Einsatzbereich des Verfahrens	Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)
	(X)	X	X
	Verfahren wird vorwiegend in der Mittel- und Niederspannung eingesetzt		
Verfahren	<p>Durch den stetigen Zuwachs von dezentralen Erzeugungsanlagen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen wächst die Netzstruktur in ihrer Komplexität und ihres Umfangs ständig an, woraus sich eine Häufung von ungewollten Betriebsmittel- und Systemzuständen im Netzbetrieb ergibt. Gerade zu Spitzenlastzeiten besteht so die Gefahr einer Betriebsmittelüberlastung, die zu Ausfällen von Betriebsmitteln und damit verbundenen Versorgungsunterbrechungen im aktiven Verteilnetz führen können. Um dies zu verhindern, soll in diesem Verfahren ein Automatisierungskonzept vorgestellt werden, mit dem eine Lastflussregelung auf Basis des Gesamtnetzstatus durchgeführt wird.</p>		
Performance Erkennung und Lösung	<p>In diesem Verfahren werden im Mittel- bzw. Niederspannungsnetz zunächst wenige Punkte mit geeigneter Messtechnik zur Spannungserfassung ausgestattet, um einen Überblick der Netzsituation zu erhalten. Diese Messwerte werden dann durch eine geeignete Kommunikationsanbindung in festgelegten zyklischen Intervallen an eine zentrale (Leitstelle) oder dezentrale (Station) Stelle übermittelt und dazu verwendet, eine Zustandsschätzung des jeweiligen Netzgebiets (State-Estimation) durchzuführen. Die Ergebnisse bilden die Grundlage eines nachgelagerten Regelungsalgorithmus, der zunächst versucht den Netzzustand minimalinvasiv in einen unkritischen Bereich zurückzuführen. Als Eingriffsmöglichkeiten stehen neben netzseitigen Spannungsreglern der HS/MS- Transformatoren bzw. regelbare Ortsnetztransformatoren auch dezentrale Erzeugungsanlagen und Lasten auf Kundenseite im nicht-regulierten Bereich zur Verfügung. Hierbei können durch eine Verringerung der Wirkleistung einspeisender dezentraler Erzeugungsanlagen bzw. durch Lastmanagement im Rahmen der definierten zeitlichen Vorgaben anstehende Engpässe, wie eine Betriebsmittelüberlastung vermieden werden. Führt diese Maßnahme nicht zu einer sicheren Rückführung der Netzsituation, muss der Verteilnetzbetreiber im äußersten Fall einen Erzeuger- bzw. Lastabwurf veranlassen, um Ausfälle von Betriebsmitteln und damit verbundene Versorgungsunterbrechungen im aktiven Verteilnetz zu vermeiden. Es ist generell zu beachten, dass bei einer State-Estimation Schätzfehler auftreten können, die durch Ausbringung zusätzliche Messtechnik im Netz reduziert werden können. Der Verteilnetzbetreiber hat jederzeit die Möglichkeit per Fernsteuerung manuell in den Prozess einzugreifen.</p>		

Einbettung Verfahren in Aufgabenkontext	a) DEA Reduzierung der Wirkleistung als Ultima Ratio zur Vermeidung von Engpässen im aktiven Verteilnetz. b) Lastabwurf / Zuschaltung von ansteuerbaren Verbrauchern um Engpässe zu vermeiden.				
Relevante verfahrensspezifische Richtlinien	<ul style="list-style-type: none"> <li>- EnWG §13: Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen, Verordnungsermächtigungen</li> <li>- VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz</li> <li>- DIN EN 61869: Messwandler</li> <li>- DIN EN 61850-3: Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung - Teil 3: Allgemeine Anforderungen</li> <li>- DIN EN 60255-26: Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 26: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 60870-2-1: Fernwirkleinrichtungen und -systeme - Teil 2: Betriebsbedingungen; Hauptabschnitt 1: Stromversorgung und elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen</li> </ul>				
Sensorik Station	Bei dieser Systemlösung ist die Messgenauigkeit der gesamten Messkette (Messkarte und Wandler) in die Betrachtung der Qualität der Regelung mit einzubeziehen.				
Sensorik Field	Anforderungen Genauigkeit der Messung, Zyklische Übertragung von Messwerten mit Zeit, Zeitsetzen per sNTP (siehe Sensorik Station)				
Netzdaten	Informationen über die Netztopologie werden zur Positionierung der dezentralen Messeinrichtung (Sensorik Field) benötigt.				
Berechnungslogik	Steuerungslogik	Lastflussberechnung	State-Estimation	Prognoseverfahren	Regelalgorithmus
	-	X	X	-	X
Aktoren Station	Schaltgeräte	Trafo	DEA	Last	
	-	X	X	X	
Sonderfunktionen	ES / KS	Schutz	PQ	Synchronisierung	Synchro Check
	-	-	-	-	-

**Grafische Darstellung des Verfahrens einschließlich der erforderlichen Kommunikationsbeziehungen.**



**Anforderungen an die verwendeten Komponenten aus Sicht der Prozessschnittstelle**

Allgemeine Anforderungen	Es muss eine herstellerunabhängige Anbindung der verwendeten Komponenten an das bestehende Kommunikationssystem möglich sein, um eine intakte Kopplung und fehlerfreie Datenübertragung zu gewährleisten.
Sensorik Erfassung von Mess- & Ereignisdaten	Die Messgenauigkeit der Spannungsmessung (Wandler und Messtechnik) hat Einfluß auf die Qualität der Regelung. Die Genauigkeit der Regelung wird maßgeblich durch die State-Estimation bestimmt. Sie wird im Einzelfall durch die Netzführung bzw. durch die Netzanschlussbedingungen HS-MS-NS (Wandler Klasse 0,5; Messtechnik Klasse 1) vorgegeben.  Für die Erfassung und Weiterverarbeitung der Messwerte werden typisch Mittelwerte (1s) herangezogen.
Aktorik Ansteuerung von Betriebsmitteln	Direkte Ansteuerung von DEA oder Lasten über entsprechende Kommunikationsverbindungen bei Engpässen im aktiven Verteilnetz.

<b>Benötigte Kommunikationsbeziehungen für dieses Verfahren</b>							
Anforderungen an die IKT	Off- lin e	Field- Station	Station intern	Station - Station	Operati on- Station	Operation- Operation	Operation – Enterprise
	#	X		X	X		
Anmerkungen	<p>„#“ = nicht betrachtet                      „X“ = Kommunikationsbeziehung bei direkter Anbindung eines Gerätes an die Leitstelle (Operation)                      „(X)“ = beim Betrieb mehrerer Geräte in einer Station und Kopplung über RTU zur Leitstelle (Operation)  <u>Übertragungseinrichtungen</u>                      Je nach Verteilnetzbetreiber kommen bei dieser Anwendung zwischen der Ortsnetzstation (Station) und der Netzführung (Operation) festgeschaltete Verbindungen (eigene) oder Funkverbindungen (externer Provider) zum Einsatz</p>						

Anforderungen an den zum Einsatz kommenden Übertragungsdienst													
Schnittstelle	Art der Datenübertragung (*worst case!)				Datenformate (Byte)					Kommunikationsbeziehungen		Security	Status Information
	Spontan* (push) (spontaneous)	Zyklisch [s]	Abgefragt (Polling)	Latenzzeit (t)	Werte	Meldungen	Befehle	Sollwerte	Datenvolumen [Byte]	Verlust behaftete Werte (J/N)	Kommunikationsstil	C/I/End-End	IV, NT, OV
Field - Station	nein	ja, alle 3 sec.	nein	100ms	ja	nein	nein	nein	1-10 Byte / Signal netto	ja	uni-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Station - intern													
Station - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	nein	ja, optional	ja, per Sollwertvorgabe Stufe	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	ja	Führungsgröße für Regler	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Operation													
Operation - Enterprise													
Anmerkungen / Erklärungen													
Art der Datenübertragung	:	<b>spontan:</b> nach Änderung unter Berücksichtigung von Schwellwertverfahren <b>zyklisch:</b> in festen Zeitintervallen wird der aktuelle Zustand übertragen <b>abgefragt:</b> hier wird der Zustand zum Zeitpunkt der Abfrage übertragen											
Echtzeit	:	Anforderungen z.B. hoch (5ms); mittel (100 ms); niedrig (1s); sehr niedrig (Minuten) (Zeitangabe beinhaltet Zeit der Erfassung und Verarbeitung, Laufzeit in der Komponente und die Übertragungszeit zwischen zwei Komponenten)											
Datenformate	:	Prozess- oder Rechenwerte (Event-, Float-oder Integer- Informationen), die von einer Komponente zu einer anderen übertragen werden											
Kommunikationsstil	:	<b>unidirectional:</b> Kommunikationsfluss nur in eine Richtung <b>bidirectional:</b> Kommunikationsaustausch in beiden Richtungen <b>one-to-many:</b> Eine Komponente kommuniziert mit mehreren andern Komponenten											
Security	:	<b>C</b> (Confidentiality) = Vertraulichkeit; <b>I</b> (Integrity) = Nichtfälschbarkeit; <b>A</b> (Authorisation) = Befugnis und <b>NR</b> (Non-Repudiation) = Nicht-Abstreitbarkeit Art der Verschlüsselung: - <b>End-End</b> (Ende-zu-Ende-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden vom Sender verschlüsselt und erst vom Empfänger entschlüsselt - <b>DUE – DUE</b> (Punkt-zu-Punkt-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden von einer Übertragungseinheit zur nächsten verschlüsselt übertragen											
Statusinformation	:	<b>IV</b> (Invalid): Prozessinformation gestört <b>NT</b> (No Topical): Nachbildung Prozessstörung an übergeordneter Stelle <b>OV</b> (Over Flow): Werte ist außerhalb des kalibrierten Bereiches											

Erweiterte Anforderungen an die intelligente Kommunikationstechnologie (IKT)						
Schnittstelle	Zeitquellen			Verschlüsselung		Bemerkungen zur Übertragungstechnik
	Über Protokoll	Extern	Genauigkeit (ms)	End-End	DUE-DUE	
Field - Station			100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 100ms	Bei Ausfall einzelner Kommunikationskanäle muss die Systemlösung eine sichere Rückfallebene ermöglichen
Station - intern						
Station - Station			100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	Bei Ausfall einzelner Kommunikationskanäle muss die Systemlösung eine sichere Rückfallebene ermöglichen
Operation - Station			100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	Bei Ausfall einzelner Kommunikationskanäle muss die Systemlösung eine sichere Rückfallebene ermöglichen
Operation - Operation						
Operation - Enterprise						

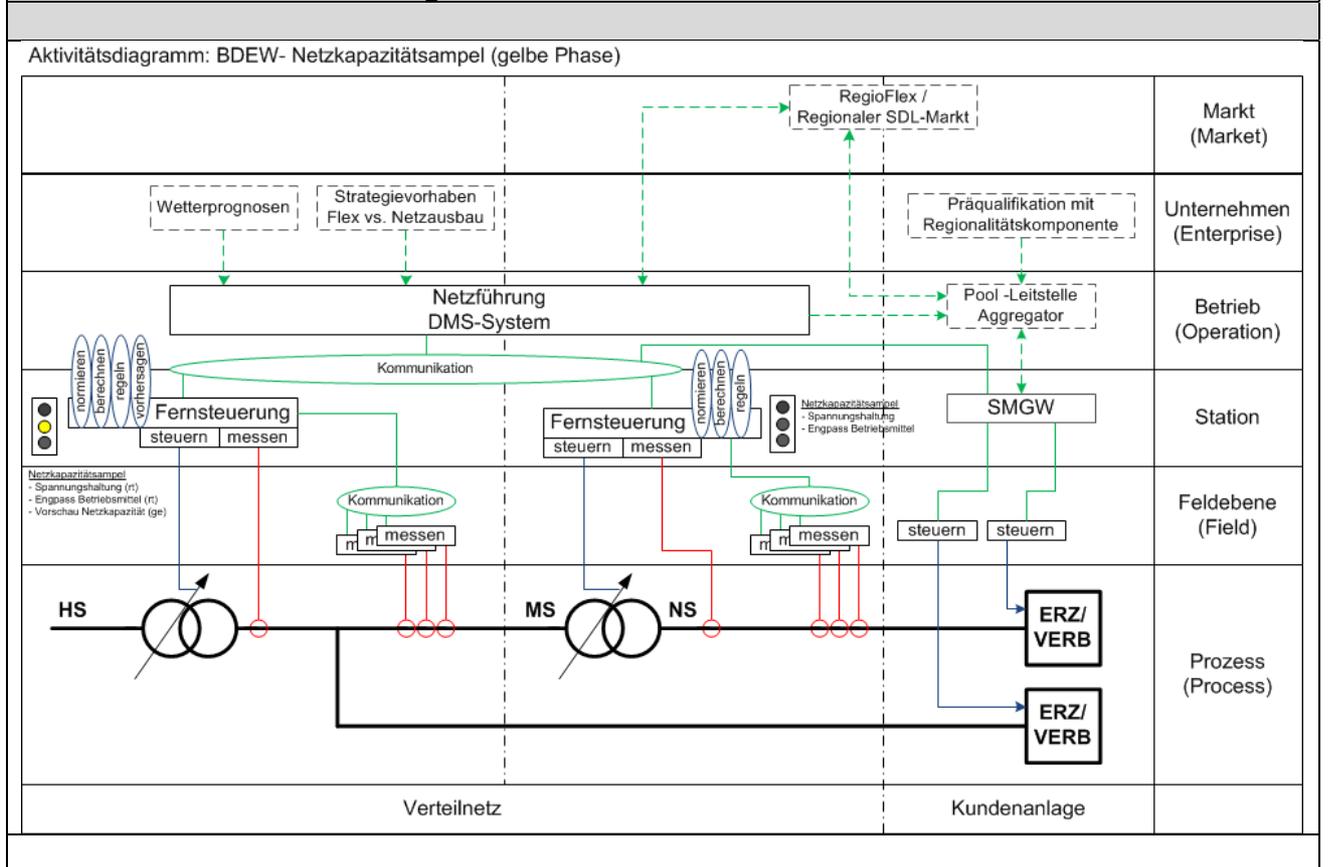
## 3.3.2 BDEW-Ampel (gelbe Phase) „Betriebsmittelüberlastung“

Bereich	Netzführung		
Aufgabe	Operatives Engpassmanagement		
Einsatzbereich des Verfahrens	Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)
	(X)	X	X
	Verfahren wird vorwiegend in der Mittel- und Niederspannung eingesetzt		
Verfahren	<p>Durch den stetigen Zuwachs von dezentralen Erzeugungsanlagen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen wächst die Netzstruktur in ihrer Komplexität und ihres Umfangs ständig an, woraus sich eine Häufung von ungewollten Betriebsmittel- und Systemzuständen im Netzbetrieb ergibt. Gerade zu Spitzenlastzeiten besteht so die Gefahr einer Betriebsmittelüberlastung, die zu Ausfällen von Betriebsmitteln und damit verbundenen Versorgungsunterbrechungen im aktiven Verteilnetz führen können.</p> <p>In diesem Verfahren wird ein Automatisierungsprinzip vorgestellt, welches auf Basis aktueller Netzdaten und weiterer Informationsquellen eine Zustandsprognose zukünftiger Engpässe im Mittel- und Niederspannungsnetz bestimmt, um eine absehbare Überlastung von Betriebsmitteln zu vermeiden. Zusätzlich soll ein Bezug zum Konzept des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (kurz BDEW) hergestellt werden, welches rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen in einem sogenannte Ampelkonzept integriert, mit dem Ziel eine Arbeitsteilung zwischen reguliertem Bereich (Aufgabenfeld von Verteilnetzbetreibern, Messstellenbetreibern, etc.) und nicht-reguliertem Bereich (Aufgabenfeld von Lieferanten, Händlern, Erzeugern, Speicherbetreibern, etc.) der Regelung bzw. Steuerung von Erzeugern und Lasten zu definieren. Auf diese Weise kann eine kontinuierliche Systemstabilität und gleichzeitig auch Verfügbarkeit eines freien Marktes für die Einbindung intelligenter Smart Grid-Lösungen gewährleistet werden. Zum Zwecke einer klaren und strukturierten Abgrenzung der jeweiligen Netzsituation, wurde eine Unterteilung des Ampelkonzeptes in drei Phasen vollzogen. Dabei wird zwischen der grünen, gelben und roten Phase unterschieden. In diesem Verfahren soll ausschließlich die gelbe-Phase des BDEW-Ampelkonzeptes vorgestellt werden. In dieser Phase wird der Fokus des Verteilnetzbetreibers auf ein Zusammenwirken von Netz und Markt gelegt, wodurch grundsätzlich eine Entlastung der Netzkapazität und eine Vermeidung des Netzausbaus erzielt werden soll. Engpässe im aktiven Verteilnetz können durch eine Flexibilität am Markt (Einbindung von zusätzlichen dezentralen Erzeugungsanlagen bzw. Lasten) gedeckt werden, solange der Preis für Flexibilität langfristig summiert den Preis für Netzausbaumaßnahmen nicht übersteigt. Es muss jedoch beachtet werden, dass eine koordinierte Bereitstellung systemsichernder Dienstleistungen sichergestellt wird, da die Einbindung zusätzlicher dezentraler Erzeugungsanlagen und Lasten eine komplexe Netzstruktur mit sich führt, die weiterhin überschaubar und vor allem</p>		

	kontrollierbar für den Verteilnetzbetreiber bleiben muss, um nicht unbemerkt in die Rote-Ampelphase überzuwechseln.
Performance Erkennung und Lösung	In diesem Verfahren werden im Mittel- bzw. Niederspannungsnetz zunächst wenige Punkte mit geeigneter Messtechnik zur Spannungserfassung ausgestattet, um einen Überblick der Netzsituation zu erhalten. Diese Messwerte werden dann durch eine geeignete Kommunikationsanbindung in festgelegten zyklischen Intervallen an eine zentrale (Leitstelle) oder dezentrale (Station) Stelle übermittelt und dazu verwendet, eine Zustandsschätzung des jeweiligen Netzgebiets (State-Estimation) durchzuführen. Zusätzlich werden durch archivierte Messwerte und Wetterdaten mit entsprechenden Prognoseverfahren Erzeugungs- und Lastprofile für die zukünftige Spannungssituation im Mittel- und Niederspannungsnetz erstellt. Ist auf Basis dieser Messwerte eine Einordnung der Netzsituation im Bereich der gelben Ampelphase (Mittelspannung) erkennbar, können diese Daten vom Verteilnetzbetreiber dazu genutzt werden, um einen Überblick über den absehbaren Bedarf an Flexibilität von Marktteilnehmern (Einbindung zusätzlicher dezentraler Erzeugungsanlagen bzw. Lasten) zu bekommen und eine entsprechende Nachfrage frühzeitig am Markt durch zweckmäßige vertragliche Vereinbarungen zu decken, um zukünftig prognostizierte Engpässe und damit verbundene Betriebsmittelüberlastungen zu vermeiden und so eine intakten Netzbetrieb sicherzustellen.
Einbettung Verfahren in Aufgabenkontext	Dieses Verfahren dient dazu, die rote-Phase des BDEW Ampelkonzeptes zu vermeiden.
Relevante verfahrensspezifische Richtlinien	<ul style="list-style-type: none"> <li>- EnWG §13: Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen, Verordnungsermächtigungen</li> <li>- VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz</li> <li>- DIN EN 61869: Messwandler</li> <li>- DIN EN 61850-3: Kommunikationsnetze und -systeme in Stationen – Teil 3: Allgemeine Anforderungen</li> <li>- DIN EN 60255-26: Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 26: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 60870-2-1: Fernwirkleinrichtungen und -systeme - Teil 2: Betriebsbedingungen; Hauptabschnitt 1: Stromversorgung und elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen</li> </ul>
Sensorik Station	Bei dieser Systemlösung ist die Messgenauigkeit der gesamten Messkette (Messkarte und Wandler) in die Betrachtung der Qualität der Regelung mit einzubeziehen.
Sensorik Field	Anforderungen Genauigkeit der Messung, Zyklische Übertragung von Messwerten mit Zeit, Zeitsetzen per sNTP (siehe Sensorik Station)

Netzdaten	Informationen über die Netztopologie werden zur Positionierung der dezentralen Messeinrichtung (Sensorik Field) benötigt.				
Berechnungslogik	Steuerungslogik	Lastflussberechnung	State-Estimation	Prognoseverfahren	Regelalgorithmus
	-	X	X	X	-
Aktoren Station	Schaltgeräte	Trafo	DEA	Last	
	-	-	-	-	
Sonderfunktionen	ES / KS	Schutz	PQ	Synchronisierung	Synchro Check
	-	-	-	-	-

**Grafische Darstellung des Verfahrens einschließlich der erforderlichen Kommunikationsbeziehungen.**



<b>Anforderungen an die verwendeten Komponenten aus Sicht der Prozessschnittstelle</b>	
Allgemeine Anforderungen	Es muss eine herstellerunabhängige Anbindung der verwendeten Komponenten an das bestehende Kommunikationssystem möglich sein, um eine intakte Kopplung und fehlerfreie Datenübertragung zu gewährleisten.
Sensorik Erfassung von Mess- & Ereignisdaten	Die Messgenauigkeit der Spannungsmessung (Wandler und Messtechnik) hat Einfluß auf die Qualität der Regelung. Die Genauigkeit der Regelung wird maßgeblich durch die State-Estimation bestimmt. Sie wird im Einzelfall durch die Netzführung bzw. durch die Netzanschlussbedingungen HS-MS-NS (Wandler Klasse 0,5; Messtechnik Klasse 1) vorgegeben.  Für die Erfassung und Weiterverarbeitung der Messwerte werden typisch Mittelwerte (1s) herangezogen.
Aktorik Ansteuerung von Betriebsmitteln	Indirekte Ansteuerung der dezentralen Erzeugungsanlagen oder Lasten im Falle einer Betriebsmittelüberlastung über einen regionalen Marktplatz für Flexibilität.

<b>Benötigte Kommunikationsbeziehungen für dieses Verfahren</b>							
Anforderungen an die IKT	Off- line	Field- Station	Station intern	Station - Station	Operati- on- Station	Operation- Operation	Operation – Enterprise
	#	X		X	X		
Anmerkungen	<p>„#“ = nicht betrachtet                      „X“ = Kommunikationsbeziehung bei direkter Anbindung eines Gerätes an die Leitstelle (Operation)                      „(X)“ = beim Betrieb mehrerer Geräte in einer Station und Kopplung über RTU zur Leitstelle (Operation)  <u>Übertragungseinrichtungen</u>                      Je nach Verteilnetzbetreiber kommen bei dieser Anwendung zwischen der Ortsnetzstation (Station) und der Netzführung (Operation) festgeschaltete Verbindungen (eigene) oder Funkverbindungen (externer Provider) zum Einsatz</p>						

Anforderungen an den zum Einsatz kommenden Übertragungsdienst													
Schnittstelle	Art der Datenübertragung (*worst case!)				Datenformate (Byte)					Kommunikationsbeziehungen		Security	Status Information
	Spontan* (push) (spontaneous)	Zyklisch [s]	Abgefragt (Polling)	Latenzzeit (t)	Werte	Meldungen	Befehle	Sollwerte	Datenvolumen [Byte]	Verlust behaftete Werte (J/N)	Kommunikationsstil	C/I/End-End	IV, NT, OV
Field - Station	nein	ja, alle 3 sec.	nein	100ms	ja	nein	nein	nein	1-10 Byte / Signal netto	ja	uni-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Station - intern													
Station - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	nein	ja, optional	ja, per Sollwertvorgabe Stufe	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	ja	Führungsgröße für Regler	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Operation													
Operation - Enterprise													
Anmerkungen / Erklärungen													
Art der Datenübertragung	:	<b>spontan:</b> nach Änderung unter Berücksichtigung von Schwellwertverfahren <b>zyklisch:</b> in festen Zeitintervallen wird der aktuelle Zustand übertragen <b>abgefragt:</b> hier wird der Zustand zum Zeitpunkt der Abfrage übertragen											
Echtzeit	:	Anforderungen z.B. hoch (5ms); mittel (100 ms); niedrig (1s); sehr niedrig (Minuten) (Zeitangabe beinhaltet Zeit der Erfassung und Verarbeitung, Laufzeit in der Komponente und die Übertragungszeit zwischen zwei Komponenten)											
Datenformate	:	Prozess- oder Rechenwerte (Event-, Float-oder Integer- Informationen), die von einer Komponente zu einer anderen übertragen werden											
Kommunikationsstil	:	<b>unidirectional:</b> Kommunikationsfluss nur in eine Richtung <b>bidirectional:</b> Kommunikationsaustausch in beiden Richtungen <b>one-to-many:</b> Eine Komponente kommuniziert mit mehreren andern Komponenten											
Security	:	<b>C</b> (Confidentiality) = Vertraulichkeit; <b>I</b> (Integrity) = Nichtfälschbarkeit; <b>A</b> (Authorisation) = Befugnis und <b>NR</b> (Non-Repudiation) = Nicht-Abstreitbarkeit Art der Verschlüsselung: <b>-End-End</b> (Ende-zu-Ende-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden vom Sender verschlüsselt und erst vom Empfänger entschlüsselt <b>-DUE – DUE</b> (Punkt-zu-Punkt-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden von einer Übertragungseinheit zur nächsten verschlüsselt übertragen											
Statusinformation	:	<b>IV</b> (Invalid): Prozessinformation gestört <b>NT</b> (No Topical): Nachbildung Prozessstörung an übergeordneter Stelle <b>OV</b> (Over Flow): Werte ist außerhalb des kalibrierten Bereiches											

Erweiterte Anforderungen an die intelligente Kommunikationstechnologie (IKT)						
Schnittstelle	Zeitquellen			Verschlüsselung		Bemerkungen zur Übertragungstechnik
	Über Protokoll	Extern	Genauigkeit (ms)	End-End	DUE-DUE	
Field - Station			100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 100ms	Bei Ausfall einzelner Kommunikationskanäle muss die Systemlösung eine sichere Rückfallebene ermöglichen
Station - intern						
Station - Station			100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	Nur notwendig wenn die Systemdienstleistung durch den Netzfürher erbracht wird
Operation - Station			100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	Bei Ausfall einzelner Kommunikationskanäle muss die Systemlösung eine sichere Rückfallebene ermöglichen
Operation - Operation						
Operation - Enterprise						

### 3.4 Koordination/ Durchführung von Schaltmaßnahmen für die Netzbereitstellung

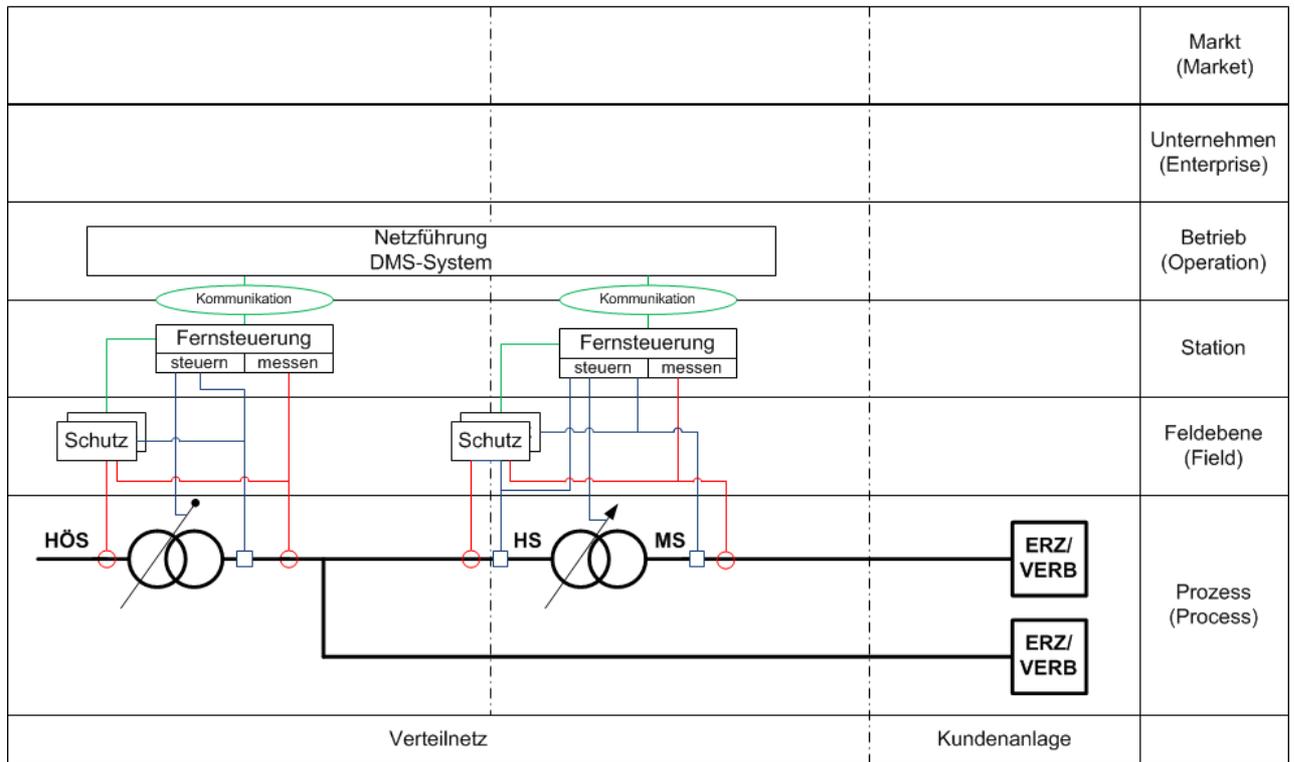
#### 3.4.1 Zu- und Abschaltung von Netzbetriebsmitteln mittels Fernsteuerung

Bereich	Netzbereitstellung		
Aufgabe	Koordination/ Durchführung von Schaltmaßnahmen für die Netzbereitstellung		
Einsatzbereich des Verfahrens	Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)
	X	X	(X)
	Das Verfahren wird heute vorwiegend in der Hoch- und Mittelspannung eingesetzt		
Verfahren	<p>Bislang fand eine Steuerung von Betriebsmitteln durch die Netzführung über das Fernwirkssystem hauptsächlich in der Hochspannungsebene Anwendung. Die Steuerung von Betriebsmitteln im Mittelspannungsnetz konnte hauptsächlich mittels vor Ort Schaltmaßnahmen durch qualifiziertes Servicepersonal vorgenommen werden.</p> <p>In diesem Verfahren soll ein Automatisierungskonzept vorgestellt werden, bei dem Betriebsmittel im Mittelspannungsnetz durch die Netzführung mittels entsprechender Kommunikationsverbindungen ferngesteuert werden können. Auf über das Fernwirkssystem übertragene Meldungen und Werte von Schutzeinrichtungen, Betriebsmitteln und Messwandlern kann auf diese Weise durch Zu- und Abschaltung von steuerbaren Netzbetriebsmitteln zeitnah reagiert werden. Hierdurch kann im Rahmen der Systemverantwortung eine zentrale Netzüberwachung und gleichzeitige Steuerungsfunktion des Mittelspannungsnetzes durch die Netzführung übernommen werden.</p>		
Performance Erkennung und Lösung	<p>Durch entsprechende Kommunikationswege erhält die Netzführung Meldungen und Werte aus dem Mittelspannungsnetz, die zur Überwachung des Netzgebiets verwendet werden. Über das Fernwirkssystem findet zusätzlich eine Verbindung zwischen Leitstelle und Betriebsmitteln des Mittelspannungsnetzes statt, so dass eine zeitnahe Reaktion durch Zu- bzw. Abschaltung von Betriebsmitteln, beispielsweise Zu-/Abschaltung eines Lasttrennschalters, per Fernsteuerung im Störfall oder während Wartungsarbeiten erfolgen kann. Im Störfall können hierdurch Ausfallzeiten durch eine Fernsteuerung der Betriebsmittel reduziert werden. Dabei ist von der Aussendung des Steuerbefehls durch die Netzführung bis zur Darstellung der Reaktion auf dieses Ereignis (Rückmeldungen und Werte) eine Zeit von unter 3 Sekunden anzustreben.</p>		
Einbettung Verfahren in Aufgabenkontext	<p>Dieses Verfahren ermöglicht dem VNB die Durchführung von Wartungs- und Instandsetzungsmaßnahmen bzw. Schalthandlungen im Netz auf Grund betrieblicher Anforderungen vorzunehmen.</p>		
Relevante verfahrensspezifische Richtlinien	<ul style="list-style-type: none"> <li>- DIN EN 61869: Messwandler</li> <li>- DIN EN 61850-3: Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung - Teil 3: Allgemeine Anforderungen</li> <li>- DIN EN 60255-26: Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 26:</li> </ul>		

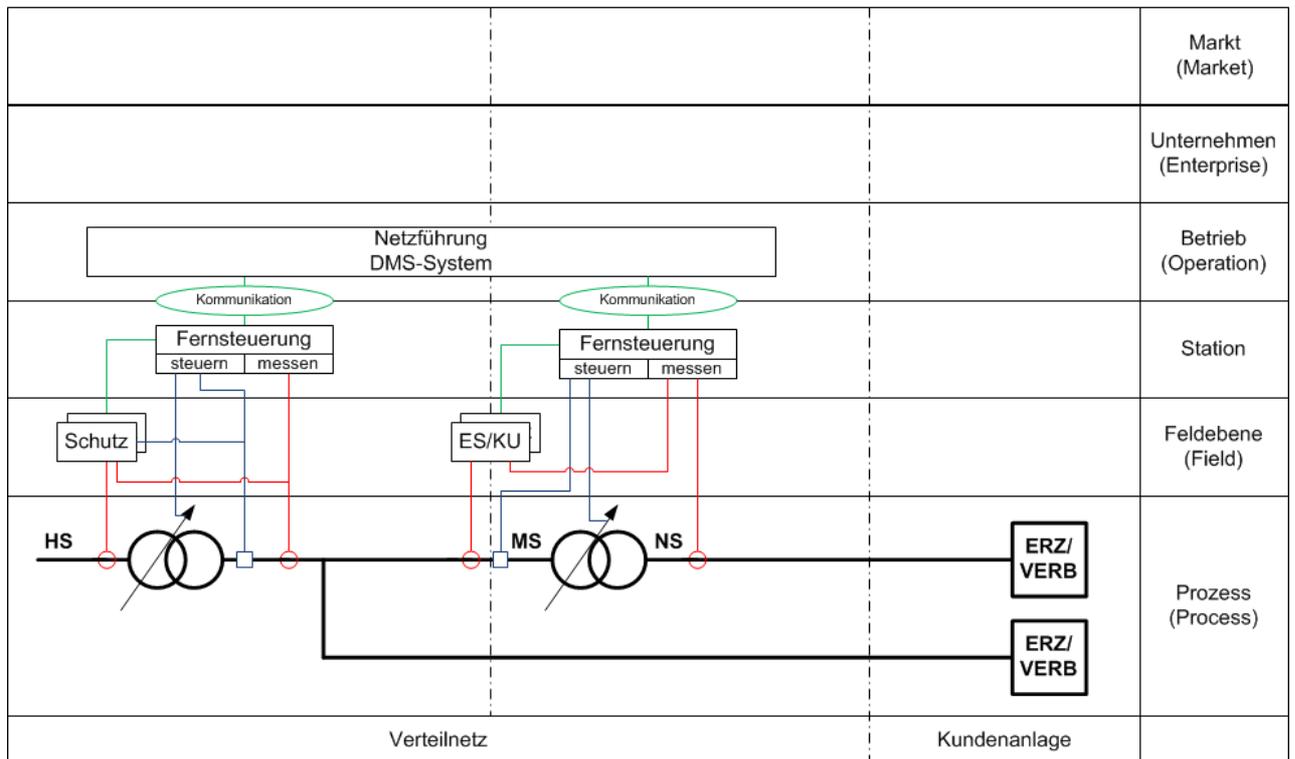
	Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit - DIN EN 60870-2-1: Fernwirkleinrichtungen und -systeme - Teil 2: Betriebsbedingungen; Hauptabschnitt 1: Stromversorgung und elektromagnetische Verträglichkeit - DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen				
Sensorik Station	Je nach Anwendungsfall kann eine direkte Messung (Anschluss Wandlerkern) oder eine indirekte Messung über Kleinsignale erfolgen.				
Sensorik Field	Nicht relevant für diese Anwendung.				
Netzdaten	Nicht relevant für diese Anwendung.				
Berechnungslogik	Steuerungslogik	Lastflussberechnung	State-Estimation	Prognoseverfahren	Regelungsalgorithmus
	-	-	-	-	-
Aktoren Station	Schaltgeräte	Trafo	DEA	Last	
	X	X	-	-	
Sonderfunktionen	ES / KS	Schutz	PQ	Synchronisierung	Synchro Check
	(X)	X	-	-	-

**Grafische Darstellung des Verfahrens einschließlich der erforderlichen Kommunikationsbeziehungen.**

Aktivitätsdiagramm: Zu- und Abschalten von Betriebsmitteln mittels Fernsteuerung in der Hoch- und Mittelspannung



Aktivitätsdiagramm: Zu- und Abschalten von Betriebsmitteln mittels Fernsteuerung in der Mittel- und Niederspannung



**Zusatzinformation zur Anwendung:**

Über ein Fernwirkssystem werden Informationen (Meldungen oder Werte) aus dem HS/MS/NS Netz von Schutzeinrichtungen, Betriebsmitteln oder Messwandlern erfasst. Es werden steuerbare Betriebsmittel über eine bestehende Kommunikationsinfrastruktur durch die Netzleitstelle gesteuert.

<b>Anforderungen an die verwendeten Komponenten aus Sicht der Prozessschnittstelle</b>	
Allgemeine Anforderungen	<p>Bereitstellung von abgeleiteten Werten soweit sie für die Netzführung erforderlich sind.</p> <p>Es muss eine herstellerunabhängige Anbindung der verwendeten Komponenten an das bestehende Kommunikationssystem möglich sein, um eine intakte Kopplung und fehlerfreie Datenübertragung zu gewährleisten.</p>
Sensorik Erfassung von Mess- & Ereignisdaten	<p>Erfassung von Strom und Spannungswerten mittels Wandler (DIN EN 61869) und Bereitstellung von Statusinformationen (Sicherungen, anstehende Schutzauslösung, etc.) aus Schutzgeräten und Betriebsmitteln.</p> <p>Die Genauigkeit der Messtechnik wird im Einzelfall durch die Netzführung bzw. durch die Netzanschlussbedingungen HS-MS-NS (Wandler Klasse 0,5; Messtechnik Klasse 1) vorgegeben.</p> <p>Für die Erfassung und Weiterverarbeitung der Messwerte werden typisch Mittelwerte (1s) herangezogen.</p>
Aktorik Ansteuerung von Betriebsmitteln	<p>Elektrisch steuerbare Schaltgeräte mit der dazu notwendigen gesicherten Stromversorgung für den Anwendungsfall</p>

Benötigte Kommunikationsbeziehungen für dieses Verfahren							
Anforderungen an die IKT	Off-line	Field-Station	Station intern	Station-Station	Operation-Station	Operation-Operation	Operation – Enterprise
	#	X			X		
Anmerkungen	<p>„#“ = nicht betrachtet                      „X“ = Kommunikationsbeziehung bei direkter Anbindung eines Gerätes an die Leitstelle (Operation)                      „(X)“ = beim Betrieb mehrerer Geräte in einer Station und Kopplung über RTU zur Leitstelle (Operation)  <u>Übertragungseinrichtungen</u>                      Je nach Verteilnetzbetreiber kommen bei dieser Anwendung zwischen der Ortsnetzstation (Station) und der Netzführung (Operation) festgeschaltete Verbindungen (eigene) oder Funkverbindungen (externer Provider) zum Einsatz</p>						

Anforderungen an den zum Einsatz kommenden Übertragungsdienst													
Schnittstelle	Art der Datenübertragung (*worst case!)				Datenformate (Byte)					Kommunikationsbeziehungen		Security	Status Information
	Spontan* (push) (spontaneous)	Zyklisch [s]	Abgefragt (Polling)	Latenzzeit (t)	Werte	Meldungen	Befehle	Sollwerte	Datenvolumen [Byte]	Verlust behaftete Werte (J/N)	Kommunikationsstil	C/I/A/NR	IV, NT, OV
Field - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	nein	ja, optional	ja, zur Sollwertvorgabe für den Schutz	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Station - intern													
Station - Station													
Operation - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	Ja, zur Steuerung	ja, zur Sollwertvorgabe für den Schutz	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Operation													
Operation - Enterprise													
Anmerkungen / Erklärungen													
Art der Datenübertragung	:	<b>spontan:</b> nach Änderung unter Berücksichtigung von Schwellwertverfahren <b>zyklisch:</b> in festen Zeitintervallen wird der aktuelle Zustand übertragen <b>abgefragt:</b> hier wird der Zustand zum Zeitpunkt der Abfrage übertragen											
Echtzeit	:	Anforderungen z.B. hoch (5ms); mittel (100 ms); niedrig (1s); sehr niedrig (Minuten) (Zeitangabe beinhaltet Zeit der Erfassung und Verarbeitung, Laufzeit in der Komponente und die Übertragungszeit zwischen zwei Komponenten)											
Datenformate	:	Prozess- oder Rechenwerte (Event-, Float-oder Integer- Informationen), die von einer Komponente zu einer anderen übertragen werden											
Kommunikationsstil	:	<b>unidirectional:</b> Kommunikationsfluss nur in eine Richtung <b>bidirectional:</b> Kommunikationsaustausch in beiden Richtungen <b>one-to-many:</b> Eine Komponente kommuniziert mit mehreren andern Komponenten											
Security	:	<b>C</b> (Confidentiality) = Vertraulichkeit; <b>I</b> (Integrity) = Nichtfälschbarkeit; <b>A</b> (Authorisation) = Befugnis und <b>NR</b> (Non-Repudiation) = Nicht-Abstreitbarkeit Art der Verschlüsselung: - <b>End-End</b> (Ende-zu-Ende-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden vom Sender verschlüsselt und erst vom Empfänger entschlüsselt - <b>DUE – DUE</b> (Punkt-zu-Punkt-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden von einer Übertragungseinheit zur nächsten verschlüsselt übertragen											
Statusinformation	:	<b>IV</b> (Invalid): Prozessinformation gestört <b>NT</b> (No Topical): Nachbildung Prozessstörung an übergeordneter Stelle <b>OV</b> (Over Flow): Werte ist außerhalb des kalibrierten Bereiches											

<b>Erweiterte Anforderungen an die intelligente Kommunikationstechnologie (IKT)</b>						
<b>Schnittstelle</b>	<b>Zeitquellen</b>			<b>Verschlüsselung</b>		<b>Bemerkungen zur Übertragungstechnik</b>
	Über Protokoll	Extern	Genauigkeit t (ms)	End-End	DUE-DUE	
<b>Field - Station</b>		1 bis 10ms	100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 100ms	Redundanz, Robustheit, ....  Je nach Spannungsebene (HV) sind Anforderungen an die Verfügbarkeit von 99,96% für das Gesamtsystem einzuhalten.
<b>Station - intern</b>						
<b>Station - Station</b>						
<b>Operation - Station</b>		1 bis 10ms	100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	Je nach Spannungsebene (HV) sind Anforderungen an die Verfügbarkeit von 99,96% für das Gesamtsystem einzuhalten.
<b>Operation - Operation</b>						
<b>Operation - Enterprise</b>						

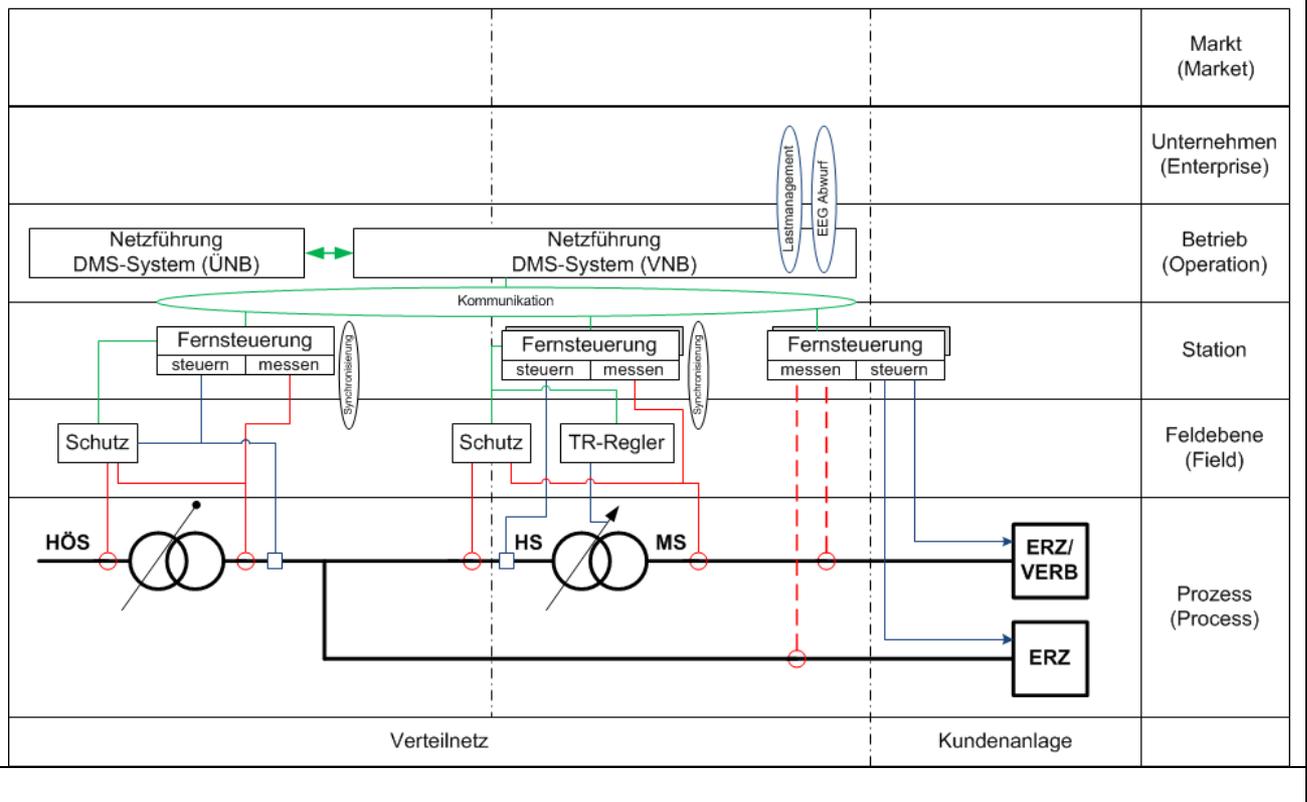
## 3.4.2 Bereitstellung von Systemdienstleistungen für den Übertragungsnetzbetreiber

Bereich	Netzbereitstellung		
Aufgabe	Koordination/ Durchführung von Schaltmaßnahmen für die Netzbereitstellung		
Einsatzbereich des Verfahrens	Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)
	X	X	(X)
	Das Verfahren wird heute vorwiegend in der Hoch- und Mittelspannung eingesetzt		
Verfahren	<p>Durch die hierarchische Netzstruktur war in der Vergangenheit keine zusätzliche Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL) für den Übertragungsnetzbetreiber (TSO) durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) notwendig. Jedoch wird durch den heutigen stetigen Zuwachs von dezentralen Erzeugungsanlagen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen diese hierarchische Struktur aufgebrochen und es eröffnet sich eine immer kompliziertere Netzstruktur mit sich ständig verschiebenden Last- und Erzeugungsprofilsituation. Diese können in der übergeordnete Hochspannungs- bzw. Höchstspannungsebene Problematiken im Bereich der Spannungs- und Frequenzhaltung hervorrufen, die unbedingt vermieden werden sollten.</p> <p>Aus diesem Grund soll in diesem Verfahren ein Automatisierungskonzept vorgestellt werden, in welchem der Übertragungsnetzbetreiber durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen des Verteilnetzbetreibers in seiner Systemverantwortung unterstützt wird, so dass eine stabilere Netzsituation des Übertragungsnetzes im Bereich der Spannungs- und Frequenzhaltung geschaffen werden kann. Außerdem kann der Verteilnetzbetreiber im Falle eines Netzausfalls den Übertragungsnetzbetreiber durch entsprechende Maßnahmen unterstützen und so zu einem schnelleren Versorgungswiederaufbau beitragen.</p>		
Performance Erkennung und Lösung	<p>Der Übertragungsnetzbetreiber kann bei seiner Aufgabe zur Sicherstellung der Systemstabilität vom Verteilnetzbetreiber durch Bereitstellung von Systemdienstleistungen unterstützt werden. Hierbei kann der Verteilnetzbetreiber durch eine Steuerung des HS/MS-Transformators bzw. einer Steuerung mittelspannungsseitiger angeschlossener dezentraler Erzeugungsanlagen und Lasten Eingriff auf die Spannungs- bzw. Frequenzqualität der übergeordneten Netzebene nehmen. In den meisten Fällen wird dabei eine Blindleistungskompensation durch die vorgeschalteten Wechselrichter der dezentralen Erzeugungsanlagen bzw. durch im Mittelspannungsnetz installierte Blindleistungskompensationsanlagen übernommen.</p> <p>Um eine koordinierte und abgestimmte Handlungsreaktion der Netzführung im Problemfall zu realisieren, ist ein präziser Überblick der Netzsituation erforderlich. Dieser wird durch eingebundene Sensorik zur Erfassung der Spannung und Frequenz in einer oder mehrere Stationen mit entsprechender Kommunikationsanbindung zur Netzleitstelle ermöglicht. Die Netzleitstelle führt auf der Basis</p>		

	dieser Werte dann erforderliche Steuerungsmaßnahmen durch. Hierbei sollte von der Aussendung des Steuerbefehls durch die Netzführung bis zur Darstellung der Reaktion auf dieses Ereignis (Rückmeldungen und Werte) eine Zeit von unter 3 Sekunden angestrebt werden.				
Einbettung Verfahren in Aufgabenkontext	Dieses Verfahren ermöglicht dem Übertragungsnetzbetreiber (TSO) mit Unterstützung des Verteilnetzbetreibers (VNB) Maßnahmen im Rahmen seiner Systemverantwortung zur Stabilisierung des Energieversorgungsnetzes umzusetzen.				
Relevante verfahrens-spezifische Richtlinien	<ul style="list-style-type: none"> <li>- VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz</li> <li>- VDE-AR-N 4110: Technische Anschlussregeln für die Mittelspannung</li> <li>- VDE-AR-N 4120: Technische Anschlussregeln für die Hochspannung</li> <li>- DIN EN 61869: Messwandler</li> <li>- DIN EN 61850-3: Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung - Teil 3: Allgemeine Anforderungen</li> <li>- DIN EN 60255-26: Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 26: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 60870-2-1: Fernwirkleinrichtungen und -systeme - Teil 2: Betriebsbedingungen; Hauptabschnitt 1: Stromversorgung und elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen</li> </ul>				
Sensorik Station	Je nach Anwendungsfall kann eine direkte Messung (Anschluss Wandlerkern) oder eine indirekte Messung über Kleinsignale erfolgen.				
Sensorik Field	Je nach Anwendungsfall kann eine direkte Messung (Anschluss Wandlerkern) oder eine indirekte Messung über Kleinsignale erfolgen.				
Netzdaten	Nicht relevant für diese Anwendung.				
Berechnungslogik	Steuerungs-logik	Lastfluss-berechnung	State-Estimation	Prognose-verfahren	Regelungs-algorithmus
	-	-	-	-	-
Aktoren Station	Schaltgeräte	Trafo	DEA	Last	
	X	X	X	X	
Sonderfunktionen	ES / KS	Schutz	PQ	Synchronisierung	Synchro Check
	-	X	-	-	X

**Grafische Darstellung des Verfahrens einschließlich der erforderlichen Kommunikationsbeziehungen.**

Aktivitätsdiagramm: Bereitstellung von Systemdienstleistungen



**Anforderungen an die verwendeten Komponenten aus Sicht der Prozessschnittstelle**

<p>Allgemeine Anforderungen</p>	<p>Bereitstellung von abgeleiteten Werten soweit sie für die Netzführung erforderlich sind. Es muss eine herstellerunabhängige Anbindung der verwendeten Komponenten an das bestehende Kommunikationssystem möglich sein, um eine intakte Kopplung und fehlerfreie Datenübertragung zu gewährleisten.</p>
<p>Sensorik Erfassung von Mess- &amp; Ereignisdaten</p>	<p>Erfassung von Strom und Spannungswerten mittels Wandler (DIN EN 61869) und Bereitstellung von Statusinformationen (Sicherungen, anstehende Schutzauslösung, etc.) aus Schutzgeräten und Betriebsmitteln. Die Messgenauigkeit der Strom- und Spannungsmessung (Wandler und Messtechnik) ist für die Qualität der Messdaten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch den DSO verantwortlich. Sie wird im Einzelfall durch die Netzführung bzw. durch die Netzanschlussbedingungen HS-MS-NS (Wandler Klasse 0,5; Messtechnik Klasse 1) vorgegeben. Für die Erfassung und Weiterverarbeitung der Messwerte werden typisch Mittelwerte (1s) herangezogen.</p>
<p>Aktorik Ansteuerung von Betriebsmitteln</p>	<p>Elektrisch steuerbare Schaltgeräte mit der dazu notwendigen gesicherten Stromversorgung für den Anwendungsfall</p>

Benötigte Kommunikationsbeziehungen für dieses Verfahren							
Anforderungen an die IKT	Off-line	Field-Station	Station intern	Station-Station	Operation-Station	Operation-Operation	Operation – Enterprise
	#	X			X		
Anmerkungen	<p>„#“ = nicht betrachtet                      „X“ = Kommunikationsbeziehung bei direkter Anbindung eines Gerätes an die Leitstelle (Operation)                      „(X)“ = beim Betrieb mehrerer Geräte in einer Station und Kopplung über RTU zur Leitstelle (Operation)  <u>Übertragungseinrichtungen</u>                      Je nach Verteilnetzbetreiber kommen bei dieser Anwendung zwischen der Ortsnetzstation (Station) und der Netzführung (Operation) festgeschaltete Verbindungen (eigene) oder Funkverbindungen (externer Provider) zum Einsatz</p>						

Anforderungen an den zum Einsatz kommenden Übertragungsdienst													
Schnittstelle	Art der Datenübertragung (*worst case!)				Datenformate (Byte)					Kommunikationsbeziehungen		Security	Status Information
	Spontan* (push) (spontaneous)	Zyklisch [s]	Abgefragt (Polling)	Latenzzeit (t)	Werte	Meldungen	Befehle	Sollwerte	Datenvolumen [Byte]	Verlust behaftete Werte (J/N)	Kommunikationsstil	C//I//A//NR	IV, NT, OV
Field - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	nein	ja, optional	ja, zur Sollwertvorgabe für den Schutz	1-10 Byte / Signal netto	nein	bidirectional	C,I End-End	IV, NT, OV
Station - intern													
Station - Station													
Operation - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	Ja, zur Steuerung	ja, zur Sollwertvorgabe für den Schutz	1-10 Byte / Signal netto	nein	bidirectional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Operation													
Operation - Enterprise													
Anmerkungen / Erklärungen													
Art der Datenübertragung	:	<b>spontan:</b> nach Änderung unter Berücksichtigung von Schwellwertverfahren <b>zyklisch:</b> in festen Zeitintervallen wird der aktuelle Zustand übertragen <b>abgefragt:</b> hier wird der Zustand zum Zeitpunkt der Abfrage übertragen											
Echtzeit	:	Anforderungen z.B. hoch (5ms); mittel (100 ms); niedrig (1s); sehr niedrig (Minuten) (Zeitangabe beinhaltet Zeit der Erfassung und Verarbeitung, Laufzeit in der Komponente und die Übertragungszeit zwischen zwei Komponenten)											
Datenformate	:	Prozess- oder Rechenwerte (Event-, Float-oder Integer- Informationen), die von einer Komponente zu einer anderen übertragen werden											
Kommunikationsstil	:	<b>unidirectional:</b> Kommunikationsfluss nur in eine Richtung <b>bidirectional:</b> Kommunikationsaustausch in beiden Richtungen <b>one-to-many:</b> Eine Komponente kommuniziert mit mehreren andern Komponenten											
Security	:	<b>C</b> (Confidentiality) = Vertraulichkeit; <b>I</b> (Integrity) = Nichtfälschbarkeit; <b>A</b> (Authorisation) = Befugnis und <b>NR</b> (Non-Repudiation) = Nicht-Abstreitbarkeit Art der Verschlüsselung: - <b>End-End</b> (Ende-zu-Ende-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden vom Sender verschlüsselt und erst vom Empfänger entschlüsselt - <b>DUE – DUE</b> (Punkt-zu-Punkt-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden von einer Übertragungseinheit zur nächsten verschlüsselt übertragen											
Statusinformation	:	<b>IV</b> (Invalid): Prozessinformation gestört <b>NT</b> (No Topical): Nachbildung Prozessstörung an übergeordneter Stelle <b>OV</b> (Over Flow): Werte ist außerhalb des kalibrierten Bereiches											

<b>Erweiterte Anforderungen an die intelligente Kommunikationstechnologie (IKT)</b>						
<b>Schnittstelle</b>	<b>Zeitquellen</b>			<b>Verschlüsselung</b>		<b>Bemerkungen zur Übertragungstechnik</b>
	Über Protokoll	Extern	Genauigkeit t (ms)	End-End	DUE-DUE	
<b>Field - Station</b>						Redundanz, Robustheit, .....
<b>Station - intern</b>			1 bis 10ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 100ms	
<b>Station - Station</b>						
<b>Operation - Station</b>			1 bis 10ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	Je nach Spannungsebene (HV) sind Anforderungen an die Verfügbarkeit von 99,96% für das Gesamtsystem einzuhalten.
<b>Operation - Operation</b>						
<b>Operation - Enterprise</b>						

### 3.5 Weitere Aufgaben der Netzbetriebsführung

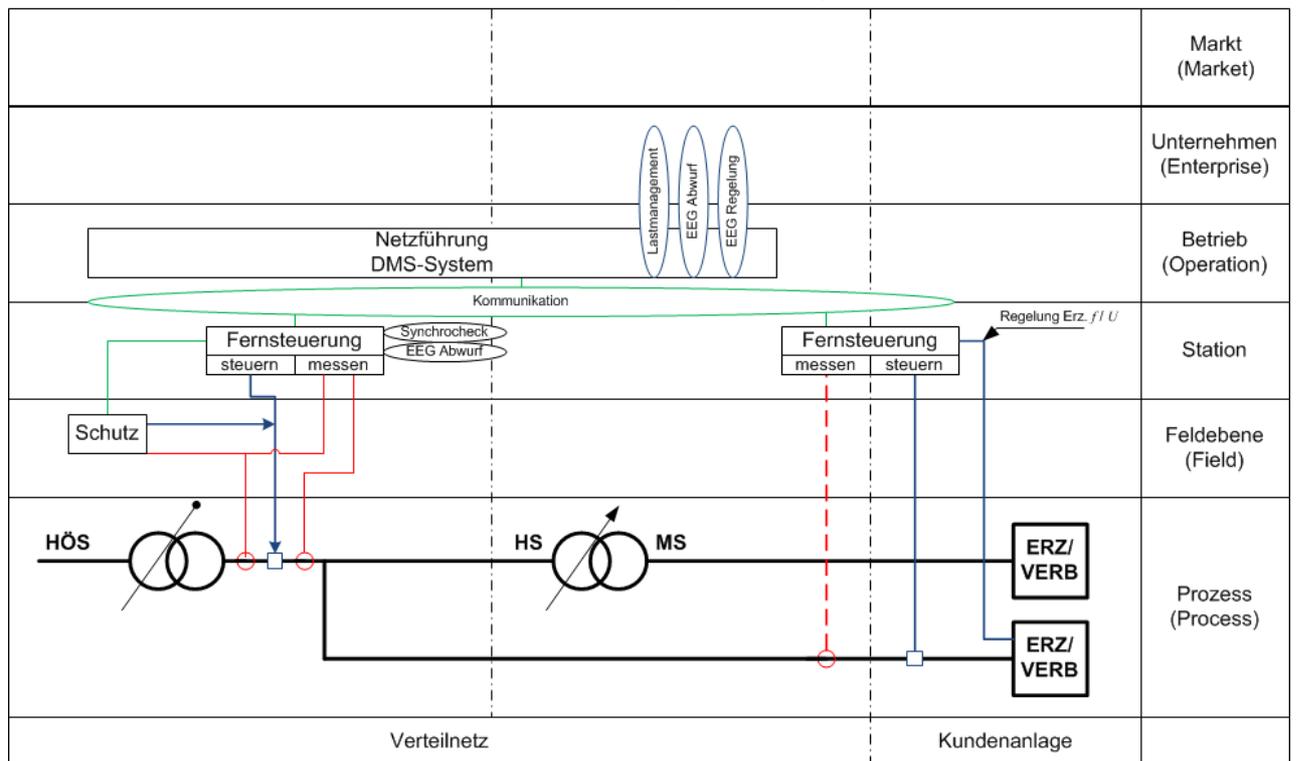
#### 3.5.1 Inselnetzbetrieb

Bereich	Netzführung		
Aufgabe	Inselnetzbetrieb und Schwarzstartfähigkeit für aktive Verteilnetze		
Einsatzbereich des Verfahrens	Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)
	X	X	(X)
	Verfahren wird wenn erforderlich vorwiegend in der Hoch- und Mittelspannung eingesetzt		
Verfahren	<p>Durch die hierarchische Netzstruktur war es in der Vergangenheit nicht möglich, einzelne Netzgebiete nach dem Ausfall des übergeordneten Vorversorgers weiter zu versorgen. Erst durch eine Wiederversorgung durch den vorgelagerten Verteilnetzbetreiber konnte der vorgesehene Netzbetrieb wieder aufgenommen werden. Jedoch wird durch den heutigen stetigen Zuwachs von dezentralen Erzeugungsanlagen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen diese hierarchische Struktur aufgebrochen, so dass sich neue Möglichkeiten für zukünftige Versorgungskonzepte der Verteilnetzbetreiber eröffnen.</p> <p>In diesem Verfahren soll ein zukünftiges Automatisierungskonzept beschrieben werden, bei dem ein Netzgebiet nach dem Ausfall des übergeordneten Vorversorgers weiterhin durch die eingebundenen dezentralen Erzeugungsanlagen versorgt wird. Es ergibt sich somit ein gewolltes Inselnetz, welches bis zur Wiederversorgung durch den übergeordneten Vorversorger die Versorgungsqualität, beispielsweise die Haltung der Netzspannung und Netzfrequenz im zulässigen Bereich, und darüber hinaus die Betriebssicherheit, beispielsweise die Vermeidung von Betriebsmittelüberlastung, des jeweiligen Netzgebiets sicherstellen muss. Es muss beachtet werden, dass bei der Wiederversorgung entsprechende Maßnahmen zur sicheren Rücksynchronisation getroffen werden.</p>		
Performance Erkennung und Lösung	<p>Um eine entsprechende Versorgungsqualität und Betriebssicherheit für das Inselnetz nach einem Ausfall zum Vorversorger zu gewährleisten, müssen der Netzführung aktuelle Systemzustände und Statusmeldungen über den momentanen Netzzustand zur Verfügung stehen. Dies kann durch die Einbindung von entsprechender Messtechnik zur Spannungs- und Frequenzüberwachung mit Kommunikationsanbindung zur Netzleitstelle realisiert werden. Es ist darauf zu achten, dass die erforderliche Wirk- und Blindleistungsbilanz für das zu versorgende Netzgebiet ausgeregelt wird und dementsprechend eine koordinierte Regelung von dezentralen Erzeugungsanlagen und Lasten erfolgen kann. Außerdem muss auf eine Einhaltung der ursprünglich vorgesehenen Schutzkonzepte (im weiteren Sinne Sternpunktbehandlung, ausreichende Kurzschlussleistung etc.) geachtet bzw. automatisch auf ein für den Inselnetzbetrieb angepasstes Schutzkonzept gewechselt werden. Bei der Wiederversorgung durch den Vorversorger ist eine entsprechende Rücksynchronisation zur Rückführung in einen sicheren Netzbetrieb</p>		

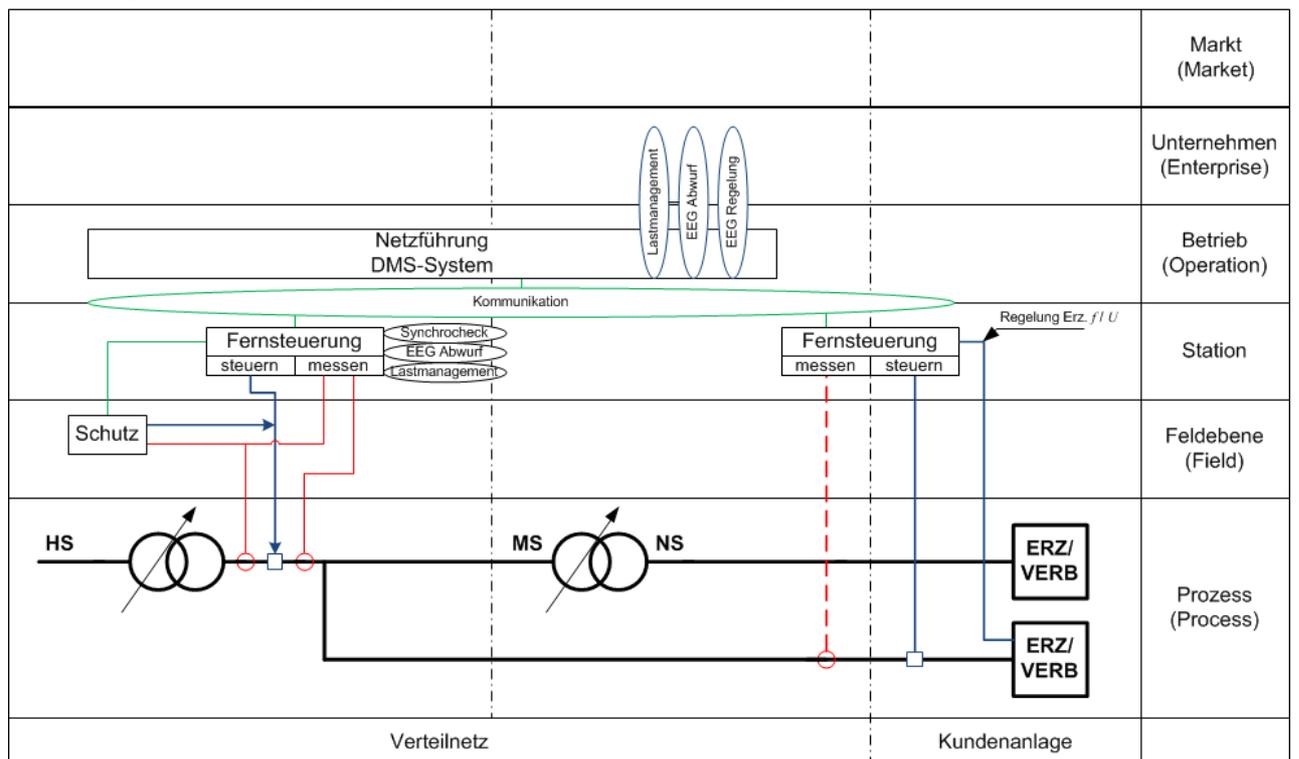
	erforderlich. Von einem Steuerbefehl durch die Netzführung bis zur Darstellung der Reaktion auf dieses Ereignis (Rückmeldungen und Werte) ist eine Zeit von unter 3 Sekunden anzustreben.				
Einbettung Verfahren in Aufgabenkontext	Während des Betriebs eines Inselnetzes sind die technischen Richtlinien zum Betrieb von „Erzeugungsanlagen am Mittel- und Niederspannungsnetz“ einzuhalten. Die geforderten Schutzkonzepte für das jeweilige Netzgebiet sind zu berücksichtigen, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Alternativ dazu müssen speziell für den Inselnetzbetrieb angepasste Schutzkonzepte entwickelt werden, sofern der Inselnetzbetrieb gewollt jedoch mit den bisherigen Schutzkonzepten nicht abbildbar ist.				
Relevante verfahrensspezifische Richtlinien	<ul style="list-style-type: none"> <li>- VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz</li> <li>- BDEW: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz</li> <li>- DIN EN 61869: Messwandler</li> <li>- DIN EN 61850-3: Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung - Teil 3: Allgemeine Anforderungen</li> <li>- DIN EN 60255-26: Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 26: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 60870-2-1: Fernwirkleinrichtungen und -systeme - Teil 2: Betriebsbedingungen; Hauptabschnitt 1: Stromversorgung und elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen</li> </ul>				
Sensorik Station	Je nach Anwendungsfall kann eine direkte Messung (Anschluss Wandlerkern) oder eine indirekte Messung über Kleinsignale erfolgen.				
Sensorik Field	Für den Anwendungsfall sind verteilte Messungen zur Spannungs- und Frequenzerfassung im betroffenen Netzgebiet erforderlich.				
Netzdaten	Für diesen Einsatzfall sind Netzdaten zwingend erforderlich um eine Überwachung des Netzzustands und den koordinierten Wiederaufbau des Netzes zu ermöglichen.				
Berechnungslogik	Steuerungslogik	Lastflussberechnung	State-Estimation	Prognoseverfahren	Regelungsalgorithmus
	X	X	X	X	X
Aktoren Station	Schaltgeräte	Trafo	DEA	Last	
	X	X	X	X	
Sonderfunktionen	ES / KS	Schutz	PQ	Synchronisierung	Synchro Check
	X	X	-	X	X

**Grafische Darstellung des Verfahrens einschließlich der erforderlichen Kommunikationsbeziehungen.**

Aktivitätsdiagramm: Betrieb eines Inselnetzes mit Rücksynchronisation (Hochspannung)



Aktivitätsdiagramm: Vermeidung von ungewollten Inselnetzen in der Mittelspannung



**Zusatzinformation zur Anwendung:**

Im Falle eines Inselnetzbetriebs muss neben der Zu- und Abschaltung von Lasten und Erzeugungsanlagen (Einhaltung Gleichgewicht Erzeugung / Last) auch in einer

ausgewählten Erzeugungsanlage mit Hilfe einer Frequenz- und Spannungsreglung die Möglichkeit einer Rücksynchronisierung sichergestellt werden.

<b>Anforderungen an die verwendeten Komponenten aus Sicht der Prozessschnittstelle</b>	
Allgemeine Anforderungen	<p>Für diese Lösung werden sehr hohe Anforderungen an die Bereitstellung von online Messdaten und an die Steuerung/Regelung von Erzeugungsanlagen und Lasten gestellt. Dies gilt im besonderem für die in diesem Fall zum Einsatz kommende Kommunikationstechnologie.</p> <p>Es muss eine herstellerunabhängige Anbindung der verwendeten Komponenten an das bestehende Kommunikationssystem möglich sein, um eine intakte Kopplung und fehlerfreie Datenübertragung zu gewährleisten.</p>
Sensorik Erfassung von Mess- & Ereignisdaten	<p>Erfassung von Strom und Spannungswerten mittels Wandler (DIN EN 61869) und Bereitstellung von Statusinformationen (Sicherungen, anstehende Schutzauslösung, etc.) aus Schutzgeräten und Betriebsmitteln.</p> <p>Die Genauigkeit der Messtechnik wird im Einzelfall durch die Netzführung bzw. durch die Netzanschlussbedingungen HS-MS-NS (Wandler Klasse 0,5; Messtechnik Klasse 1) vorgegeben.</p> <p>Für die Erfassung und Weiterverarbeitung der Messwerte werden typisch Mittelwerte (1s) herangezogen.</p>
Aktorik Ansteuerung von Betriebsmitteln	<p>Für diesen Anwendungsfall werden neben der Funktion Synchro Check zum gesicherten Verbinden von zwei getrennten Netzen noch eine Synchronisierungseinrichtung zur Regelung einer Erzeugungsanlage (f/U) für die Rücksynchronisation (Aufhebung Inselnetzbetrieb) benötigt. Darüber hinaus müssen DEA Anlagen und Lasten zeitnah geschaltet werden um lastabhängig das Inselnetz betreiben zu können.</p>

<b>Benötigte Kommunikationsbeziehungen für dieses Verfahren</b>							
Anforderungen an die IKT	Off- line	Field- Station	Station intern	Station - Station	Operati- on- Station	Operation- Operation	Operation – Enterprise
		#	X		X	X	
Anmerkungen	<p>„#“ = nicht betrachtet                      „X“ = Kommunikationsbeziehung bei direkter Anbindung eines Gerätes an die Leitstelle (Operation)                      „(X)“ = beim Betrieb mehrerer Geräte in einer Station und Kopplung über RTU zur Leitstelle (Operation)  <u>Übertragungseinrichtungen</u>                      Je nach Verteilnetzbetreiber kommen bei dieser Anwendung zwischen der Ortsnetzstation (Station) und der Netzführung (Operation) festgeschaltete Verbindungen (eigene) oder Funkverbindungen (externer Provider) zum Einsatz</p>						

Anforderungen an den zum Einsatz kommenden Übertragungsdienst													
Schnittstelle	Art der Datenübertragung (*worst case!)				Datenformate (Byte)					Kommunikationsbeziehungen		Security	Status Information
	Spontan* (push) (spontaneous)	Zyklisch [s]	Abgefragt (Polling)	Latenzzeit (t)	Werte	Meldungen	Befehle	Sollwerte	Datenvolumen [Byte]	Verlust behaftete Werte (J/N)	Kommunikationsstil	C//I/ANR	IV, NT, OV
Field - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	nein	ja, optional	ja, zur Sollwertvorgabe für den Schutz	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Station - intern													
Station - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	Ja, zur Steuerung	ja, zur Sollwertvorgabe für den Schutz	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	Ja, zur Steuerung	ja, zur Sollwertvorgabe für den Schutz	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Operation													
Operation - Enterprise													
Anmerkungen / Erklärungen													
Art der Datenübertragung	:	<b>spontan:</b> nach Änderung unter Berücksichtigung von Schwellwertverfahren <b>zyklisch:</b> in festen Zeitintervallen wird der aktuelle Zustand übertragen <b>abgefragt:</b> hier wird der Zustand zum Zeitpunkt der Abfrage übertragen											
Echtzeit	:	Anforderungen z.B. hoch (5ms); mittel (100 ms); niedrig (1s); sehr niedrig (Minuten) (Zeitangabe beinhaltet Zeit der Erfassung und Verarbeitung, Laufzeit in der Komponente und die Übertragungszeit zwischen zwei Komponenten)											
Datenformate	:	Prozess- oder Rechenwerte (Event-, Float-oder Integer- Informationen), die von einer Komponente zu einer anderen übertragen werden											
Kommunikationsstil	:	<b>unidirectional:</b> Kommunikationsfluss nur in eine Richtung <b>bidirectional:</b> Kommunikationsaustausch in beiden Richtungen <b>one-to-many:</b> Eine Komponente kommuniziert mit mehreren andern Komponenten											
Security	:	<b>C</b> (Confidentiality) = Vertraulichkeit; <b>I</b> (Integrity) = Nichtfälschbarkeit; <b>A</b> (Authorisation) = Befugnis und <b>NR</b> (Non-Repudiation) = Nicht-Abstreitbarkeit Art der Verschlüsselung: <b>-End-End</b> (Ende-zu-Ende-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden vom Sender verschlüsselt und erst vom Empfänger entschlüsselt <b>-DUE – DUE</b> (Punkt-zu-Punkt-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden von einer Übertragungseinheit zur nächsten verschlüsselt übertragen											
Statusinformation	:	<b>IV</b> (Invalid): Prozessinformation gestört <b>NT</b> (No Topical): Nachbildung Prozessstörung an übergeordneter Stelle <b>OV</b> (Over Flow): Werte ist außerhalb des kalibrierten Bereiches											

Erweiterte Anforderungen an die intelligente Kommunikationstechnologie (IKT)						
Schnittstelle	Zeitquellen			Verschlüsselung		Bemerkungen zur Übertragungstechnik
	Über Protokoll	Extern	Genauigkeit (ms)	End-End	DUE-DUE	
Field - Station			1 bis 10ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 100ms	Für die Bereitstellung von Messdaten für den sicheren robusten Betrieb des Inselnetzes sind redundante Messungen vorzuhalten.
Station - intern						
Station - Station			1 bis 10ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	Je nach Spannungsebene (HV/MV) sind Anforderungen an die Verfügbarkeit von 99,96% für das Gesamtsystem einzuhalten.
Operation - Station			1 bis 10ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	Je nach Spannungsebene (HV/MV) sind Anforderungen an die Verfügbarkeit von 99,96% für das Gesamtsystem einzuhalten.
Operation - Operation						
Operation - Enterprise						

### 3.5.2 Versorgungswiederaufbau unter Einbeziehung von dezentralen Erzeugungsanlagen

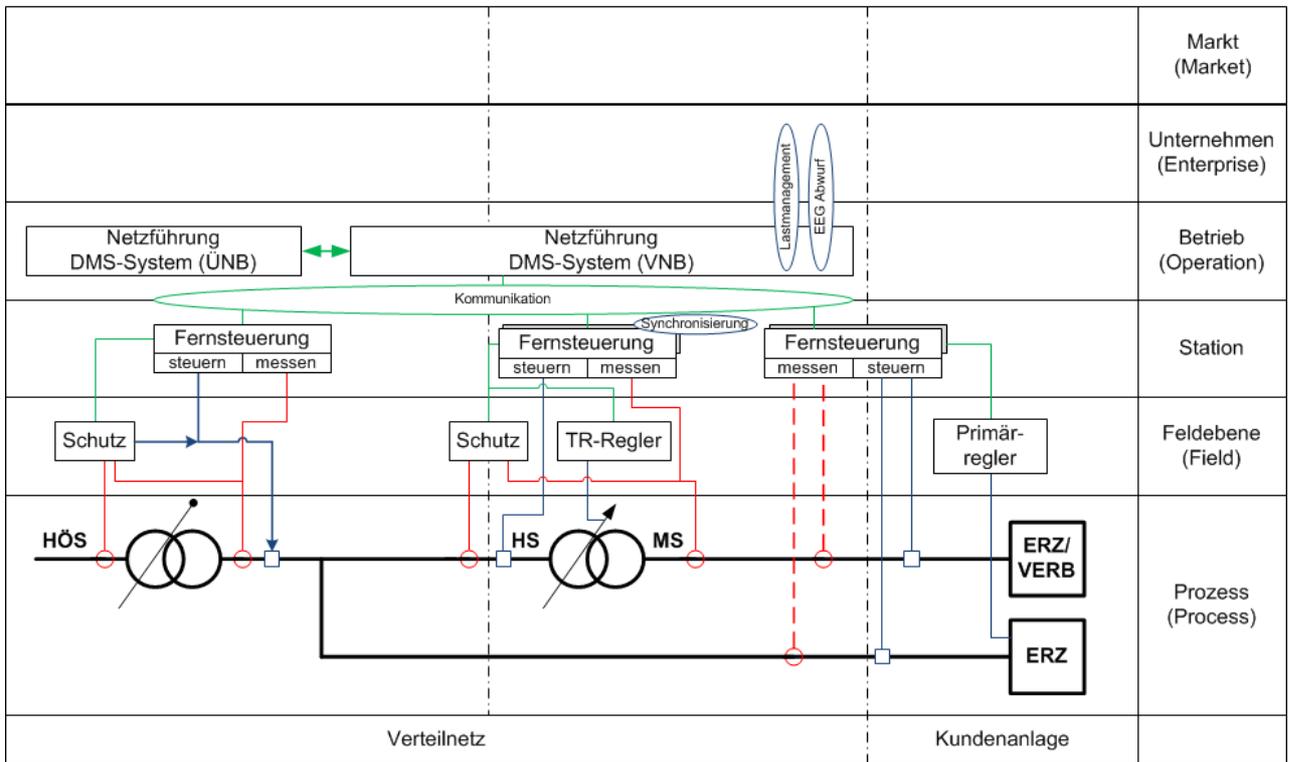
Bereich	Netzführung		
Aufgabe	Koordination/ Durchführung des Netzwiederaufbaus		
Einsatzbereich des Verfahrens	Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)
	X	X	(X)
	Verfahren wird im Einsatzfall vorwiegend in der Hoch- und Mittelspannung eingesetzt		
Verfahren	<p>Um nach einem großflächigen Stromausfall eine zeitnahe Wiederversorgung aller Netzgebiete zu erzielen, muss in Abhängigkeit der betroffenen Netzebenen und der jeweiligen Versorgungsstruktur ein abgestimmtes Verhalten von Kraftwerksbetreibern und der Netzführung der Übertragungs- und Verteilungsnetze erfolgen. Dabei wird nicht, wie bisher, eine sukzessive Zuschaltung von Netzkomponenten von den oberen Spannungsebenen bis zur Niederspannungsebene angestrebt, sondern eine Wiederversorgung einzelner Teilnetze, die zunächst als autarke Inselnetze betrieben werden und anschließend wieder an das übrige Netzgebiet synchronisiert angekoppelt werden.</p> <p>Hierzu wird zunächst über eine koordinierte Zuschaltung einzelner Verbraucher und dezentraler Erzeugungsanlagen versucht, einen sicheren Netzbetrieb mittels Ausregelung der erforderlichen Wirk- und Blindleistungsbilanz unter Einhaltung der vorgesehenen Schutzkonzepte (im weiteren Sinne Sternpunktbehandlung, ausreichende Kurzschlussleistung etc.) und des zulässigen Spannungsbandes nach DIN EN 50160 des jeweiligen Teilnetzes aufzubauen (Quelle Masterthesis Hr. Barke BUW).</p> <p>Maßnahmen zum Netzwiederaufbau bei Ausfall der Vorversorgung</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Als Systemdienstleistung des Verteilnetzbetreiber für den Übertragungsnetzbetreiber</li> <li>In eigener Verantwortung des Verteilnetzbetreiber im Inselnetzbetrieb</li> </ol>		
Einbettung Verfahren in Aufgabenkontext	<p>Durch den stetigen Zuwachs von dezentralen Erzeugungsanlagen in den Hoch-, Mittel und Niederspannungsnetzen und dem Wegfall konventioneller Großkraftwerken müssen zukünftig neue Verfahren für einen theoretischen Versorgungswiederaufbau nach einem großflächigen Stromausfall konzipiert werden. Gerade unter Berücksichtigung der steigenden Komplexität der Verteilungsnetzstruktur und einer zunehmenden Fluktuation der Netzspannung, bedingt durch externe Faktoren, wie beispielsweise Wetterschwankungen, konnte sich zukünftig eine Häufung von ungewollten Betriebsmittel- und Systemzuständen und damit verbundene Ausfällen von einzelnen Netzabschnitten ergeben. Der Ausfall einzelner Netzabschnitte hat wiederum Auswirkung auf die Lastsituation im übrigen Netzbereich. Somit</p>		

	<p>steigert sich die Wahrscheinlichkeit, dass weitere Betriebsmittelüberlastungen und der Ausfall weiterer Netzabschnitte die Folge sind und es so im schlimmsten Szenario zu einem großflächigen Blackout kommen kann. Um auf solche theoretischen Szenarien seitens der Verteilnetzbetreiber möglichst optimal vorbereitet zu sein, müssen zukünftig Konzepte zum Thema Schwarzstartfähigkeit im Bereich der Verteilungsnetze erarbeitet werden. Im folgenden Verfahren soll der allgemeine Ansatz zu einem solchen Konzept vorgestellt werden (Quelle Masterthesis Hr. Barke BUW).</p> <p>Zu a) Hier stellt der Verteilnetzbetreiber dem Übertragungsnetzbetreiber alle Informationen bzgl. Einspeisung und Verbrauch vor dem Netzausfall zur Verfügung und setzt Anweisungen des TSO zum koordinierten Netzwiederaufbau um. Zu b) Hier führt der Verteilnetzbetreiber eigenverantwortlich auf Basis der vor dem Netzausfall zur Verfügung stehenden Daten im jeweiligen Netzgebiet (Insel) eigenständig einen Netzwiederaufbau aus. Aus der Insel kann er sich dann wieder mit dem vorgelagerten Netz verbinden (siehe Abschnitt 3.5.1 Inselnetzbetrieb „Rücksynchronisation“)</p>					
<p>Relevante verfahrensspezifische Richtlinien</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz</li> <li>- BDEW: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz</li> <li>- DIN EN 61869: Messwandler</li> <li>- DIN EN 61850-3: Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung - Teil 3: Allgemeine Anforderungen</li> <li>- DIN EN 60255-26: Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 26: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 60870-2-1: Fernwirkleinrichtungen und -systeme - Teil 2: Betriebsbedingungen; Hauptabschnitt 1: Stromversorgung und elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen</li> </ul>					
<p>Sensorik Station</p>	<p>Je nach Anwendungsfall kann eine direkte Messung (Anschluss Wandlerkern) oder eine indirekte Messung über Kleinsignale erfolgen.</p>					
<p>Sensorik Field</p>	<p>Für den Anwendungsfall sind verteilte Messungen zur Spannungs- und Frequenzerfassung im betroffenen Netzgebiet erforderlich.</p>					
<p>Netzdaten</p>	<p>Für diesen Einsatzfall sind Netzdaten zwingend erforderlich um eine Überwachung des Netzzustands und den koordinierten Wiederaufbau des Netzes zu ermöglichen.</p>					
<p>Berechnungslogik</p>	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 25%;">Steuerung s-logik</td> <td style="width: 25%;">Lastflussberechnung</td> <td style="width: 25%;">State-Estimation</td> <td style="width: 25%;">Prognoseverfahren</td> <td style="width: 25%;">Regelungsalgorithmus</td> </tr> </table>	Steuerung s-logik	Lastflussberechnung	State-Estimation	Prognoseverfahren	Regelungsalgorithmus
Steuerung s-logik	Lastflussberechnung	State-Estimation	Prognoseverfahren	Regelungsalgorithmus		

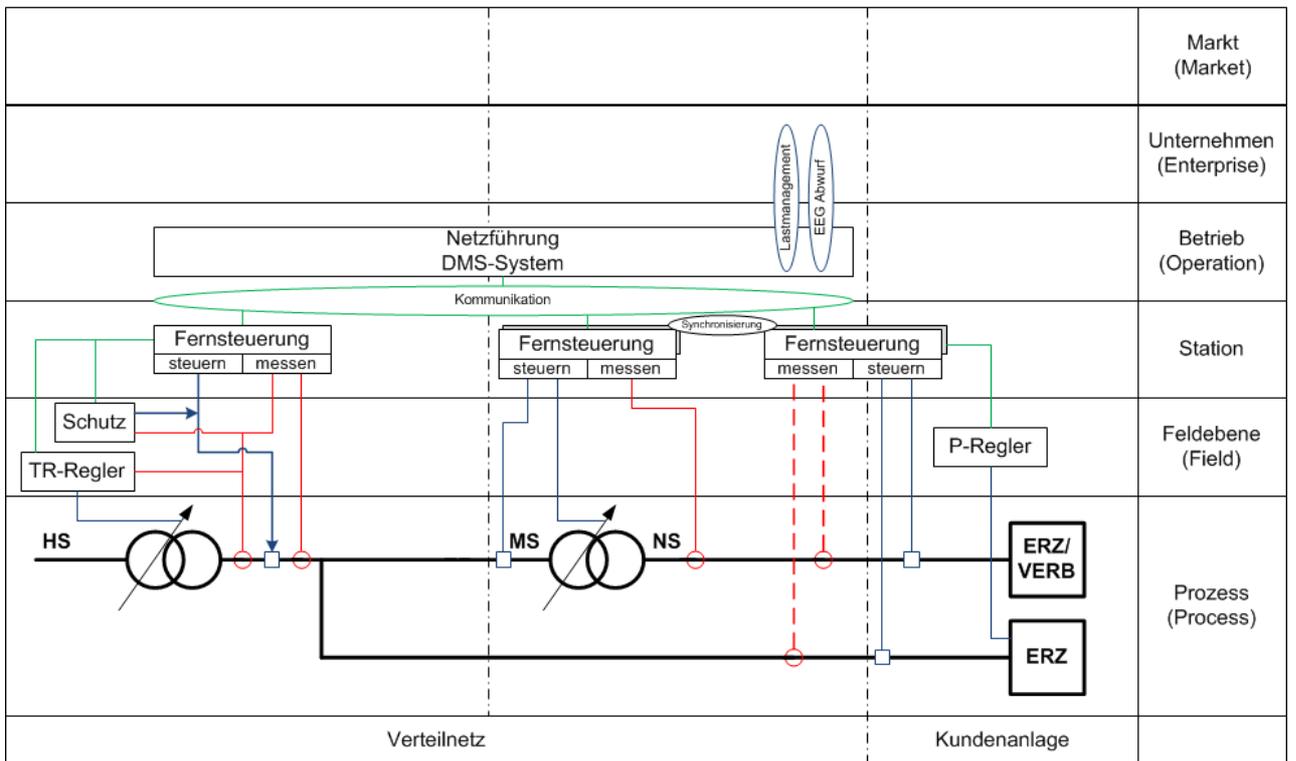
		ng	n		
	X	-	-	-	X
	- „ - „ wird für Verfahren nicht benötigt				
Aktoren Station	Schaltgeräte	Trafo	DEA	Last	
	X	X	X	X	
	- „ - „ wird für Verfahren nicht benötigt				
Sonderfunktionen	ES / KS	Schutz	PQ	Synchronisierung	Syncro Check
	X	X	-	X	X
	- „ - „ wird für Verfahren nicht benötigt				

**Grafische Darstellung des Verfahrens einschließlich der erforderlichen Kommunikationsbeziehungen.**

Aktivitätsdiagramm: Schwarzstartfähigkeit in der Hochspannung



Aktivitätsdiagramm: Schwarzstartfähigkeit in der Mittelspannung



<b>Anforderungen an die verwendeten Komponenten aus Sicht der Prozessschnittstelle</b>	
Allgemeine Anforderungen	<p><u>Gesicherte Stromversorgung für x Stunden (Definition TSO/DSO):</u> Bereitstellung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung für alle Systeme (Erzeugungsanlagen, Lasten und Netzkomponenten) und Kommunikations-verbindungen die für den Netzwiederaufbau benötigt werden</p> <p><u>Kommunikationsinfrastruktur:</u> Alle für den gesicherten Netzaufbau benötigten Anlagen müssen über eine gesicherte hochverfügbare Kommunikationsverbindung (mindestens 99.96%) verfügen.</p> <p><u>Erzeugungsanlagen:</u> Für den koordinierten Netzwiederaufbau werden unterschiedliche Arten von Erzeugungsanlagen benötigt, um die Aufgaben der Frequenzregelung und der Spannungsregelung in den vorgegebenen Grenzen zu erfüllen. Alle verbleibenden Anlagen werden bedarfsgerecht zu- oder abgeschaltet. Das Zu- oder Abschalten kann je nach Größe und Standort einzeln oder in Gruppen erfolgen. Für den Fall, dass in der Insel ein Netzwiederaufbau erfolgen soll sind bestimmten Erzeugungsanlagen ihre Systemverantwortung (Primär- oder Sekundärregelung) im Inselnetz fest zuzuweisen.</p> <p><u>Lasten:</u> Das bedarfsgerechte Zu- oder Abschalten von Lasten (Wirkleistung) einzeln oder in Gruppen muss für den koordinierten Netzwiederaufbau in gleicher Art und Weise möglich sein.</p>
Sensorik Erfassung von Mess- & Ereignisdaten	<p>Erfassung von Strom und Spannungswerten mittels Wandler (DIN EN 61869) und Bereitstellung von Statusinformationen (Sicherungen, anstehende Schutzauslösung, etc.) aus Schutzgeräten und Betriebsmitteln.</p> <p>Die Genauigkeit der Messtechnik wird im Einzelfall durch die Netzführung bzw. durch die Netzanschlussbedingungen HS-MS-NS (Wandler Klasse 0,5; Messtechnik Klasse 1) vorgegeben.</p> <p>Für die Erfassung und Weiterverarbeitung der Messwerte werden typisch Mittelwerte (1s) herangezogen.</p>
Aktorik Ansteuerung von Betriebsmitteln	<p><u>Erzeugungsanlagen (Primär- und Sekundärregelung)</u> Zu- und Abschalten der Anlage, Vorgabe Sollwert über zentralen Netzregler</p> <p><u>Umspannanlagen „Schaltgeräte“</u> Zu- und Abschalten über zentrale Netzregler</p> <p><u>Verbleibende Erzeugungsanlagen</u> Zu- und Abschalten über zentrale Netzregler</p> <p>Darüber hinaus gilt für jede einzelne Anlage oder Betriebsmittel, dass nach einem Ausfall sie nicht mehr automatisch durch den übergeordneten Netzregler bedient werden können. Um diesem Umstand gerecht zu werden sind Redundanzen für wichtige Komponenten vorzusehen.</p>

<b>Benötigte Kommunikationsbeziehungen für dieses Verfahren</b>							
Anforderungen an die IKT	Off-line	Field-Station	Station intern	Station - Station	Operation-Station	Operation-Operation	Operation – Enterprise
	#	(X)	(X)		X		
Anmerkungen	<p>„#“ = nicht betrachtet                      „X“ = Kommunikationsbeziehung bei direkter Anbindung eines Gerätes an die Leitstelle (Operation)                      „(X)“ = beim Betrieb mehrerer Geräte in einer Station und Kopplung über RTU zur Leitstelle (Operation)  <u>Übertragungseinrichtungen</u>                      Je nach Verteilnetzbetreiber kommen bei dieser Anwendung zwischen der Ortsnetzstation (Station) und der Netzführung (Operation) festgeschaltete Verbindungen (eigene) oder Funkverbindungen (externer Provider) zum Einsatz</p>						

Anforderungen an den zum Einsatz kommenden Übertragungsdienst													
Schnittstelle	Art der Datenübertragung (*worst case!)				Datenformate (Byte)					Kommunikationsbeziehungen		Security	Status Information
	Spontan* (push) (spontaneous)	Zyklisch [s]	Abgefragt (Polling)	Latenzzeit (t)	Werte	Meldungen	Befehle	Sollwerte	Datenvolumen [Byte]	Verlust behaftete Werte (J/N)	Kommunikationsstil	C/I/End-End	IV, NT, OV
Field - Station	nein	ja	nein	100ms	ja	ja	Ja, zur Steuerung	ja, zur Sollwertvorgabe für den Regler	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Station - intern	nein	ja	nein	100ms	ja	ja	Ja, zur Steuerung	ja, zur Sollwertvorgabe für den Regler	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Station - Station													
Operation - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	Ja, zur Steuerung	ja, zur Sollwertvorgabe für den Regler	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Operation													
Operation - Enterprise													
Anmerkungen / Erklärungen													
Art der Datenübertragung	<b>spontan:</b> nach Änderung unter Berücksichtigung von Schwellwertverfahren <b>zyklisch:</b> in festen Zeitintervallen wird der aktuelle Zustand übertragen <b>abgefragt:</b> hier wird der Zustand zum Zeitpunkt der Abfrage übertragen												
Echtzeit	Anforderungen z.B. hoch (5ms); mittel (100 ms); niedrig (1s); sehr niedrig (Minuten) (Zeitangabe beinhaltet Zeit der Erfassung und Verarbeitung, Laufzeit in der Komponente und die Übertragungszeit zwischen zwei Komponenten)												
Datenformate	Prozess- oder Rechenwerte (Event-, Float-oder Integer- Informationen), die von einer Komponente zu einer anderen übertragen werden												
Kommunikationsstil	<b>unidirectional:</b> Kommunikationsfluss nur in eine Richtung <b>bidirectional:</b> Kommunikationsaustausch in beiden Richtungen <b>one-to-many:</b> Eine Komponente kommuniziert mit mehreren andern Komponenten												
Security	<b>C</b> (Confidentiality) = Vertraulichkeit; <b>I</b> (Integrity) = Nichtfälschbarkeit; <b>A</b> (Authorisation) = Befugnis und <b>NR</b> (Non-Repudiation) = Nicht-Abstreitbarkeit Art der Verschlüsselung: - <b>End-End</b> (Ende-zu-Ende-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden vom Sender verschlüsselt und erst vom Empfänger entschlüsselt - <b>DUE – DUE</b> (Punkt-zu-Punkt-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden von einer Übertragungseinheit zur nächsten verschlüsselt übertragen												
Statusinformation	<b>IV</b> (Invalid): Prozessinformation gestört <b>NT</b> (No Topical): Nachbildung Prozessstörung an übergeordneter Stelle <b>OV</b> (Over Flow): Werte ist außerhalb des kalibrierten Bereiches												

Erweiterte Anforderungen an die intelligente Kommunikationstechnologie (IKT)						
Schnittstelle	Zeitquellen			Verschlüsselung		Bemerkungen zur Übertragungstechnik
	Über Protokoll	Extern	Genauigkeit (ms)	End-End	DUE-DUE	
Field - Station	ja	(ja)	1 bis 10ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 100ms	Die Anforderungen an die Verfügbarkeit von 99,96% für das Gesamtsystem unter Berücksichtigung von Redundanzen sind einzuhalten.
Station - intern	ja	(ja)	1 bis 10ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 100ms	Die Anforderungen an die Verfügbarkeit von 99,96% für das Gesamtsystem unter Berücksichtigung von Redundanzen sind einzuhalten.
Station - Station						
Operation - Station	ja	(ja)	1 bis 10ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	Die Anforderungen an die Verfügbarkeit von 99,96% für das Gesamtsystem unter Berücksichtigung von Redundanzen sind einzuhalten.
Operation - Operation						
Operation - Enterprise						

### 3.6 Entstörungsmanagement

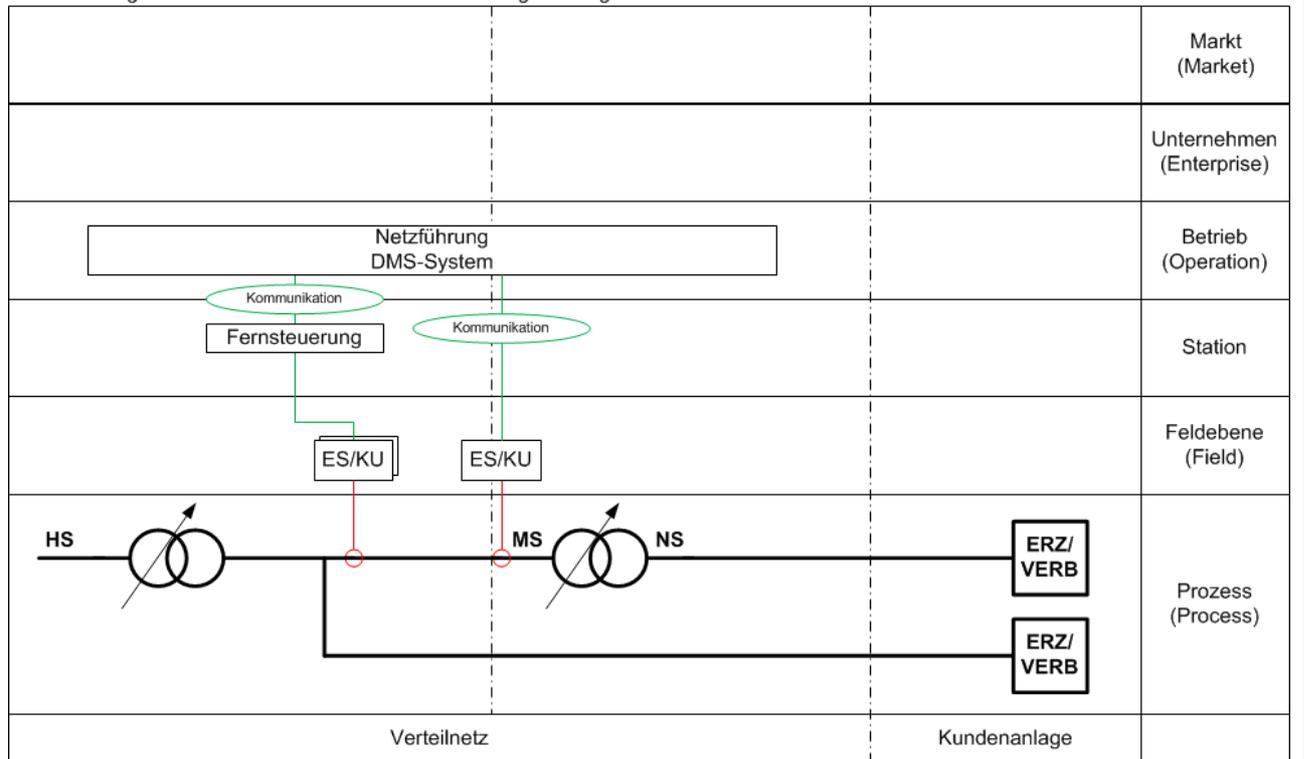
#### 3.6.1 Kurz- und Erdschlusserfassung (mit/ohne Richtung)

Bereich	Netzbereitstellung		
Aufgabe	Entstörungsmanagement		
Einsatzbereich des Verfahrens	Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)
		X	
Verfahren wird vorwiegend in der Mittelspannung eingesetzt			
Verfahren	<p>Bisher gab es im Mittelspannungsnetz für die Netzführung keine Möglichkeit, den Fehlerort im Kurz- bzw. Erdschlussfall von der Netzleitstelle aus zu lokalisieren. Hierfür musste qualifiziertes Servicepersonal die einzelnen Stationen einer fehlerbehafteten Netzstrecke nacheinander manuell auslesen, um den fehlerbehafteten Netzabschnitt einzugrenzen. Diese Vorgehensweise ist mit hohem zeitlichem Aufwand und Kosten verbunden. Aus diesem Grund soll in diesem Verfahren ein optimiertes zukünftiges Konzept vorgestellt werden, mit dem es für die Netzführung möglich ist, den fehlerbehafteten Netzabschnitt im Kurz- bzw. Erdschlussfall mittels Fernauslesung aus der Netzleitstelle zu lokalisieren. Hierdurch kann eine zeitnahe Isolierung des fehlerbehafteten Netzabschnitts erfolgen und entsprechende Reparaturarbeiten eingeleitet werden. Gleichzeitig kann der nichtbetroffene Netzbereich nach Möglichkeit durch Verlagerung von Trennstellen kurzfristig wiederversorgt werden, so dass Netzausfallzeiten reduziert werden können.</p> <p>Kurz- und Erdschlusserfassung (mit/ohne Richtung), optionale Anzeige des Fehlerortes und manuelle Wiederversorgung</p>		
Performance Erkennung und Lösung	<p>Durch den Einsatz von Kurz- und Erdschlussanzeigern (mit/ohne Richtung) mit entsprechender Kommunikationsanbindung zur Netzleitstelle hat die Netzführung die Möglichkeit, den betroffenen Netzabschnitt im Fehlerfall zu lokalisieren, so dass eine direkte Koordinierung des Servicepersonals zum Fehlerort veranlasst werden kann. Dieses führt nach Anweisung entsprechende Schaltmaßnahmen durch, um den fehlerbehafteten Netzabschnitt freizuschalten und den nichtbetroffenen Netzbereich nach Möglichkeit wieder zuzuschalten. Nach Abschluss der Wartungsarbeiten des fehlerbehafteten Netzabschnitts kann dieser wieder zugeschaltet werden. Je nach Anwendungsfall können einzelne oder mehrere Kurz- und Erdschlussanzeiger je Station erfasst werden. Im Falle eines Einsatzes von mehreren Kurz- und Erdschlussanzeigern bündelt ein Fernwirkgerät als lokaler Netzknoten die Daten bevor sie zur Netzleitstelle übertragen werden.</p> <p>Bei Kurzschlussanzeigern über Freileitungen kann auch eine WAN Kommunikation z.B. per GPRS erfolgen.</p> <p>Sofern keine automatische Rücksetzung der Kurz- und Erdschlussanzeigern erfolgt, kann dies manuell durch die Netzführung durchgeführt werden.</p>		

Einbettung Verfahren in Aufgabenkontext	Weiterhin muss eine manuelle Wiederversorgung des Netzabschnittes durch die Koordinierung von Servicepersonal erfolgen, wobei die Aufgabe der Fehlerlokalisierung durch die Netzführung durchgeführt wird.				
Relevante verfahrens-spezifische Richtlinien	DIN EN 62689 (E): Strom- und Spannungssensoren oder -detektoren für die Anwendung in Kurzschlussanzeigern - DIN EN 61869: Messwandler - DIN EN 61850-3: Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung - Teil 3: Allgemeine Anforderungen - DIN EN 60255-26: Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 26: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit - DIN EN 60870-2-1: Fernwirkleinrichtungen und -systeme - Teil 2: Betriebsbedingungen; Hauptabschnitt 1: Stromversorgung und elektromagnetische Verträglichkeit - DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen				
Sensorik Station	Nicht relevant für diese Anwendung.				
Sensorik Field	Erfassung von Stromwerten (I) in Mittelspannungsschaltanlagen (Umspannwerk, Ortsnetzstation, Schwerpunkt- oder Verteilerstation) mittels Kurz- und Erdschlussanzeigern. Messtechnik (vorwiegend proprietär) Die Strommessung (I) erfolgt mit Hilfe von Stromwandlern. Darüber hinaus kann die Netzführung die Anzeige des Kurz- bzw. Erdschlusses (inklusive Richtung) bei einer Kommunikationsanbindung im Gerät zurücksetzen sofern dies nicht automatisch erfolgt.				
Netzdaten	Nicht relevant für diese Anwendung.				
Berechnungslogik	Steuerungs-logik	Lastfluss-berechnung	State-Estimati-on	Prognose-verfahren	Regelungs-algorithmus
	-	-	-	-	-
Aktoren Station	Schaltgeräte	Trafo	DEA	Last	
	-	-	-	-	
Sonderfunktionen	ES / KS	Schutz	PQ	Synchronisierung	Synchro Check
	X	-	-	-	-

**Grafische Darstellung des Verfahrens einschließlich der erforderlichen Kommunikationsbeziehungen.**

Aktivitätsdiagramm: Erdschluss – Kurzschluss-Richtungs-Anzeiger



**Zusatzinformation zur Anwendung:**

Je nach Anwendungsfall können einzelne oder mehrere ES / KS Anzeiger je Station erfasst werden. In diesem Fall bündelt ein Fernwirkgerät als lokaler Netzknoten die Daten bevor sie zu einer Netzleitstelle übertragen werden.

Bei Kurzschlussanzeigern über Freileitungen kann auch eine WAN Kommunikation z.B. per GPRS erfolgen.

**Anforderungen an die verwendeten Komponenten aus Sicht der Prozessschnittstelle**

Allgemeine Anforderungen	<p>Es muss eine herstellerunabhängige Anbindung der verwendeten Komponenten an das bestehende Kommunikationssystem möglich sein, um eine intakte Kopplung und fehlerfreie Datenübertragung zu gewährleisten.</p> <p>Als Grundlage für den Einsatz von Erdschluss- und Kurzschlussanzeigern dient die DIN EN 62689 (E). Diese sollte hier zur Anwendung kommen sobald sie verfügbar ist. Zur Zeit befindet sich die Norm im Entwurf.</p>
Sensorik Erfassung von Mess- & Ereignisdaten	<p>Hier kommen aktuell vorwiegend herstellerspezifische Mess- und Auswertungsverfahren zum Einsatz. Mit der Einführung der Norm wird sich dies ändern.</p>

Aktorik Ansteuerung von Betriebsmitteln	Nicht relevant für die Anwendung.
--	-----------------------------------

<b>Benötigte Kommunikationsbeziehungen für dieses Verfahren</b>							
Anforderungen an die IKT	Off- line	Field- Statio n	Station intern	Station - Station	Operati on- Station	Operation- Operation	Operation – Enterprise
	#	X *)	(X)		X		
Anmerkungen	<p>„#“ = nicht betrachtet                      „X“ = Kommunikationsbeziehung bei direkter Anbindung eines Gerätes an die Leitstelle (Operation)                      „(X)“ = beim Betrieb mehrerer Geräte in einer Station und Kopplung über RTU zur Leitstelle (Operation)  <u>Übertragungseinrichtungen</u>                      Je nach Verteilnetzbetreiber kommen bei dieser Anwendung zwischen der Ortsnetzstation (Station) und der Netzführung (Operation) festgeschaltete Verbindungen (eigene) oder Funkverbindungen (externer Provider) zum Einsatz</p> <p>*) Für den Fall, dass einzelne ES / KS -Anzeiger Daten direkt an die Netzführung liefern, gibt es eine Field- Operation Kommunikationsverbindung. Hierbei gelten die gleichen Anforderungen an den Übertragungsdienst wie bei einer Kommunikation Station – Operation.</p>						

Anforderungen an den zum Einsatz kommenden Übertragungsdienst													
Schnittstelle	Art der Datenübertragung (*worst case!)				Datenformate (Byte)					Kommunikationsbeziehungen		Security	Status Information
	Spontan* (push) (spontaneous)	Zyklisch [s]	Abgefragt (Polling)	Latenzzeit (t)	Werte	Meldungen	Befehle	Sollwerte	Datenvolumen [Byte]	Verlust behaftete Werte (J/N)	Kommunikationsstil	C/I/A/NR	IV, NT, OV
Field - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	ja, optional	ja, optional	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Station - intern													
Station - Station													
Operation - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	ja, optional	ja, optional	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Operation													
Operation - Enterprise													
<b>Anmerkungen / Erklärungen</b>													
Art der Datenübertragung	:	<b>spontan:</b> nach Änderung unter Berücksichtigung von Schwellwertverfahren <b>zyklisch:</b> in festen Zeitintervallen wird der aktuelle Zustand übertragen <b>abgefragt:</b> hier wird der Zustand zum Zeitpunkt der Abfrage übertragen											
Echtzeit	:	Anforderungen z.B. hoch (5ms); mittel (100 ms); niedrig (1s); sehr niedrig (Minuten) (Zeitangabe beinhaltet Zeit der Erfassung und Verarbeitung, Laufzeit in der Komponente und die Übertragungszeit zwischen zwei Komponenten)											
Datenformate	:	Prozess- oder Rechenwerte (Event-, Float-oder Integer- Informationen), die von einer Komponente zu einer anderen übertragen werden											
Kommunikationsstil	:	<b>unidirectional:</b> Kommunikationsfluss nur in eine Richtung <b>bidirectional:</b> Kommunikationsaustausch in beiden Richtungen <b>one-to-many:</b> Eine Komponente kommuniziert mit mehreren andern Komponenten											
Security	:	<b>C</b> (Confidentiality) = Vertraulichkeit; <b>I</b> (Integrity) = Nichtfälschbarkeit; <b>A</b> (Authorisation) = Befugnis und <b>NR</b> (Non-Repudiation) = Nicht-Abstreitbarkeit Art der Verschlüsselung: <b>-End-End</b> (Ende-zu-Ende-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden vom Sender verschlüsselt und erst vom Empfänger entschlüsselt <b>-DUE – DUE</b> (Punkt-zu-Punkt-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden von einer Übertragungseinheit zur nächsten verschlüsselt übertragen											
Statusinformation	:	<b>IV</b> (Invalid): Prozessinformation gestört <b>NT</b> (No Topical): Nachbildung Prozessstörung an übergeordneter Stelle <b>OV</b> (Over Flow): Werte ist außerhalb des kalibrierten Bereiches											

Erweiterte Anforderungen an die intelligente Kommunikationstechnologie (IKT)						
Schnittstelle	Zeitquellen			Verschlüsselung		Bemerkungen zur Übertragungstechnik
	Über Protokoll	Extern	Genauigkeit (ms)	End-End	DUE-DUE	
Field - Station			100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen
Station - intern						
Station - Station						
Operation - Station			100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen
Operation - Operation						
Operation - Enterprise						

## 3.6.2 Pausenschalter

Bereich	Netzbereitstellung				
Aufgabe	Entstörungsmanagement				
Einsatzbereich des Verfahrens	Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)		
		X			
	Verfahren wird vorwiegend in der Mittelspannung in Netzen mit Freileitungen eingesetzt				
Verfahren	Erkennen einer Schutzauslösung mit automatischer Wiedereinschaltung (AWE) auf Grund eines Kurzschlusses durch den Pausenschalter. Unterbrechung der Stromversorgung entsprechend voreingestellter Prioritäten im Pausenschalter				
Performance Erkennung und Lösung	Erkennen eines Schutzereignisses durch den Pausenschalter. Unterbrechen der Stromversorgung in der AWE Pause.				
Einbettung Verfahren in Aufgabenkontext	Weiterhin muss eine manuelle Wiederversorgung des Netzabschnittes durch die Koordinierung von Servicepersonal erfolgen, wobei die Aufgabe der Fehlerlokalisierung durch die Netzführung durchgeführt wird.				
Relevante verfahrensspezifische Richtlinien	DIN EN 62689 (E): Strom- und Spannungssensoren oder -detektoren für die Anwendung in Kurzschlussanzeigern - DIN EN 61869: Messwandler - DIN EN 61850-3: Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung - Teil 3: Allgemeine Anforderungen - DIN EN 60255-26: Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 26: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit - DIN EN 60870-2-1: Fernwirkeinrichtungen und -systeme - Teil 2: Betriebsbedingungen; Hauptabschnitt 1: Stromversorgung und elektromagnetische Verträglichkeit - DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen				
Sensorik Station	Erkennen eines Kurzschlusses in Verbindung mit der AWE durch eine Strommessung.				
Sensorik Field	Nicht relevant für diese Anwendung.				
Netzdaten	Nicht relevant für diese Anwendung.				
Berechnungslogik	Steuerungslogik	Lastflussberechnung	State-Estimation	Prognoseverfahren	Regelungsalgorithmus
	X	-	-	-	-
Aktoren Station	Schaltgeräte	Trafo	DEA	Last	
	X	-	-	-	

Sonderfunktionen		ES / KS	Schutz	PQ	Synchronisierung	Synchro Check
		-	AWE	-	-	-



<b>Benötigte Kommunikationsbeziehungen für dieses Verfahren</b>							
Anforderungen an die IKT	Off-line	Field-Station	Station intern	Station - Station	Operation-Station	Operation-Operation	Operation – Enterprise
	#	X			X		
Anmerkungen	<p>„#“ = nicht betrachtet                      „X“ = Kommunikationsbeziehung bei direkter Anbindung eines Gerätes an die Leitstelle (Operation)                      „(X)“ = beim Betrieb mehrerer Geräte in einer Station und Kopplung über RTU zur Leitstelle (Operation)  <u>Übertragungseinrichtungen</u>                      Je nach Verteilnetzbetreiber kommen bei dieser Anwendung zwischen der Ortsnetzstation (Station) und der Netzführung (Operation) festgeschaltete Verbindungen (eigene) oder Funkverbindungen (externer Provider) zum Einsatz</p> <p>*) Für den Fall, dass einzelne ES / KS -Anzeiger Daten direkt an die Netzführung liefern, gibt es eine Field- Operation Kommunikationsverbindung. Hierbei gelten die gleichen Anforderungen an den Übertragungsdienst wie bei einer Kommunikation Station – Operation.</p>						

Anforderungen an den zum Einsatz kommenden Übertragungsdienst													
Schnittstelle	Art der Datenübertragung (*worst case!)				Datenformate (Byte)					Kommunikationsbeziehungen		Security	Status Information
	Spontan* (push) (spontaneous)	Zyklisch [s]	Abgefragt (Polling)	Latenzzeit (t)	Werte	Meldungen	Befehle	Sollwerte	Datenvolumen [Byte]	Verlust behaftete Werte (J/N)	Kommunikationsstil	C/I/A/NR	IV, NT, OV
Field - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	ja, optional	ja, optional	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Station - intern													
Station - Station													
Operation - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	ja, optional	ja, optional	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Operation													
Operation - Enterprise													
Anmerkungen / Erklärungen													
Art der Datenübertragung	:	<b>spontan:</b> nach Änderung unter Berücksichtigung von Schwellwertverfahren <b>zyklisch:</b> in festen Zeitintervallen wird der aktuelle Zustand übertragen <b>abgefragt:</b> hier wird der Zustand zum Zeitpunkt der Abfrage übertragen											
Echtzeit	:	Anforderungen z.B. hoch (5ms); mittel (100 ms); niedrig (1s); sehr niedrig (Minuten) (Zeitangabe beinhaltet Zeit der Erfassung und Verarbeitung, Laufzeit in der Komponente und die Übertragungszeit zwischen zwei Komponenten)											
Datenformate	:	Prozess- oder Rechenwerte (Event-, Float-oder Integer- Informationen), die von einer Komponente zu einer anderen übertragen werden											
Kommunikationsstil	:	<b>unidirectional:</b> Kommunikationsfluss nur in eine Richtung <b>bidirectional:</b> Kommunikationsaustausch in beiden Richtungen <b>one-to-many:</b> Eine Komponente kommuniziert mit mehreren andern Komponenten											
Security	:	<b>C</b> (Confidentiality) = Vertraulichkeit; <b>I</b> (Integrity) = Nichtfälschbarkeit; <b>A</b> (Authorisation) = Befugnis und <b>NR</b> (Non-Repudiation) = Nicht-Abstreitbarkeit Art der Verschlüsselung: - <b>End-End</b> (Ende-zu-Ende-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden vom Sender verschlüsselt und erst vom Empfänger entschlüsselt - <b>DUE – DUE</b> (Punkt-zu-Punkt-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden von einer Übertragungseinheit zur nächsten verschlüsselt übertragen											
Statusinformation	:	<b>IV</b> (Invalid): Prozessinformation gestört <b>NT</b> (No Topical): Nachbildung Prozessstörung an übergeordneter Stelle <b>OV</b> (Over Flow): Werte ist außerhalb des kalibrierten Bereiches											

Erweiterte Anforderungen an die intelligente Kommunikationstechnologie (IKT)						
Schnittstelle	Zeitquellen			Verschlüsselung		Bemerkungen zur Übertragungstechnik
	Über Protokoll	Extern	Genauigkeit (ms)	End-End	DUE-DUE	
Field - Station	ja	ja	100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen
Station - intern						
Station - Station						
Operation - Station	ja	ja	100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen
Operation - Operation						
Operation - Enterprise						

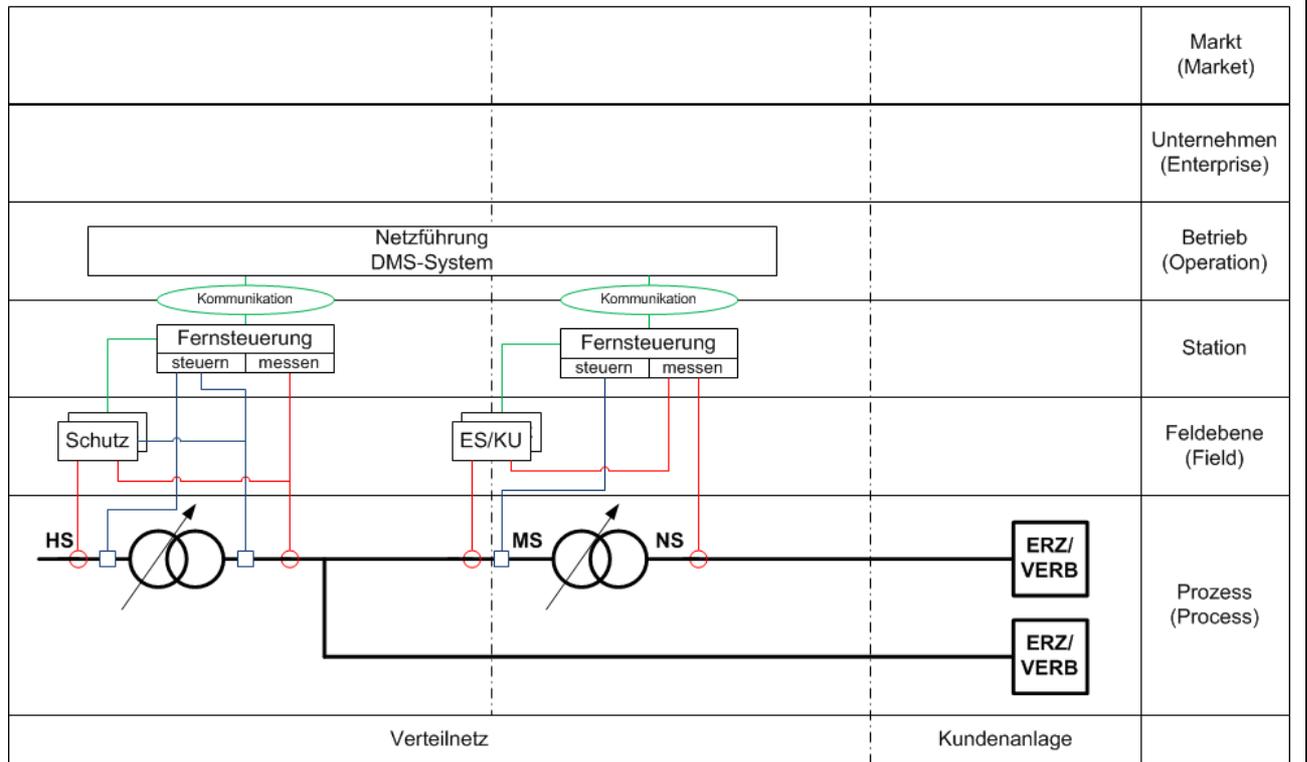
### 3.6.3 Zu- und Abschaltung von Netzbetriebsmitteln im Störfall mittels Fernsteuerung

Bereich	Netzbereitstellung		
Aufgabe	Entstörungsmanagement		
Einsatzbereich des Verfahrens	Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)
	X	X	(X)
	Das Verfahren wird heute vorwiegend in der Hoch- und Mittelspannung eingesetzt		
Verfahren	<p>Eine Störung in einem Mittelspannungsnetz führt dazu, dass der Leistungsschalter in der Umspannungsanlage auslöst und die komplette Mittelspannungsstrecke hinter dem Leistungsschalter damit zunächst vom Netz getrennt wird. Um den Fehler zu lokalisieren, musste bisher qualifiziertes Servicepersonal die einzelnen Kurz- und Erdschlussanzeiger der Stationen einer fehlerbehafteten Netzstrecke nacheinander manuell auslesen, um den fehlerbehafteten Netzabschnitt einzugrenzen. Nachdem dieser dann lokalisiert wurde, musste der fehlerbehaftete Netzabschnitt durch manuelle Schaltmaßnahmen der Lasttrennschalter freigeschaltet werden. Gleichzeitig konnte der nichtbetroffene Netzteil nach Möglichkeit durch eine manuelle Verlagerung von Trennstellen kurzfristig wiederversorgt werden, so dass Netzausfallzeiten reduziert werden können.</p> <p>Um dieses zeitaufwendige Verfahren zu optimieren, soll in diesem Konzept ein Automatisierungsverfahren vorgestellt werden, wobei die Netzführung im Rahmen ihrer Netzführungsverantwortung das Energieversorgungsnetz mit Hilfe von Fernwirkssystemen überwacht und steuert. Dabei hat die Netzführung die Möglichkeit, mittels Fernsteuerung Netzbetriebsmittel zu- bzw. abzuschalten, so dass eine zeitnahe Wiederversorgung vorgenommen werden kann.</p>		
Performance Erkennung und Lösung	<p>Über entsprechende Kommunikationsverbindungen erhält die Netzführung im Störfall Meldungen und Messwerte von Schutzeinrichtungen und Kurz- und Erdschlussanzeigern aus der von der Störung betroffenen Netzstrecke und kann damit den fehlerbehafteten Netzabschnitt eingrenzen. Im nächsten Schritt kann die Netzführung dann durch eine ferngesteuerte Zu- bzw. Abschaltung von Lasttrennschaltern den fehlerbehafteten Netzabschnitt vom Netz trennen und gleichzeitig nichtbetroffene Netzabschnitte nach Möglichkeit durch eine ferngesteuerte Verlagerung von Trennstellen kurzfristig wiederversorgen. Entsprechendes Servicepersonal wird durch die Netzführung zum fehlerbehafteten Netzabschnitt koordiniert, um erforderliche Reparaturarbeiten einzuleiten. Nach Abschluss dieser Reparaturarbeiten kann eine ferngesteuerte Zuschaltung des fehlerbehafteten Netzabschnitts durch die Netzführung erfolgen.</p>		
Einbettung Verfahren in Aufgabenkonte	Im Störfall, z.B. Auslösung Leistungsschalter / Lasttrennschalter durch Schutzeinrichtung, erfolgt nach Prüfung die zur Fehlereliminierung notwendigen Schaltmaßnahmen aus der Ferne.		

xt					
Relevante verfahrens-spezifische Richtlinien	<ul style="list-style-type: none"> <li>- DIN EN 62689 (E): Strom- und Spannungssensoren oder -detektoren für die Anwendung in Kurzschlussanzeigern</li> <li>- DIN EN 61869: Messwandler</li> <li>- DIN EN 61850-3: Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung - Teil 3: Allgemeine Anforderungen</li> <li>- DIN EN 60255-26: Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 26: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 60870-2-1: Fernwirkleinrichtungen und -systeme - Teil 2: Betriebsbedingungen; Hauptabschnitt 1: Stromversorgung und elektromagnetische Verträglichkeit</li> <li>- DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen</li> </ul>				
Sensorik Station	Je nach Anwendungsfall kann eine direkte Messung (Anschluss Wandlerkern) oder eine indirekte Messung über Kleinsignale erfolgen.				
Sensorik Field	<p>Erfassung von Stromwerten (I) in Mittelspannungsschaltanlagen (Umspannwerk, Ortsnetzstation, Schwerpunkt- oder Verteilerstation) mittels Kurz- und Erdschlussanzeigern.</p> <p>Die Strommessung (I) erfolgt mit Hilfe von Stromwandlern. Darüber hinaus kann die Netzführung die Anzeige des Kurz- bzw. Erdschlusses (inklusive Richtung) bei einer Kommunikationsanbindung im Gerät zurücksetzen sofern dies nicht automatisch erfolgt. In neueren Stationen kann auch der digitale Schutz Messwerte für die Netzführung zur Störungserklärung liefern.</p>				
Netzdaten	Nicht relevant für diese Anwendung.				
Berechnungslogik	Steuerungslogik	Lastflussberechnung	State-Estimation	Prognoseverfahren	Regelungsalgorithmus
	X	-	-	-	-
Aktoren Station	Schaltgeräte	Trafo	DEA	Last	
	X	-	-	-	
Sonderfunktionen	ES / KS	Schutz	PQ	Synchronisierung	Synchro Check
	X	X	-	-	-

**Grafische Darstellung des Verfahrens einschließlich der erforderlichen Kommunikationsbeziehungen.**

Aktivitätsdiagramm: Zu- und Abschalten von Netzbetriebsmitteln im Störfall mittels Fernsteuerung



**Zusatzinformation zur Anwendung:**

Über ein Fernwirkssystem werden Informationen (Meldungen oder Werte) aus dem MS/NS Netz von Schutzeinrichtungen, Betriebsmitteln oder Messwandlern erfasst. Im Störfall werden steuerbare Betriebsmittel über eine bestehende Kommunikationsinfrastruktur durch die Netzleitstelle gesteuert um eine schnellere Wiederversorgung der von der Störung betroffenen Netzgebiete zu ermöglichen.

<b>Anforderungen an die verwendeten Komponenten aus Sicht der Prozessschnittstelle</b>	
Allgemeine Anforderungen	<p>Es muss eine herstellerunabhängige Anbindung der verwendeten Komponenten an das bestehende Kommunikationssystem möglich sein, um eine intakte Kopplung und fehlerfreie Datenübertragung zu gewährleisten.</p> <p>Als Grundlage für den Einsatz von Erdschluss- und Kurzschlussanzeigern dient die DIN EN 62689 (E). Diese sollte hier zur Anwendung kommen sobald sie verfügbar ist. Zur Zeit befindet sich die Norm im Entwurf.</p> <p>Bereitstellung von abgeleiteten Werten soweit sie für die Netzführung erforderlich sind.</p>
Sensorik Erfassung von Mess- & Ereignisdaten	<p>Erfassung von Strom und Spannungswerten mittels Wandler (DIN EN 61869) und Bereitstellung von Statusinformationen (Sicherungen, anstehende Schutzauslösung, etc.) aus Schutzgeräten und Betriebsmitteln.</p> <p>Die Genauigkeit der Messtechnik wird im Einzelfall durch die Netzführung bzw. durch die Netzanschlussbedingungen HS-MS-NS (Wandler Klasse 0,5; Messtechnik Klasse 1) vorgegeben.</p> <p>Für die Erfassung und Weiterverarbeitung der Messwerte werden typisch Mittelwerte (1s) herangezogen.</p>
Aktorik Ansteuerung von Betriebsmitteln	<p>Einsatz von elektrisch steuerbaren Schaltgeräten (Leistungsschalter, Lasttrennschalter) mit der dazu notwendigen gesicherten Stromversorgung für den Anwendungsfall.</p>

<b>Benötigte Kommunikationsbeziehungen für dieses Verfahren</b>							
Anforderungen an die IKT	Off-line	Feld-Station	Station intern	Station - Station	Operation-Station	Operation-Operation	Operation – Enterprise
	#	X			X		
Anmerkungen	<p>„#“ = nicht betrachtet                      „X“ = Kommunikationsbeziehung bei direkter Anbindung eines Gerätes an die Leitstelle (Operation)                      „(X)“ = beim Betrieb mehrerer Geräte in einer Station und Kopplung über RTU zur Leitstelle (Operation)  <u>Übertragungseinrichtungen</u>                      Je nach Verteilnetzbetreiber kommen bei dieser Anwendung zwischen der Ortsnetzstation (Station) und der Netzführung (Operation) festgeschaltete Verbindungen (eigene) oder Funkverbindungen (externer Provider) zum Einsatz</p>						

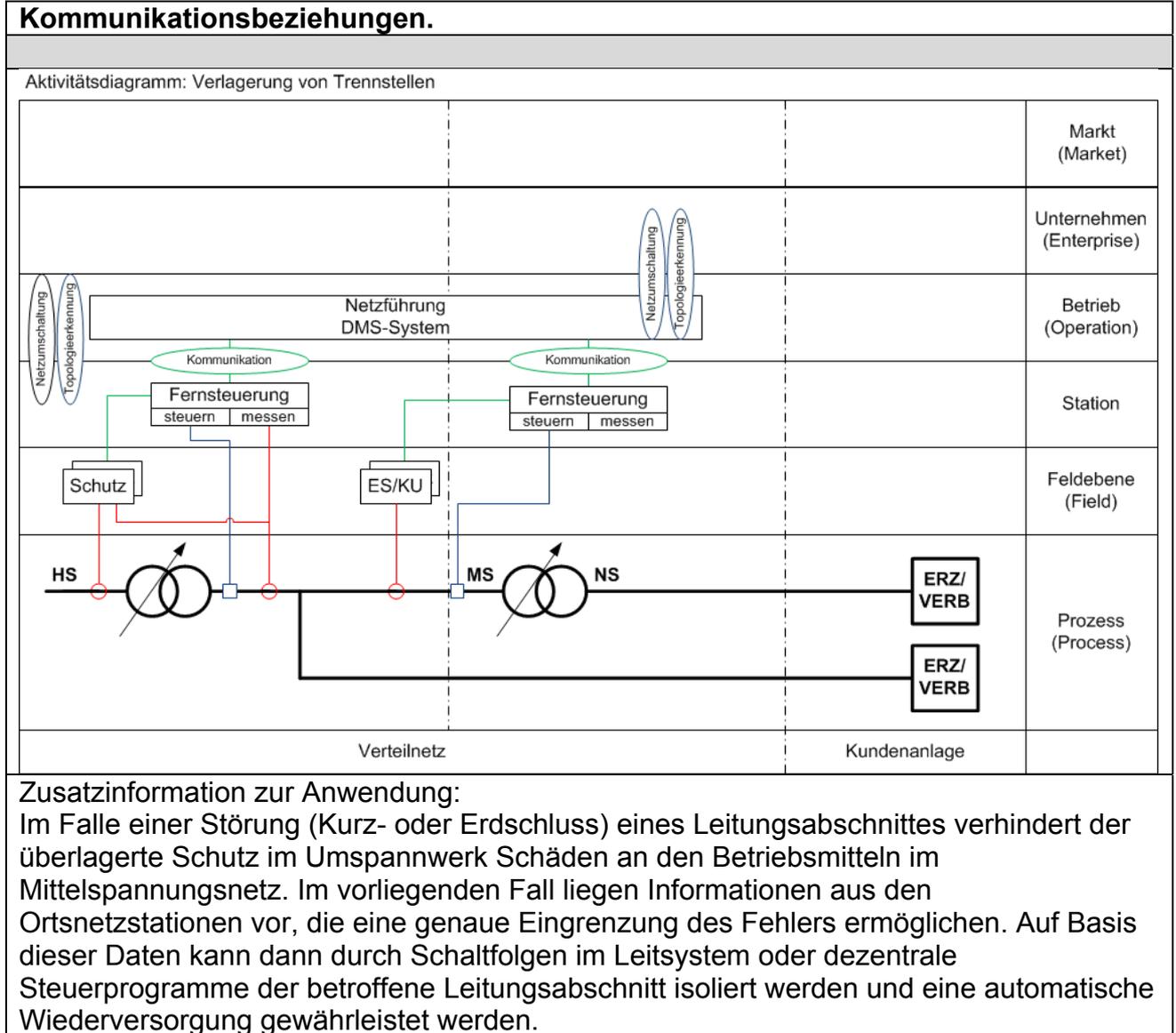
Anforderungen an den zum Einsatz kommenden Übertragungsdienst													
Schnittstelle	Art der Datenübertragung (*worst case!)				Datenformate (Byte)					Kommunikationsbeziehungen		Security	Status Information
	Spontan* (push) (spontaneous)	Zyklisch [s]	Abgefragt (Polling)	Latenzzeit (t)	Werte	Meldungen	Befehle	Sollwerte	Datenvolumen [Byte]	Verlust behaftete Werte (J/N)	Kommunikationsstil	C/I/A/NR	IV, NT, OV
Field - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	nein	ja	Ja, optional Schutz	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Station - intern													
Station - Station													
Operation - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	ja	Ja, optional Schutz	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Operation													
Operation - Enterprise													
<b>Anmerkungen / Erklärungen</b>													
Art der Datenübertragung	:	<b>spontan:</b> nach Änderung unter Berücksichtigung von Schwellwertverfahren <b>zyklisch:</b> in festen Zeitintervallen wird der aktuelle Zustand übertragen <b>abgefragt:</b> hier wird der Zustand zum Zeitpunkt der Abfrage übertragen											
Echtzeit	:	Anforderungen z.B. hoch (5ms); mittel (100 ms); niedrig (1s); sehr niedrig (Minuten) (Zeitangabe beinhaltet Zeit der Erfassung und Verarbeitung, Laufzeit in der Komponente und die Übertragungszeit zwischen zwei Komponenten)											
Datenformate	:	Prozess- oder Rechenwerte (Event-, Float-oder Integer- Informationen), die von einer Komponente zu einer anderen übertragen werden											
Kommunikationsstil	:	<b>unidirectional:</b> Kommunikationsfluss nur in eine Richtung <b>bidirectional:</b> Kommunikationsaustausch in beiden Richtungen <b>one-to-many:</b> Eine Komponente kommuniziert mit mehreren andern Komponenten											
Security	:	<b>C</b> (Confidentiality) = Vertraulichkeit; <b>I</b> (Integrity) = Nichtfälschbarkeit; <b>A</b> (Authorisation) = Befugnis und <b>NR</b> (Non-Repudiation) = Nicht-Abstreitbarkeit Art der Verschlüsselung: - <b>End-End</b> (Ende-zu-Ende-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden vom Sender verschlüsselt und erst vom Empfänger entschlüsselt - <b>DUE – DUE</b> (Punkt-zu-Punkt-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden von einer Übertragungseinheit zur nächsten verschlüsselt übertragen											
Statusinformation	:	<b>IV</b> (Invalid): Prozessinformation gestört <b>NT</b> (No Topical): Nachbildung Prozessstörung an übergeordneter Stelle <b>OV</b> (Over Flow): Werte ist außerhalb des kalibrierten Bereiches											

Erweiterte Anforderungen an die intelligente Kommunikationstechnologie (IKT)						
Schnittstelle	Zeitquellen			Verschlüsselung		Bemerkungen zur Übertragungstechnik
	Über Protokoll	Extern	Genauigkeit (ms)	End-End	DUE-DUE	
Field - Station			1 bis 100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 100ms	Redundanz, Robustheit, .....
Station - intern						
Station - Station						
Operation - Station			1 bis 100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	Je nach Spannungsebene (HV/MV) sind Anforderungen an die Verfügbarkeit von 99,96% für das Gesamtsystem einzuhalten.
Operation - Operation						
Operation - Enterprise						

## 3.6.4 Automatische Verlagerung von Trennstellen

Bereich	Netzbereitstellung		
Aufgabe	Entstörungsmanagement		
Einsatzbereich des Verfahrens	Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)
		X	
Verfahren wird vorwiegend in der Mittelspannung eingesetzt			
Verfahren	<p>Eine Störung in einem Mittelspannungsnetz führt dazu, dass der Leistungsschalter in der Umspannungsanlage auslöst und die komplette Mittelspannungsstrecke hinter dem Leistungsschalter damit zunächst vom Netz getrennt wird. Um den Fehler in der Vergangenheit zu lokalisieren musste qualifiziertes Servicepersonal die einzelnen Kurz- und Erdschlussanzeiger der Stationen einer fehlerbehafteten Netzstrecke nacheinander manuell auslesen, um den fehlerbehafteten Netzabschnitt einzugrenzen. Nachdem dieser dann lokalisiert wurde, musste der fehlerbehaftete Netzabschnitt durch manuelle Schaltmaßnahmen der Lasttrennschalter freigeschaltet werden. Gleichzeitig konnte der nichtbetroffene Netzbereich nach Möglichkeit durch eine manuelle Verlagerung von Trennstellen kurzfristig wiederversorgt, so dass Netzausfallzeiten reduziert werden konnten.</p> <p>Um dieses zeitaufwendige Verfahren zu optimieren, soll in diesem Konzept ein Automatisierungsverfahren vorgestellt werden, welches bei einer Störung im Mittelspannungsnetz auf Basis von Meldungen von Kurz- und Erdschlussanzeiger den fehlerbehafteten Netzabschnitt erkennt und automatische Schaltmaßnahmen einleitet. Dabei wird ein Abwurf des fehlerbehafteten Netzabschnitts veranlasst und eine automatische Verlagerung von Trennstellen eingeleitet, so dass eine zeitnahe Wiederversorgung vorgenommen werden kann.</p>		
Performance Erkennung und Lösung	<p>Nach einer Störung im Mittelspannungsnetz wird die fehlerbehaftete Netzstrecke durch eine automatische Auslösung des Leistungsschalters im Umspann- bzw. Schaltwerk vom Netz getrennt. Auf Basis der über entsprechende Kommunikationsverbindungen übertragenen Informationen der Kurz- und Erdschlussanzeiger und Schutzeinrichtungen lokalisiert eine Steuerungslogik den fehlerbehafteten Netzabschnitt der Netzstrecke und führt autark ferngesteuerte Schaltmaßnahmen der Lasttrennschalter durch, um möglichst selektiv den fehlerbehafteten Netzabschnitt freizuschalten. Durch entsprechende Meldungen in der Netzleitstelle hat die Netzführung dann die Möglichkeit Servicepersonal zum fehlerbehafteten Netzabschnitt zu koordinieren, um die erforderlichen Reparaturmaßnahmen durchzuführen. Zusätzlich wird durch eine automatische Verlagerung von Trennstellen eine kurzfristige Wiederversorgung des nicht betroffenen Netzabschnitts veranlasst, so dass Netzausfallzeiten reduziert werden können. Nach Abschluss dieser Wartungsarbeiten kann eine ferngesteuerte Zuschaltung des fehlerbehafteten Netzabschnitts durch die Netzführung erfolgen. Es ist zu beachten, dass die Netzführung Zugriff auf alle übertragenen Messwerte und Meldungen hat und jederzeit die</p>		

	Möglichkeit besitzt die Umschaltautomatik abzuschalten und Schaltmaßnahmen manuell durchzuführen.				
Einbettung Verfahren in Aufgabenkontext	Je nach Verfahren erfolgt die Umschaltung (nach Freigabe Netzführung) der Trennstelle im Störfall (Schutzauslösung Leistungsschalter) automatisch per Schaltfolge durch die Netzführung oder mit Hilfe eines Automatisierungsprogramms in einer oder mehreren Fernwirkleinrichtungen (RTU).				
Relevante verfahrens-spezifische Richtlinien	- DIN EN 62689 (E): Strom- und Spannungssensoren oder -detektoren für die Anwendung in Kurzschlussanzeigern - DIN EN 61869: Messwandler - DIN EN 61850-3: Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung - Teil 3: Allgemeine Anforderungen - DIN EN 60255-26: Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 26: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit - DIN EN 60870-2-1: Fernwirkleinrichtungen und -systeme - Teil 2: Betriebsbedingungen; Hauptabschnitt 1: Stromversorgung und elektromagnetische Verträglichkeit - DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen				
Sensorik Station	Je nach Anwendungsfall kann eine direkte Messung (Anschluss Wandlerkern) oder eine indirekte Messung über Kleinsignale erfolgen.				
Sensorik Field	Erfassung von Stromwerten (I) in Mittelspannungsschaltanlagen (Umspannwerk, Ortsnetzstation, Schwerpunkt- oder Verteilerstation) mittels Kurz- und Erdschlussanzeigern. Die Strommessung (I) erfolgt mit Hilfe von Stromwandlern. Darüber hinaus kann die Netzführung die Anzeige des Kurz- bzw. Erdschlusses (inklusive Richtung) bei einer Kommunikationsanbindung im Gerät zurücksetzen sofern dies nicht automatisch erfolgt. In neueren Stationen kann auch der digitale Schutz Messwerte für die Netzführung zur Störungserklärung liefern.				
Netzdaten	Nicht relevant für diese Anwendung.				
Berechnungslogik	Steuerungslogik	Lastflussberechnung	State-Estimation	Prognoseverfahren	Regelalgorithmus
	X	-	-	-	-
Aktoren Station	Schaltgeräte	Trafo	DEA	Last	
	X	-	-	-	
Sonderfunktionen	ES / KS	Schutz	PQ	Synchronisierung	Synchro Check
	X	X	-	-	-
<b>Grafische Darstellung des Verfahrens einschließlich der erforderlichen</b>					



<b>Anforderungen an die verwendeten Komponenten aus Sicht der Prozessschnittstelle</b>	
Allgemeine Anforderungen	<p>Es muss eine herstellerunabhängige Anbindung der verwendeten Komponenten an das bestehende Kommunikationssystem möglich sein, um eine intakte Kopplung und fehlerfreie Datenübertragung zu gewährleisten.</p> <p>Bereitstellung von Meldungen und Werten, soweit sie für die Netzführung erforderlich sind. Außerdem sind bei einer Verlagerung der Trennstelle evtl. Schutzeinstellungen (Parametersatzumschaltung) zu berücksichtigen. Bei einer dezentralen automatischen Trennstellenverlagerung sind Auswirkungen (Erzeugung, Last aktuell und zukünftig) mit zu betrachten.</p> <p>Als Grundlage für den Einsatz von Kurz- und Erdschlussanzeigern dient die DIN EN 62689 (E). Diese sollte hier zur Anwendung kommen sobald sie verfügbar ist. Zur Zeit befindet sich die Norm im Entwurf.</p>
Sensorik Erfassung von Mess- & Ereignisdaten	Erfassung von Strom und Spannungswerten mittels Wandler (DIN EN 61869) und Bereitstellung von Statusinformationen (Sicherungen, anstehende Schutzauslösung, etc.) aus Schutzgeräten und Betriebsmitteln.
Aktorik Ansteuerung von Betriebsmitteln	Einsatz von elektrisch steuerbaren Schaltgeräten (Leistungsschalter, Lasttrennschalter) mit der dazu notwendigen gesicherten Stromversorgung für den Anwendungsfall.

<b>Benötigte Kommunikationsbeziehungen für dieses Verfahren</b>							
Anforderungen an die IKT	Off- lin e	Field- Station	Station intern	Station - Station	Operati on- Station	Operation- Operation	Operation – Enterprise
	#	(X)		X	X		
Anmerkungen	<p>„#“ = nicht betrachtet                      „X“ = Kommunikationsbeziehung bei direkter Anbindung eines Gerätes an die Leitstelle (Operation)                      „(X)“ = beim Betrieb mehrerer Geräte in einer Station und Kopplung über RTU zur Leitstelle (Operation)  <u>Übertragungseinrichtungen</u>                      Je nach Verteilnetzbetreiber kommen bei dieser Anwendung zwischen der Ortsnetzstation (Station) und der Netzführung (Operation) festgeschaltete Verbindungen (eigene) oder Funkverbindungen (externer Provider) zum Einsatz</p>						

Anforderungen an den zum Einsatz kommenden Übertragungsdienst													
Schnittstelle	Art der Datenübertragung (*worst case!)				Datenformate (Byte)					Kommunikationsbeziehungen		Security	Status Information
	Spontan* (push) (spontaneous)	Zyklisch [s]	Abgefragt (Polling)	Latenzzeit (t)	Werte	Meldungen	Befehle	Sollwerte	Datenvolumen [Byte]	Verlust behaftete Werte (J/N)	Kommunikationsstil	C/I/A/NR	IV, NT, OV
Field - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	nein	ja	nein	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Station - intern													
Station - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	ja	nein	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Station	ja	nein	nein	100ms	ja	ja	ja	nein	1-10 Byte / Signal netto	nein	bi-directional	C,I End-End	IV, NT, OV
Operation - Operation													
Operation - Enterprise													
<b>Anmerkungen / Erklärungen</b>													
Art der Datenübertragung	:	<b>spontan:</b> nach Änderung unter Berücksichtigung von Schwellwertverfahren <b>zyklisch:</b> in festen Zeitintervallen wird der aktuelle Zustand übertragen <b>abgefragt:</b> hier wird der Zustand zum Zeitpunkt der Abfrage übertragen											
Echtzeit	:	Anforderungen z.B. hoch (5ms); mittel (100 ms); niedrig (1s); sehr niedrig (Minuten) (Zeitangabe beinhaltet Zeit der Erfassung und Verarbeitung, Laufzeit in der Komponente und die Übertragungszeit zwischen zwei Komponenten)											
Datenformate	:	Prozess- oder Rechenwerte (Event-, Float-oder Integer- Informationen), die von einer Komponente zu einer anderen übertragen werden											
Kommunikationsstil	:	<b>unidirectional:</b> Kommunikationsfluss nur in eine Richtung <b>bidirectional:</b> Kommunikationsaustausch in beiden Richtungen <b>one-to-many:</b> Eine Komponente kommuniziert mit mehreren andern Komponenten											
Security	:	<b>C</b> (Confidentiality) = Vertraulichkeit; <b>I</b> (Integrity) = Nichtfälschbarkeit; <b>A</b> (Authorisation) = Befugnis und <b>NR</b> (Non-Repudiation) = Nicht-Abstreitbarkeit Art der Verschlüsselung: - <b>End-End</b> (Ende-zu-Ende-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden vom Sender verschlüsselt und erst vom Empfänger entschlüsselt - <b>DUE – DUE</b> (Punkt-zu-Punkt-Verschlüsselung): Die übertragenen Daten werden von einer Übertragungseinheit zur nächsten verschlüsselt übertragen											
Statusinformation	:	<b>IV</b> (Invalid): Prozessinformation gestört <b>NT</b> (No Topical): Nachbildung Prozessstörung an übergeordneter Stelle <b>OV</b> (Over Flow): Werte ist außerhalb des kalibrierten Bereiches											

Erweiterte Anforderungen an die intelligente Kommunikationstechnologie (IKT)						
Schnittstelle	Zeitquellen			Verschlüsselung		Bemerkungen zur Übertragungstechnik
	Über Protokoll	Extern	Genauigkeit (ms)	End-End	DUE-DUE	
Field - Station	ja		1 bis 100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 100ms	Redundanz, Robustheit, .....
Station - intern						
Station - Station	ja	(ja)	1 bis 100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	Je nach Spannungsebene (HV/MV) sind Anforderungen an die Verfügbarkeit von 99,96% für das Gesamtsystem einzuhalten.
Operation - Station	ja	(ja)	1 bis 100ms	abgestimmt auf das zu übertragende Datenvolumen	max. 500ms	Je nach Spannungsebene (HV/MV) sind Anforderungen an die Verfügbarkeit von 99,96% für das Gesamtsystem einzuhalten.
Operation - Operation						
Operation - Enterprise						

## 4. Zusammenfassung

Die im Zuge der Energiewende entstehenden Herausforderungen an die Verteilungsnetze und deren Betrieb führen zu der Fragestellung nach wirtschaftlich angemessenen technischen Lösungen zum Erhalt der Versorgungsqualität und –sicherheit. Dabei sind die Netzbesonderheiten bei der Bewertung der technischen Konzepte für die Planung von Aus- und Umbauten des bestehenden elektrischen Netzes immer im Einzelfall zu berücksichtigen. Im Rahmen der Erstellung von Planungskonzepten nimmt die Automatisierung einen immer größer werdenden Stellenwert ein, da sich durch deren Einsatz der Ausbaubedarf an elektrischen Betriebsmitteln (Leitungen, Kabel, Schaltgeräte, Transformatoren, ...) optimieren lässt. Der jeweilig sinnvolle Automatisierungsgrad des Verteilungsnetzes wird maßgeblich durch die bestehende Netzstruktur, den Zubau von dezentralen Energieerzeugern, den Belangen der Netzführung sowie ggf. Anforderungen aus der Marktintegration bestimmt werden.

Da jeder Verteilnetzbetreiber einen anderen Automatisierungsgrad realisiert hat und sich anderen Herausforderungen stellen muss, ist eine Bestandsaufnahme heutiger und zukünftiger Automatisierungsverfahren notwendig.

Die vorliegende Übersicht über die netzdienlichen Automatisierungsverfahren enthält neben den zugrundeliegenden technischen Konzepten auch einen Hinweis auf den jeweiligen Realisierungsgrad, d.h. eine Bewertung über deren Einsatz bzw. Verfügbarkeit für den Netzbetrieb. Dabei erfolgt die Beschreibung dieser Verfahren unabhängig von deren Umsetzung. Somit ist es möglich zentrale oder dezentrale Automation bzw. dezentrale Teilautomatiken mit Unterstützung der Netzführung im jeweiligen Anwendungsfall zu realisieren. Die zur Realisierung notwendigen funktionalen Komponenten sowie Hinweise zu deren Interoperabilität und Austauschbarkeit sind Bestandteil der Betrachtung über „Komponenten“ im Rahmen der Gesamtstudie.

Neben den technischen Konzepten gibt es eine Reihe von weiteren Aspekten zum Einsatz der Automatisierungstechnik, die im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet werden konnten:

- Berücksichtigung von rechtlichen Rahmenbedingungen wie Haftung oder Netzanschlussverordnung
- Berücksichtigung von regulatorischen Rahmenbedingungen wie z.B. Vergütung
- Auswirkungen der Verfahren oder Technologien auf den Netzbetrieb und den Netzservice, z.B. hinsichtlich Aufwand, Personalqualifikation und Organisation
- Migrationsstrategien
- Auswirkungen des IT-Sicherheitsgesetzes
- Auswirkungen des geplanten Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

Die Analyse und die Beschreibung der Automatisierungsverfahren wurde in Anlehnung an IEC 62913-1 und dem „Smart Grid Architecture Model“ (SGAM) durchgeführt. Diese Methode ermöglicht eine standardisierte Darstellung der verschiedenen Konzepte für die Aufgaben des Netzbetriebes im Verteilnetz mit allen notwendigen Komponenten und Kommunikationsbeziehungen mit dem Ziel diese zu identifizieren und Lücken bei Standardisierung, Anwendungsregeln oder Produkten

aufzuzeigen. Bei der Analyse wurden für alle im Verteilnetzvorhandenen Spannungsebenen (HS, MS, NS) die bestehenden aber auch möglichen künftigen Lösungen berücksichtigt. In die Arbeit wurden bereits installierte Lösungen, existierende Beschreibungen aus ETG und ITG Studien, aber auch vorliegende Forschungsberichte in die Arbeit mit einbezogen. Wie schon erwähnt, wurde zu jedem Verfahren auch der aktuelle Realisierungsgrad angegeben. Im Zuge der Beschreibung der Anforderungen an funktionale Komponenten und die IKT wurden nationale und internationale Normen und Anwendungsregeln berücksichtigt. Der Betrachtungshorizont wurde jedoch auf die deutschsprachige „D-A-CH“ Region beschränkt.

Um eine möglichst lückenlose Aufstellung und Bewertung zu erhalten, wurde im Rahmen der Erstellung des Dokumentes eine Umfrage mittels Fragebogen an 80 verschiedene Verteilnetzbetreiber durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Umfrage wurden in die Studie einbezogen.

Durch die systematische Darstellung der Automatisierungslösungen im SGAM Modell wurden die dazu notwendigen funktionalen Komponenten identifiziert und gegliedert. Die technischen Anforderungen der jeweils benötigten Komponenten wurden erfasst.

- Aktorik (fernbedienbare Lasttrennschalter, Stufenschalter, etc.)
- Sensorik (Spannung- Strom-, Leistungsmessung, ferngemeldete Kurzschluss- und Erdschlussanzeiger, etc.)
- Automatiken und Applikationen (Spannungsregler, dezentrale Zustandsabschätzung, Lastflussprognose, etc.)

Die funktionalen Komponenten wurden als „Black Box“ behandelt, welche projektspezifisch je nach Verfahren ausgestaltet werden.

In einem eigenen Abschnitt wurden die Anforderungen an die IKT und IT-Sicherheit für die unterschiedlichen Verfahren erhoben. Individuell für jedes Konzept wurden die Kommunikationsbeziehungen und die Anforderungen für die IKT analysiert. Dabei wurden einsetzbare Übertragungseinrichtungen, Kommunikationsprotokolle und technische Anforderungen zur Sicherstellung von IT- Sicherheit berücksichtigt. Die beschriebenen Verfahren lassen sich auf Basis der Normungsroadmap E-Energy / Smart Grids 2.0 des DKE auf die dort genannten Kommunikationsprotokolle abbilden. Ein weitergehender Standardisierungsbedarf über die bereits bestehenden oder in Arbeit befindlichen Protokolle hinausgehend wird derzeit nicht gesehen. Die konkrete Auswahl hängt im jeweiligen Anwendungsfall von den beschriebenen Anforderungen ab.

Aufgrund der vorliegenden Beschreibung der Verfahren und der Analyse der möglichen Lücken ergibt sich bei folgenden Punkten ein Handlungsbedarf. Für diese Themen empfehlen die Autoren dem Vorstand der ETG / ITG im Anschluss weitere Arbeitsgruppen einzusetzen, um die technische und rechtliche Akzeptanz zu erhöhen:

- a. Zusammenspiel Netze und Marktkomponenten an der Schnittstelle zur Kundenanlage
  - Wie können die Anforderungen des Netzes mit den Anforderungen des Marktes z.B. an die Steuerbox zur Ansteuerung von Erzeugungsanlagen, Lasten und Speicher in Bezug auf die Mehr-Mandanten-Fähigkeit umgesetzt werden?
  - In den aktuellen Verfahren wurde nur auf die Funktionalität in netzkritischen Situationen eingegangen. Welche Übertragungseinrichtungen und Protokolle sind zukünftig hierzu notwendig?
- b. Anforderungen die sich aus dem aktuellen IT-Sicherheitsgesetz für den Betrieb von Komponenten und Übertragungseinrichtungen im Bereich der kritischen Infrastruktur ergeben

Durch die Verabschiedung des IT-Sicherheitsgesetzes ergeben sich neue Aspekte, die eine zusätzliche Bewertung nach sich ziehen. In den aktuellen Verfahren wurde nur teilweise hierauf eingegangen. Um den Einsatz der beschriebenen Lösungen für den Netzbetrieb zu ermöglichen, sind zwingend Handlungsempfehlungen für die Härtung und Prüfung solcher Systeme aus Sicht der Informationssicherheit bereitzustellen.

Diese Empfehlungen sollten mindestens folgende Punkte betrachten:

- Anforderungen an die Komponenten und die Übertragungstechnik, um die aus Sicht der IT-Sicherheit gewünschte, Verfügbarkeit, Integrität und Datensicherheit in Bezug auf zusätzlich benötigte horizontale und vertikale Kommunikationsverbindungen sicher zu stellen
  - Minimal notwendige Mechanismen, um die benötigte Patch- und Fernupdatefähigkeit (z.B. Zertifikate, Rollen, Betriebssystem, Sicherheitspatches) der Systeme und Lösungen zu ermöglichen
  - Definition von Mindestanforderungen an Prüfung und Test des jeweiligen Verfahrens aus Sicht der IT-Sicherheit
  - Definition des minimalen Datenumfanges, der in den Komponenten und Übertragungseinrichtungen zu erfassen ist, um Sicherheitsverstöße und Fehlverhalten zu erkennen bzw. für deren Nachbetrachtung (Syslog) bereit zu stellen
- c. Rechtliche Rahmenbedingungen für den Betrieb von autark und teilautark arbeitenden Automatisierungslösungen in den Energienetzen

Durch den Einsatz von autarken und teilautarken Automatisierungslösungen ergeben sich aus Sicht der Autoren rechtliche Fragestellungen, die neben den technischen Rahmenbedingungen für die jeweilige Lösung einer Klärung bedürfen:

- Welche Mindestanforderung an Prüfung und Test des jeweiligen Verfahren sollte es geben, um eine Übergabe vom Hersteller an den Netzbetrieb für diese Lösungen zu ermöglichen?

- Welche System- und Betriebsinformationen in den verteilten Systemen müssen hierzu aus rechtlicher Sicht mindestens für eine Nachbetrachtung bereitgestellt werden, um gegebenenfalls Schadensansprüche nach einer Störung behandeln zu können?
- Welche Auswirkungen haben Anforderungen des Arbeitsschutzes auf die Implementierung von Automatik und Teilautomatikfunktionen und welcher neue Schulungsbedarf folgt daraus für Mitarbeiter?
- Wie sieht die Haftung bei Vermögens- und Folgeschäden durch Unterbrechung oder Störung der Energieversorgung z.B. durch Über- oder Unterspannung aus, wenn diese durch Automaten hervorgerufen werden?
- Wie verhält es sich in Bezug auf die Haftung, wenn es im Rahmen von Patch- und Updateprozessen bei den beschriebenen intelligenten Verfahren zur Störung der Energieversorgung kommt?

## 5. Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Zweiter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“.
- [2] Dr.-Ing. M. Stötzel: Strategische Ressourcendimensionierung von Netzleitstellen in Verteilungsnetzen. Wuppertal: Neue Energie aus Wuppertal, Band 2, 2013
- [3] DIN 31051:2012-09: Grundlagen der Instandhaltung. Berlin: Beuth- Verlag, 2012
- [4] M. Sc. C. Johae, M. Sc. D. Beerboom, Univ.-Prof. Dr.-Ing. M. Zdrallek, Dipl. Geogr. N. Schultze, R. Timmreck, Dr.-Ing. B. Voges: Einsatz geeigneter Messverfahren zur Zustandsbewertung von Mittelspannungs-Ortsnetzstationen. Berlin: VDE Verlag GmbH, 2014
- [5] Prof. Dr.-Ing. A. Schwab: Elektroenergiesysteme. Karlsruhe: Springer Verlag, 2012
- [6] Dr. S. Küppers: Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz. Präsentation Energiewirtschaftstage Aachen/Jülich, 2014
- [7] Prof. Dr. V. Crastan, Prof. Dr. D. Westermann: Elektrische Energieversorgung 3. Evillard/ Weimar: Springer- Verlag, 3. Auflage, 2011
- [8] RWE Deutschland AG: Intelligente Netze-Smart Operator.  
<http://www.rwe.com/web/cms/de/1943232/rwe-deutschlandag/energiewende/intelligente-netze/smart-operator/>, Stand: 26.3.2015
- [9] Firma PSI: Kommunikationslösungen für intelligente Netze- Smart RTU.  
<https://www.psinentec.de/de/produkte/smart-telecontrol-unit/>, Stand: 27.3.2015
- [10] Energietechnische Gesellschaft im VDE: Technische Innovationen in Verteilungsnetzen. Würzburg: VDE- Verlag, 2005
- [11] DIN EN 50341: Freileitungen über AC 45 kV. Berlin: VDE- Verlag, 2011
- [12] VDE 0126-1-1: Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz. Berlin: VDE Verlag, 2013
- [13] VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. VDE-Verlag, 2011
- [14] Prof. Dr- Ing. E. Handschin, Dipl.- Ing. W. Horenkamp, Dipl.- Ing. E. Hauptmeier, Dipl.-Ing. S. Malcher: Inselnetzerkennung bei Eigenerzeugungsanlagen.  
<https://www.vde.com/de/fg/ETG/Archiv/Publikationen/Download/Documents/MCMS/inselnetzerkennung1.pdf>, ETZ-Beitrag, 2004

- [15] DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Energieversorgungsnetzen. Beuth-Verlag, 2011
- [16] DIN EN 61869-3: Zusätzliche Anforderungen für induktive Spannungswandler. Beuth-Verlag, 2011
- [17] RWE Deutschland AG: Konzept Weitbereichsmessung.  
<http://www.rwe.com/web/cms/de/1529466/smart-country/smart-grids/>, Stand: 15.04.2015
- [18] T. Wiedemann, Dr. M. Stadler: Das proaktive Verteilnetz: Plattform für die Integration Erneuerbarer Energien und Aufgaben des Smart Markets.  
<https://www.btc-networkforumenergie.com/~media/Files/ThomasWiedemann/DrMichaelStadler.a.shx>, Präsentation BTC NetWork Forum Energie. Essen, 23.10.2014
- [19] DIN EN 61869-2: Zusätzliche Anforderungen für Stromwandler. Beuth-Verlag, 2013
- [20] A. Shapovalov: Autonomer Verteilnetzbetrieb- eine Alternative für konventionelle Netzführung.  
<http://www.ie3.tudortmund.de/cms/de/Institut/Veroeffentlichungen/Jahresberichte/Jahresberichte/JB2014.pdf>, Jahresbericht 2014 Technische Universität Dortmund
- [21] DIN EN 61869-1 bis-10: Messwandler. Beuth-Verlag, 2010-2013
- [22] Dr.-Ing. N. Neusel- Lange, Dr.-Ing. C. Oerter, Dr.-Ing. M. Stötzel: Inselnetze - Ideenaustausch und Projektinitiierung. Aachen, 11.11.2014
- [23] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Versorgungssicherheit.  
<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/versorgungssicherheit.html> Stand: 23.04.2015
- [24] Dr.-Ing. N. Neusel-Lange: Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze. Wuppertal: Neue Energie aus Wuppertal, Band 1, 2013
- [25] Verband der Netzbetreiber –VDN- e.V. bei VDEW: IEC 61850: Anforderungen aus Anwendersicht,  
[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/RL\\_IEC61850.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/RL_IEC61850.pdf) Berlin, 2004
- [26] DIN EN 60870-5-101: Fernwirkleinrichtungen und Systeme- Teil 5-101: Übertragungsprotokolle. Beuth- Verlag, 2003



# VDE

VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK  
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.

Stresemannallee 15  
60596 Frankfurt am Main  
Telefon: 069 6308-0  
E-Mail: [service@vde.com](mailto:service@vde.com)  
Internet: <http://www.vde.com>