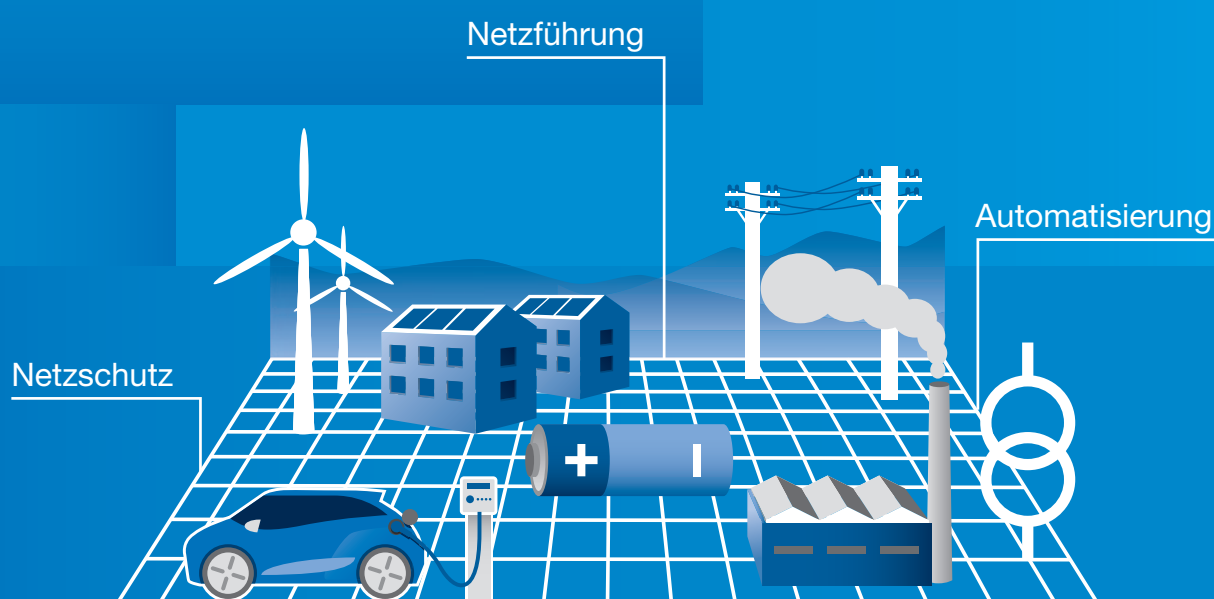


VDE-STUDIE

SCHUTZ- UND AUTO- MATISIERUNGSTECHNIK IN AKTIVEN VERTEILNETZEN



Herausforderungen, Lösungskonzepte,
Empfehlungen

MODUL D – Komponenten

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

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 · <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 · <http://www.vde.com/itg>

April 2016

Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen

Herausforderungen, Lösungskonzepte,
Empfehlungen

Modul D – Komponenten (IKT)

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 D – Komponenten (IKT), Frankfurt am Main (April 2016).

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	4
1 Funktionen	6
1.1 Beschreibung der Funktionen	6
1.2 Zuordnung von Leittechnik- und Automatisierungskonzepten zu Funktionen 9	
1.3 Zuordnung von schutztechnischen Konzepten zu Funktionen	11
1.4 Zuordnung von Leittechnik-, Schutz- und Automatisierungstechnik zu Komponenten.....	14
1.5 Beschreibung der Komponenten.....	17
2 Empfehlungen zur Kommunikationstechnologie	20
2.1 Einleitung	20
2.2 Datentransport, Leistungsparameter	22
2.3 Kommunikationstechnologien	25
2.3.1 SDH Synchroner Digitale Hierarchie	25
2.3.2 Ethernet	25
2.3.3 DSL Digital Subscriber Line	26
2.3.4 BPL Broadband over Power Line.....	26
2.3.5 NB narrow band Weitbereichs-Funk	26
2.3.6 GPRS General Packet Radio Service	27
2.3.7 UMTS Universal Mobile Telecommunications System.....	27
2.3.8 LTE Long Term Evolution	27
2.3.9 LoRa Low Power Wide Area Network (LPWAN).....	28
2.3.10 G3-PLC Narrow Band Power Line Communication (ITU – T G.9903, 2012) 29	
2.3.11 MPLS Multi-Protocol-Label Switching	30
2.4 Anwendungsprotokolle.....	31
2.4.1 IEC 60870-5-1, -104.....	31
2.4.2 IEC 61850	32
2.4.3 IEEE C37.118	32
2.5 Datenintegrität.....	34
2.6 Aktuelle Entwicklungen	35
2.7 Zusammenfassung.....	37
3 Synchronisation über Paketvermittlungsnetze	38
3.1 Bewertungsmetriken.....	38
3.2 Synchronisationsverfahren und -protokolle	38
3.2.1 NTP Network Time Protocol IETF RFC 5905.....	38
3.2.2 PTP Precision Time Protocol IEC 61588/ IEEE 1588-2, IEC 61850-9-3 41	
3.2.3 Synchronisation über Leittechnik [35]	43

3.2.4	Satellit direkt.....	44
3.3	Zusammenfassung.....	44
4	Abkürzungsverzeichnis	47
5	Literaturverzeichnis	49

1 Funktionen

1.1 Beschreibung der Funktionen

Es werden folgende grundlegende Funktionen betrachtet:

- **Kommunikationsklasse:** Beschreibt die Anforderungen an die Endsysteme hinsichtlich ihrer Technologie / Physik zur Sicherstellung einer gesicherten Übertragung.
- **Synchronisationsklasse:** Beschreibt die Anforderungen, die zur Gewährleistung der geforderten Zeitsynchronität notwendig sind.
- **Betriebsmesswerterfassung:** Ermitteln von nicht zeitkritischen betriebsrelevanten Messwerten, beispielsweise zur Weiterverarbeitung in der Leittechnik
- **Abtastwerterfassung:** Ermitteln von zeitgenauen Momentanwerten
- **Erfassung Power Quality:** Ermitteln von Kennwerten für Power Quality Auswertungen
- **Erfassung von Zeigern:** Ermitteln von komplexen Größen für ein Zeigerabbild
- **Erfassung sonstiger Sensoren:** Ermitteln verfahrensspezifischer Größen, die nicht mit den bisher genannten Erfassungsarten beschrieben werden können
- **Regelmodul:** Funktion mit einem Regelalgorithmus
- **Stellungsmeldungsmodul:** Funktion zur Erkennung von Stellungsmeldungen von Betriebsmitteln
- **Laststufenschalter:** Ändern des Übersetzungsverhältnisses eines regelbaren Transformators unter Last.
- **Zeitsynchronisierung:** Verbreiten oder auch Verarbeiten eines Zeitsynchronisationssignals (Zeitgeber)
- **Alarmierung:** Benachrichtigung eines Nutzers über einen aktualisierten Anlagenzustand
- **SCADA:** Steuerung, Überwachung und Visualisierung eines Prozessabbildes
- **Gateway:** Umsetzung zwischen zwei Kommunikationsprotokollen
- **Steuermodul:** Führt einen Steuerprozess aus und überprüft gegebenenfalls die Schaltberechtigung oder auch die Verriegelung

- Topologiemodul: Erkennt den topologischen Aufbau einer Anlage
- Betriebsmittelmodul: Setzt den Befehlsprozess betriebsmittelspezifisch um
- Überstromerkennung: Anhand eines Stromwertes wird eine Überbeanspruchung für ein Betriebsmittel erkannt
- Kurzschlusserkennung: Anhand eines Stromwertes wird ein kritischer Zustand für ein Betriebsmittel erkannt
- Spannungs- oder Frequenzerkennung: Erkennungsfunktion für Spannungs- und Frequenzschutzfunktionen
- Unterimpedanzerkennung: Erkennt anhand von Spannungs- und Strommesswerten eine Impedanz unterhalb eines eingestellten Wertes
- U-I-Erkennung: Erkennt anhand von Spannungs- und Strommesswerten einen fehlerhaften Zustand
- Richtungserkennung: Ermittelt die Richtung eines Fehlers und enthält bei Bedarf eine Fehlerortungsfunktion
- Auslösemodul: Setzt einen erkannten Fehlerzustand in einen Auslösebefehl für den Leistungsschalter um, beschreibt eventuelle Auslöseverzögerungen/Anreizeiten mit ggf. mehreren Stufen
- Synchrocheck: Überprüft die Zuschaltbedingungen Spannungsdifferenz, Frequenzdifferenz und Phasenlage zwischen zwei getrennten Netzen
- Lastflussberechnung: Ermitteln den Lastfluss in einem bestimmten Netzabschnitt
- State Estimation: Ermittelt den Zustand eines bestimmten Netzabschnittes
- Prognose: Ermittelt einen wahrscheinlichen Zustand von Größen in der Zukunft
- Last-/Erzeugungsmanagement: Steuert das Leistungsgleichgewicht durch Regeln von Lasten und Erzeugern
- HEO Leitsystem: Höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen (HEO). Der Komplex „Höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen“ umfasst verschiedene Rechenverfahren, die das Betriebsführungspersonal bei der Führung des Netzes unterstützen
- Folgendes Beispiel veranschaulicht die Interpretation der Tabelle:

- Das im Abschnitt 2.1.1. beschriebene Verfahren zur Erfassung des aktuellen Zustands von Betriebsmitteln erfordert typischerweise die Funktionen Betriebsmesswerterfassung, Erfassung sonstiger Sensoren, SCADA, Gateway, Betriebsmittelmodul und Betriebsmittel. Die Funktion Zeitsynchronisierung ist in der Regel sinnvoll, aber nicht zwingend für das Lösungskonzept erforderlich.

1.2 Zuordnung von Leittechnik- und Automatisierungskonzepten zu Funktionen

Abschnitt	Funktionen	Konzept																												
		Kommunikationsklasse	Synchronisationsklasse	Betriebsmessweiterfassung	Abiastweiterfassung	Erfassung Power Quality	Erfassung von Zeigern	Erfassung sonstiger Sensoren	Regelmodul	Stellungsmeidemodul	Laststufenschalter	Zeitsynchronisierung	Alarmierung	SCADA	Gateway	Steuermodul	Topologie-Modul	Betriebsmittelmodul	Überstromerkennung	Kurzschlussstromerkennung	Spannungs-/Frequenzerkennung	Unterimpedanzerkennung	U-I-Erkennung	Richtungserkennung	Auslöse-Modul	Synchrocheck	Lastflussberechnung	State Estimation	Prognose	Last-/ Erzeugungsmanagement
2.1.1.	Erfassung des aktuellen Zustands von Betriebsmitteln (Standard Messverfahren auf Basis integrierter Automatisierungsverfahren in den Geräten)	C	S3	X			X				(X)		X	X			X													
2.1.2	Erfassung des aktuellen Zustands von Betriebsmitteln (Condition Monitoring auf Basis zusätzlicher Sensorik)	C	S3	X			X				(X)		X	X			X													
2.2.1	Erfassen, archivieren, analysieren von Messwerten	C	S2	X		X					X		X	X																
3.1.1	Bereitstellung von Daten zur Überwachung von Betriebsmittel und Systemzuständen	B	S1	X			X				X		X	X			X													
3.1.2	Vermeidung von ungewollten Inselnetzen	A	S1		X												X		X											
3.1.3	Überwachung und aktive Einhaltung von Parametern der Spannungsqualität	B	S2			X					X	X		X			X													
3.2.1	Spannungsregelung im Umspannwerk oder Umspannanlage	B	S2	X				X	X	X			X	X																
3.2.2	Spannungsregelung in ONS (RONT / Strangregler)	B	S2	X				X	X	X			X	(X)																
3.2.3	Wirkleistungs- oder Blindleistungsregelung bei dezentralen Lasten und Erzeugungsanlagen	B	S2	X				X				(X)	X	X			X													
3.2.4	Weitbereichsregelung für Regeltransformatoren	B	S3	X				X	X	X			X	X													X			
3.2.5	Spannungsregelung auf Basis des Gesamtnetzstatus	B	S3	X				X	X	X			X	X												X	X			
3.2.6	Einspeise- und Lastmanagement BDEW-Ampel "Rot" auf Basis des Gesamtnetzstatus	B	S2	X					X	X			X	X			X									X	X		X	
3.2.7	BDEW-Ampel (gelbe Phase) „Spannungshaltung“ auf Basis des Gesamtnetzstatus (Prognose)	B	S3	X					X	X			X	X			X									X	X	X		
3.3.1	Leistungsflussregelung auf Basis des Gesamtnetzstatus	B	S3	X				X	X	X	(X)		X	X	X											X	X			
3.3.2	BDEW-Ampel (gelbe Phase) „Betriebsmittelüberlastung“	B	S3	X			X						X	X												X	X	X	X	
3.4.1	Zu- und Abschaltung von Netzbetriebsmitteln mittels Fernsteuerung	B	S3	(X)							X		X	X	X	X	X													
3.4.2	Bereitstellung von Systemdienstleistungen für den Übertragungsnetzbetreiber	B	S1	X						X	X				X	X	X	X												

Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen – Modul D

3.5.1	Inselnetzbetrieb	B	S1	X	X					X	X	X	X		X	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X
3.5.2	Schwarzstartfähigkeit	B	S1		X					X	X	X	X		X	X	X	X	X		X					
3.6.1	Kurz- und Erdschlusserfassung	B	S3		X							(X)	(X)	(X)	(X)				X							
3.6.3	Zu- und Abschaltung von Netzbetriebsmitteln im Störfall mittels Fernsteuerung	B	S1	X	X								X	X	X	X	X	X	X							
3.6.3.1	Automatisierte Verlagerung von Trennstellen	B	S1	X	X								X	X	X	X	X	X	X							
3.6.3.2	Automatische Verlagerung von Trennstellen unter Berücksichtigung von dezentralen Einspeisungen	B	S1	X	X								X	X	X	X	X	X	X							

- x notwendig
- (x) optional

Kommunikationsklassen:

- A: (Anforderung < 5ms); SDH, Ethernet; BPL; MPLS
- B: (Anforderung < 100ms); DSL, LTE, LoRA, G3BL, Klasse A
- C: (Anforderung > 100ms); NB, GPRS, UMTS, Klasse B

Synchronisationsklassen:

- S1: (Anforderung 1ms); PTP, Satellit, NTP LAN
- S2: (Anforderung 10ms); NTPV4, IEC 60870-5-101
- S3: (Anforderung 100ms); NTP WAN, Klasse 2

1.3 Zuordnung von schutztechnischen Konzepten zu Funktionen

Abschnitt	Funktionen Konzept	Kommunikationsklasse	Synchronisationsklasse	Betriebsmessweiterfassung	Momentanwertfassung	Erfassung Power Quality	Erfassung von Zeigern	Erfassung sonstiger Sensoren	Regelmodul	Stellungsmeldemodul	Laststufenschalter	Zeitsynchronisierung	Alarmierung	SCADA	Gateway	Steuermodul	Topologiemodul	Betriebsmittelmodul	Überstromerkennung	Kurzschlussstromerkennung	Spannungs-/Frequenzerkennung	Unterimpedanzerkennung	U-I-Erkennung	Richtungserkennung	Auslösemodul	Synchrocheck	Lastflussberechnung	State stimation	Prognose	Last-/ Erzeugungsmangement
		1. Zweiseitig gespeiste Fehlerströme in Ring-/Stichnetzen																												
	Notwendigkeit gerichteter Schutzeinrichtungen in MS-Netzen gerichteter UMZ-Schutz				X							O	O	O				X		X				X	X					
	Notwendigkeit gerichteter Schutzeinrichtungen in MS-Netzen Distanzschutz mit U//Z-Anregung				X							O	O	O				X		X	X	X	X	X	X					
	Kurzschlussanzeiger in MS-Strahlennetz, MS-Ringnetz gerichtete Kurzschlussanzeiger mit phasen-selektiver Anregung	X			X							O	O	X	X			X		X				X						
	Erdschlussortungsverfahren zur schnellen Abschaltung von Erdschlüssen im DEA-Bereich Transiente, stationäre, vergleichende Verfahren, Nullstrominjektion, Admitanzverfahren	X			X			X					O	X	X			X						X						
	SS-Schutz durch rückwärtige Verriegelung Verwenden der Richtungsinformation	O																X												
2. Geringere Unterschiede zwischen Last- und Kurzschlussstrom																														
	Auswirkung des Netzausbaus auf Haupt- und Reserveschutz örtlicher Reserveschutz inkl. Schalterversagerschutz				X							O	O	O				X		X		X	X	X	X					

Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen – Modul D

Begrenzung der Blindleistungsflüsse aufgrund winkelabhängiger Anregeverfahren Überwachung der max. Blindleistung als Grenzwert im Leitsystem Visualisierung der Anregecharakteristik im Leitsystem				X													O	O	O									X	X		X	X	X	X																								
Einfluss auf die Staffelung strombasierender Schutzverfahren durch Erhöhung der Kurzschlussleistung Distanzschutz				X															O	O	X	X						X					X	X	X																							
Simulation von Netzfehlern mit Beteiligung von dezentralen Erzeugungsanlagen Empfehlungen für zukünftige Modellierung und Netzfehlersituation																																														X												
3. Zwischeneinspeisung und ihre Auswirkung auf den Schutz																																																										
Effekte der Zwischeneinspeisung Distanzschutz mit Signalvergleich	A	S1		X														O	O	O	X						X	X		X	X	X	X																									
Effekte der Zwischeneinspeisung Leitungsdifferenzialschutz	A	S1		X														O	O	O	X					X	X				X																											
Anbindung stromschwacher Einspeiser auf bestehende Schutzstrecken (Leitungsdifferenzialschutz) Anpassung der Auslöseschwelle auf Fehler in der Kundenanlage																																																			X							
4. Ungewollte Inselnetzbildung																																																										
Verfahren der Inselnetzerkennung Spannungs- und Frequenzüberwachung (Entkuppelungsschutz)				X																							X		X																													
Verfahren der Inselnetzerkennung Einbindung von Spannungsmessensoren				X																						X		X																														
Verfahren der Inselnetzerkennung Messung des Oberschwingungsgehalts				X	X	X																				X		X																														
5. Optimierung der automatischen Wiedereinschaltung																																																										

Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen – Modul D

Spannungseinkopplung während der einpoligen AWE			X									O	O	X										X						
Pausenzeitautomatik			X																					X	X					X
6. Zunehmende Verkabelung und Auswirkung auf die Sternpunktbehandlung																														
Wiederzündende Fehler im NOSPE-Netz Modifikation strombasierter Anregeverfahren			X										X											X	X					X
Erdkurzschluss bei hochohmigen Erdfehlern im NOSPE-Netz Empfindliche Erdfehlernerennung			X										X											X						
Symmetrierung der RESPE-Netze durch Verkabelung und Auswirkung auf die Restströme Einphasige Belastung des gelöschten Netzes 50 Hz Einspeisung in das Nullsystem Mehrfrequenz-Stromeinspeisung in das Nullsystem			X										X			X	X							X						
Reichweite der KNOSPE bei zunehmender Netzausdehnung Erden einer fehlerfreien Phase im UW (KNOPE)			X										X			X							X	X	X					X
Wiederzündende Fehler in RESPE- und OSPE-Netzen Erden der fehlerbehafteten Phase im UW (eRESPE)			X										X			X							X							
Überschreitung der zulässigen Restströme in großen RESPE-Netzen Aktive Kompensation des Stromes an der Fehlerstelle			X										X			X							X							

- x = notwendig
- (x) = variantenbezogen notwendig
- o = optional

1.4 Zuordnung von Leittechnik-, Schutz- und Automatisierungstechnik zu Komponenten

Abschnitt	Verfahren	Komponenten																																	
		Spannungswandler *	Stromwandler *	Spannungssensoren (nicht-konventionell) *	Stromsensoren (nicht-konventionell) *	Kabelumbauwandler	Spannungsüberwachungsgerät	Leistungsschalter	Hilfspannungsversorgung	Schutzgerät *	Schutzsignalübertragung (binär)	Schutzsignalübertragung (analog)	Fernwirkgerät (RTU)	Feldleitgerät	Kurz- und Erdschlussanzeiger	Spannungsregler	Laststufenschalter	Lokale Monitoring-systeme	PMU	PQ-Recorder	Synchronisierungseinrichtung	Smart Meter / Intelligentes Messsystem	Messwertfassung	Datenspeicher	Komponente Kommunikation (lokal)	Komponente Kommunikation (fern)	Zentrale Komponente	Zeitsynchronisierungskomponente	SCADA	Topologie	Zeitreihe	Netzberechnung	Prognose	Regelung	
2.1.1	Erfassung des aktuellen Zustands von Betriebsmitteln(Standard Messverfahren auf Basis integrierter Automatisierungsverfahren in den Geräten)											X	X															X						X	
2.1.1	Erfassung des aktuellen Zustands von Betriebsmitteln(Condition Monitoring auf Basis zusätzlicher Sensorik)											X	X															X						X	
2.2.1	Erfassen, archivieren, analysieren von Messwerten																					X	X					X		X				X	
3.1.1	Bereitstellung von Daten zur Überwachung von Betriebsmittel und Systemzuständen								X			X	X									X		X	X			X						X	
3.1.2	Vermeidung von ungewollten Inselnetzen								X			X	X									X			X		X	X						X	
3.1.3	Überwachung und aktive Einhaltung von Parametern der Spannungsqualität											X	X									X		X	X			X						X	
3.2.1	Spannungsregelung im Umspannwerk oder Umspannanlage											X	X		X	X						X		X	X			X						X	
3.2.2	Spannungsregelung in ONS (RONT / Strangregler)											X			X	X						X		(X)	(X)			X						X	
3.2.3	Wirkleistungs- oder Blindleistungsregelung bei dezentralen Lasten und Erzeugungsanlagen												X									X			(X)			X	X					X	
3.2.4	Weitbereichsregelung für Regeltransformatoren											X			X	X						X		X	X			X						X	
3.2.5	Spannungsregelung auf Basis des Gesamtnetzstatus															zentral	X					X			X	X		X	X		X		X	X	
3.2.6	Einspeise- und Lastmanagement BDEW-Ampel "Rot" auf Basis des Gesamtnetzstatus											X	X									X		X	X	X		X	X		X			X	
3.2.7	BDEW-Ampel (gelbe Phase) „Spannungshaltung“ auf Basis des Gesamtnetzstatus (Prognose)											X	X									X		X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	
3.3.1	Leistungsflussregelung auf Basis des Gesamtnetzstatus											X	X									X		X	X	X		X	X		X			X	
3.3.2	BDEW-Ampel (gelbe Phase) „Betriebsmittelüberlastung“											X	X									X		X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	
3.4.1	Zu- und Abschaltung von Netzbetriebsmitteln mittels Fernsteuerung								X			X	X	X											X	X		X	X						X

Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen – Modul D

3.4.2	Bereitstellung von Systemdienstleistungen für den Übertragungsnetzbetreiber									X											X		X	X			X	X	X	X	X	X	
3.5.1	Inselnetzbetrieb									X												X		X	X			X	X		X	X	
3.5.2	Schwarzstartfähigkeit									X												X		X	X			X	X		X	X	
3.6.1	Kurz- und Erdschlusserfassung									(X)													X					X	X		X	X	
3.6.2	Zu- und Abschaltung von Netzbetriebsmitteln im Störfall mittels Fernsteuerung									X																		X	X		X	X	
3.6.3.1	Automatisierte Verlagerung von Trennstellen									X																	X	X	X		X	X	
3.6.3.2	Automatische Verlagerung von Trennstellen unter Berücksichtigung von dezentralen Einspeisungen									X																	X	X	X		X	X	
7.1.1	1. Zweiseitig gespeiste Fehlerströme in Ring-/Stichnetzen																																
	Notwendigkeitgerichteter Schutzzeineinrichtungen in MS-Netzen gerichteter UMZ-Schutz	X	X	(X)				X	X	X																O	O						
	Notwendigkeit gerichteter Schutzzeineinrichtungen in MS-Netzen Distanzschutz mit U/I/Z-Anregung	X	X					X	X	X																O	O						
	Kurzschlussanzeiger in MS-Strahlennetz, MS-Ringnetz gerichtete Kurzschlussanzeiger mit phasenselektiver Anregung	(X)	(X)	X	X					(X)																X	X	X					
	Erdschlussortungsverfahren zur schnellen Abschaltung von Erdschlüssen im DEA-Bereich Transiente, stationäre, vergleichende Verfahren, Nullstrominjektion, Admittanzverfahren	(X)	(X)	X	X	(X)				X	X															X	X	X					
	SS-Schutz durch rückwärtige Verriegelung Verwenden der Richtungsinformation									X	X	(X)															X	(X)	X				
	2. Geringere Unterschiede zwischen Last- und Kurzschlussstrom																																
	Auswirkung des Netzausbaus auf Haupt- und Reserveschutz örtlicher Reserveschutz inkl. Schalterversagerschutz	X	X							X	X	X														X	O	O					
7.1.2	Begrenzung der Blindleistungsflüsse aufgrund winkelabhängiger Anregeverfahren Überwachung der max. Blindleistung als Grenzwert im Leitsystem Visualisierung der Anregecharakteristik im Leitsystem	X	X							X	X	X															O	X					
	Einfluss auf die Staffelung strombasierender Schutzverfahren durch Erhöhung der Kurzschlussleistung Distanzschutz	X	X							X	X	X															O	X					
	Simulation von Netzfehlern mit Beteiligung von dezentralen Erzeugungsanlagen Empfehlungen für zukünftige Modellierung und Netzfehlersituation																																X
	3. Zwischeneinspeisung und ihre Auswirkung auf den Schutz																																

Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen – Modul D

	Effekte der Zwischeneinspeisung Distanzschutz mit Signalvergleich	X	X					X	X	X	X											X	O	O																	
	Effekte der Zwischeneinspeisung Leitungsdifferenzialschutz		X					X	X	X		X										X	O	O																	
7.1.3	Anbindung stromschwacher Einspeiser auf bestehende Schutzstrecken (Leitungsdiffe- renzialschutz) Anpassung der Auslöseschwelle auf Fehler in der Kundenanlage		X					X	X	X		X										X	O	O			X														
	4. Ungewollte Inselnetzbildung																																								
	Verfahren der Inselnetzerkennung Spannungs- und Frequenzüberwachung (Entkupplungsschutz)	X							X	X														O	X																
	Verfahren der Inselnetzerkennung Einbindung von Spannungsmessensoren	X							X	X														O	X																
7.1.4	Verfahren der Inselnetzerkennung Messung des Oberschwingungsgehalts	X							X	X						X								O	X																
	5. Optimierung der automatischen Wieder- einschaltung																																								
	Spannungseinkopplung während der einpoli- gen AWE	X						X	X	X						(X)																									
	Pausenzeitautomatik		X					(X)		X						X																									
7.1.5	6. Zunehmende Verkabelung und Auswir- kung auf die Sternpunktbehandlung																																								
	Wiederzündende Fehler im NOSPE-Netz Modifikation strombasierter Anregeverfahren	(X)	(X)	(X)	(X)	(X)			X	X						X																									
7.1.6	Erdkurzschluss bei hochohmigen Erdfehlern im NOSPE-Netz Empfindliche Erdfehlererkennung	(X)	X	(X)	(X)	(X)			X	X						X																									
	Symmetrierung der RESPE-Netze durch Ver- kabelung und Auswirkung auf die Restströme Einphasige Belastung des gelöschten Netzes 50 Hz Einspeisung in das Nullsystem Mehrfrequenz-Stromeinspeisung in das Null- system						X			X						X																									
	Reichweite der KNOSPE bei zunehmender Netzausdehnung Erden einer fehlerfreien Phase im UW (KNOPE)	X	X					X	X	X																															
	Wiederzündende Fehler in RESPE- und OSPE-Netzen Erden der fehlerbehafteten Phase im UW (eRESPE)	X	X					X	X	X																															

1.5 Beschreibung der Komponenten

In nachfolgender Tabelle werden die Komponenten und ihre wesentliche Funktion beschrieben.

Komponente	Funktion
Spannungswandler	Dient zur Umwandlung der Primärspannung in messbare Sekundärspannung (meist 100 V) und zur galvanischen Trennung.
Stromwandler	Dient zur Umwandlung der Primärströme in messbare Sekundärströme (meist 1 A oder 5 A) und zur galvanischen Trennung.
Spannungssensoren (nicht-konventionell)	Kleinsignalwandler zur Umwandlung der Primärspannung in messbare Sekundärspannung und zur galvanischen Trennung. Diese Sensoren benötigen meist Hilfsenergie.
Stromsensoren (nicht-konventionell)	Kleinsignalwandler zur Umwandlung der Primärströme in messbare Sekundärströme und zur galvanischen Trennung. Diese Sensoren benötigen meist Hilfsenergie.
Kabelumbauwandler	Kabelumbauwandler sind Durchsteckstromwandler, welche vornehmlich zur Erfassung des Erdstroms für die Erdschlussrichtung verwendet werden.
Spannungsüberwachungs-gerät	Kapazitive Spannungsmessung welche in Mittelspannungsschaltanlagen zur Überwachung auf Spannungsführung eingesetzt werden. Diese haben eine hohe Amplituden- und Winkelgenauigkeit.
Leistungsschalter	Schaltgerät zum Schalten von Last- und Kurzschlussströmen.
Hilfsspannungsversorgung	Unterbrechungsfreie Versorgung für Sekundärreinrichtung (z.B. Schutzgeräte und Leistungsschalter)
Schutzgerät	Ein Schutzgerät enthält Funktionen zur Erkennung von Fehlerzuständen und zum Schutz von Betriebsmitteln.

Schutzsignalübertragung (binär)	Infrastruktur für den Datenaustausch von Binärinformationen zwischen Schutzgeräten
Schutzsignalübertragung (analog)	Infrastruktur für den Datenaustausch von Analoginformationen zwischen Schutzgeräten
Fernwirkgerät (RTU)	Einlesen von Prozessdaten von den Eingangsbaugruppen. Ausgabe von Befehlen an die Ausgabebaugruppen. Kommunikation mit dem übergeordneten Leitsystem. Sammlung und Verarbeitung von Messdatenpaketen, die von der Messwerterfassung (Industrial meters) geliefert werden. Weitergabe der notwendigen Informationen. Z.B an den Spannungsregler. Bietet auch Logikfunktionen (PLC) an.
Feldleitgerät	Ein Feldleitgerät dient dem Steuern und Überwachen lokaler Komponenten Vor-Ort, Nah- oder Fern sowie der Messwertaufnahme. Es kann zusätzlich mit einer Mensch-Maschine-Schnittstelle ausgestattet sein.
Kurz- und Erdschlussanzeiger	Erfassen von Kurz- und Erdschlüssen
Spannungsregler	Er vergleicht den Ist- und Sollwert der zu regelnden Spannung und gibt bei Bedarf den Schaltimpuls (Stellbefehl) zur Ansteuerung des Motorantriebs vom Stufenschalter.
Laststufenschalter	Stellglied im Spannungsregelkreis. Gerät zum Wechseln der Anzapfung einer Wicklung, das bei einem an Spannung liegenden bzw. unter Last stehenden Transformator betrieben werden kann. Wird über einen Stellmotor bewegt
Lokale Monitoringsysteme	Zustandsüberwachung von Betriebsmitteln
PMU (Phasor Measurement Unit)	Messung der Phasoren von Strom oder auch Spannung und Bereitstellung für die Bewertung der Systemstabilität.
PQ-Recorder	zeichnet die Power Quality Kennwerte auf.
Synchronisierereinrichtungen	Synchronisiert zwei getrennte Netzbereiche, beispielsweise einen Generator mit einem elektrischen Netz.

Smart Meter / Intelligentes Messsystem	Elektronischer Energiezähler der in die Kommunikationsinfrastruktur des Energieversorgungsunternehmens eingebunden ist und dem aktuellen Zählerstand periodisch zu einer Zählerzentrale überträgt.
Messwerterfassung	Diese Komponenten erfassen die elektrischen Prozessgrößen über entsprechende Wandler/Sensoren und berechnen daraus direkte und abgeleitete Messgrößen. Diese Größen können lokal dargestellt werden und/oder über Kommunikationsschnittstellen ferngemeldet werden. Diese Funktion kann sowohl als eigenständige Komponente oder auch als integrierte Funktion in einem Feldleitgerät implementiert sein.
Datenspeicher	Speichert Daten ab und stellt sie für Anwendungen zur Verfügung.
Kommunikation (lokal)	Kommunikation innerhalb einer räumlich begrenzten Einheit, z.B. innerhalb einer Schaltanlage oder Ortsnetzstation
Kommunikation (fern)	Kommunikation mit einer räumlichen entfernten Gegenstation, z.B. mit einem übergeordneten Leitsystem, ggfs. auch über mehrere unterschiedliche administrierte Kommunikationsnetze hinweg
Zentrale Komponente	Hier erfolgt die Zusammenführung verschiedenster Daten und die Ableitung von Entscheidungen aufgrund zentraler Algorithmen
Zeitsynchronisierungskomponente	Komponente zum Verbreiten oder auch Verarbeiten eines Zeitsynchronisationssignals (Zeitgeber)
SCADA	S upervisory C ontrol and D ata A cquisition. Darunter versteht man das Überwachen und Steuern von Anlagenkomponenten mittels eines Computer-Systems
Topologie	Unter einer Topologie versteht man die physikalische Anordnung von Netzwerkkomponenten, die über ein Übertragungsmedium miteinander verbunden sind.
Zeitreihe	Eine Zeitreihe ist eine zeitabhängige Folge von Datenpunkten. So wird z.B. aus einem zeitkontinuierlichen Messsignal (oder der kontinuierlichen Aufzeichnung eines Messsignals) eine Zeitreihe gebildet.
Netzberechnung	Software zur Unterstützung, z.B. der Leittechnik, um die aktuelle Versorgungszuverlässigkeit be-

	stimmen und geplante Netzbetriebszustände auf die Einhaltung aller Betriebsrestriktionen überprüfen zu können.
Prognose	Wissenschaftlich begründete Voraussage einer Entwicklung. Hier z.B. der Netzlast
Regelung	Gezielte Beeinflussung von physikalischen Größen wie z.B. der Spannung um sie konstant zu halten oder einer vorgegebenen zeitlichen Änderung folgen zu lassen.
Mobilfunkrouter	Wird zur Übertragung der Messwerte von den Transformatorenstationen an die Datenbank benötigt, sofern Mobilfunk gewählt wurde.
FNN Steuerbox	Wird zum Steuern von lokalen Systemen (Controllable Local Systems, wie z.B. Photovoltaik, Wärmepumpen, Nachtspeicheröfen) bei Kundenanlagen in Verbindung mit dem intelligenten Messsystem verwendet.

2 Empfehlungen zur Kommunikationstechnologie

2.1 Einleitung

Die Kommunikationsarchitektur im Smart Grid ist in [1] spezifiziert. Die in diesem Verteilnetz-Automatisierungs-Report zu betrachtenden SGAM-Domains Verteilnetze (distribution) und Integration von erneuerbaren verteilten Energiequellen (DER distributed energy resources) beinhalten folgende gemeinsame wesentliche Kommunikationssysteme in den SGAM-Zones Operation, Station (→Abb. 2.1)

Backbone Network inter-enterprise or campus networks (Typ J): Internet-Kommunikationsnetz zur Verbindung von Control-Centers, Beispiel: IP-Netz Telekom-Anbieter

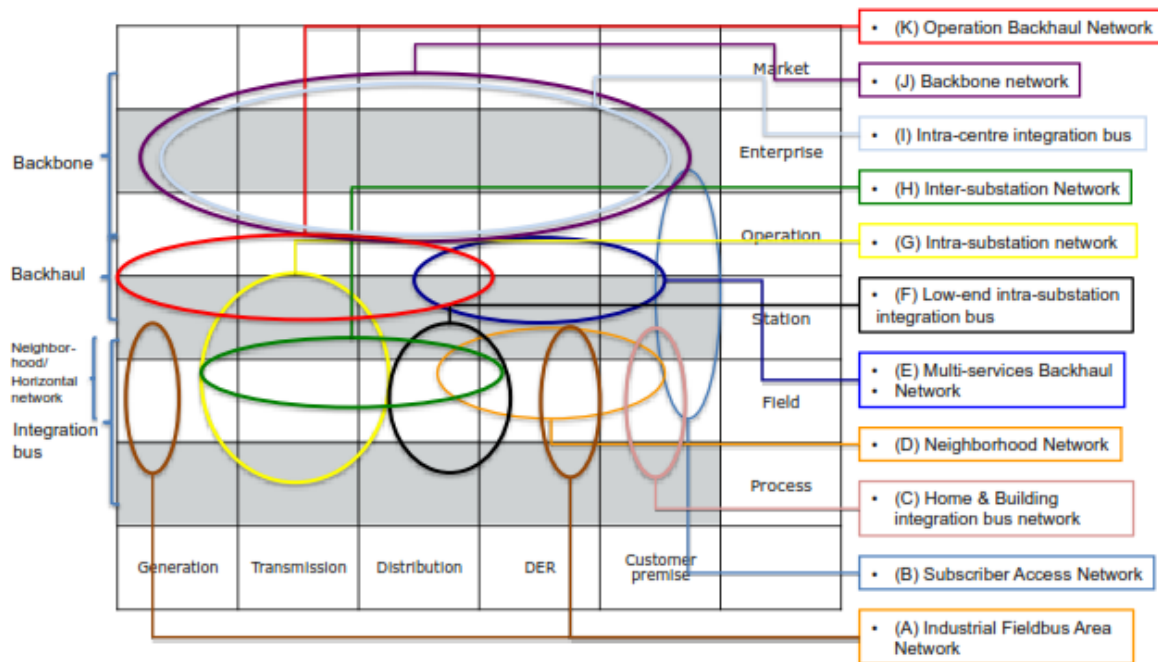


Abbildung 1: Smart Grid Kommunikationsarchitektur[2]

Multi-services backhaul Network (Typ E): Kommunikationsnetz verbindet Substations untereinander und mit dem Control—Center, Beispiel: Unternehmens-MPLS-Backbone, Anbindung der Multiservices mit Aggregation Router;

Operation Backhaul Network (Typ K): Kommunikationssystem (privat oder öffentlich) für entfernte Steuer- und Regelung (Beispiel: privates oder öffentliches LTE-Netz).

Während für den Höchst- und Hochspannungsbereich die Anforderungen zur Verfügbarkeit, Schwarzfallfestigkeit, Datenrate und Latenzzeit der Kommunikationssysteme vorliegen, sind diese Anforderungen für den Mittel- und Niederspannungsbereich nur aus Pilotprojekten bekannt [3]. Diese Studie der ETG/ITG Taskforce SuA-Verteilnetz leistet hier einen Beitrag, indem diese Anforderungen an die Kommunikation für die Verteilnetzautomatisierung spezifiziert werden (→ Modul B) und daraus Empfehlungen für mögliche Kommunikationstechnologien abgeleitet werden können. Damit wird dem Anwender eine Unterstützung für die Konfiguration der in Abb. 2.1 angegebenen Kommunikationssysteme gegeben. Dieses Kapitel bewertet die technische Eignung von Kommunikationstechnologien, für ökonomische Einschätzungen wird auf [3] verwiesen.

Im Abschnitt 2.2 erfolgt die Erläuterung der für die Datenübertragung relevanten Leistungsparameter. Die verfügbaren Kommunikationstechnologien (OSI Layer 1, 2, 3, 4 und Anwendungsprotokolle) werden im Abschnitt 2.3 beschrieben. Die standardisierten Leistungswerte sind in Tabellenform dargestellt und werden mit Messungen ergänzt.

Im Abschnitt 2.4 werden die in der Automatisierung verwendeten Protokolle (OSI Layer 5, 6, 7) bezüglich ihrer zusätzlichen Anforderungen an den Datentransfer betrachtet. Abschnitt 2.5 behandelt die Verfahren zur Sicherung der Datenintegrität. Empfehlungen für weitere Analysen insbesondere der Bedeutung der öffentlichen Internet-Infrastruktur werden in Abschnitt 2.6 gegeben.

In der Ergebnistabelle im Abschnitt 2.7 erfolgt der Vergleich der ermittelten Latenzzeiten mit den Anforderungsklassen (→ Modul B) für die nachfolgend betrachteten Übertragungstechnologien.

2.2 Datentransport, Leistungsparameter

Entsprechend dem ISO-OSI Referenzmodell können die Funktionen der gesicherten Datenübertragung von einem Sender S zu einem Empfänger E in Teilfunktionen strukturiert werden: physikalische Ebene (Layer 1: standardisierte physikalische Parameter, z.B. Signalpegel im Modulationsverfahren; Ergebnis: Bit richtig übertragen), Leitungssteuerung (Layer 2: standardisiertes Protokoll für Reihenfolge und Quittierung der Bitfolge von Layer 1; Ergebnis: richtige Übertragung eines Daten-Frames). Werden die Daten über Router-Netze mit TCP/IP übertragen sind die Layer 3 (Network) und Layer 4 (Transport) für die Adressierung (IPv4, IPv6) und die Wiederholung bei Paketverlust zuständig. Zusätzliche Sicherungsverfahren können in der Anwendungsschicht liegen, wenn Client-Server-Programme den Empfang der Sensordaten überwachen.

Die Leistungsmerkmale der Übertragungstechnologien sind:

Reichweite: Die physikalischen Eigenschaften der Übertragungsmedien (Funk, Kabel) führen zu einer Verzerrung und Dämpfung der ausgesandten elektromagnetischen oder optischen Signale. Damit können Fehler bei der Wiedererkennung der ausgesandten Bits entstehen. Dem wird mit fehlerkorrigierenden Codes und Fehlererkennung mit Übertragungswiederholungen begegnet. Als Reichweite einer Kommunikationstechnologie versteht man die Entfernung, über die diese Verfahren mit vertretbarer Restfehlerwahrscheinlichkeit funktionieren. Da die Verzerrungen und Dämpfungen wesentlich von der Höhe der Frequenz der Signale abhängen und hohe Frequenzen eine hohe Übertragungsrate (bit/s) ermöglichen, gibt es einen Zusammenhang zwischen Frequenz, Reichweite und Übertragungsrate (Bsp. s.u. NB narrow band Weitbereichs-Funk).

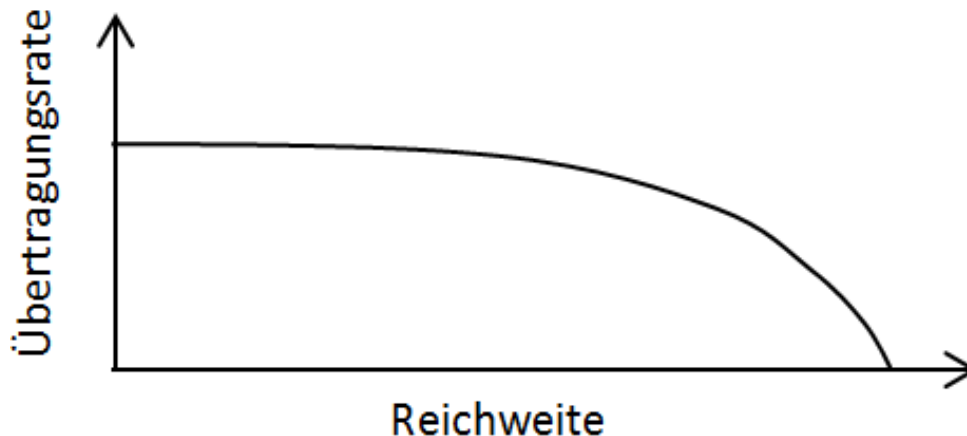


Abbildung 2: Zusammenhang Reichweite und Übertragungsrate

T_S Signallaufzeit (propagation delay): Dies ist die Dauer zwischen Absenden und Empfang eines Bit.

Je nach Kabeltyp oder Funk werden Ausbreitungsgeschwindigkeiten von ca. 0,7 mal der Lichtgeschwindigkeit im Vakuum erreicht, d.h. für eine Kabellänge D von $D = 100$ km in einer Verteilnetzanwendung ergeben sich ca. 0,5 ms.

T_U Übertragungszeit (transmission delay): Die binären Datensignale werden auf analoge oder digitale Trägersignale aufmoduliert, woraus sich wie oben erläutert eine Übertragungsrate in bit/s ergibt, d.h. bei einer 64 kbit/s Leitung ist die Übertragungszeit für eine Datenpaketlänge $L = 100$ Byte $T_U = 100 * 8 / 64.000 = 13$ ms.

Die in Abb. 2.1 gezeigten Netzwerke sind intern und untereinander mit Routern verbunden (→ Abb. 2.2). Bei einer Übertragung kommen somit mehrere Leitungsabschnitte zum Einsatz und in den Routern entstehen zusätzliche Verzögerungszeiten:

T_W Wartezeit (queuing delay): Je nach bereitgestellter Kanalrate kann es wegen der stochastischen Ankünfte der Pakete vor dem Übertragungskanal zu Wartezeiten kommen. Die damit entstehenden Schwankungen in der Gesamtübertragungszeit werden als Jitter bezeichnet. Will man Wartezeiten und Jitter vermeiden, müssen die Kanalrate erhöht oder/und Prioritäten vergeben werden.

T_N Knotenverzögerung (node delay): Knoten an/zwischen den Leitungen können die Endsysteme oder die Router sein. Die Paketverarbeitungsprozesse wie Verschlüsselung, Paketweiterleitung erzeugen eine Verzögerung. In modernen Routern erfolgt die Weiterleitung der Pakete hardwaregestützt und kann vernachlässigt werden. Die Wartezeiten der Pakete sind aber ein wesentlicher bei der Konfiguration zu beachtender Faktor. Sichert die Konfiguration eine Auslastung

der Leitung wesentlich unter 100 % (ca. 60%), kann auch dieser Wert vernachlässigt werden, anderenfalls sind Messungen durchzuführen bzw. vom Anbieter der Komponenten und Netzdienste (Automatisierungsindustrie, Telekoms) zu verlangen (Standard: IETF Benchmarking [4]).

Da die Standardisierung der Kommunikation historisch bedingt von verschiedenen Organisationen (ITU, IETF, IEEE, IEC, ...) durchgeführt wurde, haben sich auch verschiedene Begriffe für die obigen Parameter ausgebreitet. Da in diesem Report eine Bewertung von TCP/IP-basierten Übertragungen erfolgt, werden auch die Begriffe der IETF IP performance metric group (IPPM) angewandt

OWD (one way delay) [5]: Zeit zwischen Absenden des ersten Bits und Empfang des letzten Bits

RTT (round trip delay) [6]: Zeit zwischen Absenden des ersten Bits beim Sender, Empfangen und sofortiger Antwort des Empfängers und Empfang des letzten Bits beim Sender, z.B. TCP Daten-ACK, ICMP ping.

Diese einfachen Metriken schließen die Werte von T_S , $T_{\dot{U}}$, T_W und T_N ein und sind deshalb für die vorgegebenen end-to-end Übertragungszeiten der Verteilnetzautomatisierung relevant.

Wir verwenden nicht den Begriff Latenzzeit latency. Dieser ist der Überbegriff für alle Verzögerungen und würde in diesem Kontext nicht standardisiert als one way latency bzw. round trip latency bezeichnet. Zur Unterscheidung der Verzögerung OWD, RTT durch Datenübertragung von den Verzögerungen durch Signalisierung werden letztere oft als Latenz(en) bezeichnet. In diesem Report wird z.B. eine Latenzzeit beim Übergang vom idle in den active mode bei LTE angeführt.

Zahlenbeispiel: WAN

Übertragungsrate Leitung: $R = 10 \text{ Gbit/s}$, d.h. $1/R = 0,1 \text{ ns/bit}$, ergibt für ein Datenpaket der Länge $L = 1 \text{ kbit}$ die Übertragungszeit

$T_{\dot{U}} = 100 \text{ ns}$; Entfernung $D = 100 \text{ km}$, d.h. Signallaufzeit $T_S = 0,5 \text{ ms}$.

Mit diesen Metriken werden im nachfolgenden Kapitel die Übertragungstechnologien bewertet.

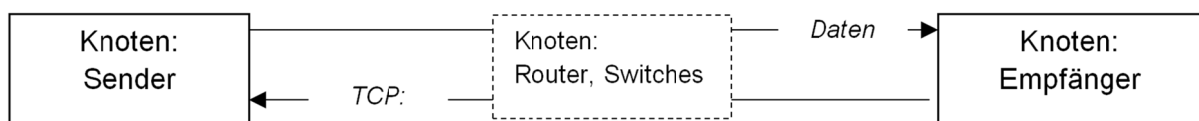


Abbildung 3: Router und Switches verbinden mehrere Leitungsabschnitte

Die Bewertung einer Technologie kann analytisch/rechnerisch mit der o.g. Formel nur für vorgegebene Konfigurationen von Kabellänge, Bitrate, Datenpaketlänge erfolgen. Dies ist der Fall für Leitungen ohne Zwischenknoten und betrifft end-to-end Verbindungen und die Anschlussleitungen (access link). Werden Verbindungen über N Router eingesetzt können für geringe Auslastung die Zeiten über die N+1 Leitungen addiert werden.

In der Realität sind aber noch Störeinflüsse (z.B. bei BPL) und stochastische Querlasten in Routern einzubeziehen und die Werte für TW und TN sind zu beachten. Hier versagen die analytischen Modelle und Messungen sind erforderlich. Eine gute Netzwerkkonfiguration begrenzt mit QoS-Management (quality of service) den Einfluss der Querlasten und kann damit SLA (service level agreements) vereinbaren, z.B. LTE OWD = 50 ms für Service = Real Time Gaming. In den nachfolgenden Tabellen werden deshalb soweit von neutralen Quellen verfügbar auch Messwerte angegeben.

2.3 Kommunikationstechnologien

2.3.1 SDH Synchrone Digitale Hierarchie

Mit SDH erfolgt die Reservierung von Zeitschlitz in einer getakteten Übertragung. Die ITU hat die Staffelung der Raten standardisiert. Wegen der Reservierung entstehen keine Kollisionen mit anderen Übertragungen und es gilt die wie oben erklärte Berechnungsformel:

$$T_S = D/0,7c, T_{\bar{0}} = L/R$$

SDH Stufe	STM-0	STM-1	...
Reichweite (km)	beliebig über Switches		
Übertragungsrate (Mbit/s)	49,5	148,6	...

Jede Switch generiert eine Verzögerung von 125 µs.

2.3.2 Ethernet

Ethernet wird in IEC 61850 als Intra-Substation Kommunikationstechnik spezifiziert. Zur Sicherung der Echtzeitanforderungen für Schutzanwendungen werden Übertragungsraten ab 100 Mbit/s vorgeschrieben. Damit lassen sich die Anforderungen OWD < 3 ms erfüllen (IEC 61850 „function-to-function“ Latency).

Ethernet LAN (LWL)	Multimode	Single-Mode
Reichweite (km)	0,3 ... 2	> 100
Übertragungsrate (Mbit/s)	100 ... 1000	nahezu unbegrenzt

2.3.3 DSL Digital Subscriber Line

DSL wurde entwickelt, um auf der Telefonie-Kupferleitung höhere Übertragungsraten zu erreichen. Mit Blick auf die Internet-Anwendungen wurde eine asymmetrische Rate für Down- und Up-Link spezifiziert.

DSL	VDSL-2	ADSL-2
Reichweite bis (km)	0,5	3,2
Übertragungsrate (Mbit/s)	50 ... 200	25 (Down), 3,5 (Up)

2.3.4 BPL Broadband over Power Line

BPL (IEEE 1901) wird in den Energiesystemen als eine leicht implementierbare Technologie eingesetzt. Da das Stromnetz nicht von vornherein für Datenübertragungen konzipiert wurde, wurden aufwändige Modulationsverfahren entwickelt. Die Einsatzmöglichkeiten sind von den konkreten Störungseinflüssen abhängig die zu Kommunikationsausfällen im Minutenbereich führen können [7] und in der hier nicht weiter betrachteten Bewertungsmetrik „Verfügbarkeit“ beachtet werden müssen.

BPL	IEEE 1901 (3/2010)
Reichweite bis (km)	1,5
Übertragungsrate (Mbit/s)	500

Messungen [7]:

UDP-Durchsatz: 3 Mbit/s für 100-Byte-Pakete, 10 Mbit/s für 1300-Byte-Pakete

Ping-RTT: 2,5 ms ... 3,7 ms

2.3.5 NB narrow band Weitbereichs-Funk

Für Automatisierungsaufgaben werden auch long range RF Systeme eingesetzt. Dafür gibt es zwei Verfahren: a) bei NB narrow band wird die Übertragungsrate soweit gesenkt, dass die Störungen beim Empfänger gering werden; b) Beibehaltung der hohen Übertragungsrate aber Hinzufügung von Redundanzbits (Codierung) zur Fehlererkennung und -korrektur. Hinsichtlich der Effektivität der Ausnutzung des Frequenzspektrums ergibt narrow band bessere Werte.

Narrow Band	
Reichweite (km)	einige km
Standard min. Rate (kbit/s)	9,6

Für eine 100-Byte Übertragung ergibt sich ein OWD von 83 ms bzw. RTT > 160 ms.

Messungen [8]: 10...20 km mit 1,2 kbit/s

2.3.6 GPRS General Packet Radio Service

GPRS über GSM	
typ. Reichweite (km)	35
Übertragungsrate (kbit/s)	9,6 (Class 1) ... 21 (Class 4) max. 53 (bei Kanalbündelung)
GPRS Release 97/98 [9] Übertragungsdauer für 128 Byte	Mittelwert: 500 ms Maximalwert: 1.500 ms

Die GSM- und nachfolgende Entwicklungen wurden im 3GPP 3rd Generation Partnership Project zusammengeführt.

2.3.7 UMTS Universal Mobile Telecommunications System

Daten über UMTS	
typ. Reichweite (km)	1,5
Übertragungsrate (kbit/s) [10] Netzstandard HSDPA	384 (Down), 64 ... 128 (Up) 3.600... 21.100 (Down), 1.450... 58.000 (Up)

2.3.8 LTE Long Term Evolution

LTE ist die Bezeichnung für mehrere Ausbaustufen.

	3LTE .9G	LTE Advanced
Reichweite (km)	100 (theoretisch mit geringer Übertragungsrate) Stadt: 0,2 Land: mehrere	
Max. Übertragungsrate (Mbit/s)	300 Down 75 Up	1.000
Übertragungsdauer Funk (ms)	10	10
Idle -> Active Dauer	100	50

Messungen:

[11]: TCP- Pakete der Länge 1.500 Byte: OWD Down 12 ms, $\sigma = 0,6$ ms; OWD Up: 25,4 ms, $\sigma = 2,9$ ms;

[12]:TCP-RTT Länge 53 Byte (PMU-like): Mittelwert 17 ms. Max. Wert 40 ms

Da die LTE-Hauptanwender die Besitzer mobiler Endsysteme sind und der Schlaf-Mode (Idle-Mode) für die Reduzierung der Batterieladefrequenzen wichtig ist, ist für die Anwendungen im Automatisierungsbereich die Verringerung der für den mobilen Nutzer akzeptablen Aktivierungs-Latency von 100 ms auf 50 ms von Bedeutung. Dies wird durch das Halten der Sender-Zustandsinformation während des Idle-Mode in der Base-Station erreicht.

2.3.9 LoRa Low Power Wide Area Network (LPWAN)

LoRaWAN [13] ist eine Low Power Wide Area Network (LPWAN) Technologie die für batteriebetriebene Funksysteme entwickelt wurde. Wichtige Leistungsmerkmale sind: bi-direktionale Kommunikation und Multicast, Mobilitätsunterstützung, Lokalisierungsservice. Die Topologie besteht aus einem Sternnetz (mit mehreren Sternen). Die Endsysteme sind mit einem oder mehreren Gateways verbunden. Die Gateways kommunizieren mit einem zentralen Netzserver über IP-Verbindungen. Die Einteilung der Übertragungskanäle erfolgt adaptiv (ADR Adaptive Data Rate) durch den Server, woraus sich einstellbare Übertragungsraten und unterschiedliche Reichweiten ergeben. Die maximale Paketlänge beträgt 256 Byte.

LoRa WAN	
Reichweite (km) Funkschnittstelle	bis 15 (freies Gelände „line of sight“)
Übertragungsrate (kbit/s)	0,3 ... 50

Für angenommene zu übertragende 100 Byte ergibt dies RTT-Werte von 30 ms ... 5 s.

Von Bedeutung für die speziellen Anforderungen in der Verteilnetzautomatisierung sind die Klassen der Endsysteme:

Class A: Nach einem Uplink Sende-Slot Endsystem -> Server folgen unmittelbar 2 kurze Downlink Slots Server -> Endsystem. Weitere Downlink-Übertragungen müssen auf die nächste Anforderung des Endsystems warten. Der Kanalzugriff des Endsystems erfolgt zufällig (ALOHA-Prinzip).

Class B: Während bei Class A der Server nur nach Aufforderung des Endsystems senden kann, werden bei Class B in den Endsystemen Zeitslots reserviert, in denen sie empfangsbereit sind und der Server ohne Aufforderung senden kann.

Class C: Die Endsysteme sind immer im Empfangsmodus.

Messungen zur RTT-Werten liegen noch nicht vor und müssen aus den spezifizierten Übertragungsraten unter Beachtung der Klassen A, B, C berechnet werden.

2.3.10 G3-PLC Narrow Band Power Line Communication (ITU – T G.9903, 2012)

Um die PLC-Übertragung in den niederen Frequenzen (Cenelec Bänder) robuster zu machen, werden folgende Komponenten und Funktionen eingesetzt:

Physical Layer: Orthogonal Frequency Division Modulation, Unterstützung mehrerer Modulationsverfahren, die vom Empfänger bewertet und damit gewählt werden (10 % - 20 % Durchsatzerhöhung)

MAC-Network-Layer: Es werden vermaschte IP 6LowPan (IPv6 over Low power Wireless Personal Area Network [39]) Netze gebildet. Damit können die Datenpakete über größere Entfernungen geroutet werden.

G3-PLC	
Reichweite (km)	ca. 10
Übertragungsrate (kbit/s)	6 ... 40 *

*Messungen: [14] 3.300 Byte /4 s = 6,6 kbit/s, [15] 40 kbit/s

Für angenommene zu übertragende 100 Byte ergibt dies 210 ms nach [14] und 20 ms nach [15] als OWD auf dem Kabel, also mindestens 420 ms bzw. 40 ms für RTT.

2.3.11 MPLS Multi-Protocol-Label Switching

MPLS-Netze sind eine von den Energieunternehmen zunehmend eingesetzte Backbone-Technologie. Während die oben erläuterten Verfahren DSL, BPL und NB auf OSI Layer 2 eine Punkt-Punkt-Verbindung ermöglichen, werden mit MPLS vermaschte paketorientierte Übertragungsnetze realisiert (→ Abb. 2.2).

Der Zugang zu einem MPLS-Netz kann mit den bereits beschriebenen Technologie, SDH, DSL, BPL, LTE erfolgen. Bei der Bewertung der Eignung sind die Übertragungs- Signallauf- und Wartezeiten in den Teilsystemen zu addieren. Aus der Konfiguration der Netze können sich bei starker Belastung noch die zufälligen Paket-Wartezeiten auf die Gesamt-Übertragungsdauer und deren Jitter auswirken. Das Grundprinzip von MPLS ist, ein Label anstelle der IP-Adressen für das Routing in Netz zu verwenden. Für einen vorgegebenen Übertragungspfad vom Sender zum Empfänger erhalten die Pakete von jedem Router ein Label eingetragen (ganze Zahl) mit dem der Empfangsrouter sehr schnell mit Label-Switching in einer Tabelle das Ausgangsinterface zum nächsten Router und das neu einzutragende Label findet. Dieses Verfahren wird im WAN sowohl für IP-Netze „MPLS-IP“ als auch für WAN-Ethernet „Carrier Ethernet“ eingesetzt.

Messergebnisse:

- Länge der Verbindung 50 km, TCP = 20 Mbit/s L=64 Byte, TCP = 70 Mbit/s L=1500 Byte, RTT (TCP, PING)=3 ms, [16]
- Untersuchungen zum Einfluss der Anzahl von MPLS Switches und Sendelasten ergibt für L=1.470 Byte die UDP OWD Werte: ca. 3 ms für 3 Switches, ..., ca. 20 ms für 10 Switches [17]

IP/MPLS ist Bestandteil von zahlreichen Feldversuchen für die Anwendung in Verbindung mit Schutztechnik (Leitungs-Differentialschutz) mit positiven Ergebnissen. Weitere Verbesserungen sind zu erwarten.

PWE Pseudowire-Emulation

PWE ist eine Anpassungsschnittstelle der MPLS-Netze. So kann mit PWE eine SDH- oder Ethernet-Schnittstelle eingerichtet werden und ermöglicht eine Migration der SDH- und Ethernet in MPLS-WAN-Netze. Zu beachten ist dabei, dass der ursprüngliche harte Determinismus der SDH-Übertragung verloren geht und die Leitungswerte (Übertragungszeiten und Jitter) des MPLS-Netze gelten. In Zukunft wird die Pseudowire-Emulation von der Datenübertragung über Native Ethernet oder IP basierte Protokolle abgelöst, da die unmittelbare Weiterleitung der Automatisierungs-Nachricht in einem Paket geringere Verzögerungen hat, als die Erzeugung eines seriellen Datenstromes aus der Nachricht, der SDH-Übertragung

über MPLS und die anschließenden Regenerierung der Nachricht [18]. PWE ist eine Komponente der MPLS-Netze der Telekoms, die Überwachungsfunktionen und QoS-Management enthalten (MPLS-TE MPLS Traffic Engineering).

2.4 Anwendungsprotokolle

Nachfolgend werden die zusätzlichen Overhead-Daten der Anwendungsprotokolle beschrieben. Damit ergibt sich die Summe der insgesamt zu übertragenden Daten aus

- Nutzdaten der Anwendung: vorgeben aus der Anwendung (→ Tabellen Modul B)
- + Overhead Daten Anwendungsprotokolle
- + Overheaddaten der Übertragungsprotokolle (→ 2.3)

Unter Verwendung der in Kapitel 2.3 angegebenen Übertragungsraten kann dann die Übertragungsdauer berechnet werden.

2.4.1 IEC 60870-5-1, -104

Der Standard IEC 60870-5-1 [35] beschreibt die Übertragung der Anwendungsdaten über serielle Leitungen. IEC 60870-5-104 adaptiert diesen Standard für TCP/IP-Netze. Für die Berechnung der Übertragungsdauer aus der Datenlänge ist die Länge der APDU mit den Overheads von TCP/IP (40 Byte für IPv4, 4 Byte MPLS) und der Verbindungsschicht (HDLC, Ethernet, ...) zu addieren. Die maximale Länge der APDU ist 253 Byte. Wird eine Nutzdateneinheit von X Byte übertragen ergibt sich als gesamte APDU aus dem APCI (6 Byte) plus die ASDU nach IEC 61850-5-101 mit Identifikationsfeld der Daten (4 Byte) + Identifikationsfeld der Information (1 Byte) + Information (X Byte) + Zeitstempel (7 Byte). Beispiel: Länge der Anwendungsdaten ist 1 Byte, dann ist die Länge der über TCP/IP zu übertragenden Nutzdaten $1 + 6 + 4 + 1 + 7 = 19$.

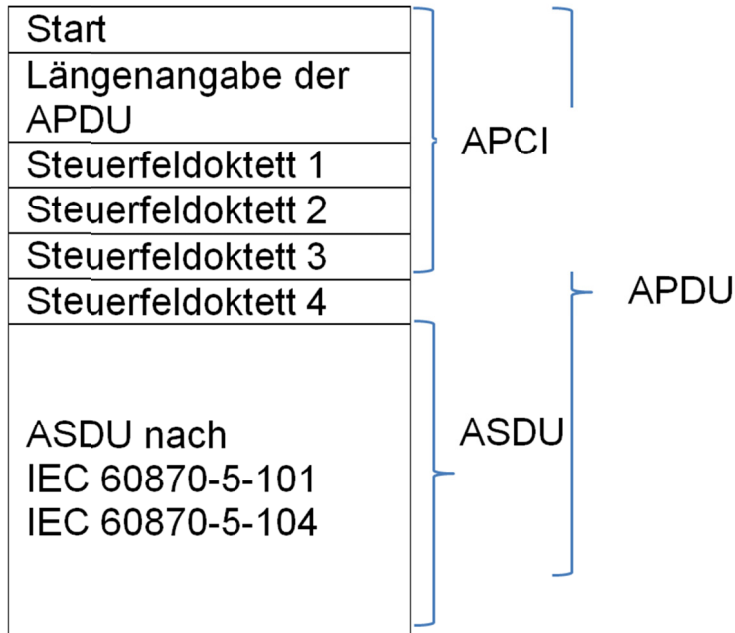


Abbildung 4: APDU nach IEC 60870-5-104

2.4.2 IEC 61850

IEC 61850 ist eine Normenreihe zur Beschreibung von Kommunikationsnetzen und -systemen für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung. Die Datenmodelle bilden festgelegte baumartige Strukturen. Als Zeitstempel wird NTP verwendet.

APDU Overhead: TPKT-Header: 4 Byte, ISO COTP: 3 Byte, OSI Session: 4 Byte, OSI Presentation: 9 Byte, MMS Header: 12 Byte. Für das Beispiel der Übertragung von 1 Nutzbyte ergibt dies insgesamt $1 + 4 + 3 + 4 + 9 + 12 = 33$ Byte.

2.4.3 IEEE C37.118

IEEE C37.118 [19] legt fest, wie PMU Daten übertragen werden. Diese können als einzelne Werte übertragen werden oder es werden mehrere PMUs in einem Datenpaket in einem Konzentrator zusammengefasst und gesendet. Damit ergibt sich die Bewertung, ob die Übertragungsdauer eines Übertragungssystems den Anforderungen genügt nur im Zusammenhang mit der Kenntnis der Anzahl der gemeinsam übertragenen PMU-Messwerte. Eine typische Länge der Messinformation beträgt 32 Byte. Dazu gehört eine CRC-Übertragungscodierung von 2 Byte (s.a. Kapitel 2.5). Wird die Übertragung mit UDP/IP über Ethernet durchgeführt und wird dieser Protokoll-Overhead eingerechnet, ergibt sich eine Übertragungsrate für die Messfrequenzen:

	Übertragungsrate (kbit/s)		
	10	25	50
Messfrequenz	10	25	50
2 PMU, Ganzzahl	6,7	16,8	33,6
2 PMU, Gleitkomma	7,7	19,2	38,4
12 PMU, Ganzzahl	9,9	24,8	49,6

Diese Anforderungen korrelieren mit den Anforderungen an die Übertragungszeiten für die Anwendungen: Adaptive Relaying, Wide Area Control, Under Voltage Load Shedding, ... (s. Abb. 2.5) . Als typische Anforderung ergibt sich eine Gesamtübertragungszeit von ca. 50 ms.

Diese Anforderungen lassen sich auch im Wide-Area-Bereich erfüllen (→ Tabelle Kapitel 2.7). Dazu werden die PMU Daten mit UDP-IP-Multicast als R-SV routable sampled value übertragen [20].

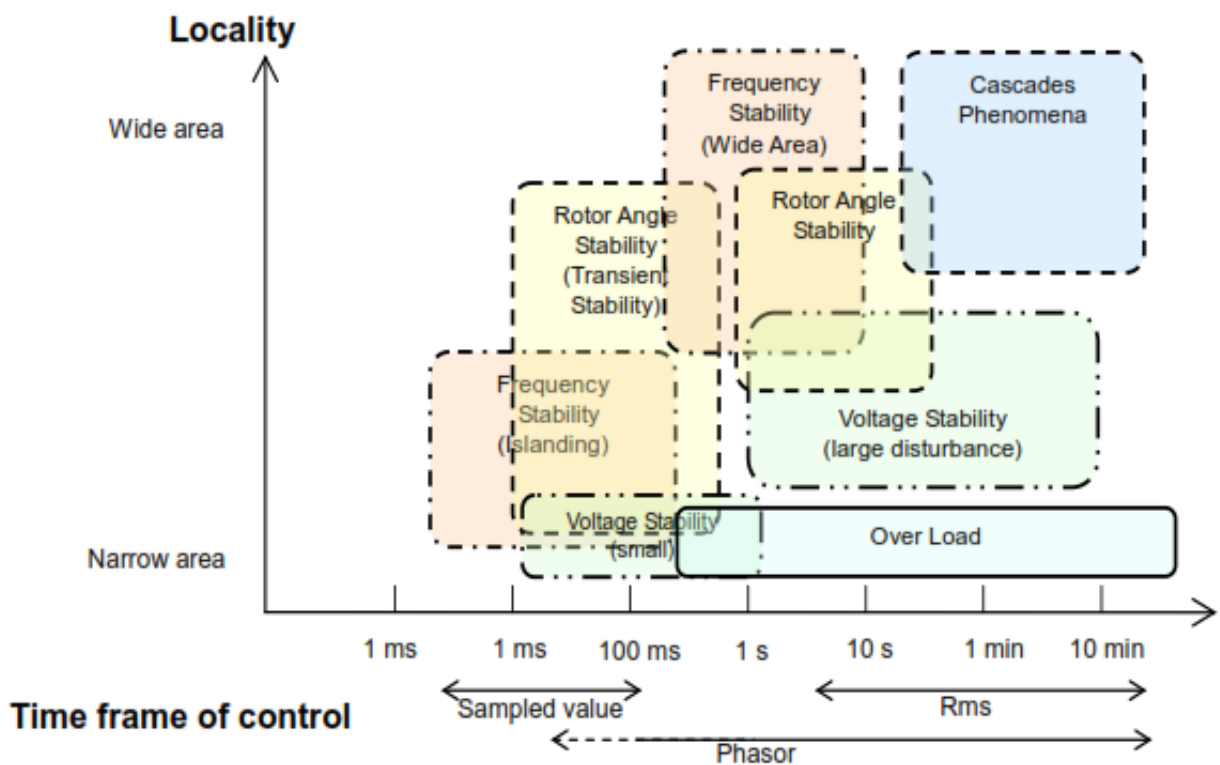


Abbildung 5: Übertragung von PMU Daten [20]

2.5 Datenintegrität

Allgemeines

Grundsätzlich beruhen diese Verfahren auf der Vergrößerung der Menge der möglichen übertragenen Codewörter, z.B. Messwerte = {0,1}, Codierung für Übertragung: 0 -> 00, 1 -> 11. Damit können Fehler im Falle der Verfälschung eines Bits erkannt werden, der „Hamming-Abstand“ der Codierung ist 2. Treten in gestörten Kanälen mehrere Bitfehler in einer Übertragung auf, kann es zu unerkannten Fehlübertragungen kommen. Die Lösung besteht in der weiteren Aufblähung der Menge der Code-Worte. Dieser Overhead verursacht aber andererseits auf langsamen Leitungen eine Erhöhung der Übertragungsdauer. Die Tabelle gibt den zu berücksichtigende Overhead für TLS und IPSec pro Datenpaket an [21]:

Overhead für Datenintegrität

IPSec Verfahren	Overhead Bytes
ESP-AES (256, 192, or 128), ESP-SHA-HMAC, or MD5	73
...	
AH-SHA-HMAC or MD5	44

TLS Verfahren	Overhead
AES_128_CBC_SHA, AES_256_CBC_SHA	25-40
...	
CHACHA20_POLY1305	21

Integrität für IEC 60870-5-1, -104

Die frühen Standards IEC 60870-5-1 (1990) wurden für langsame Punkt-zu-Punkt Übertragungen über gestörte Kanäle geschaffen. In IEC 60870-5-1 werden für die Anwendungen unterschiedliche Integritätsklassen spezifiziert:

Integritätswerte für Telegramme mit Länge $n = 100$ bit, bei $C = 1200$bit/s , Bitfehlerwahrscheinlichkeit $p = 10^{-4}$			
Daten- Integritätsklasse Hamming- Abstand	Restfehlerrate	Zeit zwischen Fehlern	Anwendung
I1: H = 2	10^{-6}	1 Tag	zyklisches Fernmessen
I2: H = 4	10^{-10}	26 Jahre	ereignisgesteuertes Fern- anzeigen
I3: H = 6	10^{-14}	260.000 Jah- re	Fernsteuern

Mit IEC 60870-5-104 wurde IEC 69870-5-1 über TCP/IP Netze beschrieben, ohne auf die Integritätssicherung einzugehen. Dies wurde mit IEC 62351 [22] nachgeholt. Dabei werden auf der Anwendungsebene ein Message Authentication Code (MAC) für die Integritätssicherung und die Transport Layer Security (TLS) für die Vertraulichkeit (confidentiality) festgelegt. Eine Alternative ist der Verzicht auf das MAC-Verfahren und der Einsatz von TLS transport layer security und IPsec [23], [24], [25].

Integrität für IEC 61850-90-5 (IEEE C37.118 über UDP)

Die Übertragung kann mit unterschiedlich langen Codierungsfeldern erfolgen. IEC 61850-90-5 fordert den Einsatz von HMAC Keyed-Hashing for Message Authentication nach [26]. Die dabei zu berücksichtigenden Overheadwerte sind in der IPsec-Tabelle oben angegeben.

2.6 Aktuelle Entwicklungen

IEC TR 61850-90-12 [27] behandelt die Wide Area Kommunikationsempfehlungen aus Sicht der IEC. Während im Rahmen dieser Studie in konzentrierter Form die in Deutschland relevanten Technologien bewertet wurden: „Was ist mittelfristig vorhanden und wofür geeignet?“ und neben der Bewertung von Standards zusätzlich auf validierte Messergebnisse referiert wird, beschreibt IEC 61850-90-12 die Frage „Was ist denkbar und wäre wofür geeignet?“ mit ausführlicher Technologiebeschreibung. Allerdings erfolgt diese ohne Messreferenzen und ohne die Beachtung der Automatisierungs-Anwendungen mit IEC 60870-5-1, -104. In [28] werden mit einem zusätzlichen Dokument ähnlich wie in dieser Studie die Anforderungen der Automatisierungsanwendungen abgeleitet.

Neue Protokolle: Während der ursprüngliche IEC 61850 Standard nur die Nutzung der TCP/IP bzw. UDP-Schnittstelle in der Substation vorsah, wird mit IEC 61850-8-2 [30] die Verwendung der höherwertigen XMPP Web-Services (z.B. Unterstützung von E-Handels-Workflow) auf einer verteilten Smart Grid Internet-Infrastruktur möglich.

Für zukünftige Kommunikation im Smart Grid ist eine einfache (und preiswerte) sich den Anforderungen leicht anpassende Konfiguration notwendig. Die Implementierung von Router- und Switchfunktionen als Software im Netzwerkmanagement „SDN Software Defined Networking“ ermöglicht dies [17], [3].

Nutzung öffentlicher Infrastrukturen: Bis auf BPL und Weitbereichs-Funk werden alle im Abschnitt 2 beschriebenen Technologien in Infrastrukturen von Netzbetreibern benutzt. Netzbetreiber sind Betreiber öffentlicher Telekommunikationsnetze, aber auch Energienetzbetreiber, die über ein eigenes Telekommunikationsnetz verfügen.

Bei der Nutzung der Technologien auf Leitungs- und Netzebene in öffentlichen Infrastrukturen können die beschriebenen Verzögerungszeiten nicht automatisch garantiert werden, weil immer eine konkurrierende Nutzung mit anderen Telekommunikationsdiensten erfolgt. Von namhaften Telekommunikationsanbietern werden jedoch Dienste angeboten, die mit garantierten Quality-of-Service-Parametern versehen werden. Diese Dienstangebote sind noch nicht flächendeckend verfügbar und erst im Entstehen, müssen jedoch analysiert werden, wenn öffentliche Infrastrukturen verwendet werden sollen. Eine weitere Strategie ist die Zusammenarbeit zwischen Energienetzbetreibern und Telekommunikationsnetzbetreibern bei der Entwicklung spezifischer Dienste für Energieinformationsnetze. So können Aufwand für garantierte QoS-Parameter und QoS-Anforderungen gegeneinander optimiert werden. Zur Nutzung öffentlicher Infrastrukturen zumindest für Teilaufgaben in Energieinformationsnetzen – besonders im Endkunden-nahen- Bereich – gibt es jedoch keine wirtschaftliche Alternative. Viele Kommunikationsaufgaben werden sogar in das öffentliche Internet verlagert werden, wie Zählerdatenerfassung oder das Lastmanagement bei privaten Endkunden. Für diese sollten Dienste entwickelt werden, die über die erforderliche Sicherheit bei der Kommunikation verfügen (wie z.B. bei Bankgeschäften üblich) und deren Anforderungen an Echtzeitverhalten weitgehend relaxt sind. Dabei sind die Sicherheitsanforderungen des BSI [40] einzuhalten. Die Anwendung der beschriebenen Technologien in proprietären Infrastrukturen ausschließlich für die Nutzung in Energieinformationsnetzen ist teilweise nicht möglich (GSM, UMTS, LTE) oder nicht wirtschaftlich, wie z.B. SDH. BPL erscheint derzeit zu unausgereift für eine Nutzung in Energieinformationsnetzen. Die Nutzung des Weitbereichsfunks muss in Frage gestellt werden, weil dafür enorme Ressourcen (Funkfrequenzen) erforderlich wären, die physikalisch nicht zur Verfügung stehen. Für die Kommunikationsaufgaben, die Echtzeitverhalten erfordern und nicht den

Endkundenbereich erreichen müssen, sollte die Nutzung Energienetzbetreiber-eigener Netze vorangetrieben werden. Dies bedeutet den Ausbau des vorhandenen Steuerungsnetzes. Es erscheint jedoch sinnvoll, dies nicht losgelöst von der Entwicklung von Dienstangeboten in öffentlichen Telekommunikationsnetzen zu tun (vertiefende Argumentationen s. [3]).

2.7 Zusammenfassung

Die nachfolgende Tabelle gibt die Eignung der Übertragungstechnologien für die in den Anforderungstabellen vorgegebenen Werte:

- Länge der Daten: 1...10 Byte
- Klassen Gesamtübertragungsdauer für sichere Übertragung $RTT = \{5 \text{ ms}, 10 \text{ ms}, 100 \text{ ms}, 1 \text{ s}\}$

Tabelle 1: Übertragungszeiten für Kommunikationstechnologien für kurze Telegramme (dunkle Felder geben Eignung an)

Technologie	Anforderungsklassen gesicherte Übertragung			
	< 5 ms	< 10 ms	< 100 ms	< 1 s
SDH				
Ethernet				
DSL				
BPL				
NB				
GPRS				
UMTS				
LTE				
LoRa				
G3PLC				
MPLS				

3 Synchronisation über Paketvermittlungsnetze

3.1 Bewertungsmetriken

Die Bewertung der Genauigkeit der Synchronisation erfolgt nach der Metrik "Offset". Dies ist die relative Abweichung der Zeit bei einem Slave/Client von der Zeit beim Master/Server. Bis zu einer nächsten Korrektur vergrößert sich dieser Abstand mit der Zeit und wird als TIE (Time Interval Error) bezeichnet. Um diesen Wert klein zu halten, sind ganggenaue Uhren, insbesondere beim Master erforderlich (geringe Clock-Drift) und der Austausch von Zeitwerten mit allen Endsystemen zur Korrektur mit Synchronisationsprotokollen. Die nachfolgend beschriebenen Synchronisationsprotokolle übertragen deshalb Zeitinformationen für die Berechnung des Offset, um den die lokale Zeit korrigiert wird.

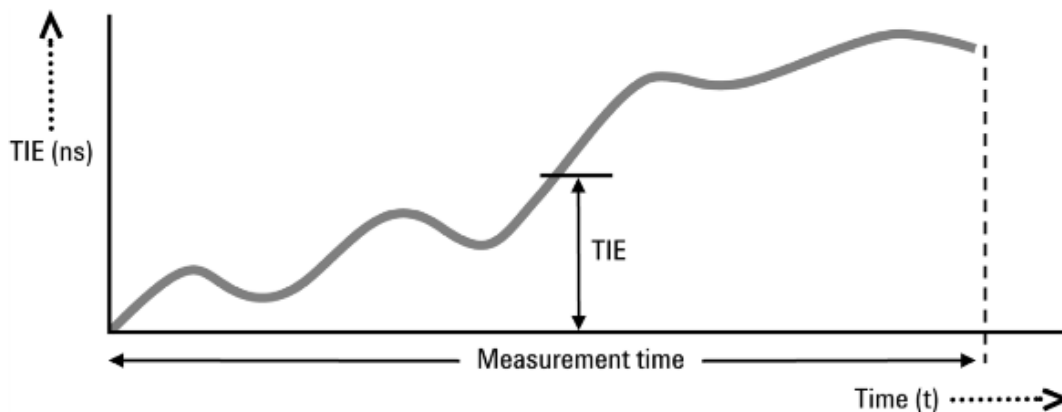


Abbildung 6: TIE erhöht sich mit der Zeit

Man beachte das stochastische Verhalten mit auch kurzzeitigen Ausschlägen in eine TIE-Verringerung. Die Ursache dafür sind die Schwankungen in den Übertragungszeiten für die Zeitprotokolle.

Die ITU hat für Anwendungen im Bereich der Telekommunikation daraus abgeleitete Metriken in ITU-TG standardisiert, z.B. MTIE (Maximaler Zeitfehler im Messintervall), Peak-to-Peak Abweichung.

3.2 Synchronisationsverfahren und -protokolle

3.2.1 NTP Network Time Protocol IETF RFC 5905

Prinzip: Das NTP Protokoll arbeitet mit einer hierarchischen semi-layered Struktur von Zeitquellen. Jede Ebene wird als „Stratum“ mit einer zugewiesenen Nummer bezeichnet (Abb. 7).

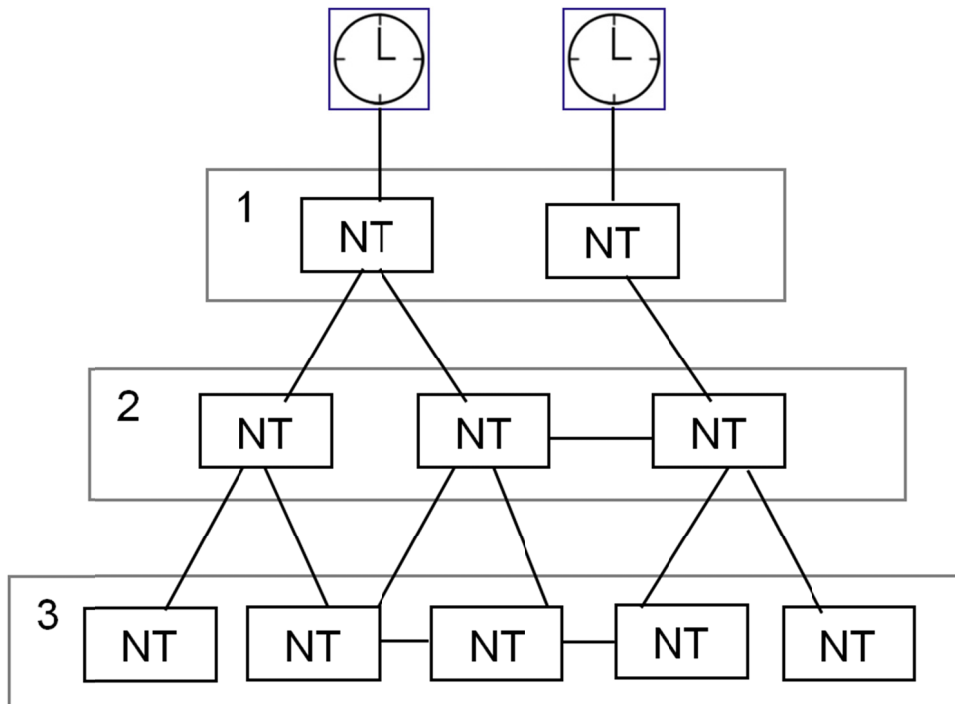


Abbildung 7: NTP mit 3 Stratum Ebenen, Ebene 1: Primary Server

Die Stratum-Server der niederen Ebene verbinden sich mit dem Server der höheren Ebene über den kürzesten Routing-Pfad. Wenn nur eine Ebene ohne Zwischen-Layer implementiert wird, wird dies als SNTP (Simple Network Time Protocol) bezeichnet.

Synchronisationsalgorithmus (Abb. 8 mit einem Server): Der Client holt sich von 2 oder 3 Stratum-Servern die Zeitinformation, die Werte t_0 , t_1 , t_2 , t_3 werden im NTP-Paket gespeichert:

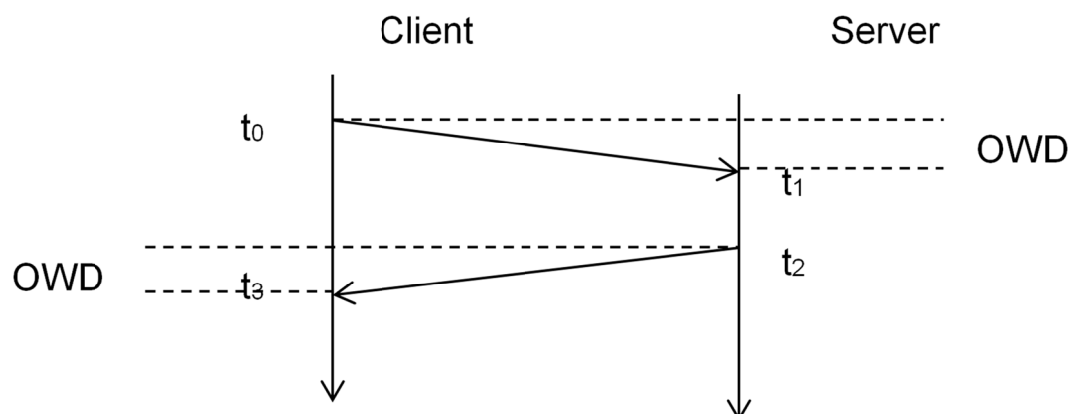


Abbildung 8: Berechnung des Uhren-Offset

Der Client will seinen Offset Δ gegenüber dem Server ermitteln. Es seien die Uhren aktuell.

T_S : Zeit bei Server, T_C : Zeit bei Client und somit $\Delta = T_C - T_S$

Damit gilt (OWD *One Way Delay*):

OWD1: Übertragungsdauer: C \rightarrow S = $t_1 - t_0 + \Delta$ OWD2: Übertragungsdauer: S \rightarrow C = $t_3 - t_2 - \Delta$

Beispiel: Die Client-Uhr geht 2 ms vor, d.h. $\Delta = T_C - T_S = 2$, also müssen 2 ms bei OWD 1 addiert werden. Addiert bzw. subtrahiert man OWD1 und OWD2 ergibt sich:

$$\text{Mittelwert_OWD} = [(t_1 - t_0) + (t_3 - t_2)] / 2 \quad \Delta = [(t_3 - t_2) - (t_1 - t_0)] / 2 + [\text{OWD2} - \text{OWD1}] / 2$$

Offensichtlich hängt die Genauigkeit der Offset-Kompensation Δ von der Gleichheit der OWD-Werte ab. Dieses Problem wird durch mehrere Uhrenvergleiche (deshalb wie o.g. 2 bis 3 Server) und Filterung der Werte von einem Server gemildert, wenn z.B. positive und negative Offset-Werte gegeneinander gemittelt werden. Abb. 3.3 zeigt diesen Sachverhalt: je größer die Übertragungszeiten sind, desto größer wird die Schwankungsbreite des ermittelten Offsets [30]

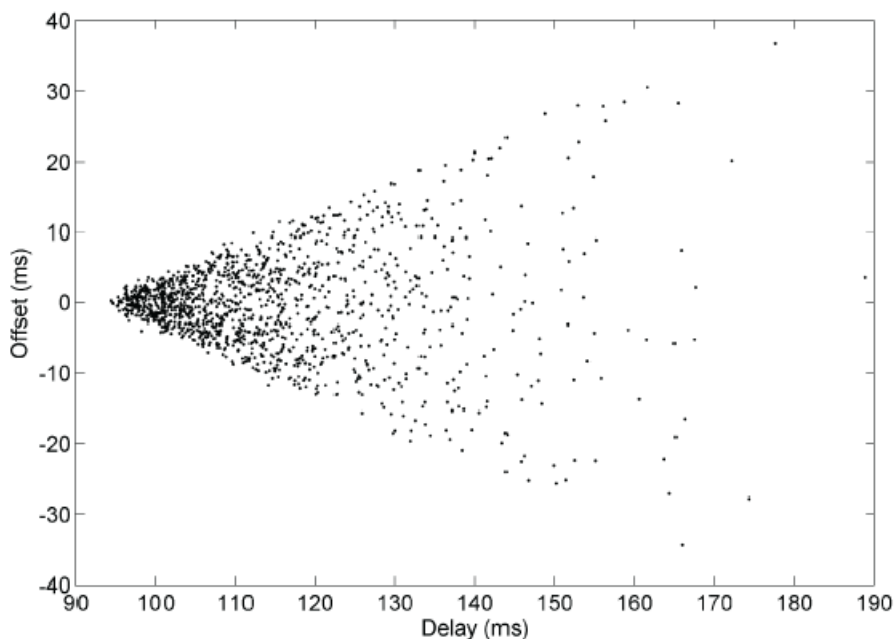


Abbildung 9: stochastische Offset-Schwankungen

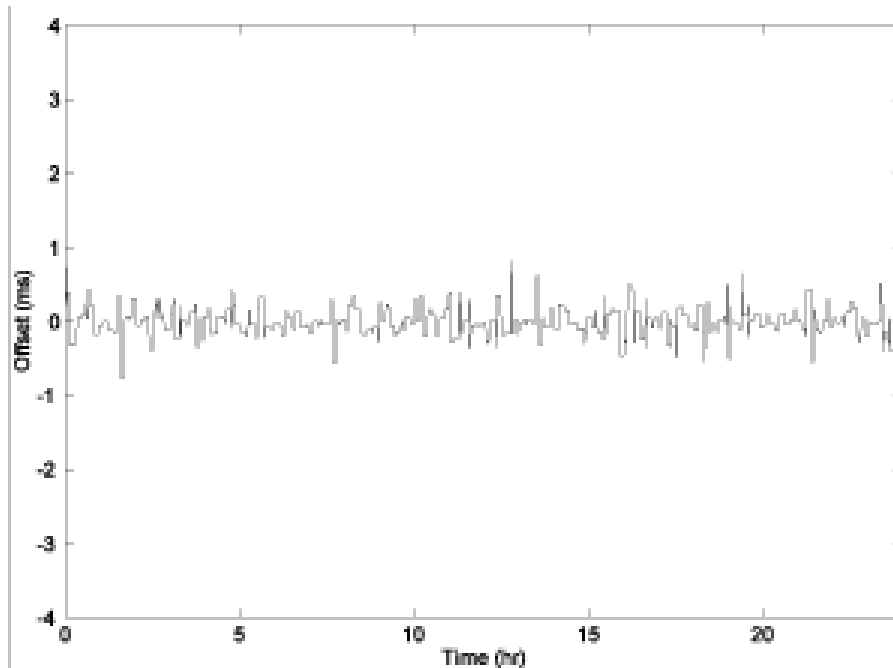


Abbildung 10: Ergebnis nach Filterung für Offset [31]

NTPv4 [31] ist mit wesentliche Verbesserungen verbunden: (1) Erweiterung des Zeitstempels auf Gleitkomma führt zu Auflösung besser als Nanosekunden und Frequenzauflösungen kleiner als eine ns pro Sekunde; (2) ein besseres Filterverfahren [32] ergibt eine Genauigkeit von einigen „tens of“ ms innerhalb eines Pollingintervalls von 36 Stunden.

Genauigkeit

Tabelle 2: Genauigkeit NTP (NTPv4)

Auflösung	NTP Frequenz	Genauigkeit LAN	Genauigkeit WAN
32 Bit für Sekunden 32 Bit Sekundenteiler	1 Hz	1 ms (200 µs)	50 ms ... 100 ms (10 s)

3.2.2 PTP Precision Time Protocol IEC 61588/ IEEE 1588-2, IEC 61850-9-3

Prinzip: Das Prinzip von PTP ist vergleichbar mit dem von NTP, jedoch handelt es sich hier um eine sogenannte Hop-by-Hop Synchronisation. Dies bedeutet, dass die Zeitsynchronisation im Idealfall nur zwischen Netzwerkgeräten stattfindet. Sobald Geräte mit Logik (z.B. Switches, Router) zwischen Master und Slave vorhanden sind, werden diese Geräte mittels Boundary bzw. Transparent Clocks (BC, TC) zu weiteren Master bzw. Slaves. Wichtig bei diesem Verfahren ist wie bereits bei NTP

erläutert eine OWD-symmetrische Verbindung. In den Switches werden dazu die eintreffenden PTP-Pakete sehr genau am In-Interface mit einem Zeitstempel versehen. Beim Aussenden wird die Zeit am Out-Interface erfasst und in ein Correction-Field aufaddiert. Dadurch kann der Empfänger diese Jitter-Werte wieder herausrechnen. Eine Erweiterung dieser end-to-end Transparenz ist die Peer to Peer Transparenz, bei der auch die Übertragungszeiten der In-Link mit aufaddiert werden.

Die PTP Systemkomponenten sind:

Grandmaster Clock (GM): Uhr mit dem höchsten Rang und primäre Quelle für Synchronisation,

Slave Clock (SC): synchronisiert sich mit der Master Clock und gibt ihre Zeit nicht an weitere Clocks,

Ordinary Clock: PTP Clock mit nur einem PTP Port,

Boundary Clock (BC): PTP Clock zwischen GM- und Slave-Clocks mit mehreren PTP Ports. Die BC synchronisiert sich dafür mit der GM Clock.

Transparent Clock (TC): addiert die Verweilzeit des PTP Paketes in der Switch im Correction-Field.

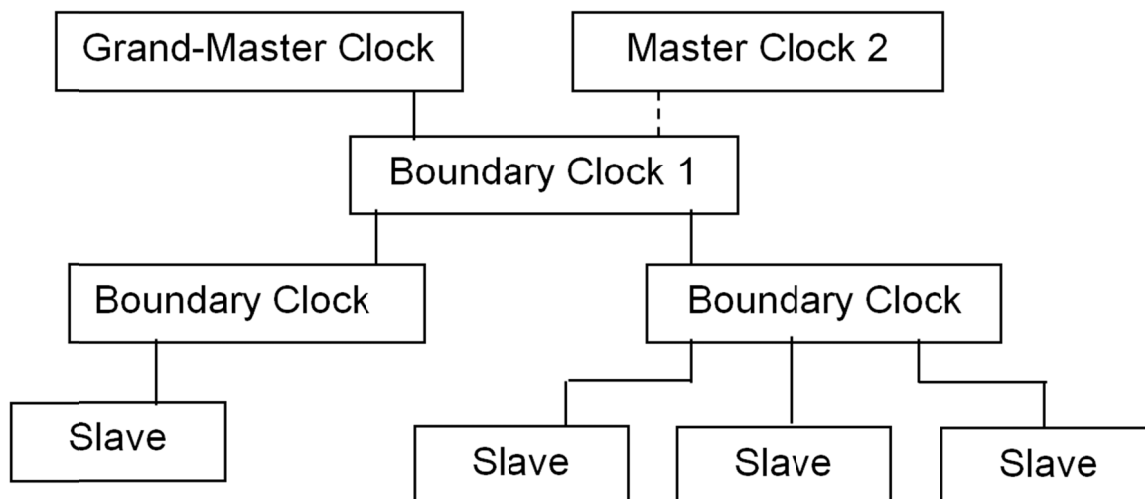


Abbildung 11: PTP Hierarchie

Bei PTP gibt es hinsichtlich der Zeitstempelung auch unterschiedliche Methoden: Software und Hardware Zeitstempelung. Bei einer Software Zeitstempelung handelt es sich um einen Zeitstempel, der vom Berechnungs-Algorithmus in die Nachricht verpackt wird. Dieser Zeitstempel ist nicht so exakt wie der Hardware Zeitstempel. Die Hardware Zeitstempelung ist ein exakteres

Zeitnehmungsverfahren, wobei der Zeitstempel erst bei der Netzwerkschnittstelle (hardwarenahe) an die Sync-Message angehängt wird.

Falls es in einem Netzwerk mehr als einen potentiellen Master gibt (Abb. 11), wird dieser mittels des BMC (Best Master Clock Algorithmus, IEEE 1588, clause 9.3) als Grand Master ausgewählt. Dieser Algorithmus wählt den Zeitserver aus, der die genauesten Eckdaten bzgl. Clock aufweist.

Die PTP Synchronisation findet auf Basis von Layer 2 (IEEE 802.3), Layer 3 IPv4/v6 oder Layer 4-UDP (IEEE 1588 Annex D, E) Messages statt. Auf Layer 3 kann auch die Verteilung mit Multicast erfolgen.

Bei 1Hz Protokoll-Frequenz werden 199 Sync-Nachrichten der Länge 86 bis 106 Bytes übertragen (0,0016 % der Kapazität von GBit/s-Ethernet).

Genauigkeit

Tabelle 3: Genauigkeit PTP

Auflösung	Frequenz	Genauigkeit [33]	Messungen [34] Netzlast 99 %, Priorität f. PTP
<u>Korrekturfeld:</u> 48 Bit: Nanosekunden	1 Hz	20 ns ... 100 ns	σ_{offset} : 7,9 ns max-min offset: [-70 ns, 54 ns]
16 Bit: ns-Teiler <u>Zeitstempel</u> 48 Bit: Sekunden 32 Bit: Nanosekunden	8 Hz		σ_{offset} : 6.7 ns max-min offset: [-32 ns, 30 ns]

3.2.3 Synchronisation über Leittechnik [35]

IEC 60870-5-101

Dieser Standard beschreibt die Anwendungsprotokolle für Fernwirkaufgaben über serielle Leitungen. Mit dem Uhrzeitsynchronisationsbefehl kann eine Uhr auf die Genauigkeit von Millisekunden bis Jahre mit 7 Byte Zeitwert synchronisiert werden. Dazu kommen noch 7 Byte ASDU-Header Informationen. Bei der Übertragung eines Messwertes mit Zeitstempel werden ebenfalls die 7 Byte Zeitwert angehängen.

Der je nach Kabellänge unterschiedliche OWD ergibt sich aus den Modem-Vor- und Nachlaufverzögerungen, der Signallaufzeit und der Übertragungszeit(→ 2.2). Die

Messung des OWD-Wertes mit Telegrammlaufzeit-Erfassung wird zusätzlich für die Uhrenkorrektur verwendet.

Tabelle 4: Genauigkeit IEC 60870-5-101

Auflösung	Frequenz	Genauigkeit
7 Byte für ms ... Jahr	1 Hz	± 10 ms

IEC 60870-104

IEC 60870-5-104 beschreibt die Übertragung von Fernwirkprotokollen nach IEC 60870-5-101 über TCP/IP-Netze. Da keine seriellen deterministischen Leitungen mehr vorausgesetzt werden, wird für den Einsatz der IEC 60870-5-101 Synchronisationsverfahren gefordert, dass „die maximale Verzögerungszeit durch das Netz kleiner als die erforderliche Genauigkeit der Uhrzeit in der Empfangsstation ist“ [35].

3.2.4 Satellit direkt

Die Synchronisation über Satellitenuhren erlaubt die Synchronisation von weit verteilten Uhren, die über stochastische TCP/IP Netze verbunden sind. Unabhängig von dem verwendeten Satellitensystem (GPS, Glonass, Galileo, ...) kann die einheitliche IRIG-B Inter Range Instrumentation Group Timecode-B Schnittstelle für Automatisierungsanwendungen eingesetzt werden [36].

Tabelle 5: Genauigkeit IRIG-B

Auflösung	Frequenz	Genauigkeit
ms .. Jahr	1 Hz	± 1 ms

3.3 Zusammenfassung

Mit der Automatisierung der Verteilnetze und deren zunehmender Dynamik in einem "System of Systems" ist auch die Synchronisation in *mutiple domains* mit verschiedenen Genauigkeitsanforderungen und Kommunikationsprotokollen erforderlich. Werden in einem Gesamtsystem mit verteilter Ereigniserfassung mit Zeitzuordnung (Zeitstempelung) Uhrzeitgeber mit unterschiedlichen Zeitquellen (DCF77, GPS) verwendet, ist auf die Konsistenz der Uhrzeiten zu achten. Dies betrifft die Unterstützung von Zeitzonen, Sommer/Winterzeit-Umschaltung sowie von Schaltsekunden durch die jeweiligen Geräte, Systemkomponenten und die verwendeten Kommunikationsprotokolle.

Höchste Genauigkeitsklassen (→ IEC 61850-90-1 Anforderungsklassen) über Layer 2 Kommunikation von $\pm 1\mu\text{s}$ über 15 TCs oder 3 BCs [37]

Multiple Domain PTPv3 mit Layer 3, 4 Kommunikation mit neuen Merkmalen [38]:

- *Monitoring of time quality* zur Überwachung der Qualität, z.B. Ausschluss von Übertragungspfaden mit schlechter (hoher Jitter) Qualität
- *High available synchronisation* zur Verbesserung der Genauigkeit und Gewährleistung von Zero Umschaltzeit bei Leitungsausfall mittels redundanter Übertragungspfade
- *Two time scales (UTC Coordinated Universal Time, Working Clock)*: UTC für globale Synchronisation von Zeitstempeln in mehreren Zeitdomänen für Ereignis-Zeiten, Sampled Values; Working Clock für die Synchronisation von Sensoren und Aktuatoren in einer Zeitdomäne.
- *Common MIB* als einheitliche Management Information Base für IEEE 1588 und IEEE 802.1

Die IEC 61850-9-3 spezifiziert mit einigen wichtigen Ergänzungen und 7 Einschränkungen den Einsatz von IEEE 1588 in der elektrischen Energieversorgung.

Im Bereich der Echtzeit-LAN gibt es die IEEE 802.1AS Standardisierungen *TSN Time Sensitive Networking*, die vor dem Abschluss stehen. Ursprünglich für AVB *Audio-Video Bridges* geplante Systeme sollen auch in der Industrie die verschiedenen System (Powerlink, Varan-Bus, ...) ablösen.

Tabelle 6: Vergleich PTP und TSN

	IEEE 1588v2 (PTP)	IEEE 802.1AS (TSN)
Uhrentyp	Transparent/Boundary/Ordinary clock	Boundary/ Ordinary clock
Kommunikation	Layer 2 und Layer 3	Nur Layer 2

Tabelle 7: Genauigkeit der Synchronisationsverfahren

Sync-Verfahren und Protokolle	Anforderungen						
	± 50 ms...100 ms	± 10 ms	IEC 61850-90-1				T5: ± 1 μ s
			T1: ± 1 ms	T2: ± 100 μ s	...		
NTP WAN							
NTP LAN							
NTPv4 WAN							
NTPv4 LAN							
PTP							
IEC 60870-5-101							
IEC 60870-5-104	ergibt sich aus Echtzeitverhalten des TCP/IP-Netzes						
Satellit direkt							

4 Abkürzungsverzeichnis

ACK	Acknowledgement
ADSL	Asymmetric Digital Subscriber Line
APCI	Application Protocol Control Information
APDU	Application Protocol Data Unit
ASDU	Application Service Data Unit
BC	Boundary Clock
BPL	Broadband Power Line
c	Lichtgeschwindigkeit im Vakuum
DSL	Digital Subscriber Line
GM	Grand Master
GPRS	General Packet Radio Service
GSM	Global System for Mobile Communications
HSPDA	High Speed Downlink Packet Access
ICMP	Internet Control Message Protocol
IP	Internet Protocol
IPSec	Internet Protocol Security
IRIG	Inter Range Instrumentation Group Timecode
ITU	International Telecommunication Union
LAN	Local Area Network
LPWAN	Low Power Wide Area Network
LTE	Long Term Evolution
MIB	Management Information Base
MPLS	Multiprotocol Label Switching
NB	Narrow Band
NTP	Network Time Protocol
OWD	One Way Delay: Zeitdauer zwischen Absenden eines Datenpaketes und Empfang
PMU	Phasor Measurement Unit
PTP	Precision Time Protocol
PWE	Pseudowire Emulation
QoS	Quality of Service
RTT	Round Trip Time: Zeitdauer zwischen dem Absenden eines Datenpaketes und der Quittierung
SC	Slave Clock
SDN	Synchronous Digital Hierarchy
SGAM	Smart Grid Architecture Model
SLA	Service Level Agreement
SNTP	Simple Network Time Protocol

TC	Transparent Clock
TCP	Transport Control Protocol
TIE	Time Interval Error
TLS	Transport Layer Security
TSN	Time Sensitive Networking
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
VDSL	Very High Speed Digital Subscriber Line
WAN	Wide Area Network

5 Literaturverzeichnis

[1]	Smart Grid Coordination Group: Smart Grid Reference Architecture. Brüssel: CEN-CENELEC-ETSI, 11/2012
[2]	IEC 62357-1: Reference Architecture for Power System Information Exchange. Genf: IEC, Draft 2015
[3]	VDE/ITG "Kommunikationsnetz für das Smart Grid", Positionspapier des VDE zur weiteren Ausgestaltung der Energiewende. VDE, Frankfurt am Main, 2015
[4]	S. Braden et al.: Benchmarking Methodology for Network Interconnect Devices. IETF RFC 2544
[5]	G. Almes et al.: A one way delay metric for IPPM. IETF RFC 2679, 9/1999
[6]	G. Almes et al.: A round trip delay metric for IPPM. IETF RFC 2681, 9/1999
[7]	R. Hofer: Power-line Communication Performance for Peer-To-Peer Mesh Networks in Urban Neighbourhood. ETH Zürich: Master Arbeit 3/2013, ftp://ftp.tik.ee.ethz.ch/pub/students/2013-FS/SA-2013-42.pdf (abgerufen am 22.7.2015)
[8]	Long-range RF communication: Why narrowband is the de facto standard. White Paper, Texas Instruments, 2014
[9]	A. Sillanpää, D. Soldani: QoS in 3GPP Releases 97/98,99, 5, 6 and 7. John Wiley & Sons, Ltd,11/2006
[10]	R. Cuny, M. Kristensson: Mobile Service Applications and Performance in UMTS. in [9]
[11]	Y. B. Lin et al.: Performance Measurements of TD-LTE, WiMAX and 3G Systems. IEEE Wireless Communication 20(3): 1-0 (2013)
[12]	Y. Xu: Latency and Bandwidth Analysis of LTE for a Smart Grid. Master Thesis KTH Sweden 2011
[13]	LoRa Specification 3, LoRa Alliance 2015. https://www.lora-alliance.org/portals/0/specs/LoRaWAN%20Specification%201R0.pdf (abgerufen 10.1.2016)
[14]	J. Vigneron, K. Razazion: G3-PLC Powerline Communication Standard for Today's SmartGrid". G3-Alliance, 2012, http://www.g3-plc.com/content/presentations (abgerufen am 22.7.2015)
[15]	A. Mengi: The Application of Access G3 - PLC in Smart Metering Systems in Germany. http://ecs.aau.at/WSPLC15/Presentations/Mengi.pdf (abgerufen am 22.7.2015)
[16]	T. Bayle et al.: Performance Measurements of MPLS Traffic Engineering and QoS. http://web.cs.wpi.edu/~rek/Adv_Nets/Spring2002/MPLS_TE.pdf (abgerufen am 22.7.2015)
[17]	R. Benani et al.: Delay Measurement in Openflow-Enabled MPLS-TP Network. Modern Applied Science; Vol. 9, No. 3; 2015
[18]	J. Jesus et al.: MPLS networks for inter substation communication for current differential protection applications in digital substations. Proc. PAC World Conference, Zagreb, Croatia, 2014
[19]	IEEE C37.118.2-2011: IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems. IEEE Std. 12/2011
[20]	IEC 61850-90-5: Communication networks and systems for power utility automation – Use of IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118. Genf: IEC, Technical report 2012
[21]	J. Mattson: Overview and Analysis of Overhead Caused by TLS. IETF draft-mattsson-uta-tls-overhead-00, 7/2014
[22]	IEC 62351-5: Power systems management and associated information exchange - Data and communications security - Security for IEC 60870-5 and derivatives. Genf: IEC, Technical report 2009
[23]	O. Vukovic: Data Integrity and Availability in Power System Communication Infrastructures. KTH Stockholm, 2013
[24]	T. Dierks, E. Rescorla: The Transport Layer Security (TLS). IETF RFC 5246, 8/2008

[25]	S. Kent, B. Seo: Security Architecture for the Internet Protocol. IETF RFC 4301, 12/2005
[26]	H. Krawczyk et al.: HMAC: Keyed-Hashing for Message Authentication Network. IETF RFC 2104, 2/1997
[27]	IEC TR 61850-90-12: Communication Networks and systems for power utility automation –Wide area network engineering guidelines. Genf: IEC, Technical report 2015
[28]	F. Maghsoodlou (Cisco), J. Raymond (HydroQuebec): Use Case Proposal for IEC 61850-90-12. Cisco Report, 8/2014, www.hydroquebec.com/pdf/en/proposal-iec.pdf , (abgerufen am 10.1.2016)
[29]	IEC 61850-8-2: Specific communication service mapping (SCSM) – Mappings to web-services. Genf: IEC, Draft 2015
[30]	D.L. Mills: Network Time Protocol Version 4, Reference and Implementation Guide. IETF NTP WG, Technical Report 6/2010
[31]	D.L. Mills: Clock Filter Algorithm. www.eecis.udel.edu/~mills/ntp/html/filter.html (abgerufen am 22.7.2015)
[32]	K. A. Marzullo: Maintaining the Time in a Distributed System: An Example of a Loosely Coupled Distributed Service. Ph.D. dissertation, Stanford University, Department of Electrical Engineering, 2/1984
[33]	Matson J.: Choosing the Correct Time Synchronization Protocol. http://literature.rockwellautomation.com/idc/groups/literature/documents/wp/enetwp03-en-e.pdf , (abgerufen am 22.7.2015)
[34]	Cisco: IEEE 1588 PTP and Analytics. Cisco White Paper (2014) http://www.cisco.com/c/en/us/products/collateral/switches/nexus-3000-series-switches/white-paper-c11-731501.pdf , (aufgerufen 1.2. 2016)
[35]	IEC 60870-5-104: Fernwirkleinrichtungen und –systeme, Übertragungsprotokolle – Zugriff für IEC 60870-5-101 auf Netze mit genormten Transportprofilen. Genf: IEC, Standard 2000
[36]	IRIG STANDARD 200-04: IRIG Serial Time Code Formats. Range Commanders Council, Telecommunications and Timing Group, Inter Range Instrumentation Group 9/2004
[37]	IEC 61850-90-3; Communication Networks and Systems for Power Utility Automation - Precision Time Protocol Profile for Power Utility Automation. Genf: IEC, 2016
[38]	K. Kalman et al.: Overview and Future of Switching Solutions for Industrial Ethernet, International Journal on Advances in Networks and Services, vol 7 no 3 & 4, 2014
[39]	IPv6 over Low power WPAN (6lowpan) ; IETF WG documents https://datatracker.ietf.org/wg/6lowpan/documents/ (abgerufen am 18.3. 2016)
[40]	Das Smart-Meter-Gateway Sicherheit für intelligente Netze Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik – BSI, Bonn 10/2015



VDE

VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.

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