
Welche Kommunikation erfordert ein Smart Grid?

Enrico Nauck, Gerd Niestegge – Fraunhofer ESK/München
[enrico.nauck, gerd.niestegge]@esk.fraunhofer.de

Kurzfassung

Der vorliegende Beitrag identifiziert für das vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) entworfene Ampelmodell geeignete Kommunikationsprotokolle und -technologien.

Hierzu wird eingangs ein Überblick über die Rolle der Kommunikation im Verteilnetzen sowie dem vom BDEW entworfenen Ampelmodell gegeben. Anhand ausgewählter Anwendungsfälle werden die Anforderungen für die Wahl von Kommunikationsprotokollen und -technologien untersucht. In einem weiteren Schritt werden diese bewertet.

1 Kommunikation als elementarer Baustein eines Smart Grids

Die zentralen Säulen der Energiewende sind der weitere Ausbau erneuerbarer Energien, die Optimierung der Nutzung der Versorgungsnetze durch eine zunehmende Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsnetze (Smart Grid) sowie die Steigerung der Energieeffizienz auf Seiten der Letztverbraucher. Die Automatisierung der Netze erfordert insbesondere den Einsatz von Kommunikationstechnologien.

Eine besondere Rolle spielt dabei die Energieerzeugung aus Wind und Sonne, die sich durch eine hohe wetterbedingte Volatilität auszeichnet; eine längerfristig prognostizierbare Einspeiseleistung in das elektrische Netz ist hierbei nicht gegeben. Photovoltaik wird hierbei im Wesentlichen vor allem in den südlichen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg in Niederspannungsnetze, Windenergie in den nördlichen Bundesländern in die Mittelspannungsnetze eingespeist. Wenn Lastspitzen die Kapazität der Netze zu überschreiten drohen, muss die Einspeiseleistung zeitweise reduziert werden.

Alternativ können auch Letztverbraucher für die Reduzierung dieser Lastspitzen beitragen. Eine Möglichkeit ist die Lastverschiebung. Das bedeutet, dass sie, soweit möglich, die Nutzung der elektrischen Verbraucher in solche Zeiten verlagern, wenn gerade besonders viele erneuerbare Energie in das lokale Verteilnetz eingespeist wird. Den ökonomischen Anreiz für den Letztverbraucher liefern dazu dynamische Tarife. Bei neuartigen Verbrauchern wie Elektrofahrzeugen besteht außerdem die Möglichkeit, den Ladevorgang zeitlich oder/und tarifabhängig zu steuern.

Eine kommunikative Erschließung der Mittel- und Niederspannungsnetze erlaubt den automatisierten Betrieb der Netze sowie deren bessere Auslastung. Dazu ist eine vielschichtige Kommunikationsinfrastruktur notwendig. Dies ermöglicht

- eine kontinuierliche Überwachung des Zustandes der Verteilnetze
- eine Steuerung der Netze
- die Optimierung der Abstimmung von Verbrauch und Einspeisung
- die Übertragung dynamischer Tarifstrukturen an Smart Meter und deren zeitnahe Fernauslesung

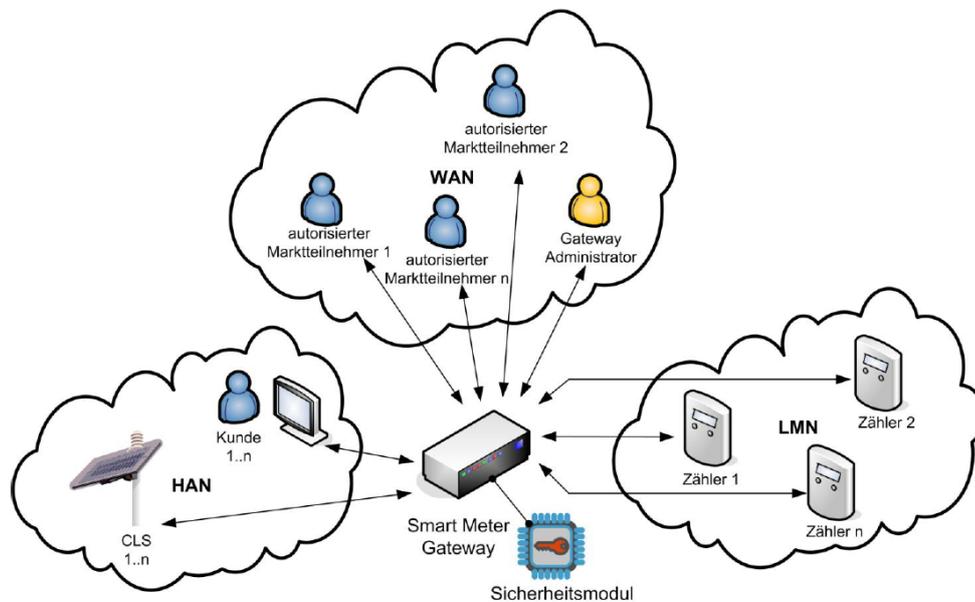


Abb. 1: Das Smart Meter Gateway dient zur logischen Trennung der drei Netzwerke LMN, HAN und WAN. [1]

Einen zentralen Punkt bildet hierbei die Frage, wie sich schaltbare Anlagen im Niederspannungsnetz schalten lassen. Hierzu treffen das Schutzprofil für Smart Meter Gateways und die technische Richtlinie des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik BSI TR-03109[1] eine Aussage. Abbildung 1 zeigt das Konzept der logischen Trennung zwischen den Netzwerken Home Area Network (HAN), Local Metrological Network (LMN) und Wide Area Network (WAN).

Das schaltbare Endgerät selbst wird als Controllable Local System (CLS) bezeichnet. Die Umsetzung von Steuersignalen in auszuführende Befehle wird durch eine Steuerbox realisiert. Die Steuerbox ist Teil des Projektes „MessSystem 2020“ und dient zur Anwendung des BDEW-Ampelkonzeptes um Anlagen anzusteuern und zu überwachen [2]. Ziel des „Messsystems 2020“ ist die Entwicklung eines zukunftsfähigen, standardisierten und wirtschaftlichen Messsystems mit interoperablen Komponenten. Über dieses System sollen sowohl Verbraucher als auch Erzeuger auf Niederspannungsebene zielgerichtet in Geschäftsprozesse eingebunden werden. Durch den VDE/FNN werden dazu momentan die Anforderungen spezifiziert.

Voraussichtlich verpflichtend wird der Einbau der Steuerbox für

- Unterbrechbare Verbraucher im Niederspannungsnetz nach § 14a EnWG [3]. Hier heißt es, dass die Steuerung für die Letztverbraucher und Lieferanten zumutbar sein muss. Die Steuerung erfolgt direkt durch den Netzbetreiber oder indirekt durch Dritte auf Geheiß des Netzbetreibers. Ladestationen für Elektromobile gelten nach § 14a EnWG als unterbrechbare Verbraucher.
- Teilnahme am Marktprämienbereich nach § 21c EnWG
- Anlagen, die am Einspeise-/Lastmanagement der Netzbetreiber teilnehmen[2].

Das angesprochene Ampel-Konzept, welches vom BDEW zur Steuerung entwickelt wurde, definiert verschiedene Systemzustände mit den Farbwerten „grün“, „gelb“ und „rot“. Diese drei Zustände sind wie folgt definiert:

- „In der grünen Ampelphase findet der Ausgleich von Angebot und Nachfrage von Flexibilität ausschließlich zwischen nicht regulierten Marktteilnehmern statt. Der Netzbetreiber greift nicht in den Markt ein (Ausnahme: Regelleistung).“ [4]

-
- „In der gelben Ampelphase liegt eine potenzielle Gefährdung des Netzes vor, die der Netzbetreiber dadurch behebt, dass er zielgerichtet auf einem zu etablierenden Flexibilitätsmarkt geeignete netz- und systemdienliche Flexibilität nachfragt.“ [4]

Diese netzdienlichen Funktionen dienen der Reduzierung von Netzverlusten und Leistungsspitzen. Dazu müssen primär Erzeugung und Verbrauch in Einklang gebracht werden. Bereits heute gibt es netzdienliche Funktionen:

- Steuerung unterbrechbarer Versorger (z. B. Wärmeerzeuger wie Heizungen, Nachtspeicher, Wärmepumpen, ...)
- Weitergabe von Tarifinformationen (z. B. bei verschiedenen Tarifstufen)
- Beleuchtungen (Steuerung öffentlicher Beleuchtungsanlagen)
- Einspeisemanagement – Netzdienliche Schaltung von Erzeugung oder Last im nicht regulierten Bereich

Zukünftig soll der Funktionsumfang zunehmen. Zu den angestrebten Funktionen gehören:

- Regelung von Blindleistung
 - Lokales, im Niederspannungsnetz aktives Einspeisemanagement
 - Steuerung und Überwachung dezentraler Batteriespeicher und temporärer Batteriespeicher wie Elektrofahrzeuge als Möglichkeit des Demand Side Management (DSM)
 - Management von Erzeugungsanlagen
 - Optimierung von Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen
- „In der roten Ampelphase liegt eine akute [netzkritische] Gefährdung des Netzes vor, die der Netzbetreiber nur dadurch beheben kann, dass er außerhalb des Marktes direkt in Erzeugung und Verbrauch eingreift und auf Basis des entsprechenden Rechtsrahmens ein bestimmtes Verhalten anweist.“ [4] In dieser Phase hat der Netzbetreiber den alleinigen Zugriff auf Komponenten im Energienetz, um die Versorgungssicherheit zu erhalten. [5]

Diese Ampelphase dient zur kontrollierten Bereitstellung von Systemdienstleistungen nur in den seltenen kritischen Netzzuständen. Die netzkritischen Funktionen erfordern ein schnelles und effizientes Handeln, welches hohe qualitative und quantitative Anforderungen an die Kommunikationstechnik stellt. Netzkritische Funktionen dienen primär dem Zweck, die Versorgung der Kunden mit elektrischer Energie bei kritischen Netzzuständen aufrecht zu erhalten. Sie sind zur Vermeidung von flächendeckenden Störungen konzipiert. Ihr Einsatz ist kaum planbar und sie treten in besonderen Situationen (z. B. Störungen, Fehler, außergewöhnliche Wetterbedingungen, ...) auf.

Zu den netzkritischen Funktionen gehören

- die Steuerung und Überwachung einzelner Last-/Erzeugungsanlagen (Schwarzstartfähigkeit)
- die Bereitstellung von Blindleistung
- das Setzen/Überwachen von Schwellwerten
- sowie der Umsetzung von Tarifschaltungen und Steuerbefehlen für Energielieferanten.

Die Steuerbox dient somit zur Umsetzung verschiedener netzdienlicher/marktorientierter und netzkritischer/netzorientierter Funktionen. Informationen zwischen Steuerbox und Netzbetreiber/Marktteilnehmer müssen hierbei ausgetauscht werden.



Abb. 2: Darstellung des Ampelmodells [2].

2 Anforderungen an die Kommunikation

Die Beantwortung der Frage, welche Kommunikation für ein Smart Grid erforderlich ist, soll anhand ausgewählter Beispiele geschehen: Bei den netzdienlichen Funktionen und unter Berücksichtigung heutiger Anwendungen sollen unterbrechbare Verbraucher/Erzeuger wie z. B. eine Nachtspeicherheizung betrachtet werden. Eine weitere Anwendung mit netzdienlichem Funktionsumfang ist zum Beispiel die Ansteuerung einer Ladestation für Elektrofahrzeuge.

Ein Beispiel bei den netzkritischen Anwendungen ist die Steuerung und Überwachung einzelner Last-/ Erzeugungsanlagen, welche bezüglich ihrer Anforderungen analysiert werden soll.

2.1 Anforderungsanalyse der Kommunikation für Anwendungen heutiger netzdienlicher Anwendungen

Für die Ansteuerung unterbrechbarer Verbraucher wie Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpen und unterbrechbarer Erzeuger wie Photovoltaikanlagen nach §6 EEG müssen je nach Anwendung Signale übertragen werden, die zwei Schaltstufen [EIN/AUS] oder mehreren Schaltstufen [0%(AUS)/30%/60%/100%(EIN)] erlauben.

Dieses zweistufige Schaltungskonzept wird auch bei mechanischen Mehrtarifstromzählern (z. B. Hoch-/Niedrig-Tarif (HT/NT)-Zähler) verwendet. Hierbei wechselt der Zähler aber nicht zwischen EIN und AUS-Schaltzuständen, sondern die Tarifstufe.

Weiterhin besteht die Möglichkeit Zeitschaltzeitkalender, wie sie zum Beispiel bei öffentlichen Straßenbeleuchtungen verwendet werden, zu übertragen.

Als Zwischenfazit lässt sich daraus ableiten, dass für die Steuerung unterbrechbarer Verbraucher und Erzeuger eine einfache Datenstruktur ausreicht, um einfache Steuerbefehle zu übermitteln. In der Praxis ist es heute so, dass die Steuersignale mittels Rundsteuertechnik bzw. Tonfrequenzsteuertechnik übertragen werden. Die Signale eignen sich zur Ansteuerung von Schaltrelais, um die oben erwähnten verschiedenen Schaltstufen auszuführen. Bei der Übertragungszeit sind mehrere Minuten tolerierbar. Ebenso werden an die Datenrate keine besonderen Anforderungen gestellt. Die Signalübertragung erfolgt hierbei i. d. R. unidirektional, d. h. der Sender bekommt keine Rückmeldung, ob beispielsweise ein Schaltvorgang durchgeführt worden ist.

Eine Weiterentwicklung dieses Steuerkonzeptes wird im Messwesen verwendet. Dieses ist hierbei in der Normenreihe IEC 62056 (DLMS/COSEM) spezifiziert. Diese Reihe wird unter der Titelbezeichnung „Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control“/„Messung der elektrischen Energie – Zählerstandsübertragung, Tarif- und Laststeuerung“ geführt. Die Steuerung

bezieht sich hierbei im Wesentlichen auf die binär codierte Ansteuerung von vorab definierten Schaltzuständen über verschiedene Relais.

2.2 Anforderungsanalyse der Kommunikation für Anwendungen zukünftiger netzdienlicher Anwendungen

Deutlich komplexer werden die Anforderungen an die Kommunikation zukünftiger Anwendungen:

Ein Beispiel ist die kommunikative Einbindung einer Ladestationen für Elektrofahrzeuge in die Fernüberwachung eines Netzbetreibers. Die verschiedenen Möglichkeiten der Interaktion zwischen verschiedenen Beteiligten wurden beispielsweise in [6] untersucht. Je nach Anwendungsszenario müssen Elektrofahrzeug, Fahrzeugnutzer, Energielieferant und Netzbetreiber über eine Ladestation interagieren können.

Die Kommunikation muss hierzu zwischen den beteiligten Parteien bidirektional ausgeführt werden. Da zum Beispiel viel mehr Daten für Analyse- und Prognosezwecke erfasst werden, muss auch die erforderliche Datenrate gesteigert werden. Die Übertragungszeit soll maximal nur noch wenige Sekunden betragen. Einfache stufige Schaltvorgänge, wie sie im vorhergehenden Abschnitt erläutert worden sind, werden durch stufenlose Schaltvorgänge ergänzt. Die Digitalisierung der Anlagentechnik (vgl. Steuerung durch Schaltrelais) ermöglicht neuartige Steuerungskonzepte. Beispielsweise lassen sich somit genauere Vorgaben im Rahmen einer schwellwertbasierten Netzwerküberwachung machen. Dies erfordert die Übertragung verschiedener beliebiger Informationen wie Managementdaten, Softwareupdates, ... und offene, standardisierte Datenmodelle. Die Kommunikation zwischen den beteiligten Komponenten soll so gestaltet und ausgeführt werden, dass sie langfristig erweiterbar ist. Um die Interoperabilität sicher zu stellen, sollen die verwendeten Datenmodelle objektorientiert sein.

2.3 Anforderungsanalyse der Kommunikation für netzkritischer Anwendungen

Die Steuerung von netzkritischen Anwendungen bezieht sich im wesentlichen auf die Steuerung von Netzkomponenten wie Trenn- und Leistungsschalter sowie Wandler, um den Lastfluss innerhalb des Netzes zu steuern. Zukünftig werden u. a. auch vermehrt regelbare Ortsnetztransformatoren sowie Anlagen zur Steuerung der Blindleistungsregelung in Verbindung mit der Einspeisung erneuerbarer Energien zu Einsatz kommen. Auf der einen Seite ergibt sich durch den Einsatz dieser innovativen Betriebsmittel eine deutliche Reduktion des Ausbaubedarfs der Stromverteilnetze. Auf der anderen Seite müssen diese Anlagen zur Fernüberwachung und Steuerung über ein Kommunikationsnetz mit dem Netzbetreiber verbunden werden. Auch Energiespeicher und Erzeugungseinrichtungen können, sofern der Netzbetreiber die Steuerung in netzkritischen Situationen übernimmt, als typische Anwendung für diesen Fall gesehen werden. [7] [8] [9]

Wie bei den netzdienlichen Anwendungen soll auch bei den netzkritischen Anwendungen die Kommunikation zwischen den beteiligten Komponenten so gestaltet und ausgeführt sein, dass sie langfristig erweiterbar ist und interoperabile objektorientierte Datenmodelle verwendet werden.

Die Kommunikation zwischen den einzelnen Einheiten muss hochverfügbar sein (vgl. u. a. [10]). Je nach Grad der Systemrelevanz müssen einzelne Komponenten auch redundant (d. h. über verschiedene Kommunikationswege) miteinander mittels verschiedenen Kommunikationstechnologien verbunden werden. Ebenso wichtig sind hohe Datenraten für die Übertragung von Informationen sowie geringe Latenzzeiten.[11]

3 Kommunikationslösungen für das Smart Grid

3.1 Zur Auswahl geeigneter Kommunikationsprotokolle

Die Basis für die weitere Automatisierung der Verteilnetze bildet die vermehrte Kommunikation zwischen den verschiedenen Komponenten und Beteiligten. Die Grundlage jeder Kommunikation wird durch die BSI TR-03109 vorgegeben: IP-Fähigkeit und TLS-Verschlüsselung.

Diese Anforderungen bilden Grundlage für die Auswahl eines geeignete Kommunikationsprotokolls. Im Folgenden werden drei bekannte Kommunikationsprotokolle kurz beschrieben und hinsichtlich ihrer möglichen Verwendung diskutiert. Tabelle 1 zeigt die Zusammenfassung mit den wichtigsten Bewertungskriterien.

Tab. 1: Übersicht und Bewertung von Kommunikationsprotokollen anhand der drei wichtigsten Bewertungskriterien.

	IEC 60870-5-104	IEC 62056 DLMS/COSEM	IEC 61850
Selbstbeschreibende Datenstruktur	✗	✓	✓
Objektorientiertes Datenmodell	✗	✓	✓
Übertragung beliebiger Daten	✓	✗ (nur beschränkt)	✓

3.1.1 IEC 60870-5-104

In der IEC 60870-5-104 beschreibt International Electrotechnical Commission (IEC) ein TCP/IP-basiertes Fernwirkprotokoll für die Datenübertragung und Steuerung verteilter Systeme. Status-Meldungen, Messwerte, Zählwerte sowie (Stell-)Befehle lassen sich damit übertragen. Dieses Kommunikationsprotokoll ist durch den Einsatz in SCADA-Systemen (engl. Supervisory Control and Data Acquisition) bewährt und dient der Infrastrukturautomation und -überwachung von Anlagen zur Wasser-/Abwasser- sowie Gas- und Energieversorgung.

Folgende Gründe sprechen dennoch dagegen, dass dieses Protokoll für die Kommunikation in Smart-Grids in Frage kommt:

- Anwendung: Die Norm ist nicht selbstbeschreibend. Wird der Funktionsumfang eines Schaltgerätes (Intelligent Electronic Devices/IED) geändert, so muss dieser im Leitstand entsprechend konfiguriert werden.
- Signalorientiertes Datenmodell: Für eine vereinfachte Implementierung wird empfohlen, ein objektorientiertes Datenmodell zu verwenden. Die Übertragung bei der IEC 60870-5-104 erfolgt signalorientiert.
- Beschränkte Adressierfähigkeit: Der Adressraum auf Ebene der Anwendungs-Dienstleistungs-Dateneinheit (Application Service Data Unit/ASDU) beträgt maximal 65 535 Adressen.

3.1.2 IEC 62056 DLMS/COSEM

Durch die IEC 62056 (DLMS/COSEM)¹-wird ein Schnittstellen- und Kommunikationsmodell für den Datenaustausch mit Messstellen (Strom-, Wasser-, Gas-, ...-zähler) spezifiziert. Die Norm deckt die Anforderungen verschiedener Letztverbraucher (Haushalte, Gewerbe, Industrie) ab.

Jeder Normteil trägt die Titelbezeichnung „Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control“/“Messung der elektrischen Energie – Zählerstandsübertragung, Tarif- und Laststeuerung“. Der Begriff der Steuerung bezieht sich hierbei im Wesentlichen auf die binär codierte Ansteuerung von vorab definierten Schaltzuständen (Ein/Aus, 0/30/60/100 %). Das kann beispielsweise ein Hochtarif/Niedrigtarifregister bei einem mechanischen Stromzähler oder die Laststeuerung bei einer Wärmepumpe (Ein/Aus) sein. Die stufenlose Ansteuerung von Anlagen ist nicht möglich.

Die IEC 62056 ist aufgrund ihrer engen Fokussierung auf die Fernauslesung von Messeinrichtungen nur bedingt empfehlenswert. Zwar lassen sich mehrstufige Steuerungsbefehle von Last- und Tarifstufen, Messhistorien und Zeitpläne übertragen, allerdings ist die Norm für komplexere Möglichkeiten (stufenlose Schaltungen, Rückmeldungen) nicht geeignet.

3.1.3 IEC 61850

Ursprünglich diene der Standard der Stationsautomatisierung im Bereich der elektrischen Mittel- und Hochspannungsnetze. Durch den zunehmende Mess- und Steuerbedarf in der Niederspannungsebene bedingt, findet der Standard jedoch auch zunehmend in den Niederspannungsnetzen Anwendung. Die Standardteile IEC 61850-7-x definieren generische selbstbeschreibende Objektmodelle und Services für die Überwachung und Steuerung intelligenter elektrischer Geräte (IED).

Der Standard IEC 61850 ist grundsätzlich für die Kommunikation im Smart Grid anwendbar. Für die Verwendung dieses Standards spricht die einfache Erweiterbarkeit und Handhabbarkeit in Form eines selbstbeschreibenden und objektorientierten Datenmodells.

3.2 Zur Auswahl geeigneter Kommunikations-/Übertragungstechnologien

Neben der Wahl geeigneter Kommunikationsprotokolle ist auch die Frage interessant, über welche physikalische Kommunikationsstrecke die Daten übertragen werden können. Die kommunikative Anbindung verschiedener netzdienlicher und netzkritischer Komponenten an eine Leitstelle ist hierbei von der jeweiligen Anwendung abhängig. Anwendungen, welche für das Management in netzkritischen Situationen ausgelegt sind, müssen hierbei höhere Auflagen erfüllen, als solche, welche für netzdienliche Situationen konzipiert sind. Die konkrete Wahl dieser Technologien ist von einer Vielzahl technischer und ökonomischer Parameter abhängig. Zur vereinfachten Betrachtung sollen nur die folgenden technischen Parameter betrachtet werden:

- Bidirektionalität: Ist die Fähigkeit, Daten auf einer Verbindung zwischen zwei Punkten in beide Richtungen zu übertragen.
- Zuverlässigkeit: Ist eine qualitative Aussage, wie oft die kommunikative Verbindung nicht ausfällt.
- Latenz: Die Latenz beschreibt die Laufzeit eines Signals in einem technischen System.
- Datenrate: Es handelt sich dabei um die Anzahl der Informationseinheiten, die in einer bestimmten Zeit über das Übertragungsmedium.

¹DLMS/COSEM steht für Distribution Line Message Specification/COmpanion Specification for Energy Metering.

Mit diesen Parametern wurden folgende Technologien bewertet:

- GSM/GPRS: GSM/GPRS ist ein digitales mobiles Funksystem der zweiten Generation (2G), welches zur Übertragung von Sprache (Telefonie) und leitungsgebundene sowie paketvermittelte Datenübertragung dient. GSM/GPRS ist der weltweit am weitesten verbreitete Mobilfunk-Standard.
- UMTS: UMTS erlaubt als weiterentwickelter Mobilfunkstandard der dritten Generation (3G) deutlich höhere Datenübertragungsraten (≈ 2 Mbit/s) als GSM/GPRS. UMTS lässt sich vorwiegend in urbanen Gebieten nutzen.
- Twisted Pair (TP): Twisted Pair nutzt als Übertragungsmedium Kabel mit verdrehten Adernpaaren. Auf das Medium werden die zu übertragenden Informationen als elektrische Signale aufmodelliert. Anwendung findet diese Art von Übertragung als strukturierte Verkabelung in der Feldbustechnik, aber auch beim Aufbau von Kommunikationsnetzwerken (ADSL, VDSL, ...). Twisted Pair-Leitungen sind oftmals im Besitz von Telekommunikationsunternehmen.
- Powerline Communication (PLC): Die Datenübertragung verwendet bereits installierte Stromleitungen zur Datenübertragung zwischen zwei Punkten (z. B. Trafo und Messeinrichtung). Stromleitungen dienen der Energieübertragung und sind daher oftmals ungeschirmt. Dadurch kommt es oft zur Einkopplung störender Signale, welche zum Beispiel durch Wechselrichter verursacht werden.
- CDMA450: CDMA450 ist ein Mobilfunkstandard der dritten Generation. Er basiert auf CDMA2000, dass hauptsächlich in den USA Anwendung findet. Mit ihm lassen sich Daten bis zu 3,1 Mbit/s übertragen. Anwender hier in Europa müssen bei Verwendung dieses Standards eine eigene Infrastruktur aufbauen.
- LongTermEvolution (LTE): LTE ist der in vierter Generation entwickelte Mobilfunkstandard mit einer heute nutzbaren Datenrate von bis zu 100 Mbit/s. LTE befindet sich zur Zeit noch im Ausbau und ist vorwiegend in Ballungsgebieten verfügbar.
- Glasfaser: Bei der Übertragung per Glasfaser werden Informationen optisch per LED- oder Laser-Technologie in das Medium eingebunden und übertragen. Als wesentlichen Vorteil ist hierbei die sehr hohe Datenrate zu nennen. Dem stehen bei Neuverlegung sehr hohe Verlegungskosten gegenüber.

Tabelle 2 zeigt die wichtigsten technischen Kriterien für die Wahl geeigneter Kommunikationstechnologien und ihre Wertigkeit für die jeweilige Netzsituation.

Weitere wichtige und in der Tabelle nicht aufgeführte Kenngrößen betreffen die ökonomischen Gesichtspunkte. Dazu zählen die Kosten (Investition und Betrieb) sowie die Verfügbarkeit. Letzteres ist ein Maß dafür, ob eine Technologie bereits am Einsatzort verwendet wird und wenn nicht, wie lange es dauert, bis diese Technologie vor Ort zur Verfügung steht.

4 Fazit

Ziel der vorliegenden Arbeit war es, anhand des Ampelmodells geeignete Kommunikationsprotokolle und Übertragungstechnologien zu identifizieren. Zu diesem Zweck wurden für verschiedene Anwendungen die Anforderungen schrittweise analysiert und beschrieben. Anschließend wurde verschiedene in der Leit- und Steuertechnik verwendete Kommunikationsprotokolle anhand der identifizierten Anforderungen diskutiert und ihre Eignung bewertet. Anschließend wurden auch verschiedene Kommunikationstechnologien auf ihre mögliche Verwendung anhand des Ampelmodells identifiziert.

Tab. 2: Abschätzung der technischen Anforderungen an Kommunikationstechnologien in Abhängigkeit von der Ampelphase. Die Tabelle wurde mit Empfehlungen in Frage kommender Kommunikationstechnologien erweitert.[10]

	Ampelphase		
	Grün	Gelb (Netzdienlich)	Rot (Netzkritisch)
Bidirektionalität	Muss durch die verwendete Kommunikationstechnologie möglich sein.		
Zuverlässigkeit	98 %	99 %	99,99 % ^a
Latenz ^b	bis ca. 10 Minuten	bis ca. 5 Minuten	wenige Sekunden
erforderliche Bandbreite ^b	≈64 Kbit/s	≈512 Kbit/s	≈1 Mbit/s
Vorschlag geeigneter Kommunikationstechnologien ^b	GSM/GPRS, UMTS, TP, PLC, CDMA450, LTE, Glasfaser	TP, PLC, CDMA450, LTE, Glasfaser	LTE, Glasfaser

^aZu prüfen ist, ob diese Zuverlässigkeit auch ohne redundante Anbindung erreicht werden kann.

^bAbhängig von konkreter Anwendung

Bei der Wahl geeigneter Kommunikationsprotokolle ergab sich, dass die grundsätzlichen Eigenschaften (TCP/IP-fähig, TLS-Verschlüsselung) bereits durch das BSI Schutzprofil/BSI TR-03109 vorgegeben werden. Ferner wird die Nutzung der IEC 61850 für alle Anwendungen im Smart Grid empfohlen. Für die Nutzung dieses Kommunikationsprotokolls unabhängig von der Ampelphase sprechen vor allem ein selbstbeschreibendes und objektorientiertes Datenmodell.

Die Wahl einer konkreten Kommunikationstechnologie ist dagegen von der Anwendung abhängig. Die netzkritischen Anwendungen haben besonders hohe Anforderungen bezüglich Latenz und Zuverlässigkeit. Geeignete Technologien sind LTE und Glasfaser. Zu prüfen ist, ob zum Erreichen der Zuverlässigkeit eine redundante Anbindung erforderlich ist.

Verwendete Abkürzungen

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CLS	Controllable Local System
DLMS/COSEM	Device Language Message Specification/COmpanion Specification for Energy Metering
DSM	Demand Side Management
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HAN	Home Area Network
IEC	International Electrotechnical Commission
LMN	Local Metrological Network
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
TCP/IP	Transmission Control Protocol/Internet Protocol
TLS	Transport Layer Security
WAN	Wide Area Network

Literatur

- [1] BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK (BSI) (Hrsg.): *Technische Richtlinie BSI-TR-03109-1: Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems*. <https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109-1.pdf>. Version: 1.00, Abruf: 02.10.2014
- [2] GRONERT, Daniel: *MessSystem 2020 - Steuerbox für dezentrale Stationen*. <https://www.vde.com/de/smart-grid/forum/beitraege/Documents/2014-04-09-messsystem%20-2020-gronert.pdf>, Abruf: 02.10.2014 (HANNOVER MESSE 2014 Smart Grids FORUM)
- [3] *Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist": ENWG*
- [4] HÖCK, Torsten ; SMARTGRIDS BW (Hrsg.): *Anforderungen an die Verteilnetze der Zukunft: Smart Grids-Gespräche für Verteilnetzbetreiber*,. http://www.smartgrids-bw.net/uploads/media/2014_07_23_Hoek_Anforderungen_VNB_Final.pdf, Abruf: 02.10.2014
- [5] Streitfragen: Die Energie- und Wasserwirtschaft im Dialog. (1/2013). [http://www.bdew.de/internet.nsf/res/9B5A1C8E84141D35C1257B4700448102/\\$file/Streitfragen-Magazin-1-2013.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/res/9B5A1C8E84141D35C1257B4700448102/$file/Streitfragen-Magazin-1-2013.pdf), Abruf: 29.09.2014
- [6] ADEGBITE, Dayo ; BACHER, Hans J. ; FASCHANG, Mario ; GLATZ, Marion ; KUPZOG, Friederich ; NAUCK, Enrico ; PRÜGGLER, Wolfgang: *Smart Grids Modellregion Salzburg - Erstellung eines Umsetzungsplans zur Vehicle-to-Grid Interfaceentwicklung: SGMS-V2G-Interfaces*. http://www.smartgridssalzburg.at/fileadmin/user_upload/downloads/Endbericht_V2G-Interfaces.pdf, Abruf: 02.10.2014
- [7] VDN (Hrsg.): *IEC 61850 – Anforderungen aus Anwendersicht*. [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/RL_IEC61850.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/RL_IEC61850.pdf), Abruf: 02.10.2014
- [8] DENA (Hrsg.): *dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf, Abruf: 02.10.2014
- [9] AGORA ENERGIEWENDE (Hrsg.): *Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland: Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft*. http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Lastmanagementstudie/Agora_Studie_Lastmanagement_Sueddeutschland_Endbericht_web.pdf, Abruf: 02.10.2014
- [10] SALZBURG AG (Hrsg.): *Synergiepotentiale in der IKT-Infrastruktur bei verschiedenen Smart-Grid-Anwendungen: SmartSynergies: Smart Grids Modellregion Salzburg (SGMS)*. http://www.smartgridssalzburg.at/fileadmin/user_upload/downloads/Endbericht_SmartSynergies.pdf, Abruf: 02.10.2014
- [11] NAUCK, Enrico ; OSWALD, Erik: Kommunikationsschnittstellen für die netzbezogene Fernsteuerung von Photovoltaikanlagen unter 100 kW Einspeiseleistung. In: ENERGIE & TECHNIK (Hrsg.): *3. Energie & Technik Smart Home & Metering Summit: Auf Datenträger*. München, 23./24.10.2013