

# Zuverlässigkeitsanalyse der Prozesskette für eine netzorientierte Steuerung nach §14a EnWG

Charlotte Weitzel(\*)<sup>1</sup>, Prof. Dr. David Echternacht<sup>2</sup>, Christoph Christofolini<sup>3</sup>,  
Dr. Xiaohu Tao<sup>3</sup>

<sup>1</sup>energyandpeople GmbH, Zollstockgürtel 65, 50969 Köln, weitzel@energyandpeople.de

<sup>2</sup>Hochschule Düsseldorf, Münsterstraße 156, 40476 Düsseldorf, david.echternacht@hs-duesseldorf.de

<sup>3</sup>Schleswig-Holstein Netz GmbH, Schlesweg-HeinGas-Platz 1, 25451 Quickborn, christoph.christofolini@sh-netz.com; xiaohu.tao@sh-netz.com

**Kurzfassung:** Der im Jahr 2024 angepasste §14a im deutschen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ermöglicht Verteilnetzbetreibern in Deutschland, neue, in der Niederspannungsebene angeschlossene steuerbare Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) mit einer Leistung über 4,2 kW temporär in ihrer Leistungsaufnahme zu begrenzen. Im Gegenzug ist ein unverzüglicher Netzanschluss zu gewährleisten. Ab 2029 darf diese Leistungsreduktion ausschließlich im Rahmen einer netzorientierten Steuerung erfolgen, die auf Echtzeit-Messwerten aus intelligenten Messsystemen und Ortsnetzstationen basiert.

Die hierfür notwendige Prozesskette umfasst zahlreiche IT-Systeme, Kommunikationskanäle und Hardwarekomponenten mit unterschiedlichen Verantwortlichkeiten. Ein Ausfall einzelner Komponenten kann dazu führen, dass Netzengpässe nicht erkannt oder behoben werden und Überlastungen bzw. Versorgungsunterbrechungen auftreten. Deshalb wird im Rahmen dieser Veröffentlichung die Zuverlässigkeit der §14a-Prozesskette am Beispiel der Schleswig-Holstein Netz GmbH (SHN) analysiert.

Vorge stellt wird ein methodischer Ansatz zur Ermittlung von Zuverlässigkeitskennzahlen auf Komponenten- und Prozessebene, basierend auf Service Level Agreement (SLA) Daten sowie Auswertungen von umfangreichen Messwerten. Die Ergebnisse zeigen nicht nur Verfügbarkeitskennwerte, sondern auch den Einfluss von Redundanzen auf. Ergänzend werden mögliche Fallback-Strategien sowie deren systemische Auswirkungen betrachtet.

**Keywords:** Zuverlässigkeit, netzorientierte Steuerung, §14a EnWG, intelligente Messsysteme

## 1 Hintergrund und Motivation

Damit es trotz einer zunehmenden Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors nicht zu Verzögerungen bei Netzanschlussbegehren im Niederspannungsnetz kommt, wurde zum 1. Januar 2024 die Ausgestaltung des §14a EnWG angepasst. Neu angeschlossene SteuVE im Niederspannungsnetz wie bspw. Ladeinfrastruktur, Wärmepumpen, Klimaanlage und Batteriespeicher (Bezugsrichtung) mit einer Leistung von mehr als 4,2 kW dürfen durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) temporär in ihrer Leistungsaufnahme reduziert werden. Im Gegenzug muss der Netzbetreiber einen umgehenden Netzanschluss ermöglichen und darf diesen nicht mehr aufgrund fehlender Netzkapazität verweigern bzw. verzögern. Spätestens ab 2029 darf eine Leistungsreduktion solcher SteuVE nur noch im Rahmen einer netzorientierten Steuerung erfolgen. Netzengpässe müssen dazu basierend auf „Echtzeit“-

Messwerten aus intelligenten Messsystemen (iMSys) und Ortsnetzstationen mit entsprechender Mess- und Kommunikationstechnik (digiONS) erkannt und kurzfristig durch Leistungsreduktion der SteuVE aufgelöst werden. Dabei erfolgt die Ansteuerung der SteuVE über iMSys mit Steuerboxen.

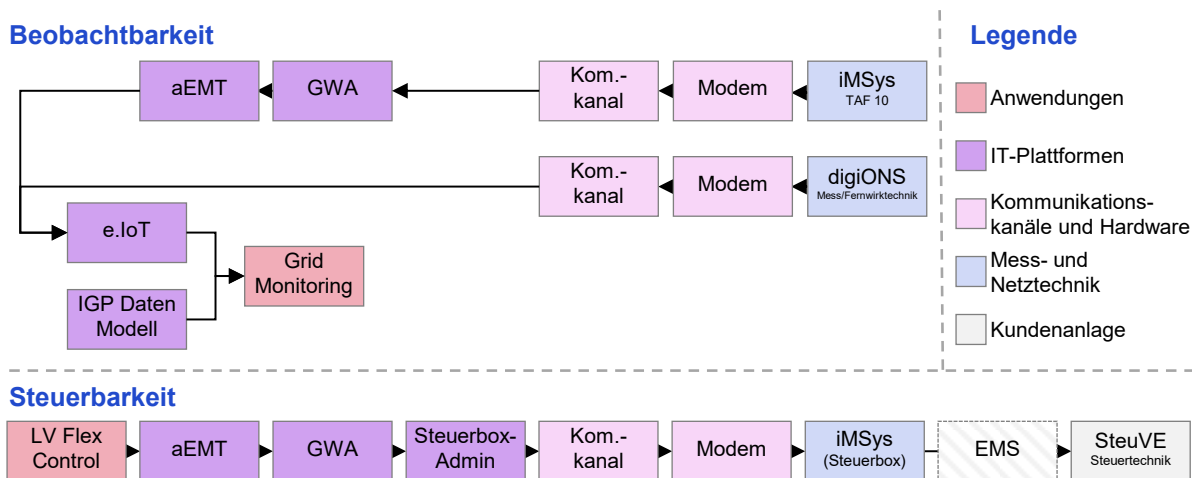


Abbildung 1: Prozesskette für die netzorientierte Steuerung nach §14a EnWG der Schleswig-Holstein Netz GmbH

Sowohl für die Erkennung von Engpässen (Beobachtbarkeit der Niederspannungsnetze) als auch für die Steuerbarkeit sind eine Vielzahl unterschiedlicher Anwendungen, IT-Plattformen, Kommunikationskanäle und Hardware erforderlich, wie anhand der in Abbildung 1 dargestellten Prozesskette für die netzorientierte Steuerung bei der SHN ersichtlich ist.

Die Verantwortung für die jeweiligen Prozessschritte und Komponenten liegt dabei nicht nur beim VNB, sondern bspw. auch beim Messstellenbetreiber, Smart Meter Gateway Administrator (GWA) und den Netzkunden. So werden die durch iMSys minütlich erfassten und übertragenen Netzzustandsdaten vom Messstellenbetreiber bezogen. Das intelligente Messsystem ist dabei im Eigentum des Messstellenbetreibers. Zudem obliegt ihm die kommunikationstechnische Anbindung. Auch auf die erforderlichen Systeme des GWA hat der Netzbetreiber keinen direkten Einfluss. Die SteuVE ist Bestandteil der Kundenanlage und genau wie das gegebenenfalls verbaute Energiemanagementsystem (EMS) im Eigentum und Besitz des Netzkunden. Gleichzeitig ist eine funktionsfähige und verlässliche Prozesskette von extremer Relevanz für den Netzbetreiber. Sollten in einem engpassbehafteten Niederspannungsnetz Engpässe nicht zuverlässig erkannt werden und die SteuVE die Leistung nicht entsprechend der Vorgaben reduzieren, kann es zu einer Schutzauslösung (üblicherweise Sicherungen in der Ortsnetzstation) und damit zu einer Nichtversorgung von Kunden kommen. Daher gilt es, die Zuverlässigkeit der Prozesskette für die netzorientierte Steuerung zu analysieren und Anforderungen an Redundanzen sowie ggf. Fallbacklösungen zu untersuchen.

## 2 Methodik

Für die Ermittlung der Zuverlässigkeitskennzahlen der §14a-Prozesskette erfolgt zunächst die Bestimmung der Kennzahlen für die einzelnen in Abbildung 1 dargestellten Komponenten. Für IT-Plattformen können Zuverlässigkeitskenngrößen aus den entsprechenden vertraglichen Regelungen in den SLAs mit den einzelnen Dienstleistern abgeleitet werden. Für die Ableitung

der Zuverlässigkeit von Kommunikationskanälen, Fernwirktechnik und iMSys werden umfangreiche Messwerte der SHN analysiert. So werden u.a. die minütlichen Netzzustandsdaten einer dreistelligen Anzahl an iMSys über den Zeitraum von einem Jahr ausgewertet. Dabei erfolgt eine Analyse getrennt nach unterschiedlichen Kommunikationskanälen, bei der auch die Gleichzeitigkeit von fehlenden Messwerten in einzelnen Ortsnetzbereichen berücksichtigt wird. Selbige Analysen erfolgen für minütlich übertragene Leistungsmesswerte einzelner Abgänge unterschiedlicher Ortsnetzstationen aus dem Netzgebiet der SHN. Im Hinblick auf die möglichen Auswirkungen eines Ausfalls der Prozesskette erfolgt eine Abschätzung der bedingten Wahrscheinlichkeit für einen Netzengpass bei gleichzeitiger Nichtverfügbarkeit der Prozesskette, da nur ein gleichzeitiges Auftreten zu Ausfällen bzw. der Nichtversorgung von Kunden führt [1].

Basierend auf den ermittelten Zuverlässigkeitskennzahlen erfolgt die Ableitung erforderlicher Redundanzen hinsichtlich einer Überdimensionierung der Leistungsreduktionen sowie der zu erfassenden Messwerte. Insbesondere bei den Messwerten ist deren Nichtverfügbarkeit und entsprechende Redundanz bisher nur bedingt in den Empfehlungen des FNN berücksichtigt [2]. Des Weiteren erfolgt eine Betrachtung von Fallback-Strategien bspw. für Common-Mode-Fehler. Für die Fallback-Strategien werden die systemischen Auswirkungen u.a. für den Fall einer proaktiven Leistungsreduktion aller SteuVE abgeschätzt.

### **3 Ergebnisse**

In den folgenden Unterkapiteln werden die Ergebnisse der Analyse der Messwerte aus den iMSys sowie der digiONS vorgestellt. Darauf aufbauend erfolgt in Kapitel 3.3 die Ableitung der Zuverlässigkeit der Gesamtprozesskette und anschließend in Kapitel 3.4 die Entwicklung von Redundanzanforderungen sowie in Kapitel 3.5 die Abschätzung der Auswirkungen von Fallbacklösungen auf das Gesamtsystem.

#### **3.1 Analyse der iMSys-Messwerte**

Für die netzorientierte Steuerung ist die Einbindung von minütlich übertragenen Netzzustandsdaten aus intelligenten Messsystemen erforderlich [2]. Diese werden auch als Tarifierungsdaten (TAF10) bezeichnet und müssen durch den Netzbetreiber beim Messstellenbetreiber bestellt werden. In Abhängigkeit von der Netztopologie sowie davon, ob und welche Messwerte in den Ortsnetzstationen erfasst werden, sind für eine netzorientierte Steuerung TAF10 Werte von 5 % bis 70 % der Anschlussknoten des Netzes erforderlich. Die kommunikationstechnische Anbindung der intelligenten Messsysteme liegt dabei in der Verantwortung des Messstellenbetreibers.

Zur Ableitung der Zuverlässigkeitskenngrößen von TAF10 Messwerten werden anonymisierte, minütliche TAF10 Messwerte von ca. 300 Netzkunden der SHN analysiert. Für die jeweiligen Kunden liegen Werte über einen Zeitraum von mindestens einem Jahr vor und die iMSys sind zum Großteil (ca. 80 %) über LTE angebunden. Weitere iMSys kommunizieren über Powerline-Kommunikation (PLC) (ca. 10 %). Die kommunikationstechnische Anbindung der restlichen iMSys (ca. 10 %) ist unbekannt.

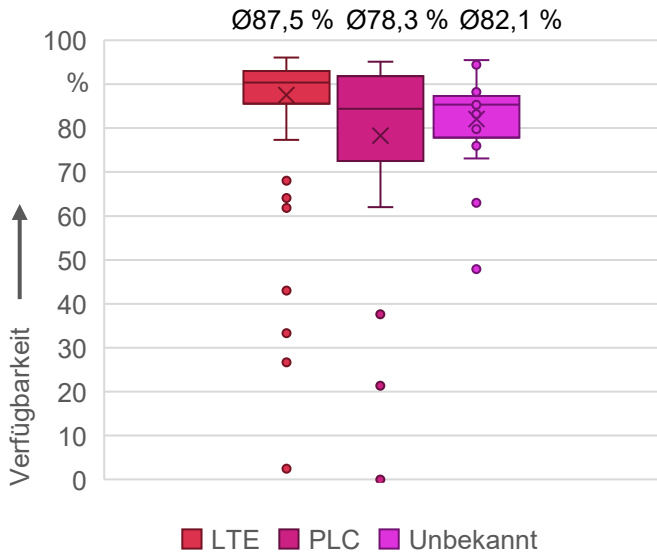


Abbildung 2 Verfügbarkeit von TAF10 Messwerten

In Abbildung 2 ist die Verfügbarkeit der TAF10 Messwerte, getrennt nach kommunikationstechnischer Anbindung der iMSys, in Box-Plots dargestellt. Es ist erkennbar, dass es sowohl bei LTE- als auch bei PLC-Anbindung einzelne Ausreißer gibt. Die Verfügbarkeit der Messwerte der entsprechenden iMSys liegt teilweise bei unter 5 %. Die Streuung der Verfügbarkeit der per LTE angebotenen iMSys ist etwas geringer als bei PLC-Anbindung und die durchschnittliche Verfügbarkeit mit 87,5 % höher als 78,3 %.

Im Verlauf der Auswertung ist aufgefallen, dass es mehrere Zeitpunkte gibt, zu denen von keinem der über 300 iMSys Messwerte vorliegen. Ein stochastisch unabhängiger Einzelausfall von allen iMSys ist statistisch „quasi unmöglich“, sodass ein Common-Mode-Fehler nahe liegt. Da die iMSys in unterschiedlichen Niederspannungsnetzen installiert sind, ist ein LTE-Funkzellenausfall auszuschließen und als Fehlerquelle für einen Common-Mode-Ausfall kommen lediglich aktiver Externer Marktteilnehmer (aEMT)- oder GWA-System in Frage (vgl. Abbildung 1). Der aEMT ermöglicht u.a. den VNB den Zugriff auf Messdaten der iMSys sowie die Steuerung von SteuVE über die iMSys. Die Analyse der Zeitpunkte ergibt, dass die Wahrscheinlichkeit für den Common-Mode-Fehler mit 3,7 % sehr hoch ist. Teilweise sind über Zeiträume von mehreren Stunden keinerlei TAF10 Messwerte verfügbar. Damit ergibt sich für aEMT- und GWA-System eine Verfügbarkeit von 96,3 % und die durchschnittliche Verfügbarkeit für ein iMSys mit LTE-Modem sowie dem zugehörigen LTE-Kommunikationskanal liegt bei 90,8 % ( $\frac{87,5\%}{96,3\%} = 90,8\%$ ).

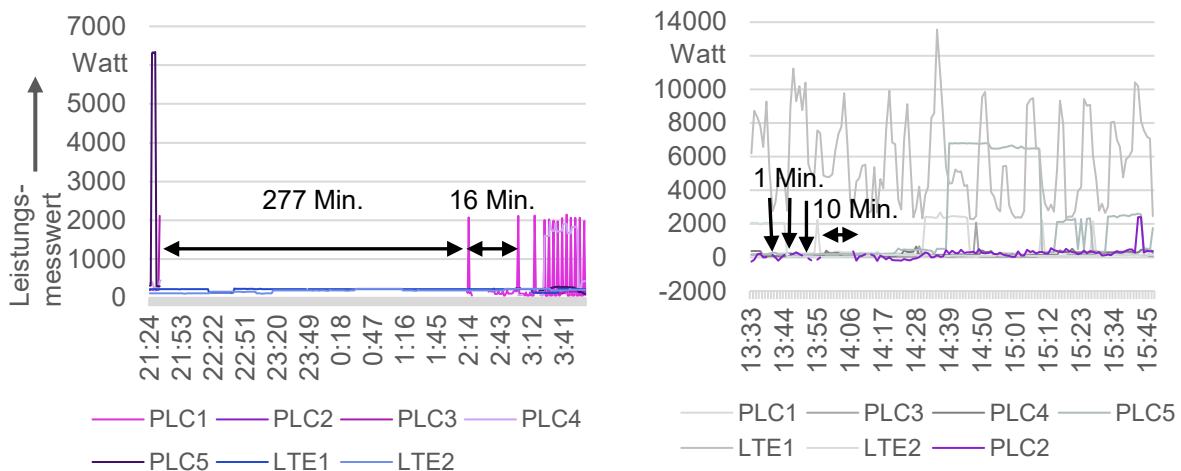


Abbildung 3 Messwerte von per LTE und PLC angebotenen iMSys aus einem Niederspannungsnetz

In Abbildung 3 sind die zeitlichen Verläufe der minütlich TAF10 Messwerte von sieben iMSys aus einem Niederspannungsnetz für einen ausgewählten Zeitraum dargestellt. Von den sieben iMSys sind fünf Geräte per PLC und zwei Geräte per LTE angebotenen. Im linken Diagramm ist erkennbar, dass die Messwerte der per LTE angebotenen iMSys über den gesamten

dargestellten Zeitbereich verfügbar sind, wohingegen die Messwerte aller per PLC angebotenen Geräte für eine Zeitspanne von 277 bzw. 16 Minuten nicht verfügbar sind. Dies deutet auf einen Common-Mode-Fehler bei der PLC-Anbindung hin, da der stochastisch unabhängige Einzelausfall sehr unwahrscheinlich ist (vgl. Formel 1), insbesondere über 277 Minuten am Stück.

$$P_{iMSysPLC1}(A) \cdot P_{iMSysPLC2}(A) \cdot P_{iMSysPLC3}(A) \cdot P_{iMSysPLC4}(A) \cdot P_{iMSysPLC5}(A) = 0,023 \% \quad 1$$

Auf der rechten Seite der Abbildung 3 sind die Messwerte aus dem Niederspannungsnetz für einen weiteren Zeitbereich dargestellt. Bis auf einzelne kurze Ausfälle eines per PLC angebotenen iMSys (PLC2) sind alle Messwerte verfügbar. Dies deutet auf stochastische Einfachausfälle einzelner per PLC angebotener iMSys.

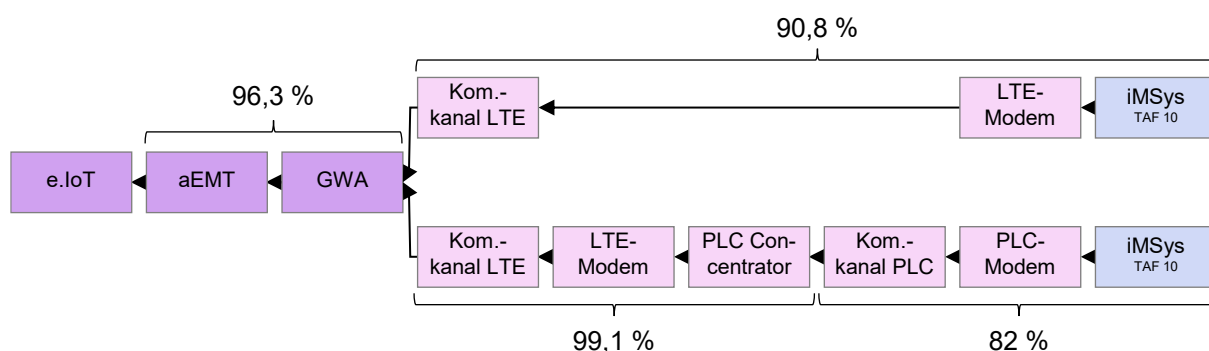


Abbildung 4 Komponenten und Verfügbarkeiten der iMSys-Anbindung

Die basierend auf den Messwerten ermittelten Verfügbarkeiten sowie die erforderlichen Komponenten und Systeme zur Einbindung von iMSys per LTE bzw. PLC sind in Abbildung 4 dargestellt. Im linken Teil sind aEMT und GWA abgebildet, die eine Verfügbarkeit von 96,3 % aufweisen (vgl. Wahrscheinlichkeit Common-Mode-Ausfall aller iMSys Messwerte von 3,7 %). Im unteren rechten Bereich ist die Anbindung eines iMSys per PLC dargestellt. Es wird deutlich, dass die Datenkommunikation aller iMSys eines Netzgebietes über einen PLC-Concentrator (üblicherweise in der Ortsnetzstation) erfasst und anschließend per LTE-Modem weitergeleitet wird. Der Common-Mode-Ausfall aller per PLC angebotenen iMSys in einem Niederspannungsnetz muss aus einem Fehler des Concentrators, des LTE-Modems oder des LTE-Kommunikationskanals resultieren. Aus der Auswertung der Messwerte ergibt sich eine Verfügbarkeit von 99,1 % für diese Komponenten. Für ein einzelnes iMSys mit PLC-Modem und PLC-Kommunikationskanal ergibt sich damit eine durchschnittliche Verfügbarkeit von ca. 82 %, für ein per LTE angebotenes iMSys die bereits oben ermittelte Verfügbarkeit von 90,8 %. Die Ableitung von Verfügbarkeitswerten auf Ebene der einzelnen Komponenten ist auf Basis der vorliegenden Messwerte nicht möglich, da nicht unterschieden werden kann, ob das iMSys bzw. das Modem nicht verfügbar war oder eine Nichtverfügbarkeit des LTE-Kommunikationskanals bspw. durch fehlende Netzabdeckung vorlag.

### 3.2 Analyse der Messwerte von Ortsnetzstationen

Neben den Netzzustandsdaten aus iMSys bieten Messwerte aus den Ortsnetzstationen einen großen Mehrwert für die Zustandsschätzung und reduzieren den Bedarf an TAF10 Daten. Einen besonderen Mehrwert bietet dabei die Erfassung der Messwerte für die einzelnen Niederspannungsabgänge [2] [3].

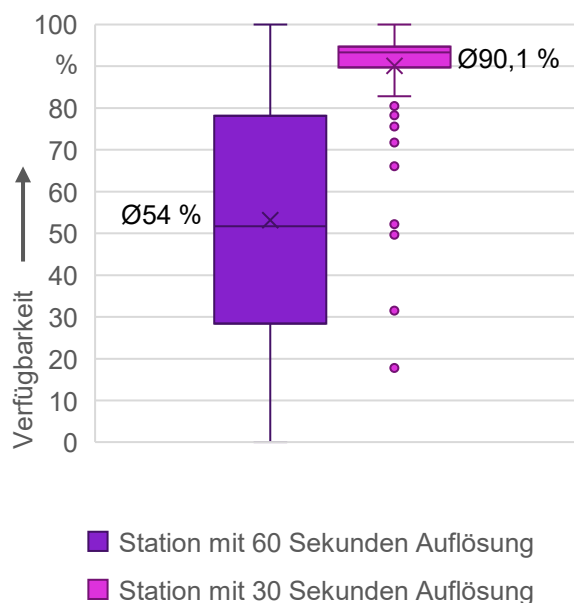


Abbildung 5 Verfügbarkeit von Messwerten aus Ortsnetzstationen

Verfügbarkeit beträgt lediglich 54 %, wohingegen bei den Stationen mit 30-sekündlichem Übertragungsintervall, bis auf wenige Ausreißer, sehr hohe Verfügbarkeiten beobachtet werden können. Die durchschnittliche Verfügbarkeit der Messwerte dieser Stationen liegt bei knapp über 90 %. Bei vielen Stationen mit minütlicher Auflösung fehlen Messwerte über Zeitbereiche von teilweise mehreren Monaten, was zu den niedrigen Verfügbarkeitswerten führt. Die Gründe für diese Aussetzer sind Gegenstand weiterer Analysen. Im Folgenden wird der Verfügbarkeitswert von 90,1 % über Stationsmesswerte herangezogen.

Im Rahmen der Datenanalyse wurden Messwerte von ca. 500 Ortsnetzstationen der SHN mit entsprechender Mess- und Fernwirktechnik ausgewertet. Dabei wurden je Station die Messwerte einer Messgröße bspw. der Transformatorleistung über einen Zeitraum von möglichst einem Jahr ausgewertet. Die Stationen sind kommunikationstechnisch per LTE angebunden.

Die resultierenden Verfügbarkeiten der Messwerte sind in Abbildung 5 dargestellt. Es ist erkennbar, dass ein Teil der Stationen (ca. 70 %) Messwerte mit einer 60-sekündlichen Auflösung übertragen, während von anderen Stationen alle 30 Sekunden ein Messwert übertragen wird. Die Verfügbarkeit der Messwerte aus Stationen mit minütlicher Übertragung streuen sehr stark und die mittlere

### 3.3 Verfügbarkeiten der Gesamtprozesskette

Die aus Abbildung 1 bekannte Gesamtprozesskette für die netzorientierte Steuerung nach §14a ist in Abbildung 6 erneut dargestellt. Dabei sind die Ergebnisse der Analyse der Messwerte aus iMSys und Ortsnetzstationen (vgl. Kapitel 3.1 und 3.2) im oberen Abschnitt für die Beobachtbarkeit ergänzt.

Auch für die „e.IoT“, eine Azure-Cloud basierte Datenbank bzw. Schnittstelle für die Messdaten, die cloudbasierte „Grid Monitoring“-Anwendung zur Netzzustandsschätzung und Auswahl der anzusteuernenden SteuVE sowie für das dafür erforderliche Intelligent Grid Platform (IGP) Daten Modell ist die Ableitung von Verfügbarkeiten erforderlich. Die Verfügbarkeiten von e.IoT und „Grid Monitoring“ werden im Rahmen dieser Veröffentlichung nicht weiter analysiert, sondern die über SLAs zugesicherte Verfügbarkeit von jeweils 99,5 % angenommen. Die Verfügbarkeit der IGP Daten ist mit 100 % angegeben, da eine Nichtverfügbarkeit des Datenmodells bereits im Verfügbarkeitswert für die „Grid Monitoring“-Anwendung berücksichtigt ist. Die explizite gesonderte Darstellung erfolgt hier im Hinblick auf Vollständigkeit und Verständlichkeit.

Neben einer Beobachtbarkeit der Netze zur Erkennung von Netzengpässen ist auch die Prozesskette für die Steuerung der SteuVE zu betrachten. Da jedoch erst seit kurzer Zeit einzelne SteuVE im Rahmen eines Pilotprojektes angesteuert werden, ist hier noch keine

Ermittlung von Verfügbarkeiten auf Basis realer Messwerte bzw. Ergebnisse möglich, weshalb eine Abschätzung erforderlich ist.

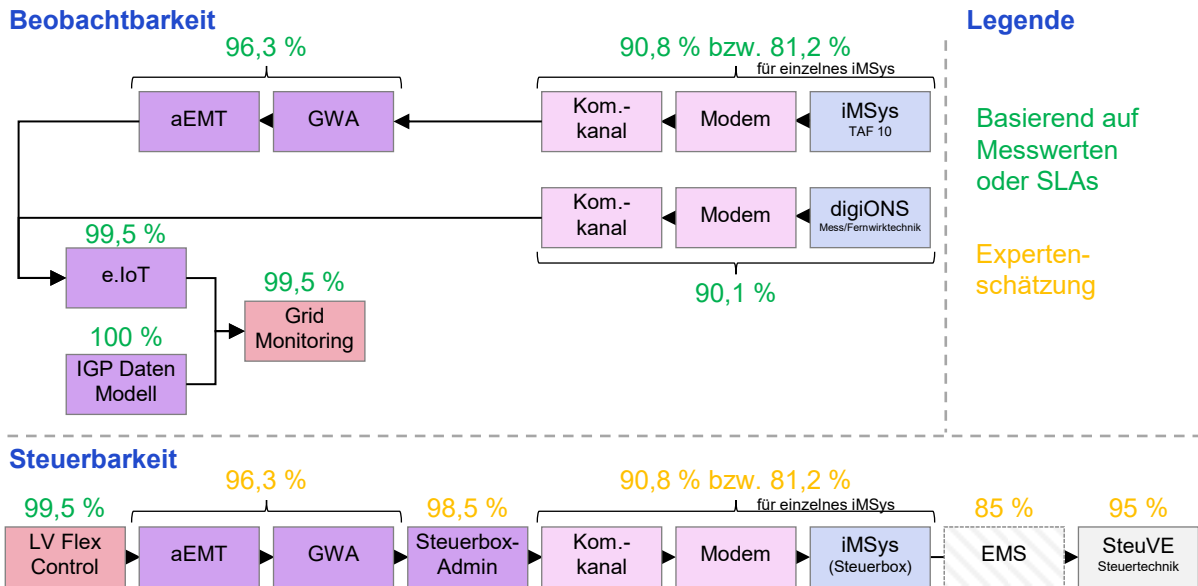


Abbildung 6 Prozessübersicht mit Verfügbarkeiten

Am Anfang der Prozesskette für die Steuerbarkeit steht die „LV Flex Control“-Anwendung. Deren Aufgabe ist die Plausibilisierung der im Grid Monitoring ermittelten abzuregelnden SteuVE und Weitergabe der entsprechenden Befehle an den aEMT. Die Verfügbarkeit der „LV Flex Control“-Anwendung wird basierend auf den SLAs mit 99,5 % angenommen. Für die folgenden aEMT- und GWA-Systeme liegen SLAs vor, die eine Gesamtverfügbarkeit von 98,4 % angeben. Da die Analyse der Messwerte im Kontext der Beobachtbarkeit (vgl. Kapitel 3.1) Verfügbarkeiten von lediglich 96,3 % für diese Systeme ergeben hat, werden diese im Sinne einer Worst-Case-Abschätzung auch für die Steuerbarkeit angenommen. Für das Steuerbox-Admin-System liegen noch keine näheren Informationen vor, sodass eine Abschätzung der Verfügbarkeit auf Basis der SLA-Werte des aEMT-Systems mit 98,5 % erfolgt.

Zur Übertragung der Befehle an die Steuerboxen bzw. das jeweilige iMSys werden, analog zur Messwertübertragung, die LTE- und PLC-Anbindungswege genutzt. Deshalb werden hier die basierend auf realen Messwerten ermittelten Verfügbarkeiten von 90,8 % (LTE-Anbindung) bzw. 81,2 % (PLC-Anbindung) als Expertenschätzwerte angesetzt.

An die Steuerbox des iMSys werden die SteuVE entweder direkt oder über ein zwischengeschaltetes EMS angebunden. Die entsprechenden Systeme befinden sich im Eigentum und Besitz des jeweiligen Netzkunden. Eventuelle Fehlparametrierungen des EMS können zu einer unzureichenden bzw. zu einem Ausbleiben einer Leistungsreduktion führen. Hierfür existieren bisher keine Daten und Erfahrungswerte, sodass die Verfügbarkeit mit 85 % abgeschätzt wird. Auch bei der eigentlichen SteuVE selbst kann es zu Nichtverfügbarkeiten im Kontext der Steuerbarkeit kommen, die bspw. aus fehlerhaften EVU-Kontakten am Gerät oder aus einem fehlerhaften bzw. unvollständigen Anschluss resultieren. Die entsprechende Verfügbarkeit wird auf 95 % geschätzt. Aktuell erfolgt nur bei knapp 20 % der §14a Netzkunden der SHN eine Anbindung über ein EMS. Zukünftig ist jedoch mit einem steigenden Anteil zu rechnen. Die Anbindung der SteuVE erfolgt in ca. zwei Drittel der Fälle per Relaissteuerung und in ca. einem Drittel der Fälle per EEBUS. Da es mittlerweile eine

Empfehlung für die Dokumentation entsprechender Leistungsreduktionen u.a. auf Ebene des Messstellenbetreibers gibt, ist zukünftig mit einer besseren Datenverfügbarkeit und der Möglichkeit der Ableitung belastbarer Zuverlässigkeitskenngrößen zu rechnen [4].

Bei den in Abbildung 6 dargestellten Komponenten und Verfügbarkeiten müssen unterschiedliche Fälle differenziert werden. So führt die Nichtverfügbarkeit zentraler Systeme und Anwendungen wie bspw. GWA, aEMT, e.IoT, Grid Monitoring oder LV Flex Control dazu, dass in keinem Niederspannungsnetz eine Beobachtbarkeit oder Steuerung möglich ist. Die Nichtverfügbarkeit einzelner iMSys bzw. Stationen hingegen resultiert nur in Einschränkungen der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit in einzelnen Netzen. Darüber hinaus ist eine Nichtverfügbarkeit insbesondere dann kritisch, wenn diese mit einer kritischen, also engpassbehafteten, Netzsituation zusammenfällt [1]. Dementsprechend sind die bedingten Wahrscheinlichkeiten zu ermitteln. Im Folgenden wird dies exemplarisch für ein beispielhaftes Ortsnetz mit 80 Anschlussknoten aufgezeigt.

Das exemplarische strahlenförmige Netz verfügt über Abgangsmessungen in der Ortsnetzstation, sodass zusätzlich minütliche TAF10 Messwerte von lediglich 15 % der Anschlussknoten erforderlich sind, was zwölf iMSys entspricht. Hierbei wird von einer Anbindung der iMSys über LTE ausgegangen.

Die Wahrscheinlichkeit für eine Beobachtbarkeit des Netzes ergibt sich entsprechend Formel 2 zu 29,9 % bzw. die Nichtverfügbarkeit  $P_{Beo}(A)$  zu 70,1 % (6137 h/a).

$$P_{Beo}(B) = P_{GridMon}(B) \cdot P_{eIoT}(B) \cdot P_{\frac{aEMT}{GWA}}(B) \cdot P_{LTE_{iMSys}}(B)^{12} = 99,5 \% \cdot 99,5 \% \cdot 96,3 \% \cdot (90,8 \%)^{12} = 29,9 \% \quad 2$$

Dieser geringe Verfügbarkeitswert resultiert maßgeblich aus der geringen Wahrscheinlichkeit für die gleichzeitige Verfügbarkeit von zwölf iMSys-Messwerten in dem Netz. Im Unterkapitel 3.4 wird untersucht, wie dieser Wert durch eine Redundanz in Form zusätzlicher iMSys gesteigert werden kann.

Darüber hinaus muss berücksichtigt werden, dass nicht jederzeit eine Engpasssituation in dem Netz vorliegt. Es wird netzbetreiberseitig mit ca. 40 engpassbehafteten Stunden pro Jahr in dem Netz gerechnet, sodass sich eine Engpasswahrscheinlichkeit von  $P(E) = \frac{40 h}{8760 h} = 0,46 \%$  ergibt. Unter der Annahme, dass keine stochastische Abhängigkeit zwischen Nichtverfügbarkeiten und Netzengpässen existiert, liegt die Wahrscheinlichkeit, dass das Netz während eines Engpasses nicht beobachtbar ist, bei  $P = P(E) \cdot (1 - P_{Beo}(B)) = 0,32 \%$ . Dieser geringe Wert resultiert insbesondere aus der sehr geringen Wahrscheinlichkeit für Netzengpässe. Analog kann eine Verfügbarkeit der Steuerbarkeit berechnet werden, die sich bei sechs über LTE angebundene SteuVE ohne EMS zu 38,9 % ergeben würde. Die Wahrscheinlichkeit für eine nicht vollständige Verfügbarkeit der Steuerung liegt im Falle eines Netzengpasses bei 0,28 %. Um die Nichtverfügbarkeiten zu reduzieren, soll nachfolgend der Einfluss von Redundanzen analysiert werden.

### 3.4 Erhöhung der Zuverlässigkeit durch Redundanz

Im vorherigen Unterkapitel wurde aufgezeigt, dass die Wahrscheinlichkeit für die gleichzeitige Verfügbarkeit der TAF10 Messwerte von zwölf iMSys in einem Ortsnetz mit ca. 30 % recht gering ist. Wenn man statt von den erforderlichen zwölf iMSys die TAF10 Werte von 13

Geräten bestellen würde, erhöht sich die Wahrscheinlichkeit, dass mindestens zwölf Messwerte verfügbar sind, auf 63 %. Somit würde sich durch die Redundanz der Messwerte eines zusätzlichen iMSys die Wahrscheinlichkeit für eine Nichtbeobachtbarkeit des Netzes im Falle eines Engpasses fast halbieren (0,17 % vs. 0,32 %).

In Abbildung 7 ist die kumulierte Wahrscheinlichkeit für die Verfügbarkeit eines gewissen Anteils an TAF10 Messwerten für unterschiedliche Netze, ermittelt auf Basis realer Messwerte, dargestellt. Es ist erkennbar, dass die Wahrscheinlichkeit für die Verfügbarkeit aller Messwerte in einem Netz (100 %) je nach Netz zwischen 10 % und 90 % liegt.

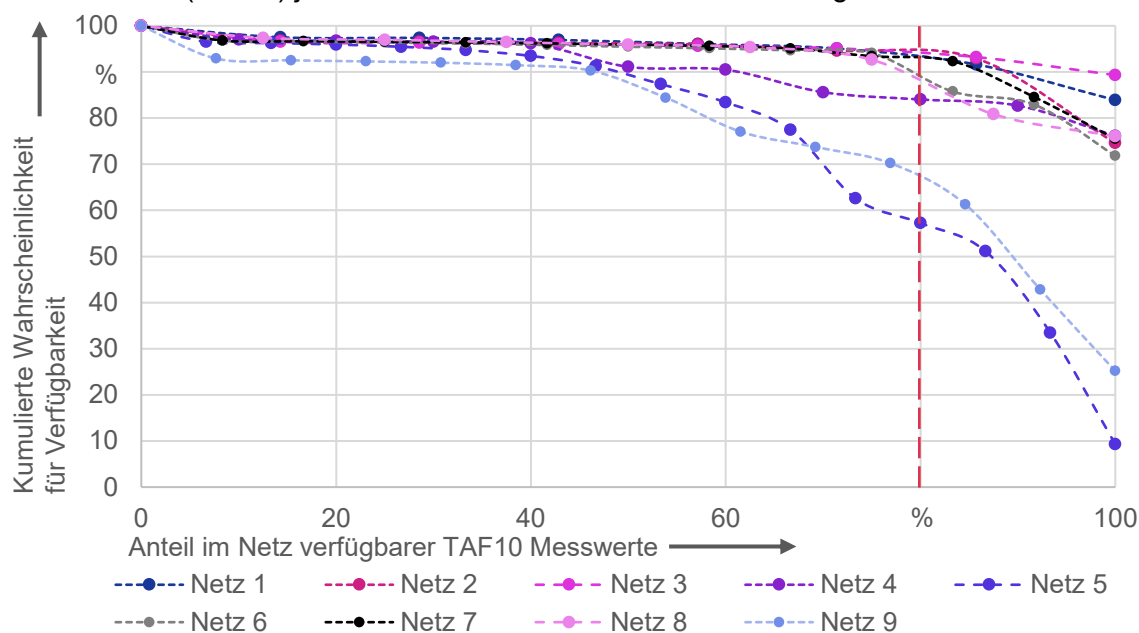


Abbildung 7 Kumulierte Wahrscheinlichkeiten für Verfügbarkeit in Abhängigkeit des Anteils an Messwerten

Die stark unterschiedlichen Werte hängen im Wesentlichen von der absoluten Anzahl an iMSys in den einzelnen Netzen ab. Je mehr iMSys in einem Netz vorhanden sind, desto unwahrscheinlicher ist es, dass die Messwerte von allen Geräten verfügbar sind. So sind in den Netzen 5 und 9 15 bzw. 13 iMSys enthalten. In den anderen Netzen mit weniger iMSys liegt die Wahrscheinlichkeit für eine vollständige Verfügbarkeit wesentlich höher. Neben der absoluten Anzahl hat aber auch die Verfügbarkeit der einzelnen Messwerte einen Einfluss. Wie bereits in Unterkapitel 3.1 in Abbildung 2 aufgezeigt, unterliegen die Verfügbarkeiten einzelner iMSys einer starken Streuung und sind auch von der kommunikationstechnischen Anbindung abhängig. Wie in Abbildung 7 mit der roten Linie angedeutet, könnte eine Redundanz von 20 Prozentpunkten hinsichtlich der TAF10 Messwerte die Verfügbarkeit deutlich erhöhen.

Selbiges gilt in Bezug auf die SteuVE. Hier kann durch eine höhere Leistungsreduzierung als eigentlich zur Engpassbehebung erforderlich eine Redundanz erzielt werden. Auch bei einer Nichtverfügbarkeit einzelner iMSys bzw. SteuVE kann damit die Nichtverfügbarkeit der Steuerbarkeit aus Sicht des Gesamtnetzes signifikant reduziert werden.

Kritisch ist der Ausfall der Messtechnik bzw. Kommunikationstechnik in Ortsnetzstationen. Diese Messwerte haben eine besonders hohe Bedeutung für die Netzzustandsschätzung und eine teilweise Redundanz ist nur aufwendig über eine zweite Kommunikationsstrecke realisierbar.

### 3.5 Fallbacklösungen und systemische Rückwirkungen

Wie im vorherigen Unterkapitel aufgezeigt, kann die Verfügbarkeit durch Redundanzen im Bereich der TAF10 Messwerte bzw. größere Leistungsreduktionen bei den SteuVE erhöht werden. Dies hilft jedoch nicht beim Ausfall zentraler Systeme wie dem Grid Monitoring. Ein entsprechender Ausfall könnte dazu führen, dass in keinem der potenziell engpassbehafteten Netze eine Zustandsschätzung zur Engpasserkennung mehr möglich wäre. Eine mögliche Fallbacklösung wäre die proaktive Leistungsreduktion der SteuVE in allen Niederspannungsnetzen mit netzorientierter Steuerung. Bei SHN wird perspektivisch von ca. 3.500 Ortsnetzen ausgegangen, in denen bezugsseitig eine netzorientierte Steuerung sinnvoll sein könnte. Bei einer Schätzung von sechs bis zehn SteuVE pro Netz und einer mittleren Leistung von knapp über 11 kW pro SteuVE würde dies im Worst-Case zu einer Leistungsreduktion von bis zu 145 bzw. 245 MW führen. Dies wäre im Hinblick auf die systemischen Auswirkungen wie bspw. die Leistungsfrequenzregelung noch kompensierbar. Bei größeren Netzbetreibern oder bei einer Nutzung der Anwendung durch mehrere Netzbetreiber in einer identischen Azure-Cloud-Umgebung könnten jedoch größere Auswirkungen durch eine solche Fallbacklösung resultieren. Hier ist u.a. zu prüfen, ob nicht bspw. durch einen Abgleich mit in der Vergangenheit engpassbehafteten Zeitpunkten eine präventive Leistungsreduktion als Fallbacklösung zu anderen Zeiten vermeidbar wäre.

## 4 Zusammenfassung und Ausblick

Die Untersuchungen haben aufgezeigt, dass die Verfügbarkeit der netzorientierten Steuerung hinsichtlich der Gesamtprozesskette recht niedrig ist. Es konnte gezeigt werden, dass durch Redundanzen im Bereich der Messtechnik und einer Erhöhung der Leistungsreduktion eine deutliche Erhöhung der Verfügbarkeit möglich ist. Insbesondere wird aber auch die Komplexität der Prozesskette deutlich, die nicht vollständig im Verantwortungsbereich des Netzbetreibers liegt. In Bezug auf den eingebundenen Messstellenbetreiber muss berücksichtigt werden, dass durch wettbewerbliche Messstellenbetreiber potenziell eine Vielzahl von Akteuren mit ggf. unterschiedlichen Systemen eingebunden werden muss. Insbesondere auch die SteuVE selbst und ein ggf. durch die Netzkunden vorgeschaltetes EMS liegen nicht im Verantwortungs- und Einflussbereich des VNB. Hier gilt es, zukünftig durch Steuerbarkeitstests eine Datenbasis zur Ermittlung belastbarer Zuverlässigkeitskenngrößen zu erhalten. Dies ist erforderlich, damit im Falle eines Engpasses die netzorientierte Steuerung nach §14a auch tatsächlich funktioniert und es nicht zu Versorgungsunterbrechungen von Kunden kommt.

## 5 Referenzen

- [1] Schacht, Daniel et. al., "Selection of relevant Failure Modes and System States for the Evaluation of Reliability in Distribution Grids Depending on ICT", CIRED 2016, Helsinki
- [2] VDE FNN, "Standardisiertes Vorgehen für die Durchführung der Netzzustandsermittlung auf Basis von Echtzeit-Messwerten in der Niederspannung zur Einhaltung von Mindestanforderungen an deren Sensitivität und Spezifität", 2025
- [3] F. Tischbein et. al. „Development of Strategies for the Smartification of Low-Voltage Grids,“ in *ETG Congress 2023*, Kassel, 2023
- [4] VDE FNN, „Möglichkeiten zur Dokumentation der technischen Umsetzung eines Befehls durch eine steuerbare Verbrauchseinrichtung oder ein Energie-Management-System“, 2024