

# SMART GRID = CONNECTED GRID

KOMMUNIKATIONS-  
TECHNOLOGIEN ALS  
GRUNDLAGE DES  
SMART GRID





# MANAGEMENT SUMMARY

**Der starke Ausbau von erneuerbaren Energien und die Klimaziele Deutschlands und der Europäischen Union stellen das Energieversorgungssystem vor neue Herausforderungen. Die Kernherausforderung dabei ist, die volatile Erzeugung und Last aneinander anzupassen. Das Smart Grid und die dadurch erschließbare Flexibilität im Verteilnetz wird hierbei eine zentrale Rolle spielen.**

Welche Flexibilität sinnvoll nutzbar ist und welche Geschäftsmodelle und Erlösmöglichkeiten sich damit verbinden lassen, ist ein weites Feld und wird in der aktuellen Industrie- und Forschungslandschaft intensiv diskutiert.

Alle Ideen und Ansätze haben eine wichtige Grundlage gemeinsam: die informationstechnische Erschließung des Netzes mit seinen Erzeugern und Verbrauchern. Die durch neue Sensorik und Aktorik gewonnenen Daten müssen jedoch übertragen und nutzbar gemacht werden. Kommunikationskonzepte sind in der Hochspannung schon vorhanden, allerdings müssen diese auf die Anforderungen und auf die deutlich größere Anzahl an Geräten in den unteren Spannungsebenen angepasst werden.

Dabei spielen viele Faktoren eine wichtige Rolle, z.B. das deterministische Verhalten, die Datenrate, Schwarzfallfähigkeit oder die Echtzeitfähigkeit. Da es sich beim Stromversorgungsnetz um eine kritische Infrastruktur handelt, muss bei der Übermittlung von Daten zudem ein besonderes Augenmerk auf die Datensicherheit gelegt werden.

Dieses Whitepaper beschäftigt sich mit den Möglichkeiten, eine Kommunikationsinfrastruktur für Smart Grids zu konzeptionieren und zu etablieren. Dabei werden bestehende Konzepte erklärt und beleuchtet. Weiterhin werden die verfügbaren Technologien auf ihre Tauglichkeit für die verschiedenen Anwendungsbereiche, Verfügbarkeit, Kosten, etc. hin überprüft und die Ergebnisse diskutiert.

Darüberhinaus werden Beispiele aus bereits umgesetzten Lösungen erläutert. Dabei ist der Fokus auf der Frage, welche Kriterien ausschlaggebend sind, sich für die richtige Technologie unter verschiedenen Umständen zu entscheiden. Ein wichtiger Teil bei der Konzeptionierung ist die Frage danach, wer die Infrastruktur besitzt und betreibt. Lohnt es sich, diese von Grund auf selber aufzubauen oder greift man auf bestehende Infrastruktur und erfahrene Firmen in diesem Gebiet zurück?

Im letzten Kapitel wird ein Ansatz beschrieben, der erläutert, welche Schritte sinnvoll unternommen werden müssen, um ein Projekt von der ersten Idee über ein Konzept bis hin zur Umsetzung zu bringen.

**STARKE PARTNERSCHAFTEN  
SIND NOTWENDIG, UM DIE  
KOMPLEXITÄT UND AUSWIRKUNGEN  
DER STRATEGISCHEN UND  
TECHNISCHEN ENTSCHEIDUNGEN  
ERFOLGREICH ZU ÜBERWINDEN.**

# INHALT

<b>1. PARADIGMENWECHSEL IN DER ENERGIEVERSORGUNG</b>	<b>5</b>
Der Energiefluss im Wandel	5
Flexibilität im Verteilnetz wird zu einer Kernherausforderung der nächsten Jahre	6
Neue Möglichkeiten in einem flexiblen Markt	7
<b>2. SMART GRIDS – SMART TECHNOLOGIES</b>	<b>8</b>
Möglichkeiten durch Smart Grids	8
Die neue Marktrolle des Flexibilitätsmanagers	10
<b>3. DIE KOMMUNIKATION ALS GRUNDLAGE DES SMART GRID</b>	<b>12</b>
Anforderungen an die Kommunikation in einem Smart Grid	12
Telekommunikationskonzept im Smart Grid	14
Governance und Ownership	16
Cybersecurity und Privacy	17
Verfügbare Technologien und Standards	19
Bestehende Umsetzungskonzepte und -beispiele	22
<b>4. VON DER IDEE ZUR UMSETZUNG</b>	<b>24</b>
Das Smart Grid Architecture Model	24
Vorgehensweise	25
<b>UNTERSTÜTZUNGSLEISTUNGEN</b>	<b>28</b>
<b>LITERATUR</b>	<b>30</b>
<b>ANSPRECHPARTNER</b>	<b>31</b>



# 1. PARADIGMEN-WECHSEL IN DER ENERGIEVERSORGUNG

---

**Durch den forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien und den gleichzeitigen Ausstieg aus der Atomkraft steht die Energieversorgung in Deutschland vor großen Herausforderungen. Gerade die Elektrizitätsversorgung wandelt sich von einer zentral - mit wenigen großen Kraftwerken – hin zu einer verteilt - mit vielen kleinen bis mittleren Kraftwerken – erzeugten Energie. Hinzu kommt, dass in Deutschland die Ressourcen regelbarer erneuerbarer Energien, wie Wasser und Geothermie, eingeschränkt sind, sodass sich die Energiewende vornehmlich auf die fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen Sonne und Wind stützt. Durch den immer größer werdenden Anteil an volatiler Erzeugung wird es deshalb zunehmend schwieriger den Verbrauch und die Erzeugung in Einklang zu bringen. Des Weiteren steigen auch die Anforderungen an die Netzbetreiber einen sicheren Netzbetrieb durchgehend zu gewährleisten.**

---

## **DER ENERGIEFLUSS IM WANDEL**

Die klassische Energieversorgung hat sich in den letzten zehn Jahren stark gewandelt. Der Fluss an Energie von den Erzeugern zu den Verbrauchern ist weitaus komplexer geworden, gekennzeichnet durch eine viel höhere Anzahl an Akteuren. Die klassische Form der Energieerzeugung und Verteilung hat einen eindeutigen Energiefluss. Die Energie wird von großen, zentralen Kraftwerken produziert, auf eine hohe Spannungsebene transformiert und zu großen Lastzentren transportiert. Dort wird sie umgespannt und in den Verteilnetzen zu den Endverbrauchern gebracht. Durch den enormen Anstieg an dezentralen Erzeugungseinheiten (DER) auf der Mittel- und Niederspannungsebene hat sich dieses Bild jedoch gewandelt. Die Erzeugungskapazitäten sind nun zu einem großen Teil im Verteilnetz integriert und der Energiefluss ist vielfältiger geworden.

Durch die hohe Erzeugung in den niedrigeren Spannungsebenen wird nun sehr oft Energie aus den Verteilnetzen in die Übertragungsnetze gespeist. Dies führt zu Herausforderungen in der Netzinfrastruktur und erfordert eine Anpassung des klassischen Versorgungssystems auf ein dynamisches und dezentrales Modell. Diese Anpassungen beinhalten sowohl technische Komponenten, um eine sichere und nachhaltige Integration einer großen Anzahl an verteilten Erzeugern zu gewährleisten, als auch politische, marktregulatorische und gesetzliche Anpassungen, um eine Integration in einen zu großen Teilen regulierten Markt zu ermöglichen. Doch nicht nur die Erzeugung hat sich verändert, sondern auch die Verbraucher. Viele Verbraucher sind heutzutage selbst Erzeuger (sog. Prosumer) und durch die Weiterentwicklung der modernen digitalen Kommunikation können sich Verbraucher nun auch vermehrt am Markt beteiligen.

## FLEXIBILITÄT IM VERTEILNETZ WIRD ZU EINER KERNHERAUSFORDERUNG DER NÄCHSTEN JAHRE

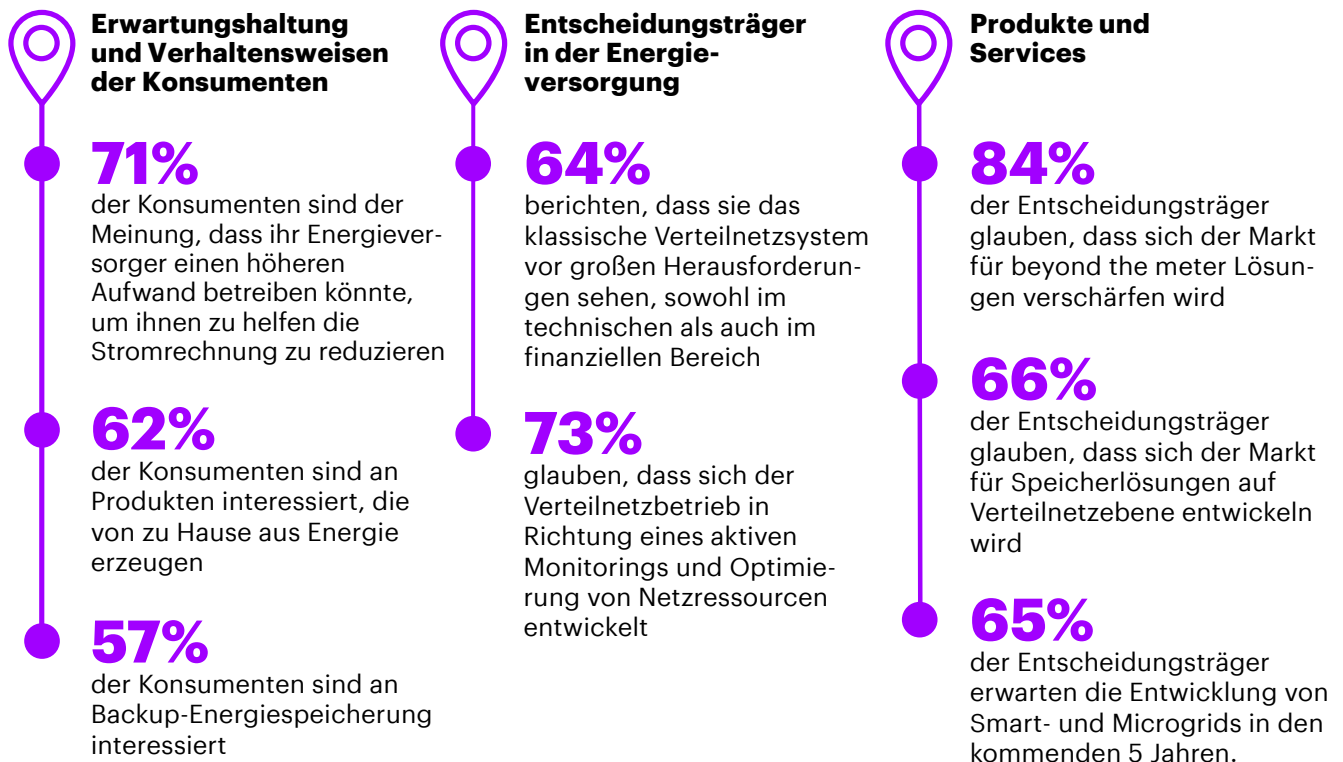
Accenture führt regelmäßig eine weltweite Umfrage unter Entscheidungsträgern von Energieversorgern und Netzbetreibern durch. Dabei herrscht weltweit seit mehreren Jahren Einigkeit darüber, dass gerade die Verteilnetze in den nächsten Jahren einem starken Wandel gegenüberstehen werden, siehe Abbildungen 1 und 2. Auf der einen Seite fordern Konsumenten einen aktiveren Energieversorger, der mehr auf ihre Bedürfnisse eingeht, z.B. in Form von personalisierten Tarifen, zudem sind Verbraucher auch technisch interessierter, wollen Eigenenergie erzeugen (z.B. durch PV-Dachanlagen oder Bürgerwindparks) und sind mehr und mehr an privaten Energiespeicherlösungen interessiert. Auf der anderen Seite sehen die Verantwortlichen in der Energieversorgung den Trend von der Netzbetriebsseite, in der sich das klassische Verteilnetzsystem, bedingt durch das geänderte Konsumenten- und Erzeugerverhalten, stark verändert und auch zukünftig weiterhin stark verändern muss in Richtung eines aktiv überwachten und flexiblen Netzes.

Die Erwartungen der Energieversorger und Netzbetreiber decken sich in vielen Punkten mit denen der Konsumenten, z.B. im Bereich des erwarteten Anstiegs der Beyond-the-Meter-Lösungen (z.B. Smart

Home), der dezentralen Energiespeicher auf Verteilnetzebene und der Entwicklung von Smart und Micro Grids. In den Ergebnissen der Accenture Digitally Enabled Grid Studie aus dem Jahr 2017 (siehe Abbildung 2) zeigt sich zudem ein vermehrtes Interesse an regulatorischen Fragestellung vor dem Hintergrund, wie und mit welchen Befugnissen Verteilnetzbetreiber Flexibilität nutzen können. Dabei stehen vor allem die Regelung von dezentralen Erzeugern (z.B. zur Vermeidung von Einspeisemanagement-Eingriffen) und die Nutzung von dezentralen Speichern im Vordergrund. Aber auch lokale Anreizprogramme für die Nutzung von lokalen Flexibilitätsoptionen gewinnen an Bedeutung.

Dieser auch politisch gewollte Wandel ist durch Änderungen im Energiewirtschaftsgesetz und dem neuen Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende bereits in grundlegenden Teilen gesetzlich vorgeschrieben. Dennoch tun sich gerade Verteilnetzbetreiber noch schwer diesen Wandel aktiv mitzugestalten und zu Vorreitern in der Digitalisierung der Verteilnetze zu werden. Dieser Wandel bietet jedoch große Potenziale, sowohl auf Seiten der Betriebsführung als auch auf Seiten der betrieblichen Optimierung, z.B. in Form von so genannten Smart Grids, die Netz-, Verbrauchs- und Erzeugungselemente intelligent vernetzen.

Abbildung 1: Ausgewählte Ergebnisse der Accenture „Digitally Enabled Grid“ Studie 2016

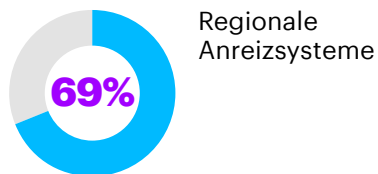


Quelle: Accenture „Digitally Enabled Grid“ Forschungsprogramm

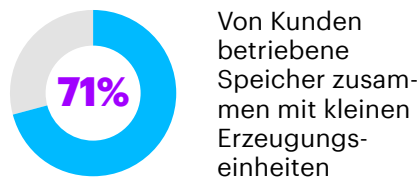
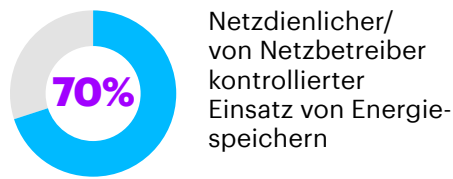
## Abbildung 2: Ausgewählte Ergebnisse der Accenture „Digitally Enabled Grid“ Studie 2017

Prozent der Verantwortlichen in der Energieversorgung, die es erwarten, die folgenden Fähigkeiten zur Unterstützung der dezentralen Erzeugung in den nächsten 10 Jahren einzusetzen.

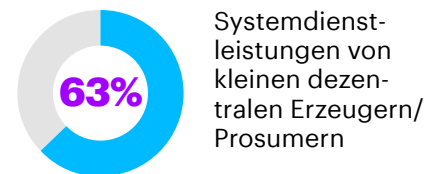
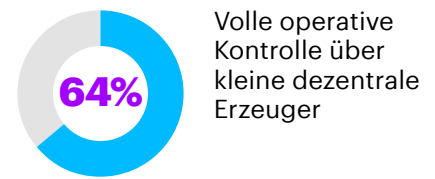
### NETZBETRIEB



### ENERGIESPEICHER



### DEZENTRALE ERZEUGUNG



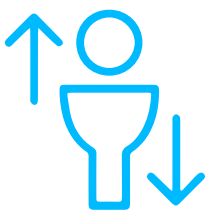
Quelle: Accenture „Digitally Enabled Grid“ Forschungsprogramm

## NEUE MÖGLICHKEITEN IN EINEM FLEXIBLEN MARKT

Die zukünftigen Anforderungen an die Verteilnetze bringen nicht nur Herausforderungen, sondern schaffen auch Möglichkeiten für die Netzbetreiber sich in einem stark und schnell verändernden Markt neu und zukunftsorientiert zu integrieren (siehe Abbildung 3). Dabei spielt auf der einen Seite vor allem die effiziente Nutzung von Daten aus dem Netz eine wichtige Rolle.

Diese Daten werden meistens erst im Rahmen der Smart Grid Überlegungen erzeugt, durch z.B. neue Sensoren und Aktoren im Netz. Auf der anderen Seite geht es darum, wie auch Dritten Zugang zu diesen Daten gewährt werden kann, z.B. über Datenintegrations- oder Marktplattformen, und wie sich dadurch neue Möglichkeiten für die Verteilnetze als Ganzes und für den Verteilnetzbetreiber im Speziellen ergeben.

## Abbildung 3: Neue Möglichkeiten für Verteilnetzbetreiber



### DECOUPLED INTEGRATED UTILITY

Konzentration auf das Kerngeschäft. Effizientere Umsetzung und Abwicklung bestehender Geschäftsprozesse und -modelle.



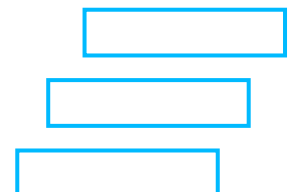
### SMART GRID OPERATOR

Erschließung neuer Daten und Handlungsmöglichkeiten innerhalb bestehender Strukturen. Integration der Daten von Sensoren und Aktoren.



### PLATFORM ACCESS PROVIDER

Erlaubt neutralen Zugang zu einer neuen Plattform für unabhängige Dritte, z.B. eine Marktplattform für regionale Flexibilität.



### DISTRIBUTION PLATFORM OPTIMIZER

Integration neuer Daten und Systeme zur optimalen Steuerung von Verteilnetzen, z.B. über Analytics oder Advanced Distribution Management Systeme (ADMS).

Quelle: Accenture „Digitally Enabled Grid“ Forschungsprogramm

# 2. SMART GRIDS – SMART TECHNOLOGIES

---

**„Ein Smart Grid ist ein Energienetzwerk, das das Verbrauchs- und Einspeiseverhalten aller Marktteilnehmer die mit ihm verbunden sind, integriert. Es sichert ein ökonomisch-effizientes, nachhaltiges Versorgungssystem mit niedrigen Verlusten und hoher Verfügbarkeit.“**

## **(Definition Smart Grid des BDEW)**

---

Auf dem Weg zum Smart Grid muss es folglich möglich sein, dass Technologien untereinander Informationen austauschen. Wann und wie dieser Informationsaustausch stattfindet hängt, je nach Anwendungsgebiet und –ziel, von einer Vielzahl an Variablen ab. Ziel ist es, die Kommunikation zwischen Betriebsmitteln, Erzeugern und Verbrauchern auf der einen Seite, sowie Netzbetreibern, Energieversorgern und externen Marktteilnehmern auf der anderen Seite zu ermöglichen. Dazu werden jedoch entsprechende Technologien benötigt, die die Messwerte aufzeichnen, verschicken und gegebenenfalls auch analysieren und bewerten können.

Ein prominentes Beispiel einer solchen Technologie sind die Smart Meter, die in Deutschland und weiten Teilen Europas mittlerweile verpflichtend eingebaut werden müssen. Sie zeichnen Messwerte auf, können diese auf Anfrage des Messstellenbetreibers verschicken und bieten auch die Möglichkeit über die Gateways Schalthandlungen zu initiieren. Smart Meter sind aber nur ein Beispiel einer Technologie für Endverbraucher in einem Smart Grid. Die Thematik des Smart Grids geht weit über Smart Metering hinaus (vgl. Abbildung 4).

Smart Grids beinhalten neben der Einbindung des Endkunden auch die Möglichkeit intelligenter Netzsteuerung, die Einbindung neuer, aufstrebender Technologien (z.B. Elektromobilität), die Flexibilisierung der dezentralen Erzeugung und, über die große Menge an gesammelten Daten, ganz neue Möglichkeiten der Analyse des Netz- sowie Verbraucherverhaltens. Dies erfordert jedoch auch den Einsatz neuer Sensorik und Hardware, sowohl zur Steuerung als auch zur Überwachung, sowie neue Kommunikationswege und ein intelligentes Energie- und Netzdatenmanagement.

## **MÖGLICHKEITEN DURCH SMART GRIDS**

Die Vernetzung der Akteure in der Mittel- und Niederspannung bietet enorme Potenziale, die im Folgenden kurz erläutert werden. Sie gliedern sich in vier große Themenbereiche, die aber nicht getrennt voneinander betrachtet werden sollten, da sie viele Schnittstellen aufweisen und sich auch gegenseitig beeinflussen und ergänzen können. Grundsätzlich muss hier nur zwischen technischen und marktwirtschaftlichen Anwendungsbereichen unterschieden werden. Technische Anwendungsbereiche sind z.B. Netzführung und -betrieb oder Assetmanagement, wohingegen marktwirtschaftliche Anwendungen z.B. auf Portfoliomanagement und Energiehandel abzielen.

Weiterhin entstehen außerdem noch sogenannte soft Benefits wie z.B. Kundenzufriedenheit (durch neue Tarife, Webportale, etc.) und die Möglichkeit zielgerichteter Werbemaßnahmen.

### **1. NETWORK MANAGEMENT & ANALYTICS**

Falls im Mittelspannungs- oder Niederspannungsnetz heutzutage ein Fehler auftritt sprechen die Leistungsschalter in den betroffenen einspeisenden Umspannstationen an und schalten die zugehörigen Abzweige ab. Daraufhin werden diese Netzstationen vor Ort aufgesucht und die dortigen Messgeräte ausgewertet, um den gestörten Abschnitt zu finden. Mit Hilfe von Smart Grids können Fehler frühzeitig erkannt, lokalisiert und evtl. sogar ferngesteuert behoben werden.



Mit einer effizienten Netzanalyse können Fehler im besten Fall schon vor dem Entstehen durch geeignete Gegenmaßnahmen (z.B. aktive Spannungshaltung im Mittel- und Niederspannungsnetz, Re-routing, etc.) behoben werden.

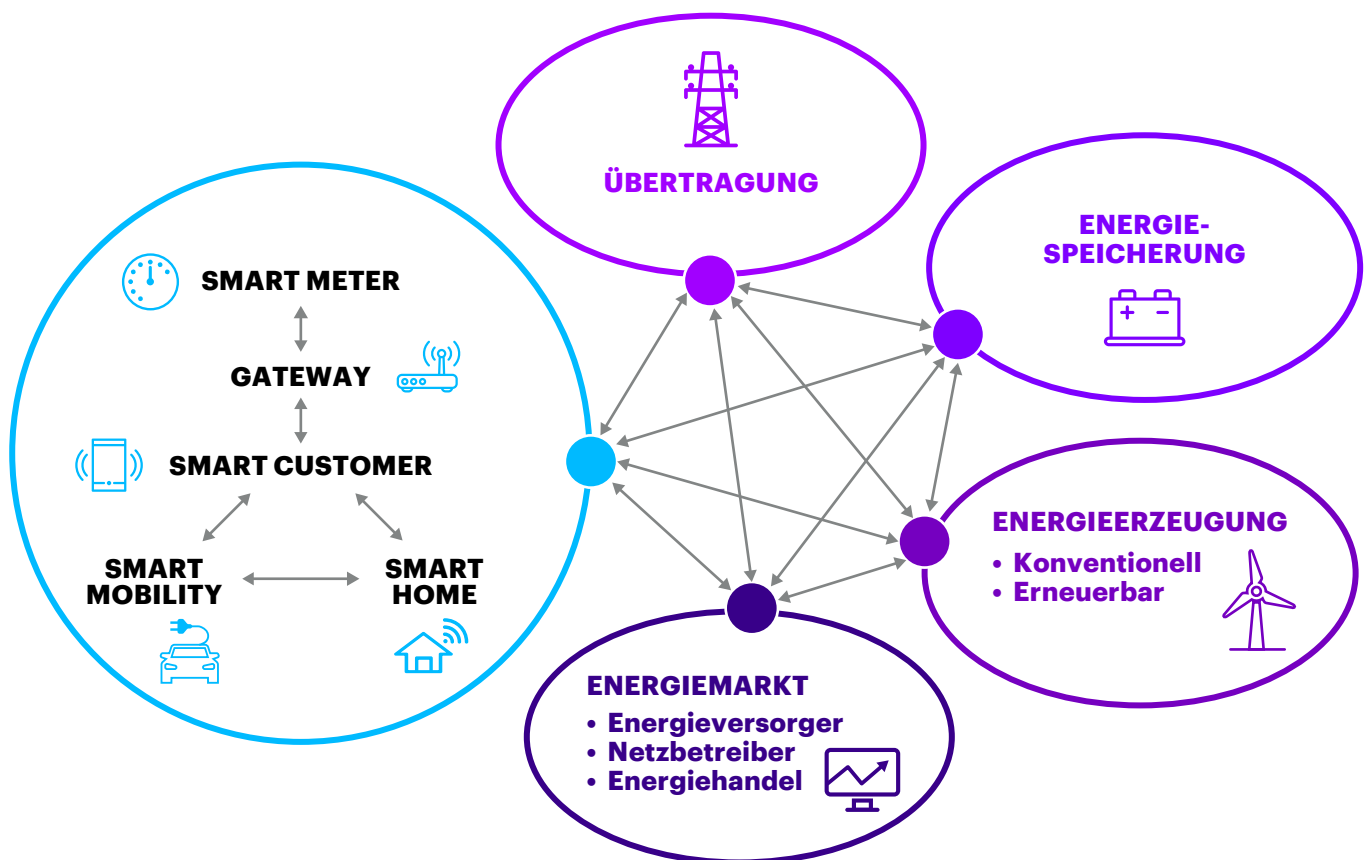
Weitere Vorteile, die sich durch die Kenntnis des Netzes und seiner Betriebsmittel ergeben, lassen sich anhand von einigen Beispielen skizzieren:

- Als Basis für viele weitere Möglichkeiten können neue und intelligente Sensoren im Netz eingebaut werden (thermische und elektrische Messgrößen)
- Minimierung der Netzverluste durch eine verbesserte Spannungshaltung und Blindleistungsregelung im Niederspannungsnetz
- Die Blindleistungsregelung ermöglicht zudem die Leistungsflussoptimierung
- Einbindung intelligenter Ortsnetzstationen mit steuerbaren Ortsnetztransformatoren und Möglichkeiten der Weitbereichsregelung
- Durch die Verfügbarkeit von Echtzeitdaten des Mittel- und Niederspannungsnetzes können Prognoseabweichungen früh erkannt und Gegenmaßnahmen eingeleitet werden. Dies ermöglicht eine verbesserte Bilanzkreisbewirtschaftung und geringere Ausgleichsenergiekosten

- Einbindung dezentraler Regelgrößen (wird nachfolgend unter Verbrauchersteuerung beschrieben)
- Intelligente Überwachung von MS/NS Umspannwerken und ggf. intelligentes Re-routing im Fehlerfall
- Verbesserung der Abrechnungs- und Weiterverrechnungsgenauigkeit von Netznutzungsentgelten und anderen energie- und leistungsbezogenen Rechenselementen

Neben dem reinen Netzbetriebsmanagement können durch die Analyse der gesammelten Daten außerdem weitere Vorteile entstehen, z.B. können, durch Früherkennung von kritischen Situationen, Betriebsmittel optimal ausgelastet werden, was zu einem optimierten Asset-Management führt. Diese Datenanalyse verspricht den größten Vorsprung in einem sich immer schneller und diversifizierter entwickelnden Markt, da so Einblicke geschaffen werden, die es bisher nicht gab, und die eine optimale Ausrichtung der Assets ermöglichen.

**Abbildung 4: Das Smart Grid als Verbindungspunkt zwischen den Akteuren der Energiewirtschaft**



Quelle: Accenture

## 2. VERBRAUCHERSTEUERUNG

Verbrauchersteuerung, im Sinne von Verbrauchsverschiebung von Zeiten mit geringem Stromangebot hin zu Zeiten mit hohem Stromangebot, wird bei Kunden auf der Mittel- und Hochspannung bereits teilweise praktiziert. Dazu gehören z.B. Chemiekonzerne oder die Kühlketten großer Supermärkte. Außerdem gab es in der Vergangenheit zahlreiche Forschungs- und Pilotprojekte, von denen es aber nur sehr wenige bis zur Marktintegration geschafft haben. Dies liegt unter anderem daran, dass die Lastverschiebungen meist bilateral abgeschlossen und getätigt wurden. Durch neue Möglichkeiten in der Kommunikationstechnik und dem Smart Meter Rollout steigt das Interesse an der Verbrauchersteuerung nun wieder erheblich. Neue, große industriegeführte Forschungsprojekte integrieren die Verbrauchersteuerung in virtuelle Kraftwerke und regionale Kapazitätsmärkte. Vernetzte Verbraucher ermöglichen es, den Momentanverbrauch sowie alle angeschlossenen Geräte, und damit das verfügbare Potenzial, zu jeder Zeit einsehen zu können.

Des Weiteren sind in den letzten Jahren durch Endverbraucher-Batteriesysteme (meist in Verbindung mit einer PV-Anlage) und die Elektromobilität neue Möglichkeiten der Verbrauchersteuerung entstanden. Beides hat im Vergleich zu einfachen Haushaltsverbraachern ein sehr hohes energetisches Potenzial. Grundsätzlich muss bei der Verbrauchersteuerung zwischen passiver und aktiver Steuerung unterschieden werden. Die passive Verbrauchersteuerung wird als Demand Response bezeichnet. Hier entscheidet sich der Kunde für einen Tarif mit zeitabhängigen Preisen (fest oder variabel), das heißt, er entscheidet aktiv selber, wann er seine Verbraucher zu- und abschaltet. Dies stellt zwar nur sehr geringe Anforderungen an die Kommunikationstechnik, birgt aber das Risiko geringer Kundenbeteiligung.

Die aktive Verbrauchersteuerung wird als Demand Side Management bezeichnet. Hier gibt der Kunde vor wann seine Potenziale zur Verfügung stehen. Ob das jeweilige Potenzial letztendlich abgerufen wird, liegt im Verantwortungsbereich des Netzbetreibers oder Energieversorgers.

## 3. FLEXIBILISIERUNG DER DEZENTRALEN ENERGIEERZEUGER

Gerade in eher ländlichen Räumen haben Verteil- aber auch Übertragungsnetzbetreiber große Probleme den stark steigenden Anteil an erneuerbaren Energien in das Versorgungsnetz zu integrieren. Dies zeigt sich auch an den in den letzten Jahren enorm gestiegenen Redispatch-Eingriffen und EinsMan Maßnahmen. Gerade im Mittel- und Niederspannungsnetz führt der starke Ausbau von Photovoltaik zu großen Problemen im Bereich der Spannungshaltung. Durch die Vernetzung der Erzeuger können, zusammen mit guten Wetterprognosen, neue Möglichkeiten geschaffen

werden, die Erzeugung zu flexibilisieren ohne direkt abzuregeln, z.B. in Kombination mit regionaler Verbrauchersteuerung und dem netzdienlichen Einsatz der vorhandenen Energiespeicher. Somit ergibt sich in Kombination eine dynamische Lastflussregelung, die unter Umständen sogar automatisiert betrieben werden kann.

## 4. VERBESSERUNG DER VERBRAUCHSPROGNOSE

Bisher war der zeitabhängige Verbrauch auf der Mittel- und Niederspannung nur von großen Geschäftskunden (RLM-Kunden) bekannt. Bei allen anderen Kunden wird der Verbrauch auf Basis von Jahresverbräuchen und Standard-Last-Profilen (SLP) geschätzt. Durch die Kenntnis des zeitabhängigen Verbrauchs auf Seiten der Endkunden im Mittel- und Niederspannungsnetz können die Verbrauchsprognosen auf Basis realer Daten gemacht werden und die bewährten Prognosemethoden aus dem Großkundenbereich auf die SLP-Kunden übertragen werden.

Eine bessere Prognose des Verbrauchs kann ebenso einen Einfluss auf die Kurzfristbeschaffung von Energie am Day-Ahead und Spot-Markt haben, sowie auf die Bilanzkreisbewirtschaftung, was wiederum geringere Ausgleichsenergiekosten zur Folge hat.

## DIE NEUE MARKTROLLE DES FLEXIBILITÄTSMANAGERS

Die Smart Grid Coordination Group (SG-CG) der Europäischen Union hat zur Bündelung der im Netz verfügbaren Flexibilität die Einführung einer neuen Marktrolle vorgeschlagen, die des Flexibility Operators (Group, 2014). Ziel dieser Rolle ist es, die durch dezentrale Speicher, schaltbare Verbraucher etc. im Netz vorhandene Flexibilität zu bündeln und zu vermarkten, sei es rein technisch zur Sicherung des stabilen Netzbetriebs oder wirtschaftlich am Elektrizitätsmarkt. Diese neue Marktrolle lässt sich auch innerhalb eines Unternehmens aufbauen, indem dort die geeigneten Strukturen geschaffen werden. Die SG-CG spricht von Smart Grid Connection Points (SGCP), die für beteiligte Dritte die Flexibilität im Netz verdeutlichen sollen. Dabei ist ein SGCP ein beliebiges Netzkonto, in dem alle untergelagerte Flexibilität zusammenfasst ist. Die Granularität der untergelagerten Ebenen ist dabei beliebig. Für Marktteilnehmer oder Netzbetreiber sind in jedem SGCP die verfügbaren Flexibilitäten aufgelistet, z.B. Regelleistung (positiv und negativ) oder Blindleistungsstellbereich etc. Die verfügbaren Flexibilitäten und ihr Einfluss auf das Netz können in einem ersten Ansatz über das Power Node Modelling Framework dargestellt und analysiert werden, siehe (Weiss, 2016).





# 3. DIE KOMMUNIKATION ALS GRUNDLAGE DES SMART GRID

**Die Vernetzung der einzelnen Erzeuger und Verbraucher untereinander sowie mit Marktakteuren wie Netzbetreibern und Energielieferanten bildet die Grundlage für die Realisierung des Potenzials von Smart Grids. Um eine reibungslose Kommunikation zu gewährleisten, bedarf es eines Kommunikationskonzepts, das den komplexen Strukturen und Anforderungen der Energieversorgung und -verteilung gerecht wird: ein Smart Grid.**

## ANFORDERUNGEN AN DIE KOMMUNIKATION IN EINEM SMART GRID

Kommunikation im Energieversorgungsnetz ist im Grundsatz nichts Neues. In den Hoch- und Höchstspannungsnetzen ist die Kommunikationsinfrastruktur bereits gut ausgebaut: Die Netze werden durchgehend überwacht und die Informationen fließen in den Leitwarten der Übertragungsnetzbetreiber zusammen.

Die wichtigsten Anforderungen an die Kommunikation in einem Hochspannungsnetz sind:

- Die Verfügbarkeit im Schwarzfall
- Eine deterministische Bandbreitenverfügbarkeit
- Die Echtzeitfähigkeit der Systeme

Diese Kriterien sind aus der Sicht des Netzbetreibers definiert. Für Anwendungen, die über den kritischen Netzbetrieb hinausgehen, können diese Anforderungen allerdings aufgeweicht werden. Betrachtet man die Hochspannungsnetze und die daran angeschlossenen Erzeuger und Verbraucher kann man heute schon größtenteils von einem Smart Grid sprechen. Die Stationen sind autark, die Umspannwerke kommunizieren untereinander und mit der Leitwarte und es gibt eine automatische Fehlerbehebung sowie automatisierte Schaltzustandsänderungen. Tabelle 1 fasst die auf den Netzebenen unterschiedlichen Kommunikationswege und die an sie gerichteten Anforderungen zusammen.

Im Mittel- und Niederspannungsnetz hingegen sind diese Kommunikationsstrukturen weitestgehend nicht vorhanden und müssen neu aufgebaut werden. Durch die weitaus größere Fläche der Mittel- und Niederspannungsnetze und der viel höheren Anzahl an Verbrauchern und Erzeugern müssen zusätzliche Kernparameter definiert werden:

- Massiver Anstieg der von zusätzlichen Netzkomponenten erfassten Daten und damit des Mengenrückschlusses der Kommunikationsbeziehungen
- Kommunikationsbeziehungen sind massiv stations- und spannungsebenenübergreifend (Weitbereichsregelung, Netzschutz, etc.)
- Neue Markttrollen im Netz (Virtuelle Kraftwerke, Flexibilitätsmanager, BDEW-Ampel, etc.)

Künftige Kommunikationslösungen im Mittel- und Niederspannungsnetz müssen darauf basierend folgende Grundeigenschaften erfüllen (VDE, 2015), die für unterschiedliche Anwendungen wiederum unterschiedlich kritisch ausgelegt werden können:

- Deterministisches Verhalten
- Verfügbarkeit
- Zuverlässigkeit
- Schwarzfallfestigkeit
- Echtzeitfähigkeit
- Erforderliche Gebietsabdeckung
- Informationssicherheit
- Robustheit
- Angepasste Lebenszyklen
- Geringe Herstellungskosten
- Geringe Betriebskosten

Zum Beispiel sind das deterministische Verhalten, die Schwarzfallfähigkeit, die Verfügbarkeit, die Zuverlässigkeit und die Echtzeitfähigkeit für den Betrieb der Netze deutlich wichtiger als z.B. für die Marktkommunikation mit Energiedienstleistern. Für das Lastenmanagement wird andererseits beispielsweise nur eine Hintergrundkommunikation mit geringen Datenraten benötigt.

**Tabelle 1: Übersicht Kommunikationsanforderungen Höchst- und Hochspannung**

SPANNUNGSEBENE	VERBINDUNG	VERFÜGBARKEIT	SCHWARZFALL-FESTIGKEIT	DATENRATE	LATENZZEIT
<b>HÖCHST-SPANNUNG</b>	Leitstelle/Leitstelle	Sehr hoch	Mehrere Tage	~ 100 Mbit/s	Klein (ca. 50 ms)
	Leitstelle/Kraftwerk	Sehr hoch	Mehrere Tage	~ 100 kbit/s	Klein
	Leitstelle/Umspannwerk	Sehr hoch	Mehrere Tage	~ 100 kbit/s	Klein
	Umspannwerk/Umspannwerk	Sehr hoch	Mehrere Tage	~ 100 kbit/s	Extrem klein (1-10 ms)
<b>HOCH-SPANNUNG</b>	Leitstelle/Leitstelle	Sehr hoch	Tage	~ 100 Mbit/s	Klein
	Leitstelle/Kraftwerk	Hoch	Stunden	~ 100 kbit/s	Klein
	Leitstelle/Umspannwerk	Hoch	Stunden	~ 100 kbit/s	Klein
	Umspannwerk/Umspannwerk	Im klassischen Netz bisher kaum Anforderungen			
	Leitstelle/Schaltstationen	Mittel	Wenige Stunden	~ 100 kbit/s	Mittel (> 100 ms)
<b>MITTEL-/NIEDERSPANNUNG</b>	Hier liegen im Wesentlichen nur Anforderungen vor, die im Rahmen von Pilotprojekten ermittelt wurden.				

Quelle: VDE, 2015

Dabei hat die zu Grunde liegende Kommunikationstechnik die Aufgabe, einen sicheren Datenaustausch zwischen den Systemen und Komponenten zu gewährleisten. Die Kommunikationstechnik muss dabei immer den aktuellen Anforderungen genügen, also beispielsweise die Vertraulichkeitsanforderungen der Richtlinien des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik erfüllen (s.a. Kapitel 3.4).

Die Messsysteme und die darüber generierten Daten stellen besondere Anforderungen an die Bandbreite sowie die Frequenz der Übertragung und die Datenrate, die im FNN Leitfadens „Anforderungen an TK Einrichtungen für den Betrieb von Messsystemen“ beschrieben sind. In welchem Frequenzbereich die Übertragung stattfindet und welche Übertragungstechnologie angewendet wird, muss in Abhängigkeit der örtlichen Gegebenheiten bestimmt werden. Die Übertragungszeit wird durch die verwendeten Kommunikationsprotokolle und durch die Ausbreitungsgeschwindigkeit im Übertragungsmedium bestimmt. Beides muss so ausgewählt werden, dass die zeitlichen Anforderungen der jeweiligen Anwendung erfüllt werden können.

Dies kann z.B. durch Mechanismen zur Verbesserung der QoS-Eigenschaften erfolgen. Beispielsweise können zeitkritische Daten mit einer höheren Priorität versehen werden. Übertragungstechnologien werden für die Datenübertragungen nicht vorgeschrieben. Dagegen ist der Einsatz einiger grundlegender (z.B. TCP/IP) bzw. sicherheitsrelevanter (z.B. TLS) Protokolle erforderlich. Diese Anforderungen sind ebenfalls in den technischen Richtlinien des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik enthalten.



# TELEKOMMUNIKATIONSKONZEPT IM SMART GRID

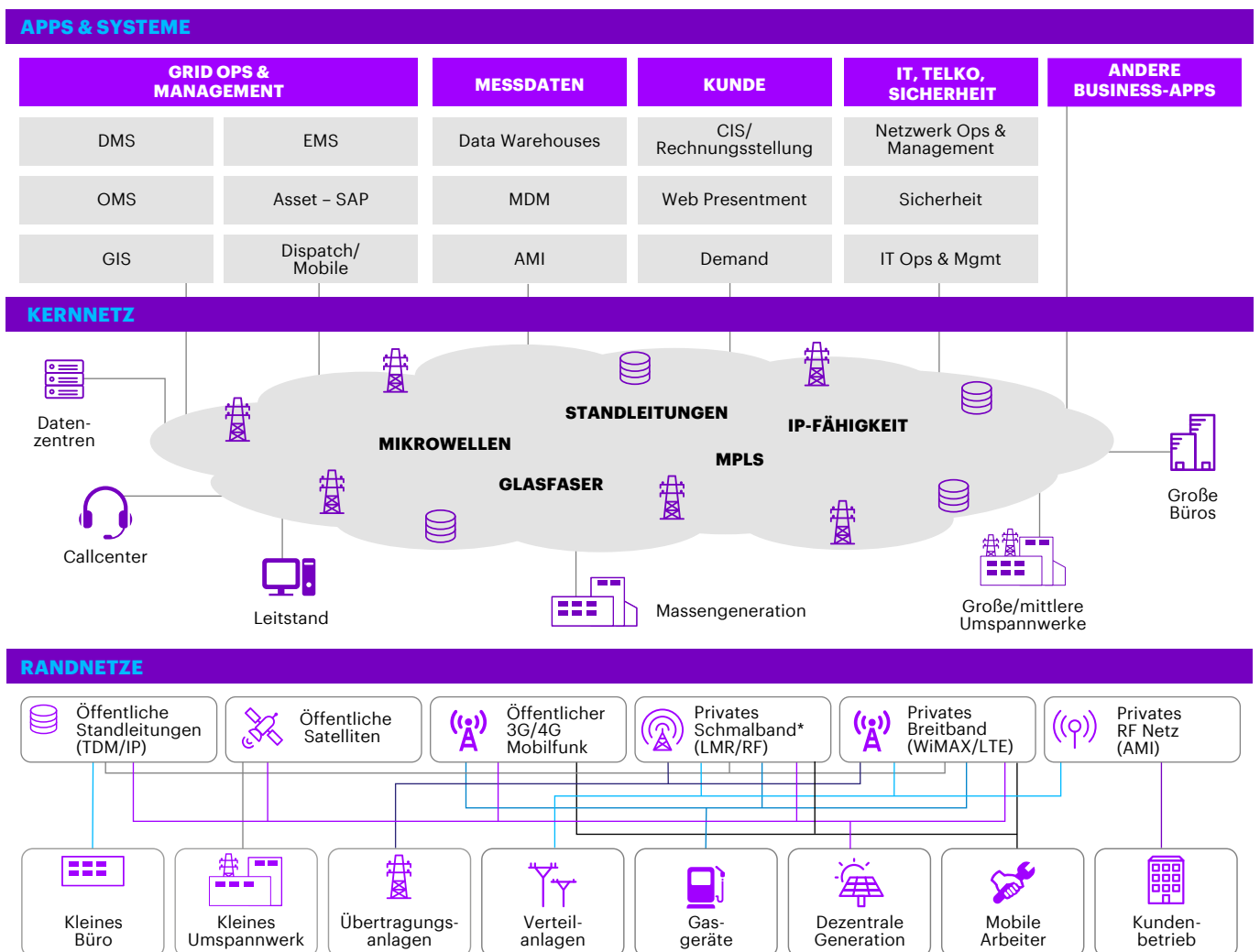
Die technologischen Möglichkeiten aus dem Bereich der Telekommunikation können auf vielfältige Weise im Smart Grid genutzt werden (siehe Abbildung 5). Je nach Netzgebiet und Anwendungsfall lassen sich unterschiedliche Technologien auf Kommunikationsszenarien im Smart Grid übertragen. Daher ist es primär wichtig, zunächst eine grundlegende Infrastruktur zu definieren, auf der die technologische Umsetzung je nach Anwendungsfall abgebildet werden kann.

Die Telekommunikationsinfrastruktur in einem Smart Grid wurde vom VDE in Anlehnung an die internationale Normung (IEC 61850-90-12) technologie-neutral beschrieben (siehe Abbildung 6). Das Konzept ist generisch aufgebaut, kann auf alle Strukturen angewandt und anschließend für spezifische Anwendungen detailliert werden. Dabei sind die Systeme auf der Hoch- und Höchstspannung in heutigen Energieversorgungsnetzen bereits implementiert.

Auf der Mittel- und Niederspannungsebene müssen neue Strukturen geschaffen werden, die es ermöglichen, die in Kapitel 2 beschriebenen Potenziale eines Smart Grids umzusetzen. In diesem Abschnitt wird nur auf die für das Smart Grid benötigten Teile des Modells eingegangen. Für einen detaillierteren Überblick sei hier auf das Positionspapier des VDE verwiesen (VDE, 2015).

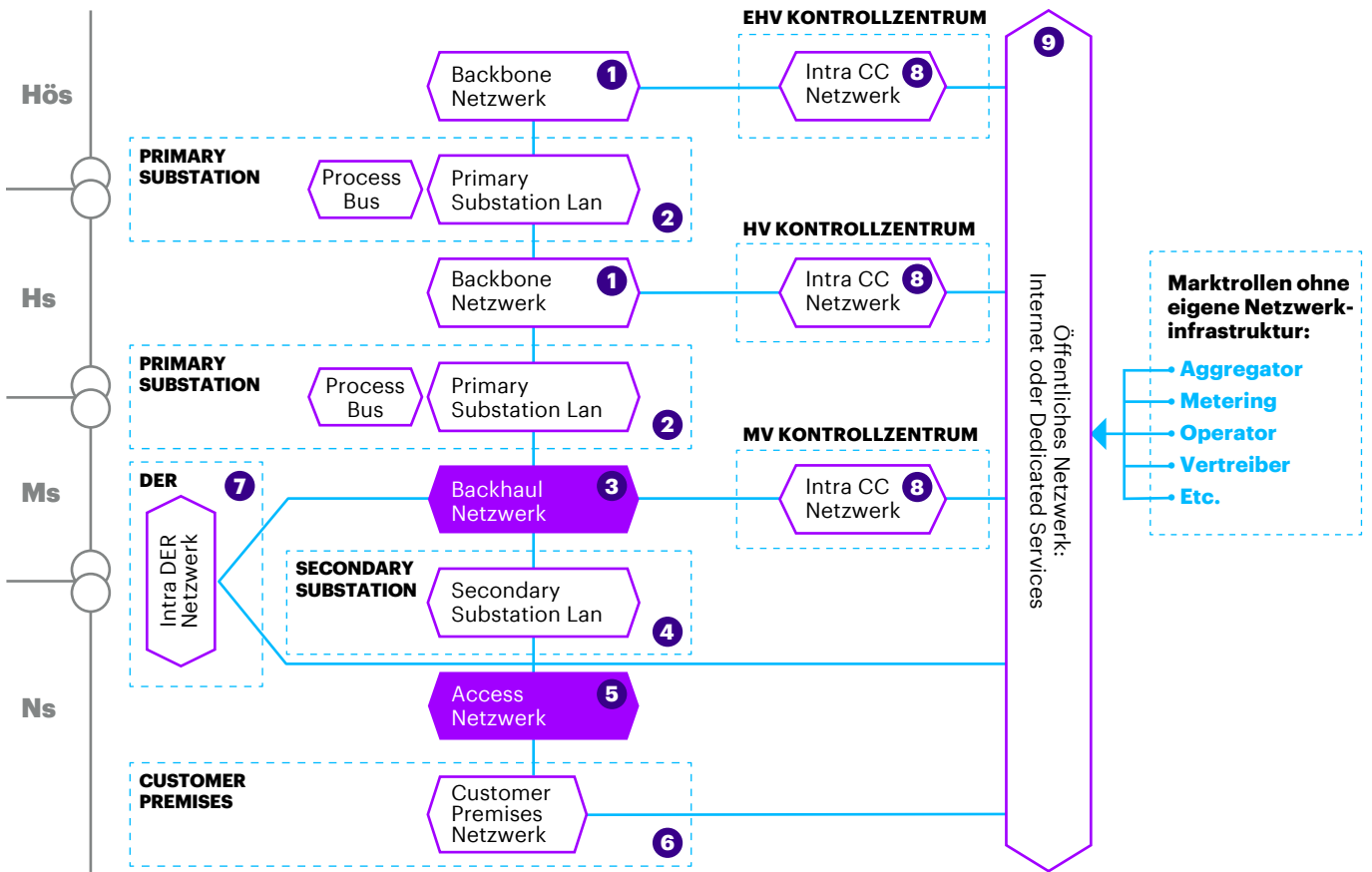
**BACKHAUL NETZWERK (3):** Ein Backhaul Netzwerk stellt ein Kommunikationsnetzwerk dar, das die Ortsnetzstationen untereinander bzw. mit den Umspannwerken und entsprechenden Leitstellen verbindet. Hier gilt ein besonders hoher Anspruch an das deterministische Verhalten, die Latenzzeiten und alle anderen kritischen Punkte, da dieses Netzwerk die Kommunikation für den Netzbetrieb und die Netzüberwachung sicherstellt. Die Daten, die in diesem Netzwerk übertragen werden, müssen zudem besonders geschützt werden, da es sich bei den Stromnetzen um eine kritische Infrastruktur handelt. Diese Netze sind heute noch nicht überall vorhanden und entsprechen oftmals nicht den hohen Anforderungen, werden aber in Zukunft ein Schlüssel für die Energiewende sein.

**Abbildung 5: Überblick über Anwendungsgebiete und mögliche Kommunikationswege und -technologien**



Quelle: Accenture

**Abbildung 6: Struktur des Kommunikationsnetzes für Energieversorgungssysteme**



Quelle: Vorschlag des VDE auf Basis von IEC 61850-90-12 und (VDE, 2015).  
Violette Felder sind Kernbestandteile des Smart Grid

**ACCESS NETZWERK (5):** Das Access Netzwerk ist ein Kommunikationsnetzwerk, das die Endkunden (geschäftlich, privat oder öffentlich) sowie existierende Niederspannungssensoren mit der zugehörigen Ortsnetzstation verbindet. Auch hier muss ein besonderer Anspruch an die für den Netzbetrieb wichtigen Kommunikationswege gestellt werden. Jedoch können Ansprüche z.B. an das deterministische Verhalten und die Latenzzeiten oder Schwarzfallfähigkeit für die Vernetzung mit den Endkunden weniger kritisch ausgelegt werden. Access Netze für Smart Grid Anwendungen (im Gegensatz zu Access Netzen für den regulären Internetzugang) sind bis heute kaum vorhanden, werden aber im Zuge des Smart Meter Rollouts eine wichtige Rolle spielen.

**CUSTOMER PREMISES NETWORK (6):** Lokale Kommunikationsnetze innerhalb von Gebäuden von Endkunden (geschäftlich, privat oder öffentlich), die sowohl als Energieerzeuger als auch -verbraucher agieren. Diese Netze unterteilen sich in ein sog. Metrology Netzwerk (LMN), das die Kommunikation zu den verschiedenen Spartenzählern herstellt, sowie ein Heimnetzwerk (auch Home Area Network – HAN), das andere Geräte wie steuerbare Lasten oder Anzeigergeräte verbindet.

Einen Bereich über dem HAN liegt das Neighborhood Area Network (NAN) für die Vernetzung von mehreren Haushalten. Für die Integration der Daten eines weiteren Bereichs und der Verknüpfung einer weiteren Anzahl an Messstellen wird innerhalb dieses Bereichs noch der Begriff des Wide Area Networks (WAN) verwendet.

**ÖFFENTLICHES NETZWERK (9):** Telekommunikationsnetz eines Festnetz- und/ oder Mobilfunkbetreibers, das verschiedenartige Kommunikationsdienste als dedizierte Services (VPN) oder als offenen Internetzugang liefert. Hier gelten die bereits vorhandenen Standards. Je nach Anwendungsfall können mit dem Betreiber des öffentlichen Netzes bestimmte Anforderungen z.B. an die Datenraten, nationales Roaming (im Falle von Mobilfunkanbietern) oder an eine deterministische Bandbreitenverfügbarkeit gestellt werden.

Die in Abbildung 6 dargestellte Architektur ist abgestimmt mit dem Smart Grid Architecture Model (SGAM) der von der EU durch Mandat M/490 eingesetzten Smart Grid Coordination Group und lässt sich auf den darin enthaltenen communication layer abbilden. Die Vorteile für die Projektplanung liegen darin, dass sich jede Smart Grid Applikation auf einen Teil der Netzwerkdomänen abbilden lässt.

Erst die Art der Applikation bestimmt dann die Anforderungen an die verfügbaren Technologien (Mehr dazu in Kapitel 4 – Von der Idee zur Umsetzung). Auch können schon von vornherein unterschiedliche Stufen der kritischen Kommunikation definiert werden. So sind an die Kommunikationspfade vom Customer Premises Network bis hin zum Backhaul Network, das die gesammelten Daten an die Mittelspannungsleitwarte übermittelt, deutlich höhere Anforderungen zu richten, als an die Schnittstelle zwischen Customer Premises Network und dem öffentlichen Netz, das z.B. die Daten für Energiedienstleister und Messstellenbetreiber zur Verfügung stellt.

## GOVERNANCE UND OWNERSHIP

Eine wichtige Entscheidung für das Umsetzungskonzept ist, welches Modell für Governance und Ownership ausgewählt wird. Unterschiedliche Modelle sind vorstellbar und sollen nach abgestimmten Werttreibern und Anforderungen ausgewertet werden. Die Vorgehensweise für die Auswahl der Governance- und Ownership-Modelle lässt sich sinnvoll in 3 Schritte gliedern (siehe Abbildung 7):

In der Analysephase wird festgelegt, welche die internen Hauptwerttreiber sind. Diese werden als Bewertungskriterien in der Optionsdetaillierungsphase eingesetzt. Am Ende wird ein Benchmarking durchgeführt, um einerseits zu prüfen, wie die aktuelle Marktlage im Vergleich zu den eigenen Optionen ist und andererseits, um festzulegen, was die zu erreichenden Kriterien sind, mit dem Ziel sich für eine der detaillierten Optionen zu entscheiden.

Abbildung 8 zeigt eine beispielhafte Analyse verschiedener Ownershipmodelle im Verhältnis zu ausgewählten Werttreibern. Aufgrund mancher Regulierungsrichtlinien könnte mit CAPEX-Anreizen für Neuinvestitionen ein vollständig eigenfinanziertes und -betriebenes Modell favorisiert werden. Zudem kann die langfristige Nutzung der Infrastruktur eine strategische Entscheidung hin zu diesem Ansatz unterstützen.

Ein gemietetes Netz, das auf bestehende Infrastrukturen Dritter zurückgreift, minimiert die CAPEX-bezogenen Ausgaben und schiebt diese auf OPEX-bezogene Ausgaben um. Die technischen Anforderungen an Prozesse, Mitarbeiter und Werkzeuge können damit jedoch nicht optimal erreicht werden.

Die gleiche Analyse kann für die Auswahl eines Governancemodells durchgeführt werden, um zu bewerten, welcher Steuerungsgrad die Bewertungskriterien am besten erfüllt (Abbildung 9). Das Telekommunikationsnetz könnte komplett intern verwaltet werden. Neue Ressourcen werden dafür eingestellt oder umgeschult. Durch Co-sourcing kann das interne Team mit externen Dienstleistern ergänzt werden. Eine weitere Möglichkeit ist Outsourcing (extern verwaltetes Netz) – Qualifikationslücken und eine beschränkte geographische Reichweite können damit überwunden werden.

Im Falle einer knappen externen Verfügbarkeit von qualifizierten Ressourcen auf dem Markt wird empfohlen, intern Mitarbeiter auszubilden. Die lange Lebensdauer der Infrastruktur ist ein weiteres Argument dafür, ein internes Team für Inspektion und Wartung aufzubauen.

**Abbildung 7: Drei Schritte zur Auswahl geeigneter Governance- und Ownership-Modelle**



Quelle: Accenture

**Abbildung 8: Beispielhafte Bewertung von Ownershipmodellen**

WERTTREIBER	OWNERSHIP		
	VOLLSTÄNDIG IM EIGENTUM	TEILWEISE IM EIGENTUM	VOLLSTÄNDIG GEMietet
REGULIERUNGSRAHMEN / FINANZIERUNGSMODELL	●		
STEUERUNGSNIVEAU	●		
TECHNISCHE ANFORDERUNGEN (MITARBEITER, PROZESSE, WERKZEUGE)	●		●

● Best Fit ● Möglicher Fit

Quelle: Accenture Projekterfahrung

**Abbildung 9: Beispielhafte Bewertung von Governancemodellen**

BEWERTUNGSKRITERIEN	GOVERNANCE		
	INTERN VERWALTET	CO-SOURCING	EXTERN VERWALTET
QUALIFIZIERTE RESSOURCEN FÜR INSPEKTION UND WARTUNG	●		
HOHE LEBENSDAUER DER INFRASTRUKTUR	●		
INTEGRIERTES SERVICE MANAGEMENT	●		

● Best Fit   ● Möglicher Fit

Quelle: Accenture Projekterfahrung

Ein integriertes Service Management schafft bessere Werkzeuge, um hohe Qualität und hohes Prozesswissen zu halten. Mit einem selbständig verwalteten Governancemodell liegt die Verantwortlichkeit für die Service Überwachung damit intern und kombinierte Strom- und Kommunikationsnetz-Kompetenzen werden entwickelt. Zum Service Management gehören z.B. Lieferantenmanagement, Service-Desk, Monitoring, Operations und Dispatching.

### CYBERSECURITY UND PRIVACY

Neben den erwarteten Vorteilen kann eine integrierte Kommunikationslösung auch Schwachstellen aufweisen. Der große Anstieg von untereinander kommunizierenden Netzkomponenten und den sich daraus ergebenden Überwachungs- und Steuerungsfunktionen erhöhen die Möglichkeiten und Konsequenzen eines Cyber-Angriffs. Ein kompromittierter Kommunikationsweg birgt das Risiko, eine Vielzahl an Systemkomponenten zu treffen. Ein Angriff kann auf Grund menschlicher Fehler oder auf Grund gezielter Versuche, in ein Kommunikationsnetz einzudringen, zustande kommen. Die Komponenten im Niederspannungsnetz können leicht Gegenstand eines Cyberangriffs sein. Der hohe Kostendruck und der unterschätzte Stellenwert der Systemsicherheit führen zu einem niedrigeren Überwachungszustand.

Bedrohungen und Schwachstellen reichen von Dienstverweigerungen, Spoofing, Governance (mangelnde Prozesse und Rollen), Abfangen und Verfälschen von Daten, Missbrauch von sensiblen Kundendaten und ausgefallenen Kundenserviceportalen bis hin zu Unterbrechungen der Energieversorgung in kritischen Bereichen wie z.B. im Gesundheitswesen. Auch auf Seiten der Abrechnung kann es so zu Fehlern kommen. Entweder können Kunden erst verspätet abgerechnet werden und es entstehen negative Zinseffekte oder es kommt zu kompletten Zahlungsausfällen auf Grund von fehlerhaften oder nicht zugestellten Rechnungen.

Daher müssen die Kommunikationslösungen im Mittel- und Niederspannungsnetz folgende Grundanforderungen an Sicherheit erfüllen:

- Privacy (Datenschutz)
- Integrität (z.B. Modifikationen mit einem Änderungsprotokoll nachvollziehen)
- Authentizität der Daten (behauptete Identität nachweisen)
- Access Control
- Verschlüsselung der übertragenen Daten

Einige der wichtigsten Bedenken bezüglich der Privacy, die sich aus Kundesicht ergeben, umfassen Fragen wie:

- Wer hat Zugang zu meinen Daten? Wer ist der wahre Eigentümer?
- Werden persönliche Informationen und Kundendaten verkauft?
- Was passiert, wenn meine Daten verkauft werden?

Folgende Parteien könnten entweder durch direkte Zählerstandsauslesung oder durch Anbindung an nachgeschaltete Komponenten zugriffsberechtigt auf Smart-Meter-Daten von Endkunden sein: Versorgungsunternehmen, Stromlieferanten, Dienstleister, Datenvermittler und Gerätehersteller. Datendiebe, Versicherer oder Verkäufer könnten unberechtigt versuchen, diese Kundendaten zu erlangen.

Aufbauend auf den Herausforderungen können drei Hauptprinzipien zum Schutz der Telekommunikationsinfrastruktur vor Cyberangriffen und zur Erfüllung der anspruchsvollen Cybersecurity- und Privacy-Anforderungen identifiziert werden:

## 1. CYBERSECURITY ALS KERNTIL DER DESIGNPHASE

- Durch Identifizierung der Schwachstellen und Mapping möglicher Angriffe in der Designphase können Risiken erkannt und besser verwaltet werden. Die kritischen Komponenten und Verbindungen sollten identifiziert und bekannt sein. Die Segmentierung und Isolation funktionaler Gruppen reduziert die Anzahl der Schwachstellen und den Raum für Angriffe. Die Einhaltung gesetzlicher Anforderungen wird hier als implizite Voraussetzung betrachtet.
- Eine Verteidigungsstrategie im Falle eines Angriffs umfasst Maßnahmen auf allen operationellen Ebenen: Anlagen, Leitungen, Software und Mitarbeiter. Zugeschnittene Lösungen sind für jeden Netzbereich zu definieren, z.B. Firewall, Berechtigungskonzepte, Monitoring von Angriffen, Prüfungen und Updates der Überwachungsmaßnahmen, Notfallwiederherstellungsplan und Zugangskontrolle.

## 2. NETZSICHERUNG UND KONTINUIERLICHE ÜBERWACHUNG

- Die Sicherung der Netzkomponenten umfasst Notfallverfahren, Zäune und Mauern rund um kritische Netzkomponenten, manipulationssichere Geräte (z.B. Siegel, Beschleunigungsmesser, Schlösser) und eine laufende Überwachung.
- Sicherheitskontrollen sollen periodisch Schwachstellen testen. Die Überprüfung muss auf Basis fundierter Standards erfolgen und Bereiche wie Verfahrensmaßnahmen, Designdetails und Produktauswahl adressieren. Das „Smart Grid Information Security“ für das 490-Mandat fasst die wichtigsten Standards zur Evaluierung der IT- und Kommunikationssicherheit zusammen. (CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, 2016)

## 3. GOVERNANCE UND TRAININGS

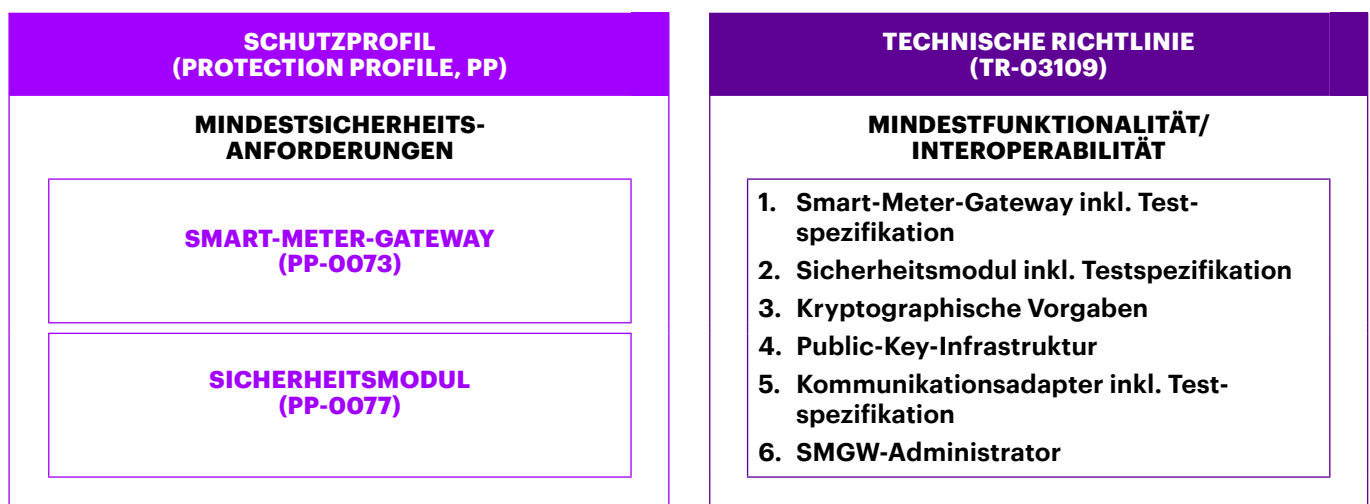
- Die passende Governance-Struktur kann die organisatorische Lücke zwischen Corporate-IT-Funktionen (IT-Systeme), Feldoperationen und Ingenieurteam schließen. Mit einer dedizierten Abteilung für Privacy und Security sind die Rollen und Verantwortlichkeiten klar definiert.
- Privacy- und Security-Trainings für Mitarbeiter schaffen eine Cybersecurity-Kultur im Unternehmen. Als Nebenwirkung sinken der Kundenwiderstand, neue Technologien anzuwenden und die Angst vor Datenschutzverletzungen.

Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) wurde im Jahr 2009 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie beauftragt, sicherheitstechnische und organisatorische Anforderungen in Form von Schutzprofilen und technischen Richtlinien zu entwickeln und die Einhaltung der Vorgaben im Rahmen von Zertifizierungsverfahren zu überprüfen. Damit soll die Interoperabilität aller Komponenten in einem intelligenten Messsystem gewährleistet und einheitliche IT-Sicherheitsstandards geschaffen werden. Um die Akzeptanz und Anwendung der Richtlinien zu erhöhen, wurden Hersteller und Anwender von Anfang an eingebunden (BSI, 2015).

Ein Smart-Meter-Gateway ist die zentrale Kommunikationskomponente eines intelligenten Messsystems. Datenschutz- und Datensicherheitsvorgaben werden für den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation eines Smart-Meter-Gateways in Form eines Schutzprofils und technischen Richtlinien festgelegt (siehe Abbildung 10) (BSI, 2015). Produkte lassen sich nach diesen Standards evaluieren, um ein Sicherheitszertifikat zu erhalten.

Das Schutzprofil des Smart-Meter-Gateways legt die Sicherheitsziele und Mindestanforderungen für die Schnittstellen mit den LMN, HAN und WAN fest.

**Abbildung 10: Übersicht Schutzprofil und technische Richtlinie TR-03109 (in Anlehnung an BSI)**



Quelle: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI)



Folgende Sicherheitsfunktionen werden für das Smart-Meter-Gateway definiert (Auswahl) (BSI, 2014):

- **DATENVERARBEITUNG.** Das Smart-Meter-Gateway verarbeitet, speichert und überträgt Zählerdaten. Verarbeitungsprofile regeln: Zugangsbeschränkungen zu den Daten, wie die Zählerdaten verarbeitet werden sollen, sowie welche Daten von den Gateways akzeptiert werden.
- **VERTRAULICHKEITSSCHUTZ.** Daten sollen vor unberechtigter Weitergabe geschützt und nach ihrer Nutzung sicher gelöscht werden.
- **AUTHENTIZITÄTSPRÜFUNGEN UND DATEN-INTEGRITÄT.** Das Smart-Meter-Gateway soll die Authentizität und Integrität beim Datenempfang vom Zähler oder externen Teilnehmern verifizieren, sowie Schutzmaßnahmen beim Datenversand anwenden. Ziel ist es, sicherzustellen, dass Daten während der Übertragung nicht verändert werden.
- Eine Informationsflusskontrolle zwischen den Komponenten muss gewährleistet werden.
- **IDENTIFIKATIONS- UND AUTHENTIFIKATIONS-MECHANISMEN** für Nutzer je nach Rolle und Schnittstelle.

Die technische Richtlinie TR-03109 ist in sechs Teile strukturiert und umfasst Mindestfunktionalitäten und die Anforderungen für den sicheren Einsatz von intelligenten Messsystemen.

## VERFÜGBARE TECHNOLOGIEN UND STANDARDS

Die für kommende Smart Grid Anwendungen benötigte Backhaul und Access Kommunikation kann mit Hilfe bestehender Kommunikationsinfrastrukturen nur zum Teil bewältigt werden. Für neu aufzubauende Backhaul und Access Kommunikation kann auf viele Technologiealternativen zurückgegriffen werden, die je nach Use Case spezifische Anforderungen erfüllen müssen.

Grundsätzliche Ansätze werden nach verwendete Übertragungsmedium in 3 Technologiegruppen unterschieden:

### 1. FUNKVERBINDUNG

Funktechnologien werden oft für die Vernetzung im Heimbereich eingesetzt.

Die WLAN-Technologie baut auf TCP/IP (Transmission Control Protocol / Internet Protocol) auf, einem Kommunikationsprotokoll, das für den Datenaustausch heute in fast allen Bereichen zum Einsatz kommt. Die kurzen Reichweiten von üblicherweise bis zu 100m und die hohen Datenraten von theoretisch mehreren hundert Mbit/s machen WLAN zu einer geeigneten Lösung für die Kommunikation im Home Area Network.

Da die meisten Haushalte bereits ein WLAN-Netzwerk nutzen, fallen nur geringe Anschaffungskosten verbunden mit geringem Installationsaufwand an. Die Verbraucherakzeptanz für die WLAN-Technologie wird wahrscheinlich groß sein, da das Smart Meter nur ein weiteres Gerät im Netzwerk wäre.

Mit einer Reichweite von theoretisch bis zu 100 m (Frequenz von 2,4 GHz) ist ZigBee für Netzwerke mit geringen Datenraten, beispielsweise für Anwendungen in den Bereichen Home Automation, Advanced Meter Reading und Sensornetze, geeignet. ZigBee erweitert den IEEE-802.15.4-Standard um Protokolle der Anwendungs- und Netzwerkschichten. Mobilfunknetze stellen eine weitere Alternative für die Kommunikation dar. Die Mobilfunktechnologie ist nahezu flächendeckend verfügbar, da Daten über Mobilfunknetze unterschiedlicher Anbieter übertragen werden können (National Roaming).

Technologien wie GSM (Global System for Mobile communication) und GPRS (General Radio Packet Service) nutzen Frequenzen bis zu 1,9 GHz und sind für Anwendungsfälle mit geringen Latenzanforderungen geeignet. Für den Messstellenbetrieb z.B. sind diese Verfahren jedoch nur sehr eingeschränkt geeignet. 3G-Netze sind die dritte Generation von Mobilfunktechnologien und zeichnen sich durch Datenraten größer als 300 Mbit/s aus. Der in Europa bekannteste Standard ist UMTS (Universal Mobile Telecommunications System). High Speed Downlink Packet Access (HSDPA) und High Speed Uplink Packet Access (HSUPA) sind verbesserte UMTS-basierte Protokolle die höhere Datenraten und reduzierte Latenzzeiten erlauben.

Daneben hat sich der Standard CDMA2000 (Code Division Multiple Access) entwickelt, der Frequenzen von 450 MHz bis 2,1 GHz nutzt. Es ist zu beachten, dass mit CDMA im Gegensatz zum Standard CDMA2000 (auch CDMA450) im eigentlichen Sinne nur ein Code Multiplex Verfahren beschrieben wird.

Der LTE-Standard (Long Term Evolution, 4G) weist geringere Latenzzeiten auf und ermöglicht hohe Datenraten für die Übertragung von Smart-Metering-Daten, hat aber gleichzeitig signifikante Kosten. Der Frequenzbereich erstreckt sich auf bis zu 2,6 GHz. Die erste Lizenzvergabe in Deutschland fand 2010 statt.

Basierend auf dem IEEE-802.16-Standard erreicht WiMAX bis zu 75 Mbit/s und mit einer Reichweite von 50 km empfiehlt es sich für das Wide Area Network. WiMAX hat jedoch bis heute in Europa keine signifikante Marktdurchdringung erreicht.

Einen wichtigen Faktor bei der Smart-Metering-Kommunikation mittels Funk ist die Durchdringung von Hindernissen (z.B. Wänden), da viele Smart Meter in Kellern verbaut sind. Diese wird mit der Nutzung niedrigerer Frequenzen besser erreicht. Der VDE empfiehlt daher die Nutzung von Frequenzen in einem Frequenzband von 450 MHz. Die Verwendung zeigt eine Abdeckungsreichweite, die ca. 14-mal größer ist als im 1,8 GHz-Band. (VDE, 2015)

Ein 450-MHz-Netz wird auch vom BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) im 2016 erschienenen Positionspapier „Die digitale Energiewirtschaft – Agenda für Unternehmen und Politik“ empfohlen. (BDEW, 2016)

Der EUTC (European Utilities Telecom Council) hatte schon im Jahr 2013 vorgeschlagen, den Frequenzbereich von 450-470 MHz für Energieversorger bereitzustellen und auf EU-Ebene zu harmonisieren. (EUTC, 2013) Eine Harmonisierung würde zu Vorteilen wie einer langfristigen Verfügbarkeit nutzbarer Frequenzen und Skalierungseffekten führen.

Bei der Umsetzung mit Hilfe von öffentlichen Mobilfunknetzen sollte beachtet werden, dass grundlegende Anforderungen wie die erforderliche Gebietsabdeckung, Verfügbarkeit und kurze Latenzzeiten erfüllt werden. Je nach Szenario könnten öffentliche Mobilfunknetze sogar Abdeckungsvorteile bringen. Für öffentliche Netze stehen überwiegend Standard-Produkte zur Verfügung. Diese unterliegen ständigen Anpassungen, da überwiegend ein schnelllebiger Markt (z.B. Smart-Phone-Markt) bedient wird. In ländlichen Regionen können z.B. die Gebietsabdeckung und die Rentabilität von Investitionen für den Netzbetreiber ein Problem darstellen. In städtischen Gebieten könnten dagegen in Ausnahmefällen Überlastungssituationen auftreten. Ein Risiko kann auch dadurch entstehen, dass die Informationssicherheit durch einen zusätzlich Beteiligten (öffentlichen Netzbetreiber) sichergestellt und kontrolliert wird.

## 2. STROMLEITUNGSGEBUNDEN

Mit PLC (Powerline Communication) werden Daten über vorhandene Stromleitungen übertragen. PLC gilt als eine effiziente und kostengünstige Lösung im Niederspannungsbereich, beispielsweise für den Transport von Smart-Metering-Daten.

PLC kann generell nach dem verwendeten Frequenzbereich eingeteilt werden. Der Frequenzbereich 3 kHz und 148,5 kHz wird nach DIN-EN 50065-1 (VDE 0808) in vier Frequenzbändern eingeteilt und bezeichnet die Schmalband-PLC-Technologie. Das Band C (125 kHz–140 kHz) nutzt das CSMA/CD-Protokoll (Carrier Sense Multiple Access/Collision Detection) und vermeidet dadurch Konflikte beim gleichzeitigen Zugriff mehrerer PLC-Geräte auf das Stromnetz (sog. Shared Medium).

Durch die begrenzte Bandbreite kann allerdings immer nur eine begrenzte Anzahl von Nutzern auf die Stromleitung zugreifen. Broadband-PLC (B-PLC) nutzt einen Frequenzbereich zwischen 1,8 und 30 MHz und ermöglicht sehr hohe Datenraten (> 100 Mbit/s). B-PLC wird im Standard IEEE 1901 beschrieben.

Der große Frequenzbereich und die damit erreichbaren Datenraten erlauben eine uneingeschränkte Kommunikation auch bei größerem Protokoll-Overhead. Die derzeit verbreitetste B-PLC-Anwendung ist im Heimnetzwerk der breitbandige Internet-Zugang. Der Einsatz im Bereich Smart Metering nimmt jedoch stetig an Bedeutung zu. Ein wesentlicher Vorteil von PLC liegt in den niedrigen Installations- und Betriebskosten, da eine vorhandene Infrastruktur genutzt wird. Datensignale aus Gateways des Niederspannungsnetzes können beispielsweise in einem B-PLC-Headend aggregiert und in das Mittelspannungsnetz gespeist werden. Die Bereitstellung von Datenübertragungskapazität durch externe Provider ist damit nicht notwendig (Schönberg, 2009).

## 3. KABELGEBUNDEN

Kabelgebundene Technologien wie DSL (Digital Subscriber Line) nutzen vorhandene Telefonleitungen und gewährleisten (wenn verfügbar) eine kostengünstige und zuverlässige Datenübertragung. Die Datenrate kann in Abhängigkeit von der Leitungslänge bis zu 100 Mbit/s betragen. Mit Glasfasern sind Geschwindigkeiten von bis zu 10 Gbit/s möglich. Neuinstallationen sind aber auf Grund enormer Kosten nur in wenigen Fällen sinnvoll.

## ANFORDERUNGEN

Ein möglicher Technologie-Mix sollte entsprechend den jeweiligen Anforderungen des Energieversorgers und abhängig von Verfügbarkeit der notwendigen Infrastruktur und Ressourcen (z.B. Glasfaserkabel, frequenzspektralen für Funklösungen, Länge und Qualität von Leitungen) definiert werden.

Als Selektionskriterien für eine Kommunikationslösung sind das Versorgungsgebiet sowie die jeweiligen Anwendungsanforderungen (z.B. Datenrate, Qualität) zu berücksichtigen. Zum Beispiel stellt ein Smart Home mit steuerbaren Lasten und lokaler Stromerzeugung Anforderungen wie Datenschutz, niedrige Kosten und geringen Stromverbrauch in den Vordergrund. Dafür wären beispielweise Technologien wie ZigBee und WLAN weitestgehend geeignet.

Weitere Aspekte für die Selektion sind die Entscheidung zwischen einer Neuinvestition und dem Kaufen / Mieten eines bestehenden Netzes oder die Lizenzsituation des gewünschten Spektrums.

**Tabelle 2: Technologienübersicht**

	TECHNOLOGIE	DATEN-RATE	LATENZ-ZEIT	ABDECKUNG der Gebäude-keller	KOSTEN	NETZ
<b>FUNK-VERBINDUNG</b>	<b>WLAN</b>			(✓)		HAN
	<b>ZIGBEE</b>			-		HAN
	<b>GSM</b>			-		WAN
	<b>UMTS (HSDPA)</b>			-		WAN
	<b>CDMA 450 (3G)</b>			✓		WAN
	<b>LTE (4G)</b>			✓		WAN
	<b>WIMAX</b>			-		WAN
<b>STROMLEITUNGS-GEBUNDEN</b>	<b>B-PLC</b>			✓		HAN, WAN
<b>KABEL-GEBUNDEN</b>	<b>DSL</b>			✓		HAN, WAN
	<b>FIBEROPTIK</b>			✓		WAN

Sehr Gut  
 Gut  
 Mittel  
 Schlecht  
 Sehr schlecht  
 (✓) Begrenzt

Quelle: Accenture

Im Gegenzug bestimmt die gewählte Kommunikationstechnologie die Datengranularität, ist an Frequenzbereiche gebunden und bestimmt so die Anwendungsmöglichkeiten der Daten. Tabelle 2 fasst die Technologie-Beschreibungen zusammen.

Kommunikationsstandards fördern Interoperabilität und tragen zur erfolgreichen Umsetzung des Smart Grids bei. In 2011 haben die drei europäischen Standardisierungsorganisationen CEN, CENELEC und ETSI das M/490 Smart-Grid-Mandat der Europäischen Kommission angenommen. Damit wurden Rahmenbedingungen geschaffen, um Standards kontinuierlich zu verbessern und zu entwickeln.

Zwei Hauptergebnisse dieser Aktivität sind:

- 1. eine Smart-Grid-Referenz-Architektur**
- 2. Vorschlag von Kommunikationsstandards, die den Informationsaustausch zwischen allen Beteiligten gewährleisten (inkl. Datenmodelle und Protokolle) (Europäische Kommission, 2011)**

Die Smart-Grid-Referenz-Architektur empfiehlt für jedes Teilnetz eine Liste von Kommunikationstechnologien, bei deren Auswahl die oben erwähnten Aspekte berücksichtigt sein sollen. (CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, 2012)

Im Rahmen der Smart-Grid-Referenz-Architektur wurde eine Fit-Gap-Analyse durchgeführt, um existierende Standards den Anforderungen genereller Use-Cases gegenüberzustellen und Lücken zu identifizieren. Eine Erkenntnis der Analyse war, dass die existierenden Kommunikationsstandards die Anforderungen der Smart-Grid-Teilnetze erfüllen.

Kommunikationsprofile sollen von der IEC entwickelt werden, um die Umsetzung im Rahmen eines Standards-Sets festzulegen. Interoperabilitätsprüfungen könnten auf Basis solcher Profile durchgeführt werden.

Alle kommunikationsrelevanten Standards und Protokolle werden ausführlich im Rahmen der Referenz-Architektur aufgelistet und in Standard-Sets für jede Ebene des Kommunikationsnetzes organisiert (CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, 2014). Drei Informationsaustauschstandards werden als zentral identifiziert:

- IEC 61968-4 für den Informationsaustausch zwischen Unternehmen und Betriebszonen
- IEC 61850-7-4 für den Informationsaustausch zwischen Betrieb und Feldeinsatz
- IEC 61850-7-420 für die logischen Knoten von DER (Distributed Energy Resources)

## **BESTEHENDE UMSETZUNGS-KONZEPTE UND -BEISPIELE**

In diesem Kapitel werden ausgewählte Smart-Grid-Projekte in der Mittel- und Niederspannungsebene mit Fokus auf die umgesetzten Telekommunikationstechnologien zusammengefasst.

In einer Studie wurde auf Basis des EU-Reports „Smart Grid Project Outlook“ von 2014 eine Übersicht aller Smart-Grid-Projekte in Europa (>450) anhand ihrer Telekommunikationstechnologien erstellt. Der Fokus der Selektion lag auf dem Niederspannungsnetz (Andreadou et al., 2016). Es zeigte sich, dass die PLC-Technologie neben einer Vielzahl weiterer Technologien den am meisten verwendeten Lösungsansatz darstellte.

Das Projekt „Model City Mannheim“ (2009-2013) untersuchte Vernetzungsmöglichkeiten zwischen erneuerbaren Energieerzeugern und Endkunden. Mit Hilfe einer technischen Lösung konnten Kunden ihren Stromverbrauch auf Zeiten mit viel ins Netz eingespeister erneuerbarer Energie verlegen. Die Kommunikation wurde hierbei mittels B-PLC realisiert. Im Rahmen dieses Projektes hat sich B-PLC als zuverlässig und stabil erwiesen. (Thomann, 2012)

Das EE-Bus-Projekt wurde 2011 von den Bundesministerien für Wirtschaft (BMWi) und Umwelt (BMU) im Rahmen der E-Energy-Initiative gefördert. In diesem Projekt ist eine Integrationstechnologie beschrieben, die Smart-Home-Geräte verschiedener Hersteller und das Lastmanagement zwischen Energieversorgern, Netzbetreibern und Endverbrauchern trotz unterschiedlicher Kommunikationsprotokolle vernetzt. Die Initiative bietet Lösungen für zahlreiche Technologien wie PLC, Funk, Ethernet, ZigBee (Dorst & Landwehrmann, 2011).

Die Breitband-Powerline-Technologie (B-PLC), die das Sammeln von Echtzeitdaten erlaubt, war die erste Lösung bei mehreren Umsetzungskonzepten einer Smart-Grid-Kommunikationsinfrastruktur.

Im Pilotprojekt „Smart Operator“ von RWE wurde ein Kommunikationsnetz in der Niederspannung in drei Gemeinden in Rheinland-Pfalz und Bayern über Glasfaser und B-PLC umgesetzt. Hierbei wurden existierende Stromkabel von Haushalten oder Wetterstationen zur Datenübertragung genutzt (RWE, 2012).

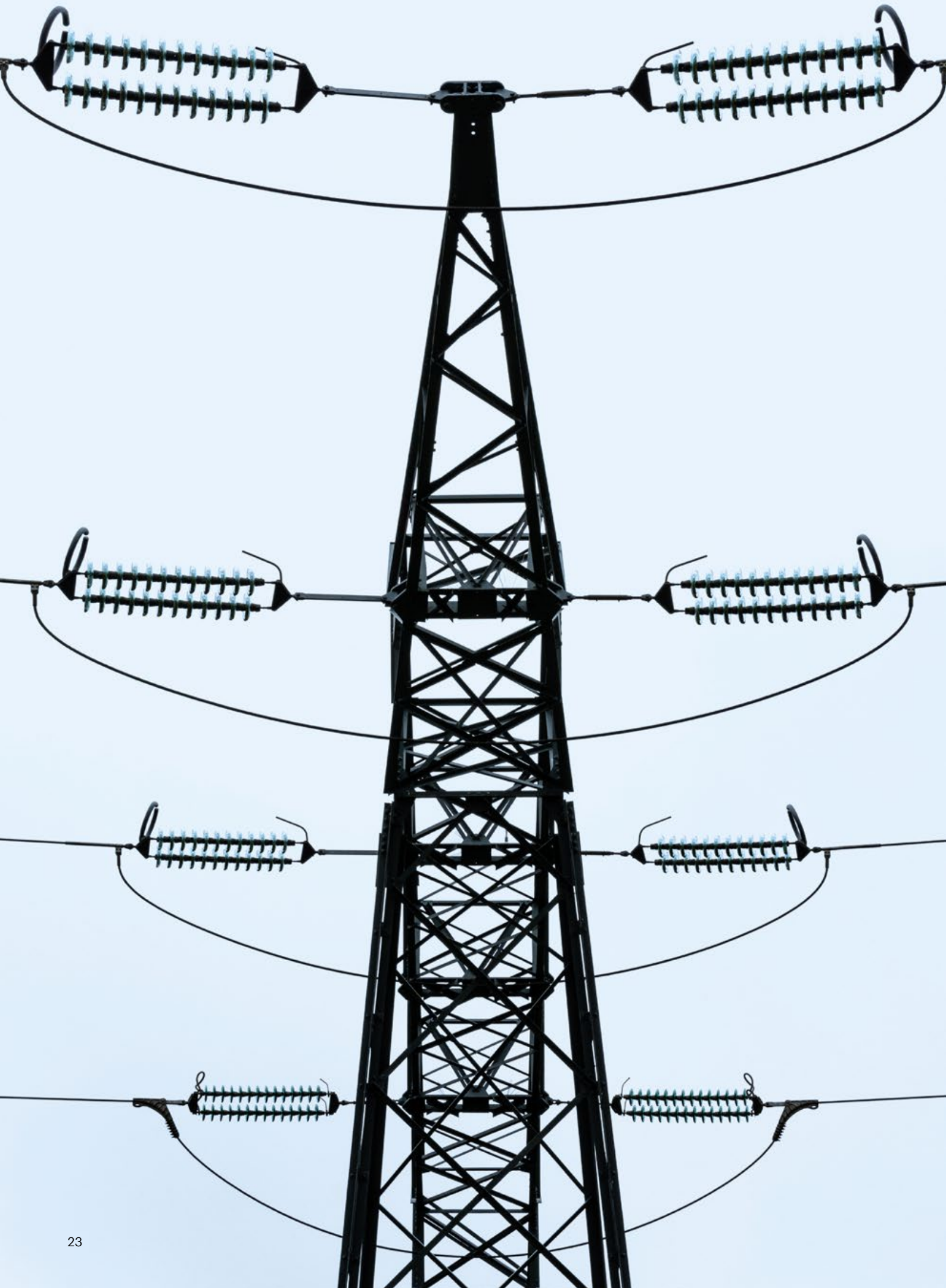
Im Rahmen einer Smart Grid Systemplattform wurde die Datenübertragung im Nieder- und Mittelspannungsnetz über B-PLC realisiert. Netzkomponenten wie regelbare Ortsnetztransformatoren, Sensoren und Ortsstationen wurden mittels B-PLC angeschlossen und gesteuert (PPC AG, 2016).

Die e-netz Süd Hessen hat für ein Pilotprojekt 300 Kunden mit Smart Meter ausgestattet und für die Kommunikation über das Stromnetz B-PLC gewählt. Das Projekt lief ab Mitte 2015 bis Ende 2016 (e-netz Süd Hessen, 2015).

In Zukunft sind Lösungen denkbar, die durch eine Kombination unterschiedlicher Technologien gekennzeichnet sind. Wo B-PLC nutzbar ist, sollte es genutzt werden. Alternativ kann auf Mobilfunkverbindungen (z.B. LTE450) oder Breitbandverbindungen über Telekommunikationskabel (DSL, VDSL) zurückgegriffen werden.

Alliander und Stedin, zwei niederländische Energieversorger, haben zusammen mit KPN ein eigenes Funknetz für das Smart Grid und Smart-Metering-Anwendungen aufgebaut. Als Kommunikationslösung wurde CDMA450 (Frequenzen im Bereich von 450 MHz) als die strategisch beste Option gewählt. KPN baut, betreibt und verwaltet das Netz. Der Frequenzbereich um 450 MHz ist auch in Deutschland verfügbar (Alliander, 2013).







# 4. VON DER IDEE ZUR UMSETZUNG

---

**Wie kommt man von der ersten Idee zu einem Umsetzungskonzept? Der Weg dorthin wird sukzessive anhand von Accenture Projekterfahrungen und dem von der Smart Grid Coordination Group der EU entwickelten Smart Grid Architecture Model (SGAM) beschrieben.**

---

## **DAS SMART GRID ARCHITECTURE MODEL**

Mit dem Mandat M/490 hat die EU-Kommission die Smart Grid Coordination Group (SG-CG) aufgefordert ein Rahmenkonstrukt für Smart Grid Projekte zu erarbeiten. Das Ergebnis dieser Arbeit ist das Smart-Grid-Architecture Model, kurz SGAM, auf das sich alle Smart Grid Komponenten abbilden lassen und das sich in fünf Schichten, fünf Domains und sechs Zones unterteilt (siehe Abbildung 11). Es ist darauf ausgerichtet, Use Cases in ihrer Gänze darstellen zu können. Das Modell vollständig zu erklären würde den Umfang dieses Dokuments übersteigen, es gibt jedoch ausreichend einschlägige Fachliteratur. Hier sei nur kurz der Hintergrund und die Funktionsweise jeder Achse erklärt.

Die Achsen Domains und Zones bilden die Basis des Modells. Domains beschreiben die physikalische Zuordnung einer Komponente zu den Bereichen Erzeugung, Übertragung, Verteilung, Dezentrale Erneuerbare Energien und Endkundensegment. Zones beschreiben die hierarchische Aufteilung des Managements der einzelnen Prozesse. Dies geht vom Marktgeschehen (Energiehandel) bis hin zur Hardware wie Generatoren, Kabel etc. Das Mapping des sich in der Entwicklung befindlichen Smart Grids findet in den Schichten (Layer) statt. Es gibt fünf Schichten, die alle über das geplante Konzept verbunden sind.

### **KOMPONENTENSCHICHT (COMPONENT LAYER)**

Der Schwerpunkt der Komponentenschicht ist die Verteilung aller im Smart Grid integrierten Komponenten. Dies beinhaltet alle Akteure, Anwendungen, Netz-, Erzeugungs-, und Verbrauchselemente, die Schutztechnik, Telekommunikationshardware, Netzwerkinfrastruktur (Kabelgebundene und kabellose Verbindungen, Router, etc.) sowie jegliche Art von Computern.

### **KOMMUNIKATIONSSCHICHT (COMMUNICATION LAYER)**

Die Kommunikationsschicht beschreibt Protokolle und Mechanismen für die Interoperabilität der einzelnen Komponenten des zugrundeliegenden Use Cases, Funktionsumfangs oder Services sowie in Bezug stehende Informationsobjekte und Datenmodelle.

### **INFORMATIONSSCHICHT (INFORMATION LAYER)**

Hier wird der Informationsaustausch zwischen den Funktionen, Services und Komponenten beschrieben.

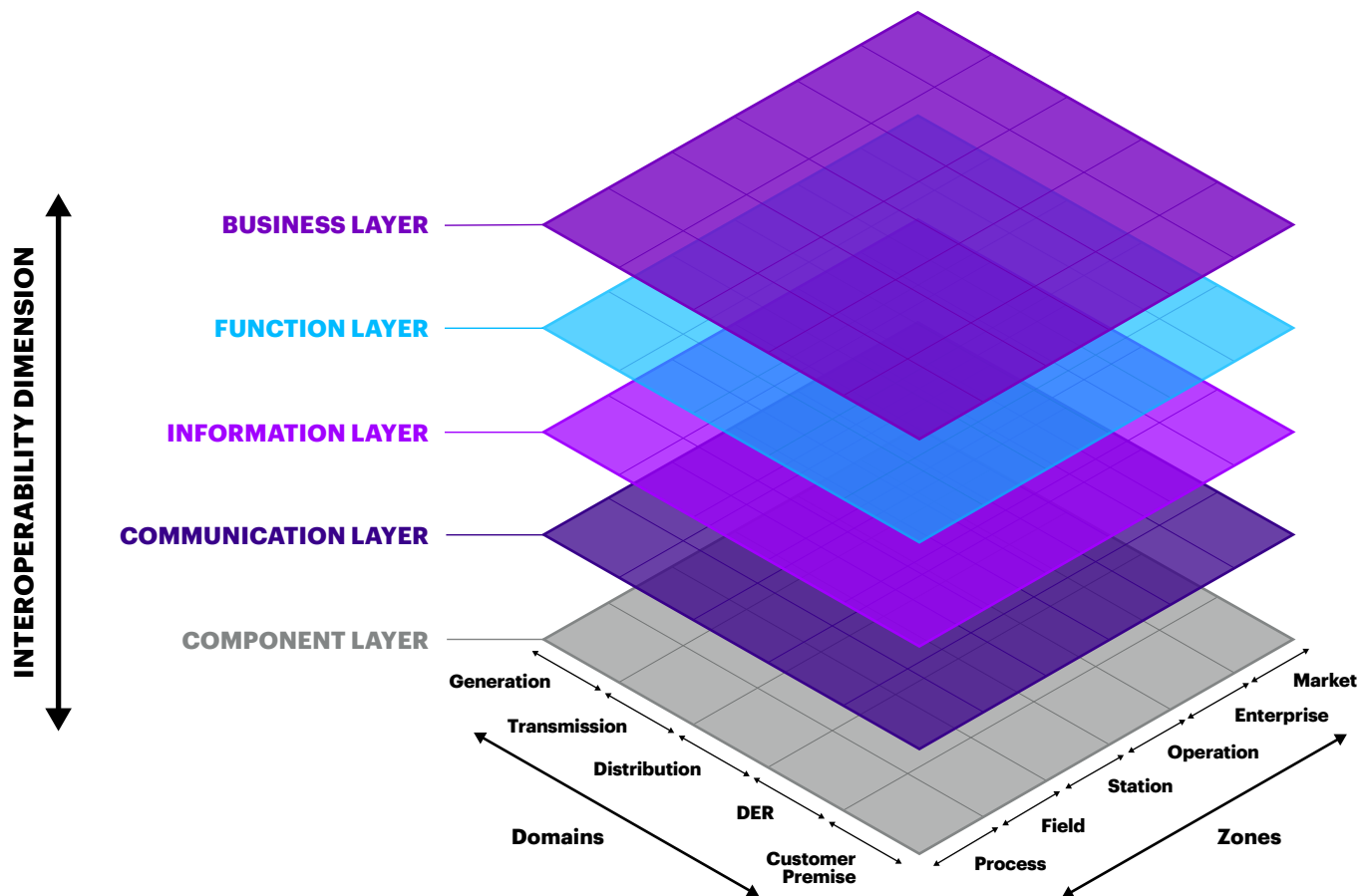
### **FUNKTIONSSCHICHT (FUNCTIONAL LAYER)**

Die Funktionsschicht beschreibt Funktionen und Services inklusive ihrer Interaktionen von einem architektonischen Gesichtspunkt aus. Die Funktionen sind unabhängig von den einzelnen Akteuren und rein von der jeweiligen Use-Case-Funktionalität abhängig.

### **BUSINESSSCHICHT (BUSINESS LAYER)**

Die Businessschicht beschreibt den rein wirtschaftlichen Blick auf den Informationsaustausch in einem Smart Grid. Hier können sowohl regulatorische als auch wirtschaftliche Aspekte wie Marktstrukturen, Portfolios etc. abgebildet werden.

**Abbildung 11: Das von der Smart Grid Coordination Group entwickelte Smart Grid Architecture Model**



Quelle: CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, 2014

## VORGEHENSWEISE

Die prinzipielle Vorgehensweise für die Projektierung eines Smart Grid Use Cases ist in Abbildung 12 am Beispiel der Blindleistungsregelung mit dezentralen Erneuerbare Energieanlagen (EEA) dargestellt. Sie zeigt die ersten generischen Schritte auf dem Weg von einer ersten Idee/Use Case zu einem konkreten Implementierungsmodell. Alle im Folgenden beschriebenen Prozessschritte werden auf die jeweilige Schicht des SGAM abgebildet und somit Interdependenzen, Schnitt- und Schwachstellen herausgestellt.

### A. ENTWICKLUNG EINER IDEE UND BESCHREIBUNG VON ANWENDUNGSFÄLLEN

Zunächst wird mit dem Kunden eine Idee entworfen bzw. bringt der Kunde eine Idee in den Prozess mit ein. Dies beinhaltet den Wunsch nach der Umsetzung der Anbindung einer bestimmten Technologie oder der Ermöglichung einer bestimmten Anwendung wie in Kapitel 2 beschrieben. Die für diese Idee benötigte Infrastruktur und die erforderlichen Kommunikationskanäle werden in dieser Phase definiert. Welche Technologien sollen implementiert werden und wie und zu welchem Zweck sollen sie miteinander kommunizieren? Erste Use Cases werden entworfen und die dafür benötigten Kriterien (z.B. Latenzzeiten, Schwarzfähigkeit etc.) definiert.

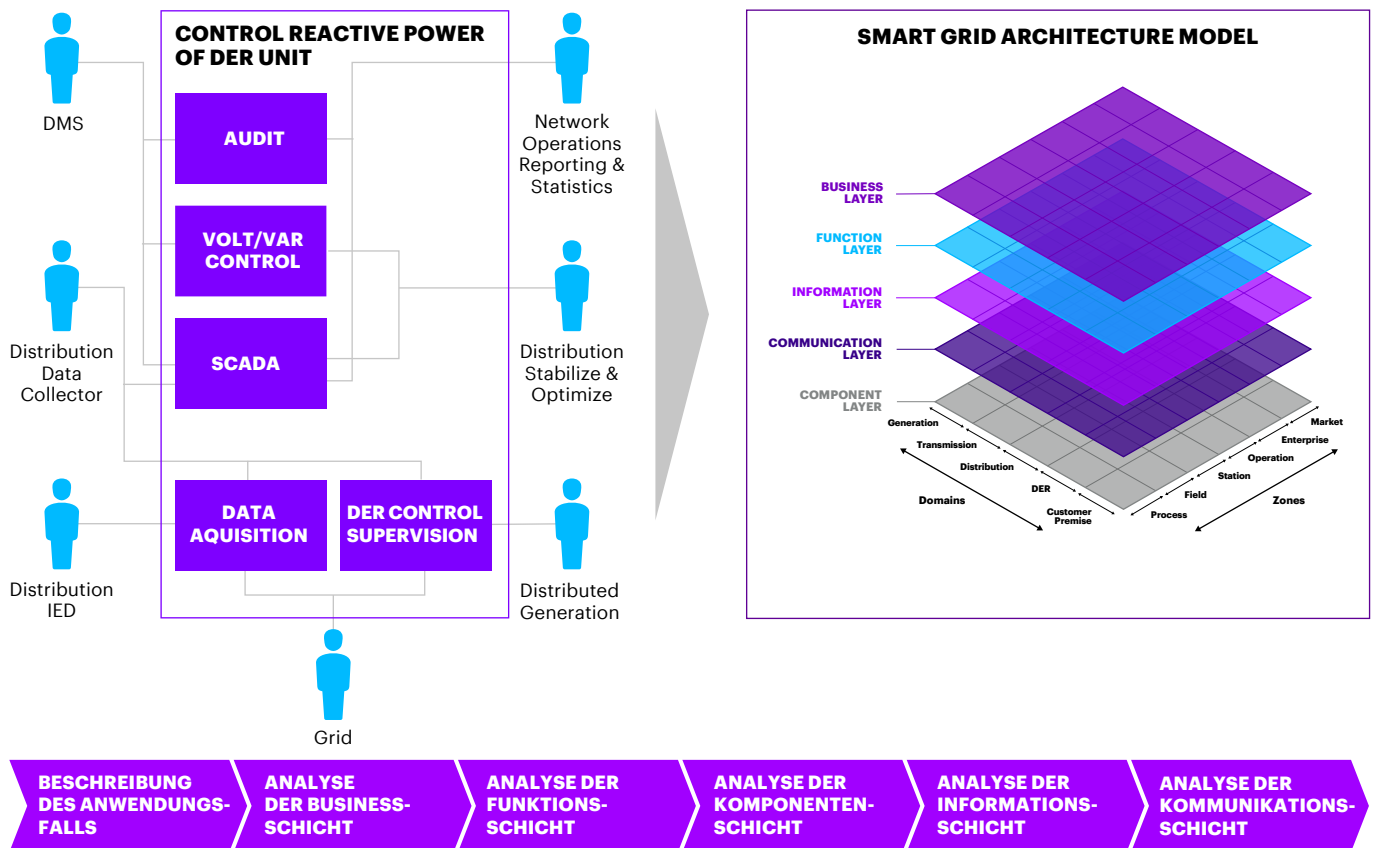
### B. ENTWICKLUNG DES RAHMENKONZEPTS UND DER GESCHÄFTSMODELLE (BUSINESSSCHICHT)

Aufbauend auf den Use Cases werden die möglichen Gewinne durch die Realisierung berechnet. Diesen Business Cases wird eine grobe Schätzung der Implementierungskosten gegenübergestellt. Als Rahmenkonzept werden die gesetzlichen sowie marktregulatorischen Rahmenbedingungen der Implementierungsregion analysiert und somit Grenzen der Realisierung aufgezeigt.

### C. UNTERSUCHUNG DER VERFÜGBAREN INFRASTRUKTUREN UND DES NETZGEBIETS (FUNKTIONSSCHICHT)

Als nächster Schritt muss die vorhandene Infrastruktur für die Implementierung untersucht und als Ist-Situation aufgenommen werden. Dazu werden sowohl die Netzstruktur als auch alle im Netz vorhandenen technischen Betriebsmittel sowie Kommunikationsinfrastrukturen untersucht. Am Ende dieser Phase steht eine detaillierte Abbildung der vorhandenen Assets.

**Abbildung 12: Methodische Vorgehensweise für die Definition der Anforderungen auf den einzelnen Schichten des SGAM – Beispielhafter Use Case der Blindleistungsregelung von dezentralen Erneuerbaren Energie-Anlagen**



Quelle: CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group

#### D. ABLEITUNG DER TECHNISCHEN VORAUSSETZUNGEN UND UMSETZUNGSBEDARF (KOMPONENTENSCHICHT)

In Anlehnung an die in den Punkten A und B definierten Use Cases und Anwendungsapplikationen wird in diesem Abschnitt die Sollstruktur des zu etablierenden Systems aus Hardwarekomponenten und Telekommunikationsinfrastruktur erstellt. Die Sollstruktur richtet sich dabei an der in Abbildung 6 dargestellten Kommunikationsinfrastruktur aus. Mit einem Ist-Soll-Vergleich wird daraufhin der Umsetzungsbedarf in der Komponentenschicht hardwareseitig definiert.

#### E. DEFINITION DER BENÖTIGTEN INFORMATIONSFLÜSSE ZWISCHEN DEN KOMPONENTEN UND AKTEUREN (INFORMATIONSSCHICHT)

In dieser Schicht werden alle benötigten Informationsflüsse und die dafür benötigten Informationsprotokolle erarbeitet. Dies geschieht unter Einbeziehung aller relevanten Normen und Richtlinien (z.B. IEC 61850). Durch die Abstimmung der Informationsflüsse mit den Normen und den Anforderungen an Cybersecurity und Privacy und den Anforderungen an die in Punkt A definierten Kriterien (Latenzzeit etc.) für die jeweiligen Anwendungsfälle können Datenraten und weitere Kriterien festgelegt werden.

#### F. TECHNOLOGIEAUSWAHL FÜR DIE KOMMUNIKATIONSINFRASTRUKTUR (KOMMUNIKATIONSSCHICHT)

Auf Basis der in den Punkten A–E definierten Kommunikationsinfrastruktur und den herausgearbeiteten exakten Anforderungen an Datenraten, Latenzzeit etc. eines jeden Verbindungspunktes wird eine erste Technologieauswahl getroffen. Eine detaillierte Telekommunikationsinfrastruktur kann somit skizziert werden.

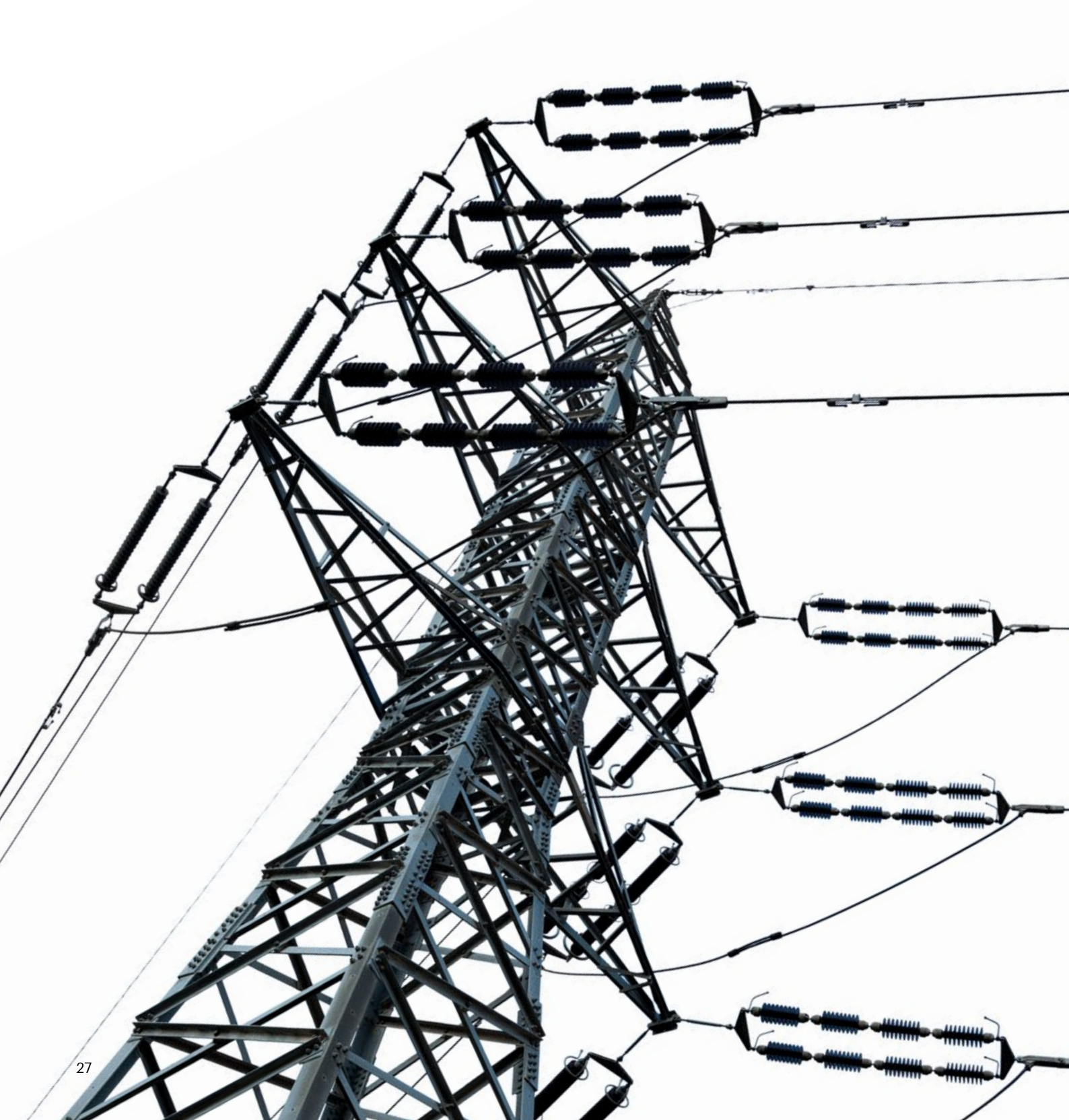
Eine sehr wichtige Entscheidung für die Umsetzung in den nachfolgenden Schritten ist die Überlegung wie die Governance- und Ownership-Struktur geregelt werden soll. Die Infrastruktur kann entweder eigenständig aufgebaut werden, es kann auf öffentliche oder andere bereits bestehende Infrastrukturen Dritter zurückgegriffen oder eine Mischung aus beiden Varianten genutzt werden. Verschiedene strategische Technologieoptionen ergeben sich an der Schnittstelle zwischen technischen Anforderungen und Organisationsstruktur. Alle Ansätze haben Vor- und Nachteile. Die optimale Lösung ist immer abhängig vom konkreten Anwendungsfall. Zur Festlegung der besten Optionen werden Workshops mit Herstellern und Zulieferern durchgeführt und am Ende das für die Realisierung günstigste Szenario ausgewählt.

## **G. ERSTELLUNG VON PROZESSSTRUKTUREN UND LASTENHEFTEN**

Nach der konkreten Zieldesigndefinition und Technologieauswahl muss eine Implementierungsroadmap erstellt werden. Dabei werden zunächst für alle Teilschritte die relevanten Prozessstrukturen definiert und daraus abgeleitet Lastenhefte erstellt. Dies erfolgt in enger Kooperation mit dem Kunden und allen betroffenen Fachabteilungen, da jedem Umsetzungsprozess ein Umsetzungsverantwortlicher zugewiesen wird. Dafür werden Abstimmungsworkshops und Expertengespräche durchgeführt.

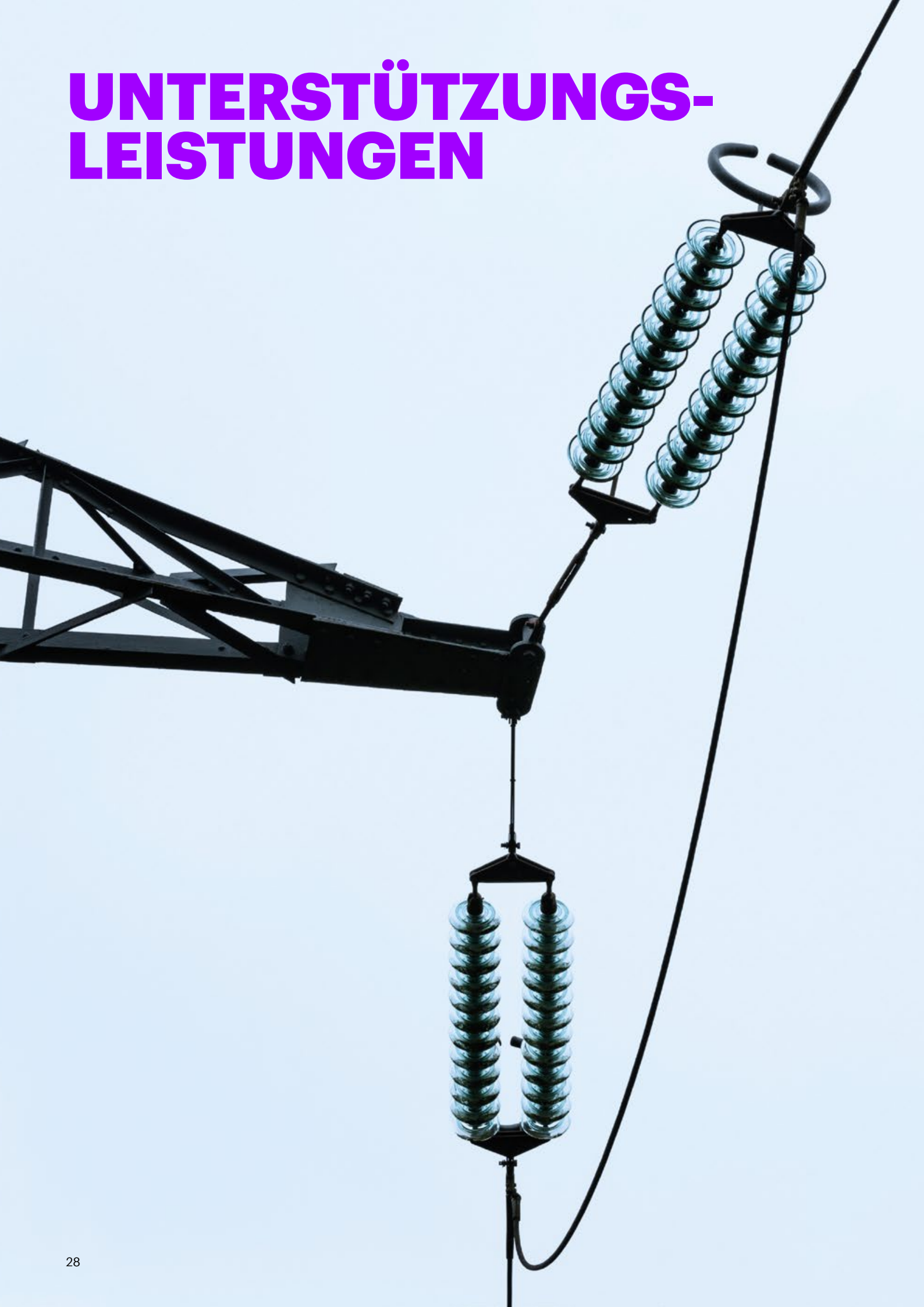
## **H. UMSETZUNGSCONTROLLING**

Im Umsetzungscontrolling von IT und OT Maßnahmen hat Accenture langjährige Erfahrung in unterschiedlichen Branchen. Dies beginnt bei dem Verfassen von Lastenheften und erstreckt sich auf die Unterstützung bei der Systemauswahl bis hin zur Entwicklung von Testspezifikationen, Durchführung von Tests und letztendlich der Systemabnahme.





# UNTERSTÜTZUNGS- LEISTUNGEN





# ACCENTURE UTILITIES

Die Accenture Utilities Industriegruppe in Deutschland, Österreich und der Schweiz bietet Unternehmen tiefe Branchenkenntnisse, erstklassige Kompetenzen, digitale Innovation und modernste Technologie. Wir eröffnen Wert- und Wachstumspotenziale durch die Transformation Ihrer Wertschöpfungskette. Wir kombinieren Erfahrung und Industriekompetenz entlang der gesamten Wertschöpfungskette, um unseren Kunden aus der Versorgungsbranche End-to-End-Services auf höchstem Niveau zu bieten. Unsere Experten unterstützen Versorgungsunternehmen dabei, die Leistungsfähigkeit ihrer Assets zu verbessern, ihre Kosten zu senken, den Netzbetrieb zu optimieren und moderne Messdaten sowie Datenkompetenz in vollem Umfang zu nutzen.

## MÖGLICHE UNTERSTÜTZUNGSLEISTUNG DURCH ACCENTURE:

- Untersuchung des Netzgebiets und Erstellen von Business Cases
- Definition von konkreten Anwendungsbeispielen
- Nutzung von Best Practices weltweiter Smart Grid und Smart Meter Projekte
- Ownership und Governance Benchmarking
- Digitalisierung von Geschäftsprozessen
- Bessere Vorbereitung und schnellere Reaktion auf Cyberbedrohungen
- Lösungen für die Datenintegration über Kommunikationstechnologien angeschlossene Hardware (Netzdatenmanagement)
- Lösungen für die Nutzung der Daten für operative und strategische Netzplanung sowie Analytics zur vorausschauenden Entscheidungsfindung

# FRAUNHOFER ESK

Das Fraunhofer ESK konzentriert sich auf die angewandte Forschung im Bereich Informations- und Kommunikationstechnik (IuK) mit dem Fokus auf verlässliche Kommunikationssysteme. Das Institut arbeitet in den Kompetenzbereichen Kommunikationstechnologien & -architekturen und Entwurf & Absicherung für die Branchen Vernetzte Mobilität, Industriekommunikation sowie Smart Grid und Telekommunikation.

## MÖGLICHE UNTERSTÜTZUNGSLEISTUNG DURCH FRAUNHOFER ESK:

- Analyse von Smart Meter Rollout-, Monitoring- und Schaltszenarien:
  - Analyse der vorhandenen Infrastruktur
  - Definition von Anwendungsfällen
  - Erstellung der Anforderungsspezifikation (Performance, Quality of Service)
  - Schnittstellenspezifikation
  - Empfehlung von drahtlosen und drahtgebundenen Übertragungstechnologien
- Funktionsnachweis durch realitätsnahe Simulationen und Labortest
- Durchführung und Auswertung von Feldtests

# LITERATUR

- ACCENTURE, 2017.** Digitally Enabled Grid [Online]  
Available at: <https://www.accenture.com/us-en/insight-embracing-digitally-enabled-grid-distribution-utilities-2017>  
[Zugriff am 12.12.2017]
- ACCENTURE, 2016.** Digitally Enabled Grid [Online]  
Available at: <https://www.accenture.com/us-en/blogs/blogs-utilities-future-distribution-platform-optimizer>  
[Zugriff am 12.12.2017]
- ALLIANDER, 2013.** CDMA-450: Managed Wireless Services, Brussels: Alliander.
- ANDREADOU, N., MIGUEL, O. G. & FULLI, G., 2016.** Telecommunication Technologies for Smart Grid Projects with Focus on Smart Metering Applications. *Energies*, 9(5), p. 375.
- BDEW, 2016.** Die digitale Energiewirtschaft - Agenda für Unternehmen und Politik. [Online]  
Available at: <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/die-digitale-energiewirtschaft--agenda-fuer-unternehmen-und-politik-de>  
[Zugriff am 28 10 2016].
- BSI, 2014.** [https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/Broschueren/Smart-Meter-Gateway.pdf?jsessionid=D927217C27A4092468953BC8AF03D6A4.2\\_cid351?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/Broschueren/Smart-Meter-Gateway.pdf?jsessionid=D927217C27A4092468953BC8AF03D6A4.2_cid351?__blob=publicationFile&v=2). [Online]  
Available at: [https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Zertifizierung/Reporte/ReportePP/pp0073b\\_pdf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Zertifizierung/Reporte/ReportePP/pp0073b_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=1)  
[Zugriff am 20 06 2017].
- BSI, 2015. BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK.** [Online]  
Available at: [https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/Broschueren/Smart-Meter-Gateway.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/Broschueren/Smart-Meter-Gateway.pdf?__blob=publicationFile&v=2)  
[Zugriff am 28 10 2016].
- BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK,** [Online]  
Available at: [https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/Broschueren/Smart-Meter-Gateway.pdf;jsessionid=D927217C27A4092468953BC8AF03D6A4.2\\_cid351?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/Broschueren/Smart-Meter-Gateway.pdf;jsessionid=D927217C27A4092468953BC8AF03D6A4.2_cid351?__blob=publicationFile&v=2)  
[Zugriff am 20 06 2017].
- CEN-CENELEC-ETSI SMART GRID COORDINATION GROUP, 2012.** Europäische Kommission Energie. [Online]  
Available at: [http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/xpert\\_group1\\_reference\\_architecture.pdf](http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/xpert_group1_reference_architecture.pdf)  
[Zugriff am 28 10 2016].
- CEN-CENELEC-ETSI SMART GRID COORDINATION GROUP, 2014.** Cencenelec. [Online]  
Available at: [ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/SGCG\\_Standards\\_Report.pdf](ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/SGCG_Standards_Report.pdf)  
[Zugriff am 28 10 2016].
- CEN-CENELEC-ETSI SMART GRID COORDINATION GROUP, 2016.** Document for the M/490 Mandate. [Online]  
Available at: [ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/SGCG\\_SGIS\\_Report.pdf](ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/SGCG_SGIS_Report.pdf)
- DORST, W. & LANDWEHRMANN, T., 2011.** EEBus. [Online]  
Available at: [https://www.eebus.org/fileadmin/Mediapool/2011\\_06\\_EEBus\\_Whitepaper.pdf](https://www.eebus.org/fileadmin/Mediapool/2011_06_EEBus_Whitepaper.pdf)  
[Zugriff am 28 10 2016].
- E-NETZ SÜDHESSEN, 2015.** Pilotprojekt "Intelligente Zähler". [Online]  
Available at: <http://www.e-netz-suedhessen.de/presse-und-bekanntmachungen/pilotprojekt-intelligente-zaehler>  
[Zugriff am 25 07 2017].
- EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2011.** M/490 EN: Standardization Mandate to European Standardisation Organisations (ESOs) to support European Smart Grid deployment, Brüssel: s.n.
- EUTC, 2013.** European Utility Telecom Council. [Online]  
Available at: <http://utc.org/europe/wp-content/uploads/sites/4/2016/04/EUTC-Spectrum-Position-Paper.pdf>  
[Zugriff am 04 11 2016].
- GROUP, S. G. C., 2014.** SG-CG/M490/L\_Flexibility Management, Brussels: CEN-CENELEC-ETSI .
- MURAT, K., PIPATTANASOMPORN, M. & RAHMAN, S., 2014.** Communication network requirements for major smart grid applications in HAN, NAN and WAN. *Computer Networks*, Band 67, pp. 74-88.
- PPC AG, 2016.** PPC Case Study SAG Ines. [Online]  
Available at: [http://www.ppc-ag.de/files/ppc\\_case\\_study\\_sag\\_ines\\_16\\_2075\\_1d\\_for\\_web.pdf](http://www.ppc-ag.de/files/ppc_case_study_sag_ines_16_2075_1d_for_web.pdf)  
[Zugriff am 28 10 2016].
- RWE, 2012.** RWE. [Online]  
Available at: <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/2483486/data/2279786/3/rwe-deutschland/energiewende/intelligente-netze/smart-operator/neue-ideen-fuers-netz/Neue-Ideen-fuers-Netz.pdf>  
[Zugriff am 28 10 2016].
- SCHÖNBERG, I., 2009.** Kommunikationstechnik für intelligente Stromnetze mittels Breitband-Powerline. np, pp. 12-14.
- THOMANN, R., 2012.** Model City Mannheim (Model Region Rhine-Neckar). [Online]  
Available at: <http://www.gridinnovation-on-line.eu/Articles/Library/Model-City-Mannheim-Moma.kl>  
[Zugriff am 28 10 2016].
- VDE, 2015.** Kommunikationsnetz für das Smart Grid, Frankfurt: VDE.
- WEISS, T., 2016.** Optimizing electricity supply system operation and planning. s.l.:VDE Verlag.

# KONTAKT

**Dieses Whitepaper wurde von Accenture in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer Institut für Eingebettete Systeme und Kommunikationstechnik ESK erstellt.**

**Bitte wenden Sie sich bei allen Fragen zu der Zusammenarbeit oder den Inhalten an:**

**DR.-ING. THOMAS WEISS**

Accenture  
Anni-Albers-Straße 11  
D-80807 München  
Tel.: +49 175 5760946  
E-Mail: [thomas.weiss@accenture.com](mailto:thomas.weiss@accenture.com)

**DR.-ING. ERIK OSWALD**

Fraunhofer-Institut für Eingebettete Systeme  
und Kommunikationstechnik ESK  
Hansastraße 32  
80686 München  
Tel.: +49 89 547088-374  
E-Mail: [erik.oswald@esk.fraunhofer.de](mailto:erik.oswald@esk.fraunhofer.de)

## ÜBER ACCENTURE

Accenture ist ein weltweit führendes Dienstleistungsunternehmen, das ein breites Portfolio von Services und Lösungen in den Bereichen Strategie, Consulting, Digital, Technologie und Operations anbietet. Mit umfassender Erfahrung und spezialisierten Fähigkeiten über mehr als 40 Branchen und alle Unternehmensfunktionen hinweg – gestützt auf das weltweit größte Delivery-Netzwerk – arbeitet Accenture an der Schnittstelle von Business und Technologie, um Kunden dabei zu unterstützen, ihre Leistungsfähigkeit zu verbessern und nachhaltigen Wert für ihre Stakeholder zu schaffen. Mit rund 435.000 Mitarbeitern, die für Kunden in über 120 Ländern tätig sind, treibt Accenture Innovationen voran, um die Art und Weise, wie die Welt lebt und arbeitet, zu verbessern. Besuchen Sie uns unter [www.accenture.de](http://www.accenture.de).