White Paper – Innovative Netzplanung

Neue Netzplanung für neue Herausforderungen

Verfasser: Dr. Andreas Ulbig, COO, Adaptricity

Version: 1.0

Datum: 10. Juli 2020

Inhaltsverzeichnis

1 Einfluss von Energiewende und Digitalisierungstrends auf die Stromnetze 2
1.1 Neue Erzeuger 2
1.2 Neue Verbraucher 4
1.3 Neue Datengrundlage und Steuerungsoptionen 5
1.3.1 Messdaten 5
1.3.2 Netzdaten 6
1.3.3 Netzsteuerung 7
2 Neue Herausforderungen für Netzbetrieb und Netzplanung 8
2.1 Herausforderungen für Netzbetrieb und Netzplanung 8
2.1.1 Veränderte Netznutzung erhöht Netzverstärkungsbedarf 8
2.1.2 Steigende regulatorische Anforderungen 8
2.1.3 Fehlende Netztransparenz im Verteilnetz 9
2.2 Limitierungen konventioneller Netzplanung 11
2.3 Chancen innovativer Netzplanung 11
2.3.1 Vergleich zeitreihen- und einzelschrittbasierter Netzsimulation 11
2.3.2 Simulationsplattform Adaptricity.Sim 13
2.3.3 Analysen für ein Verteilnetz 13
2.4 Neue Optionen im Verteilnetzbetrieb 15
2.4.1 Verteilnetzüberwachung 16
2.4.2 Aktiver Verteilnetzbetrieb 17
2.4.3 Leitstellen-Funktionalität fürs Verteilnetz 17
3 Veränderungen der Kostenstrukturen in Netzbetrieb und Netzplanung 18
3.1 IKT-Kostendegression 18
3.2 Kostenvergleiche – konventionelle und SmartGrid-Netzinvestitionen 19
4 Kernaussagen und Ausblick 20
5 Referenzen 22

1 Einfluss von Energiewende und Digitalisierungstrends auf die Stromnetze

Die sich derzeit anbahnende Beschleunigung der Energiewende in ihren verschiedenen Ausprägungen – dezentrale Erzeugertechnologien, neue Verbrauchertypen und dezentrale Speichertechnologien – wird zusammen mit parallelen Entwicklungen wie Digitalisierung und damit auch verstärktem IKT-Einsatz im Stromnetz («SmartGrid») für grosse Veränderungen im Stromnetzbetrieb, insbesondere in den bisher passiven Verteilnetzen, führen.

Diese Trends werden in der Fläche erst mittelfristig und inkrementell zu signifikanten, tiefgreifenden Veränderungen führen. Technologischer Wandel ist langsam – gerade im Infrastrukturbereich. Da aber auch der Zeithorizont in der Netzplanung lang ist, typischerweise werden heute Entscheidungen getroffen, die für die kommenden 20-40 Jahren relevant sind und über diesen langen Zeitraum auch den Test der Zeit bestehen müssen, sollten sich Netzbetreiber besser heute als morgen auf die kommenden neuen Realitäten einstellen und Ihre Prozesse in Netzbetrieb und Netzplanung zukunftssicher ausrichten.

Das vorliegende White Paper analysiert diese Herausforderungen, oft am konkreten Beispiel der Stadt Burgdorf und dessen Verteilnetzes, welches im Rahmen des BFE-Projekts SimZukunft [1] im Detail analysiert wurde, und gibt konkrete Empfehlungen für eine bessere Verteilnetzplanung und Digitalisierungstrends in Verteilnetzen.

1.1 Neue Erzeuger

Der Anteil neuer Erneuerbarer Energieerzeugung (EE) im Stromnetz, insbesondere die installierte Leistung von Windturbinen und PV-Anlagen, steigt europaweit seit mehr als einer Dekade schnell an (Abbildung 1) und es gibt kaum Argumente dafür, dass dies nicht auch weiter der Fall sein sollte.

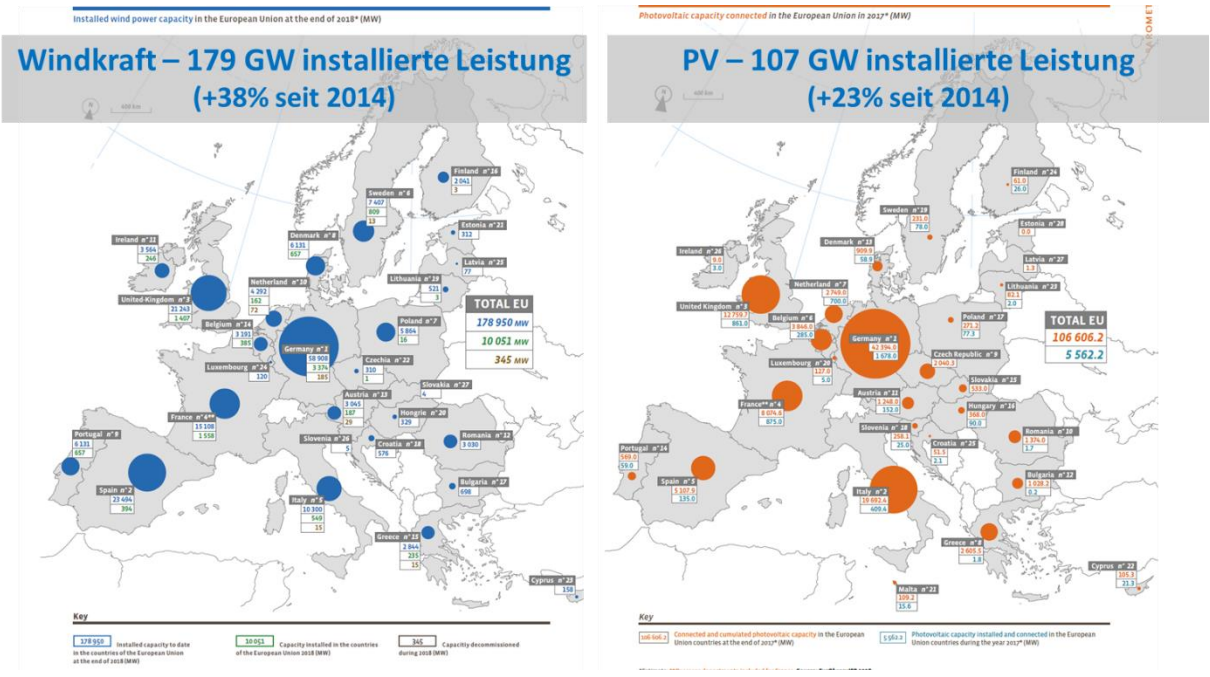


Abbildung 1 – Ausbau Erneuerbarer Energien in Europa (Stand 2018) (Quelle: EurObserv'ER)

Die Installation von EE-Anlagen, Wind- und PV-Anlagen findet dabei fast ausschliesslich im Verteilnetz statt (Abbildung 2). PV-Anlagen sind grösstenteils im Niederspannungsnetz, Windturbinen hauptsächlich im Mittel- und Hochspannungsnetz angeschlossen.

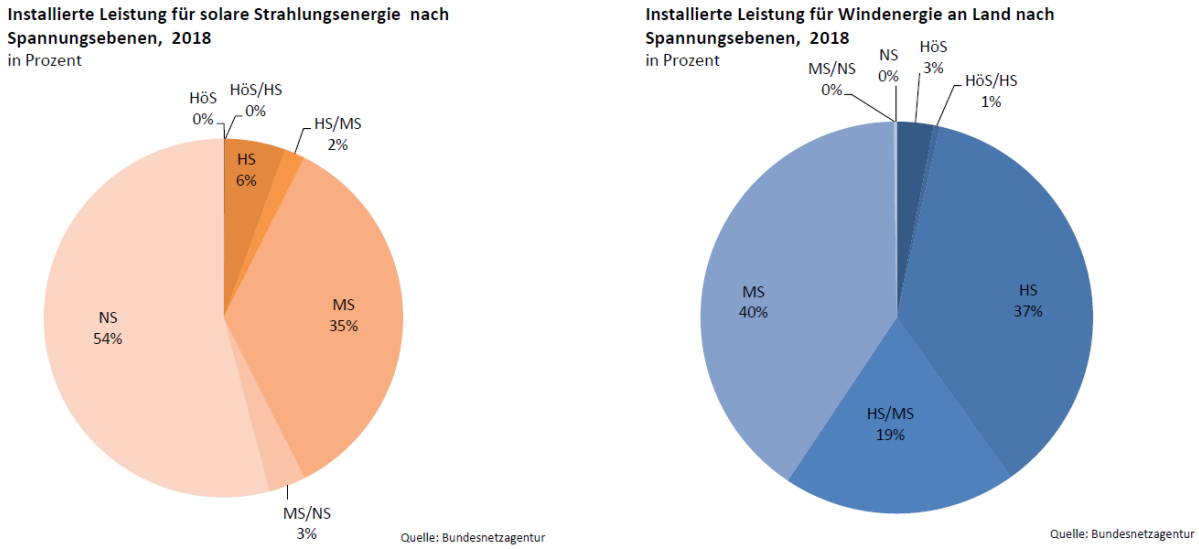


Abbildung 2 – Installierte Leistung von Wind- und PV-Anlagen nach Spannungsebene (Stand 2018) (Quelle: Bundesnetzagentur)

Dementsprechend sind die direkten physikalischen Netzauswirkungen und -probleme erst einmal im Verteilnetz spürbar. Indirekte Auswirkungen gibt es auch im Übertragungsnetz auf der Höchstspannungsebene. Diese müssen allerdings im grösseren Zusammenhang mit dem an den europäischen Strommärkten entstehenden Kraftwerks-Dispatch gesehen werden.

Die sichtbaren Effekte im Verteilnetzbetrieb sind lokale Spannungsprobleme und Netzüberlastungen, zum Teil auch unerwartete Netzrückspeisung in überlagerte Netzebenen. Für das Netzgebiet der Stadt Burgdorf [1] sind Netzrückspeisung von in der Spitze ca. 10–40 MW in den kommenden Jahrzehnten plausible erwartbar – im extremen Fall sogar mehr als 120 MW (Abbildung 3).

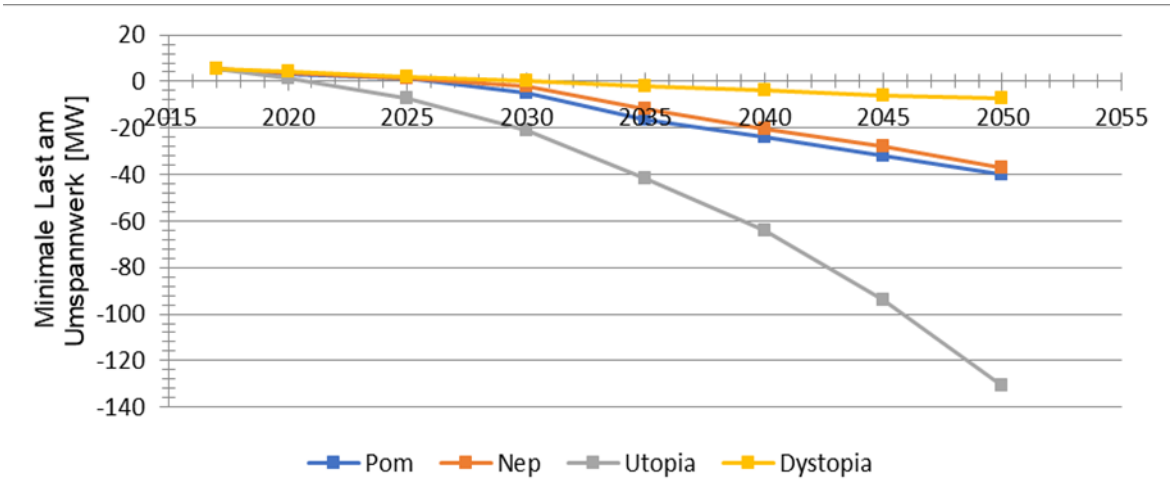


Abbildung 3 – Prognostizierte Netzrückspeisung (Spitze) ins Burgdorfer Hochspannungsnetz bis 2050

1.2 Neue Verbraucher

Neben dem schnellen Zuwachs an dezentraler, erneuerbarer Energieerzeugung ist die strukturelle Veränderung der Lastzusammensetzung ein weiterer wichtiger, aktuell allerdings noch weniger diskutierte Langfristtrend, der zu Herausforderungen für die Verteilnetze führt.

Die politisch erwünschte Dekarbonisierung und damit Elektrifizierung des Wärmebedarfs mittels Wärmepumpen und des Mobilitätssektors durch Elektroautos hat das Potenzial, den Verbrauch fossiler Energieträger wie Erdöl und Erdgas drastisch zu reduzieren. Prosumer-Haushalte, die als Primärenergie, auch für Wärme und Mobilität, ausschliesslich Strom verwenden und diesen zum Teil auch selbst produzieren (Abbildung 4), werden die neue Norm werden und sowohl zu technischen als auch finanziellen Herausforderungen bei Netzbetreibern führen.

Abbildung 4 – Prosumer als Treiber für Veränderung im Verteilnetz

Der Dekarbonisierungstrend erhöht den Strombedarf der Haushalte mittelfristig deutlich. Ohne geeignetes Energiemanagement würde zusätzlich auch die erwartbare Spitzenlast in den Verteilnetzen stark ansteigen, wie am Beispiel Burgdorfs [1] illustriert (Abbildung 5). Auf der Ebene einzelner Haushalte und Häuser, können Elektroladestationen mit typischen Ladeleistungen von 11 bis 22 kWp die mögliche Spitzenlast schnell verdoppeln, während Wärmepumpen den Jahres-Strombedarf verdoppeln bis verdreifachen können (Tabelle 1).

Tabelle 1 – Vergleich Anschlussleistungen und Netzeinflüsse von PV-Anlagen und E-Mobilität

	Photovoltaik	Elektromobilität
Anschlussleistung	2–5–10 kW_p (Haushalt), 30-100+ kW_p (Kommerz)	3–11–22 kW_p (Haushalt), >>50 kW_p (Parkplatz)
Gleichzeitigkeitsfaktor	sehr hoch (abhängig von Ausrichtung)	abhängig von Wochentag und Ladeort
Korrelation zur Netzlast	ortsabhängig innerstädtisch werktags hoch – netzentlastend sonst: werktags niedrig – netzbelastend	hoch – erhöht Mittags-Peak (12-14h) und Abend-Peak (18-20h)
Steuerbarkeit	abregelbare Einspeiseleistung (in DE)	hoch – abhängig von Fahrplanung, Batteriegrösse
	Pufferung durch Hausbatteriesystem	Ladestation als Enabler oder Flaschenhals

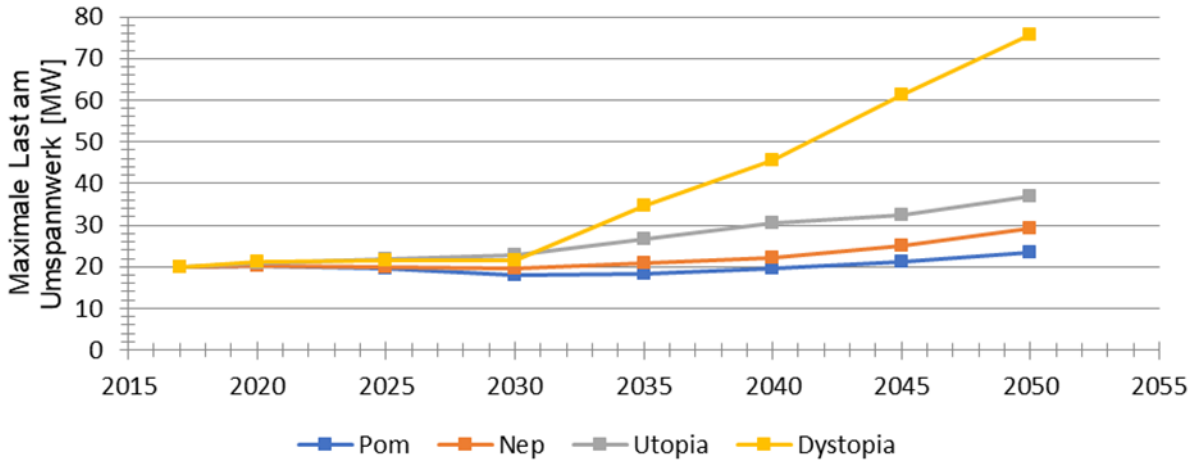


Abbildung 5 – Prognostizierter Anstieg des Spitzenlastbedarf im Burgdorfer Hochspannungsnetz bis 2050

Interessant wird hier die Rolle von dezentralen Batteriespeichern, sowohl als Pufferelement als auch, in Kombination mit PV-Anlagen, für die Erhöhung des Eigenverbrauchs eines Haushalts. Denn der höhere Brutto-Strombedarf führt aufgrund mit PV-Anlagen gekoppelter Hausbatteriespeicher und damit steigender Eigenverbrauchsquoten nicht zwangsläufig zu mehr Netto-Strombedarf im Stromnetz. Je nach Zusammensetzung aus zusätzlichen Stromlasten, dezentraler Erzeugung, Speicherung und Lastmanagement, resultiert ein anderer Nettostrombedarf. Das aus Sicht der Netzbetreiber schlechteste Szenario ist hierbei ein reduzierter Netto-Strombedarf bei gleichzeitig zunehmender erwartbarer Spitzenlast im Verteilnetz. Sinkende Netzentgelte, auf Basis von energie-basierten Netztarifen, treffen so auf steigende Ausgaben für die Netzverstärkung.

1.3 Neue Datengrundlage und Steuerungsoptionen

1.3.1 Messdaten

Die Anzahl der verfügbaren Messpunkte und der verfügbaren Messdaten pro Messpunkt (erfasste Messwerte wie P, Q, V und Abtastrate) erhöht sich aufgrund von mandatiertem SmartMeter-Rollout als auch weiteren Sensorinstallationen bei vielen Verteilnetzbetreibern aktuell oder in absehbarer Zeit rapide.

Illustratives Beispiel – Haushalte

Anstatt ein oder zwei Messwerten pro Jahr und Endkunden, kumulierter Wirkenergieverbrauch für Hoch- und Niedertarif-Phase, sind mittels digitaler Zähler und Kommunikation neu ca. 35'000 Messwerte (Wirkenergie alle 15min.) oder sogar ca. 70’000 Messwerte (Wirk- und Blindenergie alle 15min.) pro Jahr verfügbar.

Technisch mit den heute eingesetzten digitalen Zählern schon oft möglich und aus netzbetrieblicher Sicht auch wünschenswert, wäre die Erfassung weiterer Netzmesswerte wie Spannung und Spannungsqualität (Power Quality), und im Idealfall sogar 3-phasige Messungen von Strom und Spannung bei höheren Abtastraten, z.B. 5-minütige oder sogar minütliche Messwerte.

Dies ergibt ein Anwachsen der verfügbaren Datenmenge um mehrere Grössenordnungen: Faktor 10'000 (10^4) heute bis hin zu 1'000'000 (10^6) bei der nächsten SmartMeter-Generation.

In der Schweiz stehen der netzbetrieblichen Nutzung von weiteren SmartMeter-Netzmessdaten derzeit zum Einen noch regulatorische Hürden und zum Anderen oft auch ganz praktische Limitierungen der eingesetzten Kommunikationsmittel, z.B. bei Powerline Communication (PLC), im Wege. Technologische Vorreiter sind hier andere Länder, u.a. Australien, wo Netzbetreiber sehr detaillierte Netzmessungen über alle Phasen und im 30-Sekundentakt erfassen dürfen und dank 3G-Mobilfunknetz auch können.

1.3.2 Netzdaten

GIS-Datenbanken können dank neuer Software-Funktionalitäten wie Datenschnittstellen und Datenkorrektur-Funktionen, vermehrt als Datenbasis für die Erstellung rechenfähiger Netzmodelle für die Mittel- und Niederspannungsebene genutzt werden.

Das SimZukunft-Projekt [1] hat dies ganz praktisch für das Verteilnetz der Stadt Burgdorf bewiesen (Abbildung 6). Das komplette Mittelspannungsnetz mit 101 MS/NS-Transformatorstationen als auch das Niederspannungsnetz mit allen ca. 4'000 Gebäuden in Burgdorf wurden als rechenfähige Netzmodelle aus der kontinuierlich gepflegten GIS-Datenbank des Netzbetreibers Localnet exportiert und validiert.

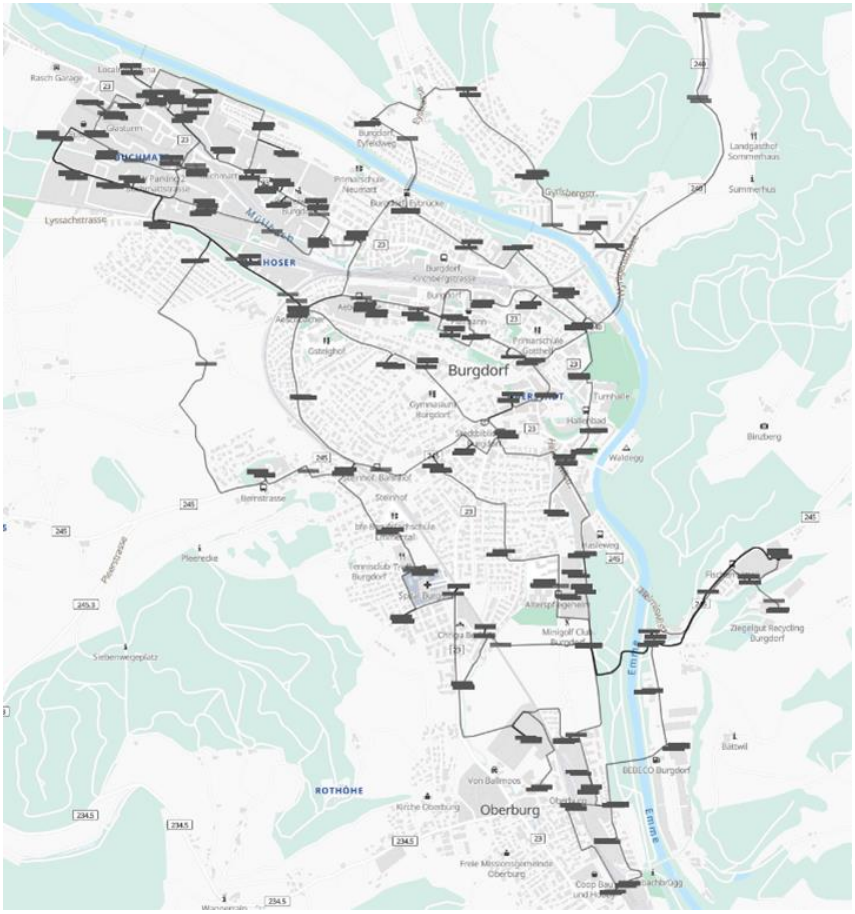


Abbildung 6 – GIS-Modell für Burgdorf und Oberdorf (MS-Ebene)

Eine kritische Herausforderung für erfolgreiche Netzimporte aus GIS-Datenbanken ist die sehr hohe Abhängigkeit von der GIS-Datenqualität. Typische Fehlerquellen sind hier beispielhaft nicht-verbundene Leitungen und nicht hinterlegte Schaltzustände des Netzes – also Detailinformationen, welche in den klassischen GIS-Anwendungen oft gar keine Rolle spielen.

Die heute noch oft bestehenden Limitierungen der erreichbaren GIS-Datenqualität, welche für Netzberechnungen deutlich höher sind als im Normalfall von GIS-Systemen erwartet, werden sich in den kommenden Jahren nach und nach reduzieren – dank einer inkrementell erweiterten Datenbasis und besserer GIS-Systeme, die u.a. dank funktionaler GIS-Modellierung und automatisierter Fehlerkorrektur die Erstellung rechenfähiger Netzmodelle unterstützen. Beim Fehlen der notwendigen GIS-Datengrundlage für die Erstellung rechenfähiger Netzmodelle, kann die Synthetisierung von Netzmodellen, basierend auf den vorhandenen Eckdaten, eine pragmatische Zwischenlösung sein (Abbildung 7).
Diese nutzt vorhandene strukturelle Eckdaten, wie die Position von MS/NS-Trafostationen, die Anzahl und Art der Endkunden, sowie geographische Informationen wie Strassenverläufe und Hauspositionen zur Erstellung plausibler Netzmodelle aus. Dies kann ‘richtige’, detaillierte Netzmodelle nicht ersetzen, aber doch einen ersten Einblick geben in die neue Prozesswelt mit ‘digitalen Zwillinge’ und der damit erreichbaren besseren Analysemöglichkeiten.

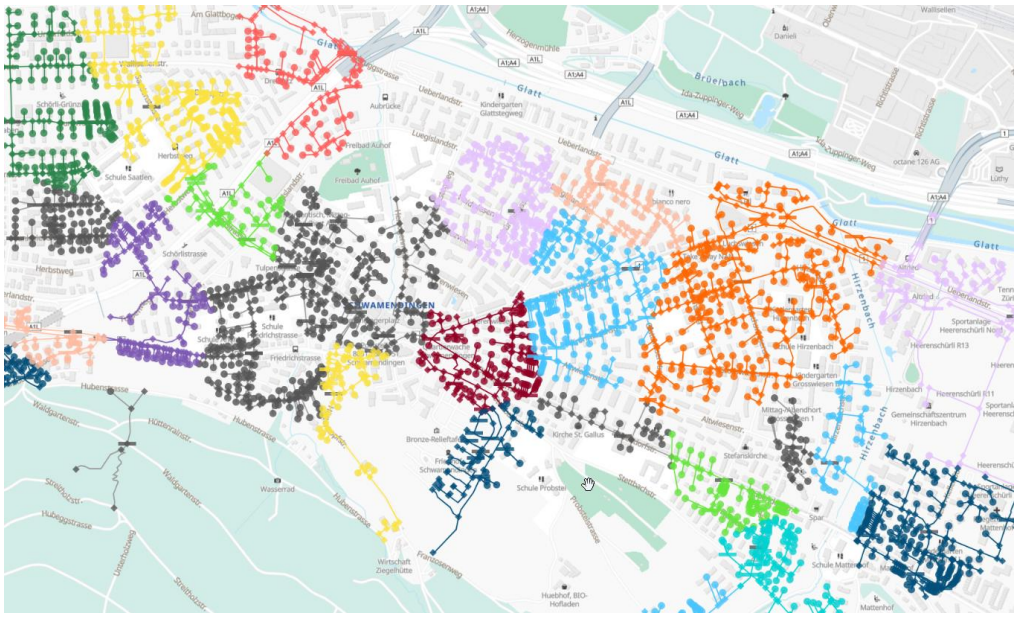


Abbildung 7 – Synthetisches Netzmodell (Zürich-Schwamendingen)

1.3.3 Netzsteuerung

Neben der Messdatenverfügbarkeit ist ebenso eine starke Zunahme an Steuerungsoptionen im Verteilnetz an sich, und für den Verteilnetzbetrieb im Besonderen, sichtbar. Gerade neue Lasttypen, wie Wärmepumpen und E-Autoladestationen, als auch dezentrale Erzeuger, wie PV-Anlagen, erlauben in zunehmendem Masse Steuerfunktionalität und damit die Eingriffsmöglichkeiten für Peak-Reduktion und Energiemanagement.

Dies erlaubt aus technischer Sicht ein zunehmend feingliedrigeres Lastmanagement – weg vom aktuellen Status-Quo, sprich der Grob-Steuerung grösserer Netzgebiete, hin zu individuellen Haushalten und der Steuerung einzelner Geräte. Voraussetzung ist hier zum Einen, dass regulatorische Vorgaben für Flexibilitätsnutzung und Lastmanagement definiert sind und zum Anderen, dass performante Kommunikationstechnik zum Einsatz kommt.

Gerade in sehr verteilten Infrastrukturen wie dem Stromnetz ist ein leistungsfähiges Kommunikationsnetz der wohl kritischste Flaschenhals, sowohl für die reine Messdatenerfassung als auch für alle SmartGrid-Koordinierungs- und Regelkonzepte. Technische Alternativen, um diese Engpässe zu umgehen, können clever abgestimmte lokale Reglerstrukturen seien, die wenig direkt Kommunikation bedürfen und sich stattdessen indirekt über lokale Messgrössen, z.B. Spannungswerte, koordinieren.

2 Neue Herausforderungen für Netzbetrieb und Netzplanung

2.1 Herausforderungen für Netzbetrieb und Netzplanung

Die Herausforderungen für Schweizer Netzbetreiber sind vielfältig (Abbildung 8). Neben rein technischen Herausforderungen bedingt durch die fortschreitende Energiewende und Digitalisierung, wie der mandatierte SmartMeter-Rollout, kommen diverse regulatorische Anforderungen und ganz allgemein ein zunehmender Effizienz- und damit Kostendruck auf die regulierten Netzbetreiber zu.

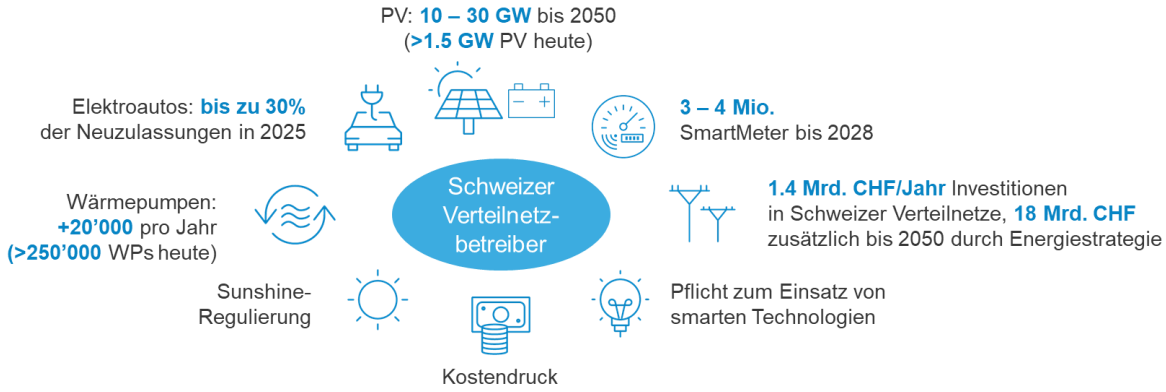


Abbildung 8 – Herausforderungen für Schweizer Netzbetreiber

2.1.1 Veränderte Netznutzung erhöht Netzverstärkungsbedarf

Wie in der Einführung (Kapitel 1) schon hinreichend dargelegt verändert sich die Verteilnetznutzung und damit auch die Belastungsprofile im tagtäglichen Netzbetrieb.

Die beschriebenen Netzherausforderungen führen zum Einen zu erhöhtem Netzausbaubedarf, wenn nicht kurzfristig so doch zumindest mittelfristig. Zum Anderen ist es nur logisch, dass die sich verändernden Netznutzungsfälle auch in der Netzplanung abgebildet werden – je detaillierter dies geschieht, desto fundiertere Netzausbauentscheidungen können getroffen werden.

2.1.2 Steigende regulatorische Anforderungen

Aufgrund des spätestens mittelfristig erwarteten stark zunehmenden Netzausbau- und Netzinvestitionsbedarfs steigen auch die regulatorischen Anforderungen. Der Kostendruck steigt, und damit sowohl die Nachweis-Anforderungen für die Sinnhaftigkeit von Netzinvestitionen und der zumindest indirekte Kostenvergleich durch Benchmarking der Netzbetreiber.

In der Schweiz gibt es heute schon die regulatorische Pflicht zur Prüfung, und implizit auch zum gewünschten Einsatz, von smarten Netztechnologien, wie Spannungsreglern und regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT).

2.1.3 Fehlende Netztransparenz im Verteilnetz

Obwohl sich die Energiewende und die damit verbundenen betrieblichen Herausforderungen und der prognostizierte Netzausbaubedarf, gerade im europäischen Kontext, nahezu ausschliesslich in den Verteilnetzen abspielen, ist ausgerechnet dort die Netztransparenz am geringsten (Abbildung 9).

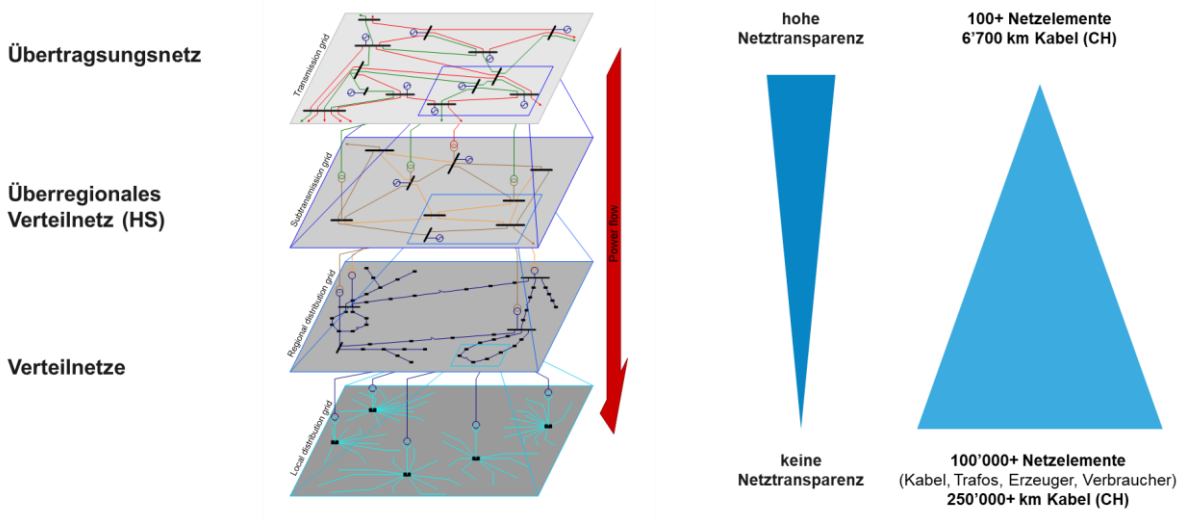


Abbildung 9 – Überblick der Netzebenen und verfügbarer Netztransparenz

Für das Burgdorfer Verteilnetz [1] konnte gut illustriert werden, dass sich der grössere Teil des für die kommenden Jahrzehnte prognostizierten Netzausbaubedarfs im Niederspannungsnetz ergibt, u.a. da sich dort die Spannungsprobleme durch lokale Last- und Einspeisespitzen stärker auswirken als im vergleichsweise stärkeren Mittelspannungsnetz (Abbildung 10).

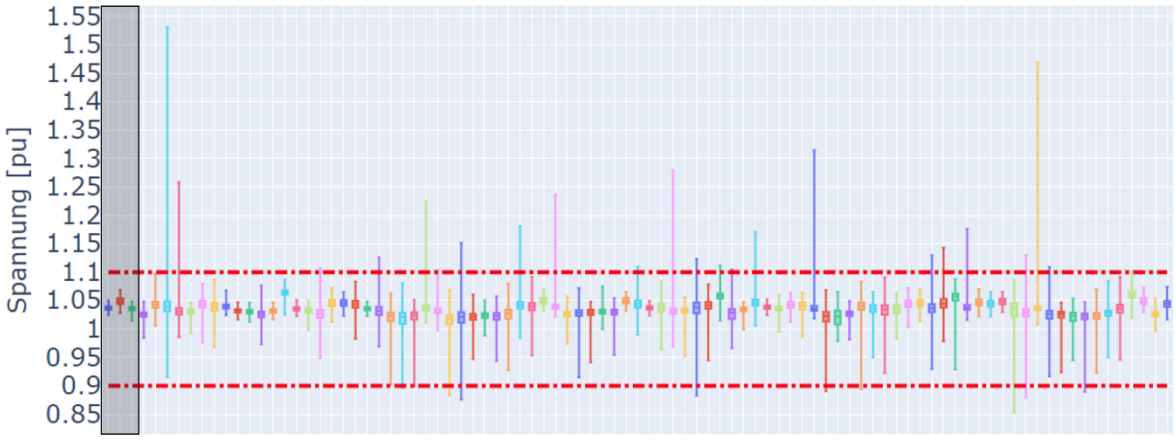


Abbildung 10 – Spannungsgrenzen [pu] pro TS-Kreise (mit MV-Ebene) für NEP 2050 (ohne SmartGrid-Einsatz). Die drei HS/MS-Unterwerke sind ganz links dargestellt.

Allein diese prognostizierten Spannungsprobleme würden im Rahmen einer konventionellen Netzplanung fast schon zwangsläufig zu Netzausbaumassnahmen führen. Hinzu kommen hier noch klassische Leitungsüberlastungen, ausgelöst durch Spitzenverbrauch und Spitzeneinspeisung (Abbildung 11). Der Umfang der betroffenen Leitungsabschnitte, in Länge der überlasteten Leitungen, ist wie zu erwarten in Summe im deutlich grösseren Niederspannungsnetz auch signifikant höher als in den Mittelspannungsnetzen der drei HS/MS-Unterwerke. Als Definition für Netzüberlastung wurde hier eine Leitungsüberlastung in mindestens einem Zeitschritt der Jahressimulation (35'040 Zeitschritte à 15min.) des jeweiligen Energiewende-Szenarios verwendet.

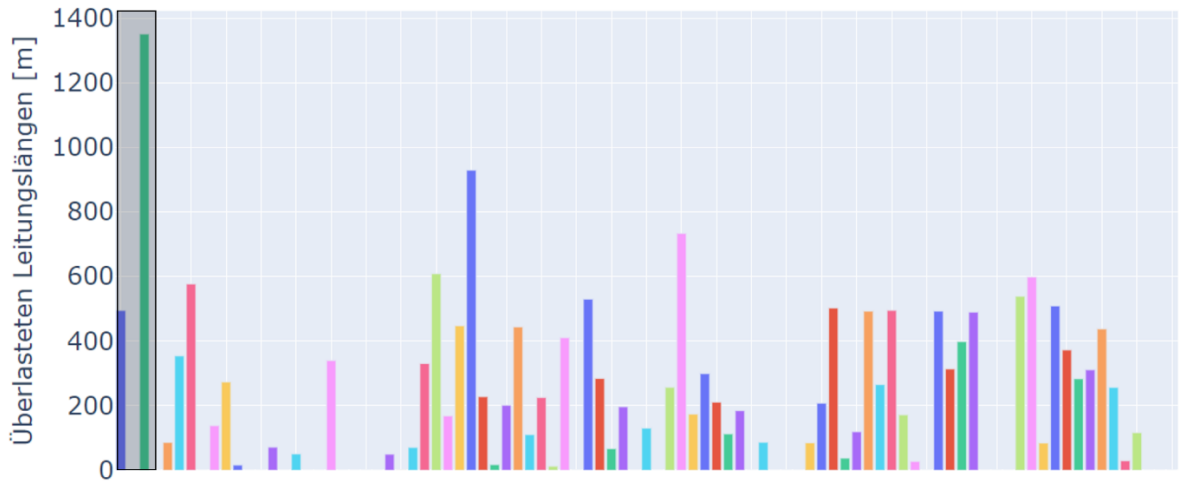


Abbildung 11 – Überlastete Leitungsmeter pro TS-Kreis (mit MV-Ebene) für NEP 2050 (ohne SmartGrid-Einsatz). Die drei MS-Netzregionen sind ganz links dargestellt.

Die fehlende Netztransparenz auf den unteren Spannungsebenen ist auch nicht weiter verwunderlich. Da sich der weitaus grössere Teil der Netzinfrastruktur auf den unteren Ebenen befindet, müsste dort auch dementsprechend mehr Sensorik für eine passable Netzüberwachung installiert sein. Dafür fehlten in den vergangenen Jahrzehnten schlicht die Realisierungsmöglichkeiten, u.a. aufgrund mangelnder Fähigkeiten der Kommunikationsnetze in der Fläche und prohibitiver Kosten für Netz-Sensorik als auch verteilnetztauglicher Kommunikation.

Aufgrund der grossen Kostendegression im IKT-Bereich (siehe Kapitel 3.1), sind mittlerweile sowohl aus technischer Sicht brauchbare als auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht bezahlbare Sensorik-Lösungen wie moderne SmartMeter und Transformatorsensoren, vorhanden. Darüber ist eine hinreichend gute Netztransparenz im Verteilnetz auch durch inkrementelle Verbesserungen, vom heutigen Blindflug (Black-Box) hinzu vollständiger Transparenz (White Box) erreichbar. Mit jeder weiteren Messung aus den diversen Messdatenquellen verbessert sich das Gesamtbild des Netzbetriebs (Abbildung 12). Ab einer kritischen Menge vorhandener Messwerte ist, in Kombination mit einem rechenfähigen Netzmodell, auch der Einsatz von Netzüberwachung basierend auf kontinuierlichen Lastflussmessungen möglich.

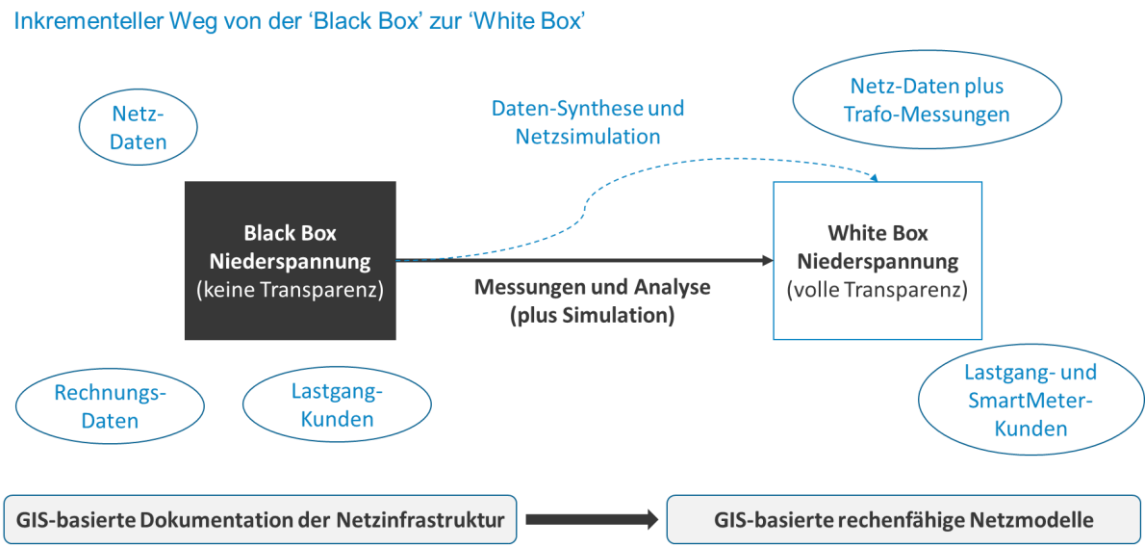


Abbildung 12 – inkrementelle Verbesserung der Netztransparenz mit weiteren Messpunkten

2.2 Limitierungen konventioneller Netzplanung

Konventionelle Netzplanung basiert, vereinfacht dargestellt, auf Netzberechnungen und Netzanalysen *ohne* Messdaten. Es ist daher eine strukturelle Grobanalyse der realen Netzsituation basierend auf bekannten bzw. oft auch nur vermuteten, konservativ gewählten Eckdaten. Die ungenauen und damit unsicheren Netzanalyse-Ergebnisse hieraus müssen somit auch entsprechend konservativ interpretiert werden.

Ein typisches Beispiel für konventionelle Netzplanung ist die Durchführung sogenannter Snapshot-Berechnungen für hypothetische Worst-Case-Szenarien in einem Netzgebiet, z.B.

- Volle Last & keine Einspeisung
- Keine Last & volle Einspeisung

Auch wenn bei der klassischen Netzplanung im Normalfall keine Nutzung von realen Netzmessdaten stattfindet, ist in einer abgewandelten Form die Nutzung von echten Netzmessdaten, z.B. von gemessenen Spitzenlastwerten (Schleppzeiger) an Trafostationen, durchaus möglich und auch mehr und mehr im Einsatz. Oft ist eine Nutzung mit korrekter zeitlicher Verknüpfung über verschiedene Messpunkte, Schleppzeiger-Werte mehrerer Trafo-Stationen ohne Zeitstempel, allerdings nicht möglich.

In Summe resultieren bei der konventionellen Netzplanung ungenaue Netzanalyse-Ergebnisse, die wenn überhaupt nur für einzelne Zeitpunkte korrekt sind und keine Aussagen über den längerfristigen Netzbetrieb und Netzzustand, z.B. im Jahresverlauf, ermöglichen. Die Ungenauigkeiten können hierbei sowohl zu Überschätzungen als auch zu Unterschätzungen von Netzbelastungssituationen führen.

Die resultierenden ungenauen Ergebnisse müssen zwangsläufig konservativ interpretiert werden – konservativer als es bezogen auf die realen physikalischen Grenzen im Netzbetrieb sein müsste. Ein gutes Beispiel hierfür sind die DACHCZ-Regeln [3] für Netzanschlussgesuche.

Die fehlende Netztransparenz bedingt zwangsläufig signifikante Sicherheitsmargen, welche grössere Netzinvestitionen als effektiv notwendig wären nach sich ziehen.

2.3 Chancen innovativer Netzplanung

Innovative Netzplanung basiert auf Netzberechnungen und -analysen *mit* Messdaten. Konkret geht es um messdatenbasierte, zeitreihenbasierte Netzberechnungen und ermöglicht genauere, realitätsgetreuere Analysen und Ergebnisse. Dies erlaubt die Detailanalyse der realen Netzsituation anstatt von hypothetischen Szenarien. Dies ergibt eine robustere Grundlage für Entscheidungen in Netzplanung und Netzbetrieb.

2.3.1 Vergleich zeitreihen- und einzelschrittbasierter Netzsimulation

Zeitreihen-basierte Verteilnetzsimulation und -planung bietet im Vergleich zur klassischen einzelschrittbasierten Simulation, die nur vorausgewählte Einzelsituationen („Snapshots“) betrachtet, klare Vorteile.

Eine zeitreihen-basierte Netzsimulation ermöglicht die statistische Analyse von Simulationsläufen, u.a. mittels der Erstellung von Histogrammen, die es erlauben eine quantitative Analyse der Häufigkeit von Überlastungen von Netzelementen wie Leitungen und Transformatoren und ungewollten Netzzuständen wie Überspannung oder Unterspannung durchzuführen. Diese Analyse kann über einzelne Tagesabläufe bis hin zu saisonalen Abläufen, idealerweise in Form von repräsentativen Jahressimulationen, durchgeführt werden. Dadurch wird ein vollständiger Überblick über die Netzbelastungen zu jedem Zeitpunkt erreicht. Dies erlaubt die quantitative Abwägung zwischen der bewussten Inkaufnahme von technisch noch tolerierbaren und im Jahresverlauf selten auftretenden Netzüberlastungen gegenüber sonst notwendigen teuren Netzausbau-Massnahmen.

Im Gegensatz hierzu liefern klassische Snapshot-Berechnungen nur die Netzbelastungen während Zeitpunkten, die von der Netzplanung als betriebliche Extremfälle betrachtet werden. Meist sind dies ein Starklast-Szenario („hohe Last, wenig dezentrale Einspeisung“) und ein Schwachlast-Szenario („wenig Last, hohe dezentrale Einspeisung“). Solche Extremsituationen bilden die maximale Spitzenbelastung für das Gesamtnetz ab und erlauben damit die Analyse, ob kritische Netzbelastungen auftreten und wie gross diese Belastungen sein können. Sie geben aber keinen Hinweis darauf, wie häufig und wie lange solche Netzbelastungen tatsächlich auftraten (bei der Nutzung historischer Betriebsdaten) oder typischerweise auftreten können (bei der Nutzung von beispielhaften Betriebsdaten). Darüber hinaus werden auftretende Extrembelastungen einzelner Netzabschnitte zu anderen Zeitschritten als der maximalen Spitzenbelastung des Gesamtnetzes, und damit anderen Kombinationen aus lokalem Stromverbrauch und dezentraler Stromproduktion, möglicherweise gar nicht aufgedeckt.

Mittels der durch zeitreihen-basierte Netzsimulationen gewonnenen Histogramme der Spannungsverläufe kann ausserdem die Einhaltung der für den Netzbetrieb relevanten Europäischen Norm EN 50160 (*Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*) [2] genauer überprüft werden, die vorschreibt dass das auftretende Spannungsband innerhalb der Schranken von *+10% / -15% U_n* [Normspannung] zu liegen hat. Dies betrifft insbesondere die Anforderung, dass *95% der 10-Minuten-Mittelwerte des gemessenen Effektivwertes jedes Wochenintervalls innerhalb der Grenzen von ±10% U_n* [der Normspannung] *liegen* sollen. Spannungsbandverletzungen in Verteilnetzen treten heutzutage typischerweise als Resultat grosser dezentraler Stromproduktion auf, z.B. durch PV-Anlagen an sonnigen Frühlings- und Sommertagen, die Überspannungssituationen auslösen aber auch durch sehr grossen Stromverbrauch, z.B. durch Elektroheizungen und Wärmepumpen an kalten Wintertagen, die Unterspannungssituationen auslösen.

Der Einsatz der Norm EN50160 ist daher gerade bei zunehmender Wärmepumpendurchdringung interessant, da hierbei Unterspannungssituationen bis 85% U_n [Normspannung] an bis zu 5% der Zeit im Wochenverlauf noch statthaft sind und somit eine andernfalls notwendige Netzverstärkung vermieden werden kann. Im Vergleich zu den branchenüblichen aber konservativeren DACHCZ-Anschlussregeln für EE-Anlagen [3] erlaubt EN50160 den norm-konformen Netzanschluss von mehr bzw. grösseren PV- und Wind-Anlagen. Dies vermeidet oder zumindest verringert den sonst notwendig werdenden Netzausbaubedarf. Die DACHCZ-Anschlussregeln sind im Vergleich hierzu als praxistaugliche Vereinfachung vor allem dann nützlich, wenn das Lastaufkommen im betrachteten Verteilnetz nicht bekannt ist (keine Messdaten aufgrund fehlender Verteilnetzüberwachung).

2.3.2 Simulationsplattform Adaptricity.Sim

Die Simulationsplattform *Adaptricity.Sim* basiert auf funktionalen Modellen einzelner Erzeugungs-, Last- und Speichereinheiten auf einer (Verteil-) Netztopologie [4]. Diese Einheiten zeigen ein dynamisches Verhalten, welches ihre Interaktion mit dem Netz, also die Abgabe oder Aufnahme von Wirk- und Blindleistung, bestimmt. Die Einheiten sind in einer objektorientierten mathematischen Repräsentation von Stromkunden gekapselt. Stromkunden können neben Lasten auch Erzeugungs- und Speicheranlagen besitzen und werden daher als *Prosumer* (engl. *Pro*ducer und Con*sumer*) bezeichnet (Abbildung 13).

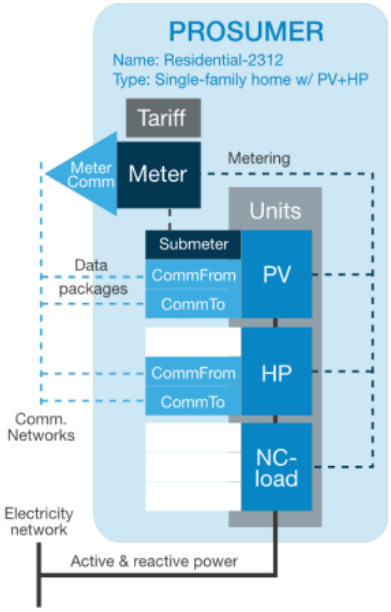


Abbildung 13 – Darstellung eines Prosumers

In der Simulationsumgebung werden alle am Netz angeschlossenen *Einheiten* (Erzeugungs- und Speichereinheiten sowie Lasten) einem *Prosumer*-Objekt zugeordnet. In dieser Betrachtungsweise ist sowohl ein konventionelles Kraftwerk als auch ein konventioneller Haushalt ohne dezentrale Erzeugungsanlagen oder dezentraler Speicher ein *Prosumer*.

Die in den *Prosumern* gekapselten Einheiten haben eine zeitlich veränderliche Wirk- und Blindleistungsaufnahme oder -abgabe, die in der Simulation abgebildet wird. Statische Einheiten besitzen auf der betrachteten Zeitschrittweite (bei Jahressimulationen z.B. 15 Minuten) keine Dynamik, d.h. keinen zeitvarianten inneren Zustand (z.B. fluktuierende Erzeugung, nicht-steuerbare Last). Dynamische Einheiten besitzen dagegen einen inneren Zustand, beschrieben durch eine Zustandsgleichung (z.B. thermische Speicher oder Batterien mit Ladezustand). Die Modellierung dieser Einheiten basiert auf dem *PowerNodes*-Modellierungsansatz [5].

Durch ein effizientes Zeitsimulationskonzept können durch Erzeugung, Verbrauch und Speicher induzierte Betriebsbedingungen in Tages-, Monats- und Jahressimulationen abgebildet werden. Die Simulationsplattform *DPG.sim* kann sowohl für die Durchführung von Verteilnetz-Studien als auch zur Entwicklung und Validierung von Betriebsstrategien für zukünftige *SmartGrids* verwendet werden.

2.3.3 Analysen für ein Verteilnetz

Als exemplarisches Verteilnetz wird ein städtisches Verteilnetzgebiet bestehend aus einem 20 kV-Mittelspannungsnetz mit drei Transformatoren, die jeweils separate 400 V-Niederspannungsstränge versorgen, verwendet. Das resultierende 42-Bus Verteilnetz basiert zum Teil auf dem erweiterten CIGRE-Benchmark-Niederspannungsnetz aus und beinhaltet typische Haushalts-, Gewerbe- und Industrielasten [6]. Im Folgenden wird das Anschlussgesuch für eine heutzutage typische grössere PV-Anlage mit einer Anschlussleistung von 70 kWp, entsprechend einer Dachfläche von ca. 400 m^2 z.B. auf einer Lagerhalle oder Scheune, betrachtet.

Die klassische PV-Anschlussbewertung nach DACHCZ-Regeln [3], welche eine statische Spannungserhöhung ohne Berücksichtigung der Stromlast von max. 3% am Netzanschlussknoten vorsieht, würde ohne Netzverstärkungen einen PV-Zubau von maximal 33 kW_p erlauben. Die geplante PV-Anlage mit 70 kW_p würde eine deutlich höhere statische Spannungserhöhung von bis zu 6.45% erzeugen. Ein Anschluss nach DACHCZ-Regeln wäre

nur durch eine konventionelle Netzverstärkung mittels dickerem Niederspannnungskabel möglich – aber mit ca. CHF 55‘000 auch entsprechend teuer (Abbildung 14).

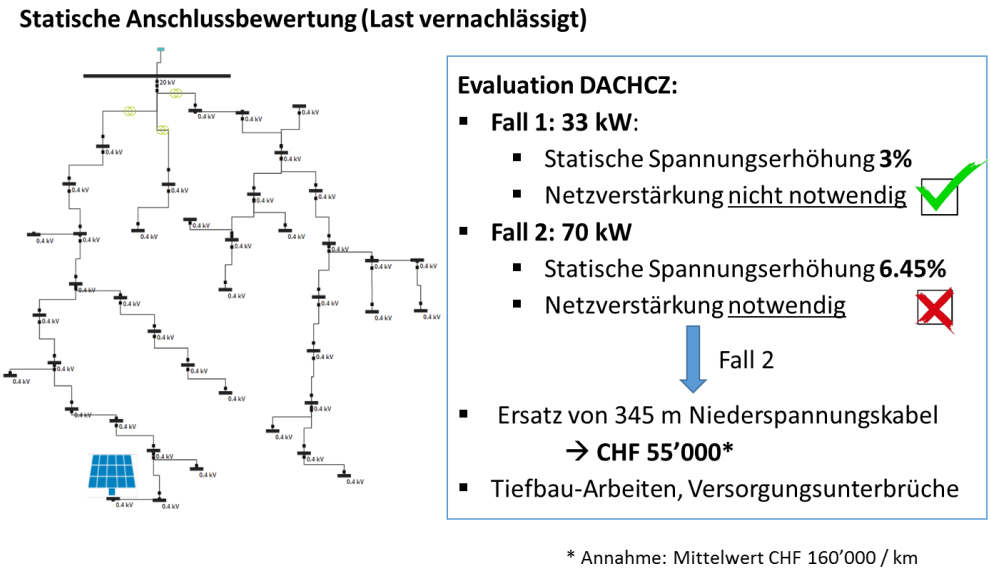


Abbildung 14 – Städtisches Verteilnetzgebiet (CIGRE Task Force C6.04.02) [5].

Eine zeitreihenbasierte PV-Anschlussbewertung nach EN50160-Norm [2] würde für die geplante PV-Anlage mit 70 kW_p eine tatsächliche maximale Spannungserhöhung für eine typische Sommerwoche von ca. 1.07 pu (per-unit) bzw. im Gesamtjahresverlauf von ca. 1.08 pu (per-unit) ergeben (Abbildung 15, oben). Das simulierte Spannungsband im Verteilnetz würde die Anforderungen der EN50160-Norm, maximale Überspannung von bis zu 1.10 pu, somit also gut erfüllen.

Auch die maximale Leitungsbelastung würde selbst bei hohen PV-Spitzen zwar deutlich ansteigen aber noch sicher im erlaubten Rahmen bleiben. In einer typischen Sommerwoche würde die Leitungsbelastung im am stärksten betroffenen Abschnitt nur knapp über 80% liegen. Auch im Gesamtjahresverlauf läge die Leitungsbelastung nur ca. 47 Stunden im Jahr (ca. 0.5%) über 80% und dabei nie über 93.5% des zulässigen Wertes (Abbildung 15, unten).

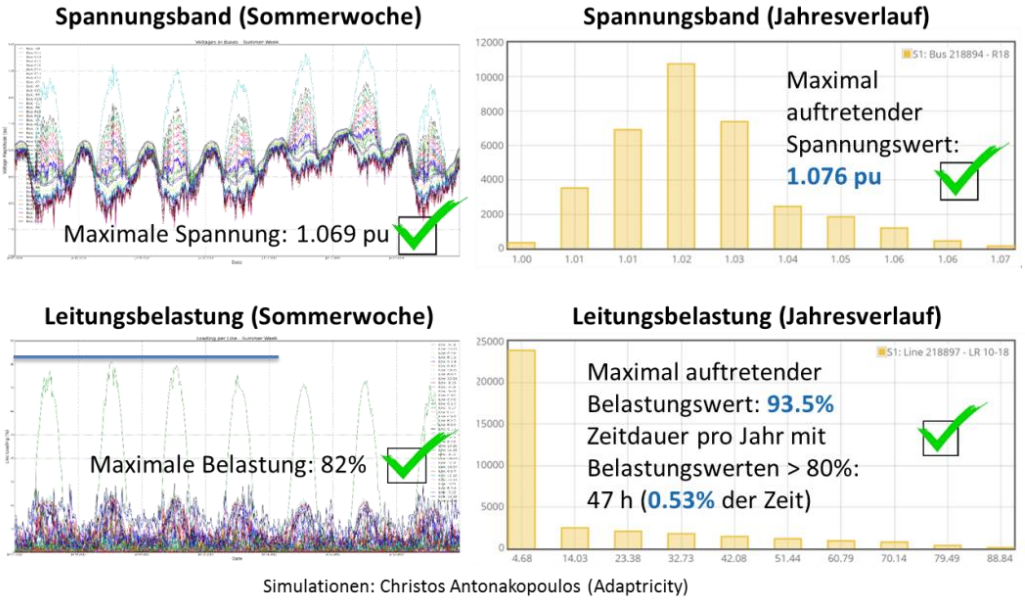


Abbildung 15 – PV-Anschlussbewertung (70 kW) in exemplarischem Niederspannungsnetz (oben: nach DACHCZ-Regeln nicht möglich, unten: nach EN50160-Norm sehr gut möglich).

2.4 Neue Optionen im Verteilnetzbetrieb

Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über die neuen Anwendungsarten im Verteilnetzbetrieb gegeben, welche das – aus Sicht des Autors – grösste Veränderungspotenzial im Verteilnetzbetrieb und für den Paradigmenwechsel von einem rein passivem Netzbetrieb zu einem zunehmend aktiven, eingreifenden Verteilnetzbetrieb haben.

Wird die Verteilnetzinfrastruktur aus regelungstechnischer Sicht betrachtet, sprich als ein zu regelndes technisches Objekt, das innerhalb vorab definierter Betriebsgrenzen betrieben werden soll, werden die technischen Anforderungen an einem aktiven Verteilnetzbetrieb direkt sichtbar.

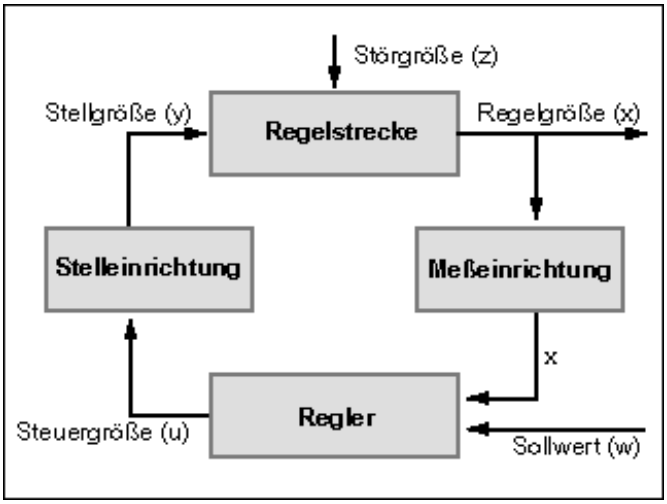
In den Kategorien der Regelungstechnik sind dies

- Beobachtbarkeit, sprich eine kontinuierliche Überwachung des Verteilnetzzustandes (zumindest aller für einen sicheren Betrieb relevanter Aspekte), und
- Steuerbarkeit, sprich Eingriffsmöglichkeiten im Verteilnetzbetrieb um den Zustand des Verteilnetzes innerhalb der definierten Betriebsgrenzen (*x*) zu halten.

Regelungstechnische Störgrössen (*z*) sind in dieser Betrachtungsweise sowohl

- Ungesteuerte bzw. ungeplante Netzein- und -ausspeisungen als auch
- Störungen und Ausfälle einzelner Netzkomponenten,

deren möglicherweise negativen Auswirkungen auf einen sicheren Netzbetrieb durch aktive Eingriffe (*u*) vermieden werden sollen, um den Netzbetriebszustand (*x*) möglichst nah am Sollwert (*w*) zu halten.



Diese sich abzeichnenden Veränderungen im Verteilnetzbetrieb stellen zunehmend auch die grundsätzlichen Annahmen der konventionellen Verteilnetzplanung, spricht ein passiver Netzbetrieb ohne Eingriffs- und Steuermöglichkeiten, in Frage.

2.4.1 Verteilnetzüberwachung

Die Schaffung von Netztransparenz in den unteren Verteilnetz-Ebenen bis hin zum Hausanschluss, entspricht dem Wunsch nach regelungstechnischer Beobachtbarkeit, und ist – vereinfacht gesprochen – eine der beiden Voraussetzungen für die Effektivität eines aktiven Verteilnetzbetriebs.

Die Kenntnis des Betriebszustand der ganzen Infrastruktur und dessen kontinuierliche Erfassung über alle Betriebssituationen, erlaubt es den Netzbetrieb besser zu analysieren, Störfalle zu verstehen und zu priorisieren als auch statistische Auswertungen zu machen, z.B. wie häufig und wie gravierend einzelne Störfälle sind (Abbildung 16).

Die Belastungsstatistiken einzelner Netzelemente, wie Leitungs- und Trafobelastung, ist hierbei auch interessant für das Asset Management, insbesondere für die Bestimmung der effektiven Komponentenalterung.

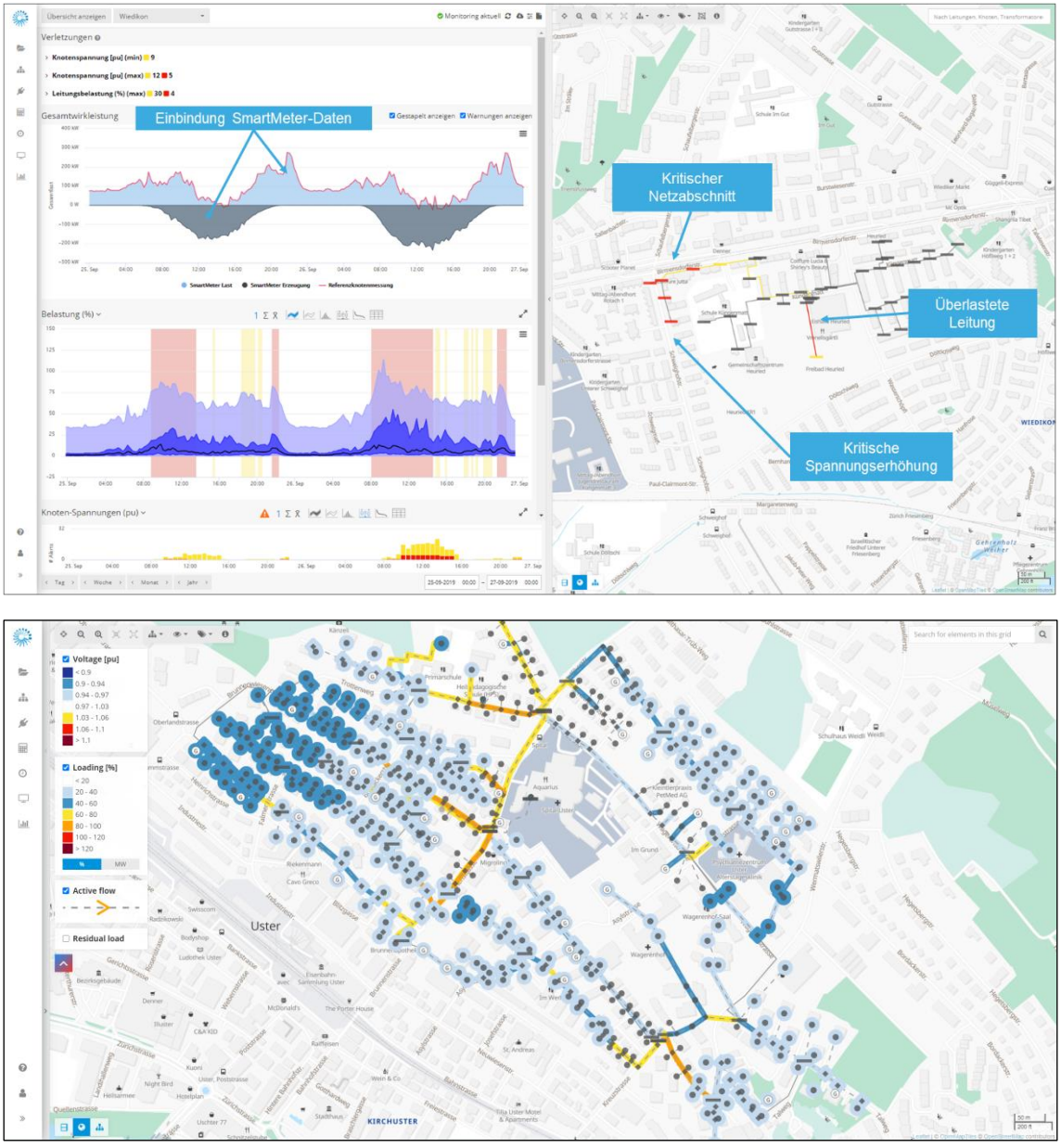


Abbildung 16 – Beispiele für Verteilnetzüberwachung (Adaptricity.Mon)

2.4.2 Aktiver Verteilnetzbetrieb

Ein aktiver Verteilnetzbetrieb lässt sich, analog zum Betrieb von Transportnetzen, in zwei Kategorien und Arten von Stellgrössen einteilen

1. Energiemanagement, sprich die Steuerung von Stromeinspeisung und -verbrauch, und
2. Netzschaltungen, sprich Schalthandlungen in der Netztopologie, um Lastflüsse aktiv zu steuern.

Das Energiemanagement in Verteilnetzen beruht hier auf

- Peak-Reduktion der dezentralen Einspeisung durch
  - PV-Abregelung/Spitzenkappung oder
  - besser Netzunterstützung durch PV-Inverter,

und

- Peak-Reduktion des dezentralen Stromverbrauchs durch
  - Spitzenlastreduktion oder
  - Spitzenkappung.

Offensichtlich ist Energiemanagement, vor allem wenn es netzdienlich zum Einsatz kommen soll, effektiver zusammen mit Netztransparenz. Dies erlaubt insbesondere lokales Engpassmanagement und ein lokal netzdienliches Last- und Einspeisemanagement.

Die zweite Steuerkategorie, sprich Schalthandlungen in der Netztopologie, erlaubt es Spitzenlasten und -einspeisungen lokal besser zu verteilen. Ein gutes Praxis-Beispiel hierfür sind vermascht-betriebene Niederspannungstrafokreise, die die lokale Aufnahme von PV-Peaks verbessern.

Ein aktiver Verteilnetzbetrieb schafft, durch die damit gesicherten Reduktionen sowohl von Peak-Einspeisung als auch Spitzenlast, neue Freiheitsgerade in der Verteilnetzplanung. Aktiver Netzbetrieb und damit in definierten Grenzen erreichbare Peak-Reduktionen können als neue Planungsgrundlage verwendet werden.

2.4.3 Leitstellen-Funktionalität fürs Verteilnetz

Der Wunsch nach Netztransparenz (Beobachtbarkeit) und einem aktivem Eingreifen-können in den Netzbetrieb (Steuerbarkeit) entspricht schlussendlich der Bereitstellung von Leitstellen-Funktionalität, wie sie für die oberen Spannungsebenen schon lange existiert, auch in den unteren Verteilnetzebenen.

Deren Realisierung ist allerdings, anders als bei der klassischen Leitsystemtechnik, nur sehr stark automatisiert realistisch. Während klassische Leitsystemtechnik im Höchst- und Hochspannungsnetz, teilweise auch im Mittelspannungsnetz, mit manuellen Modellierungsansätzen gut arbeiten kann, ist dies in im Niederspannungsnetz als unterste Spannungsebene, aufgrund des um mehrere Grössenordnungen grösseres Mengengerüst an Netzelementen und damit Modellierungsinformationen, nur vollautomatisiert möglich.

3 Veränderungen der Kostenstrukturen in Netzbetrieb und Netzplanung

3.1 IKT-Kostendegression

Die extreme Leistungssteigerung und die damit einhergehende Kostendegression im IKT-Bereich in den letzten Jahrzehnten (Abbildung 17) schafft überhaupt erst die technischen Möglichkeiten für ein *smartes* Verteilnetz, inkl. Netzüberwachung und aktiver Netzsteuerung.

Für in der Fläche verteilte Infrastrukturen sind v.a. die Performance der eingesetzten Kommunikationstechnik und die dafür anfallenden Kommunikationskosten der limitierende Faktor. Rechenleistung oder Daten-Speicherplatz sind hierbei – sowohl bezüglich benötigter Performance oder Kapazität und damit auch bei den Kosten – vergleichsweise unkritisch.

Im Gegensatz hierzu gibt es wenige technologischen Veränderungen beim klassischen Netzequipment. Daher sind auch keine relevanten Kosteneinsparungen erwartbar, abgesehen von den typischen Schwankungen der Rohstoffpreise für Kupfer, Aluminium oder Stahl.

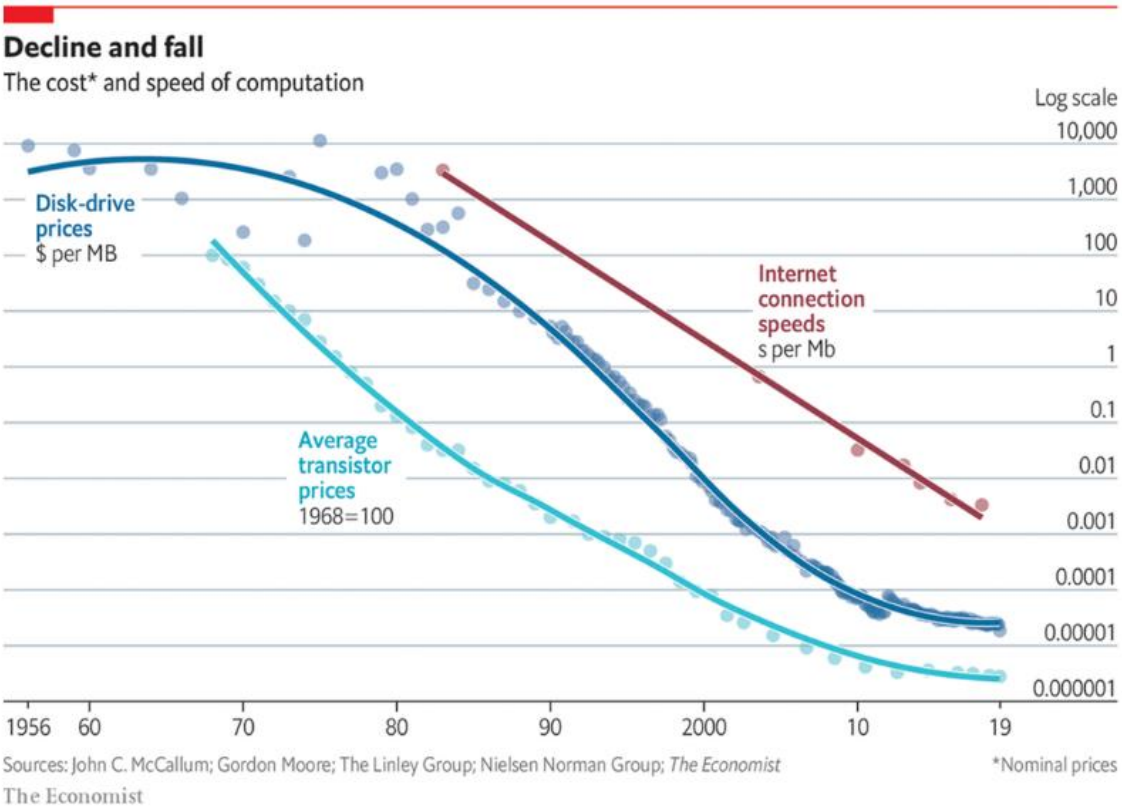


Abbildung 17 – Entwicklung der Kostendegression im IKT-Bereich (Quelle: The Economist)

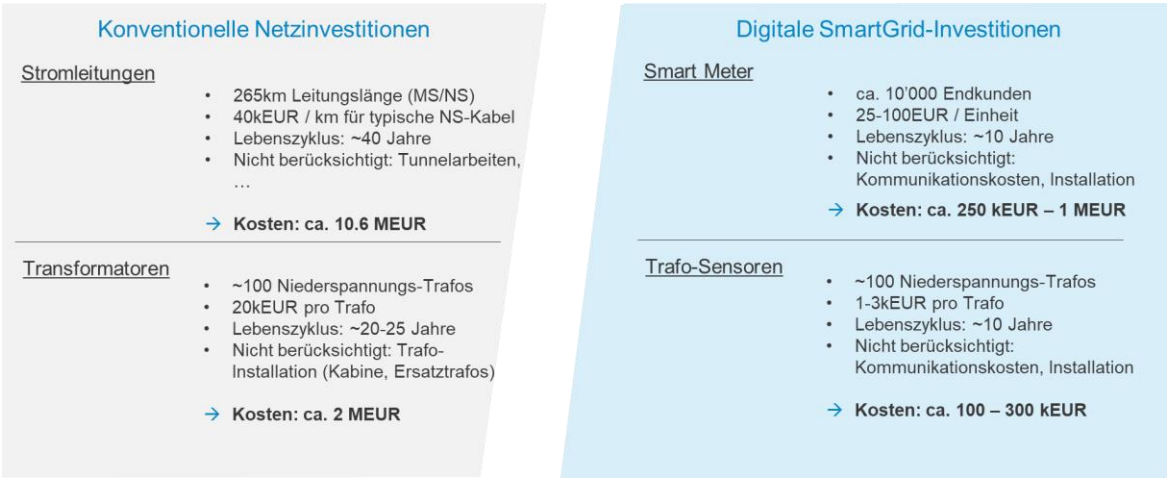
3.2 Kostenvergleiche – konventionelle und SmartGrid-Netzinvestitionen

Neben rein technischen Aspekten sind ebenso die betriebswirtschaftlichen Aspekte entscheidend für die Frage, ob SmartGrid-Konzepte gegenüber konventionellen Netzinvestitionen bestehen können.

Hierfür wurde als Fallbeispiel für das Stromnetz von Burgdorf, als einem repräsentativem Schweizer Verteilnetz, die Netzinvestitionskosten für ein Netz dieser Grösse (ca. 265km Gesamtleistungslänge (MS/NS), 100 MS/NS-Trafostationen, 10'000 Endkunden) in einer ersten überschlagsmässigen Analyse miteinander verglichen. In einer ersten Näherung, ohne Berücksichtigung von Installations-, Bauaufwänden und Kommunikationskosten, sind Investitionen in *smarte* Netzelemente wie Messtechnik im Vergleich zu Investitionen in klassische Netzelemente wie Transformatoren und Stromleitungen, recht deutlich – um eine Grössenordnung (Faktor 10) – kleiner (Tabelle 2).

Ein stark relativierender Faktor sind hierbei allerdings die sehr unterschiedlichen Lebenszyklen. Während konventionelle Netzkomponenten eine nominelle Lebensdauer von 20 (Transformatoren) bis 40 Jahren (Leitungen) haben, sind die Lebenszyklen für Sensorik sowohl für Haushalte (SmartMeter) als auch für Industrieanwendungen (Transformatoren) mit ca. 10 Jahren deutlich kürzer. Eine längere Lebensdauer ist für Elektronikkomponenten auch nicht wünschenswert, da die technische Weiterentwicklung (Hardware, Software insbesondere Schnittstellen) alte Sensorik-Elemente schnell obsolet werden lässt.

Tabelle 2 – Vergleich konventionelle und SmartGrid-Netzinvestitionen



Neben den aggregierten Ergebnissen sind die einzelnen Investitionsfälle sehr illustrativ:

- Im Fall einer neu zu installierenden Trafostation entsprechen die Kosten für die Sensorik mit ca. 1'000-3'000 EUR nur etwa 5-15% der Kosten eines MS/NS-Trafos.
- Auch im Fall eines neu anzuschliessenden Einfamilienhauses entsprechen die Kosten für einen digitalen Zähler mit ca. 25-100 EUR nur einem Bruchteil der Kosten der Niederspannungsleitung, mit ca. 40 EUR/m für ein GKN-Kabel mit 150mm^2 Querschnitt, für einen neuen Hausanschluss (25m Hausanschlussleitung).

4 Kernaussagen und Ausblick

Kernaussagen

1. **Verteilnetz steht im Zentrum der Energiewende und ihrer Herausforderungen**
   - Der Grossteil der dezentralen Erzeugung (Wind, PV), neuen Verbraucherarten (Wärmepumpen, Elektroautos) und der dezentralen Speicher (Hausbatterien, Grossbatterien) ist oder wird in Mittel- und Niederspannungsnetzen installiert.

   ► Im Mittel- und Niederspannungsnetz manifestieren sich auch die direkten, physikalischen Netzprobleme. Auf höheren Netzebenen dominieren eher indirekte Effekte, durch die vom Strommarkt erzeugten Dispatch-Ergebnisse.

2. **Netzintegrationsprobleme im Verteilnetz können auf zwei Arten gelöst werden**
   - Die im Verteilnetz auftretenden netzbetrieblichen Herausforderungen, Peak-Last, Peak-Erzeugung und Rückspeisung, mit beidem einhergehend Unter- bzw. Überspannungsprobleme sind auf zwei Arten lösbar.
     1. Klassischer Netzausbau
        - Führt allerdings zu deutlicher Überdimensionierung des Netzes
     2. Smarter Netzausbau
        - Expliziter Einsatz von Peak-Reduktion/Begrenzung zur Reduktion von Netzausbaubedarf auf ein sinnvolles Kosten/Nutzen-Verhältnis
        - Aktive Peak-Reduktion kann erreicht werden durch
          - Abgeregelte Netzeinspeisung
          - Abgeregelter Lastbedarf (ohne Nachholung)
          - Verschobener Lastbedarf
        - Relevante Performance-Metriken sind Peak-Netzauslastung (Leistung in MW, Häufigkeit pro Jahr) und durchschnittliche Netzauslastung.

   ► Klassischer Netzausbau, sprich »mehr Kupfer, Aluminium und Stahl«, ist zwar technisch machbar aber ökonomisch nicht sinnvoll (Kostenexplosion)

3. **Digitalisierung im Verteilnetz ist nicht so einfach wie im Transportnetz**
   - Dank der enormen Kostensenkungen im IKT-Bereich wird Digitalisierung im Verteilnetz sowohl technisch umsetzbar als auch ökonomisch sinnvoll.

   ► Nutzung von »mehr Intelligenz« im Verteilnetz ist perspektivisch billiger und besser als «mehr Kupfer»
   - Sinnvolle Massnahmen um die Digitalisierung im Verteilnetz voranzubringen sind
     1. Nutzung des verpflichtenden SmartMeter-Rollouts für Netztransparenz (inkl. der Erfassung weiterer Messdaten, wie Spannung und PQ).
     2. Installation weiterer Sensoren an neuralgischen Punkten, wie Trafos und Verteilkabinen, regulatorisch motivieren, im Zweifel mandatieren. (Idee: Nachweispflicht von akzeptabler Spannungsqualität (nach EN50160) von flächendeckenden Messungen im Verteilnetz abhängig machen.)

4. **Digitalisierung macht Netzplanung und –betrieb kosteneffizienter**
   - Um das durch Digitalisierung vorhandene Kosteneffizienz-Potenzial auch zu heben, müssen alle drei Phasen der Digitalisierung implementiert sein:
     1. Daten sammeln,
     2. Daten analysieren, und
     3. daten-basiert Netzplanungsentscheidungen treffen.

- Die Mehrkosten für eine detailliertere, daten-basierte Netzplanung im Vergleich zur vereinfachten, konventionellen Netzplanung sind gering im Vergleich zu den Kosteneinsparpotentialen bei Verteilnetzinvestitionen.
- Insbesondere kann eine Szenario-basierte, zeitreihen-basierte Netzplanung aufgrund der robusteren Analysen zu grossen Kostenersparnissen führen.

5. **Innovationen im Verteilnetz brauchen mehr Motivation**
   - Heutzutage ist in der Verteilnetzplanung die smarte Lösung aus regulatorischer Sicht leider oft noch das dumme Kabel, da konventionelles CAPEX-Investment lukrativer ist als OPEX-Investment.
   - Die gleichberechtigte Anrechnung von SmartGrid-Investments, sowohl Sensoren und Aktuatoren wie auch Software, kann dieses Ungleichgewicht beseitigen.
   - Ebenso kann eine TOTEX-Regulierung sinnvollere Anreizstrukturen über die Gesamtkosten (Total Expenditure) schaffen.
   - ► Generell gilt es, mehr Anreize für smarte Lösungen und zur Prüfung von Alternativen zum konventionellen Netzausbau zu schaffen.

6. **SmartGrid und aktiver Netzbetrieb brauchen *smarte* Regulierung**
   - Dezentrale Speicherung und eine intelligente Steuerung der Lasten, Einspeiser und Speicher können grosse Teile des Netzausbaus substituieren.
   - ► Dafür muss zum einen ein entsprechender gesetzlicher Rahmen vorhanden sein, der die Steuerbarkeit von dezentraler Stromerzeugung (Einspeisemanagement) und Stromverbrauch (Lastmanagement) sowohl technisch ermöglicht als auch regulatorisch erlaubt. Zum anderen bedarf es wirksamer wirtschaftlicher und/oder regulatorischer Anreize, für den netzdienlichen Einsatz von Lastmanagement und dezentralen Energiespeichern.
   - Eine detaillierte und damit realitätsgetreuere und bzgl. Fehleinschätzungen robustere Netzplanung erlaubt einen gezielteren Einsatz von Investitionsmitteln, bedeutet allerdings auch höhere Anforderungen an Datenqualität und Datenverfügbarkeit im GIS-Bereich und im Netzmesswesen. Gerade die Generierung von rechenfähigen Netzmodellen aus GIS-Daten ist oft ein völlig neuer Anwendungsfall, für den entsprechende Vorkehrungen in der Datenerfassung und Datenpflege getroffen werden müssen.
   - ► Hierfür müssen Netzbetreiber ihre IT-Fähigkeiten oft noch ausbauen. Ebenso müssen die Hersteller von GIS- und Netzanalyse-Lösungen Ihre Software-Produkte entsprechend für die dargelegten, neuen Anwendungsfälle weiterentwickeln.

Ausblick

Ein aktiver Verteilnetzbetrieb schafft, durch die damit gesicherten Reduktionen sowohl von Peak-Einspeisung als auch Spitzenlast, neue Freiheitsgerade in der Verteilnetzplanung. Aktiver Netzbetrieb und damit in definierten Grenzen erreichbare Peak-Reduktionen kann und sollte zunehmend als neue Planungsgrundlage für die Verteilnetzplanung verwendet werden.

Anstatt «mehr Kupfer, Stahl und Beton« sollte «mehr Intelligenz in Form von Silizium» aber auch neue Flexibilitäten durch Speicher, «mehr Lithium und Platin», zum Einsatz kommen.

5 Referenzen

[1] SimZukunft – Abschlussbericht, Juli 2020.
[URL] https://www.aramis.admin.ch/

[2] DIN EN 50160:2011-02, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen (deutsche Fassung), Beuth-Verlag, 2011.

[3] D-A-CH-CZ – Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen, 2012.
[URL] www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/versorgungsqualitaet/documents/dachcz_hs_2012.pdf

[4] Adaptricity – Offizielle Webseite.
[URL] www.adaptricity.com and www.adaptricity.com/academic

[5] K. Heussen, S. Koch, A. Ulbig, G. Andersson: Unified system-level modeling of intermittent renewable energy sources and energy storage for power system operation, IEEE Systems Journal, März 2012.

[6] S. Papathanassiou, N. Hatziargyriou, K. Strunz; A Benchmark Low Voltage Microgrid Network, Proceedings of the CIGRE symposium: power systems with dispersed generation, CIGRE Task Force C6.04.02, August 2005.