

Energieforschungsprogramm

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

29/07/2015

Projekttitlel:
ISOLVES: iNIS - Sondierung

Projektnummer: 843853

e!Mission.at - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Ausschreibung	4. Ausschreibung e!Mission.at
Projektstart	01/03/2015
Projektende	30/04/2015
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	14 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	AIT, Siemens AG Österreich, Netz Oberösterreich GmbH, Salzburg Netz GmbH, Wiener Netze GmbH, Teradata Österreich GmbH, GRINTEC GmbH
AnsprechpartnerIn	Matthias Stifter, AIT Austrian Institute of Technology
Postadresse	Giefinggasse 2
Telefon	+43 664 8157 944
Fax	
E-mail	matthias.stifter@ait.ac.at
Website	www.ait.ac.at

ISOLVES: iNIS - Sondierung

Integrated Network Information System

AutorInnen:

AIT Austrian Institute of Technology

Matthias Stifter, Paul Zehetbauer

Siemens AG Österreich

Tobias Gawron-Deutsch, Alfred Einfalt, Konrad Diwold, Albin Frischenschlager

Netz Oberösterreich GmbH

Ewald Traxler, Andreas Abart

Salzburg Netz GmbH

Rudi Pointner, Christoph Groß

Wiener Netze

Tobler Roman, Wolfgang Wais

GRINTEC GmbH

Elmar Kranjec, Günther Gleixner

Teradata Österreich GmbH

Ingo Nader, Herbert Lackner, Alexander Landgraf

Inhaltsverzeichnis

- 1 Einleitung5
 - 1.1 Aufgabenstellung5
 - 1.2 Schwerpunkte des Projektes5
 - 1.3 Einordnung in das Programm5
 - 1.4 Verwendete Methoden6
 - 1.5 Aufbau der Arbeit6
- 2 Inhaltliche Darstellung7
 - 2.1 Methoden für Monitoring und Netzzustandserfassung7
 - 2.2 Untersuchung der Anwendbarkeit und Anforderungen der Methoden7
 - 2.3 Anforderungen und Analyse von Sensor- und Zählermessdaten8
 - 2.3.1 Verarbeitung, Speicherung und Darstellung8
 - 2.3.2 Analyse von Sensor- und Zählermessdaten12
 - 2.3.3 Systemanforderungen zur Netzzustandserfassung17
 - 2.3.4 Integration und Interoperabilität20
 - 2.4 Spezifikation der Systemarchitektur22
 - 2.4.1 Erweiterung bestehender Referenzarchitekturen22
 - 2.4.2 Anforderungen24
 - 2.4.3 Interaktion und Schnittstellen25
 - 2.4.4 Datenverarbeitung und Datenspeicher IT Architektur26
 - 2.5 Daten Modelle26
 - 2.5.1 Feldebene und Stationsebene27
 - 2.5.2 Unternehmensebene27
 - 2.6 Spezifische iNIS Architektur29
 - 2.6.1 Systemarchitektur29
 - 2.6.2 Daten Analyse Umgebung im von iNIS (proof of concept)30
- 3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen31
 - 3.1 Anwendungen für Netzplanung und Netzbetrieb31
 - 3.2 Anforderung und Integration der Methoden32
 - 3.3 Technologien für Verarbeitungs- und Analyse großer Datenmengen33
 - 3.4 Sensor und Zählerdaten basierte Methoden34
 - 3.5 Systemanforderung34
 - 3.6 Interoperabilität35
 - 3.7 Systemarchitektur36
 - 3.8 Migration37
- 4 Ausblick und Empfehlungen38
 - 4.1 iNIS – integrated Network Information System38
 - 4.2 Empfehlungen40
- 5 Literaturverzeichnis41
- 6 Kontaktdaten42

1 Einleitung

1.1 Aufgabenstellung

Dieses Projekt sondierte die Anforderungen an die Anwendbarkeit und Integrationsmöglichkeiten von Methoden zur Netzzustandserfassung aus der Sicht der Netzbetreiber. Gegenstand der Untersuchung waren entwickelte und neue Netzplanungsmethoden zur effizienten Netznutzung basierend auf Smart Metering Systemen (z.B.: ISOLVES:PSSA-M, DG DemoNet: SmartLVGrid). Dies betrifft insbesondere die systemunabhängige, standardkonforme Implementierung neuer Smart Grid Technologien wie z.B. der Power SnapShot Analyse, oder anderer Methoden zur Netzzustandserfassung, wie Spannungsbandnutzung, Momentanwerte etc.

Ziel dieser Sondierung war des Weiteren die Vorbereitung eines Projekts zur Integration dieser Methoden in bestehende Netzplanungstools von Netzbetreibern, wie Netzinformationssysteme (NIS).

1.2 Schwerpunkte des Projektes

1. Anforderungen an Werkzeuge und Methoden auf Basis von Smart Meter Daten für den alltäglichen Gebrauch für Netzbetreiber zu definieren.
2. Technische Anforderungen an die Smart Meter Systeme und die Eignung dieser System zur Realisierung der Methoden zu analysieren.
3. Eine erweiterbare, modulare, auf Standards basierende Systemarchitektur zur Integration der Werkzeuge zu spezifizieren.
4. Die Vorbereitung und Einreichung eines Projekts welches das entwickelte Konzept umsetzt.

1.3 Einordnung in das Programm

Das Projekt behandelt prioritär:

Schwerpunkt TF4 – Intelligente Netze

Subschwerpunkt: TF4.1 – Stromnetze

Begründung: In diesem Sondierungs-Projekt sind die Voraussetzungen und Möglichkeiten für die Integration und Anwendbarkeit bereits entwickelter Methoden, Lösungen und Werkzeugen für Netzplanung und Betrieb mit Smart Grid Technologie auf Basis von Smart Meter Daten untersucht worden. Der Einsatz von Smart Grid Technologie von der Planung bis zum laufenden Betrieb erfordert komplexe Analysen großer Datenmengen, werden leicht zu bedienende Werkzeuge benötigt, mit denen diese Aufgaben automatisiert erfüllt werden können.

1.4 Verwendete Methoden

Die Ziele wurden mit folgenden wissenschaftlichen Ansätzen erreicht:

- Workshops mit den Benutzern der Werkzeuge (Netzbetreibern), Methodenentwickler (Forschung) und der Industrie (Systemintegratoren, Komponentenhersteller, Datenbankspezialisten)
- Analyse der Anforderung der Werkzeuge und Methoden, basierend auf Snapshots und der Plattform PSSHost und einer analytischen parallelen Datenbank (Teradata/Aster) sowie Methoden für die Data Discovery (MapReduce)
- Analyse der Eignung von Smart Meter Systemen zur Umsetzung der Werkzeuge und Methoden (Labortests und -aufbauten, technische Spezifikationen, Standards)
- Spezifikation der Systemarchitektur für die Integration der Werkzeuge in bestehende Unternehmenssysteme (z.B.: Netzinformationssysteme)

1.5 Aufbau der Arbeit

Das Projekt selbst war in drei inhaltliche Arbeitspakete eingeteilt. Die folgende inhaltliche Darstellung hält sich im Wesentlichen an diese Einteilung. Dies sind:

Arbeitspaket „Definition der Anwendbarkeit und Einsetzbarkeit“

In diesem Arbeitspaket wurden im Rahmen von Workshops die Anwendungen und Anforderungen aus der Sicht von Netzbetreibern diskutiert. Gemeinsam mit den Konsortialpartnern aus Forschung und Industrie wurden die Möglichkeiten, Potentiale und die Effizienz der bereits erforschten Methoden, wie z.B. die Power SnapShot Analyse PSSA, analysiert.

Arbeitspaket „Systemanforderungen für die Integration“

Parallel zu den oben genannten Inhalten wurden die technischen Anforderungen der Umsetzung der jeweiligen Methode (z.B.: Identifizierung der Unsymmetrie; Validierung von Kennlinien) genau analysiert. Dies erfolgt im Hinblick auf die Umsetzung der Methode und ihrer Anforderung an das System (z.B.: Messgrößen, Zeitsynchronisierung, Bandbreite der Kommunikation) aber auch in Hinblick auf die Möglichkeiten und Spezifikation bestehender Zählmesssysteme (Automated Metering Infrastructure - AMI) Systeme. Es wurden Smart Meter Systeme unterschiedlicher Hersteller im Rahmen von Laboraufbauten oder anhand der technischen Spezifikationen für die Eignung zur Realisierung der PSSA Methoden analysiert.

Adaptierungen der Methoden zur Netzzustandserfassung oder Erweiterungen der Systeme wurden als Systemanforderung für die Integration und Implementierung dokumentiert.

Arbeitspaket „Spezifikation des Systems“

In diesem Arbeitspaket wurde auf Basis der Anforderungen an die Bedienbarkeit und Funktionalität die Systemarchitektur für eine modulare, erweiterbare Integration der Werkzeuge spezifiziert. Insbesondere wurde auf die entwickelten Methoden der Netzzustandserfassung und mögliche zukünftige Anforderungen fokussiert.

2 Inhaltliche Darstellung

2.1 Methoden für Monitoring und Netzzustandserfassung

Beispiele für Smart Meter Daten basierende Methoden, welche in vorangegangenen Projekte entwickelt und realisiert wurden sind:

AMIS Voltage Guard

Das von den Projektpartnern Siemens und Energie AG Oberösterreich entwickelte Zählersystem AMIS (Automated Metering and Information System) wurde bereits von Anfang an mit einer Funktion zur statistischen Erfassung der Spannungsverhältnisse in jedem Zähler ausgestattet. Damit sollen in künftigen Netzplanungssystemen reale Spannungsverhältnisse an Stelle von Lastschätzungen als Grundlage für Erweiterungen bestehender Ortsnetze verwenden. Ebenso sollen daraus auch allgemeine Planungsregeln für die Effizientere Netznutzung abgeleitet werden [1].

ISOLVES: PSSA-M

Im Projekt ISOLVES:PSSA-M wurde die Power SnapShot Methode entwickelt und realisiert um ein synchrones Abbild des Netzzustandes basierend auf Smart Meter Daten zu erhalten. Dazu wurde eine Methode entwickelt um die Phasenzuordnung im Niederspannungsnetz mittels elektronischer Zähler (Smart Meter) zu realisieren. Dies ist die Voraussetzung für alle weiteren Betrachtungen. Bis zum Zeitpunkt der Einreichung dieses Projektes wurden fast eine Million SnapShots gesammelt [2].

EGDA – Express Grid Data Access

Im Rahmen des aktuell laufenden Projekts DG DemoNet Smart LV Grid wurde für das Smart Meteringsystem AMIS eine Funktion zur Spannungsmesswertübertragung in Quasi-Echtzeit als Basis für die Regelung entwickelt. Diese Spannungswerte sollen für gezielte Analysen in der Netzplanung herangezogen werden [3].

Weitere Ansätze von Methoden wurden in diesem Sondierungsprojekt entwickelt und werden nachfolgend vorgestellt. Dies sind:

- Validierung von Reglercharakteristiken, wie z.B.: Q(U)
- Zusammenhänge von Netzzustandsereignissen, wie z.B.: Spannungsunsymmetrien
- Zuordnung von Zählern zu Netzen und Strängen

2.2 Untersuchung der Anwendbarkeit und Anforderungen der Methoden

Es zeigen sich die strukturellen Unterschiede ländlicher (Netz Oberösterreich, Salzburg Netz) gegenüber urbaner Netze (Wiener Netze) in der prinzipiellen Verwendung des Einsatzes von Zählerdaten für Netzzustandsüberwachung/Monitoring. Bei der erst genannten Anwendung ist dies primär die Einhaltung der Spannungswerte wobei im zweitgenannten die thermische Überlastung (vor allem im ersten Strangabschnitt) im Vordergrund steht.

Für die zwei grundlegenden Anwendungen der Smart Meter Daten in der Netzplanung und Netzbetrieb wurden die Anforderungen an das Datenverarbeitung und -speicherung analysiert: (Dies sind Offline, Online und als Querschnittsanwendung das Monitoring / die Datenerfassung).

- Offline Funktionalität: *Fernauslesung (zeitversetzt)* von 15 min. Lastprofil (LP) aller Quadranten. Anforderungen und Voraussetzungen für Smart Meters. Dient als wesentliche Grundlage für Netzplanung.
- Online Funktionalität: *Zeitnahe Erfassung* von ausgewählten Messungen oder Ereignissen (z.B. Überschreitung bestimmter Schwellwerte wie Spannungsniveaus) zur Bestimmung des Netzzustandes sind notwendig für die Regelbarkeit von System wie das Niederspannungsnetz.

Das für beide Fälle notwendige *Monitoring* beinhaltet das Erfassen und Vorverarbeiten der Messungen. Je nach Anwendungsbereiche sind die Anforderungen an das Monitoringssystem unterschiedlich:

- zeitnahe / zeitversetzt
- Mittelwerte / Momentanwerte
- dezentrale Vorverarbeitung (Aggregation) / zentrale Speicherung
- Periodizität (Sekunden, Minuten, Stunden) / ereignisgesteuerter Erfassung
- Speicherung und Archivierung / aktueller Werte bzw. Meldungen
- Auswertung / Visualisierung

2.3 Anforderungen und Analyse von Sensor- und Zählermessdaten

2.3.1 Verarbeitung, Speicherung und Darstellung

Anforderungen an die Datenspeicherung

Derzeitige und mögliche zukünftige Datenquellen sind in Tabelle 1 dargestellt. Änderungen der Datenraten oder Wachstum der Datenquellen müssen berücksichtigt werden (z.B.: bei Änderung regulatorischen Vorgaben oder Implementierung von neuen Funktionen). Mögliche Datenquellen sind: Smart Meter, SCADA, Phasor Measurement Units (PMU), Erzeugungsanlagen, Ladestationen, Aggregatoren, Flexibility Provider

Tabelle 1: Mögliche Datenquellen die verarbeitet und gespeichert werden müssen

Datenquelle	Messgrößen	Kommentar
Zähler (SM)	Leistungen, Spannungen	Rechtlich noch nicht ganz geklärt
Sensoren	Qualitätsparameter	Verbaut in Kabelkästen, ON Station, als Ersatz für Schleppzeiger (z.B.: IBM Power Sense, Siemens Grid Monitoring Device)
PQ Messung	Qualitätsparameter	EAG: MS 400/8000 ON Stationen (Unterschied MS/NS) Nicht permanent gemessen,
Regler	Betriebsaufzeichnung	Einstellungen, Logs
Lastprofilzähler	15min Leistungen	
Einspeiser NS	Leistungen, Spannungen, (Reglerparameter)	Volleinspeiser haben andere Information, nach 12 Jahren Überschuss Einspeiser, manuelle Auslesung oder Fernauslesung
Einspeiser MS	Leistungen, Spannungen, Reglerparameter	
GIS	Geographische Daten	

Wetterdaten	Temperatur	Auch Betriebstemperatur
Netztopologie	Schaltzustände, Trafostufen	
Netzmodell	Physikalische Parameter	Technische Daten, Alter, Vorfälle, Erweiterungspläne
Kundendaten	Tarife,	An/Ab/Ummeldungen
Anschlussobjekt	Hausanschluss,	Kundennummer, Seriennummern
Schutz	Parameter und Einstellungen	
Störfälle	Problembhebungen	Schalthandlungen, Geplant/ungeplant, Schaltbriefe

Anforderung an die Datenanalyse

Ein wesentlicher Unterschied liegt in der Anforderung zwischen SQL basierten Abfragen (Queries) und Abfragen im „Data Discovery“ Prozess, der auch zeitliche Artefakte die aufeinanderfolgende abhängige Ereignisse zurückführbar sind analysieren kann.

Im Zusammenhang mit dem Import großer Datenmengen ist eine Einzelverarbeitung (single process) ein möglicher Flaschenhals. ETL (extract, transform, load) Tools sind z.B.: Talend oder Informatica, welche als single process ETL zu verstehen sind. Parallele Verarbeitung von Daten ist dagegen performanter und wird deshalb im Zusammenhang mit Data Discovery in der Reihenfolge extract, load, transform durchgeführt um die parallel Verarbeitung auszunutzen. Im Gegensatz zu ETL ist der ELT Ansatz jener, in der Datenbank die Einträge parallel zu verarbeiten (“push down”, “in database processing”). Voraussetzungen dafür sind, dass es von den Tools unterstützt wird und dass die Skalierbarkeit der Datenabfrage möglich ist, sonst ist die ETL Performance ident mit dem Verwenden eines konventionellen Datenbankimports.

Speicherung

Prinzipiell lässt sich die Anforderung an die Speicherung in vier Anwendungsbereiche klassifizieren:

- *Relationale vs. nicht-relationale Datenbanken* (NOSQL - Not Only SQL) für z.B.: Webapplikationen („in memory“)
- *Transaktionsorientierte* (viele kleine Zugriffe, updates, inserts, operativ) vs. *analytische Datenbank* (große joins, unbekannte Zugriffswege, komplexe Berechnungen, explorativ)
- *Data Ware House* auf Unternehmensebene für Generalisierung vs. *light weight* Datenbank, mit Spezialisierung, z.B.: Realtime, Time Series DB (z.B.: InfluxDB) und mit geringen Hardwareanforderungen
- *Operationale Datenbank* vs. *Archivierung* für spezielle Aufgaben und günstige Ablage, z.B.: Hadoop

Um eine anforderungsorientierte Auswahl zu treffen, sind folgende Kriterien eine Bewertungsgrundlage:

- Datenmenge
- Frequenz neuer Daten
- Zugriffsgeschwindigkeit
- Anzahl der Zugriffe: Parallelität
- Komplexität der Zugriffe: Rechenleistung des Zugriffs
- Komplexität der Daten (Verarbeitungleistung in der Datenbank: Hadoop)
- Aktualität: Zeitnahe oder posteriori Auswertungen (z.B.: monatlich)
- Antwortzeit (Geschwindigkeit)
- Struktur der Daten

Ort der Verarbeitung:

Die Verarbeitung kann *zentral* in der Leitstelle, bzw. in einem Kontrollkonten durchgeführt werden oder *dezentral* in der Feldebene und einem Feldgerät. Die Abgrenzung zwischen zentral und dezentral ist dabei nicht immer eindeutig. Ein wesentlicher Punkt ist die Notwendigkeit der Kommunikation zwischen dem Prozess und der weiterverarbeitenden Einheit.

Zur Vorverarbeitung der Daten gehört auch die Validierung nach Ausfall der Übertragung, Schätzung und Aktualisierung der Prozesse, Richtigkeit der Daten, Erkennen des Ausfalls.

Bedienung

Als grundsätzliche Anforderung kann die Integration in bestehende Werkzeuge genannt werden, welches bei Technologieänderungen nicht immer realisierbar ist. Im Gegensatz zu individuellen Anwendungen für z.B. Projektbewertung sind GIS basierte und integrierte Anwendungen leichter zu erweitern, da hier grundsätzlich die Softwareumgebung dies unterstützt (z.B.: API für Erweiterungen, Anbindung externer Datenquellen).

Darstellung und Ergebnis-Reporting

Eine grundlegende Anforderung besteht darin, neue Daten in bestehende Anwendungen und Tools zu integrieren. Die Funktionen bestehender Tools (z.B.: Netzplanung) können aber im Kontrast zu Anforderungen der Data Discovery, wie z.B.: interaktive Exploration stehen.

Eine der Grundanforderung in der Darstellung von Ergebnisse ist dabei die *Konnektivität* der Anwendungen und damit die Fragestellung der Anbindung vs. Einbindung der erweiterten Darstellungs- und Interaktionsfunktionen, wie z.B. explorative Datenanalyse.

Zu einem kann eine Einzellösung (standalone) vollen Funktionsumfang bieten, aber im Gegensatz dazu ist eine Visualisierung von Daten in bestehenden Tools eventuell von höherer Akzeptanz für die Benutzer.

Als möglicher Anwendungsfall für die Bedienung und Darstellung in der Netzplanung ist die Visualisierung der Spannungshistogramme (historische Spannungswerte) für einen bestimmten Netzabschnitt oder Knoten. Dies kann direkt in die GIS Oberfläche integriert dargestellt werden. Zusätzlich könnte auf Anforderungen der aktuelle Verlauf der Spannungen (Zeitreihe) aus Detailanalysen (PSSA oder auch EGDA) wie in Abbildung 1 dargestellt werden, welches ein neues Fenster öffnet (gegeben falls eine andere, z.B.: webbasierte Anwendung für die Darstellung).

Für den Netzbetrieb sind die Anforderungen an die Filterung der Informationen gegeben, um eine nach Wichtigkeit des Ereignisses priorisierte Sicht zu unterstützen. Abbildung 2 zeigt die aktuellen EGDA Spannungswerte aus einem Netzabschnitt.

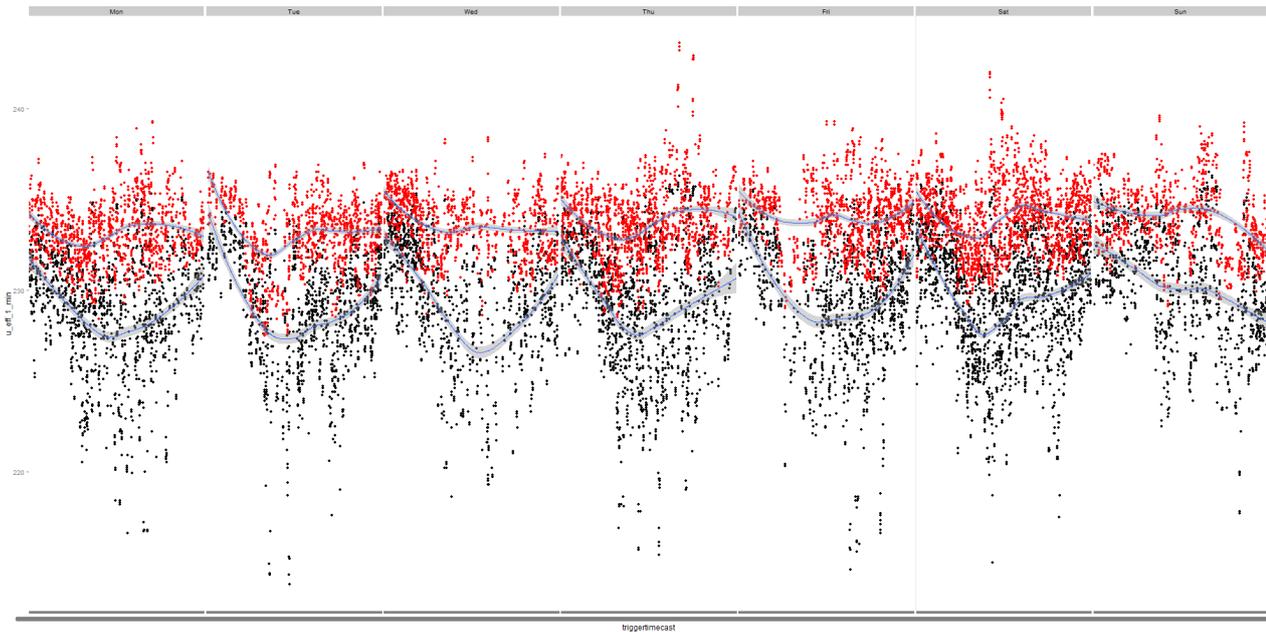


Abbildung 1: Maximale und minimale Spannungen der Phase 1 je Wochentag und der zugehörige Mittelwert aus einer PSS Kampagne.

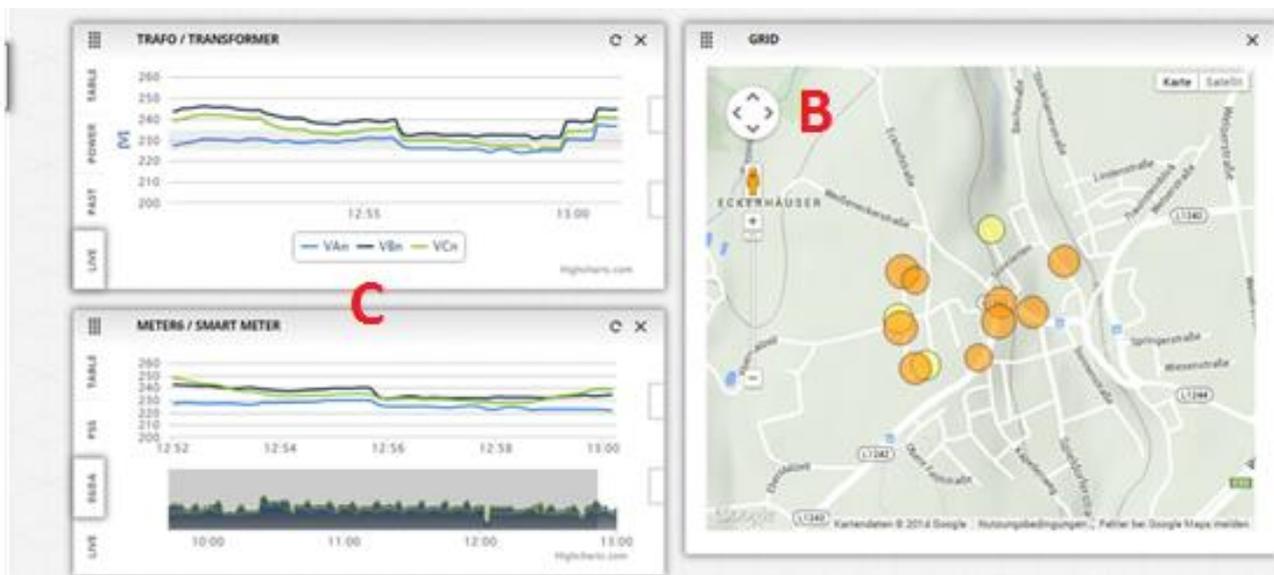


Abbildung 2: Zeitnahe aktuelle Spannungswerte (visualisiert nach Größe und Farbe) ausgewählter Zähler in einem Netzabschnitt aus den EGDA Messwerten.

Betriebliche Systemanforderungen

Für den Betrieb datenbasierter Analysesysteme müssen neben den technischen Systemanforderungen auch die betrieblichen Anforderungen, bzw. die dazugehörigen organisatorischen Prozesse beachtet werden. In der Umsetzung bewegt sich der Aufwand der laufenden Kosten für den Betrieb in vergleichbaren und sogar höheren Anteilen als für die Anschaffung des Hardware/Software-Systems.

Performance and Capacity Management (organisatorisch)

- Optimierung
- Systemerweiterungen

- Reduktion Anforderungen
- Lebensdauer der Systeme, Planung Ersatzsysteme / neuer Systeme
- Planung der Erweiterung (Anforderungen und Arbeitsleistung wächst)

Ensure continuous services (Organisation und Umsetzung): Handlungspläne bei Problemen

- Fehleranalyse
- Aktionspläne
- Disaster recovery

Ensure System Security

- Rechte und Rollen konzepte, Namenkonzepte
- Nachweise bei Audits
- Konzept: Sollsystem vs. Istsystem (Papier, Active Directory, etc.) → Überwachung automatisiert

Personal Aufbau

- Hiring
- Einbindung Know-how-Transfer
- Zeithorizont bis zum selbständigen Arbeiten
- Wissensmanagement

Toolchain / Changemanagement: Integration in organisatorische Unternehmensstrukturen

- Trainings und Schulungen

Integration in den Helpdesk, Support

- Installation eines Helpdesks
- Einführung bzw. Adaption des Ticketsystem

Manage the configuration: Änderungen am bestehenden System durch neue Anforderungen etc.

- Technische Qualitätssicherung (inhaltlich und prozesstechnisch)
- Neue Funktionen / Features
- Kompatibilität

Manage Data

- Datenqualität Monitoring
- Qualität halten und verbessern
- Datenkorrekturen

Manage Operation: organisatorische Rahmenbedingungen für den Betrieb

- Administration (Datenbank Lock, Updates, etc.)
- Operative Betriebsführung

2.3.2 Analyse von Sensor- und Zählermessdaten

Identifikation von Unsymmetrieereignissen

Unsymmetrie kann eine negative Auswirkung auf Betriebsmittel und Verbraucher (z.B.: Motoren) haben und unterliegt der deshalb Normung für Spannungsqualität. Die Spannungshistogramme aus den Power SnapShots (PSS) liefern Informationen zu unsymmetrische Belastungen (Abbildung 3). Einige wenige Messungen zeigen hier signifikante Abweichungen, jedoch ist die Ursache nach erster Betrachtung schwer zu identifizieren.

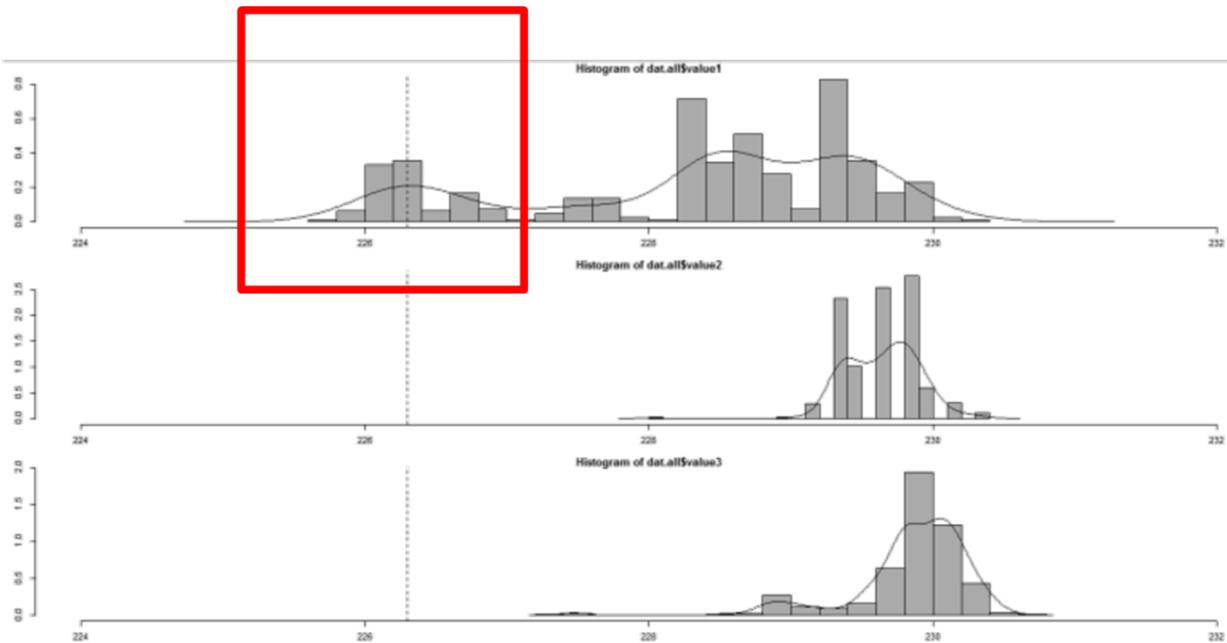


Abbildung 3: Histogramm der Spannungen je Phase eines Snapshots

Durch den Einsatz von paralleler Datenverarbeitung mittels MapReduce Funktionen wurden solche Ereignisse (bzw. Zustände) innerhalb großer Datenmengen identifiziert. Es können aber auch Zusammenhänge mit anderen Ereignissen bewertet und visualisiert werden:

Abbildung 4 zeigt wie oft Ereignisse bei Zählern gleichzeitig auftreten. Je öfter Ereignisse gleichzeitig bei Zählern (Knoten) auftreten, desto stärker ist ihre Affinität, bzw. die Verbindung zwischen ihnen (Farbe und Strichstärke). Bei dieser Auswertung konnten (Unsymmetrie-)Ereignisse identifiziert werden, welche bei einer Gruppe von Zählern unabhängig von anderen auftritt. Nähere Untersuchung ergab, dass diese bei einphasigen Schaltnetzgeräten einer Wohnhausanlage auftreten. Das Rundsteuersignal verursacht bei Aktivierung der hohe Unsymmetrie, da alle Lasten auf der gleichen Phase angeschlossen wurden.

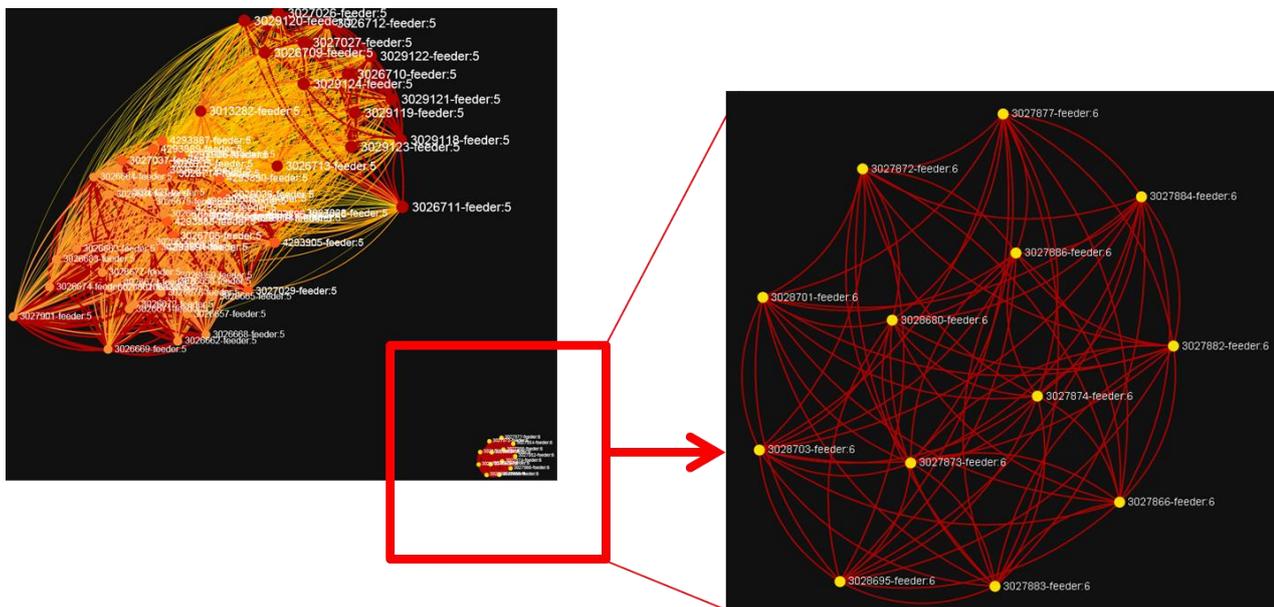


Abbildung 4: Visualisierung und Identifikation von unabhängig auftretenden Unsymmetrie Ereignissen [4], [5]

Zusammenhänge von Ereignissen und Zuständen

Eine weitere Analysemöglichkeit der Data Discovery ist die interaktive Visualisierung von definierten Ereignissen z.B.: Summen und einphasige Wirk- und Blindleistung, Unsymmetrie, Über- und Unterspannung. Abbildung 5 zeigt die Zusammenhänge (Affinität) zwischen den häufigen Ereignissen (Knoten). Häufig ist leichte Asymmetrie, aber wie sich zeigt eine niedrige einphasige Spannung unabhängig von Blindleistungssituationen (hohe oder einphasige Blindleistungsbelastungen).

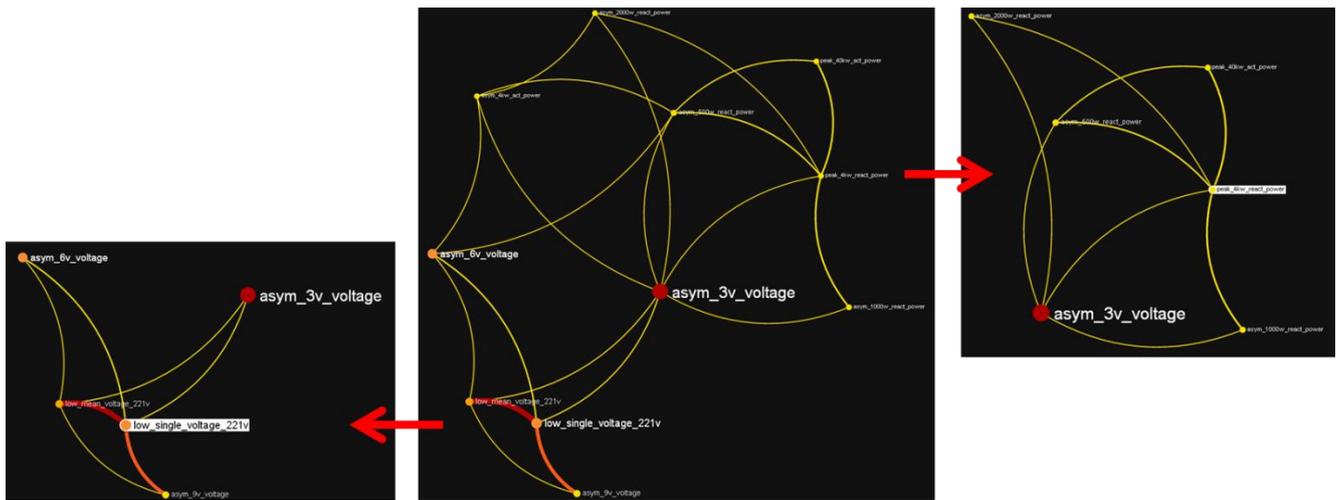


Abbildung 5: Zusammenhänge verschiedener Ereignisse innerhalb eines Snapshots. z.B.: Niedrige Spannungen (Einphasig) nicht gleichzeitig mit hoher Blindleistung [4], [5]

Validierung von Wechselrichterennlinien

Um die Spannungsgrenzen zu gewährleisten werden Wechselrichter mit einer spannungsabhängigen Blindleistungsregelung ausgestattet. Dies ermöglicht mehr Photovoltaiksysteme ins Niederspannungsnetz zu integrieren.

Die Eignung von sekunden-aufgelösten zeitlich zufälligen (stochastisch verteilten) Messwerten (Power Snapshots) für die Validierung von Parametern von Wechselrichterennlinien wurde untersucht. Dazu werden die zufälligen Messwerte mit den Werten der Kennlinien verglichen und eine Wahrscheinlichkeit für die korrekte Parametrierung ausgewertet. Bei Auftreten von Spannungsverletzungen können potentielle Fehleinstellungen (durch neue Firmware oder Programmfehler des Wechselrichters) durch die automatische Validierung der Kennlinienparameter ausgeschlossen werden [6].

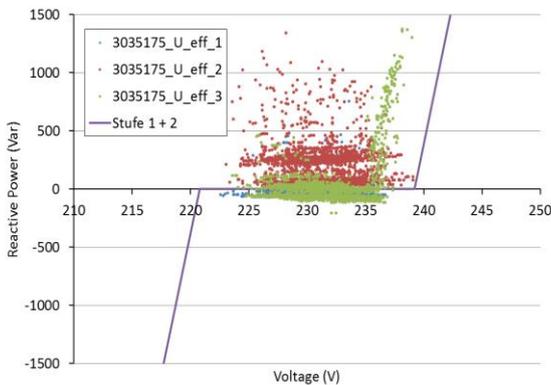


Abbildung 6: Validierung der spannungsabhängigen Blindleistungseinspeise-Kennlinie (Q(U)) eines Wechselrichters durch zufällige, zeitlich nicht-korrelierter Messwerte der Spannungen. Die Abweichungen der Sollkennlinie durch die gemessene ergeben sich durch falsche Kennlinienparameter [6].

Zuordnung von Zählern auf Netz- und Strangebene

Eine weitere mögliche Anwendung von Smart Meter Daten, die im Rahmen des Projekts untersucht wurde, ist der Einsatz von Meter Daten hinsichtlich der Identifizierung und Lokalisierung von Zählern auf Netz und Strangebene. Dieser Anwendungsfall ist hinsichtlich zukünftiger Automatisierungsszenarien interessant. Der flächendeckende Einsatz von Smart Metern würde eine „a priori Zuordnung“ in Niederspannungsnetzen installierter Smart Metern zu einzelnen Middleware-Systemen sehr unwahrscheinlich machen, da die Anzahl ausgebrachter Knoten die Kosten für manuelle Zuordnung massiv erhöhen würde. Abhilfe könnte hier eine automatisierte, auf Smart Meter Daten basierende Zuordnung der Meter schaffen. In einem ersten Schritt würde ein neu im Netz eingebrachter Meter einem dezidierten Niederspannungsnetz zugewiesen werden. In weiterer Folge würde eine genauere Zuordnung des Meters im Netz auf Strangebene erfolgen.

Zuordnung von Zählern auf Netzebene

Die im Projekt untersuchte Zuordnung von Smart Meter Daten auf Netzebene basiert auf Sensoraktivität. Sensoraktivität ist hier durch die Häufigkeit der im Datenkonzentrator eingegangenen Meter Daten definiert. Da ein Messwert nur bei Änderungen höher als ein definierter Schwellwert vom Datenkonzentrator erfasst wird, kann die EGDA Methode dazu verwendet werden Smart Meter zu einzelnen Niederspannungsnetzen zuzuordnen.

Tabelle 2 stellt eine, über 5 Minuten Intervalle, erfasste Sensor-Aktivität schematisch dar. So gehen in diesem Beispiel 9 neue Messwerte im Zeitraum 12:00-12:05 im Datenkonzentrator von Sensor 1 ein, während es nur 7 Werte von Sensor n sind.

	Sensor 1	..	Sensor n
..
12:00 – 12:05	9	..	7
12:05 – 12:10	3	..	9
..

Tabelle 2: Beispiel Sensoraktivität

In einem ersten Schritt kann nun die Aktivität von Sensoren aus unterschiedlichen Netzen verglichen werden. Abbildung 7 stellt die Aktivität von drei zufälligen Sensoren aus drei zufälligen Netzen über einen gleichen Tag dar. Wie in der Abbildung zu erkennen ist unterscheidet sich die Aktivität, was den unterschiedlichen Topologien und Dynamiken der Netze geschuldet ist.

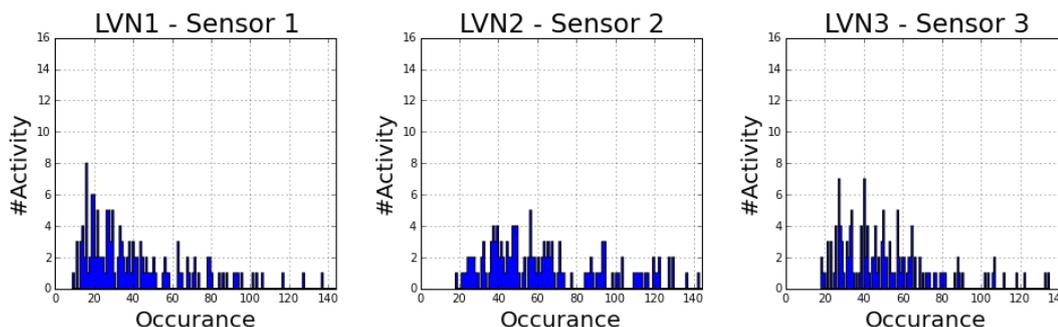


Abbildung 7: Aktivitäten der Messwertübertragung (EGDA) in verschiedenen Netzen.

Um eine quantitative Aussage über die Ähnlichkeit von Smart Meter Aktivitäten treffen zu können müssen die Aktivitätsmuster von Smart Metern korreliert werden. In Abbildung 8 sind die Korrelationskoeffizienten von 52 Smart Metern aus 3 unterschiedlichen Netzen über ganztägige Aktivitätsmuster dargestellt. Die Meter sind hinsichtlich ihrer Netzzugehörigkeit sortiert, d.h. Sensor 1 – 23 ist in Netz 1 installiert, Sensor 24-34 in Netz 2 und Sensor 35 – 52 in Netz 3. Wie aus Abbildung 8 ersichtlich korreliert die Aktivität von Sensoren, welche sich im selben Niederspannungsnetz befinden stärker, als die Aktivität von Sensoren aus unterschiedlichen Netzen. Eine Zuordnung von Sensoren/ Smart Metern zu Niederspannungsnetzen anhand von Sensoraktivitätsmustern ist daher möglich.

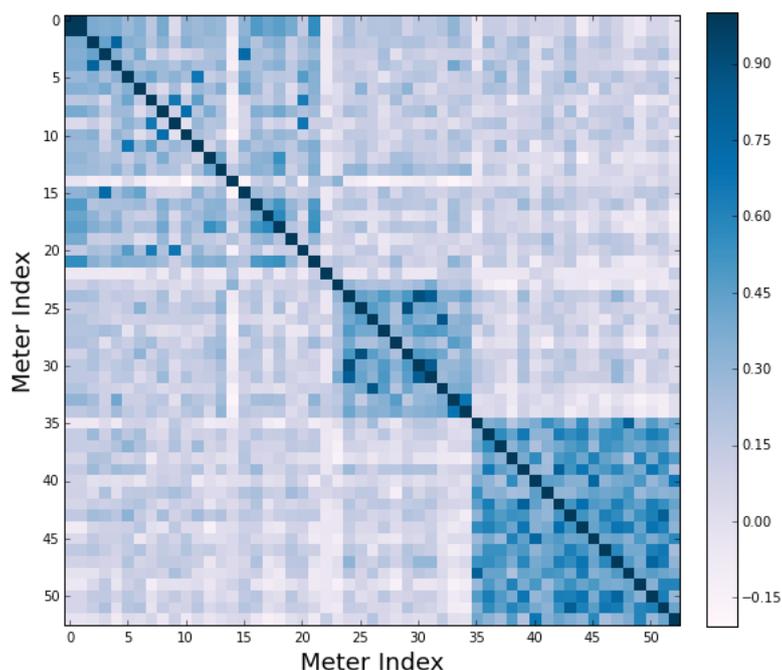


Abbildung 8: Korrelationskoeffizient der Messwertübertragungsaktivität von 52 Zählern in drei verschiedenen Netzen für einen gesamten Tag. Die dunklere Einfärbung entspricht einer höheren Korrelation.

Zuordnung von Zählern auf Strangebene

Eine Zuordnung von Zählern auf Strangebene kann auf Basis von zeit-synchronen Spannungswerten aller Smart Meter in einem Niederspannungsnetz erfolgen. Tabelle 3 stellt den Verlauf von dem Faktor k der Spannungsunsymmetrie von Smart Metern in einem Niederspannungsnetz schematisch dar.

	Zähler 1	Zähler 2	Zähler 3	Zähler 4	Zähler 5	Zähler 6	Zähler 7	Zähler 8	...
2015-04-03 00:02:01	0.017683	0.005871	0.006131	0.005838	0.006345	0.006133	0.003578	0.003042	...
2015-04-03 00:06:28	0.014101	0.005562	0.004855	0.005056	0.005583	0.004820	0.004393	0.003629	...
2015-04-03 00:07:27	0.014114	0.017623	0.014587	0.019364	0.015523	0.014868	0.005317	0.004276	...
2015-04-03 00:11:01	0.017391	0.013063	0.010887	0.013876	0.011745	0.010892	0.004386	0.003524	...
2015-04-03 00:12:22	0.017391	0.012823	0.010878	0.013917	0.011504	0.010642	0.004558	0.003519	...

Tabelle 3: Beispiel für den zeitlichen Verlauf des Faktors k für Spannungsunsymmetrie in einem Niederspannungsnetz

Abbildung 1 zeigt die resultierende Korrelationsmatrix am Beispiel von Messdaten von 30 Smart Metern aus einem realen Niederspannungsnetz auf Basis von 437 zeitsynchronen Messdaten, welche via Power SnapShots ermittelt wurden (Korrelationen < 0.5 werden nicht angezeigt). Die Meter sind in insgesamt 4 Strängen installiert (14 Meter Strang 1, 5 Meter Strang 2, 6 Meter Strang 3, 6 Meter Strang 4) und nach Stranzugehörigkeit in der Korrelationsmatrix sortiert. Durch die Korrelation der Meter erhält man eine Gruppierung der Meter, welche sich im selben Strang befinden. Die Ergebnisse legen nahe, dass eine Zuweisung von Smart Metern auf Basis von synchron gemessenen Spannungswerten möglich ist.

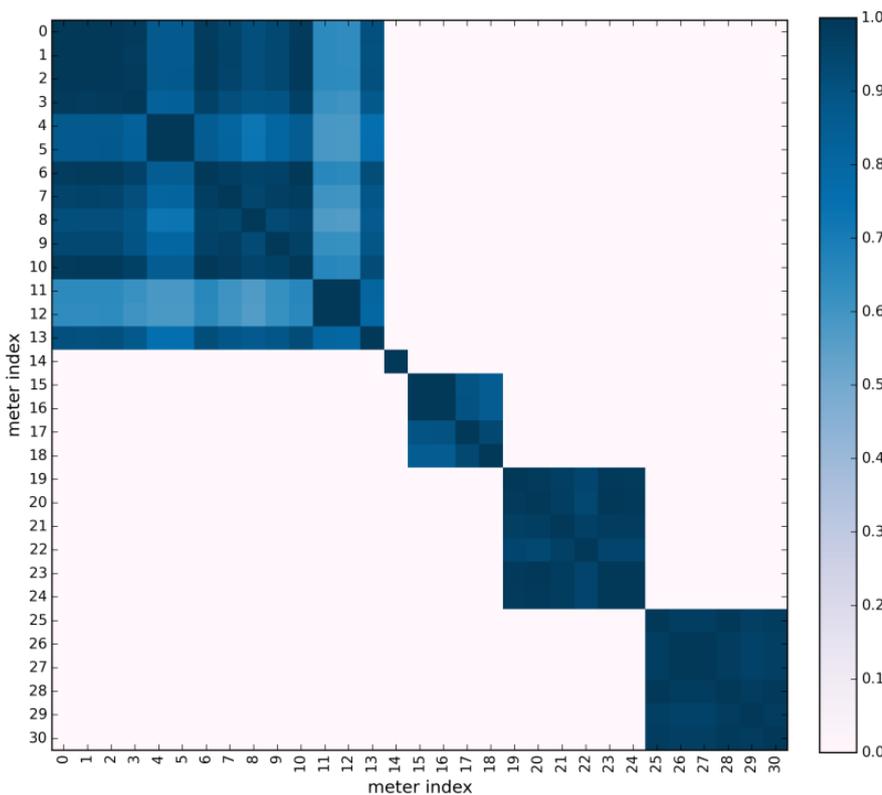


Abbildung 9: Korrelationskoeffizient der Zähler für vier verschiedene Stränge innerhalb eines Niederspannungsnetzes

Weitere Informationen und Ergebnisse finden sich in dem Konferenzbeitrag: „Meter Communication and Measurement based Topology Identification for Low Voltage Networks“ [7].

2.3.3 Systemanforderungen zur Netzzustandserfassung

Smart Meter Test Stand

Realisierungen von unterschiedlichen Anwendungen für die Netzüberwachung und -steuerung haben unterschiedliche Anforderungen. Mit dem Aufbau des Smart Meter Test Stands wurden verschiedene Zugriffsebenen realisiert um hier z.B. die Verfügbarkeit und Zeitnähe zu untersuchen. Abbildung 10 bietet eine Übersicht der Komponenten und den Aufbau des Teststands.

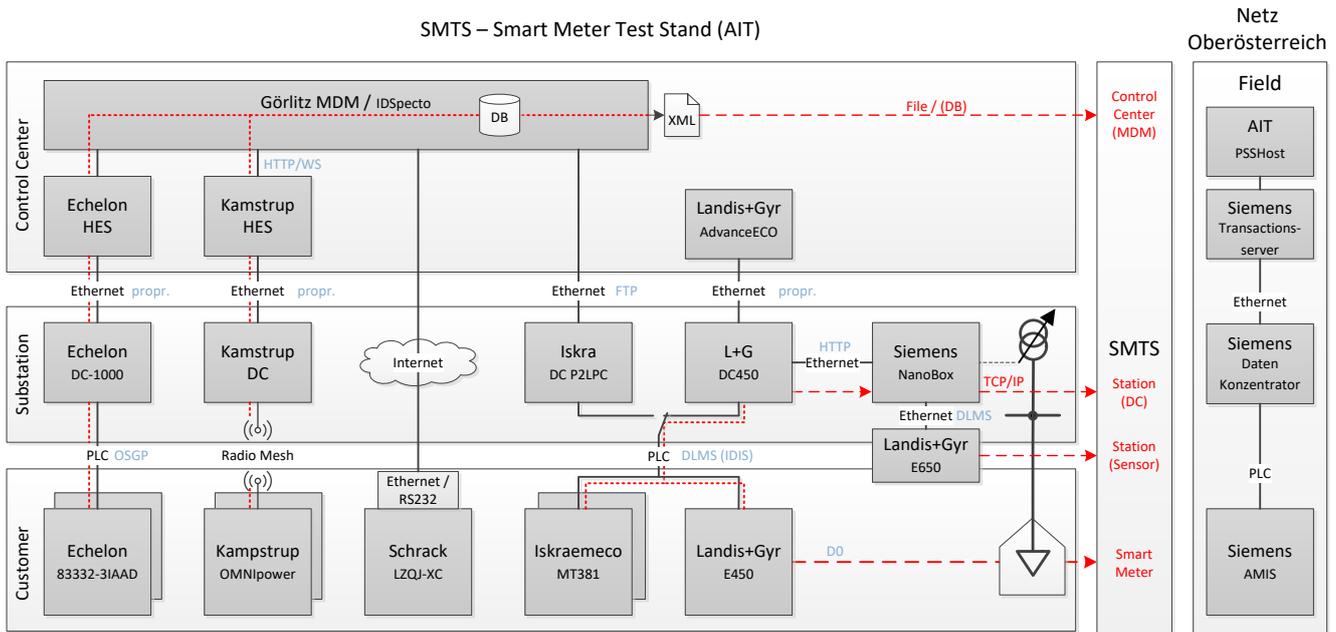


Abbildung 10: Übersicht der Komponenten des Smart Meter Test Stands. Die verschiedenen Messdaten Zugriffsebenen sind rechts abgebildet: Zählerebene, Datenkonzentrator und Ortsnetzstation, sowie Leitstelle.

Zugriffsebenen für die Messwertabfragen

Ziel der Untersuchungen war es, auf verschiedenen Ebenen die Werte (z.B.: Spannungen) auszulesen um die Reaktionszeit und die Verfügbarkeit der Werte im Sinne der Anforderungen an die erweiterten Smart Meter Methoden (VG, PSSA, EGDA) zu analysieren. Tabelle 4 zeigt die Einteilungen und möglichen Anwendungen der verschiedenen Zugriffsebenen.

Tabelle 4: Schnittstellen und Anwendungen je Zugriffsebene der Spannungs- und Strommesswerte

Zugriffsebene	Schnittstelle/Gerät	Anwendung	Anmerkung
Zähler/ Smart Meter (SM)	D0, RS232 [D0]	Lokale Regelung Energiemanagement, (Home Automation System)	Direkter Zugang zum Zähler notwendig
Ortsnetzstation/ Substation (SS)	Ethernet, DLMS/COSEM, [E650]	Überwachung/Monitoring in der Ortsnetzstation (z.B.: Ströme, Leistungen am Transformator).	Dezidiertes Zähler für diese Funktion mit Ethernet Schnittstelle
Daten Konzentrator / Data Concentrator (DC)	HTTP (HTML, WS) [DC450]	Diese Ebene ist wichtig für die Stationsautomatisierung, z.B.: Regelbarer Ortsnetztrafo, Sollwertvorgabe lokaler Regler (Wechselrichter), Engpassmanagement (kontrolliertes Laden von Elektroautos)	L+G und Iskraemeco unterstützen HTTP basierte Schnittstelle. Über die Schnittstellen können auch einzelne Zähler ausgelesen werden. Die Aktualisierungsrate hängt von der verfügbaren Bandbreite und dem Protokoll ab. In diesem Falle wurde mit max. 1 Minute Abfragerate abgefragt.
Head End System (HES)	HTTP, (Datenbank)		Dieser Zugriff wurde nicht untersucht, da auf der MDM Schnittstelle alle Hersteller integriert wurden.
Meter Data Management (MDM)	Dateiexport, (Datenbank, API) [XMLFile]	Zentrale Anwendungen sind z.B.: Monitoring der Ortsnetzstation oder Last Prognose für die Mittelspannung	Zyklische Abfrage bestimmter Zähler ist möglich. Max. Abfragerate 1 Minute. Verfügbarkeit der aktuellen Daten je nach Bandbreite und Datenaufkommen.

Die Visualisierung der Messwerte die auf den verschiedenen Ebenen – Smart Meter (SM), Datenkonzentrator (DC), Meter Data Management (MDM) – abgegriffen werden sind in Abbildung 11 zu sehen. Zusätzlich ist auch die Sollwertvorgabe eines einfachen Spannungsreglers der in der Ortsnetzstation vom DC die Werte bekommt dargestellt, um zu demonstrieren, dass die Spannungswerte vom Netz auf der Ortsnetzstation ausgekoppelt werden können, wie es für die EGDA Methode notwendig ist.



Abbildung 11: SMTS: Dynamische Visualisierung der Reaktionszeiten und Verzögerungen der Spannungsmesswerte auf verschiedenen Zugriffsebenen (SM, DC, MDM).

Die Verfügbarkeit der Zugriffsebene können in Wahrscheinlichkeitsdichten abgebildet werden um hier Verbesserungen bei den Konfidenzintervallen von z.B.: Zustandsschätzer oder ähnlichen Monitoring Funktionen zu erzielen. Abbildung 12 und Abbildung 13 zeigen exemplarisch die Verteilungen der Verzögerung bei Auslesung über den Datenkonzentrator oder über das Meter Data Management Systems. Zusätzlich kann bei Kenntnis über die zu erwartende Abweichung der Messgröße durch die Verzögerung der Vertrauensbereich auswertenden Funktionen verbessert werden (z.B.: Prognose mittels Filter).

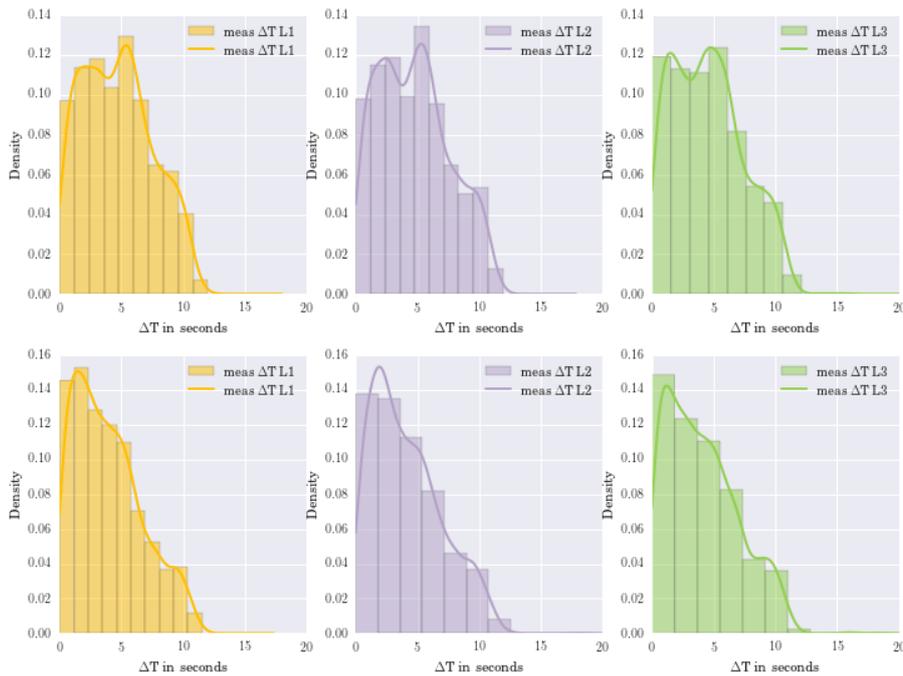


Abbildung 12: Exemplarische Wahrscheinlichkeitsverteilung der Verzögerung zweier Zähler bei Abfrage und Auslesung über den Datenkonzentrator

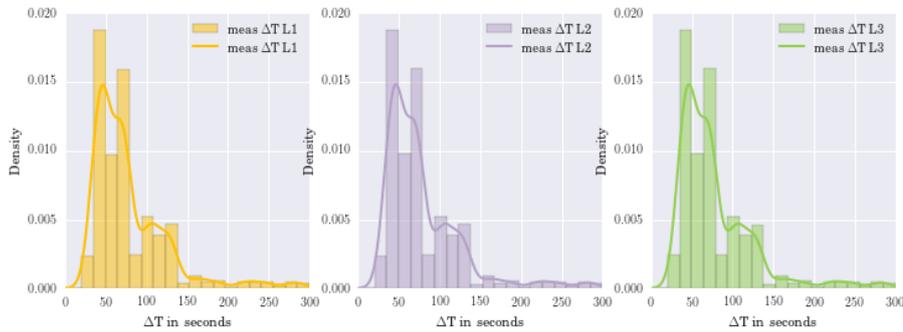


Abbildung 13: Exemplarische Wahrscheinlichkeitsverteilung der Verzögerung eines Zählers bei Abfrage und Auslesung über das Meter Data Management Systems (MDM)

Weitere Ergebnisse finden sich auch in dem Konferenzbeitrag: „Smart Meter Test Stand for Requirement Analysis of Advanced Smart Meter Applications“ [8].

2.3.4 Integration und Interoperabilität

Zur Gewährleistung der Integration und Interoperabilität von Komponenten und darauf basierenden Services und Systemdienstleistungen wurden im Projekt vier existierende Datenmodelle untersucht, mit denen ein Datenaustausch zwischen Ortsnetzstation und Leitwarte realisiert werden könnte: „Companion Specification for Energy Metering“ (COSEM), IEC 61850, „Common Information Model“ (CIM) und „Open Platform Communications“ (OPC).

Beurteilung der Datenmodelle: Standardisierte Abbildbarkeit relevanter Datenkategorien

Auf Basis definierter Datenkategorien (siehe

Tabelle 5, Tabelle 6), welche die mögliche Kommunikation zwischen Ortsnetzstation und Leitstelle abbilden erfolgte eine Funktionseinschätzung der Datenmodelle.

Tabelle 5: Mögliche Datenkategorien in einer Ortsnetzstation hinsichtlich eines aktiven Niederspannungsnetzbetriebs

Nummer	Kategorie	Beschreibung	Beispiel
1.1	Umweltsensor Messwert	Messwert eines Umweltsensors	Innentemperatur in der Ortsnetzstation
1.2	Transformator Messwert	Messwert des Transformators	Spannung von Phase 1 an der Sammelschiene
1.3	Transformator generierter Wert	Ein durch den Transformator generierter Wert	Wie oft wurde die Tapposition insgesamt geändert
1.4	Transformator Fehlermeldung	Fehlermeldung des Transformators	Motor ist nicht in Position
1.5	Netzsensor Messwert	Messwert eines Netzsensors	Strom von Phase 1 an der Sammelschiene
1.6	Lokales Netzmanagement generierter Wert	Ein durch eine lokale Netzmanagementkomponente generierter Wert	Aktuelles Zeit/Flächen Integral eines Spannungsreglers
1.7	Lokales Netzmanagement Fehlermeldung	Fehlermeldung einer lokalen Netzmanagementkomponente	Transformatorspannungen sind nicht plausibel
1.8	Schaltzustand generierter Wert	Ein durch die Schaltzustandskomponente generierter Wert	Aktuelle Topologie des Niederspannungsnetzes
1.9	Schaltzustand Fehlermeldung	Fehlermeldung einer Schaltzustandskomponente	Zu wenige Daten vorhanden
1.10	SM-Gateway generierter Wert	Ein durch das SM-Gateway generierter Wert	Anzahl der verbunden Smart Meter
1.11	SM-Gateway SM Daten	Daten von einem Smart Meter	Spannung von Phase 1 eines bestimmten Smart Meters
1.12	SM-Gateway Fehlermeldung	Fehlermeldung des SM-Gateways	Kommunikation mit einem bestimmten Smart Meter ist nicht möglich
1.13	Softwarekern generierter Wert	Ein durch den Softwarekern generierter Wert	Anzahl verbundener Komponenten
1.14	Softwarekern Fehlermeldung	Fehlermeldung des Softwarekern	Kommunikation mit Transformator nicht möglich

Tabelle 6: Mögliche Datenkategorien in einer Leitwarte hinsichtlich des aktiven Niederspannungsnetzbetriebs

Nummer	Kategorie	Beschreibung	Beispiel
2.1	Transformator Befehl	Befehl an den Transformator	Tapposition ändern
2.2	Netzbetriebsführung Befehl	Befehl an eine Netzbetriebsführungskomponente	Sollwert für Spannungsregler vorgeben
2.3	Schaltzustand Befehl	Befehl an eine Schaltzustandskomponente	Topologieänderungserkennung gegen Normalschaltzustand einstellen
2.4	SM-Gateway Befehl	Befehl an das SM Gateway	Aufnehmen eines Smart Meters in die Kommunikation
2.5	SM-Gateway SM Befehl	Befehl an einen Smart Meter	Tarif bei einem/mehrerer Smart Meter einstellen
2.6	Softwarekern Befehl	Befehl an den Softwarekern	Starten des Spannungsreglers

Tabelle 7 In Tabelle 7 ist die Abbildbarkeit der in Tabelle 5 und 6 definierten Datenkategorien in den untersuchten Datenmodellen dargestellt. Die Abbildbarkeit klammert frei definierbare Bereiche der Datenmodelle aus, da eine Benutzung dieser Bereiche willkürlich ist und zu mangelnder Interoperabilität führen kann.

Tabelle 7: Abbildbarkeit der definierten Datenkategorien in den untersuchten Datenmodellen

Datenkategorie Nummer	COSEM	IEC 61850	CIM	OPC UA
1.1	Nein*	Ja	Ja	Ja
1.2	Nein*	Ja	Ja	Ja
1.3	Nein*	Ja	Ja	Ja
1.4	Nein*	Ja	Ja	Ja
1.5	Nein*	Ja	Ja	Ja
1.6	Nein*	Ja	Ja	Ja
1.7	Nein*	Ja	Ja	Ja
1.8	Nein*	Ja	Ja	Ja
1.9	Nein*	Ja	Ja	Ja
1.10	Nein*	Ja	Ja	Ja
1.11	Ja	Ja	Ja	Ja
1.12	Nein*	Ja	Ja	Ja
1.13	Nein*	Ja	Ja	Ja
1.14	Nein*	Ja	Ja	Ja
2.1	Nein	Ja	Ja	Ja
2.2	Nein	Ja	Ja	Ja
2.3	Nein	Ja	Ja	Ja
2.4	Nein	Ja	Ja	Ja
2.5	Ja	Ja	Ja	Ja
2.6	Nein	Ja	Nein	Ja

Beurteilung der Datenmodelle: Übertragbarkeit mittels verschiedener Kommunikationsprotokolle

Tabelle 8 zeigt, mit welchen Kommunikationsprotokollen die vier vorgestellten Datenmodelle standardisiert übertragen werden können.

Tabelle 8: Übertragbarkeit der Datenmodelle mittels verschiedener Kommunikationsprotokolle

	COSEM	IEC61850	CIM	OPC UA
MMS (IEC 61850-8-1)		JA		
IEC 6080-5-104		JA		
Web Services		JA	JA	JA
XMPP		Standardisierung läuft	JA	JA
DLMS	JA			

2.4 Spezifikation der Systemarchitektur

2.4.1 Erweiterung bestehender Referenzarchitekturen

Eine Reihe von Referenzarchitekturen für Smart Grids sind Gegenstand zahlreicher Organisationen und Forschungsprojekte (z.B.: IEC Seamless Integration Architecture, NIST, Smart Grid Architecture Model). Ebenfalls gibt es Projekte mit dezidierten Schwerpunkten, wie z.B.: Security Anforderungen im österreichischen Forschungsprojekt RASSA. Das iNIS Sondierungsprojekt hat im Besonderen die Integration der erweiterter Smart Meter basierter Methoden in die bestehende Unternehmensstruktur.

In diesem Zusammenhang, insbesondere im Hinblick auf standard-basierten Erweiterung für Data Analytics wird die Architektur in Abbildung 14 vorgestellt. Es ist eine Enterprise Service Bus basierte Unternehmensarchitektur definiert, welche sämtliche Komponenten, Datenmodelle und Nachrichtenprotokolle im Common Information Model (CIM) Standard spezifiziert [1]. CIM ist dafür ausgelegt Informationsaustausch und Kollaboration zwischen Anwendungen zu forcieren. Abbildung 14 zeigt die Erweiterung der bekannten CIM Architektur für Data Analytics Anwendungen.

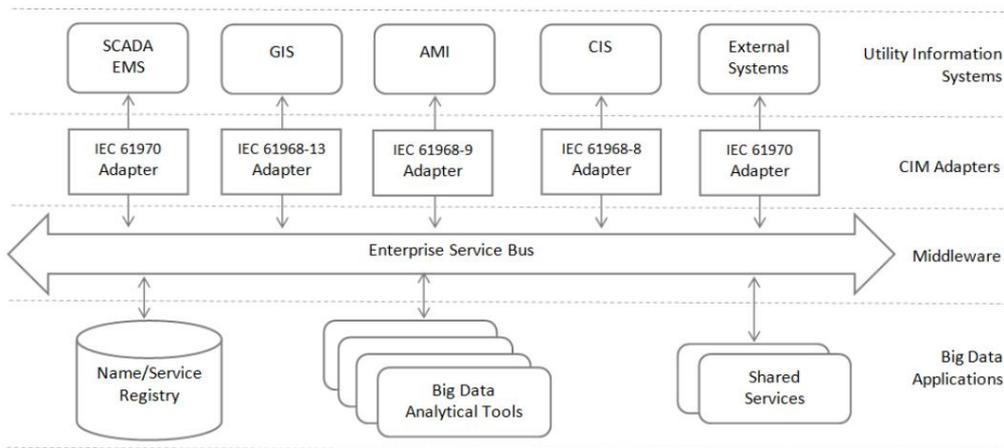


Abbildung 14: CIM-basierte Architektur für Data Analytics Anwendungen [10]

Da CIM den Anspruch erhebt alle Aspekte der Energiewirtschaft abdecken zu wollen, bietet es eine standard-basierte semantische Basis für Data Analytics für Anwendungen der Netzbetreiber. In "A CIM-Based Framework for Utility Big Data Analytics" [10] wird auf die drei Schichten für standard-basierte Data Analytics ausführlich eingegangen (Abbildung 15).

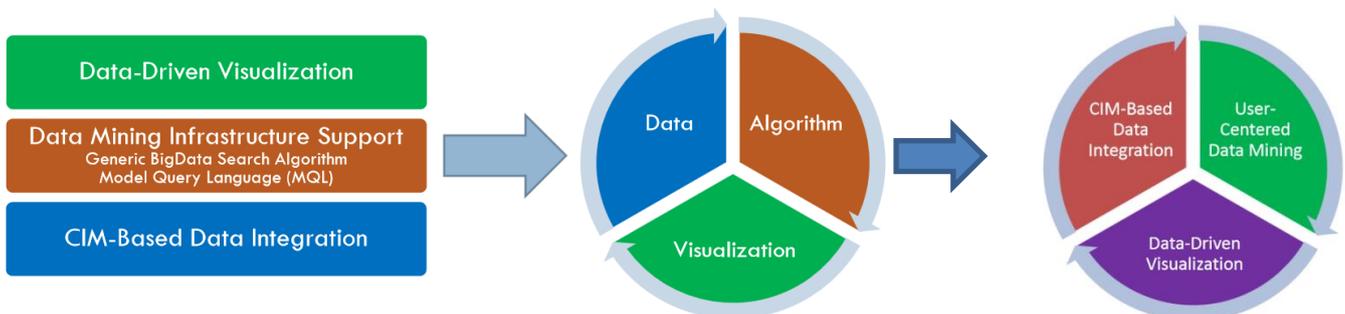


Abbildung 15: Schichten Architektur für CIM-basierte Data Analytics [10]

Als mögliche Nachteile dieses Ansatzes sei hier auf den Umfang und Komplexität des Common Information Models hingewiesen, sowie der Mehraufwand um für bestehende Anwendungen Adapter und Konnektoren zu schaffen.

2.4.2 Anforderungen

Komponenten

Von der allgemeinen, generischen Sichtweise einen Schritt in Richtung anwendungsorientierte, anforderungsgetriebene aber trotzdem noch logisch-abstrakte Sicht, wird nachfolgend diskutiert. Die Anforderungen an die IT Systeme der vorgestellten Methoden der Netzzustandserfassung, wie PSSA, VG, EGDA sind in einem ersten Entwurf in Abbildung 16 dargestellt.

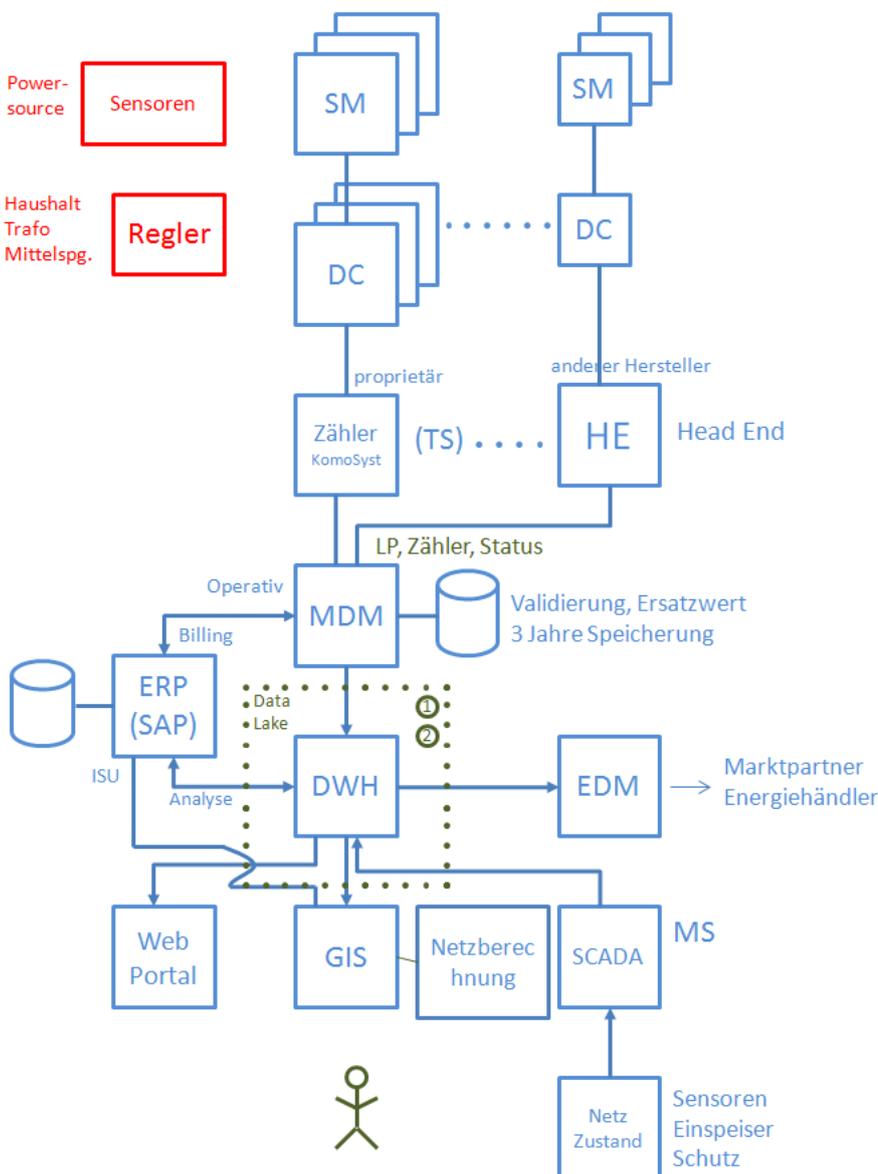


Abbildung 16: Entwurf der iNIS Systemarchitektur im Hinblick auf Anforderungen der entwickelten Methoden für die Netzzustandserfassung.

Komponenten einer Ortsnetzstation

Welche Daten eine Ortsnetzstation liefern bzw. verarbeiten kann, ist abhängig von den in der Station vorhandenen und installierten Komponenten. Abbildung 17 stellt die Komponenten einer Ortsnetzstation dar, auf deren Basis das Datenmodell entwickelt wurde.

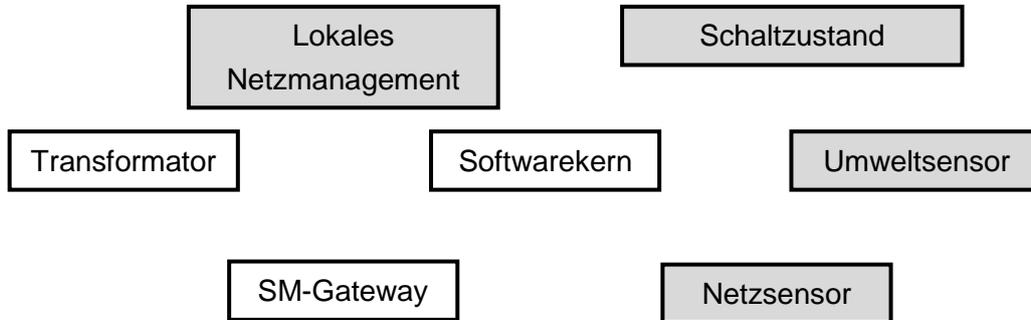


Abbildung 17: Mögliche Komponenten einer Ortsnetzstation als Grundlage zur Entwicklung eines Datenmodells

Bei der Betrachtung sind zwei Punkte zu beachten. Erstens, wird im Generellen nicht vorgegeben, ob es sich um Hard- oder Softwarekomponenten handelt, bzw. ob die Softwarekomponenten auf einem oder mehreren Computern ausgeführt werden. Zweitens können von den grau hinterlegten Komponenten, beliebig viele reale Komponentenvorhanden sein. Dies erlaubt dem Datenmodell auch bei zukünftigen Entwicklungen gültig zu bleiben.

- Lokales Netzmanagement: Komponenten dieser generischen Kategorie sind für einen sicheren Netzbetrieb zuständig wie Regler für den regelbaren Ortsnetztransformator zur aktiven Spannungsbandregelung
- Schaltzustand: Schaltzustandskomponenten erfassen die aktuelle dynamische Netztopologie des Niederspannungsnetzes, beispielsweise eine automatische Topologieerkennung anhand von Smart Meter Messungen um Abweichungen vom Normalschaltzustand zu erkennen.
- Umweltsensor: Diese Komponenten messen Umweltbedingen in der Ortsnetzstation wie etwa Temperatur oder Sonneneinstrahlung.
- Netzsensor: Sensoren dieser Komponenten messen Größen im Zusammenhang mit dem Stromnetz.
- SM-Gateway: Erlaubt die Kommunikation mit Smart Metern im Niederspannungsnetz.
- Transformator: Ein Ortsnetztransformator mit optionaler regelbaren Stufenstellung
- Softwarekern: Verwaltet die Softwarekomponenten und ermöglicht den Datenaustausch zwischen allen Komponenten in der Ortsnetzstation. Hierbei muss der Softwarekern keine eigene Komponente sein, sondern kann auf allen Softwarekomponenten verteilt sein.

2.4.3 Interaktion und Schnittstellen

Kopplungen von Anwendungen – Enterprise Service Bus vs. Dateien

Den von den Referenzarchitekturen empfohlenen Kopplungen auf Basis von Enterprise Service Bus Architekturen (ESB) stehen konventionelle, vorhandene Schnittstellen gegenüber (

Tabelle 9):

Tabelle 9: Gegenüberstellung Enterprise Service Bus (ESB) und Kopplung auf Basis von Dateien

Kriterium	ESB	Datei
-----------	-----	-------

Entkopplung		+
Geringe Latenz	+	-
ESB vorhanden	+	
ESB Einführung	-	
Fehleranalyse	-	
Kosten	-	+
Know How Aufbau	-	

Als Richtlinie kann die Anforderung der Zeitnähe der Übertragung der Daten dienen, d.h. wenn die Aktualität der Daten schneller als 1-5 Minuten zwischen Systemen propagiert werden muss, dann ist das ab einer bestimmten Daten Menge mit einem ESB sinnvoll lösbar. Bei Anforderungen langsamer als 5 Minuten für den Austausch von Daten wird meist ein datei-basierter Austausch ausreichend sein.

2.4.4 Datenverarbeitung und Datenspeicher IT Architektur

Kriterien für daten-verarbeitende und -speichernde Systeme sind:

- Volumen, Komplexität, "Velocity"
- „Datenwiederverwertung“
 - o Bedienung mehrerer Use-Cases mit den gleichen Datenbereichen eines Quellsystems
 - o „Store Once, Use Many“
- „Datenredundanz“
 - o Die gleichen Attribute kommen aus mehreren Quellsystemen
 - o Stammdatenmanagement („führendes System“)

Aus der datenorientierten Sichtweise wurden Anforderungen an die iNIS IT Architektur formuliert. Konkrete Technologiekonzepte und Umsetzungen der logischen iNIS Struktur sind in Abbildung 18 abgeleitet und vorgeschlagen. Kosten werden pro Terabyte bzw. anhand der Qualität unterschieden.

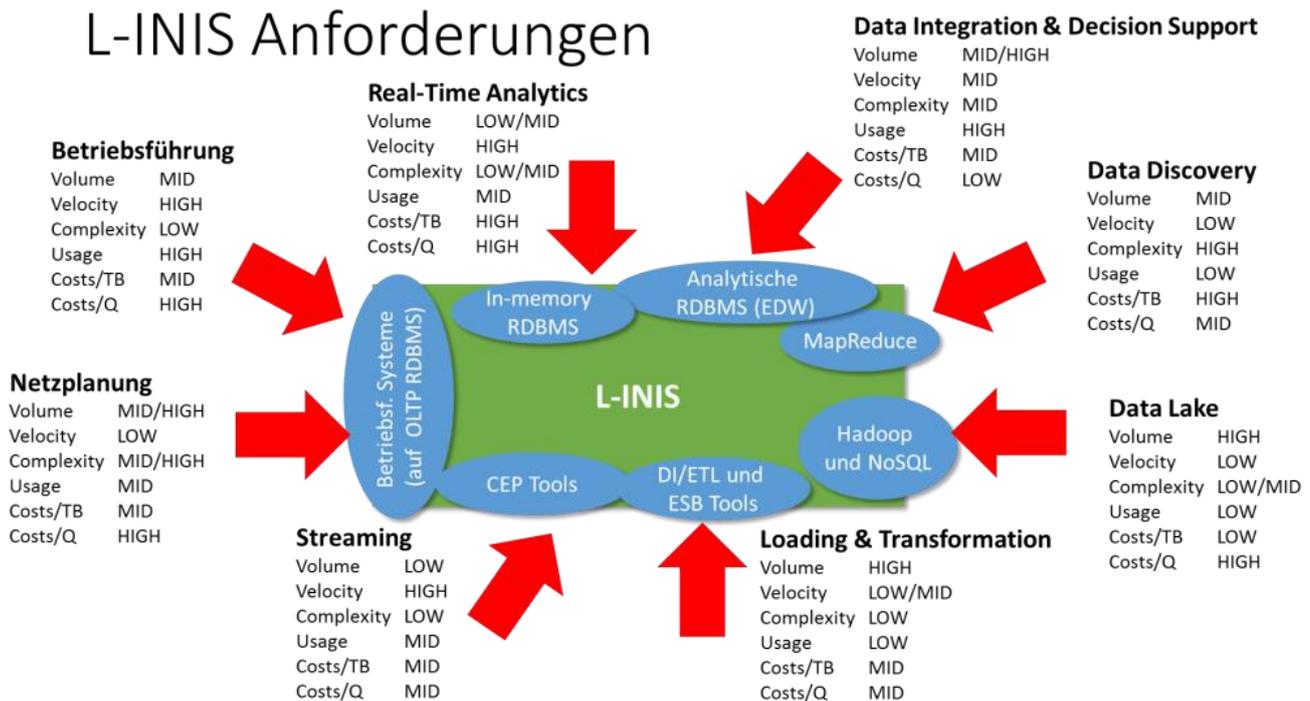


Abbildung 18: Technologiekonzepte und Umsetzungen aus der Datensicht

2.5 Datenmodelle

In diesem Kapitel wird beschrieben, wie mit Hilfe von standardisierten Datenmodellen und Kommunikationsprotokollen Ortsnetzstationen (ONS) in die Unternehmensarchitektur, insbesondere die Leitwarte, integriert und angebunden werden können. Es wird spezifiziert welche Daten zwischen Ortsnetzstation und Leitwarte ausgetauscht werden und welche Protokolle dafür geeignet sind.

2.5.1 Feldebene und Stationsebene

Wie in Abschnitt 2.4.3 dargestellt, wurden anhand der vorgestellter Komponenten die Kategorien von Daten spezifiziert, welche von der Ortsnetzstation geliefert werden. Statt konkreten Datenpunkten wurden Kategorien beschrieben, um der Generik mancher Komponenten in der Ortsnetzstation gerecht zu werden. Die im Kontext der Kommunikation durch die Ortsnetzstation spezifizierten Datenkategorien sind in Tabelle 5 dargestellt. Die Datenkategorien bezüglich der Kommunikation durch die Leitstelle finden sich in Tabelle 6.

2.5.2 Unternehmensebene

Ein Mapping von PSSA, VG, EGDA auf dieses Enterprise Data Warehouse (EDW) ist eher kritisch, da dies sehr stark abhängig von den spezifischen Anforderungen und bestehenden Systemen der jeweiligen Netzbetreiber IT Struktur ist.

UDA – Unified Data Architecture

Die UDA zeichnet sich dadurch aus, dass sie nicht domänenspezifisch und nicht monolithisch (DWH 2.0) ist. Überlegungen zum UDA Produkt / Service basierend auf der iNIS Struktur und die Interaktion der verschiedenen Schichten zeigt Abbildung 19.

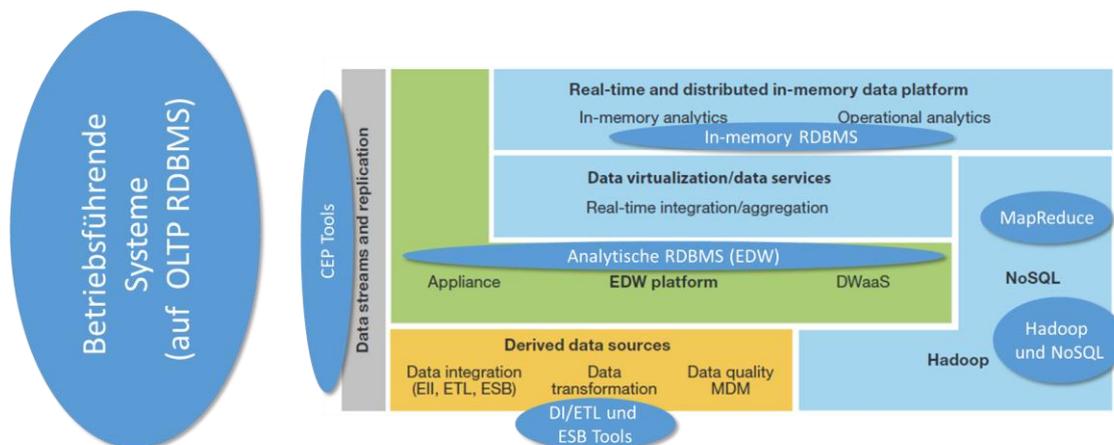


Abbildung 19: Betriebsführung (links) und Data Analytics (rechts) (Quelle: Forrester NextGen EDW)

UDM – Utility Data Model (Spezifisches Datenmodell)

Das Erarbeiten eines innerhalb des Unternehmens abgestimmten, logischen Datenmodells ist wie oben erwähnt eine notwendige Voraussetzung zum Aufbau einer funktionierenden analytischen Umgebung. Um die Umsetzung analytischer Lösungsentwicklungen zu beschleunigen, bieten verschiedene Anbieter industriespezifische, logische Datenmodelle als Produkte an.

Teradata's Utility Data Model (UDM) sei hier exemplarisch vorgestellt. Es ist ein derartiges Datenmodell, spezifisch für den Energiesektor entwickelt. Das UDM versteht sich als aus umfangreicher Projekterfahrung gewonnene Blaupause, welche - einem „best practice“ Ansatz folgend - Informationen der wesentlichen energiewirtschaftlichen Prozesse beschreibt, ordnet und zueinander in Beziehung setzt. Der Begriff Blaupause soll verdeutlichen, dass in konkreten Projektsituationen die relevanten Teile kopiert und situationsbezogen angepasst werden können bzw. sogar müssen.

Kern des UDM ist ein relationales Datenmodell, das Entitäten, Attribute und Beziehungen zwischen Entitäten enthält. Entitäten repräsentieren mit Daten behaftete Personen, Orte, Dinge, Konzepte bzw. Ereignisse, Attribute beschreiben Entitäten und Beziehungen zeigen Verbindungen zwischen Entitäten. Da das UDM mit mehreren tausend Entitäten, Attributen und Beziehungen umfangreich ist, wurde es in Hauptthemengebiete („major subject areas“), Themengebiete („subject areas“) und Detailthemengebiete („subject area detail“) untergliedert. Die Darstellung erfolgt, dieser Gliederung folgend, grafisch in einem Datenmodellierungswerkzeug. Durch die grafische Darstellung auf verschiedenen Detaillierungsgraden werden Kommunikationsprozesse zwischen Akteuren mit unterschiedlichen Kenntnissen auf dem Gebiet der Datenmodellierung erleichtert. Als wertvolles geistiges Eigentum unterliegen die konkreten Inhalte des UDM der Geheimhaltung; um die Bandbreite der modellierten Bereiche zu veranschaulichen sind in Abbildung 20 die Hauptthemengebiete der UDM Version 1.5 genannt.

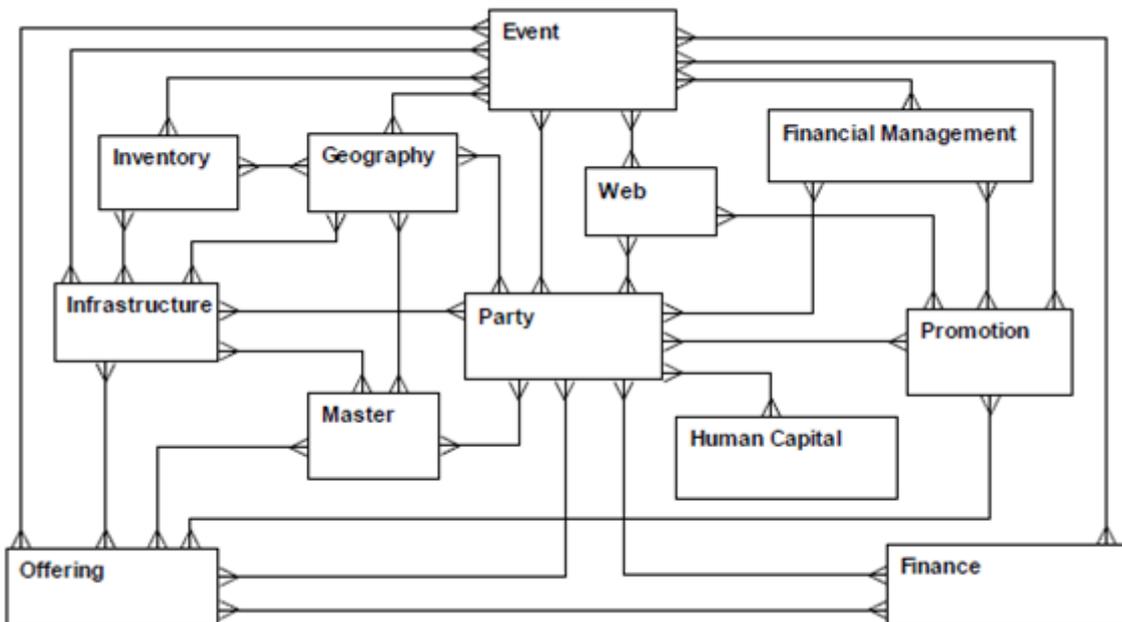


Abbildung 20: Hauptthemengebiete des UDM in der – mittlerweile mehrfach aktualisierten - Version 1.5

Im Vergleich zur Entwicklung eines eigenen Datenmodells bietet der Einsatz des eines standardisierten Datenmodells, wie das UDM, folgende wesentliche Vorteile:

- Reduktion der Entwicklungszeit - je nach Projektumfang um Wochen oder Monate - und des damit verbundenen personellen und finanziellen Aufwands.
- Sicherheit, ein flexibles und bei führenden Energieversorgern praxiserprobtes Datenmodell einzusetzen, in das das Unternehmen Jahrzehnte an Erfahrung im analytischen Umfeld eingebracht wurde.

- Gewährleistung einfacher Erweiterbarkeit durch Hinzufügen bisher nicht genutzter Themengebiete, Entitäten und Attribute. Dadurch Vermeidung aufwendiger und damit kostenintensiver Entwurfsänderungen.
- Das UDM selbst ist die abstrakte Realisierung des Datenmodells, über dem eine CIM kompatible Darstellung und Modellierung eine standardkonforme Interoperabilität gewährleistet.

2.6 Spezifische iNIS Architektur

2.6.1 Systemarchitektur

Abbildung 21 zeigt das in iNIS erarbeitete Architekturkonzept. Dieses ist an die bestehenden Referenzarchitekturen und Lösungen für die Integration von Anwendungen angelehnt. Das integrierte IT System arbeitet auf einem gemeinsamen, übergreifenden konsistenten Datenmodell, in dem die semantischen Zusammenhänge abgebildet werden, wie es z.B. im CIM implementiert wurde. Im Kern der Architektur wurde eine Repräsentation des gemeinsamen Datenmodells angedeutet, um dessen Wichtigkeit zu unterstreichen.

Exemplarisch sei die Anbindung der Netzplanung für Anschlussbeurteilung direkt im GIS angeführt, dass über eine einfache Netzberechnung verfügt (z.B.: Netz Oberösterreich, Salzburg Netz GmbH). Hier werden zum Teil Anschlussgesuche automatisiert abgewickelt (z.B.: Salzburg Netz GmbH). Ein Zugriff auf die Auswertungen oder Messwerte von Smart Metern (z.B.: Spannungssituation im Jahresverlauf) sind jedoch noch nicht integriert. Gegen eine direkte Integration der Messwerte in eine Anwendung (z.B.: GIS) spricht der Zugriff von unterschiedlichen Anwendungen (Netzplanung, Prozessleitsystem).

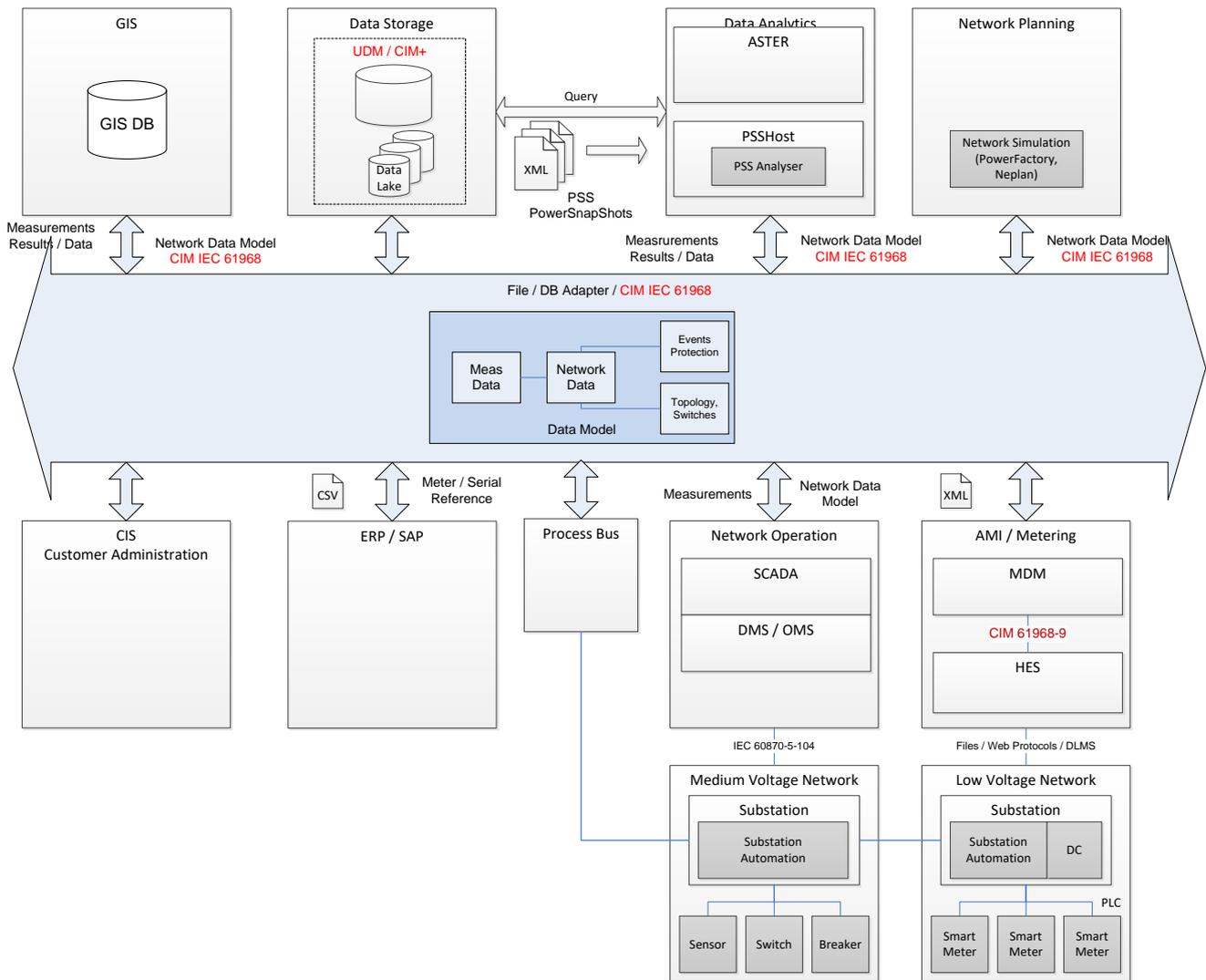


Abbildung 21: iNIS Architektur Konzept und Migrationswege (rot)

Migrationsmöglichkeiten

Mittel- und Langfristig werden IEC 61970/61968 – Common Information Model basierte Anwendungen und Schnittstellen Interoperabilität kosteneffizient gewährleisten. Auf dem Weg dorthin müssen die bestehenden Systeme mittels z.B.: Schnittstellen Adapter sukzessive angepasst werden.

- (1) *Netzwerkdatenmodell basierend auf CIM IEC 61968:* Vorteile sind der Austausch mit Netzberechnung, Prozessleitsystemen und GIS (auch unterschiedlicher Hersteller). Mögliche zukünftige Anforderung an Austausch/Interaktion mit dem Überteilnetzbetreiber, wo das Netz in CIM realisiert ist (ENTSO-E forciertes Format).
- (2) *Sensor- und Zählermessdaten basierend auf CIM IEC 61968-9* Vorteile sind die Möglichkeiten der Integration verschiedener Head End Systeme. Übermittlung und Zugriff auf die Messdaten (PSSA, EGDA) mittels standardisierter Messages (CIM). Nachteilig ist eventuell das erhöhte Datenaufkommen bedingt durch XML Kodierung.
- (3) *Unterschiedliche Speichersysteme und -technologien:* Abhängig von den Anforderungen an die Verarbeitung der Daten können hochperformante Speichersysteme (Data Ware House) und Langzeit Speichertechnologien (Data Lake, z.B.: Hadoop) eingesetzt werden. Das gewährleistet die Möglichkeit große Mengen an historische Daten kostengünstig zu archivieren und auch zu verarbeiten (z.B.: MapReduce Technologien).
- (4) *Unternehmensweites integriertes Datenmodell (z.B.: CIM basierend)* welches die semantischen Zusammenhänge zwischen den unterschiedlichen Domänen erfasst. Dieses bedingt nicht notwendigerweise die Speicherung aller Daten in einer Datenbank oder Anwendung, sondern ist viel mehr die Anforderung nach einem in sich konsistenten vollständigen Datenmodell. Einzelne Anwendungen (z.B.: Asset Management, GIS, Netzplanung) greifen auf speziellen „Sichten“ (engl. „Views“) auf ausgewählte Informationen des Gesamtmodells zu.
- (5) *Implementierung eines Enterprise Service Bus* zur Kopplung / Interaktion der Anwendungen basierend auf Webservice-Schnittstellen. Abhängig von der Anforderung an die Anzahl der Anwendung und die Zeitnähe/Latenz der benötigten Information kann ein ESB sinnvoll sein.

2.6.2 Daten Analyse Umgebung in iNIS (proof of concept)

Für die Entwicklung und Durchführung von analytischen Abfragen wurde die bestehenden Datenanalyse des PSSHosts (Auswertepattform der Power SnapShots) um eine Anbindung an die verteilte Datenbank und Data Discovery Plattform (Teradata/Aster) erweitert (Abbildung 22). Dies ermöglicht direkt Daten zu importieren bzw. Abfragen oder selbstentwickelte Analysefunktionen in der Datenbank parallel laufen zu lassen.

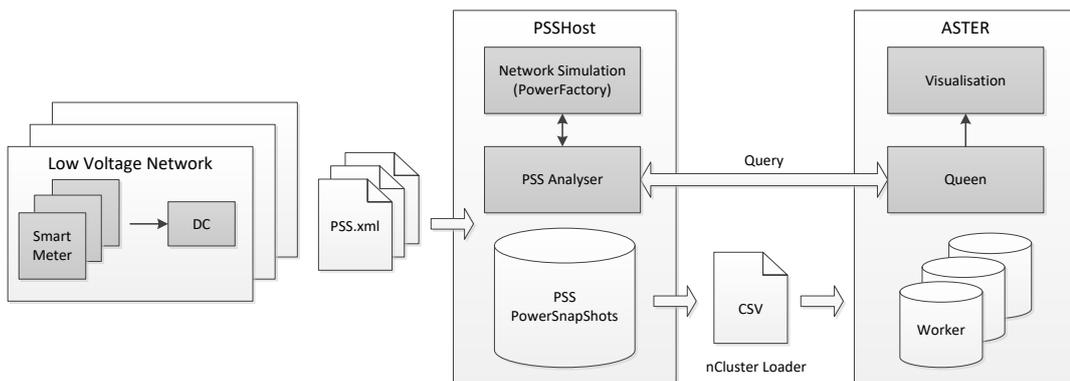


Abbildung 22: Anbindung der Data Discovery Plattform Aster an die bestehende PSSA Umgebung

3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

3.1 Anwendungen für Netzplanung und Netzbetrieb

Abbildung 23 zeigt die Anforderungen (Analyse, Verarbeitung, Visualisierung) der einzelnen Use Cases und die Priorisierung für das iNIS Projekt.

Use Case	ID	Beschreibung	Priorität iNIS	Planung/ Betrieb	Zeitnähe	Verarbeitung	Analyse	Visualisierung	Abhängigkeiten	Datenquelle	Kommentar
1	1	Lastprofil (15 min)	1	PL, B	s, min, 24h	M, DC, MDM, S	monatlich	GIS, SCADA, List	Komponente	Monit., Hist.	Anwendungen
11	1	Monitoring für Netzregelung (EGDA)	1	B	s, min	DC, SCADA	min	GIS, SCADA	ROnt, DG	Hist.	4. Quadranten, Lastmodellierung, Kontrolle Q Bezug (Kumax NS, MS, Spannungsbandbewirtschaftung, Auslastung BM, PV Einspeisung, Auswirkungen auf alle 3phasigen Planungs- und Betriebsmaßnahmen)
20	1	Phasenzuordnung	1	PL, B	s, min	M, DC	min	GIS, SCADA	Referenzzähler	Monit./Hist.	Qualität, Netzausbau, Unsymmetrie, Flicker
8	2	PC Monitoring (Volt Guard)	2	PL, B	min, 24h	M, MDM	min	GIS	Prozessrechner	Monit./Hist.	NS, MS Erzeugungssituation, U, P, Q (15min Werte), ab 40kW
14	2	Monitoring Einspeiser (Zsmin)	2	B, (PL)	min	M	min	SCADA	Netzmodell	Hist.	Synchronisiertes Abbild vom Netz, Modell
21	2	Monitoring hochlaufend (PSSA)	2	PL	min, 24h	M, DC, Offline	Bedarf	GIS	GIS	Monit./Hist.	Netzverluste, Trends, Ausbau, Kontrolle Stromdiebstahl, State Estimation
6	3	Lastprofil von IST (Messung)	3	PL, B	min, 24h	DC, MDM	min, Bedarf	GIS	Netzmodell	Hist.	Überwachung Leistungsvertrag, Überschiebung, Spannungsband
12	3	Statistik Auswertung	3	PL	24h	Offline	Bedarf	GIS, Liste	GIS	Monit./Hist.	automatische Zuordnung zu Netzregler / Strang / Station
17	3	Topologiezuordnung SM	3	B	min	M, DC	min	GIS	GIS	Monit.	Ersetzt TRA
2	4	Schalten von Verbrauchern	4	B	min	M, DC, MDM	min	-	Kommunikation	Monit.	Gesteuertes laden, Lastflexibilisierung, Smart Home
3	5	Leistungsbegrenzung	5	B	min	M, (MDM)	monatlich	-	Prognose	Hist.	Steuern E-Mobilität und flexible Lasten, Optimierung
4	5	Tarifmodelle Energie	5	B	h	M, SH	min	GIS	Lieferant, Markt	Monit.	Prioritätsignal (Ampel) Netzstatus
5	5	Tarifmodelle Netz + Energie	5	B	h	DC, M, SH	min	GIS	Netzstatus	Monit.	Erreichbarkeit, Meldung, (Anbindung Kommunikation), Einspeisesituation
9	5	SM Verbindung, Heart Beat	5	B, (PL)	s, min	DC, SCADA	Bedarf	SCADA, GIS	Störungsmgmt	Monit.	Qualitätssicherung, Ermittlung Ausfallszeiten
10	5	Netzlaststatistik	5	PL	offline	Offline	monatlich	GIS	Abschaltungen	Hist.	Erkennung von Einspeisern, LP für Einspeiser
13	5	LP Einspeiser, Zählerrücklauf	5	PL	24h	M, MDM	monatlich	SCADA	Netzstatus	Hist.	Erkennen Phasenunterbrechung
7	6	LP HV/MV Übergabe	6	PL, B	min	SCADA	min	SCADA	Störungsmgmt	Monit./Hist.	Netzblanz, Prognose
15	6	Spannungsüberwachung	6	B	min	M, MDM	Bedarf	GIS	Störungsmgmt	Monit.	Auswertungen saisonal, wöchentllich, jährlich
18	7	Regionale Energiebilanz	7	PL	24h	EA	monatlich	GIS	Prozessrechner	Hist.	Fernsteuerung, Wiedereinschaltung, Maßnahmen, Ersatzwegkommunikation über SM Infrastruktur
16	8	Fernwirkung Trafostationen	8	B	min	SCADA, M	Bedarf	SCADA	Prozessrechner	Monit.	
19	9	Ersatzwegkommunikation	9	B, PL	s	M, DC, SCADA	Bedarf	SCADA	Prozessrechner	Monit.	

Abbildung 23: Anforderungen und Priorisierung der Use Cases für das iNIS Projekt

3.2 Anforderung und Integration der Methoden

Abbildung 24 zeigt die Funktionalitäten und mögliche Unterstützung der ausgewählten Smart Meter Systeme für die entwickelten Methoden (Funktionen sind Schätzungen oder Ergebnisse aus den speziellen Testaufbauten und nicht mit dem Herstellern abgestimmt oder bestätigt.)

Zählertyp	Peak	Min	Avg	Inst	Funktionen	PQ / Voltage Quality	Schnittstelle	Protokol	Kommunikation	High Level Funktionen
Iskraemenco	x	x	x	x	Spannungsmessung	Voltage Levels per Phase	PLC	DLMS / Cosem	<1min	Voltage Guard
Schrack LZQJ-XC	x	x	x	x	Leistungsmessung	Variable Voltage Levels	Ethernet	DLMS / Cosem	<1s	PSSA (synchronisierte Momentanwerte)
Schrack NMT4	x	x	x	x	Spannungshistogramm			DLMS / Cosem	<1s	EGDA
Echelon	x	x	x	x	Register/Speicher			DLMS / Cosem	<1min	Topologie
L+G E650	x	x	x	x	Zeitsynchronisierung über Kommunikation			DLMS / Cosem	<1s	
L+G E450	x	x	x	x				DLMS / Cosem	<1min	
Kamstrup	x	x	x	x				DLMS / Cosem	<10s	
AMIS	x	x	x	x				DLMS / Cosem	<1min	

Abbildung 24: Ergebnisse der Anforderungen und Funktionalitäten einiger Smart Meter Systeme

3.3 Technologien für Verarbeitungs- und Analyse großer Datenmengen

Parallele Speicherung und Verarbeitung

Durch den Einsatz von paralleler Datenverarbeitung mittels MapReduce Funktionen können solche Ereignisse innerhalb großer Datenmenge entdeckt, aber auch Zusammenhänge mit anderen Ereignissen aufgespürt werden. Abbildung 25 zeigt schematisch die Anwendung von MapReduce Funktionen in parallelen Datenbanken.

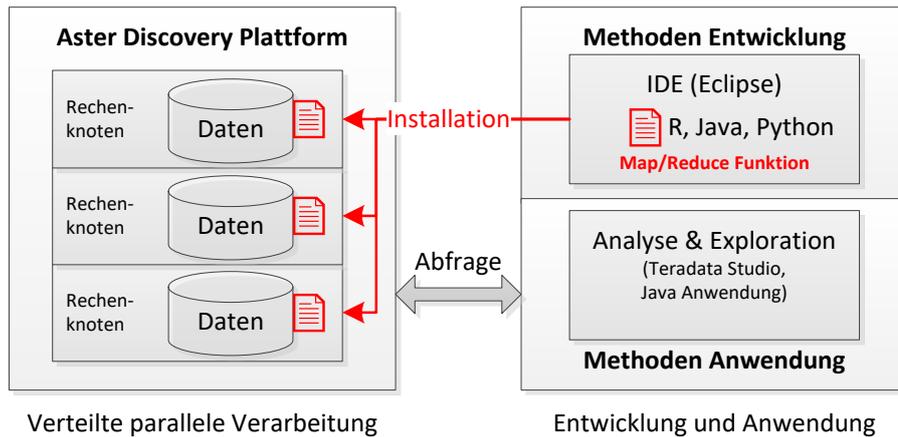


Abbildung 25: Parallel Verarbeitung durch Open Source implementierter MapReduce Funktionen

Visualisierungen

Es ist zu erwarten, dass erhobene Datenbestände (bspw. Sensordaten aus der Niederspannungsebene) ihrem Umfang nach stark anwachsen werden. Die Kosten für Erfassung, Vorratshaltung und Auswertung dieser Informationen werden sich betriebswirtschaftlich nur durch eine positiv ausfallende Kosten-/Nutzen-Bewertung dauerhaft rechtfertigen lassen, die sich wiederum nur durch umfassenden Zusatznutzen darstellen lassen wird.

Dazu gehört die Möglichkeit, neue Informationen aus dem Verteilnetz (bspw. Spannungsqualität, Schaltzustände, Störmeldungen) für unterschiedliche Anspruchsgruppen (Netzbetriebsführung, Netztechniker) in einfacher und aussagekräftiger Weise für geografisch verortete Betriebsmittel darstellen zu können. Es ist daher zu erwarten, dass Geo-Informationssysteme als einheitliche Visualisierungsplattform eine erhebliche Rolle spielen werden.

Integration der Messdaten in geographische Informationssysteme (GIS) oder andere Anwendungen (z.B.: Webbasierte Dashboards) ermöglichen neue Darstellungsmöglichkeiten für Netzzustände, Ergebnisse von Analysen, etc. Siehe 2.3.1.

3.4 Sensor und Zählerdaten basierte Methoden

Als Beispiele für Analysen der Zählerdaten wurden im Projekt die Möglichkeit der Validierung von Reglerkennlinien und die Möglichkeit der Netz-, bzw. Strangzuordnung untersucht und vielversprechende Ansätze erarbeitet:

Validierung von Reglerkennlinien

Mittels Erfassung von Spannungsmomentanwerten eines Zählers an einem Haushalt mit Erzeugungsanlage kann mittels intelligenter Filterung die Kennlinie des Wechselrichters validiert werden. Besonders im Falle der spannungsabhängigen Blindleistungsregelung (Q(U)), ist eine Validierung der eingestellten Kennlinienparameter nur mittels aufwendiger Messung Vorort möglich. Dieser Ansatz ermöglicht die korrekte Wirkungsweise von Wechselrichter laufend im Betrieb automatisch zu validieren.

Topologieerkennung

Um den Aufwand an Konfiguration und Parametrierung (Engineering Aufwand) möglichst gering zu halten ist eine automatische Erkennung von neuen Zählern und Sensoren, sowie der automatischen topologischen Zuordnung erforderlich. Mittels dem hier untersuchten Ansatz ist es möglich die Zuordnungen zu Netzen und Stränge zu automatisieren.

3.5 Systemanforderung

Datenmodell

Für die Speicherung und Referenzierung der Messdaten zu der physikalischen Netztopologie sowie allen Schaltzuständen und anderen Parametern zu diesem Zeitpunkt ist ein einheitliches Datenmodell notwendig. Mit der Komplexität des Datenmodells steigt auch der Aufwand das Modell konsistent zu halten, besonders bei Änderungen wie etwa Erweiterungen oder Austausch. Der Mehraufwand muss auf jeden Fall den Vorteilen einer Umsetzung gegenübergestellt werden und eine Integration in ein gemeinsames Datenmodell schrittweise erfolgen.

Speicherung

Mit der Anzahl der vorhandenen Messpunkte und Datenmengen steigt auch der Speicherbedarf. Technologien zur Speicherungen von großen Datenmengen (z.B.: Hadoop) sind kostengünstige Lösungen zur Archivierung. Diese Technologien unterstützen auch parallele Verarbeitung, z.B.: mittels MapReduce, ein Framework für Analysen mittels MPP (massively parallel processing). Dies ermöglicht z.B. zukünftige Fragestellungen zu beantworten, die zum Zeitpunkt der Archivierung noch nicht bekannt sind. In vielen Fällen wird es sinnvoll sein ältere Daten zu aggregieren und z.B. nur Mittelwerte über längere Zeiträume zu speichern.

Im Ergänzung dazu müssen die operativ eingebundenen Bereiche des Datenmodells, je nach Anforderung, in einer performanten Datenbank (Data Ware House) gehalten werden. Dabei muss es nicht in einer Datenbank realisiert sein, sondern konsistent in einem Datenmodell. Abfragen und Auswertungen die in einem Daten Discovery/Exploration Prozess mit den archivierten Daten erarbeitet werden („Data Lab“), können dann im Data Ware House operationalisiert werden.

Informationssicherheit

Die im Rahmen des Sondierungsprojekts etablierte IT-Landschaft hat gezeigt, dass, für die Netz-Automatisierung und für die netzbetriebliche Entscheidungsfindung in Verteilnetzen, eine flächendeckende Integration von komplexen Kommunikations- und Informationstechnologien im Feld bis zur Niederspannungsebene in die bestehenden IKT-Systeme (bspw. Leittechniksysteme, SCDA, SAP, usw.) erforderlich ist.

Diese Notwendigkeit verlangt als Grundbedingung einen Architekturwechsel von primär zentral betriebenen Systemen, hin zu einer künftig breit verteilten IT-Systemlandschaft bestehend aus Aktoren, Sensoren, Metering-Komponenten, Netzwerkinfrastruktur und Rechnersystemen. Während sich die Besicherung zentraler, traditioneller Netzbetriebsführungssysteme mit bekannten IT-Sicherheitskonzepten hinreichend herstellen lässt, stellt die Verteilung von IKT-Komponenten in großer Anzahl eine neue Herausforderung an die IT-Sicherheit dar. Entsprechend werden neue Konzepte auszuarbeiten sein, die eine End-to-End IT-Security gewährleisten werden müssen. Dabei wird ein Brückenschlag zwischen IT-Sicherheitsfachkräften mit in der Regel geringer Erfahrung im Energiesektor und Netztechnikern, mit üblicherweise schmalen Erfahrungen in der Informationssicherheit in einem betriebswirtschaftlichen Kontext zu Gunsten eines optimalen Netzbetriebs nötig sein.

3.6 Interoperabilität

Schnittstellen / Standards

Schnittstellen basierend auf Webtechnologien (Webservices, XML) sind durch ihre einfache Implementierung und Anbindung eine vielversprechende Alternative zu proprietären Protokollen. Datenkonzentratorsysteme in der Feldebene bzw. in der Ortsnetzstation mit Webservice-basierten Schnittstellen stellen eine universale Möglichkeit für zukünftige Interaktion mit zusätzlichen Netzüberwachungssystemen oder zur intelligenten Regelungen dar.

Auf der Unternehmensebene sind Anbindungen von Head-End-Systemen mittels Webservice Schnittstellen (und CIM konformen Nachrichten) universeller als proprietäre API Schnittstellen.

Konvergenz der Standards

NIST Canonical Data Model (CDM) Smart Grid „Meta-Architektur“ empfiehlt CIM als Implementierung auf der Übertragungsnetzebene und IEC61850 für die Automatisierung in Umspannwerken. DLMS/COSEM Systeme können mittels Adaptern und Schnittstellen in Form von Protokoll Umsetzern integriert werden. ZigBee SEP wird als CIM Implementierung verstanden und entspricht damit der NIST Empfehlung. SGAM als europäische Version des NIST Modell definiert nahtlose Integration der Datenmodelle zwischen den Informationsschichten vor allem im Zusammenhang mit verteilten Ressourcen (DER). Die von ETSI standardisierte M2M Architektur greift in den unteren Schichten auf DLMS/COSEM zu und wird auch im Zusammenhang mit dem EU Mandat für Smart Meter M/441 mit dem OSGP (Open Smart Grid Protokoll) harmonisiert. Da es starke Überschneidungen zwischen CIM und DLMS/COSEM gibt, sind hier bereits Protokollumsetzungen (Mapping) untersucht und veröffentlicht worden. Die Autoren von [11] sehen eine Konvergenz der Standards und Architekturen, in der sich überschneidende Architekturen und Protokolle durch Adapter und Protokollumsetzer schließlich

komplementär ergänzen. Diese Konvergenz wird sich um IEC CIM und der ZigBee SEP Implementierung fokussieren.

Einheitliches Datenmodell / Neue System-Lösungen

Die konsistente Erfassung von Netzdaten und deren Auswertung in aufgabenorientierter Weise (Netzplanung, Netzbetrieb, Nutzungsoptimierung von Betriebsmittel) über alle Netzebenen hinweg, wird in Hinkunft für Netzbetreiber die Basis bilden, damit sich diese neuen Herausforderungen, wie Stromspeicher, dezentrale Einspeiseanlagen in ihren Verteilnetzen oder den zunehmenden Anforderungen an die Dokumentation von Netzereignissen auf regulatorischer Ebene, stellen können.

Dabei wird in einigen operativen Bereichen ein methodischer Wandel von Modellen, die auf historisierten Werten und Erfahrungen basieren, hin zu auf Messwerte basierten Analysen erfolgen. Derart holistische Ansätze in den erwähnten Tätigkeitsbereichen benötigen einen harmonisierten Datenbestand in Form eines einheitlichen Datenmodells. Auf Datenebene bedeutet das eine Strategie zur Harmonisierung der Datenbestände.

Die wachsende Datenmenge erlaubt etwa durch Datamining-Ansätze neue Wege in der Erkenntnisfindung zur Unterstützung unterschiedlicher Prozesse. Die dafür notwendig gewordenen Analysemöglichkeiten verlangen auch nach hoch performanten Speicherkonzepten wie Hadoop oder Big Data. In Folge werden sich Netzbetreiber damit befassen müssen, wie sich derartige Systeme sowohl in bestehende Systemlandschaften als auch in derzeitigen Arbeitsprozessen integrieren lassen und welche wirtschaftlichen Mehrwerte dadurch generiert werden können.

3.7 Systemarchitektur

Das iNIS Architekturkonzept (Abbildung 21) ist an die bestehenden Referenzarchitekturen und Lösungen für die Integration von Anwendungen angelehnt. Die wichtigsten Erkenntnisse im Zusammenhang mit der Forderung nach einem integrierten Network-Informationssystem sind:

- (1) Datenkonsistenz: einheitliche konsistente Datenhaltung, die nicht notwendigerweise zentral gehalten werden muss, d.h. auch gespiegelt sein kann
- (2) Einheitliches Datenmodell: Die Anwendungen sollen ein gemeinsames Datenmodell verwenden. Zusammen mit der erste Anforderung an eine konsistente Speicherung – d.h. ein betriebsführendes System), sind parallele Datenbestände zu vermeiden. Auch hier gilt wiederum, dass die Daten die zu dem Modell gehören nicht notwendigerweise in einer Speicherlösung liegen müssen. Ein Beispiel ist das Netzmodell, welches in GIS verwaltet und editiert wird und im SCADA und in der Netzberechnung verwendet.
- (3) Schnittstellen und Kommunikationslösungen: Abhängig von den Anforderungen an die Austauschrate und -menge sind auch bestehende Lösungen, wie z.B. Datenbankanbindungen oder Dateiaustausch, ausreichend. Migration in Richtung Webservices und Enterprise Service Bus Lösungen sollen spätestens dann durchgeführt werden, wenn es auch von den Anforderungen notwendig wird (z.B. viele zeitnahe Zugriffe).

3.8 Migration

Topologische Zuordnung

Jene Daten, die aus den Systemen des Smart Grid-Ansatzes gewonnen werden können, werden auch für einen Lückenschluss verwendet werden, der derzeit in der topologischen Zuordnung von Netzkomponenten auf der Niederspannungsebene besteht. Als Erkenntnisgewinn kann eine abgeschlossene Systemlandkarte über das jeweilige Verteilnetz erwartet werden.

Entsprechend dieser Möglichkeit sind Auswirkungen auf bestehende Netzleitsysteme derart zu erwarten, dass das Niederspannungsnetz in Leitsysteme mit aufgenommen werden kann. Für die IT-Strategie bedeutet das eine Systemkonsolidierung im Bereich der Netzleitsysteme und die Verfügbarkeit von Online-Daten. Für den operativen Netzbetrieb folgt daraus die Möglichkeit für einen höheren Automatisierungsgrads.

Standards

Mittel- und Langfristig werden IEC 61970/61968 – Common Information Model basierte Anwendungen und Schnittstellen Interoperabilität kosteneffizient gewährleisten. Auf dem Weg dorthin müssen die bestehenden Systeme mittels z.B.: Schnittstellen Adapter sukzessive angepasst werden (siehe 2.6.1).

- (1) *Netzwerk Datenmodell basierend auf CIM IEC 61968*
- (2) *Sensor und Zähler Messdaten basierend auf CIM IEC 61968-9*
- (3) *Unterschiedliche Speichersysteme und -technologien*
- (4) *Unternehmensweites integriertes Datenmodell (z.B.: CIM basierend)*
- (5) *Implementierung eines Enterprise Service Bus*

4 Ausblick und Empfehlungen

4.1 iNIS – integrated Network Information System

Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Endberichts wurde bereits das Nachfolgeprojekt - *iNIS – integrated Network Information System* - erfolgreich in der 3. FFG Ausschreibung IKT der Zukunft eingereicht.

iNIS integriert bestehende Zähler- und Sensordatenquellen, die bereits Daten liefern, aber in der Planung und Betrieb noch nicht sinnvoll einsetzbar sind. Analyse der bestehenden Daten ermöglicht die Überwachung von Netzzuständen und genauere Lastmodelle und bringt damit bessere Kenntnisse über bestehende Reserven im Netz und somit effizienteren Netzbetrieb. Dies erfordert neue Methoden und Technologien der „Massendatenverarbeitung“ bei Netzbetreibern, deren heutige Systeme nicht dafür ausgelegt sind.

Ausgangssituation und Problemstellung

Effizienterer Netzbetrieb durch bessere Auslastung – bei Steigerung der Zuverlässigkeit – erfordert ein Monitoring bzw. Schätzung des Netzzustandes. In vorangegangenen Forschungsprojekten (ISOLVES: PSSA, Smart LV Grid) wurden basierend auf Messungen von Spannungen und Strömen Methoden entwickelt, um Netzzustände besser erfassen und steuern zu können. Trotz dieses großen Potentials ist die Integration von Messdaten in den operativen und planerischen Netzbetrieb derzeit noch nicht möglich. Grund hierfür sind die aktuellen IT Strukturen der Netzbetreiber, welche nicht dafür ausgelegt wurden ist eine so große Anzahl von Daten zu speichern, zu verarbeiten und zu visualisieren. Außerdem erfordert die Speicherung und Verarbeitung von Smart Meter Daten neue Konzepte und Methoden hinsichtlich Zugriffsrechten und Datenschutz.

Abbildung 26 zeigt die verschiedenen heterogenen Prozesse und Datenkommunikationspfade welche zurzeit nicht genutzt werden um die Prozesse in der Betriebsführung oder Planung zu optimieren.

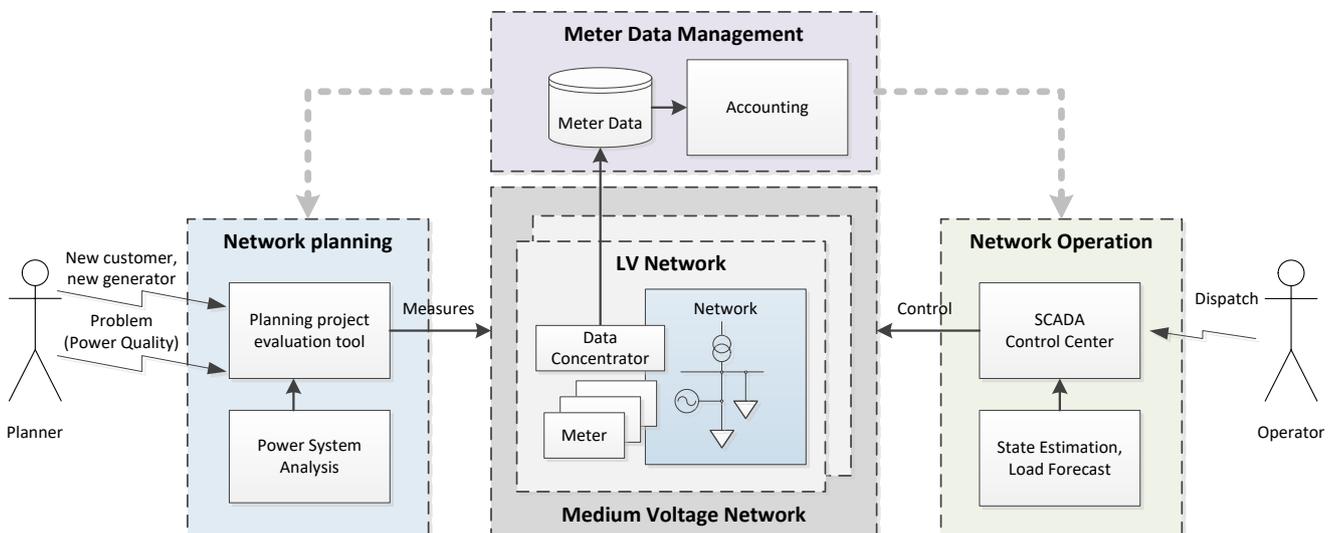


Abbildung 26: Mögliche Interaktion zwischen Netzplanung und Netzbetrieb, basierend auf Sensor- und Zählerdaten

Ziele und Methoden

iNIS entwickelt Smart Meter und Sensor Daten basierte Methoden und Prozesse für Netzanalyseprozesse, um Verbesserungen in der Systemeffizienz (exaktere Entscheidungs- und Systemkenntnis) zu erreichen. Die Umsetzung einer geeigneten IKT Infrastruktur wird anhand der für Netzbetreiber wichtigen Anwendungen der Netzplanung und des Netzbetriebs definiert und implementiert. Ziel ist es, die IKT Architektur mit bestehenden Systemen und zukünftigen Anforderungen interoperabel zu entwerfen.

Im ersten Schritt werden die unterschiedlichen Anforderungen an die Datenmengen, Zeitnähe, Auflösung, Verarbeitungshorizont, Datenzugriffsrechten und -rollen, abhängig von den gewählten Anwendungsfällen definiert und zusammengeführt. Im zweiten Schritt werden die Analysemethoden (z.B.: Netzreserve, Unsymmetrie) und Datenverarbeitungsprozesse (Modell und Applikation-Provisioning) für die jeweiligen unterschiedlichen Prozesse der Planung und des Betriebs entwickelt. Im nächsten Schritt werden diese für eine gemeinsame interoperable und sichere IT Infrastruktur konsolidiert und die entwickelten Analysen, iterativ mit dem vorigen Schritt, durchgeführt. Im vierten und letzten Schritt werden die Methoden in einem Proof-of-Concept mit den Netzbetreibern evaluiert.

Erwartete Ergebnisse und Erkenntnisse

Die Anforderung an die Verfügbarkeit und Zugriff verschiedenster, oft getrennter Unternehmensbereiche und die mit den Daten erstmals möglichen Untersuchungen im Rahmen neuer Technologien der Datenanalytik, fließen in den Entwurf der interoperablen IT Architektur ein. Proof-of-Concepts sollen die Umsetzbarkeit, den sicheren Umgang mit sensiblen Daten und wirtschaftliche Eignung der eingesetzten Technologien und Systeme zeigen. Damit können volks- und betriebswirtschaftliche Investitionen evaluieren werden.

Abbildung 27 zeigt den Evaluierungsprozess der eingeführten daten-basierten Methoden. Akzeptanz und Anwendbarkeit werden getestet um die Kosteneffizienz der Integration in die gesamte Unternehmens-IT zu bewerten.

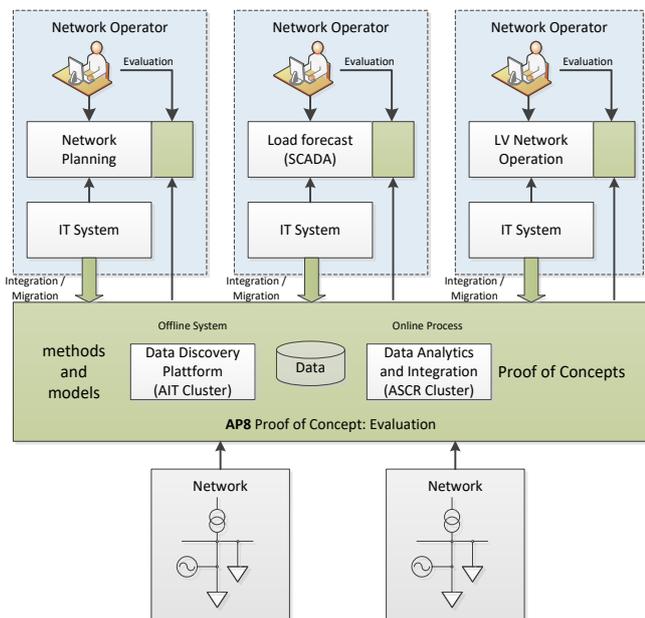


Abbildung 27: Evaluierungskonzept: Einführung von Daten-basierten Key Performance Indikatoren (KPI) in existierende Netzplanungs- und -betriebs Prozesse.

4.2 Empfehlungen

Zählersysteme

Zählersysteme mit standard-basierten, kompatiblen und interoperablen Protokollen (z.B.: DLMS/COSEM und IDIS konform, IEC 61968-9 basierte Head End System Anbindungen). Dies garantiert die Unabhängigkeit vom Hersteller („vendor lock“).

Erweiterte Zähler Funktionalitäten

Viele Zählersysteme ermöglichen erweiterte Funktionalitäten, wie Spannungsbandhistogramme („Voltage Guard“) oder Auslesung der Momentanwerte. Diese sind nicht in der empfohlenen Mindestanforderung enthalten, ermöglichen jedoch eine kosteneffizientere Integration von erneuerbaren Erzeugern („Photovoltaik“), ermöglichen eine Netzzustandsüberwachung (Monitoring) und einen aktiven Netzbetrieb, sowie liefert wertvolle Informationen für eine verbesserte und effizientere Netzplanung.

Migration

Migration in Richtung Standard basiertes konsistentes Datenmodell. Neue Anwendungen sollten bereits mit standardkonformen Schnittstellen realisiert werden. Notwendige Schnittstellen und Adapter zu bestehenden Systemen sind kurzfristig ein Mehraufwand, längerfristig jedoch die kosteneffizientere Lösung. Ein weiterer Vorteil ist die Unabhängigkeit vom Hersteller die dadurch möglich wird.

„Datenschatz“

Speicherung von historischen Daten für spätere Auswertungen. Fragestellungen werden eventuell erst zu einem späteren Zeitpunkt anfallen. Daher ist eine kostengünstige Archivierung, welche eine Abfragemöglichkeit bietet von Vorteil (z.B.: Hadoop für die Speicherung und MapReduce Funktionen für die Analysen).

5 Literaturverzeichnis

- [1] A. Abart, A. Lugmair, and A. Schenk, "Smart metering features for managing low voltage distribution grids," in *20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - Part 1, 2009. CIRED 2009*, 2009, pp. 1–4.
- [2] *ISOLVES:PSSA-M - Innovative Solutions to Optimize Low Voltage Electrical Systems: Power Snap Shot Analysis by Meters*. BMVIT, 2011.
- [3] A. Einfalt, A. Lugmaier, F. Kupzog, and H. Brunner, "Control strategies for smart low voltage grids - The project DG DemoNet Smart LV Grid," in *Integration of Renewables into the Distribution Grid, CIRED 2012 Workshop*, 2012, pp. 1 –4.
- [4] Stifter M., Leimgruber, F., Zehetbauer, P., Nader, I. W., and Lackner, H., "Identifikation von Spannungsunsymmetrien mittels Analyse Methoden der Data Discovery," presented at the Smart Grids Week, Austria, Vienna, 2015.
- [5] Matthias Stifter and Ingo W. Nader, "Data-driven Analysis and Discovery of Network States based on Smart Meter Data," *IEEE Trans. Smart Grids Spec. Issue Big Data Anal. Grid Mod. Ext. Abstr. Accept.*, 2016.
- [6] Matthias Stifter, Paul Zehetbauer, Ewald Traxler, and Andreas Abart, "Monitoring, Analysis and Validation of Inverter Control Characteristics with Smart Meters," *IEEE Trans. Power Deliv. – Spec. Sect. "Contemporary Issues Power Qual. Abstr. Submitt.*, 2016.
- [7] Konrad Diwold, Matthias Stifter, and Paul Zehetbauer, "Meter Communication and Measurement based Topology Identification for Low Voltage Networks," presented at the 2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST), Austria, 2015.
- [8] Matthias Stifter, Mario Windhab, Martin Zahedi, and Albin Frischenschlager, "Smart Meter Test Stand for Requirement Analysis of Advanced Smart Meter Applications," presented at the 2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST), Austria, 2015.
- [9] "IEC 61968 Common Information Model - Interface architecture for Distribution Management Systems." IEC.
- [10] J. Zhu, J. Baranowski, A. Ford, and J. Shen, "A CIM-based Framework for Utility Big Data Analytics," presented at the CIM user group Meeting, North America, 2014.
- [11] M. Albano, L. Ferreira, and L. Pinho, "Convergence of Smart Grid ICT architectures for the last mile," *IEEE Trans. Ind. Inform.*, vol. PP, no. 99, pp. 1–1, 2014.

6 Kontaktdaten

MATTHIAS STIFTER

Scientist

Energy Department

Electric Energy Systems

AIT Austrian Institute of Technology

Giefinggasse 2 | 1210 Vienna | Austria

T +43(0) 50550-6673 | M +43(0) 664 81 57 944 | F +43(0) 50550-6613

matthias.stifter@ait.ac.at | <http://www.ait.ac.at>