



Abschlussbericht zum AP 1.3

Analyse des Netzbetriebes

Dokumententyp	Abschlussbericht
Sichtbarkeit	<i>Projektintern</i>
Arbeitspaket	1.3
Editor	Ch. Röhrig, <u>OvGU</u>
Beitragende	<u>E.ON Avacon AG</u> : T. Hunecke, H.-J. Nehr Korn, M. Schneider <u>enviaNetz</u> : F. Schmidt <u>IFF</u> : P. Komarnicki, K. Lipiec, T. Winkler <u>Halberstadtwerke</u> : B. Himpel, R. Lautenschläger <u>RKWH</u> : H. Bartelt, U. Narup <u>OvGU</u> : C. Heyde, M. Powalko, K. Rudion, Z. A. Styczynski, Ch. Röhrig <u>Stadtwerke Blankenburg</u> : E. Stolze, T. Buschjost <u>Stadtwerke Quedlinburg</u> : P. Brewig <u>Stadtwerke Wernigerode</u> : R. Gerloff, Meinecke
Version	V1.0
Letzte Änderung	12.09.2011
Seitenzahl	21
Dateiname	Abschlussbericht_AP1.3.doc

INHALTSVERZEICHNIS

1. EINFÜHRUNG	3
1.1. AUFGABENSTELLUNG.....	3
1.2. VORAUSSETZUNGEN.....	3
1.3. PLANUNG UND ABLAUF DES ARBEITSPAKETS	3
1.4. ZUSAMMENARBEIT MIT ANDEREN STELLEN.....	4
2. BESCHREIBUNG DURCHGEFÜHRTER ARBEITEN UND ERGEBNISSE	5
2.1. ANALYSE UND DEFINITION NOTWENDIGER INFORMATIONEN	5
2.2. BESTIMMUNG DER STRUKTUR UND SCHNITTSTELLEN DES FÜR DAS VK RELEVANTEN NETZES.....	8
2.3. AUFBEREITUNG UND BEREITSTELLUNG DER INFORMATIONEN.....	10
2.4. ANALYSE DES FÜR DAS VK RELEVANTEN NETZBETRIEBES AUF GRUND DER VORHANDENEN INFORMATIONEN UND MESSUNGEN.....	12
2.5. ANALYSE DER AUF DEM MARKT EXISTIERENDEN FREILEITUNGSMONITORINGSYSTEME UND IHRER EIGENSCHAFTEN	13
2.6. ANALYSE DER POWER-QUALITY-ASPEKTE IM BETRACHTETEN NETZ	15
2.7. DEFINITION DES VIRTUELLEN ANSCHLUSSPUNKTES UND SEINEN EIGENSCHAFTEN.....	17
3. ARBEITSPAKET ÄNDERUNGEN	19
4. QUELLENVERZEICHNIS	21

1. Einführung

1.1. Aufgabenstellung

Im Arbeitspaket AP 1.3 werden eine Bestandsaufnahme sowie eine Analyse des virtuellen Kraftwerks und die Identifizierung der möglichen Probleme während dessen Betriebs vorgenommen. Dazu erfolgt im Weiteren die Erarbeitung von Optimierungskonzepten hinsichtlich des Netzbetriebes des virtuellen Kraftwerks. Grundlegende Annahmen werden getroffen, welche als Eingangsdaten in den Simulationen wichtige Randbedingungen bilden.

1.2. Voraussetzungen

Die Analyse des betrachteten Teilnetzes im Rahmen des virtuellen Kraftwerkes erfordert eine Datenfreigabe, die es ermöglicht entsprechende Werte und Ausgangsgrößen zu definieren. Um Netze nachbilden zu können, müssen deren Beschaffenheit in Form von bezifferten Größen vorliegen. Daraus ergibt sich aus Sicht des Datenschutzes und den damit gekoppelten Vertraulichkeitsvereinbarungen ein Koordinierungsbedarf mit den beteiligten Netzbetreibern und weiteren relevanten Akteuren, wie z.B. Windparkbetreibern.

1.3. Planung und Ablauf des Arbeitspakets

Dieses Arbeitspaket dient der Vorbereitung der im AP 2.5 [1] folgenden Simulationen. Eine Ausrichtung der Berechnungen erfordert eine Analyse des Netzbetriebes, in der deren Randbedingungen festgelegt wurden. Somit wurde definiert, welche Informationen für die Untersuchungen ermittelt und welche Größen definiert werden müssen. Relevanz besitzen diesbezüglich die Strukturen des virtuellen Kraftwerks sowie dessen Schnittstellen, um Kopplungen zu weiteren Funktionalitäten hinsichtlich der Untersuchung der Region zu ermöglichen. Dafür besteht die Notwendigkeit den Netzbetrieb zu analysieren. Grundlage bildet dabei der Stand der Informationen für das Jahr 2008, welches weiterführend für AP 2.5 als Leitszenario 1 definiert wird [1]. Lasten, Erzeuger, Übertragungskapazitäten sowie Speicher sind in diesem Abschnitt definiert worden. Um das Potential des Betriebs- und Stabilitätsverhaltens in zukünftigen Versorgungsszenarien ergründen zu können, wurden mögliche Freileitungsmonitoringsysteme analysiert, die kommerzielle Anwendung finden. Ferner wurden Aussagen über die Power Quality im betrachteten Verteilnetz getroffen, sodass die Möglichkeiten und Situationen hinsichtlich der Spannungsqualitätskriterien vor Beginn der Untersuchungen eingestuft werden können.

1.4. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Aufgrund vertraulichkeitsrelevanter Untersuchungsinhalte wurde die Zusammenarbeit mit den entsprechenden Netzbetreibern auf Basis separater Vertraulichkeitsvereinbarungen realisiert. Insbesondere sind hier die Untersuchung der Spannungsqualität sowie die Einbindung und Information über konkrete Netztopologien zu nennen, was sich über die gesamten Arbeitsinhalte des Arbeitspaketes erstreckt.

2. Beschreibung durchgeführter Arbeiten und Ergebnisse

In den folgenden Unterkapiteln werden die Vorgehensweise, Probleme und Ergebnisse der Arbeitsschritte dieses Arbeitspaketes erläutert. Dabei wird nur kurz auf die wichtigsten Ergebnisse eingegangen und ggf. auf Tabellen und Dokumente im Repositorium verwiesen.

Die Arbeiten dieses Arbeitspaketes wurden in folgende Kategorien unterteilt:

- Analyse und Definition notwendiger Informationen,
- Struktur und Schnittstellen des VK-relevanten Netzes,
- Aufbereitung und Bereitstellung der Informationen,
- Analyse des Netzbetriebes,
- Analyse von Freileitungsmonitoring-Systemen,
- Power-Quality-Untersuchungen im relevanten Netz,
- Virtueller Anschlusspunkt und dessen Eigenschaften.

2.1. Analyse und Definition notwendiger Informationen

Zweck der Analyse

Die korrekte Untersuchung des relevanten Netzes erfordert eine Vereinheitlichung zu verwertender Größen. Diesbezügliche Informationen betreffen sowohl das Netz, die Verbraucher und Erzeuger als auch Untersuchungen zur Spannungsqualität. Somit können als Ergebnis objektivere und vergleichbare Aussagen über spezielle Eigenschaften des Gesamtsystems Netz getroffen werden.

Umfang der Arbeiten

Im Rahmen der Untersuchungen wurde ein separater Zwischenbericht erstellt, in dem die entscheidenden Parameter der Spannungsqualität definiert wurden [3]. Die Informationen beziehen sich auf eine Aufstellung der erforderlichen Daten, die zur Untersuchung der Power Quality verwendet werden. Orientierung fand diese Aufstellung in der DIN EN 50160 [4]. Hier werden u. a. Parameter, wie Spannungsband, Frequenz und Spannungsharmonische sowie deren zulässige Pegel aufgeführt. Diese verfasste Aufstellung mit den notwendigen Informationen zur Analyse des Netzbetriebes wurde den beteiligten Netzbetreibern zugesandt. Des Weiteren erfolgte die Maßgabe für einen erforderlichen Präzisionsgrad, indem in Anlehnung an die Power Quality Messnorm IEC 61000-4-30 [5] eine Festlegung von einer verwendbaren Messausstattung sowie weiter in Anlehnung an die IEC 61000-4-7 [6] eine Festlegung der Vorgehensweise für die Messungen getroffen wurde.

Des Weiteren wurde eine Datenbank erstellt, die in Form von Summenlastprofilen mit entsprechend anteilig gewichteten und auf die verschiedenen Netzknoten verteilten Standardlastprofile in der Simulationsumgebung PSSTMSINCAL hinterlegt wurden. Somit konnte eine realitätsnahe Nachbildung und Simulation des Netzbetriebes ermöglicht werden.

Definition der PQ-Untersuchung

Die Power Quality wurde im Verteilungsnetz in der Harzregion ermittelt. Angestrebt wurde hierbei eine gestufte Betrachtung der regenerativen Erzeugungsleistung bezogen auf die Nennleistung der vorgelegerten Transformatoren, die als Kopplungsglieder zur übergeordneten Netzebene dienen. Somit können Ergebnisse am Durchdringungsgrad der dezentralen Erzeugung beurteilt werden. Die Messungen sind gemäß Spannungsqualitätsnorm DIN EN 50160 durchgeführt worden. Dazu gehören die in Tabelle 1 gelisteten Parameter.

Tabelle 1: Übersicht über PQ-Parameter gemäß DIN EN 50160 [4]

Parameter		Wertebereich
1	Netzfrequenz f_n	50 Hz \pm 1% (+ 4 %; -6 %)
2	Höhe der Versorgungsspannung $U_{V,Lx-N}/U_{V,Lx-Ly}$	230/400 V
3	Langsame Spannungsänderung (min. 95 % aller Messwerte)	230/400 V \pm 10% bzw. (+10; -15 %)
4	Einzelne, schnelle Spannungsänderungen (Flicker), short time P_{st}	230 V \pm 10%, 10 min- Int.
5	Einzelne, schnelle Spannungsänderungen (Flicker), long time P_{lt}	230 V \pm 10%, 2 h - Int.
6	Einbrüche (10...1000 mal pro Jahr)	1 % \leq $U_V < 90$ %
7	Kurze Unterbrechungen ($t_u \leq 3$ min)	$U_V < 1$ %, kein def. Limit
8	Lange Unterbrechungen ($t_u > 3$ min)	$U_V < 1$ %, kein def. Limit
9	Zeitweilige netzfrequente Überspannungen (bei starrer Erdung)	max. 1,7 U_V
10	Transiente Überspannungen Außenleiter-Erde	im Allg. < 6 kV
11	Unsymmetrie	max. 2 %
12	Oberschwingungen (Harmonische)	max. 8 % THD
13	Zwischenharmonische	nicht definiert
14	Signalspannungen	bis 1 %

Erklärung zu Parametern aus Tabelle 1

1	Bei Netzen mit synchroner Verbindung zum Verbundnetz: 1 % während 99,5 % eines Jahres (+4 %; -6 % während 100 % der Zeit; Bei Netzen ohne synchrone Verbindung zum Verbundnetz: ± 2 % während 95 % einer Woche, bzw. ± 15 % während 100 % der Zeit
2	Allgemeine Definition 1. Wert für Leiter-Null-Spannung, 2. Wert für Leiter-Leiter-Spannung
3	auch möglich +10/-15 %, bei Information der Netznutzer
4;5	kurze Dauer, 95 % der 10 min / 2 h -Intervalle der Effektiv-Mittelwerte pro Woche
6	pro Jahr, bei $t < 1$ s mit $U_n \geq 40$ %
7	pro Jahr; 70% bei $t \leq 1$ s
8	mögl. 10...50 bei $t_{aus}=3$ min
9	bei Kurzschluss, Schutz in MS muss auf $t_{aus}= 5$ s begrenzen
10	im Bereich μ s bis ms, je nach Energie (integr. Leistung)
11	bei 95 % Zeitanteil pro Woche
12	gesamte Verzerrung bis zur 50. Harmonischen der Spannung, Einzelpegel in EN 50160, Seite 13
13	in Erarbeitung
14	zeitlicher Tagesanteil, siehe Grafik aus EN 50160

Anforderungen an die Messgeräte für die PQ-Messung

Die Einteilung der verwendeten Messgeräte erfolgt in die Klassen A, S und B. Klasse A hat vertragliche und damit juristische Relevanz, was unter anderem die Nachweispflicht bei Konflikten in vertraglichen Belangen betrifft. Hierbei müssen laut Norm Messungen mit zwei unabhängigen, internen Messeinheiten durchgeführt werden, die die Anforderungen der Klasse A erfüllen und für einen bestimmten Parameter innerhalb der festgelegten Messunsicherheit übereinstimmende Ergebnisse liefern. Die Klasse S, welche geringere Anforderungen an die Genauigkeit, bzw. Anspruch an die Messalgorithmen erfüllt, ist für die Verwendung statistischer Erhebungen und Beurteilungen der Spannungsstabilität geeignet, jedoch nicht für vertragsrelevante Nachweise. Die Klasse B ist für jene Messgeräte erschaffen worden, die sich nicht zu einer der vorher genannten Klassen zuordnen lassen. Insbesondere sind hier ältere Messgeräte betroffen, die somit auch in einer genormten Klasse kategorisiert werden können.

Alle verwendeten Messgeräte gehören der Klasse A an. Somit erfüllten diese Messgeräte Anforderungen gemäß Normstandard, der juristische und vertragliche Relevanz einschließt und eine Anfechtbarkeit der Ergebnisse ausschließt.

Bereitstellung der Lastprofile

Die Simulationen des zu untersuchenden Netzes erfordern eine Kopplung von Erzeugern und Lasten an die entsprechende Netztopologie bzw. Kopplungspunkte zu angrenzenden Netzebenen. Diese Zeitreihen müssen in einheitlicher Struktur vorliegen. Hierzu müssen die erforderlichen Last- und Einspeiseprofile mit folgenden Eigenschaften angesetzt werden:

- Wirk- und Blindleistungsangabe,
- 15min-Profile,
- Vorlage als 1-Jahres-Lastgänge.

Abweichende Eingangsdaten erfordern eine Anpassung. So wurden Stundenprofile mit geeigneten Algorithmen in 15-min-Profile sowie höher aufgelöste Lastprofile zu 15-min-Lastprofilen über Mittelwertbildung bzw. Interpolation konvertiert. Im Leitszenario 2008 wurde, wie auch im Leitszenario 2020, ein Schaltjahr berücksichtigt. Den geänderten Zeitschritten ist entsprechend Rechnung getragen worden. Hinsichtlich der Standardlastprofile ergeben sich folgende Konventionen.

Bei kleineren Verbrauchern mit einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh oder einer Anschlussleistung von weniger als 50 kW wurden standardisierte Lastprofile zu Grunde gelegt.

Bei den standardisierten Lastprofilen handelt es sich in Abhängigkeit vom Jahresverbrauch um die Gruppen H0, G0-G6 und L0-L2 [7]. Eine Übersicht gibt Tabelle 2.

Tabelle 2: Eingruppierung von Standardlastprofilen [7]

Verbrauchscharakteristik der Mischanlage	Jahresenergieverbrauch	VDEW-Lastprofil
Haushalt / Gewerbe	< 8.000 kWh	Haushalt H0
	≥ 8.000 kWh	Gewerbe (G0 – G6)
Landwirtschaft / Gewerbe	< 16.000 kWh	Landwirtschaft (L0 – L2)
	≥ 16.000 kWh	Gewerbe (G0 – G6)
Haushalt / Landwirtschaft	< 8.000 kWh	Haushalt H0
	≥ 8.000 kWh	Landwirtschaft (L0 – L2)
Haushalt / Gewerbe / Landwirtschaft (wenn nur 1 Zähler vorhanden)	< 8.000 kWh	Haushalt H0
	≥ 8.000 kWh und <16.000 kWh	Landwirtschaft (L0 – L2)
	≥ 16.000 kWh	Gewerbe(G0 –G6)

Eine weitere Differenzierung innerhalb der Lastprofile ergibt sich auch aus der Zuordnung der Sommer-, Winter- und Übergangsperioden (Tabelle 3).

Tabelle 3: Zuordnung der definierten Zeitabschnitte [7]

deklarerter Zeitabschnitt	Dauer	Anzahl der Tage
Sommer (So)	15.05.–14.09.	123
Übergangszeit (Üz)	21.03.–14.05. und 15.9.–31.10.	102
Winter (Wi)	01.11.–20.03.	140

2.2. Bestimmung der Struktur und Schnittstellen des für das VK relevanten Netzes

Zweck des Arbeitsschrittes

Für die Simulation des Netzbetriebes sind topologische sowie erzeuger- und verbraucherseitige Einflüsse zu berücksichtigen. Zur realitätsnahen Untersuchung des Netzes in der Modelregion war es notwendig, das Netz bis zu einem bestimmten Detaillierungsgrad abzubilden. Verbindlich für die Simulation des relevanten Netzgebietes ist die Hoch- und Mittelspannungsebene. Im Modell wurden alle Lasten, Ersatzlasten und Erzeuger in die Simulation erforderlich, die im Netzgebiet der Stadtwerke Wernigerode, Quedlinburg, Blankenburg, der Halberstadtwerke, E.ON Avacons sowie Mitnetz Strom gekoppelt waren.

Umfang der Netznachbildung

Für die Netzmodellierung wurden das Hoch- und Mittelspannungsnetz der E.ON Avacon AG, das Hochspannungsnetz der Mitnetz Strom GmbH sowie das Mittelspannungsnetz der Stadtwerke Quedlinburg berücksichtigt. Die betreffenden Nennspannungen belaufen sich auf 110, 30, 20 und 10 kV. Die Kopplungen zwischen den Spannungsebenen wurden mit Transformatoren hergestellt, die entsprechend den gelieferten Informationen der beteiligten Netzbetreiber parametrisiert wurden. Die Netznachbildung wurde für das gesamte Netz durchgeführt, so dass alle Erzeuger (PV und Windparks)

und Lasten (u. a. regionale Netzbetreiber, z. B. Stadtwerke) im Netzkonstrukt (Abbildung 1) eine Anknüpfung fanden. Innerhalb der Spannungsebenen wurden weitere Lastebenen zur separaten Teilsimulation angelegt. Somit konnten spezielle Lastfälle konkret ohne externen Einfluss untersucht werden.

Das Netzmodell umfasst Lasten und Erzeuger, die nicht im Einzelnen ausgeführt und berücksichtigt wurden. Für die Vereinfachung fand eine Aggregation von Last- und Erzeugergruppen statt, die sich in ihren einzelnen Anteilen aus unterschiedlichen Last- bzw. Erzeugertypen zusammensetzen. Als Beispiel ist ein Windpark zu nennen, der als ein Erzeuger aus mehreren Windturbinen vereint dargestellt wurde und an den entsprechenden Netzknoten gekoppelt ist. Gleiches gilt für die in der Niederspannungsebene verbreiteten PV-Erzeugungsanlagen. Hierbei wurden diese Anlagen als Gruppierung am entsprechenden Netzknoten befindlicher Erzeuger bilanziell und hinsichtlich der resultierenden Erzeugerlastprofile vereint. Kleinverbraucher wurden mit unter 100.000 kWh/a und einer Anschlussleistung von weniger als 50 kW durch Standardlastprofile nach DIN VDE [7] nachgebildet und an die entsprechenden Mittelspannungsverknüpfungspunkte als Summenlastprofil gekoppelt.

Die Anteilsverteilungen wurden mit dem SIMPLEX-Verfahren ermittelt. Der Jahreszeitliche Einfluss wurde berücksichtigt, indem zwischen Winterzeit, Übergangszeit und Sommerzeit differenziert wurde. Direkt vorliegende Messwerte, wie die von Umspannwerken und Kupplungsstellen von Teilnetzen, wurden direkt als Lastprofil in die Simulation eingebunden. Eine Niederspannungsebene wird in dem Modell nicht betrachtet. Sie ist in den Netzebenen nur angegeben, um die sekundären Anschlusspunkte der Transformatoren zu erfassen, welche die Mittelspannungsebene mit der Niederspannungsebene verbinden.

Als Netzelemente wurden in dem Simulationsmodell Leitungen, Sammelschienen, Knotenpunkte, Generatoren, Transformatoren und Netzeinspeisungen vorgesehen. Zusätzlich werden Lasten und Erzeuger, welche mit entsprechenden Lastprofilen versehen sind, betrachtet.

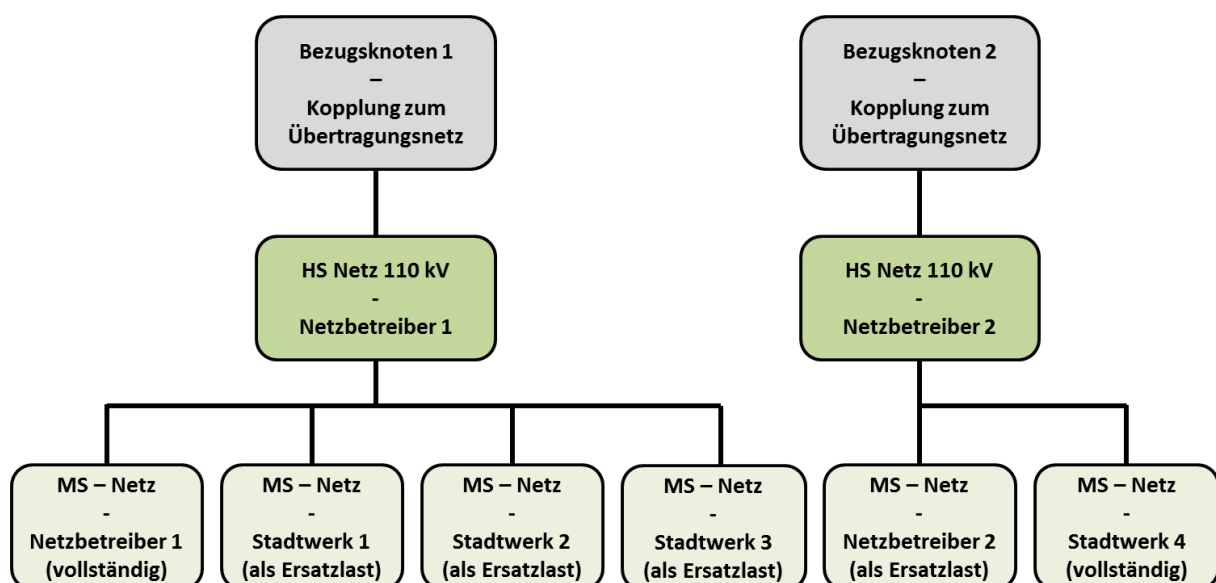


Abbildung 1: Schematische Darstellung des betrachteten Netzes

Für die Lastflusssimulationen wurden alle Erzeuger als Synchronmaschinen nachgebildet, was mit softwarebedingten Gründen zu erklären ist. Dieser Umstand hat bei statischen Leistungsflussanalysen keine Abweichungen zur Folge.

Alle nachgebildeten Netzelemente wurden auf der Grundlage von Originaldaten der Netzbetreiber parametrisiert und im Anschluss daran anonymisiert. Eine Übersicht über die vergebenen Kurznamen im Rahmen der Anonymisierung ist in Tabelle 4 gegeben. Die Namen für die Netzelemente sind dabei willkürlich vergeben worden.

Tabelle 4: anonymisierte Namensvergabe im Modell

Element	Abkürzung	von	bis
Knoten	K	1	1839
Hilfspunkt	KHP	1	1668
Leitung	L	1	3014
Zweiwicklungstransformator	TZ	1	16
Dreiwicklungstransformator	TD	1	3
Last Gewerbe	VG	1	443
Last Haushalt	VH	1	437
Last Landwirtschaft	VL	1	31
Last Nachtspeicher	VN	1	513
Last Dämmerung	VD	1	62
Summenlast MS	VSMS	1	74
Summenlast HS	VSHS	1	21
Generator (Windkraftanlagen)	GWind	1	17
Generator (KWK)	GKWK	1	14
Generator (Photovoltaik)	GPV	1	115
Generator (Biomasse)	GBIO	1	15
Generator (Wasserkraft)	GH2O	1	5
Netzeinspeisung	Netz	1	2

2.3. Aufbereitung und Bereitstellung der Informationen

Zweck der Harmonisierung der Informationsbereitstellung

In Hinsicht auf das zu untersuchende Verteilungsnetz sind von den beteiligten Netzbetreibern und Projektpartnern Daten bereitgestellt worden. Diese erstrecken sich über ausgewählte Informationen über Erzeuger und Lasten im Netz bis zu Daten über Netzstrukturen und kumulierte Lastgänge, die als Eingangswerte für die Parametrierung des Netzmodells dienen sollen. Daher musste vorbereitend eine gemeinsame Basis gefunden werden, um die aus verschiedenen Quellen stammenden Daten verwertbar zu gestalten. Zum Teil sind bezüglich der Situationsaufnahmen (snap shots) zeitlich begrenzte Lastgänge gemessen worden, die zur Weiterverwertung unter Verwendung von Prognosetools und weiterer Datenquellen, zu Jahreslastgängen erweitert wurden. Diese Snapshots wurden als Tageslastgänge an den 110 kV-Umspannwerken E.ON Avacons gemessen. Sie beinhalten einen Summenlastgang und lassen keinen Rückschluss auf das Verhalten einzelner Verbraucher zu. Die Vielzahl der an das zu untersuchende Netz angeschlossenen Verbraucher erlaubt es nicht, diese mit

einzelnen Lastprofilen in der Simulationsumgebung zu hinterlegen. Somit wurde der Optimierungsmechanismus des Simplex-Verfahrens genutzt, um aus real gemessenen Summenlastprofilen die Anteile der relevanten Standardlastprofile für einen Netzbereich zuzuordnen. Die erfolgte Gewichtung der einzeln bezifferten Standardlastprofile wurde je Netzknoten eines entsprechenden Teilnetzes zugeordnet und für die Simulation bereitgestellt. Einen Vergleich der nachgebildeten Summenlastprofile entsprechend den ermittelten Standardlastprofil-Anteilen zeigt Abbildung 2

Das Leitszenario 2008 berücksichtigt regenerative Erzeugungsanlagen mit deren relevanten Einspeise-Lastprofilen. Diese Lastprofile konnten mit Hilfe einer Konvertierungsanwendung aus Klimaprognosedaten die benötigten Einspeisezeitreihen interpoliert im 15-min-Takt für Photovoltaik und Windkraftanlagen bereitstellen. Aufgrund territorialer Witterungs- und Klimaunterschiede ist das untersuchte Netzgebiet in verschiedene Sektoren unterteilt worden, so dass die ebenfalls abweichenden lokalen Einflüsse auf das Netz auch in der Simulation Berücksichtigung finden konnten.

Die im Leitszenario 2020 relevanten Erzeuger- und Lastprofile wurden hinsichtlich des Skalierungsgrades dem Leitszenariendokument entnommen und durch Prognosezeitreihen im Landkreis Harz für solare Einstrahlung im Bereich der Photovoltaikanlagen sowie für Windströmungen hinsichtlich der Windenergieanlagen mit territorialer Differenzierung generiert. Damit konnte zusätzlich der Einfluss der Volatilität dieser Erzeugungsanlagen nachgebildet werden.

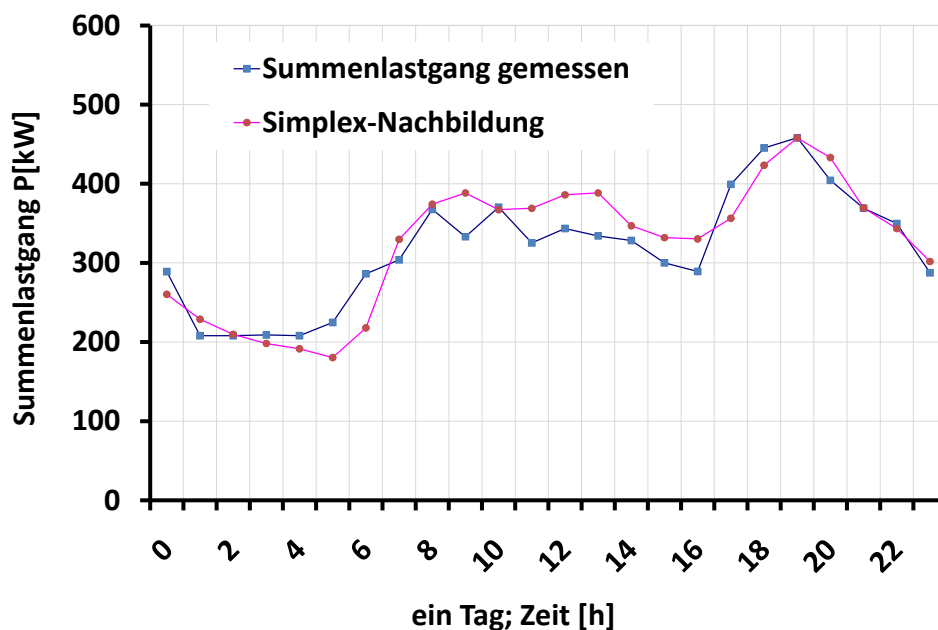


Abbildung 2: Vergleich der Nachbildung/Splittung von Summenlasten (Simplex-Verfahren) mit den Messungen

2.4. Analyse des für das VK relevanten Netzbetriebes auf Grund der vorhandenen Informationen und Messungen

Anhand der Informationen über Erzeuger, Lasten, Speicherelemente und Netzstrukturen sowie Messungen im Netz sind Aussagen über den aktuellen Netzbetrieb zu treffen. Insbesondere sind momentane Lastflüsse als Grundlage für Simulationen entsprechend den Leitszenarien in Form von Lastprofilen zu erfassen und zu analysieren. Hierbei nimmt die realitätsnahe Splittung und Verteilung der Last bzw. Erzeuger an den jeweiligen Koppelstellen eine entscheidende Rolle ein.

Zweck des Arbeitsschrittes

Der Betrieb von fluktuierenden Lasten, wie Windkraftanlagen hat in der Ausgangssituation in 2008 bereits einen bedeutenden Anteil. Damit ergeben sich für das räumlich und elektrisch begrenzte Netzgebiet im Zusammenhang mit den variierenden Lasten sowie dem Betrieb des gekoppelten Pumpspeicherkraftwerkes starke Einflüsse auf das Verteilungsnetz. Diese Einflüsse beziehen sich auf die Lastflüsse an möglichen Engpässen bei Erweiterung des Verteilungsnetzes mit zusätzlich installierten, dezentralen Erzeugungsanlagen hinsichtlich der Spannungsqualität (Power Quality), die Auswirkungen auf die Versorgungssituation an den Netzanschlusspunkten haben können.

Dahin gehend wurden die Grundlagen für eine Erweiterung der Einspeisesituation und den möglichen Ausbau an erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen geschaffen, die im AP 2.5 mit Simulationen belegt wurden.

Messdatenerfassung

Mit dem Ziel einer Snapshot-Analyse und der damit verbundenen Anteilsverteilung der gekoppelten unterschiedlichen Lasten wurden Messdaten vom Netzbetreiber an folgenden Knoten für die entsprechenden Untersuchungen zur Verfügung gestellt:

- Umspannwerke (110 kV),
- Pumpspeicherwerk Wendefurth,
- Laufwasserkraftwerk „Steinerne Renne“ und „Rübeland“.

Eine Messung der Jahreslastgänge wurde von den beteiligten Stadtwerken geliefert und als Jahreslastprofil in der Simulationsdatenbank hinterlegt. Einspeisende dezentrale Erzeugungsanlagen wurden einerseits direkt über permanente Messdaten in Form von Lastprofilen bezogen (Windparks), nicht vorhandene Daten wurden generiert. Diese Daten beziehen sich auf kleinere PV-Anlagen und auch Windkraftanlagen kleiner Dimension, die mit Hilfe der Klimadaten Eingangswerte für die Generierung von Einspeiselastprofilen zugeordnet bekamen.

Somit wurde die Anbindung sämtlicher Lasten und Erzeuger im untersuchten Netz erreicht. Dort, wo keine direkten Lastprofile angesetzt werden konnten, wurden die ermittelten Anteile von Standardlastprofilen, verteilt auf die Netztopologie hinterlegt. Hierbei wurde auf die räumlichen Gegebenheiten Rücksicht genommen. Insbesondere die Bevölkerungsdichte auf Basis von Werten des statistischen Bundesamtes beeinflusst die auftretende Lastdichte.

2.5. Analyse der auf dem Markt existierenden Freileitungsmonitoringsysteme und ihrer Eigenschaften

Freileitungsmonitoringsysteme (FLM-Systeme) ermöglichen eine von den meteorologischen Bedingungen abhängige Belastung von Freileitungen. Im klassischen Sinne wurde laut DIN der höchste Belastungsfall bei standardisierten fixen Belastungsbedingungen festgesetzt. Veränderliche Einflüsse wurden, bis auf die Seiltemperatur, nicht berücksichtigt. Das FLM erfordert die permanente Überwachung von Freileitungen. Dadurch kann je nach Aufbau des Systems, die Auslastung der Leitung ermittelt werden. Im Umkehrschluss können Rückschlüsse auf die mögliche, zusätzliche Mehrbelastung der Leitung gezogen werden. Eingangparameter sind klimatische Bedingungen, wie Windstärke, Umgebungstemperatur, Luftfeuchtigkeit sowie innere Parameter, wie thermischen Zeitkonstanten des Leiterseils und Stromstärke im Leiterseil.

Zweck der Untersuchung

Ziel ist die Analyse möglicher Technologien eines für die Region anwendbaren FLM-Systems, mit dem Hintergrund der Anpassung bzw. der vorzunehmenden Änderungen eines Systems, welches für die in der Region installierten Hochspannungs-Freileitungen potentiell geeignet ist. Mit Hilfe dieser Analyse wurde eine optimierte Anpassung des FLM-Systems untersucht und somit die zusätzliche Integration erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen in weiteren Arbeitspaketen ermöglicht.

Gegenüberstellung der Technologien

In der Untersuchung wurden Monitoringsysteme betrachtet, die kommerziell eingesetzt werden. Technologien, die auf Vibrationsmessung, Kameraobservation des Seils, Temperaturermittlung am Seil und Zugkraftmessung basieren sowie Systeme zur Nutzung des RAMAN-Effekts erfassen die Belastung des Leiterseils.

Abhängig von der anzuwendenden Technologie sind die vorherrschenden Installationsbedingungen. Während Einheiten der Vibrationsmessung eine Installation im Zustand „unter Spannung stehen“ mit geeigneten Hilfsmitteln erlauben, erfordert die Technologie der Zugkraftmessung eine Abschaltung des Hochspannungssystems. Entscheidend sind die Datenübertragungsmechanismen, die jedes Monitoringsystem mit den Leitzentren der Netzbetreiber verbindet. Kombilösungen, die Sensoren, Datenspeicher sowie Sende- und Empfangseinheit beinhalten, haben Nachteile in Temperatur- und Spannungsfestigkeit. In Tabelle 5 sind die kommerziellen Freileitungsmonitoringsysteme gelistet.

Abweichend von direkten Messungen ermöglichen Lösungen, die indirekte Informationen des Leiterseils aufnehmen, eine Definition der Belastbarkeit einer Freileitung. Hierbei werden durch Bodeneinheiten kontaktlos Durchhang, Temperatur, Echtzeitstrom, Abstand zum Erdboden und Nennstrom der Leiterseile ermittelt. Hierbei werden mit 0,5 % Strommess- und 3,5 % Temperaturmessfehler hinreichende Genauigkeiten erreicht.

Tabelle 5: Übersicht kommerzielle FLM-Systeme

Anbieter/ System	Technik	Datenübertragung	Installationsort und -dauer
Universität of Liège - Ampacimon	SAW – und 3D Beschleunigungsmesser zur Überwachung der Leiterseilbewegung	Funk (100m)	Unter Spannung, innerhalb von 10min. auf Leiterseil
EDM - Sago-meter	Sag-Measurement - Kamera und Zielscheibe	Mobilfunknetz, Radiofrequenzen, GPS, LWL, Internet	Unter Spannung Scheibe auf Seil, Kamera am Mast, 2-3h
Hydro One Networks – Thermocron iButton	SAW – direkte Temp.-Messung, schallbasierte Abstandsmessung	Mobilfunknetz	Unter Spannung Seil und Bodenstation
IMKS	MTS – und Temp.-Messung	LWL, Funk	Spannungsfreie Mont.
LIOS	RAMAN -Effekt	Onlineübertragung	Unter Spannung, da über Glasfaser (in oder auf Leiterseil)
NEXANS – CAT-1	MTS – und Temp.-Messung	Funk, RTU-Kanal	Zugmessdose Spannungsfrei; Wetterstation, 20min
Usi – Power-Donut 2	Sag-Measurement - Temp.-Messung, Durchhangwinkel	3G-Wireless to Server/ Internet über GSM/GPRS Abruf auch mobil per Hub-schrauber etc. möglich	Kontaktlose Installation auf/ im Boden
Promethean Devices	SAG-Measurement – Temp.-Messung, Durchhangwinkel	Drahtlos über VPN zum Server	Unter Spannung, kontaktlos auf dem Boden
TU Darmstadt	SAW	Funk	auf Leiterseil

Zum Vergleich der zu favorisierenden Leitungsmodelle werden die Strombelastbarkeiten des Leiterseils anhand der Wärmebilanz des Seils bestimmt. Einflüsse, wie

- Umgebungstemperatur,
- Leitertemperatur,
- Stromfluss durch den Leiter,
- Solare Einstrahlung,
- Windgeschwindigkeit und
- Koronaeffekten

sollen in den anschließenden Simulationen im Netzmodell zur Bestimmung des maximalen Stroms bei vorliegenden Bedingungen Anwendung finden.

2.6. Analyse der Power-Quality-Aspekte im betrachteten Netz

Zweck der Untersuchungen

Die Erhöhung des Anteils regenerativ erzeugter und dezentral in das Verteilnetz eingespeister Energien ist unmittelbar mit einer Kopplung durch leistungselektronische Glieder (Wechselrichter) verbunden. Diese Komponenten haben nichtlineares Verhalten. Folglich können höhere Pegel an Spannungsharmonischen entstehen, die in Verbindung mit Spannungsschwankungen zu einer höheren Belastung des Netzes mit Netzurückwirkungen führen. Des Weiteren führt die dezentrale Erzeugung zu Spannungsanhebungen im Netz, deren Höhe es zu bewerten galt. Zur Einschätzung der momentanen Situation bezüglich der Spannungsqualität wurden Power-Quality-Messungen an ausgewählten Knoten des Netzes durchgeführt.

Umfang der Messungen

Die Messungen wurden an 7 Standorten des Niederspannungsnetzes durchgeführt, von denen vier an Ortsnetzstationen erfolgten. Drei Weitere fanden an Hausanschlüssen von Privathaushalten statt. Abbildung 3 zeigt die schematische Anordnung der Messgeräte in einer Ortsnetzstation.

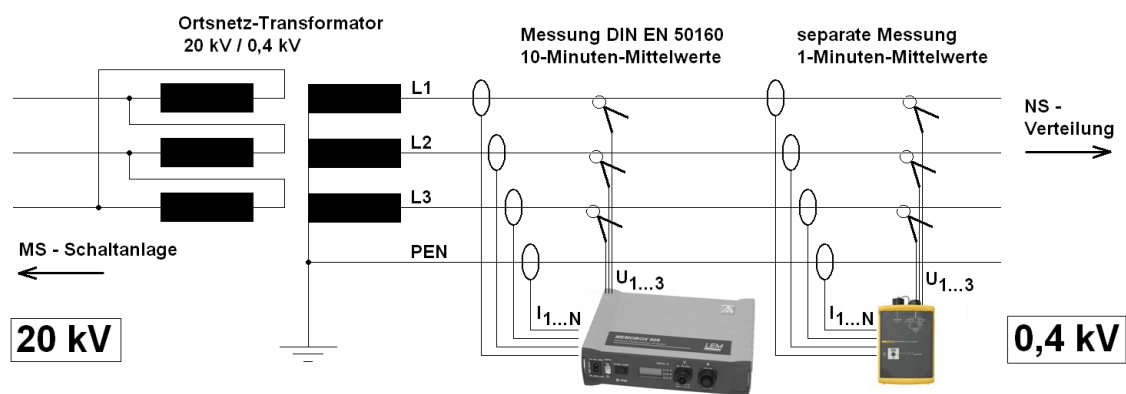


Abbildung 3: Mess-Anordnung bei PQ-Messungen

Vorgehensweise bei den Messungen

Die räumliche Zuordnung wurde an den speisenden Mittelspannungsnetzen orientiert. So wurde sowohl an Stationen die an das gleiche Mittelspannungsnetz gekoppelt sind gemessen, als auch an Stationen, die über andere Mittelspannungsnetze versorgt werden und nur eine gemeinsame Kopplung durch das Hochspannungsnetz besitzen. Somit konnten gemeinsame Rückwirkungen detektiert werden, da zeitgleiche Messungen stattfanden. Gemessen wurde über einen Zeitraum von einer Woche. Zur Maximierung der Genauigkeit erfolgte die Durchführung an Ortsnetzstationen über den Rahmen der Norm DIN EN 50160 hinaus mit Messungen höherer Auflösung von 1 min statt 10 min. Unter Einbeziehung der zeitgleichen Messung konnten Rückschlüsse auf die Entstehung und Herkunft einiger Netzurückwirkungen [8] gezogen werden.

Auswertung der Messungen

Die ausgewerteten Messreihen belegen hinsichtlich der Parameter der Power-Quality eine stabile Situation im Niederspannungsnetz. Sowohl Spannungshöhe, Flickerpegel und Frequenz liegen weit innerhalb der zulässigen Grenzen, wie Abbildung 4 verdeutlicht.

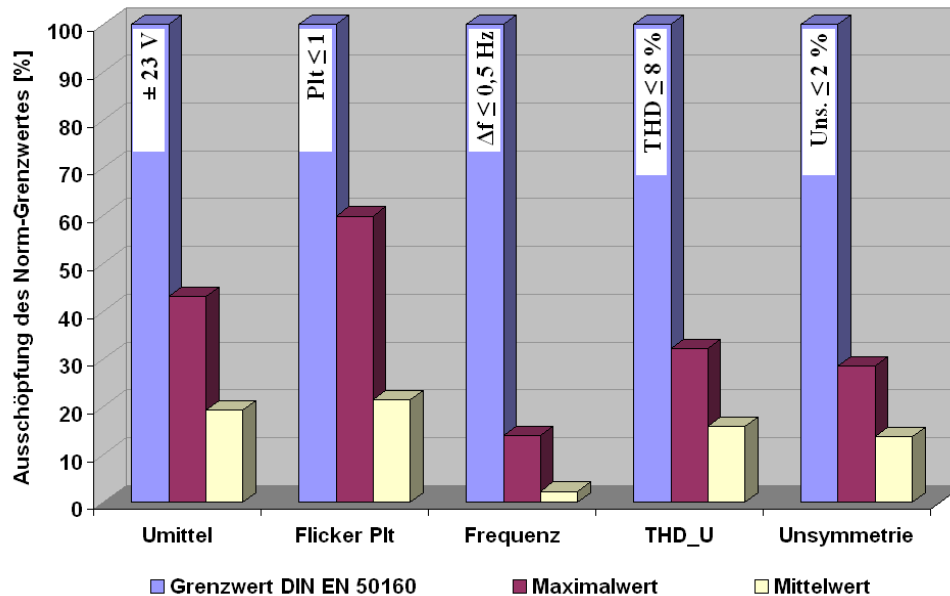


Abbildung 4: Übersicht PQ-Parameter an Ortsnetzstationen

Die Pegel von Spannungsharmonischen befanden sich, selbst in Netzen hohen PV-Durchdringungsgrades, innerhalb der zulässigen Werte laut DIN EN 50160. Unterschiede traten grundsätzlich im Vergleich der Messungen von Hausanschlüssen und Ortsnetzstationen auf, die sich hauptsächlich auf das Spannungsband und Flickerpegel beziehen, da die Tiefe der Verteilungsstrukturen eine Zunahme der Netzimpedanzen mit sich führt. Ortsnetzstationen an unterschiedlichen Mittelspannungsnetzen wiesen jeweils einen Grundpegel an Spannungsunsymmetrien und auch Flickerpegeln auf, die nicht allein durch das gekoppelte Niederspannungsnetz verursacht worden sein können. Daraus folgt hinsichtlich der Mehrzahl der Spannungsqualitätskriterien eine Art Vorbelastung aus vorgelagerten Netzebenen, wie die der Mittel- oder Hochspannung. Diesbezüglich konnten während der Messungen Ereignisse beobachtet werden, die eindeutig nicht aus der Niederspannungsebene stammen, da in nicht benachbarten Teilnetzen, welche ausschließlich über die Hochspannungsebene gekoppelt sind, die gleichen qualitativen Pegelverläufe gemessen wurden sind. Die Ursache für andere detektierte Effekte konnte unterstützend durch den Netzbetreiber eindeutig zugeordnet werden. Absolut betrachtet, hatten Ereignisse, wie Störungen und Schaltmaßnahmen unter Berücksichtigung der Normvorgaben, keinen Einfluss auf die Bescheinigung einer normgerechten Spannungsqualität des Niederspannungsnetzes, auf Grund von der Qualitätsnorm ausgeschlossener Maßnahmen seitens des Netzbetreibers, die zum Erhalt eines sicheren Netzbetrieb notwendig sind.

2.7. Definition des virtuellen Anschlusspunktes und seinen Eigenschaften

Zweck der Untersuchungen

Die Betriebskoordinierung eines lokalen virtuellen Kraftwerks, das durch mehrere Anschlusspunkte mit dem übrigen Netz verbunden ist – einschließlich Online-Bilanzierung sowie Betriebsparameterüberwachung –, kann durch die Einführung in das Steuerungskonzept eines virtuellen Anschlusspunktes – des so genannten Virtual Point of Common Coupling (VPCC) verbessert werden. Durch eine solche Lösung kann eine Erzeugungsanlage mit mehreren Anschlusspunkten analog zum konventionellen Erzeuger mit nur einem Anschlusspunkt betrachtet werden. Die Idee des virtuellen Anschlusspunktes VPCC kann technisch durch den Einsatz hochpräziser und synchronisierter Messungen mit Phasor Measurement Units (PMUs) realisiert werden.

Auch im Fall des Inselbetriebes wird die Anwendung des VPCC sowohl die Betriebsführung als auch die Resynchronisation der Insel mit dem System durch die Einhaltung der zulässigen Parameterwerte im VPCC erleichtern.

Umfang der Untersuchungen

Die Anwendungsebene der Untersuchungen richtet sich auf die Hochspannungsebene mit 110 kV. Durch die zeitliche Synchronisierung der einzelnen Messungen aus den räumlich verteilten Netzpunkten (Abbildung 5) können Betriebsparameter sowie entsprechende Indizes für den virtuellen Anschlusspunkt – VPCC abgeleitet werden, wie z. B.:

$$P_{VPCC|t=t_k} = \sum_{i=1}^n P_{PCC_i|t=t_k}$$

$P_{VPCC t=t_k}$	resultierende Wirkleistung im virtuellen Anschlusspunkt VPCC für den Zeitpunkt t_k
$P_{PCC_i t=t_k}$	gemessene Wirkleistung im i-ten Anschlusspunkt für den Zeitpunkt t_k
n	Anzahl der Messstellen
t	Zeitindex
t_k	Zeitpunkt
i	Nummer des realen Anschlusspunktes

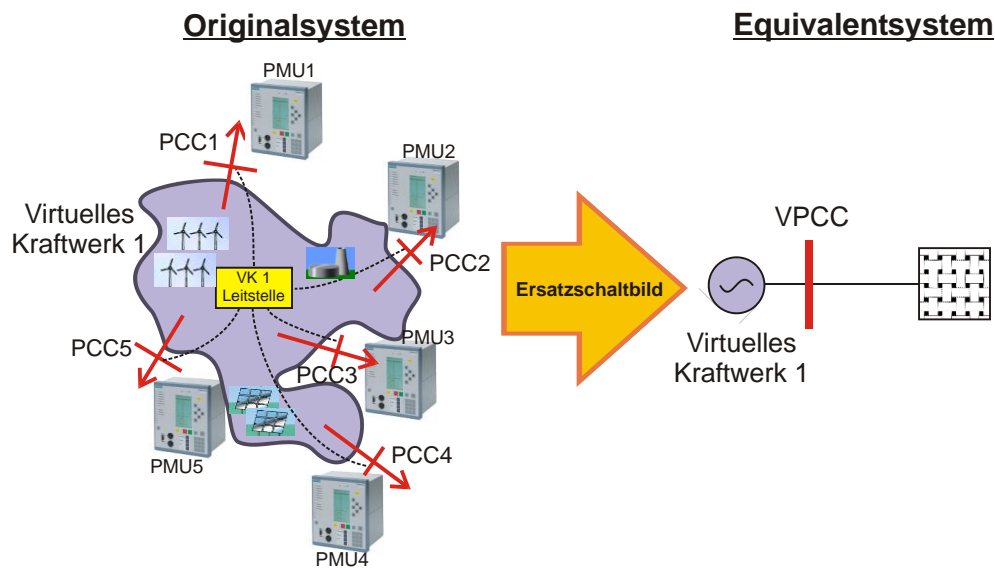


Abbildung 5: Prinzipielle Transformation des virtuellen Anschlusspunktes im untersuchten Netzgebiet sowie PMU-Anordnung

Hinsichtlich der Kommunikationsinfrastruktur sollen folgende Eigenschaften der Kommunikationsmittel untersucht werden:

- Übertragungskapazität,
- Übertragungsgeschwindigkeit,
- vorhandene Verzögerungen,
- Datensicherheit,
- Verfügbarkeit.

Die Datenflussrichtung wird hier normalerweise in Richtung „von PMU zur Leitwarte“ ausgerichtet. Eine Echtzeit Datenanalyse erfordert eine möglichst schnelle und wenig verzögerte Datenübertragung. Bei einer langsamen bzw. nicht Echtzeit-Datenanalyse kann es als Konsequenz zu Verzögerungen in der Netzzustandsanalyse kommen. Da jedes auf der PMU basierte Datenpaket mit Zeitstempel abgespeichert und verschickt wird, ist es möglich, dass die zur gleichen Zeit entstandenen Daten mit Verzögerungen in der Leitweite ankommen können. Aus diesem Grund werden Datenpakete bis zu 25mal pro Sekunde versendet, wobei verhindert werden muss, dass es zu einem Datenstau kommen kann. Datensicherheit wird mittels IEEE C37.118 Synchrophasor Protocol [10], welches in PMUs verwendet wird, nicht erreicht. Diesbezüglich wird die Nutzung von VPN-Tunneling bzw. einer verschlüsselten Übertragung vorgeschlagen. Die analogen Messsignale sollen mit Hilfe von Messwandlern zur Verfügung gestellt werden. Da die PMUs bezüglich der Spannungsamplitudenmessung im Durchschnitt eine Abweichung von etwa 0.2 % aufweisen, sollen die Messwandler über eine möglichst große Genauigkeitsklasse verfügen. Dadurch soll gewährleistet werden, dass die Messabweichung so klein wie möglich gehalten werden kann.

3. Arbeitspaket Änderungen

Die eingangs festgelegten Arbeitsschritte AS9 „Analyse der Möglichkeiten der Blindleistungskompensation und Spannungshaltung durch regelbare verteilte Erzeuger und Lasten auf der Mittelspannungsebene“ sowie AS10 „Analyse der Möglichkeiten und Formulierung der Anforderungen bezüglich der Unterstützung des Netzbetriebs in der Region durch Windpark-Cluster“ wurden aus Gründen der besseren thematischen Übereinstimmung einvernehmlich in das AP 2.5 „Netzmodellierung und Netzsimulation“ übertragen und als AS22 und AS23 hinterlegt.

4. Berichte und Publikationen

- AP1.3 Teilbericht – „Katalog notwendiger Daten für Netz und PQ-Analyse“.
- AP1.3 Teilbericht „Spezifikation der Netzstruktur und Profile“.
- AP1.3 Teilbericht „Netzmodell Aufbau und Simulation“.
- AP1.3 Teilbericht „Katalog notwendiger Daten für Netz und PQ-Analyse“.
- AP1.3 Teilbericht „Analyse der Power-Quality-Aspekte in Teilnetzen des Harzes“.
- AP1.3 Teilbericht - Definition des virtuellen Anschlusspunktes.
- Studienarbeit „Entwicklung von Modellen fluktuierender Erzeugungsanlagen und temperaturabhängiger Lasten“, M. Henning, 2011.
- Studienarbeit „Analyse der Freileitungsmonitoringsysteme hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher Aspekte“, S. Berkling, 2010.
- Paper: K. Rudion, Z. A. Styczynski: „Ancillary Services by VPP“, 14th Kassel Symposium Energy Systems Technology, 24-25 September 2009, Kassel, Germany.

5. Quellenverzeichnis

- [1] Leitszenariendokumentals interner RegModHarz- Bericht, erreichbar auf dem Repository:
https://overseer1.erlm.siemens.de/repository/Document/downloadWithName/RMH_AP0.0_D02_01_V01.pdf
- [2] Interner Projekt-Abschlußbericht AP 1.1 „Bestandsaufnahme und Analyse von Last, Erzeugung & Speicher“, erreichbar auf dem Repository:
https://overseer1.erlm.siemens.de/repository/Document/downloadWithName/RMH_AP1.1_D01_95_V01.pdf
- [3] Abschlussbericht AP 1.3 Teilbericht „Analyse der Power-Quality-Aspekte in Teilnetzen des Harzes“
- [4] DIN EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Energieversorgungsnetzen, Deutsche Fassung“ 2007
- [5] IEC 61000-4-30 „Elektromagnetische Verträglichkeit Teil 4-30, Verfahren zur Messung der Spannungsqualität“ 2008
- [6] IEC 61000-4-7 „Prüf- und Messverfahren – Allgemeiner Leitfaden für Verfahren und Geräte zur Messung von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen in Stromversorgungsnetzen und angeschlossenen Geräten“ 2002
- [7] VDEW (aktuell: BDEW) „Repräsentative VDEW-Lastprofile“; VDEW Frankfurt (Main) 1999
- [8] SCHLABBACH; MOMBAUER; „Power Quality – Entstehung und Bewertung Netzurückwirkungen; Netzanschluss erneuerbarer Energiequellen; VDE Verlag Berlin 2008
- [9] IEEE Standard for Synchrophasors for Power System (IEEE C37.118™ -2005, revision of IEEE Std 1344™ -1995), Approved 1 February 2006 American National Standards Institute Approved 21 October IEEE-SA Standards Board.
- [10] IEEE Standard for Synchrophasors for Power System (IEEE C37.118™ -2005, revision of IEEE Std 1344™ -1995), Approved 1 February 2006 American National Standards Institute Approved 21 October IEEE-SA Standards Board.