



Übertragbarkeit

Zielgruppe	
Für wen ist das Projekt zur Nachnutzung interessant?	<ul style="list-style-type: none"> • Verteilnetzbetreiber und Stadtwerke mit einem hohen Anteil von EEG-Einspeisung • Industrie- und Gewerbebetriebe mit eigenem lokalem Energiemanagement zur Autarkiegraderhöhung
Wer profitiert aus Sicht des Projektbüros am meisten von diesem Projekt? (<i>Bürger:innen, Behörde, Institutionen wie Schulen etc., Wirtschaft, weitere Akteure</i>)	<ul style="list-style-type: none"> • Versorgungswirtschaft (Verteilnetzbetreiber, Stadtwerke) • freie Wirtschaft (Industrie, Gewerbe)
Praktische Übertragbarkeit	
Welche Konzepte sind nachnutzbar?	<p>Konkret stehen im Rahmen des Projektes die nachfolgenden Konzepte/Leistungen, die für Kommunen zur Nachnutzung interessant sind zur Verfügung:</p> <p>Das Konzept der digitalen Ortsnetzstation mit Multifunktionalem Energie- und Leistungsserver in Gänze ist nutzbar. Planungshilfen zur Auslegung des Netzreglers und des Batteriespeichersystems können ebenfalls genutzt werden.</p> <p>Bei fast zwei Millionen Anlagen für erneuerbare Energien und über 600.000 konventionellen Ortsnetzstationen verteilt auf rund 890 Verteilnetzbetreiber in Deutschland ist der Projektansatz für jede Region und Kommune übertragbar. Die digitale Ortsnetzstation kann darüber hinaus auch in jedem Verteilernetz eingesetzt werden, durch einen modularen Aufbau dieser. Das Konzept kann grundsätzlich auf alle Kommunen in NRW übertragen werden.</p>
Lösungsumfang (<i>Welche frei verfügbaren Lösungen werden im Zuge des Projektes bereitgestellt?</i>)	<p>sh. o.:</p> <p>Nachnutzbare, frei verfügbare Lösungen, bestehen durch das Abschlusskonzept. Insbesondere Strategien und Erfahrungen zum Aufbau sind nachnutzbar.</p>



<p>Wann werden welche Elemente zur Verfügung gestellt?</p>	<p>Die Erfahrungen werden fortlaufend in Beratungs- und Austauschgesprächen weitergegeben.</p> <p>Alle Konzepte bzw. übertragbaren Elemente werden nach Projektabschluss zur Nachnutzung zur Verfügung gestellt.</p>
<p>Wie geschieht die Zur-Verfügung-Stellung? (Links z.B. der Stadthomepage, oder weiteren Onlineportalen github)</p>	<p>Teilprojektergebnissen werden bereits auf Konferenzen und in Fachzeitschriften publiziert.</p> <p>Darüber hinaus wird die Abschlussdokumentation sowie allgemeine Informationen des Projektes auf der Webseite der Digitalen Heimat Paderborn zur Verfügung gestellt.</p>
<p>Voraussetzungen bei Übertragung – Worauf baut das Projekt auf?</p>	
<p>Welche Beteiligungsrechte sind zu bedenken? (z.B. Welche Infrastruktur muss bereits vorhanden sein?)</p>	<p>Da eine DigOS-MELS zum Zweck hat elektrische Verteilnetze zu stabilisieren und ggf. den Integrationsgrad erneuerbare Energien zu steigern, ist eine Niederspannungsnetzinfrastruktur eine Voraussetzung zum Aufbau des Systems. Hierbei kann es sich jedoch um eine öffentliche Energieversorgungsstruktur als auch um die Versorgungsstruktur innerhalb großer Industriebetriebe, welche eine solche Ihrerseits oftmals selbst betreiben, handeln. Letztlich muss natürlich auch eine entsprechende Kommunikationsinfrastruktur zur Netzbetriebsführung ausgehend von einer Leitwarte aus verfügbar sein. Der Systemansatz DigOS-MELS interagiert generell mit der Niederspannungsverteilnetzebene, kann aber auf andere Spannungsebenen hochskaliert werden.</p>
<p>Organisatorische Voraussetzungen (z.B. Welche Gremien müssen dem Projekt zustimmen?)</p>	<p>Grundsätzlich muss die Installation einer DigOS-MELS stets den Regelwerken sowie Empfehlungen des VDE/FNN im technischen Sinne gerecht werden. Das Einhalten entsprechender Normen ist bei technischen Entwicklungen immer eine zwingende Voraussetzung.</p> <p>Ein anderer Punkt betrifft die Betriebsführung des Energiespeichers innerhalb der Station. Hier sind auch Regularien der Bundesnetzagentur zu berücksichtigen. Dies schließt jedoch nicht aus, dass zur Ausschöpfung des vollen Potentials einer DigOS-MELS Anpassungen innerhalb der Regularien durchaus sinnvoll wären.</p>



Kosten bei Übertragung (ggf. Spannbreite)	
Kosten der Einführung	<p>Die Kosten für den Aufbau einer Digitalen Ortsnetzstation mit Multifunktionalem Energie- und Leistungsserver belaufen sich auf 500.000 – 1.500.000 € (Schätzung). Hier sind jedoch Skalierungseffekte noch zu beachten! Die Größe des zugehörigen Batteriespeichers und der damit aufzubauenden Leistungselektronik (Bemessungsleistung) spielen für die Kosten eine wesentliche Rolle.</p> <p>Die Größe wiederum ist abhängig von den Gegebenheiten des zu stabilisierenden Verteilnetzes. Hier spielen notwendige Bemessungsleistung des Ortsnetztransformators sowie der Integrationsgrad erneuerbarer Energien eine wesentliche Rolle. Da die Verteilnetze in Deutschland als auch in der Region OWL selbst sehr heterogen ausgestaltet sind, sind die Kosten hiervon individuell stark abhängig. Die Skalierbarkeit des Systems bildet jedoch die Grundlage, die Übertragbarkeit in andere Verteilnetze und somit andere Regionen/Kommunen überhaupt gewährleisten zu können.</p>
Kosten des Betriebs (<i>Angabe jährlicher Kosten</i>)	<p>Kann erst nach Erprobung im Feldversuch (04/22-09/22) ermittelt werden, hängt von der Größe des Systems ab und wird am Beispiel der Region OWL erprobt. Eine Abschätzung ist zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht möglich.</p>
Personalaufwand bei Einführung (<i>Personentage und Zeitraum</i>)	<p>ca. 2 Mitarbeiterkapazitäten/a (Schätzung)</p> <p>Die Angabe bezieht sich auf bestehendes Personal in den Netzbetriebs- und Planungsbereichen sowie der zentralen Netztechnik. Sollte zukünftig eine Vielzahl von Ortsnetzen mit einer DigOS-MELS ausgestattet werden, ist das Bilden neuer Stellen hierfür nicht ausgeschlossen.</p>
Personalaufwand bei Betrieb (<i>Angabe jährlicher Kosten</i>)	<p>Es wird eine Mitarbeiterkapazität/a von ca. 0,1 abgeschätzt. Diese Angabe bezieht sich auf Personal in der Leitwarte, als auch im dezentralen Netzbetriebsbereich. Hier kann vorerst auf bestehendes Personal zurückgegriffen werden. Da ein Projektfernziel die Autonomisierung von Betriebsprozessen ist, soll der Personalaufwand zukünftig generell eher reduziert als gesteigert werden.</p>



<p>Welche spezifischen Kenntnisse sind hierzu erforderlich?</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Kenntnisse im Bereich der Verteilnetzplanung • Kenntnisse im Bereich der Verteilnetzbetriebsführung • Kenntnisse im Bereich Batteriespeichereinsatz • Projekt- und Prozessmanagement
<p>Mögliche Finanzierungsquellen</p>	<p>Investitionsmittel, Fördermittel</p>
<p>Nutzen bei Übertragung</p>	
<p>Direkter Nutzen / Einsparungen</p>	<p>Durch den Projektansatz wird eine zuverlässige Energieversorgung in der Region OWL garantiert. Denn das Projekt „DigOS-MELS“ stellt eine Schlüsselkomponente zur Digitalisierung elektrischer Verteilnetze dar.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reduktion der Abschaltnotwendigkeit erneuerbarer Energien. In Zeiten sehr hoher EEG-Einspeisung kann es notwendig sein, die Stromerzeuger basierend auf erneuerbaren Energien abzuregeln, um die Stromnetze zu stabilisieren, da es sonst in der vorgelagerten Infrastruktur zur Überlastung kommt. Durch den integrierten Energiespeicher könnte diese „überschüssige“ Leistung aufgenommen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder abgegeben werden. Eine Abregelung entfällt hierdurch, wodurch die Menge nutzbarer erneuerbarer Energie steigt. • Hierdurch können eventuell notwendige konventionelle Netzausbaumaßnahmen, wie das Verstärken von Leitungen ebenfalls reduziert werden. • Energiedienstleistungen (z.B. Speichern und ausspeichern erneuerbarer Energie von Dritten, die an dem Verteilnetz angebunden sind) • Digitalisierungsschub durch die Digitalisierung elektrischer Stromnetze • Verbesserung der Netz-Spannungs- und Stromqualität • Reduktion von Ausfallzeiten • Gewährleistung der Netzstabilität



Indirekte Einsparungen

- Erweiterung des Geschäftsmodells der Netzbetreiber
- Technische Konzeptionierung der Ortsnetzstation unter Berücksichtigung der Netz- & Klimatechnischer Aspekte
- der Projektansatz unterstützt die nachhaltige Sicherung der Energieversorgung
- Stabilisierung elektrischer Energienetze (Maßnahmen zur Netzstabilisierung können lokal und effizient durchgeführt werden)



Langfristiger Nutzen (z.B. Welche Folgeprojekte werden ermöglicht?)

Die Weiterentwicklung des urbanen und ländlichen Lebensraums ist eng mit dem Infrastruktur-Ausbau verknüpft. Hiervon hängt die ökonomische und soziale Weiterentwicklung einer Gesellschaft ab. In diesem Kontext wird die elektrische Energieversorgung in der Zukunft eine Sonderstellung einnehmen. Denn die elektrisch Energienetzwerke werden unterschiedliche Struktur- und Lebensbereiche weitgehend miteinander verknüpfen. Die zunehmende Elektrifizierung aller Lebensbereiche (einhergehend mit der Weiterentwicklung der dezentralen Stromerzeuger) macht die Verteilnetzscheibe zukünftig zur Energiedrehscheibe in anwendungsnahen Bereichen. Diese Herausforderung lässt sich nur auf Seiten der Netzbetreiber und durch eine hochflexible und agile Prozessführung meistern. Dies gilt nicht nur für die Stromerzeugung aus regenerativen Energien, sondern auch für die E-Mobilität, umweltschonende Versorgung lokaler Rechenzentren und Cloud-Systeme sowie für alle anderen Anwendungsbereiche gleichermaßen.

Durch den innovativen Systemansatz wäre eine Energielogistik zukünftig denkbar, welche die Digitalisierung der elektrischen Energieversorgung mit regenerativen Energiequellen unter Einbeziehung der Sektorenkopplung hinsichtlich der systemtechnischen Ausgestaltung nachhaltig vorantreibt.)

Langfristig ergeben sich somit:

- Stabile Verteilnetze, mit hohem Integrationsgrad erneuerbarer Energien
- weiterer Ausbau der Verteilnetze mit digitalen Ortsnetzstationen
- Weiterführende Industrialisierungs-Ansätze zum Aufbau sicherer und autarker Industrienetze (Ausfallsicherheit, Reduktion der Abhängigkeit der Versorgungssicherheit der öffentlichen Stromversorgung, etc.)



Nutzen für Stakeholder (z.B.
Nutzen, der nur für Bürger:innen /
Unternehmen / ... anfällt)

Bürger:innen/Kommunen:

- Sichere Energieversorgung
- Gewährleistung der Spannungsqualität
 - o Schutz von Haushaltsgeräten durch bessere Spannungsqualität
- Integration von EEG-Anlagen der Prosumer

Unternehmen:

- Sichere Energieversorgung
- Gewährleistung der Spannungsqualität
 - o Schutz interner Maschinen und Geräte durch bessere Spannungsqualität
 - o Vermeiden von Strafen durch zu große Netzbeeinflussung (Harmonische, unsymmetrien, Flicker etc)
 - o Systemdienstleistung

Netzbetreiber:

- Höhere Versorgungsqualität führt zur besseren Bewertung für Konzessionsvergaben
- Gewährleistung der Netzqualität und Netzstabilität führt zur Vermeidung von Strafzahlungen
- Bonus durch das regulatorische Qualitätselement
- Effizienzsteigerung durch Betriebsautonomisierung



Hinweise

Rechtliche Rahmenbedingungen

Welche rechtlichen Rahmenbedingungen wurden analysiert (z.B. hinsichtlich Lizenzierungsüberlegungen, Genehmigungsverfahren, etc.)

- Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen (Regulatorik)
 - Batteriespeichereinsatz im Netzbetrieb
 - o Die Regulatorik und das sogenannte Unbundling (Trennung von Netzbetrieb und Stromerzeugung) sind in Bezug auf den Einsatz von Energiespeichern aus Sicht der Projektpartner noch immer nicht hinreichend geklärt.
 - o Energiespeicher nehmen gewissermaßen eine Sonderrolle ein, da sie je nach Betriebsrichtung (Laden, Entladen) entweder als Stromverbraucher oder als Stromerzeuger gelten.
 - o Zwar sind Energiespeicher ideal, um netzstabilisierend zu wirken, wodurch sie ein sehr sinnvolles Asset für den Netzbetrieb des Netzinfrastukturbetreibers darstellen. Durch deren derzeitige Einordnung als Verbraucher/Erzeuger im regulatorischen Sinne wird jedoch der technische Einsatz bezogen auf eine zu sichernde und steigernde Netzqualität erschwert.
 - Bau der Station auf öffentlichem Gelände samt entsprechender Genehmigungsverfahren
 - o Der Bau von Infrastrukturelementen im öffentlichen Raum wird heute vermutlich intensiver geführt, als je zuvor. Insbesondere Orte, die bspw. durch das nahe Aufstellen von Windkraftträdern betroffen sind, stehen derartigen Dingen oftmals kritisch entgegen. Neben den zugehörigen Genehmigungsverfahren, an denen eine Vielzahl von Stellen und Behörden beteiligt ist, war auch das Mitnehmen der Bürger vor Ort und ein entsprechender Dialog ein wichtiger Aspekt bei der Umsetzung.



<p>Welche rechtlichen Hürden sind aufgetreten? Wie konnten diese gelöst werden?</p>	<p>s.o.</p> <p>In Bezug auf die Einordnung des Batteriespeichers wurde der regulatorische Ansatz des Reallabors für Forschung – und Entwicklungsprojekte gewählt.</p> <p>Die Hürden zum Bau der Station im öffentlichen Bereich wurden gemäß vorhandener Genehmigungsverfahren gelöst. Hierbei wurden standardmäßige Verfahren angewendet.</p> <p>In Bezug auf die regulatorischen Hürden der Abschreibungsklassen bzgl. Smart Grid – Technologien wurden artverwandte Abschreibungsklassen ausgewählt.</p>
<p>Sonstige Erfahrungswerte</p>	
<p>Best Practices (<i>Was kann anderen Anwendern empfohlen werden?</i>)</p>	<p>Nicht an dem Status Quo festhalten, sondern offen für Innovationen sein.</p> <ul style="list-style-type: none">- Die elektrische Infrastruktur ist eine seit vielen Jahrzehnten gewachsene Infrastruktur mit in der Regel sehr langlebigen Komponenten. Schneller Wandel war bisher nichts, womit sich die Unternehmen im technischen Sinne stets auseinandersetzen mussten. Die eingeleitete Energiewende, welche mit der Integration dezentraler Stromerzeuger einhergeht, muss als disruptiver Prozess verstanden werden.- Oft neigt man dazu, Neuerungen und Innovationen zu bekämpfen und an dem Status Quo, d.h. an dem Bekannten festzuhalten. Nur durch das Festlegen eines bestimmten Ziels, einer entsprechenden internen Unternehmens-Kommunikation und der Überzeugung aller Mitarbeiter*Innen lässt sich in den Unternehmen ein nachhaltiger Wandel einleiten.- Dies kann jedoch nicht durch Vorgabe von oben heraus passieren, sondern muss von allen Mitarbeitern gewollt und gelebt werden.
<p>Lessons Learned (<i>Was kann nicht empfohlen werden? Was sollte vermieden werden?</i>)</p>	<p>siehe oben</p>



Umsetzung

Projektbestandteile	
Welche Teilprojekte gibt es und hat sich diese Einteilung bewährt?	<ul style="list-style-type: none"> • Entwicklung der Leistungselektronik und des Netzreglers • Entwicklung des Softwaresystems und Betriebsführungskonzepts • Auslegung und Bau der DigOS-MELS <p>Das Konzept hat sich grundsätzlich bewährt, wobei stets eine enge Zusammenarbeit in allen Teilbereichen notwendig ist, da eine unabhängige Weiterentwicklung der Teilbereiche zu Schnittstellenproblemen führen würde.</p>
Zeitschiene	
Gesamtzeitübersicht des Projektes (ggf. Zeitplan im Anhang)	Siehe Anhang: A1
Projektphasen und Meilensteine	Siehe Anhang: A2
Dauer von erster Überlegung zu Beschluss über Projektbeginn bis hin zu Projektabschluss / Betriebsaufnahme	<p>Das Konzept der digitalen Ortsnetzstation mit multifunktionalem Energie- und Leistungsserver ist grundsätzlich über einen Zeitraum von 5 Jahren entstanden. Das Projekt wird am Ende 3,5/4 Jahre in Anspruch genommen haben. Betriebsaufnahme erfolgt im letzten Viertel der Projektlaufzeit.</p> <p>Erstes Konzept: Ende 2015 Projektantrag: November 2018 Bewilligungsbescheid: Dezember 2018 Projektbeginn: Januar 2019 Projektende & Überführung in Regelbetrieb: September 2022 / Anfang 2023</p>
Stakeholder (ggf. Stakeholderübersicht im Anhang)	
Wie ist das Projektteam aufgebaut? (ggf. Projektorganigramm im Anhang)	<p>Projektkoordination: Westfalen Weser Netz GmbH;</p> <p>Teilprojektleitung FH Südwestfalen: Prof. Ortjohann-Fachgebiet Energieversorgung</p>
Welche Rollen gibt es im Projekt?	<ul style="list-style-type: none"> • Projektkoordination • Teilprojektleitungen in den Bereichen Leistungselektronik-Entwicklung, Software-Entwicklung, Stationsbau



<p>Welche spezifischen Kenntnisse sind erforderlich?</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Elektrotechnik • Informations- und Kommunikationstechnik • Automatisierungstechnik, Programmiersprachen • Datenbanken • Netzbetriebsführung • Netzsystemführung • Leistungselektronik • Mikroelektronik
<p>Wie hoch ist der Personalaufwand? (VZÄ für wie viele Monate aufgeschlüsselt nach Akteuren)</p>	<p>Projektkoordination 12 VZÄ 10 Monate; Leistungselektronik-Entwicklung 3 VZÄ 15 Monate; Software-Entwicklung 3 VZÄ 15 Monate; Stationsbau 3 VZÄ 6 Monate;</p> <p>In Summe ca. 3,5 VZÄ x 36 Monate.</p>
<p>Wie verändern sich die Personalanforderungen beim Übergang von Projekt zu Regelbetrieb?</p>	<p>Der Hohe Personalaufwand ist durch die sehr spezifischen Entwicklungsleistungen begründet. Nach Abschluss des Projektes wird diese nicht weiter benötigt. Zur Nutzung des Systems reicht bestehendes Personal in den Netzbetriebsstellen aus. Bei neuem Projekt, wird von einem Zehntel an Personalbedarf bei Planung, Aufbau und Installation ausgegangen.</p>
<p>Welche Verwaltungsebenen/Stellen müssen einbezogen werden?</p>	<p>Ausgehend von einem Netzbetreiber oder eines Industriebetriebes, welcher eine DigOS-MELS einsetzen möchte sind folgende Stellen einzubeziehen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mitarbeitende • Abteilungsleiter • Geschäftsführung <p>Der Netzbetreiber/Industrie-Abteilungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Planung • Betrieb • Assetmanagement • Zentrale Netztechnik
<p>Wie sieht das Modell zur Beauftragung bzw. zur Zusammenarbeit zwischen privatwirtschaftlichen Akteuren und Mandanten (z.B. Kommune aus)</p>	<p>Entwicklung soll durch Partnerschaft der beteiligten Partner in einem Start-Up zu Serienreife weiterentwickelt und vermarktet werden.</p>



Im Falle von konventioneller Beschaffung	Innovationspartnerschaft
Herausforderungen bei der Umsetzung	
<p><i>Ex Ante (Welche Hürden müssen vor Projektbeginn überwunden werden? Welche Lösungsansätze wurden gewählt?)</i></p>	<p>Finden passender Projektpartner für Umsetzung der Ideen und Konzepte. Hierzu sei ausgeführt, dass dies stets eine der Kernpunkte im Vorfeld zur Umsetzung innovativer Projekte ist. Bei den Projektbeteiligten WWN und dem Fachgebiet Energieversorgung FH-SWF handelt es sich um eine bereits langjährige Partnerschaft im Rahmen innovativer Projekte im Bereich einer zukunftsfähigen Energieversorgung. Der Netzbetreiber WWN hat sich vergleichsweise schnell bereit erklärt, sich an dem von dem Fachgebiet Energieversorgung der FH-SWF entwickelte Konzept einer DigOS-MELS im Rahmen des Projektes zu beteiligen.</p> <p>Aber auch in diesem Kontext ist zu berücksichtigen, dass eine Entscheidung zur Beteiligung seitens der Leitungsebene auch einer hinreichenden Sensibilisierung der beteiligten Mitarbeiter*Innen bedarf (siehe hierzu auch Punkt „Laufend“)</p> <p>Antragsstellung, sowie die Bereitstellung aller notwendiger Unterlagen ist sehr zeitaufwändig.</p> <p>Kontakte aus anderen F&E – Projekten</p>
<p><i>Laufend (Welche Herausforderungen gab es während des Projektverlaufs? Welche Lösungsansätze wurden gewählt?)</i></p>	<p>Entwicklung musste in kleinen Schritten mit ständiger Rückkopplung aller Teilentwicklungsbereiche erfolgen. Immer das passende (externe) Personal mit der notwendigen Expertise trotz des normalen Tagesgeschäftes für die Projektarbeiten Verfügung zu haben war eine Herausforderung. Die wurde gelöst durch eine entsprechende Kommunikation durch die Führungsebenen, die die Bedeutung des Projektes hervorgehoben haben.</p> <p>Corona-Krise, zeitweise nur Online-Meetings; gesperrte Laborbereiche; Mangel an Elektronik-Bauteilen globale Engpässe.</p>



Ex Post(Welche Herausforderungen mit Hinblick auf den Betrieb sind aufgetreten, z.B. Akzeptanz der Lösung, Betriebsverantwortlichkeit, Finanzierung des Betriebs? Welche Lösungsansätze wurden gewählt?)

Diese Frage kann noch nicht abschließend beantwortet werden, da sich die Station noch im Aufbau befindet. Erst nach Projektende können hierzu Aussagen getroffen werden.



Alternativen

Gab es zu den gewählten Lösungswegen betrachtete Alternativen?

Grundsätzlich gilt festzuhalten, dass es in Bezug auf das entwickelte System und die eingesetzte Technologie auf technischer Seite Alternativen geben mag. In Bezug darauf, was eine DigOS-MELS an Funktionen bietet sind diese aus Sicht des Projektkonsortiums zukünftig alternativlos. Betrachtet man nochmals die verbrauchernahe Verteilnetzebene, welche im Wesentlichen die Mittel- und Niederspannungsnetze umfasst, lässt sich zunehmend feststellen, dass die Kunden von heute die Energieproduzenten von morgen (Prosumer) sein werden. Der Energieüberschuss aus regenerativen Energien wird zukünftig mittels Batterien gespeichert oder z.B. über eine Power-to-Gas-Umwandlung in das öffentliche Gasnetz eingespeist werden müssen. Ein weiterer struktureller Wandel wird sich in nahe Zukunft aus der Elektromobilität ergeben. Insbesondere mit diesem Strukturwandel innerhalb der Verkehrssysteme werden sich nie dagewesene Herausforderungen für die elektrische Energieversorgung ergeben. Die zunehmende Elektrifizierung aller Lebensbereiche, einhergehend mit der Weiterentwicklung der dezentralen Stromerzeuger, macht die lokale und regionale Verteilnetzebene (Nieder- und Mittelspannungsnetze) zukünftig zur anwendungsnahen Energiedrehschleife. Diese Herausforderung lässt sich auf Seiten der Netzbetreiber nur durch eine hochflexible und agile Prozessführung meistern. Nur die Unternehmen, die sich aktiv an den notwendigen Entwicklungsprozessen beteiligen, werden sich in Zukunft in dem immer stärker einem Wettbewerb ausgesetzten Infrastrukturbereich behaupten können.

Somit bedarf es zur effizienten Nutzung weiterhin einer systemtechnischen Anpassung auf Seiten der Netzinfrastruktur. Der immer wieder vorrangig geforderte Leitungsausbau wird dieser Aufgabe nur bedingt gerecht: Die Frage der Systemstabilität bleibt hierbei nur unzureichend beantwortet! Diese Aufgabe wird zukünftig nur durch intelligente Systemtechnik mittels Digitalisierung in Kombination mit Energiespeichern und modernster Leistungselektronik gelöst werden können. Der Irrglaube, dass die Übertragungsnetzbetreiber diese Aufgabe bei abnehmender zentralisierter Kraftwerksleistung noch in gewohnter Weise leisten können, ist eine vielgehegte Wunschvorstellung, welche systemtechnisch in eine Sackgasse führt. Wenn die Stromerzeugung durch Nutzung regenerativer Energie dezentralisiert wird, muss auch die Systemstabilität der Erzeugung folgen und damit dezentral werden. Des Weiteren müssen neue Marktmodelle einfach

und schnell abbildbar sein. Diese komplexe Aufgabe lässt sich aus Sicht der Antragsteller zukünftig nur mit autonomen oder zumindest teilautonomen Versorgungssystemen und damit durch Digitalisierung effizient lösen.

Mit dem Projekt „Digitale Ortsnetzstation mit Multifunktionalem Energie- und Leistungs-Server (DigOS-MELS)“ wird hierzu eine neue Schlüsselkomponente in den realen Netzbetrieb überführt. Der Systemansatz basiert auf einem hochinnovativen elektronischen Netzregler in Kombination mit einem Batteriesystem. Zur differenzierten Erfassung der elektrischen Netzgrößen (Spannung, Strom, Leistung etc.) in den einzelnen Niederspannungsabgängen wird die an der Hochschule Südwestfalen im Fachgebiet Elektrische Energieversorgung entwickelte digitale Niederspannungsverteilung eingesetzt. Hierdurch entsteht ein durchgängiges digitales Automatisierungskonzept zur Betriebsführung elektrischer Verteilnetze von der Sensorik bis zur Aktorik. Mit einem solchen Systemansatz kann eine flexible und dynamische Systemführung strukturiert umgesetzt und damit die Digitalisierung elektrischer Verteilnetze unter Einbeziehung der Sektorenkopplung und neuer Marktmodelle vorangetrieben werden. In Kombination mit der „Fraktalen Automatisierungs-Architektur“ (BMBF-Projekt iNET-FA²) entsteht für die Digitalisierung elektrischer Energienetze ein offener und innovativer Lösungsansatz. Die Grundlagen zur „Digitalen Ortsnetzstation mit Multifunktionalem Energie- und Leistungs-Server (DigOS-MELS)“ wurden bereits mit öffentlich geförderten Forschungs- und Entwicklungsprojekte erarbeitet und steht dem Projekt im vollen Umfang zur Verfügung.

Aufgrund der hohen Innovationswirkung besitzt das Projekt DigOS-MELS Leuchtturmcharakter im Bereich der Digitalisierung elektrischer Versorgungsnetze und somit für die „Digitale Modellregion OWL“ mit dem Förderbereich „Digitale Stadtentwicklung“. Damit könnte die Region mit der Leitkommune Stadt Paderborn eine führende Stellung in dem Bereich digitaler Energienetze einnehmen. Weiterhin ist eine exzellente Übertragbarkeit auf andere Region und Unternehmen in NRW gegeben.

Welche Alternativen sind für Mandanten (z.B. Kommunen) empfehlenswert?

Siehe oben

Sonstiges



Anmerkungen

Haben Sie weitere Kommentare
oder Anregungen?

Keine Kommentare oder Anregungen.