

HIER FINDET DIE ENERGIEWENDE STATT.

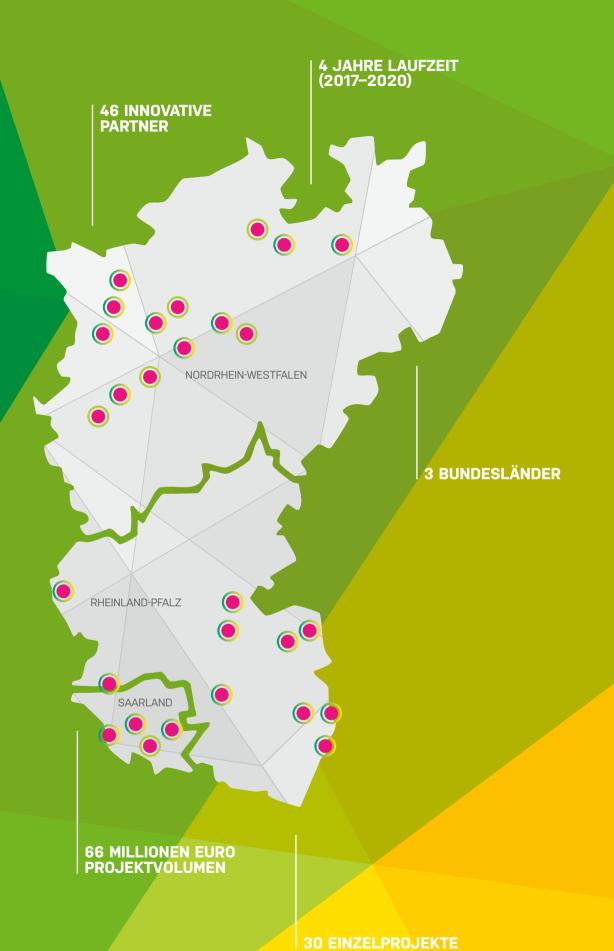
DIE ENERGIEWENDE STELLT EINE GROSSE HERAUSFORDERUNG FÜR DIE VERTEILNETZE DAR. UM DIESEN GERECHT ZU WERDEN, SIND NEUE LÖSUNGEN ERFORDERLICH.

Im Energiesystem der Zukunft verändern sich Stromerzeugung und -verbrauch. Diese Veränderungen deuten sich bereits heute an. Schon jetzt gibt mehr als 1,7 Millionen dezentrale Erzeugungsanlagen, die grünen Strom aus Windkraft, Sonnenenergie oder Biomasse ins Netz einspeisen. Davon sind mehr als 90 Prozent an die Verteilnetze angeschlossen. Dabei schwankt die Einspeisung aus erneuerbaren Energien im Jahresverlauf und je nach Tageszeit und Wetter. Das Stromnetz muss diese Schwankungen ausgleichen. Je mehr Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an das Verteilnetz angeschlossen werden, umso mehr fallen Stromschwankungen bei wechselnden Wetterverhältnissen ins Gewicht. Gleichzeitig wandelt sich aber auch der Stromverbrauch: Elektromobilität und die Kopplung verschiedener Sektoren wird das Verbrauchsverhalten von Privathaushalten aber auch Unternehmen verändern.

Das Ziel von DESIGNETZ ist es, den dafür notwendigen Rahmen zu schaffen und neue Lösungen zu entwickeln. So kreieren wir die Blaupause für das Stromnetz der Zukunft. Wir wollen die erneuerbaren Energien in das Energiesystem integrieren und gleichzeitig den Netzausbau auf ein Minimum reduzieren. Um dieses Ziel zu erreichen, müssen viele Einzellösungen zu einem Gesamtsystem vereinigt werden. DESIGNETZ integriert rund 30 innovative Energieprojekte in ein intelligentes Energienetz. Dabei gilt es, Versorgungssicherheit auch in Zukunft zu gewährleisten.

DESIGNETZ erstreckt sich über die drei Bundesländer Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und das Saarland. Hier leben
nicht nur mehr als 22 Millionen Menschen, die Länder bilden
auch alle wesentlichen energiewirtschaftlichen Herausforderungen ab, die es im Rahmen der Energiewende zu berücksichtigen gilt. Die Mischung aus dünn besiedelten Regionen,
Metropolen und Industriezentren ist typisch für Deutschland.
Die Kombination der drei Bundesländer bildet daher eine ideale
Modellregion. Die dort zu erwartenden Ergebnisse lassen sich
nahezu auf alle Bundesländer in Deutschland übertragen.

Im Projekt wird ein breites Portfolio an technischen und marktdienlichen Lösungen in unterschiedlichen Netzen und Netzebenen realisiert, im Betrieb analysiert und bewertet. Die DESIGNETZ-Teilprojekte repräsentieren dabei unterschiedliche Lösungsstrategien und adressieren die Bereiche Energiemarkt/-handel, intelligenter Netzbetrieb sowie Informationsund Kommunikationstechnik. Jedes der Teilprojekte stellt eine neuartige Lösung im lokalen Kontext und der entsprechenden Versorgungsaufgabe dar.



ERFAHRENE PARTNER AUS EINER DER WIRTSCHAFTS-STÄRKSTEN REGIONEN DEUTSCHLANDS





























































































FÖRDERPROGRAMM SINTEG: SCHAUFENSTER INTELLIGENTE ENERGIE

Im Februar 2015 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) das Förderprogramm "Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG)" ins Leben gerufen. Die Energiezukunft soll durch fünf Schaufenster betrachtet und in Modellregionen großflächig erprobt und erlebbar gemacht werden.

Als Teil des Maßnahmenpakets "Innovative Digitalisierung der Deutschen Wirtschaft" ist SINTEG ein wichtiges Element der Digitalen Agenda der Bundesregierung. Ziel des Förderprogramms ist die Entwicklung von Musterlösungen für eine klimafreundliche, verlässliche und effiziente Energieversorgung bei hohen Anteilen schwankender Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie.

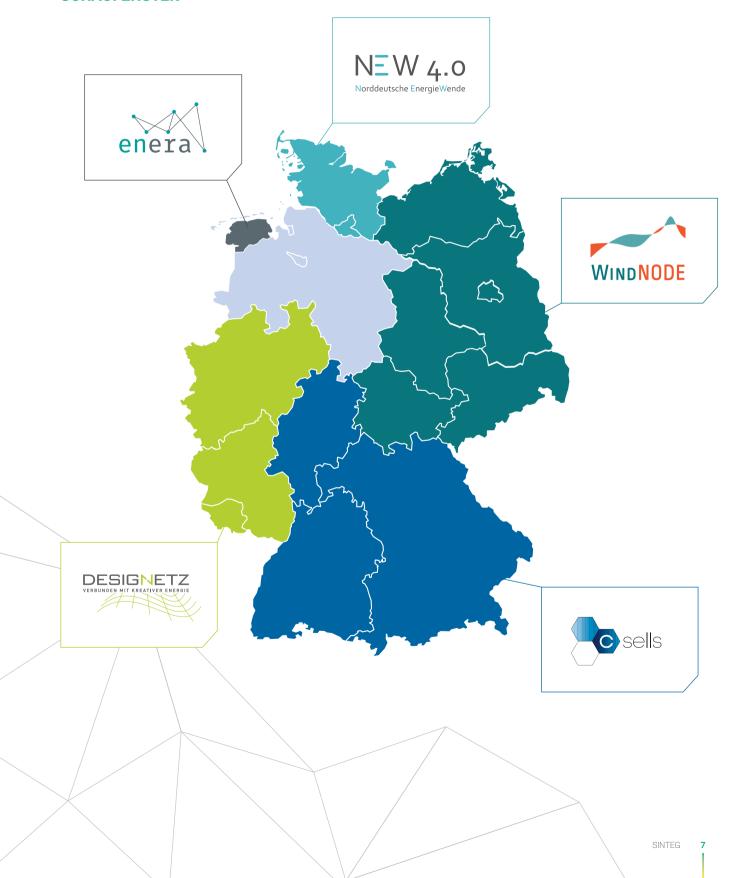
Im Mittelpunkt des Programms stehen dabei intelligente Netze, die flexibel auf die zunehmend dezentrale Einspeisung von regenerativem Strom reagieren können. Die ausgewählten Modellregionen werden über vier Jahre mit insgesamt bis zu 230 Millionen Euro gefördert. DESIGNETZ ist das Schaufenster für die Modellregion Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Saarland.







DIE FÜNF "SINTEG" SCHAUFENSTER



POLITISCHER BEIRAT

Das Verteilnetz für die Energiewende fit zu machen ist nicht nur eine technische, sondern auch eine politische Herausforderung. Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen müssen verändert werden, damit die Energiewende gelingen kann.

Der Beirat bildet die Schnittstelle zwischen Projekt und Politik. Er trägt die Projektergebnisse in die Parlamente und Regierungen und vermittelt die Erwartungen der Politik an die Projektpartner. Er ist besetzt mit den für die Energiewende verantwortlichen Ministern der drei beteiligten Bundesländer, sowie im Fall des Saarlandes zusätzlich mit einem Vertreter der Staatskanzlei. Mindestens einmal im Jahr tritt der Beirat während der Projektlaufzeit zusammen, um die von DESIGNETZ entwickelten Handlungsempfehlungen zum ordnungspolitischen und regulatorischen Rahmen zu begleiten und zu kommentieren.



"Mit DESIGNETZ entwickeln wir die Blaupause für das Energiesystem der Zukunft. Wir erarbeiten gemeinsam mit unseren 45 Projektpartnern die notwendigen Konzepte für das Gelingen der Energiewende. Dabei ist DESIGNETZ weit mehr als ein technisches Projekt. Wir wollen die unterschiedlichen Akteure zusammenbringen und ihre jeweiligen Stärken vereinen. Denn wir sind der Überzeugung, dass die Energiewende nicht durch Alleingänge sondern nur durch Kooperationen gelingen kann. Deswegen entwickeln wir einen dezentralen und marktbasierten Ansatz, der ohne zentrale Steuerung auskommt und dennoch die Systeme miteinander vernetzt: Wir zeigen Wege für die Energieflüsse der Zukunft, ohne die Routen vorzugeben. Und wir sorgen für eine möglichst kosteneffiziente Umsetzung der notwendigen Maßnahmen. So schaffen wir die Voraussetzung dafür, dass wir die gesetzten Klimaziele gemeinsam erreichen können."

Hildegard Müller | Vorstand Netz & Infrastruktur innogy SE



"Dieses wichtige Zukunftsprojekt soll uns zeigen, wie ein dezentraleres Energiesystem flexibel und effizient gesteuert werden kann und gleichzeitig die Versorgung sichert. Dabei spielt die Digitalisierung eine Schlüsselrolle. Nordrhein-Westfalen ist mit seiner starken industriellen Infrastruktur, seinen innovativen Unternehmen und einer sehr dichten Forschungslandschaft ein idealer Partner, um so Lösungen für die Transformation des Energiesystems zu entwickeln."

Prof. Dr. Andreas Pinkwart | Minister für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein- Westfalen



"Zentralität ist alt und vorbei. Wir müssen neue, intelligente, dezentrale Ansätze finden, um den vielfältigen Herausforderungen der Energiewende gerecht werden zu können. Die Zielsetzung ist ganz klar: Wir wollen eine wirklich intelligente und gleichzeitig auch kostengünstige Lösung erreichen. Investitionsanreize müssen richtig gesetzt werden. Wir sollten weniger auf Kupfer setzen, sondern stärker intelligente Lösungen unterstützen."

Ulrike Höfken | Ministerin für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten des Landes Rheinland-Pfalz



"Großes entsteht immer im Kleinen – damit werben wir als kleinstes aller Bundesländer für das Saarland. Der Leitsatz könnte ebenso ein treffender Arbeitstitel für DESIGNETZ werden: Unser Ziel ist es, den Strommarkt vom Kopf auf die Füße zu stellen. Das smarte Vor-Ort-Netz für den Bürger und die regionalen Ausgleichsoptionen werden immer mehr in den Vordergrund rücken. Die großen Versorgungszentralen werden in einem immer digitaler werdenden Verteilnetz an Bedeutung für die Regelungsaufgaben verlieren. Bürgerinnen und Bürger sowie die Unternehmen sind nicht mehr nur Konsumenten, sondern erzeugen individuell Energie und speisen diese je nach Verbrauch in die Verteilernetze mit ein.

Wo genau herrscht aber wann welcher Bedarf an Strom? Das ist die entscheidende Frage bei der Verlagerung der Stromerzeugung auf ein dezentral dominiertes System. Um zu ermitteln, wo Engpässe oder Überkapazitäten herrschen, braucht es hochsensible Messtechnik, die die Strombelastungen im Netz wie in einem Ampelsystem anzeigen, um die Ströme dann ohne Netzüberlastung auf die Verbraucher zu verteilen. Informations- und Kommunikationstechnik spielen daher eine wesentliche Rolle für den Umbau der Energielandschaft. Im Saarland sind wir bestens gerüstet für diese Aufgabe: Mit Unternehmen wie Voltaris und Comet, die zu den hidden champions auf dem Gebiet der Messstellentechnik zählen, können wir in DESIGNETZ an der Sensorik, Aktorik sowie der Kommunikation der Verteilnetze feilen. Wir entwickeln die Fühler für die Flussrichtung des Stroms."

Anke Rehlinger | Ministerin für Wirtschaft, Arbeit, Energie und Verkehr und stellvertretende Ministerpräsidentin des Saarlands



"Durch die Energiewende wird unsere Energieversorgung grüner und klimafreundlicher, aber eben auch deutlich komplexer. DESIGNETZ entwickelt Lösungen, um nicht zuletzt mittels Digitalisierung mit dieser zunehmenden Komplexität umzugehen. Mich freut es sehr, dass das Saarland als wichtiger Informatik-Standort hier wertvolle Beiträge zur Digitalisierung unserer Stromversorgung leisten kann. Im politischen Beirat haben wir unsererseits die Aufgabe, Vorschläge für Änderungen des regulatorischen Rahmens zu machen, damit solche neuen technischen Lösungen und Ansätze eine ökonomische Chance haben."

Jürgen Lennartz | Staatssekretär und Chef der Staatskanzlei des Saarlandes





SMART STATION: UMSPANN-ANLAGE WIRD ZUR ENERGIE-UND DATEN-DREHSCHEIBE

Die Westnetz GmbH baut die Umspannanlagen Pfaffendorf, Bedburg, Oberaußem und Ichendorf zu Energie- und Datendrehscheiben aus. Sie werden dadurch zu sogenannten Smart Stations, die Umspannanlagen verbinden, das Hochspannungsnetz mit dem 20kV-Mittelspannungsnetz.

Das Ziel des Teilprojekts ist die Integration von Flexibilitäten auf Mittel- und Hochspannungsebene, um Energieangebot und -nachfrage möglichst lokal auszugleichen. Ein lokaler Ausgleich reduziert die Leistungsflüsse und damit auch die Übertragungskapazität der eingesetzten Betriebsmittel. Gleichzeitig verringert sich die Notwendigkeit, überlagerte Hoch- und Höchstspannungsnetze in den Ausgleich einzubeziehen. In der Folge kann Strom aus Erneuerbaren Energien besser genutzt werden. Systemstabilität und Versorgungssicherheit erhöhen sich und Netzknotenpunkte werden effizienter betrieben.

Umbau auf Hochspannungsseite

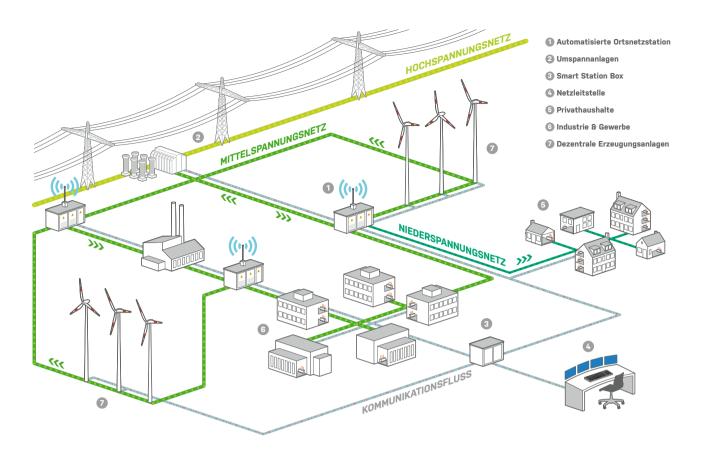
In einer Umspannanlage nimmt die Westnetz einen überlastfähigen 110kV-Transformator in Betrieb. Mit ihm kann der Verteilnetzbetreiber flexibel auf das schwankende Angebot, zum Beispiel aus Erneuerbaren Energien aus Wind und Sonne, reagieren. Es wird dadurch möglich, mehr Erneuerbare Energien in das Stromnetz zu integrieren.

Darüber hinaus verwendet Westnetz in den Umspannanlagen innovative Betriebsmittel, die einen intelligenteren Betrieb und einen detaillierten Einblick in die aktuelle Netzsituation ermöglichen. Alle Informationen werden digitalisiert und stehen unmittelbar zur Verfügung, sodass auch die Schutzund Überwachungsfunktionen der Betriebsmittel digital gesteuert werden können.

Umbau im Mittelspannungsnetz

Im Mittelspannungsnetz werden an ausgewählten Netzknotenpunkten Ortsnetzstationen eingesetzt, die eine Mess- und Steuerfunktion bieten. Dies ermöglicht, in Verbindung mit der Smart Station Box als übergeordneter Intelligenz, eine bessere Überwachung und Steuerung des Stromnetzes. Die Smart Station Box ist das Herzstück der dezentralen Netzsteuerungslösung. Sie ermittelt aufgrund des aktuellen Netzzustandes sowie mit Hilfe von Wetter- und Belastungsprognosen den bestmöglichen Schaltzustand und übermittelt ihn als Vorschlag an die Netzführung. Über die Smart Station Box kann der Verteilnetzbetreiber auch privat, gewerblich oder kommunal zur Verfügung gestellte Flexibilität ansteuern und netzdienlich abrufen. Über die Anbindung der Smart Station an das System Cockpit von DESIGNETZ ist prinzipiell auch die Vermarktung von Flexibilität möglich.







WISSENSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

In der Smart Station kommen diverse innovative Technologien zum Einsatz, deren Zusammenspiel wissenschaftlich ausgewertet werden kann.

Überlastfähiger Transformator

Die Ausführung des Transformators geht über die heute üblichen Merkmale von Leistungstransformatoren hinaus. Durch die Verwendung eines Hybrid-Isoliersystems, einer drehzahlgesteuerten Lüftung und eines Monitoring-Systems kann der Transformator dynamisch auf ein temporär auftretendes Überangebot von regenerativer Einspeisung reagieren. Er kann seine Durchleitungskapazität vollständig ausnutzen, ohne die maximal zulässige Belastungsgrenze zu überschreiten.

Optische Messsysteme

Anstelle konventioneller Spannungs- und Stromwandler kommen in der Smart Station optische Messsysteme zur Erfassung von Spannung und Strom zum Einsatz. Hierbei werden innovative Sensoren verwendet, die erst vor Kurzem marktreif wurden.

Intelligenter Prozessbus

Die Überlastfähigkeit des Transformators machte ein neues, innovatives Schutz- und Leittechnikkonzept mit getrenntem Stations- und redundantem Prozessbus erforderlich. Die konventionelle Kupferverkabelung wurde durch Lichtwellenleiter ersetzt. Alle Informationen werden nur noch digital verarbeitet. Der Einsatz digitaler Komponenten ermöglicht die Fernüberwachung des Transformators sowie einen Fernservice bis hin zur Prozessebene.

Mittelspannungs-Schaltanlage

In der Mittelspannung kommt ein alternatives umweltfreundliches Isoliergas zum Einsatz. Der Einsatz von innovativen Sensoren gibt eine bessere Auskunft über den Netzzustand.

SMART STATION (D13)

FLÄCHE DES BETROFFENEN VERSORGUNGSGEBIETS

Leistung 9MW/6,5 MWh

NETZANSCHLÜSSE

über 100.000

EINSPEISUNG ERNEUERBARER ENERGIE

> 90 MW

PHOTOVOLTAIK-ANLAGEN

> 1.200

ANSPRECHPARTNER/IN

Jens-Christoph Müller Westnetz GmbH

EMIL – ENERGIENETZE MIT INNOVATIVEN LÖSUNGEN: INTELLIGENTE NETZFÜHRUNG

Die VSE AG, die energis Netzgesellschaft mbH und die Stadtwerke Saarlouis GmbH entwickeln und erproben gemeinsam mit diversen Partnern innovative Technologien zur Netzführung. Das Ziel ist die Schaffung einer Infrastruktur, mit der Erneuerbare Energien in das Energieversorgungssystem auf der Mittelspannungs- und Niederspannungsebene besser integriert werden können. Dabei will man witterungsbedingten Schwankungen der Einspeisung sowie neuen Lastszenarien (z.B. Elektromobilität) durch die Nutzung von Flexibilitäten begegnen.

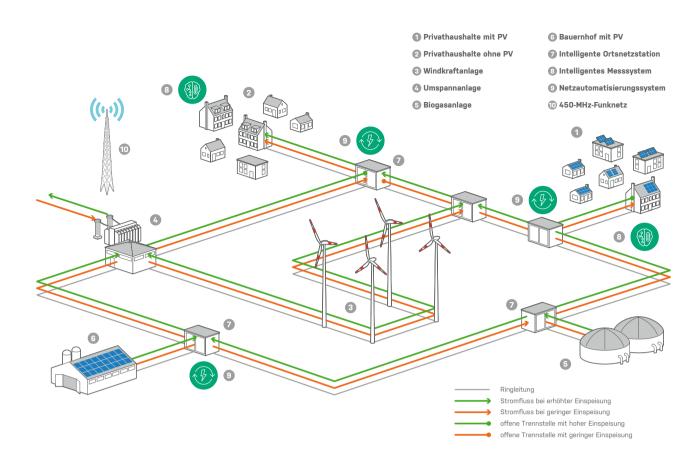
Die Betreiber wollen nicht nur neue Technologien erproben, sondern auch Erkenntnisse sammeln, wie die Netzplanung in Zukunft angepasst werden kann. Die energis Netzgesellschaft realisiert das Projekt in zwei ländlichen Netzgebieten in Perl/Mettlach und Freisen, die Stadtwerke Saarlouis GmbH im städtischen Netz von Saarlouis.

Die eingesetzten Technologien

Zum Einsatz kommen Komponenten des Systems iNES zur Netzführung in der Niederspannung, die von den Projektpartnern SPIE SAG und Bergische Universität Wuppertal entwickelt wurden. Daneben testet das Projekt elektrotechnische Komponenten der Hager Electro GmbH & Co. KG.

Intelligente Messsysteme, wie sie das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vorsieht, werden in das System integriert, netzdienlich eingesetzt und in Netzbetriebskonzepten berücksichtigt.





Durch den Einbau moderner Netzkomponenten entstehen außerdem regelbare Ortsnetz-Transformatoren und fernsteuerbare Ortsnetzstationen. Durch die abgestimmten Einzelmaßnahmen entsteht ein intelligentes Netz, in dem die Energieflüsse effizient gesteuert werden können: sowohl bei hoher als auch bei niedriger Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Über das Energy Gateway werden die innovativen Energienetze an das System Cockpit von DESIGNETZ angeschlossen.



WIRTSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Können smarte Netze die gesamtwirtschaftlichen Kosten der Energiewende reduzieren und die Nutzung dezentral erzeugter Energie verbessern? Auf diese wichtige Frage wird das Projekt Antworten geben. Die Auswirkungen smarter Netze – einerseits der sinkende Investitionsbedarf für Verkabelungsmaßnahmen, andererseits die steigenden Betriebskosten – sollen transparent gemacht werden. Hier gilt es vor allem das Dilemma der Netzbetreiber zu beziffern, die Rückflüsse nur für Investitionen über die Kapitalverzinsung erzielen, nicht aber über den Betriebsaufwand. Die Ergebnisse können für eine Anpassung des regulatorischen Rahmens genutzt werden.



WISSENSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Das Projekt sammelt Erfahrungen, die Netzbetreiber und Technologielieferanten aus der Industrie gezielt auswerten können, um neue Ansätze für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben zu gewinnen.

EMIL – ENERGIE-NETZE MIT INNOVA-TIVEN LÖSUNGEN (D15, D17)

EINWOHNER IN DEN BETEILIGTEN REGIONEN

ca. 30.000

INSTALLIERTE LEISTUNG WINDENERGIE/PHOTOVOLTAIK

über 150 MW/ca. 11 MWp

INSTALLIERTE LEISTUNG

BIOMASSE

0,52 MW

LEISTUNG BHKW

ca. 0,3 MW

POWER TO HEAT

48 kW – erweiterbar auf 180 kW

WÄRMEPUMPEN

ca. 1 MW

ANSPRECHPARTNER/IN

Alexander Schalk VSE AG

ENERGIESTUDIO RHEINHESSEN GALERIE NETZ: NEUER MITTEL-SPANNUNGSLÄNGSREGLER ERHÖHT NETZAUSLASTUNG

Die ländlich geprägte Region Rheinhessen erlebt einen kräftigen Zubau von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen. Wegen der geringen Last in diesem ländlichen Raum muss der Strom über das Mittelspannungsnetz in die städtischen Lastzentren transportiert werden. Dafür waren die Verteilnetze ursprünglich nicht ausgerichtet. Um einen kostspieligen Ausbau der Netze möglichst zu vermeiden, setzt die EWR Netz GmbH in ihrem Mittelspannungsnetz innovative Betriebsmittel zur Erhöhung der Netzkapazität ein.

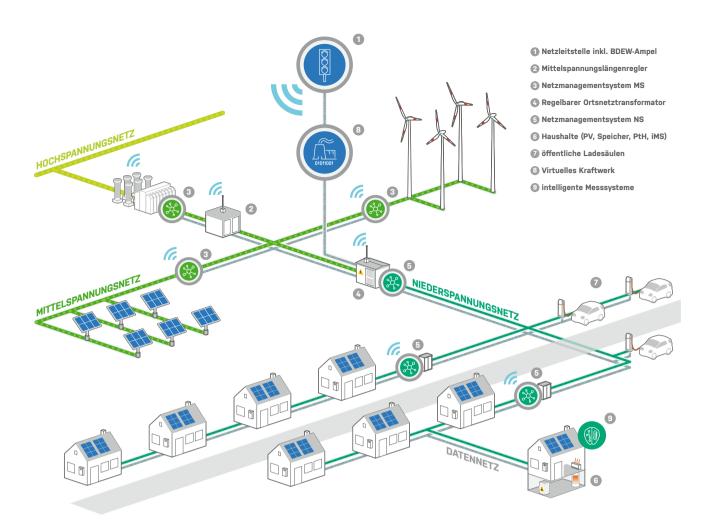
Das wichtigste Element ist dabei ein neuer Mittelspannungslängsregler, der die Spannungsschwankungen ausgleicht, die durch die ungleichmäßige Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen verursacht werden.

Das Gesamtsystem aus Live-Netzberechnung, Weitbereichsregelung, Mittelspannungsregelung und regelbaren Ortsnetztransformatoren wird von Netzmanagementsystemen (MS, NS) automatisch gesteuert.

Der Mittelspannungslängsregler erhöht in der Folge die Kapazität des Netzes, da seine physikalischen Grenzen besser ausgenutzt werden. Bisher musste der Netzbetreiber zu große Spannungsschwankungen durch eine Abschaltung von Erzeugungsanlagen verhindern. Dies ist mit dem Mittelspannungslängsregler nicht mehr nötig, sodass insgesamt mehr Strom aus erneuerbaren Energiequellen verwertet werden kann.

Ziel des Projekts ist die Verlässlichkeit der Automatisierung und das Zusammenspiel der einzelnen Betriebsmittel nachzuweisen und zu optimieren.







WIRTSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Innovative Betriebsmittel sind eine kostengünstige und zeitsparende Alternative zum aufwendigen Netzausbau. Es sind unter anderem keine langwierigen Genehmigungsverfahren für neue Leitungstrassen erforderlich. Intelligentere Netze können mit dem gewünschten schnellen Ausbau der Erneuerbaren Energien besser Schritt halten und sorgen damit für eine wirtschaftlichere Energiewende.

ENERGIESTUDIO RHEINHESSEN GALERIE NETZ (D14)

UMFANG

100 virtuelle Anlagen

GESAMTLEISTUNG

80 MW

GESAMTLEISTUNG DES

VIRTUELLEN ANLAGENPOOLS variabel gestaltbar 0,1 bis 80 MW

JAHRESHÖCHSTLAST

3 MW

GESCHWINDIGKEIT FÜR

LEISTUNGSANPASSUNGEN

5 bis 15 Minuten

TECHNISCHE INBETRIEBNAHME

Januar 2019

START DESIGNETZ-ANBINDUNG

August 2019

ANSPRECHPARTNER

Uwe Ohl, Markus Koch EWR Netz GmbH

POLY ENERGY NET: HOLONE - DYNAMISCHE TEILNETZE BILDEN RESILIENTES ORTSNETZ

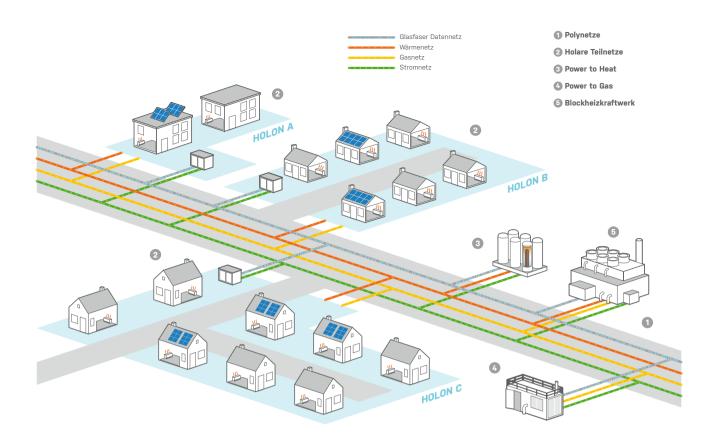
Die Stadtwerke Saarlouis entwickeln mit dem PolyEnergyNet ein resilientes Ortsnetz, das aus autonomen Teilnetzen, sogenannten "Holonen", besteht. Die Teilnetze sind nicht statisch. Sie passen sich dynamisch der jeweiligen Netzsituation an und reorganisieren sich untereinander, um stets die optimale Versorgungssituation zu gewährleisten.

Die Strom-, Wasser- und Gasnetze wurden zur Steuerung der Holone mit einem Glasfasernetz gekoppelt. Strom, der von lokalen Photovoltaikanlagen erzeugt wird, kann so zum Beispiel intelligent gesteuert in einer Power-to-Heat-Anlage in Wärmeenergie umgewandelt werden. Dies vermeidet hohe Übertragungsverluste und beugt Spannungsbandproblemen vor. Durch die Sektorkopplung entsteht ein gesamteffizientes Polynetzwerk.

Intelligente Netzsteuerung

Um die Holone zu realisieren, entwickelten die Projektpartner verschiedene Systeme, die den Betrieb autonomer Teilnetze in einer kritischen Netzinfrastruktur ermöglichen. Hierzu zählen das Holonmanagement als dezentrale Intelligenz, integrierte Messkonzepte, Echtzeitdatenmanagement, Ist-Zustandserkennung, Prognoseverfahren und die dazugehörigen Protokolle der Gesamtsteuerung. Eine Angriffs- und Anomalienerkennung überwacht das IKT-Netz ununterbrochen, erkennt Angriffe und Störungen, klassifiziert sie und leitet entsprechende Gegenmaßnahmen ein.





Die Ergebnisse, die PolyEnergyNet bei der Realisierung eines intelligenten Netzautomatisierungssystems auf Niederspannungsebene erzielte, flossen in das Teilprojekt >EMIL – Energienetze mit innovativen Lösungen« ein. Das PolyEnergyNet wird in das Netzautomatisierungskonzept von DESIGNETZ und die Datenkaskade integriert.



WISSENSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

PolyEnergyNet hat mit dem >holaren Modell« ein neues Paradigma für die Steuerung des Energiesystems entwickelt. Bisherige Modelle sehen eine starre, hierarchische oder baumartige Struktur vor. Das holare Modell ist dagegen dynamisch. Je nach Bedarf ordnen sich die >holaren Elemente«, also die Erzeuger, Verbraucher, Speicher und Leitungselemente, zu sich selbst steuernden Gruppen, den >Holonen«, neu an.

POLYENERGYNET (H9)

PHOTOVOLTAIK-LEISTUNG IM TESTGEBIET

116 kWp

INTELLIGENTE MESSSYSTEME

28

FLEXIBILITÄTSPOTENZIAL POWER-TO-HEAT

48 kW/70 kWh

(erweiterbar auf 180 kW/260 kWh)

ANSPRECHPARTNER/IN

Dr. Ralf Levacher, Steven Rink Stadtwerke Saarlouis GmbH

SMART COUNTRY: EIN INTELLIGENTES VERTEILNETZ IM KLEINEN

Das Verteilnetz in der Region war nicht darauf vorbereitet, große Mengen Strom aus regenerativen Energiequellen aufzunehmen. Der Verteilnetzbetreiber stand vor der Aufgabe, das ländliche Stromnetz zu modernisieren, ohne die Energiewende durch kostspieligen Ausbau unnötig zu verteuern. Im Eifelkreis Bitburg-Prüm betreibt innogy ein intelligentes Verteilnetz, das bereits einige Elemente von DESIGNETZ enthält. Smart Country verknüpft unterschiedliche Komponenten, um in einem ländlichen Raum die Einspeisung von mehr Strom aus Erneuerbaren Energien zu ermöglichen.

Informations- und Kommunikationstechnik zur Messung der Spannung in Mittel- und Niederspannungsnetzen Mit Hilfe der Daten wird die Spannungsregelung in einer 110kV-Umspannanlage optimiert, die das lokale Verteilnetz mit dem überregionalen Stromnetz verbindet. Damit ist eine sogenannte Weitbereichsregelung möglich, mit deren Hilfe Spannungsschwankungen um durchschnittlich 30% verringert werden.

Eine Biogasanlage mit angeschlossenem Blockheizkraftwerk (BHKW) zur bedarfsgerechten Strombereitstellung

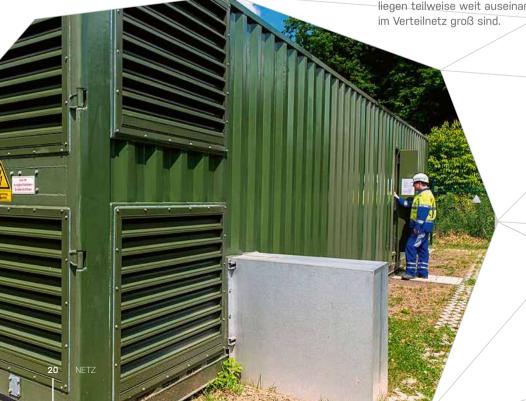
Das BHKW erzeugt nur in den Nachtstunden Strom, wenn Photovoltaik-Anlagen keinen Strom mehr produzieren können. Ein Teil der Abwärme des BHKW wird zur Intensivierung des Gärprozesses eingesetzt, was die Biogasausbeute bei gleichem Biomasseeintrag um rund acht Prozent steigert.

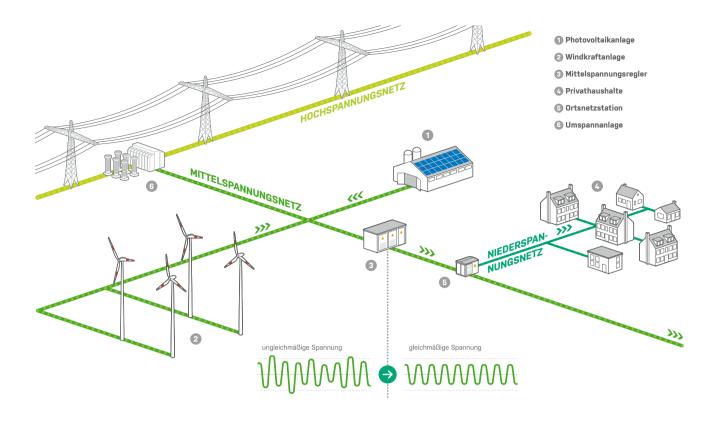
Starke Kabelstrecken und kürzere Weg zu Netzknotenpunkten

Diese Maßnahmen ermöglichen die Aufnahme von mehr grünem Strom im Verteilnetz. Von der 110kV-Umspannanlage gehen strahlenförmig querschnittsstarke Kabel in die Region, bevor das örtliche Verteilnetz den weiteren Stromtransport übernimmt. Bei gleicher Leitungslänge können so mehr dezentrale Erzeugungsanlagen an das Verteilnetz angeschlossen werden.

Vernetzlösung für ländliche Regionen

Das 1.626 Quadratkilometer große Testgebiet von Smart Country ist mit 30 Einwohnern pro Quadratkilometer dünn besiedelt. Entsprechend gering ist die Last. Die Jahreshöchstlast beträgt 3 MW. Die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen (Wind, Photovoltaik, Biogas) beläuft sich dagegen auf 50 MW. Die 1.400 Hausanschlüsse im Testgebiet liegen teilweise weit auseinander, sodass die Leitungslängen im Verteilnetz groß sind.







WIRTSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Ertüchtigung des Verteilnetzes – Smart Country vermeidet einen kostspieligen Ausbau des Verteilnetzes, indem es lokale Flexibilitäten nutzt und durch intelligente Steuerungstechnik den Netzbau auf ein Minimum reduziert. Verglichen mit der alternativen Verlegung neuer Kabel reduzieren die Spannungsregler im Projekt die Kosten um bis zu 21 Prozent.

Landwirte werden Energiewirte – Im ländlichen Raum konzentrieren sich großflächige Photovoltaik- und Biogasanlagen. Durch die sinnvolle Kombination der beiden Erzeugungsarten lässt sich die Volatilität von Sonnenstrom durch die Verstromung von Biogas ausgleichen. Biogasanlagen werden so zu lukrativen, steuerbaren Energie-Lieferanten, mit denen sich höhere Renditen erzielen lassen als mit Biogasanlagen, die kontinuierlich Strom ins Netz einspeisen. Zurzeit gibt es rund 9.000 Biogasanlagen in Deutschland. Durch die Nachrüstung eines Biogasspeichers würden sie ein Stromspeichervolumen erreichen, das rund der Hälfte der Energie entspricht, die derzeit in deutschen Pumpspeicherkraftwerken gespeichert werden kann.

Biogasspeicher haben einen Wirkungsgrad von über 98 Prozent und bieten die gleiche Funktionalität, wie ein Pumpspeicherkraftwerk. Benachbarte Biogasanlagen können zu einem virtuellen Stromgroßspeicher verknüpft werden.



WISSENSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Spannungsreglung im Verteilnetz

Die im Teilprojekt Smart Country gewonnen Erkenntnisse werden im Rahmen von DESIGNETZ wissenschaftlich ausgewertet, um effiziente Regelungssysteme für Verteilnetze zu entwickeln. Besonders interessant ist hierbei der Mittelspannungsregler, der vielfach in der Lage ist, Spannungsschwankungen in den angegliederten Ortsnetzen auszugleichen.

SMART COUNTRY (H8)

GRÖSSE DES TESTGEBIETES

178 km²

BESIEDLUNG

30 Einwohner/km²

HAUSANSCHLÜSSE

1.400

JAHRESHÖCHSTLAST

3 MW

ERZEUGUNGSLEISTUNG ERNEUER-BARE ENERGIEN

50 MW

MASSNAHMEN ZUR VERTEIL-NETZ-ERTÜCHTIGUNG

- IKT Technik zur Strommessung
- Biogasspeicher mit BHKW
- Starke Kabelstrecken
- Mittelspannungsregler

ANSPRECHPARTNER/IN

Klaus Landwehr Westnetz GmbH

PROAKTIVES VERTEILNETZ: FLEXIBILITÄTEN IN MARKT UND VERTEILNETZ

Das Proaktive Verteilnetz ist ein vom BMWi gefördertes Projekt mit innogy als Konsortialführer. Es widmet sich der Erforschung eines innovativen, offenen, diskriminierungsfreien, standardisierten und übertragbaren Gesamtsystems der Stromversorgung. Damit ist es innerhalb der innogy Gruppe ein wesentliches Vorgängerprojekt von DESIGNETZ.

Das Ziel des Projekts ist es, die in einem Verteilnetz vorhandenen Kapazitäten bei größtmöglicher Betriebssicherheit optimal zu nutzen und dadurch Ausbaukosten gering zu halten. Dazu wurde ein Prototyp parallel zum gegenwärtigen Stromversorgungssystem entwickelt. Im Rahmen von DESIGNETZ werden Ergebnisse des Projekts genutzt. Dazu zählen:

- · Erkenntnisse über Flexibilitätsprodukte,
- Empfehlungen für eine Anpassung des ordnungspolitischen Rahmens und
- Erkenntnisse über die Wirtschaftlichkeit von Flexibilitätslösungen im Vergleich zu konventionellem Netzausbau.

Vor allem aber kommt die Netzzustandsprognose des Proaktiven Verteilnetzes in DESIGNETZ zum Einsatz. Außerdem hat das Projekt Flexibilitätsmärkte erforscht und das Zusammenspiel der unterschiedlichen Akteure untersucht.

Durchhängende Leitungen

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) hat ein Ampelkonzept zur Interaktion zwischen Verteilnetzen und den Vermarktern von Energie entwickelt. Es besteht aus drei Phasen. In der grünen Phase handeln die Marktteilnehmer völlig uneingeschränkt; der Verteilnetzbetreiber (VNB) bleibt passiv. In der roten Phase greift der VNB steuernd ein und umgeht den Markt, um die Stabilität des Netzes zu gewährleisten. In der gelben Phase soll die Netzstabilisierung mit Hilfe des Marktes erfolgen. Das Proaktive Verteilnetz hat diese Phase erforscht.

Komponenten im Proaktiven Verteilnetz

Der Betrieb heutiger Verteilnetze ist im Gegensatz zu früher komplexer:

Wetterabhängige Erzeuger

- Windkraftanlagen
- Photovoltaikanlagen

Planbare Erzeuger

- Biomassekraftwerke
- KWK-Anlagen

Flexible Verbraucher

- Power-to-Gas
- Produktionslinien

Weitere Flexiblitätsoptionen

- Batteriespeicher
- Elektromobilität

Im Proaktiven Verteilnetz werden flexible Komponenten über Aggregatoren zum Betrieb dieses Netzes hinzugenommen. Die Aggregatoren sammeln die Flexibilitäten im Netz ein und stellen sie dem Markt z.B. in Form virtueller Kraftwerke zur Verfügung. Sie spielen in der gelben Ampelphase eine wichtige Rolle. In der gelben Phase werden Netzengpässe durch eine proaktive Netzzustandsprognose sowie einen Flexibilitätsabruf vermieden. Wird zum Beispiel ein Netzengpass durch Starkwind prognostiziert, ermittelt der Verteilnetzbetreiber die Verfügbarkeit von Flexibilität im Netz, berechnet die Auswirkung und informiert den Markt diskriminierungsfrei über die Flexibilitätsoptionen, sodass die Aggregatoren den Engpass selbstständig auflösen können. Die Abstimmung der Prozesse erfolgt über eine digitale Kommunikations- und Diensteplattform (KDP).





ZIELSETZUNGEN IM EINZELNEN

- Überprüfung der Prozesse in der gelben Ampelphase
- Test der einzelnen Systeme: Netzzustandsprognose, optimierte Messstellenkonfiguration, Kommunikations-& Diensteplattform (KDP)
- Ansteuerung realer Anlagen während des Flexibilitätsabrufs in der gelben Ampelphase
- Überprüfung der Praxistauglichkeit des Konzepts einer gelben Ampelphase
- Demonstration der gelben Ampelphase in verschiedenen Netzszenarien
- Kontrolle und Verbesserung der Netzzustandsschätzung
- Überprüfung des Kommunikationskonzeptes
- Ermittlung von konzeptionellen Verbesserungsbedarfen



WIRTSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Im Rahmen des Proaktiven Verteilnetzes wurde ein Verfahren entwickelt, mit dem der Einsatz und die Vermarktung virtueller Kraftwerke simuliert werden kann. Mit den Simulationen lässt sich ermitteln, welche Kosten anfallen, wenn Flexibilitäten für das Netzengpassmanagement auf den Strommärkten eingekauft werden. Wenn die Erkenntnisse bei der Konzeption von Netzausbauverfahren berücksichtigt und regulatorisch anerkannt wären, ließe sich ein gesamtwirtschaftlich optimierter Ausbau zu geringeren Gesamtkosten realisieren.



WISSENSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Das Projekt entwickelt und erprobt ein verlässliches Verfahren, um den Zustand des Verteilnetzes abzuschätzen und vorherzusagen. Es benötigt nur wenige Messstellen und Umfelddaten wie zum Beispiel Wetterdaten. Das Ampelkonzept des BDEW wurde durch das Projekt insbesondere in der gelben Ampelphase konzeptionell und technisch ausgestaltet und zurück in das BDEW-Papier integriert.

Das Projekt erzielte eine sichere und diskriminierungsfreie Koordination von Netz- und Marktakteuren. Der Markt wird dabei nur minimal eingeschränkt und die Netzstabilität sicher gewährleistet. Das Projekt konzipierte und validierte eine dafür geeignete Kommunikations- und Diensteplattform (KDP).

PROAKTIVES VERTEILNETZ (H8)

HAUSANSCHLÜSSE

1.400

TECHNISCHE INBETRIEBNAHME

01.05.2018

START DESIGNETZ-ANBINDUNG

Keine Anbindung an das Systemcockpit

ANSPRECHPARTNER/IN

Sven Jundel innogy SE

GRID4EU: INTELLIGENTE STEUERUNG EINES ORTSNETZES

Im Ortsnetz der Gemeinde Reken im Münsterland installierte der Verteilnetzbetreiber Westnetz in einem ausgewählten Netzbereich intelligente Schalt- und Messtechnik. Insgesamt 18 von rund 100 Ortsnetzstationen sind heute mit intelligenter Technik ausgestattet. Zusätzlich wurde eine Kontrolleinheit in der zugehörigen Umspannanlage eingebaut.

Diese kann den Netzbereich selbstständig überwachen, schalten und steuern. Die Algorithmen für die automatische Steuerung wurden von der TU Dortmund entwickelt. Die Funktionsweise der Technik ist im Prinzip einfach. Die Messtechnik ermittelt kontinuierlich den Zustand des Netzes und die Schalttechnik lenkt die Stromflüsse in optimale Bahnen. Dadurch soll die Aufnahmefähigkeit des Ortsnetzes für den Strom aus den rund 800 Erzeugungsanlagen in Reken verbessert werden.

Wenn bei Sonnenschein oder starkem Wind viel Strom aus Erneuerbaren Energien von den Erzeugungsanlagen in Reken ins Netz eingespeist wird, lenkt die Schalttechnik den Stromfluss in Netzstränge, die noch nicht an ihre Belastungsgrenze gekommen sind. Der Strom wird beispielsweise in benachbarte Ortschaften gelenkt, wo gerade ein höherer Bedarf vorhanden ist.

Intelligente Steuerung zeigt positive Ergebnisse

Mit der intelligenten Netztechnik kann das Ortsnetz optimiert werden, ohne in den Betrieb der dezentralen Erzeugungs-anlagen oder der Kunden einzugreifen. Die positiven Ergebnisse des Teilprojekts lassen sich für Ortsnetze mit ähnlichen Strukturen verwenden.

17% mehr installierte Leistung aus Erneuerbaren Energien Die Einspeisekapazität für dezentral erzeugten Strom aus erneuerbaren Energiequellen lässt sich durch den Einsatz der intelligenten Mess- und Steuertechnik um rund 17% erhöhen. Die Verwertung von grünem Strom wird damit ohne Netzausbau deutlich verbessert.

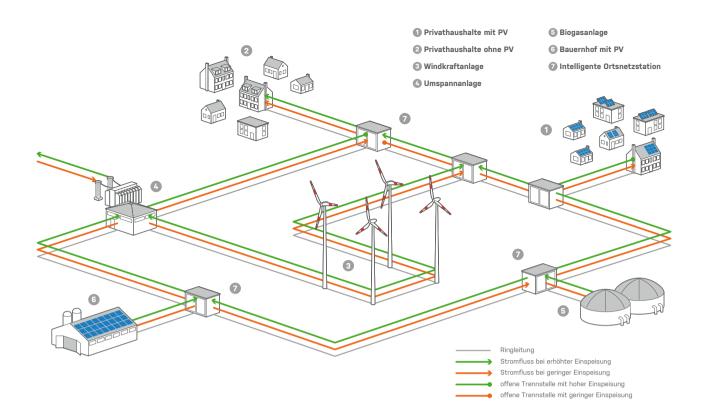
20% bis 30% weniger Verluste im Netz

Bei der Verteilung von Strom entstehen unweigerlich Netzverluste, zum Beispiel durch die Erwärmung der Leitungen. Je mehr Strom über eine Leitung fließt, desto höher sind diese Verluste. Durch eine stetige Überwachung und Prognose des Netzzustandes kann die intelligente Steuerung den Strom gleichmäßiger auf die Betriebsmittel im Netz aufteilen und dadurch in Summe den Verlust reduzieren. Im Vergleich zum statischen Netzbetrieb verringern sich die Verluste um 20 bis 30%.

30% bis 40% geringere Netzausfallzeiten

Bei einem Netzausfall kann die intelligente Schalt- und Messtechnik die Zeit für die Wiederversorgung um rund 20% beschleunigen. Haushalte in dem Rekener Netzbereich können also nach einem Netzausfall schneller wieder mit Strom versorgt werden. Somit verringern sich die Netzausfallzeiten um bis zu 40%.





REKEN UND DAS GRID4EU-PROJEKT

Grid4EU war ein von der EU gefördertes Forschungsprojekt. Von 2011 bis 2016 wurden an sechs verschiedenen Orten Konzepte und Technologien erprobt, um existierende Stromnetze ohne konventionellen Netzausbau für die dezentrale Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu optimieren.

Die innogy SE hat sich mit der Gemeinde Reken im Münsterland und den Partnern ABB und TU Dortmund an dem Forschungsprojekt beteiligt. Reken wurde ausgewählt, weil es typisch für ländlich geprägte Regionen ist. Mehr als 800 dezentrale Erzeugungsanlagen speisen hier Strom aus Erneuerbare Energien ins Netz ein. Die Leistung beträgt knapp 36.000 kWp. Das Teilprojekt wird im Rahmen von DESIGNETZ fortgeführt. innogy möchte weitere Messdaten sammeln, Langzeiterkenntnisse gewinnen und die halbautomatische Betriebsweise weiter testen.



WIRTSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Das Teilprojekt zeigt, dass smarte Netze die gesamtwirtschaftlichen Kosten der Energiewende reduzieren und die Nutzung dezentral erzeugter Energie verbessern, gleichzeitig aber auch die Betriebskosten beim Netzbetreiber erhöhen. Daraus ergibt sich für den Netzbetreiber ein Dilemma. Er kann bisher Gewinne aus Investitionen nur über die Kapitalverzinsung erzielen, nicht aber aus Betriebsaufwand. Um wirtschaftliche Anreize für intelligente Ortsnetze zu schaffen, ist eine Anpassung des regulatorischen Rahmens erforderlich.

GRID4EU (H8)

TECHNISCHE INBETRIEBNAHME

Juli 2018

START DESIGNETZ-ANBINDUNG

Juli 2018

REKEN IN NORDRHEIN-WESTFALEN **EINWOHNER**

14.500

LEISTUNG PHOTOVOLTAIK

19.5 MW

LEISTUNG WINDKRAFT 11,0 MW

LEISTUNG BIOMASSE

4,0 MW

LEISTUNG KWK

2,0 MW

ANSPRECHPARTNER/IN

Anna Carina Schneider Westnetz GmbH

SMART OPERATOR: DAS INTELLIGENTE ORTSNETZ KLEINE BOX, GROSSE WIRKUNG

Der Smart Operator ist eine kleine Box mit großer Wirkung. Untergebracht in der Ortsnetzstation erfasst der Mini-Computer kontinuierlich Verbrauchs-, Erzeugungs- und Wetterdaten und entwickelt daraus Prognosen über die Einspeisung bzw. den Verbrauch vom Strom im Ortsnetz.

Über intelligente Stromzähler, sogenannte Smart Meter, ist der Smart Operator mit Haushalten verbunden. Durch diese Vernetzung können beispielsweise Stromspeicher so gesteuert werden, dass sie überschüssige Sonnenenergie mittags zwischenspeichern und diese abends den Haushalten bereitstellen.

Ziel des Smart Operators ist es, eigenständig das bestehende Ortsnetz optimal auszunutzen, die Integration von regenerativen Energien zu verbessern und vorhandene Flexibilität für den Markt bereitzustellen. Das Ortsnetz wird damit zu einer autonomen Energiezelle im Sinne von DESIGNETZ.

ANGESCHLOSSENE KOMPONENTEN

Um den Leistungsfluss im Ortsnetz zu verbessern, sind eine ganze Reihe von Komponenten mit dem Smart Operator verhunden:

Intelligente Stromzähler (Smart Meter)

Mit digitalen Stromzählern wird der Stromverbrauch in einem Haushalt kontinuierlich gemessen und in anonymisierter Form an den Smart Operator gemeldet. Smart Meter können Stromfresser im Haushalt ermitteln und günstige Stromtarife nutzen.

Regelbarer Ortsnetztrafo

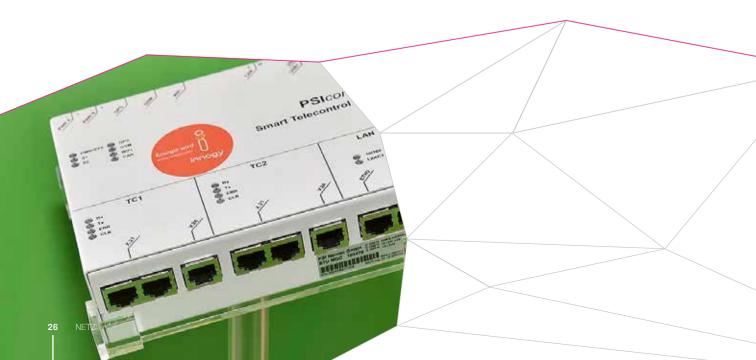
Eingebaut in einer Transformatorenstation regelt der Trafo Spannungsschwankungen im Ortsnetz aus. Er vergleicht dazu die Spannung in der Station mit dem Sollwert, den der Smart Operator übermittelt.

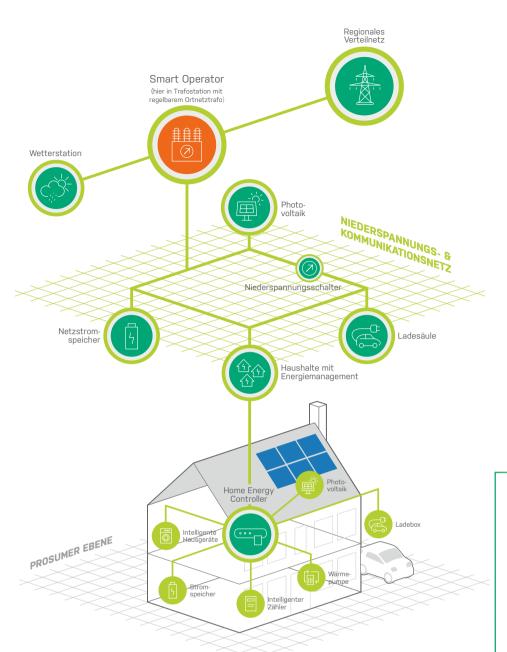
Niederspannungsschalter

Niederspannungsschalter dienen der besseren Verteilung der Energie in Teilbereichen des Netzes. Sie befinden sich verteilt im Ortsnetz in Niederspannungsschränken und werden vom Smart Operator ferngesteuert.

Batteriespeicher

Überschüssiger Strom aus Erneuerbaren Energien wird in Blei- und Lithiumionenakkumulatoren gespeichert und bei Bedarf wieder ins Netz eingespeist.





SELBSTLERNENDER ALGORITHMUS

Der Smart Operator verarbeitet anonymisierte Verbraucher und Erzeugerdaten, nutzt Wettervorhersagen und erstellt aus den Daten Prognosen über die zukünftige Einspeiseleistung und den zu erwartenden Verbrauch von Strom.

Bei einem Überangebot an Erneuerbaren Energien koordiniert er ihre Nutzung oder ihre Speicherung vor Ort. So wird der Stromfluss optimiert und das Ortsnetz stabil gehalten. Spezialisten der RWTH Aachen haben für den Smart Operator einen selbstlernenden Algorithmus programmiert. Er lernt ständig dazu, sodass seine Prognosen immer genauer und zuverlässiger werden.

SMART OPERATOR (H8)

ANGESCHLOSSENE HAUSHALTE

178 km²

BESIEDLUNG

Kisselbach: 200 Wincheringen: 210

PHOTOVOLTAIKANLAGEN

Kisselbach: 16

(Erzeugungsleistung 200 kWp)

Wincheringen: 13

(Erzeugungsleistung 210 kWp)

NACHTSPEICHERHEIZUNGEN

Kisselbach: 21 Wincheringen: 2

WARMWASSERSPEICHER

Kisselbach: 1

WÄRMEPUMPEN

Kisselbach: 6 Wincheringen: 37

KOMMUNIKATIONSNETZ

Kisselbach: Glasfaser Wincheringen:

Powerline Communication (PLC)

ANSPRECHPARTNER/IN

Stefan Willing innogy SE

WILT: LEISTUNGSFÄHIGERE STROMLEITUNGEN OHNE AUSBAU

Wenn sich die Übertragungskapazität von bestehenden Stromleitungen erhöhen ließe, wäre viel gewonnen. Es käme bei einem zeitweisen Überangebot von elektrischer Leistung aus dezentraler Einspeisung zu weniger Engpässen und kostspieliger Netzausbau könnte vielfach vermieden werden. Westnetz hat ein Konzept weiterentwickelt, mit dem die Übertragungsfähigkeit vorhandener Stromkreise um bis zu 50% gesteigert werden kann.

Durchhängende Leitungen

Die Leiterseile an den Strommasten bestehen aus Stahl und Aluminium, die sich wie alle Metalle bei Erwärmung ausdehnen. Wenn sich Leiterseile erwärmen, hängen sie aufgrund dieser Ausdehnung stärker durch. Die Erwärmung ist abhängig von zwei Faktoren: der Witterung und der Strommenge, die durch die Leiterseile fließt. Je mehr elektrische Leistung die Leiterseile transportieren, um so stärker erwärmen sie sich, umso stärker dehnen sie sich aus und um so tiefer hängen sie nach unten durch.

Um zu vermeiden, dass Spannung aus den Leitungen auf Objekte unter den Leitungen überspringt, müssen Leiterseile mindestens sechs bis sieben Meter Sicherheitsabstand zu Hausdächern, Bäumen, Brücken und anderen Objekten am Boden einhalten. Sie dürfen also niemals so weit durchhängen, dass der Sicherheitsabstand unterschritten wird. Beim Bau von Hochspannungsmasten legen die Konstrukteure eine Extremsituation zu Grunde. Der Mindestabstand darf nicht unterschritten werden, wenn die Lufttemperatur 35° C, die Sonneneinstrahlung 900 W/m², die Windgeschwindigkeit 0,6 m/s und die durchgeleitete Strommenge bei einem typischen Leiterseiltyp 680 A beträgt. Diese Werte treten an einem heißen, sonnigen Sommertag zur Mittagszeit bei fast vollständiger Windstille auf.

Wenn die Temperatur jedoch 20° C, die Sonneneinstrahlung 400 W/m² beträgt und der Wind mit 2,8m/s weht, könnten bereits bei dem typischen Leiterseiltyp 1090 A durchgeleitet werden. Bereits durch mäßigen Wind werden Leiterseile so gut gekühlt, dass sie nicht zu stark durchhängen. Eine Kapazitätssteigerung von 50% wäre also je nach Witterung problemlos möglich. Wind kühlt Stromleitungen besonders gut. Bei zunehmendem Wind liefern Windkraftanlagen mehr Strom, der die Leitungen zwar entsprechend stärker erwärmt. Gleichzeitig kühlt er sie aber auch stärker ab.

Den Kühleffekt von Wind nutzt Westnetz deshalb in der Region Büren im Sauerland (NRW), um mehr Windstrom im Verteilnetz aufzunehmen und abzuführen.

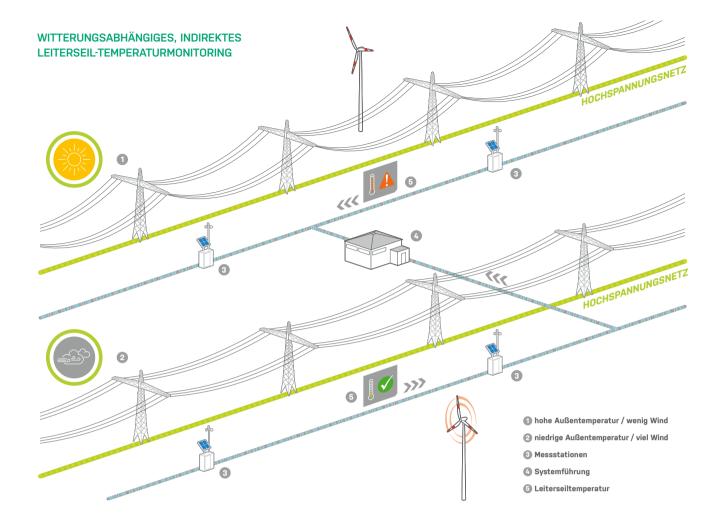
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb

Um Freileitungen witterungsabhängig zu betreiben, muss die Temperatur der Leitungen bekannt sein. Westnetz nutzt dafür die indirekte Temperaturmessung über Klimastationen. Auf Basis von Witterungsdaten wie Außentemperatur und Windgeschwindigkeit errechnet Westnetz die Leiterseiltemperatur.

Das grundlegende Konzept für einen witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb mit Hilfe des indirekten Leiterseil-Temperaturmonitorings (WiLT) wurde durch Westnetz bereits vor einigen Jahren weiterentwickelt. Es wurde mit Leitertemperaturmessungen verifiziert und 2015 unabhängig begutachtet.

Der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb erhöht die Strombelastbarkeit bestehender 110kV-Freileitungen insbesondere für die Übertragung von Windstrom. Die standardmäßig im Betrieb verwendete statische Strombelastbarkeit von Freileitungen wird durch eine witterungsbedingte dynamische Strombelastbarkeit ersetzt.

Um das Potenzial des witterungsabhängigen, indirekten Leiterseiltemperatur-Monitorings anhand bestehender Hochspannungstrassen zu demonstrieren, wendet Westnetz das Konzept auf 110kV-Leitungstrassen im Raum Büren an. Die Region weist sehr hohe Einspeiseleistungen aus Windkraft in die höchste Verteilnetzebene auf.



DIE UMSETZUNG DES KONZEPTS ERFOLGT SCHRITTWEISE:

- Ertüchtigung der vorhandenen 110kV-Stromkreise zur Beseitigung möglicher Hotspots
- · Punktuelle Ertüchtigung der Primär- und Sekundärtechnik in den Stationen
- Aufbau von Klimastationen an zuvor ermittelten Positionen zur indirekten Messung der Leiterseiltemperatur
- Integration der Klimastationen in das Leitsystem der Westnetz

DESIGNETZ betrachtet den witterungsbedingten Freileitungsbetrieb als indirekte Flexibilität. Die Betriebserfahrung wird im Gesamtprojekt erfasst und validiert.



WIRTSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Wer die Übertragungsfähigkeit von Leitungen um bis zu 50% steigern kann, vermeidet kostspielige Ausbaumaßnahmen. WiLT folgt dem NOVA-Prinzip: Netzoptimierung vor Verstärkung und Ausbau. Dies hat positive betriebswirtschaftliche Folgen, da weniger investiert werden muss. Eine kostenoptimierte Energiewende hat über die Entwicklung der Strompreise aber auch positive volkswirtschaftliche Auswirkungen.

WILT (H8)

UMFANG

150 km 110kV-Leitungen werden ausgestattet

ZIEL

Steigerung der Übertragungsfähigkeit der Leitung um bis 50%

TECHNISCHE INBETRIEBNAHME

2019

START DESIGNETZ-ANBINDUNG

2018

LAUFZEIT

Dauerhaft

LEISTUNG BIOMASSE

4,0 MW

ANSPRECHPARTNER/IN

Christian Mensmann Westnetz GmbH

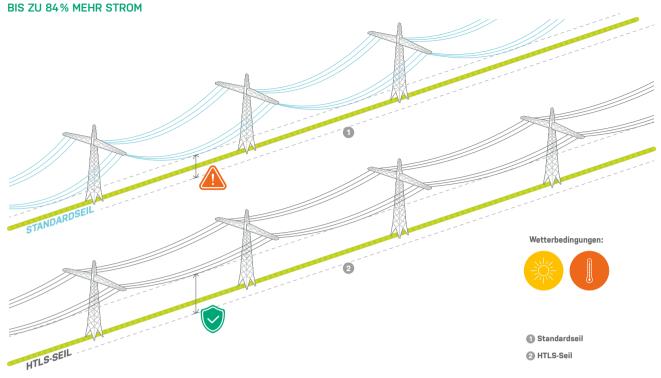
HOCHTEMPERATURLEITERSEILE (HTLS) TRANSPORTIEREN BIS ZU 50% MEHR STROM

Im Jahr 2012 stattete Westnetz eine Hochspannungstrasse zwischen Simmern und Rheinböllen in Hunsrück in Rheinland-Pfalz mit neuen Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) aus. Die HTLS können bis zu 50% mehr elektrische Leistung transportieren als konventionelle Leiterseile. Mit Hilfe der Hochtemperaturleiterseile kann die hohe Erzeugungsleistung über das bestehende 110kV-Verteilnetz in städtische Lastzentren transportiert werden.

Mit dieser Maßnahme machte Westnetz die Trasse ohne aufwendige Ausbaumaßnahmen fit für die hohe Einspeiseleistung aus Erneuerbaren Energien. Die ländliche Region ist geprägt durch einen starken Zubau von Windkraftanlagen und anderen dezentralen Erzeugern.



HOCHTEMPERATURLEITERSEILE TRANSPORTIEREN



HTLS IM DETAIL

Die innovativen Hochtemperaturleiterseile besitzen einen Kern aus Carbon, der sich durch hohe Zugfestigkeit und ein geringes Gewicht auszeichnet. Um den Carbonkern herum sorgen weichgeglühte Aluminiumsegmentdrähte für einen größeren Übertragungsquerschnitt als bei den sonst üblichen Runddrahtleitern. Die Zugbelastung wird allein von dem Carbonkern aufgenommen, der sich bei Temperaturerhöhung nicht ausdehnt. So wird auch bei hoher Stromleistung und entsprechend hohen Leitertemperaturen ein optimales Durchhangverhalten erzielt.

Mehr über das Durchhangverhalten von Leiterseilen erfahren Sie in den Informationen zu dem verwandten Projekt WiLT.

HTLS (H8)

TRASSENLÄNGE

110kV-Stromkreise auf einer Länge von 2x12,3 km

STEIGERUNG DER ÜBERTRAGUNGSFÄHIGKEIT

Bis zu 50%

ANSPRECHPARTNER/IN

Wibke Böving Westnetz GmbH



DIE ENERGIEWENDE GELINGT MIT FLEXIBILITÄT UND SEKTORKOPPLUNG





ELEKTRODENKESSEL

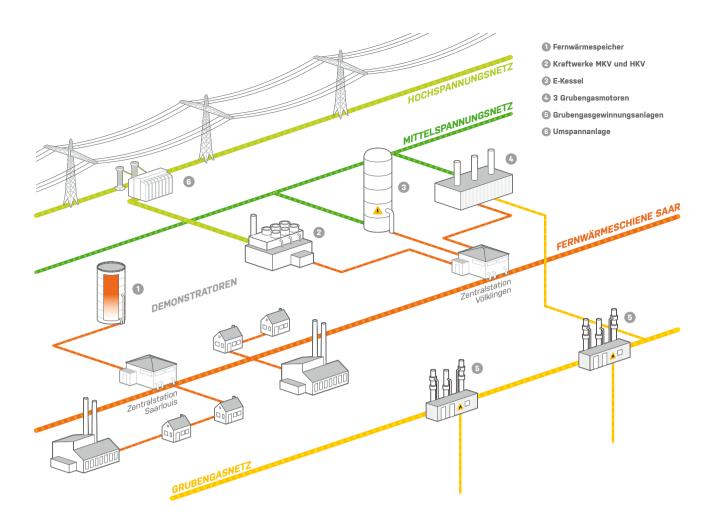
Im Umland von Saarbrücken werden jährlich 2 Mrd. kWh elektrische Energie und 600 Mio. kWh Fernwärme von der STEAG GmbH erzeugt. In Völklingen-Fenne betreibt sie mit dem Modellkraftwerk Völklingen, dem Heizkraftwerk Völklingen, einer Grubengas-Motorenanlagen sowie einer Gasturbine mit Abwärmenutzung verschiedene Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

An der Schnittstelle zwischen dem Strom- und dem Wärmesektor hat das Energieunternehmen aus Essen einen Elektroden-Kessel (E-Kessel) installiert. Er wandelt mit einem Wirkungsgrad von fast 100% Strom in speicherbare Wärme um. Das Prinzip ist einfach: durch einen mit Wasser gefüllten Kessel fließt Strom, der das Wasser erhitzt.

Bei negativen Preisen an der Leipziger Strombörse kann die STEAG mit dem E-Kessel überschüssigen Strom aus dem Netz aufnehmen und wirtschaftlich in Wärmeenergie für ihre Endverbraucher umwandeln.

Der E-Kessel trägt gemeinsam mit den Steinkohleblöcken, den anderen Anlagen zur Sektorkopplung und dem Fernwärmespeicher Dillingen zur Flexibilisierung des Kraftwerksstandorts Völklingen-Fenne bei.





EINSATZ ALS PRIMÄRREGELLEISTUNG

Um die Normalfrequenz von 50 Hertz im bundesdeutschen Stromnetz jederzeit halten zu können, benötigen die Übertragungsnetzbetreiber ein Werkzeug, das unvorhergesehene Schwankungen in Sekundenschnelle ausgleichen kann.

Dieses Werkzeug ist die Primärregelleistung. Sie muss innerhalb von 30 Sekunden verfügbar sein, um einen Stromausfall verhindern zu können. Stromseitig übertrifft die Flexibilität des E-Kessels die heutigen Anforderungen für Primärregelleistung. Sein Potenzial ist aber noch steigerbar, wenn der gesamte Kraftwerksstandort mit betrachtet wird.

Darüber hinaus kann mit dem Grubengasnetz ein weiterer Energiesektor durch den gemeinsamen Betrieb von E-Kessel und Grubengasmotoren gekoppelt werden, um zusätzliche Flexibilität zu schaffen.



WIRTSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Die STEAG demonstriert mit dem E-Kessel das enorme Flexibilitätspotenzial, das entsteht, wenn man moderne und bewährte Technologien miteinander kombiniert. Im Rahmen von DESIGNETZ wird die netzdienliche und wirtschaftliche Nutzung dieser Flexibilität unter verschiedenen Rahmenbedingungen erprobt.

ELEKTRODENKESSEL (D4)

ELEKTRISCHE LEISTUNG

20.000 kW

WIRKUNGSGRAD

>99,5%

LEISTUNGSÄNDERUNGS

GESCHWINDIGKEIT

>650 kW/s

ANSPRECHPARTNER/IN

Richard Lindenau STEAG Energy Services GmbH

ENERGIEWENDE IN DER STADT: POWER-TO-X ALS MULTIMODALER SYSTEMSTABILISATOR

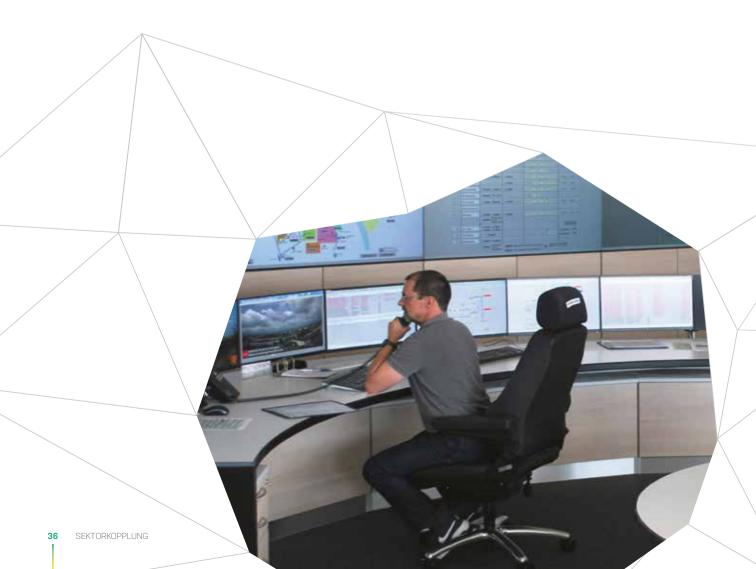
Urbane Infrastrukturen stabilisieren das Netz

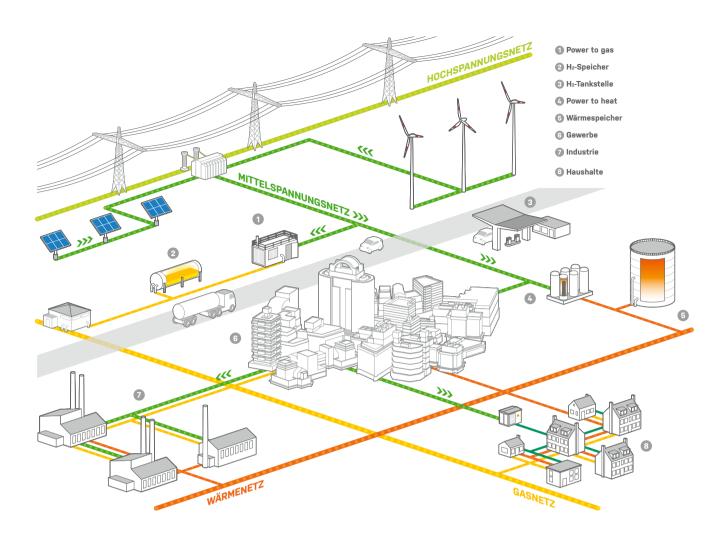
Die Mainzer Stadtwerke AG (SWM) nutzt die konzentrierte Infrastruktur im urbanen Raum, um die Sektoren Strom, Gas, Wärme, Verkehr und Industrie miteinander zu koppeln. Dabei kommen bewährte Technologien, wie zum Beispiel der Kraft-Wärme-Kopplung zum Einsatz. Gerade in Verbindung mit neuen Konzepten wie Power-to-Heat und Power-to-Gas entsteht ein System, das ein auf regenerativer Erzeugung basierendes Stromsystem stabilisieren und optimieren kann.

Stadt als dynamischer Verbraucher

Die Stadt wird durch die Sektorkopplung zu einem dynamischen Erzeuger und Verbraucher. Es entsteht ein lokal optimiertes System, dessen Flexibilitäten an den heute existierenden Märkten gehandelt werden können. Ziel des Teilprojekts ist es, die urbanen Flexibilitäten optimiert einzusetzen.

Das System mit seinen flexiblen Anlagen soll lokalen Anforderungen entsprechend netzdienlich eingesetzt und im Hinblick auf die nationalen und europäischen Märkte im wirtschaftlichen Optimum betrieben werden. Es werden außerdem Mechanismen entwickelt, mit denen eine intelligent vernetzte Stadt unmittelbar das Stromsystem stützen kann.







Aufgrund der Energiewende entsteht ein stark wachsender Markt für Flexibilitäten. Denn mit ihrer Hilfe lassen sich die Kosten für den Ausbau insbesondere der Verteilnetze reduzieren. Die in Mainz gewonnenen technischen und wissenschaftlichen Erkenntnisse können auf andere urbane Zentren übertragen werden. Aufgrund unterschiedlicher Netzqualitäten, Einspeiseleistungen, Lastsituationen und geographischen Gegebenheiten sind dabei jeweils individuelle Modifikationen am Systemdesign notwendig. Diese lassen sich aus den Betriebserfahrungen in Mainz ableiten, sodass die wirtschaftliche Realisierung ähnlicher Projekte in anderen urbanen Zentren erleichtert wird.



WISSENSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Die SWM betrachtet in dem Teilprojekt die Stadt als Subsystem im übergeordneten Energienetz und demonstriert ihre Potenziale als intelligente Einheit (Smart City) im digital vernetzten Energiesystem. Im Systemdesign werden die Verantwortlichkeiten und Handlungsabläufe so ausgestaltet, dass die Netz- und Marktakteure im Sinne eines Smart Market zusammenwirken, um die Systemstabilität erhalten. Grundlage ist die Vernetzung der Sektoren Strom, Gas, Wärme, Verkehr und industrielle Produktion.

Insbesondere die Erbringung von Systemdienstleistungen hat großes Potenzial, da so konventionelle Kraftwerke abgelöst werden können. Ein wichtiger systemischer Ansatz ist dabei, die Nutzung von Überschussstrom aus erneuerbarer Erzeugung zu steigern. Soweit möglich werden zusätzlich Flexibilitätsoptionen mit Industriebetrieben im eigenen Netzgebiet diskutiert.

ENERGIEWENDE IN DER STADT: POWER-TO-X ALS MULTIMODALER SYSTEM-STABILISATOR (D11)

LEISTUNG ELEKTROLYSE

6 MW

ELEKTROLYSE-TECHNIK

Proton Exchange Membrane (PEM)

WASSERSTOFFERZEUGUNG

max. 1.050 Nm³/h

LEISTUNG POWER-TO-HEAT

11 MW

ANSPRECHPARTNER/IN

Daniel Stölzle Mainzer Stadtwerke AG

REGIONALES VERBUNDSYSTEM WESTEIFEL – TEILPROJEKT: BIOGASANLAGEN INTELLIGENT STEUERN

Das regionale Verbundsystem Westeifel ist ein vom Land Rheinland-Pfalz unterstütztes Projekt zur Verbesserung der Energie- und Wasserversorgung im ländlichen Raum. Unter anderem soll eine 80 km lange unterirdische Trasse mit Leitungen für Trinkwasser, Erdgas, Biogas und Strom sowie mit Glasfaserkabeln für schnelles Internet gebaut werden.

Im Teilprojekt Biogas entsteht ein Biogasverbundsystem. Biogas, das bei einzelnen Landwirten anfällt, soll über eine Sammelleitung zu einer Aufbereitungsanlage geführt und nach einer Konditionierung in das Erdgasnetz eingespeist werden. Ein angeschlossenes BHKW kann bei Bedarf Strom aus Erdgas erzeugen und in das Verteilnetz einspeisen. Im Rahmen von DESIGNETZ wird eine intelligente Steuerung von dezentralen Biogasanlagen mit BHKW entwickelt und erprobt.

Flexibilisierung des Betriebs

Biogasanlagen können nur im Dauerbetrieb effizient betrieben werden. Es wird also kontinuierlich Biogas produziert und in dem BHKW in Strom und Wärme umgewandelt. Ein Teil der Wärme versorgt die Biogasanlagen mit der für den Gärprozess notwendigen Wärme. Außerdem wird die Wärme in ein Nahwärmenetz eingespeist. Eine Abschaltung des BHKW und damit der Wärmezufuhr würde die Wärmeversorgung gefährden und auch die Produktion von Biogas unterbrechen. In Zukunft sollen die BHKW aber bei einem Überangebot von Strom im Verteilnetz abgeregelt werden. Die Wärmeversorgung der Biogasanlagen und der Nahwärmenetze soll dann über einen elektrischen Heizstab sowie einen Wärmespeicher sichergestellt werden.

Diese zusätzlichen Aggregate machen den Betrieb der Gesamtanlage flexibler. Bisher war nur ein möglichst ununterbrochener Stromerzeugungsbetrieb sinnvoll. Zukünftig gibt es zwei Betriebsarten:

Erzeugungsbetrieb

Wenn im Verteilnetz Strom benötigt wird, erzeugt das BHKW aus dem Biogas Strom und Wärme. Der Strom wird wie bisher auch in das Verteilnetz eingespeist. Ein Teil der Wärme wird der Biogasanlage zugeführt oder im Wärmespeicher gepuffert.

Lastbetrieb

Wenn zu viel Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Netz vorhanden ist, schaltet sich das BHKW ab und das Biogas wird über die Sammelleitung abgeführt. Um das Verteilnetz zu entlasten, übernimmt der elektrische Heizstab die Wärmeversorgung der Biogasanlage. Überschüssiger Strom aus erneuerbaren Quellen wird damit sinnvoll verbraucht.

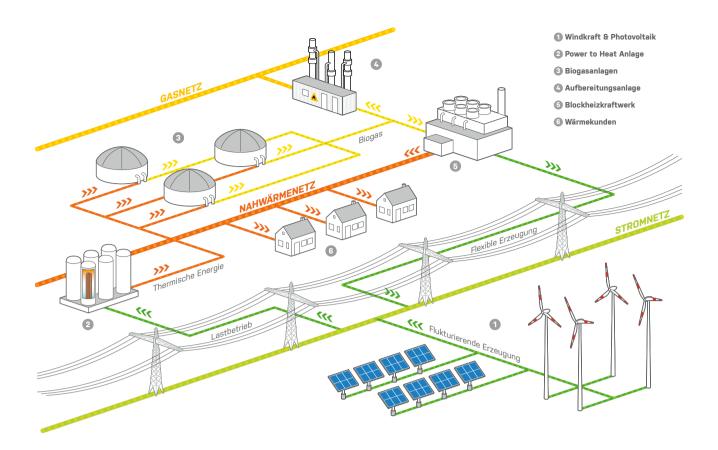
Die Ausstattung der Biogasanlagen mit einem Wärmespeicher und einem Heizstab hat mehrere positive Auswirkungen.

- Die Biogasanlagen k\u00f6nnen wie bisher kontinuierlich und damit effizient Biogas erzeugen.
- Die Wärmeversorgung des Nahwärmenetzes wird weiterhin sichergestellt.
- Durch den Wechsel zwischen Erzeugungs- und Lastbetrieb kann eine für das Verteilnetz wichtige Flexibilität geschaffen werden. Im Vergleich zu einer Batterie ist jedoch die Kapazität nicht begrenzt, da alle Betriebsarten auch dauerhaft möglich sind.
- Durch die Sektorkopplung (Strom, Wärme, Gas) wird sichergestellt, dass die Energieflüsse jederzeit optimal genutzt werden

Damit entstehen im Verteilnetz neue Flexibilitäten, die zur Stabilisierung genutzt werden können.

Selbsterlernende Steuerung

Für die Steuerung der Betriebsarten und damit der Flexibilitäten entwickelt das Projekt ein selbstlernendes System (neuronales Netz), das im Zusammenspiel mit dem System Cockpit von DESIGNETZ die Steuerung und Regelung der Biogasanlagen autonom übernimmt.





Wenn die durch das EEG garantierte Einspeisevergütung für Strom aus Biogasanlagen ausläuft, muss die Rentabilität einer Anlage neu betrachtet werden. Für die Landwirte ist die Abführung von Biogas über das Verbundsystem an eine zentrale Aufbereitungsanlage mit anschließender Einspeisung in das Erdgasnetz neben der Stromeinspeisung eine alternative Vermarktungsoption.

Die Möglichkeit, flexibel zwischen Erzeugungs- und Lastbetrieb zu wechseln, eröffnet den Landwirten die Möglichkeit, bei geeigneten regulatorischen Rahmenbedingungen in die Vermarktung von Flexibilitäten einzusteigen.



WISSENSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Für eine effiziente und vorausschauende Steuerung der Biogasanlagen müssen zahlreiche Daten erhoben und verarbeitet werden. Hierzu gehören Wetterdaten, aus denen die zukünftige Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen prognostiziert wird, Stromverbrauchsprognosen sowie die Menge der zur Verfügung stehenden Biomasse. Im Rahmen des Projekts wird ein intelligentes Leitsystem entwickelt, das auf Prognosen reagiert und seinen Algorithmus durch eigenständiges Lernen verbessert.

Die Ziele sind eine selbstständige Optimierung der Anlagenzustände, eine Entlastung des Verteilnetzes und eine bessere Ausnutzung erneuerbarer Energiequellen. Das Grundlagenwissen zu neuronalen Netzen und selbstlernenden Systemen wird dabei praktisch erprobt und im Hinblick auf eine sichere Stromversorgung in der Zukunft weiterentwickelt.

REGIONALES VERBUNDSYSTEM WESTEIFEL – TEILPROJEKT (D3)

UMFANG

100 virtuelle Anlagen

GESAMTLEISTUNG

80 MW

GESAMTLEISTUNG DES VIRTUELLEN ANLAGENPOOLS

variabel gestaltbar 0,1 bis 80 MW

JAHRESHÖCHSTLAST

3 MW

GESCHWINDIGKEIT FÜR LEISTUNGSANPASSUNGEN

5 bis 15 Minuten

TECHNISCHE INBETRIEBNAHME

Januar 2019

START DESIGNETZ-ANBINDUNG

August 2019

ANSPRECHPARTNER/IN

Jan Maier

Stadtwerke Trier AöR

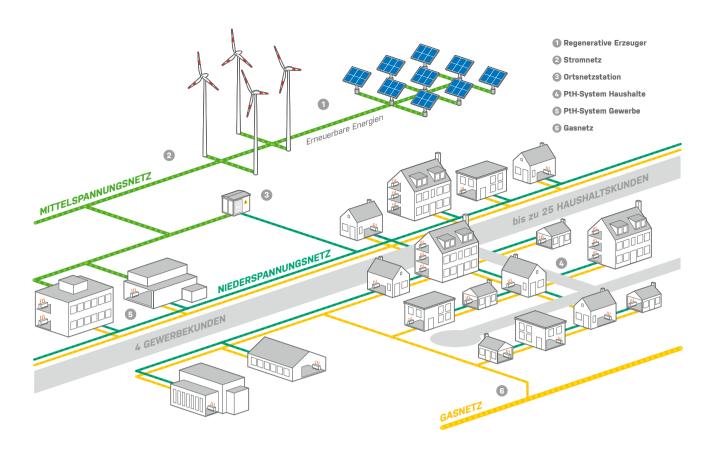
POWER-TO-HEAT WERNE: ÜBERSCHÜSSIGEN STROM IN PRIVATEN HAUSHALTEN UND GEWERBEBETRIEBEN ALS WÄRME NUTZEN

Bei konventionellen Heizungsanlagen wird der kalte Rücklauf direkt zum Wärmeerzeuger zurückgeführt und dort wieder erhitzt. Die Westnetz GmbH installiert im Rahmen des Projekts bei 25 Haushaltskunden und vier Gewerbekunden im Stadtgebiet Werne dezentrale Power-to-Heat-Anlagen, mit denen das Rücklaufwasser vorgewärmt wird. Dadurch wird fossiler Brennstoff bei der Wärmeproduktion eingespart.

Eine spezielle Software steuert die dezentralen PtH-Anlagen aus der Ferne so, dass sie ausschließlich überschüssigen Strom aus Erneuerbaren Energien verbrauchen, der im Netz nicht anderweitig genutzt werden kann.

Damit verhindert Westnetz ein Abschalten von EE-Anlagen und entlastet das Verteilnetz. Privatkunden erhalten PtH-Anlagen mit max. 12 kW, Gewerbekunden Systeme mit bis zu 30 kW.





DAS PROJEKT ÜBERPRÜFT,

- 1. welchen technischen Nutzen die dezentralen PtH-Anlagen für die Systemsicherheit im Verteilnetz haben.
- 2. ob sich die gewonnene Flexibilität im Massengeschäft sinnvoll vermarkten lässt.



WIRTSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Wenn die Sektorkopplung Strom-Gas-Wärme in Gewerbebetrieben und privaten Haushalten in der breiten Masse realisiert werden kann, können Versorger neue Vermarktungskonzepte für Strom und Wärme entwickeln, in denen auch die Nutzung von Flexibilität als Systemdienstleistung eine Rolle spielen kann.

POWER-TO-HEAT WERNE (D1)

TECHNISCHE LEISTUNG AUF EINEN BLICK

- Realisierung im Stadtgebiet Werne
- 25 dezentrale PtH-Anlagen für Privathaushalte: bis max. 12 kW
- 4 dezentrale PtH-Anlagen für Gewerbekunden: bis max. 30 kW
- Netzdienliche Fernsteuerung der Anlagen durch spezielle Software

ANSPRECHPARTNER/IN

Michael Freundschuh Westnetz GmbH

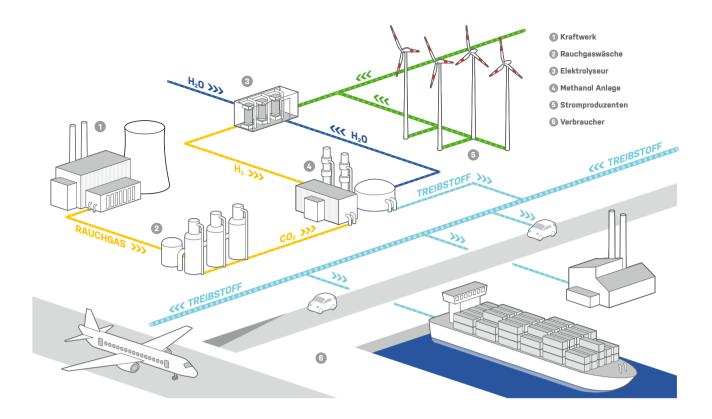
MEFCO₂: ÜBERSCHÜSSIGE STROMENERGIE IN METHANOL VERWANDELN

Die MefCO $_2$ -Pilotanlage (MefCO $_2$ = Methanol fuel from CO $_2$) in Nordrhein-Westfalen verwandelt Kohlendioxid aus den Abgasen eines Kohlekraftwerks und Wasserstoff in Methanol. Der Wasserstoff wird mit Hilfe der PEM-Elektrolyse aus Wasser gewonnen, wobei überschüssiger Strom aus Erneuerbaren Energien zum Einsatz kommt. Methanol ist Grundstoff für eine Vielzahl von chemischen Produkten wie zum Beispiel Treibstoffe.

Das MefCO₂-Projekt verwirklicht mit seinem Power-to-Fuel-Konzept drei Ziele

- Der Kohlendioxid-Ausstoß eines Kohlekraftwerks wird reduziert. Damit erfüllt das Projekt europäische Zielvorgaben, die eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen vorsehen.
- 2. Das Stromnetz wird durch die Nutzung überschüssiger Strommengen, die witterungsbedingt durch die Erneuerbaren Energien auftreten, stabilisiert.
- 3. Die überschüssige elektrische Energie wird chemisch gespeichert. Mit der Produktion von Methanol entsteht eine vielseitig verwendbare Chemikalie für weitere Synthesen.





POWER-TO-FUEL VERSUCHSANLAGE

PEM-Elektrolyseur

Der PEM-Elektrolyseur spaltet Wasser mit Hilfe von Strom in Wasserstoff und Sauerstoff auf. Der Wasserstoff wird für die Methanolsynthese verwendet. Der Sauerstoff wird in die Umgebungsluftabgelassen.

CO₂-Waschanlage

Die Kohlendioxid-Waschanlage reinigt den CO₂-Abgasstrom aus dem benachbarten Kohlekraftwerk, sodass das abgetrennte Kohlendioxid für die Methanolsynthese genutzt werden kann.

MeOH-Synthese

In einer Anlage zur MeOH-Synthese werden Wasserstoff und Kohlendioxid in Methanol verwandelt.



WIRTSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Das abgetrennte Kohlendioxid bietet dem Kraftwerksbetreiber zusätzliche Wertschöpfungspotenziale sowohl durch die Reduktion der Emissionen als auch durch die Gewinnung von Methanol. Dies ist eine organische Verbindung mit einem Kohlenstoffatom, die als Ausgangsstoff für eine Vielzahl chemischer Produkte dient und sich daher gut vermarkten lässt.



WISSENSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Das Ziel des MefCO₂-Projektes ist die Entwicklung einer innovativen chemischen Produktion von Methanol, die sich die Konzepte einer grünen Technologie zu Nutze macht. Die Technologie ist für einen mittleren Maßstab und modularen Aufbau ausgelegt mit dem Ziel, sich an verschiedene Kraftwerksgrößen und Rauchgaszusammensetzungen anzupassen. Das Kernvorhaben des Projektes ist der Bau einer Pilotanlage, die die individuellen Technologien des "Power to Methanol"-Konzeptes vereint und eine Testumgebung für die dynamischen Konzepte der integrierten Technologien ermöglicht.

MEFC02 (H1)

BETEILIGTE PARTNER

- · National Institute of Chemistry Slovenia
- Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe
- · Cardiff Catalysis Institute
- Carbon Recycling International
- DIME University of Genoa
- Hydrogenics Europe
- · Universität Duisburg Essen (im Projekt GWI Ansprechpartner)
- RWE Power AG

TECHNISCHE INBETRIEBNAHME

2017/2018

START DESIGNETZ-ANBINDUNG

keine, Teilprojekt

LAUFZEIT

01.12.2014 - 31.03.2019

ANSPRECHPARTNER/IN

Janina Senner

Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.

POWER-TO-GAS IBBENBÜREN: ERNEUERBARE ENERGIE INS GASNETZ EINSPEISEN

Das Power-to-Gas-Projekt in Ibbenbüren verbindet Strom-, Gas- und Fernwärmenetze zu einer übergreifenden Systemlösung, die Erneuerbare Energie mit hohem Nutzungsgrad zwischenspeichern kann. Dazu wird nicht direkt verwertbarer Strom aus Wind- oder Sonnenenergie genutzt, um Wasserstoff mittels Elektrolyse zu erzeugen. Anschließend wird dieser Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist. Die so eingebrachte Energie kann in den am Netz angeschlossenen Untergrundspeichern mit ihren großen Speicherkapazitäten zwischengespeichert werden.

Wenn zu einem späteren Zeitpunkt nicht ausreichend Strom aus Erneuerbare Energien zur Verfügung steht, können die zuvor im Untergrundspeicher eingelagerten Energiemengen entnommen werden und in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) in Ibbenbüren zur Stromerzeugung unter Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt werden. Die Rückverstromung im BHKW schließt die Stromspeicherkette.

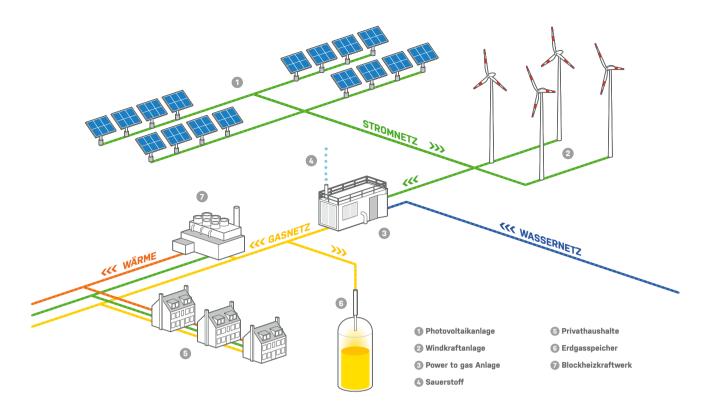
Nutzungsgrad von bis zu 75%

Die in Ibbenbüren realisierte Systemlösung zur Speicherung von regenerativem Strom erzielt über die komplette Speicherkette einen Nutzungsgrad von bis zu 75%. Dies wird ermöglicht, weil sowohl bei der Umwandlung von Strom in Gas als auch von Gas in Strom die entstehende Abwärme genutzt wird. Bei der Wasserstofferzeugung wird ein Teil der Abwärme des Elektrolyseurs in der benachbarten Gasdruckregel- und Messanlage als Prozesswärme eingesetzt. Die Rückverstromung des Gases im BHKW erfolgt unter Kraft-Wärme-Kopplung. Die dabei entstehende Wärme steht dem lokalen Fernwärmenetz zur Verfügung.

Leistungsfähiger Pem-Elektrolyseur ist Herzstück der Systemlösung

In Ibbenbüren kommt ein innovativer PEM-Elektrolyseur der britischen Firma ITM mit einer elektrischen Bezugsleistung von 150 kW zum Einsatz. PEM steht dabei für Proton Exchange Membrane und bezeichnet ein Elektrolyse-Verfahren, das erhöhte Wirkungsgrade erreicht und hohe Flexibilität bei Laständerung insbesondere im Kontext der regenerativen Stromerzeugung bietet.

Der Elektrolyseur liefert Wasserstoff bei einem Betriebsdruck von rund 13 bar ohne zusätzliche mechanische Verdichtung. Dies ermöglicht eine direkte Einspeisung in das örtliche Gasverteilnetz. Der Nutzungsgrad der Elektrolyse beträgt 86% (Strom zu Wasserstoff und nutzbarer Abwärme).





BETRIEBSERFAHRUNG UND ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

innogy leistet mit dem Pilotprojekt in Ibbenbüren einen Beitrag zur Erprobung der Pem-Elektrolyse im Kontext regenerativer Stromerzeugung. Dabei stellt sich die Technologie über den mehr als zweijährigen Betrieb als sehr robust dar. Die Betriebserfahrung sind positiv.

Power-to-Gas ermöglicht es, erneuerbaren Strom in großen Mengen und über längere Zeit in das Energiesystem zu integrieren. Die dadurch mögliche Sektorkopplung unterstützt die langfristige Dekarbonisierung des Strom-, Wärme- und Mobilitätssektors. Die Umwandlung von regenerativem Strom in Wasserstoff stellt dabei eine Schlüsseltechnologie dar. Wenn erforderlich, kann der in einem Elektrolyseur erzeugte Wasserstoff durch Zugabe von Kohlendioxid in einer Methanisierungsanlage zu künstlich erzeugtem Methan umgesetzt werden. Dieses Gas lässt sich im Vergleich zu Wasserstoff einfacher in großer Menge in das bestehende Gasnetz einspeisen.



ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Durch die Umwandlung von Strom in Gas werden verschiedene Sektoren verknüpft, die unterschiedlichen Regularien unterliegen.

Dass tatsächlich Grünstrom in den Elektrolyseur eingespeist wird, belegt innogy durch einen anlagenbezogenen Herkunftsnachweis. Durch ihn wird die Kopplung der Windkraftanlage an den Elektrolyseur testiert. Der in der Windkraftanlage erzeugte Strom wird über eine besondere, nicht geförderte Art der Direktvermarktung bezogen.

Durch die Zumischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz senkt sich der Brennwert geringfügig ab. Diese Änderung des Brennwerts wird über einen vom Eichamt zugelassenen Prozessgaschromatographen kontinuierlich erfasst und bestimmt. Der dadurch ermittelte Brennwert des Erdgas-Wasserstoff-Gemischs wird zur Abrechnung des Energieverbrauchs mit den Gaskunden herangezogen.

Die eingespeiste Wasserstoffmenge wird über das dena-Biogasregister nachverfolgt und durch Bilanzkreisgeschäfte vertraglich dem BHKW in Ibbenbüren zugeordnet. Das BHKW wandelt physikalisch den Wasserstoff bedarfsgerecht in Strom um und schließt damit die Stromspeicherkette.

PTG IBBENBÜREN

EINGANGSLEISTUNG STROM

150 kW

WASSERSTOFFPRODUKTION

30 m³/h

NUTZUNGSGRAD DER SYSTEMLÖSUNG

bis zu 75%

NUTZUNGSGRAD DER ELEKTROLYSE (STROM ZU WASSERSTOFF UND WÄRME)

bis zu 86%

ANSPRECHPARTNER/IN

Florian Lindner innogy SE





ENERGIEWABE RHEIN-HUNSRÜCK-KREIS: MEHRSTUFIGES ENERGIEMANAGEMENT VON SPEICHERN AUF LOKALER UND REGIONALER EBENE

Dezentrale Erzeugungsanlagen speisen im Rhein-Hunsrück-Kreis viel Strom aus Wind, Sonne und Biomasse in das Verteilnetz ein. Häufig übersteigt die regenerative Erzeugung den lokalen Bedarf an Energie. Der überschüssige Strom wird dann über die Ebenen des Nieder- und Mittelspannungsnetzes verteilt oder in das Hochspannungsnetz übertragen. Dort kann der Strom über größere Entfernungen zu den Verbrauchern transportiert werden. Die schwankenden Energieüberschüsse führen zu hohen Netzbelastungen und Spannungsschwankungen. In der Vergangenheit musste das Netz bereits massiv ausgebaut werden. In kritischen Situationen wird eine Abregelung von Erzeugungsanlagen erforderlich.

Im Projekt "Energiewabe Rhein-Hunsrück-Kreis" erproben die Projektpartner innogy, Westnetz und der Rhein-Hunsrück-Kreis ein mehrstufiges Energiemanagement vom Haushalt bis zur Umspannanlage. Durch das Energiemanagement soll das Stromnetz im Bereich Simmern entlastet und Strom aus Erneuerbare Energien möglichst vor Ort genutzt werden. Überschüssiger Strom wird dazu in mehreren dezentral organisierten und zunächst lokal agierenden Batteriespeichern gespeichert bzw. durch flexible Verbraucher genutzt.

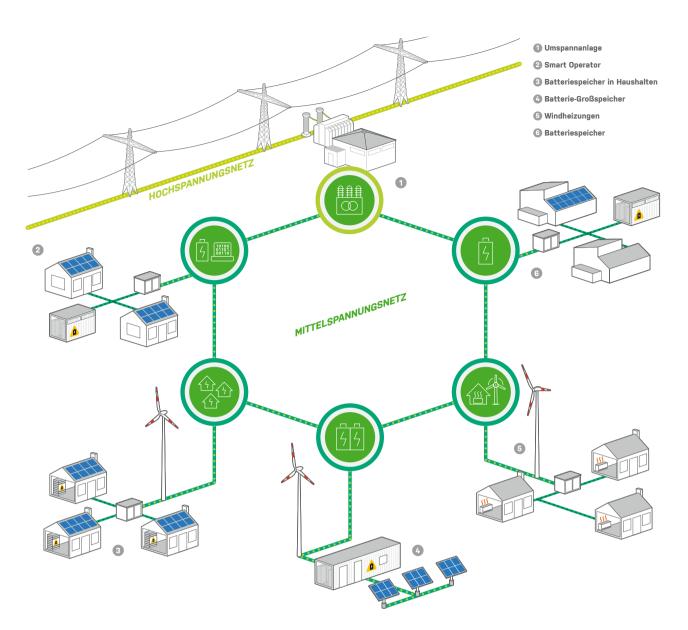
Durch das System wird lokal nicht benötigte Flexibilität gebündelt und als "Batterieschwarm" auf regionaler Ebene für die sogenannte "Energiewabe" zur Verfügung gestellt. Die Energiewabe nutzt diese gebündelte Flexibilität netzdienlich, um Stromspitzen zu reduzieren. Zusätzlich wird aggregierte Flexibilität über PESIGNETZ auch überregional angeboten. Die erwarteten Ausgleichseffekte sollen weiterhin zeigen, wie sich Energieerzeugungsanlagen im ländlichen Bereich besser mit städtischen Lastzentren austauschen können.

Smart Operator in Kisselbach

Im betrachteten Bereich von Kisselbach speisen
16 Photovoltaik-Anlagen mit einer Erzeugungsleistung von insgesamt 200 kWp regenerativen Strom in das Niederspannungsnetz ein. Der lokal erzeugte Strom übersteigt zeitweise den Bedarf und muss in die nächsthöheren Netzebenen übertragen werden. Dies führt zu Spannungsschwankungen und Belastungsspitzen in den Netzen. Der in der Ortsnetzstation installierte "Smart Operator" überwacht die Zustände des Netzes und nutzt unter anderem einen 150 kWh-Batteriespeicher, um überschüssigen Strom lokal zwischenzuspeichern. Wenn die Photovoltaik-Anlagen wenig oder keinen Strom produzieren, wird der gespeicherte Strom wieder ins Netz eingespeist. Dank dieser zeitweisen Speicherung kann der Strom aus den Photovoltaik-Anlagen lokal besser verwertet und mit dem Netz in Einklang gebracht werden.

Aggregation von Flexibilität

Die Flexibilität der Energiespeicher soll nicht nur lokal genutzt werden, sondern auch in aggregierter, also gebündelter Form als "Batterieschwarm" dem übergeordneten Netz zur Verfügung gestellt werden. Die Energiewabe Rhein-Hunsrück-Kreis wird dazu an das System Cockpit von DESIGNETZ angeschlossen und kann dann gebündelte Flexibilität für die überregienale Nutzung bereit stellen.



Elektrospeicherheizungen in Simmern

In Simmern wird erprobt, ob Elektrospeicherheizungen zeitlich so betrieben werden können, dass sie gezielt überschüssigen regenerativen Strom verbrauchen. Eine solche Windheizung würde dann das Stromnetz stabilisieren und die Nutzung Erneuerbarer Energien optimieren.

Hausspeicher

In einem Teilbereich des Projekts werden Batteriespeicher in Haushalten eingesetzt, um lokal erzeugte Energie besser vor Ort auszunutzen und Belastungsspitzen im Netz zu reduzieren.

Batteriespeicher in Kirchberg

In Kirchberg sorgt ein Batteriespeicher auf dem Werksgelände der Rhein-Hunsrück-Entsorgung mit einer Leistung von 50 KVA und 60 kWh für eine bessere Nutzung des lokal erzeugten Photovoltaikstroms. Zusätzlich verringert die Steuerung erzeugungsbedingte Einspeisespitzen und entlastet so das Netz.

Lithium-Ionen-Speicher in Gödenroth

In Gödenroth kommt ein Lithium-Ionen-Speicher mit einer Leistung von 2,5 MVA und einer Kapazität von 4 MWh zum Einsatz. Der Speicher ist an das Mittelspannungsnetz angeschlossen und federt Stromspitzen durch Zwischenspeicherung ab.



WISSENSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Das Projekt prüft, wie viel Flexibilität in der Praxis bei wechselnden Anwendungsfällen für die diversen Ebenen der Kaskade beim Betrieb der Speicher bereitgestellt werden kann. An verschiedenen Stellen werden Prognoseverfahren eingesetzt. Es wird wissenschaftlich untersucht, wie gut diese funktionieren und ob sie mithelfen, die Optimierungsziele zu erreichen und Flexibilitäten effizient bereitzustellen.

ENERGIEWABE RHEIN-HUNSRÜCK-KREIS (D7)

ANSPRECHPARTNER/IN

Achim Schneider Westnetz GmbH

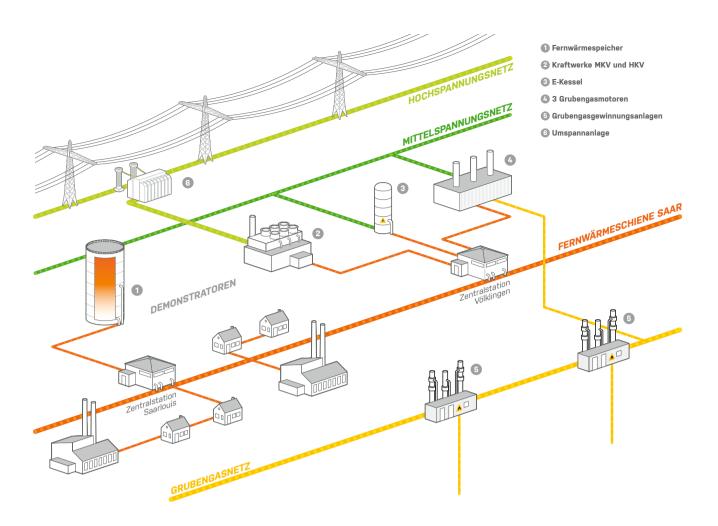
FERNWÄRMESPEICHER DILLINGEN: INTELLIGENTE SEKTORKOPPLUNG

Der Fernwärmespeicher der STEAG GmbH im saarländischen Dillingen hat eine Wärmespeicherkapazität von 1.000 MWh. Über einen Wärmetauscher ist der Speicher mit der Fernwärmeschiene Saar verbunden, die private Haushalte und Großkunden mit Wärme versorgt. Die Fernwärmeschiene Saar wird vom Standort Völklingen-Fenne aus durch das Heizkraftwerk Völklingen (HKV), das Modellkraftwerk Völklingen (MKV) und das mit Grubengas betriebene Motorenheizkraftwerk (MHK) mit Wärme versorgt.

Der Fernwärmespeicher Dillingen ist über die Fernwärmeschiene mit dem Elektroden-Kessel verbunden, der überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energiequellen in Wärme umwandelt, die im Fernwärmespeicher gespeichert wird. Mit einer thermischen Ladeleistung von 50 MW verknüpft der Fernwärmespeicher Fernwärme- und Stromleistung, wodurch Flexibilität gewonnen wird.

Über die diversen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen am Kraftwerksstandort Völklingen-Fenne ist der Fernwärmespeicher mit dem Stromnetz und dem Grubengasnetz gekoppelt. Die enge Vernetzung der Sektoren Strom, Wärme und Gas soll in Zukunft die wetterbedingten Schwankungen ausgleichen, die zwangsläufig bei der Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien entstehen. Der Fernwärmespeicher wird in diesem Zusammenspiel zur Flexibilisierung des Gesamtsystems beitragen. Mit Hilfe intelligenter Sektorkopplung sollen zukünftig große und verbundene Netze mit zahlreichen Akteuren auch bei steigendem Anteil von Erneuerbaren Energien stabil, zuverlässig und wirtschaftlich betrieben werden.







Der Fernwärmespeicher steigert das Flexibilitätspotenzial bestehender Anlagen durch Sektorkopplung. Dies kann bei entsprechenden gesetzlichen Rahmenbedingungen die Wirtschaftlichkeit der gekoppelten Anlagen steigern und gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleisten.

SEKTORKOPPLUNG FLEX 20+ (D5)

SPEICHERKAPAZITÄT

1.000 MWh

BATTERIESPEICHER

Lithium-Ionen-Technologie

LADELEISTUNG

50 MW

MAXIMALE SPEICHERTEMPERATUR

98° C

HÖHE

60 m

DURCHMESSER

22 m

ANSPRECHPARTNER/IN

Richard Lindenau STEAG Energy Services GmbH

DYNAMISCHE NETZSTABI-LISIERUNG MIT LITHIUM-IONEN-SPEICHER UND GASTURBINE

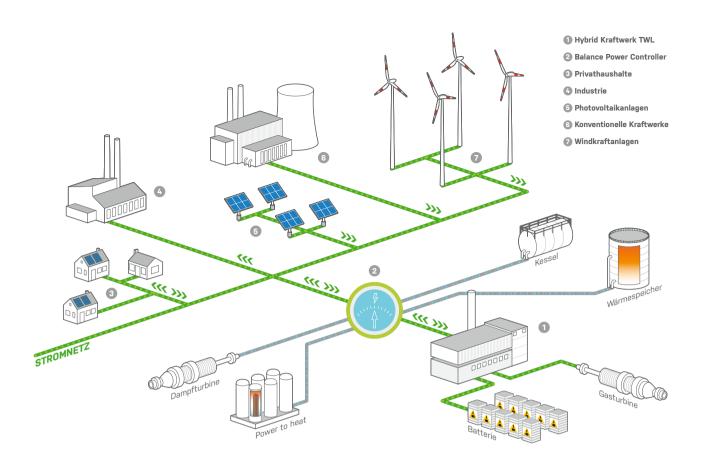
Aufgrund der witterungsbedingt schwankenden Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien können vermehrt Spannungs- und Frequenzschwankungen im Stromnetz auftreten, die durch den Einsatz von Primär-, und Sekundärregelenergie und Minutenreserve ausgeglichen werden. Primärregelenergie muss dabei innerhalb von 30 Sekunden verfügbar sein; Sekundärregelenergie innerhalb von fünf und die Minutenreserve innerhalb von 15 Minuten. Gasturbinen, wie sie vielerorts zur Verfügung stehen, sind in der Regel nicht in der Lage, Primär- und Sekundärregelenergie zu wirtschaftlichen Konditionen bereitzustellen, da sie eine Anfahrtszeit von rund 15 Minuten haben.

Die Technischen Werke Ludwigshafen (TWL) haben eine vorhandene Gasturbine im Fernheizkraftwerk gemeinsam mit der FA. YOUNICOS GmbH mit einem Batteriespeicher ausgestattet, der innerhalb des geforderten Zeitrahmens Regelenergie bereitstellen kann.

Der Lithium-Ionen-Speicher arbeitet im Zusammenspiel mit der Gasturbine wie ein Energie-Cache. Während die Gasturbine hochfährt, liefert der Batteriespeicher ohne Zeitverzögerung die Regelenergie ins Stromnetz. Nach dem Hochfahren übernimmt die Gasturbine die Produktion der Regelenergie, während der Batteriespeicher wieder aufgeladen wird. Die Leistungsfähigkeit des Batteriespeichers wurde dazu auf die Leistung der Gasturbine abgestimmt.

Die Steuerung der Systemdienstleistung "Regelenergie" übernimmt ein durch TWL entwickelter Balance Power Controller. Diese Software bildet die Schnittstelle zwischen der Stromerzeugung, dem Übertragungs- und Verteilnetz sowie den Regelenergievermarktern und übernimmt das Fahrplanmanagement







Die TWL nutzt die Kombination aus Batterie und Gasturbine, um auf dem Strommarkt zu wirtschaftlichen Konditionen die hochwertige Systemdienstleistung der Frequenzhaltung anzubieten. Die Integration des Batteriekraftwerks in die übrige Infrastruktur der TWL ermöglicht zudem die Vermarktung von Flexibilität. Diese Vermarktung wird innerhalb von DESIGNETZ erprobt.

Langfristig plant die TWL einen wirtschaftlichen Fernheiz- und Regelenergiebetrieb für ihre Privat-, Industrie- und Gewerbekunden. Dazu soll die Batterie-Gasturbine im Fernheizkraftwerk unter anderem mit einer Dampfturbine, einer Power-to-Heat-Anlage sowie einem Wärmespeicher kombiniert werden.

DYNAMISCHE NETZSTABI-LISIERUNG MIT LITHIUM-IONEN-SPEICHER UND GASTURBINE (D6)

LITHIUMIONEN-BATTERIE

Leistung 9 MW/6,5 MWh

GASTURBINE

Leistung 5 MW

ANSPRECHPARTNER/IN

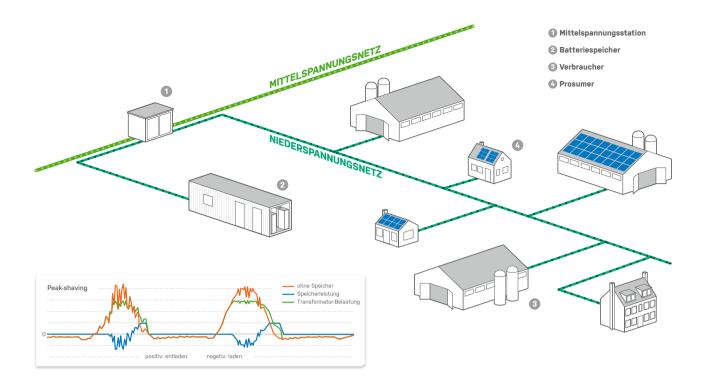
Zoltan Meszaros Technische Werke Ludwigshafen

ELCHE WETTRINGEN: ELEKTROCHEMISCHER BATTERIESPEICHER STATT NETZAUSBAU

Die Westnetz hat in der Gemeinde Wettringen in Nordrhein-Westfalen im Jahr 2015 einen Batteriespeicher installiert. Er speichert am Tag überschüssigen Sonnenstrom und speist ihn in den Abendstunden wieder ins Netz ein. Der Speicher verhindert damit Belastungs- und Spannungsspitzen, die bei Sonnenschein durch die hohe Photovoltaikleistung im Ortsnetz auftraten. Die Photovoltaikanlagen in dem betrachteten Teilbereich in Wettringen erreichen eine Leistung von 700 kWp, was das Stromnetz an seine Belastungsgrenze brachte.

Dank des Batteriespeichers konnte auf den Bau einer 10kV-Entlastungsleitung verzichtet werden. Die Leitung wäre bereits in wenigen Jahren durch eine geplante größere Veränderung der Netzstruktur in der Region überflüssig geworden. Der Batteriespeicher hingegen kann wenn er nicht mehr gebraucht wird, abgebaut und woanders eingesetzt werden. Seine Lebensdauer beträgt 15 bis 20 Jahre. Der Speicher hat eine Kapazität von 1.000 kWh und eine Leistung von 250 kW (350 kVA). Er basiert auf der Lithiumlonen-Technologie. Die gesamte Technik befindet sich in einem 40-Fuß-Container, der in unmittelbarer Nähe zu einer Mittelspannungsstation aufgestellt wurde. Damit kann er nicht nur das Niederspannungsnetz, sondern auch das vorgelagerte 10kV-Netz entlasten.







Ein mobiler Batteriespeicher ist eine sinnvolle Lösung zur Netzentlastung, wenn die Spannungs- und Belastungsgrenzwerte überschritten werden und die Alternative Netzausbau zu komplex und zu kostenintensiv ist. Insbesondere wenn ein Netzausbau nur temporär notwendig ist, können mobile Batteriespeicher die wirtschaftlichere Lösung sein.

Vermarktung des Speichers in netzunkritischen Zeiten würde die Wirtschaftlichkeit verbessern

Neben der Entlastung des Netzes ist der Batteriespeicher technisch auch zur Bereitstellung von Regelenergie geeignet. In den Zeiten, in denen der Batteriespeicher nicht für das Netz benötigt wird, könnte dieser beispielsweise auf dem Regelleistungsmarkt vermarktet werden. So ließe sich die Zahl der Fälle, in denen ein Batteriespeicher wirtschaftlich betrieben werden kann, erhöhen. Bei einer rein netzdienlichen Nutzung kann der Batteriespeicher sein technisches Potenzial zu diversen Zeiten nicht voll ausschöpfen. Diese Möglichkeit des sogenannten "Multiobjektiven Einsatzes" wurde bisher allerdings zunächst nur in einer Studie untersucht, jedoch noch nicht in die Praxis umgesetzt.

Speichern als Aufgabe des Marktes?

Grundsätzlich gestaltet sich der Einsatz von Batteriespeichern zur Netzentlastung aufgrund der regulatorischen Rahmenbedingungen noch schwierig. Wegen der strikten Trennung zwischen den Bereichen Netz, Stromerzeugung und Vertrieb (Unbundling) in der Energiewirtschaft sieht die Bundesnetzagentur den Betrieb von Stromspeichern durch Netzbetreiber kritisch. Es wird befürchtet, dass ein Netzbetreiber hierdurch einem verbundenen Unternehmen vergünstigte Energie zur Verfügung stellen könnte und somit andere Marktteilnehmer diskriminiert würden. Hierfür gilt es, die regulatorischen Rahmenbedingungen anzupassen, bzw. Betreibermodelle zu entwickeln, welche mit den aktuellen Rahmenbedingungen

Für den reinen netzdienlichen Betrieb wäre es hierzu theoretisch denkbar, dass Verteilnetzbetreiber selbst den Batteriespeicher im Rahmen der Verlustenergiebeschaffung* bewirtschaften. Um Batteriespeicher zusätzlich in netzunkritischen Zeiten zu vermarkten, wäre es theoretisch vorstellbar, dass eine dritte Partei (z.B. ein beliebiger Stromvertrieb) die komplette Bewirtschaftung bzw. Vermarktung für den ein- und ausgespeicherten Strom übernimmt. Zur Sicherstellung der Netzentlastung könnte jedoch das Eigentum und die Betreiberrolle bei dem Netzbetreiber verbleiben.

Verlustenergie wird benötigt, um die physikalisch bedingten Netzverluste auszugleichen. In jedem Stromnetz kommt es zu Energieverlusten. Stromnetzbetreiber müssen sich als Ausgleich für diesen Energieverlust einen Ersatz beschaffen. Der Ersatz wird Verlustenergie genannt.

ELCHE WETTRINGEN (H8)

PHOTOVOLTAIK-LEISTUNG IM ORTSNETZ (TEILBEREICH)

700 kWp

BATTERIESPEICHER

Lithium-Ionen-Technologie

KAPAZITÄT

1.000 kWh

LEISTUNG

250 kW (35 A)

ANSPRECHPARTNER/IN

Tobias Rott Westnetz GmbH



DIE ZUKÜNFTIGE KOMPLEXITÄT IM ENERGIESYSTEM IST NUR MITTELS DIGITALISIERUNG BEHERRSCHBAR



SYSTEM COCKPIT: WIR TESTEN DIE DIGITALE ENERGIEWELT 2035

Verschiedene Teilprojekte von DESIGNETZ (wie z.B. Power-to-Heat-Anlagen oder Batteriespeicher) stellen dem Verteilnetz Flexibilität zur Verfügung. Verteilnetzbetreiber wollen zukünftig Flexibilität nutzen, um Engpässe im Netz zu verhindern. Engpässe können beispielsweise entstehen, wenn viele Energieerzeuger zeitgleich und geographisch nah beieinander in das Netz einspeisen.

In Ergänzung zu den Flexibilität-bereitstellenden Teilprojekten verbessern andere die Effizienz des Verteilnetzes, sodass mehr elektrische Leistung aufgenommen und transportiert werden kann. Zusammen sichern die Teilprojekte dadurch die Zuverlässigkeit des Verteilnetzes. Im System Cockpit wird der Mehrwert der verschiedenen Teilprojekte, einzeln und im Zusammenspiel, in der Energiewelt 2035 erprobt. Die in den Teilprojekten betrachteten technischen Anlagen der heutigen, realen Welt werden dabei in ein simuliertes Energieversorgungssystem des Jahres 2035 integriert.

Die Untersuchungsergebnisse beantworten die folgenden Fragen:

- Welchen Beitrag zur Versorgungssicherheit können die Teilprojekte im Jahr 2035 leisten?
- Wie viel Flexibilität können sie in welchen Situationen zuverlässig zur Verfügung stellen, wenn der Anteil dezentraler Erzeuger deutlich steigt und neue Lasten zum Beispiel durch E-Mobilität hinzukommen?
- Welche Möglichkeiten zur Optimierung des Verteilnetzes gibt es unter den veränderten Bedingungen des Jahres 2035?

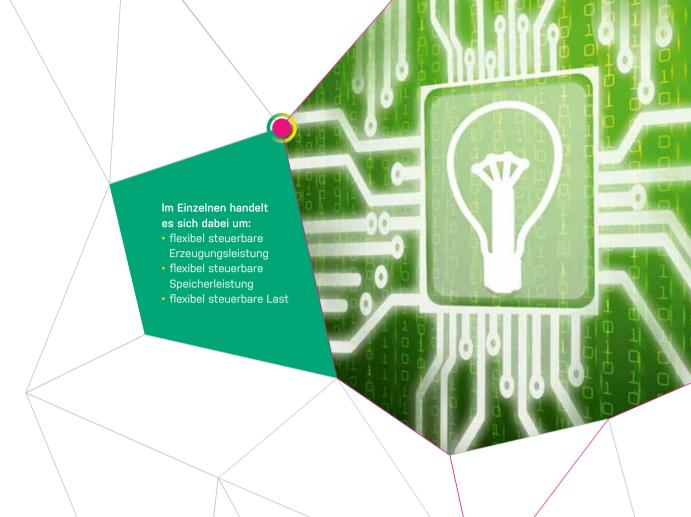
Zusammenspiel zwischen Realität und Simulation

Die technischen Anlagen der Teilprojekte übermitteln für den Live-Betrieb ihre Fahrpläne über die Datenkaskade und das Energy Gateway an das System Cockpit. In den Fahrplänen beziffern die Teilprojekte ihre voraussichtliche Leistungskurve sowie ihre damit verbundene Flexibilität im Testzeitraum. Ein Energiespeicher schätzt beispielsweise ab, wie viel elektrische Energie er im Testzeitraum speichern bzw. in das Verteilnetz einspeisen kann.

Das System Cockpit erstellt aus den Fahrplänen der Teilprojekte und mit Hilfe von Wetterprognosen für sechs Stunden im Voraus eine Betriebsplanung für das simulierte Netz der Zukunft. Sollte im simulierten Netz von 2035 ein Problem auftauchen, prüft das System Cockpit verschiedene Handlungsoptionen. Es kann die angebotene Flexibilität real abrufen und innovative Betriebsmittel simulativ zur Vermeidung von Engpässen einsetzen.

Dazu werden die Fahrpläne der einzelnen Teilprojekte optimiert und je nach Bedarf Flexibilität reserviert. Die optimierten Fahrpläne gehen über die Datenkaskade und das Energy Gateway an die Anlagen zurück, die zum geplanten Testzeitpunkt nach den optimierten Fahrplänen betrieben werden.

Während des Testlaufs kontrolliert das System Cockpit, ob die Anlagen die angeforderte Flexibilität auch tatsächlich erbringen. Verschiedene Faktoren können die geplanten Flexibilitätspotenziale beeinflussen.



Dazu gehören technische Störungen, Wetterumschwünge, unvorhergesehene Ereignisse im Anlagenbetrieb und vieles mehr. In Summe wird aufgezeigt, wie die Versorgungssicherheit in der Zukunft durch Flexibilität im Ahlagenbetrieb und im Netz sowie mit Hilfe moderner Informationstechnologie und innovativer Betriebsmittel gewährleistet werden kann.

Das System Cockpit ermöglicht somit zum einen eine systemische Sicht im Projekt auf zukünftige Versorgungsaufgaben, und zum anderen ermöglicht es die Echtzeitsimulation von Flexibilitätsbedarfen und den physikalischen Abruf von Flexibilitäten. Als Schaufenster für das Gesamtsystem visualisiert es das Ziel von DESIGNETZ.

Der Beitrag, den die Teilprojekte einzeln und im Zusammenspiel leisten, sowie die Untersuchungsergebnisse werden für/ Besucher des System Cockpits anschaulich visualisiert. Sie/ können dabei Zielkonzepte, die mit dem Flexibilitätseinsatz verfolgt werden, auswählen und die Reaktion im Live-Betrieb auf Monitoren verfolgen.

SYSTEM COCKPIT (D21)

BETEILIGTE PARTNER

- Technische Universität Dortmund, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft
- OFFIS e.V.-Institut für Informatik
- Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft/RWTH Aachen University
- · Transferstelle für Rationelle und Regenerative Energienutzung Bingen
- STEAG GmbH

TECHNISCHE INBETRIEBNAHME

Juli 2018

START DESIGNETZ-ANBINDUNG

Juli 2018

ANSPRECHPARTNER/IN

Annegret Hermanns Westnetz GmbH



Anhand der Ergebnisse, die das System Cockpit erbringt, lässt sich bewerten, welche Flexibilitätsleistung die verschiedenen Technologien erbringen. Ihr Mehrwert kann mit den Kosten für einen Netzausbau verglichen werden.

Darüber hinaus unterstützt der agentenbasierte Ansatz des Simulationswerkzeugs die Akteure der Energiewende bei ihrer Rollenfindung. Netz-, system- und marktdienliches Verhalten kann simuliert werden, sodass die wirtschaftlichen Anreize der Energiewende für die einzelnen Akteure identifiziert werden können. Das System Cockpit stellt Informationen zur Verfügung, die Akteure nutzen können, um neue Geschäftsmodelle zu entwickeln und die den Gesetzgeber dabei unterstützen, die Energiewende durch Anpassung von Rahmenbedingungen zu fördern.



WISSENSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Die Entwicklung des System Cockpits liefert neben den zuvor beschriebenen Funktionalitäten auch einen wissenschaftlichen Mehrwert. Denn mit Hilfe der umfassenden Simulation des Energiesystems 2035 können wesentliche Erkenntnisse für die Forschungszweige der Energiesystemsimulation, der Anlagenmodellierung und der Energiesystemoptimierung gewonnen werden. Eine Besonderheit stellt dabei die Verknüpfung der Simulation mit den realen Teilprojekten und deren kommunikationstechnische Anbindung dar. Auf diese Weise können praktische Erfahrungen bei der Ansteuerung von Anlagen in Verbindung mit den Auswirkungen auf das Gesamtsystem gesammelt werden.

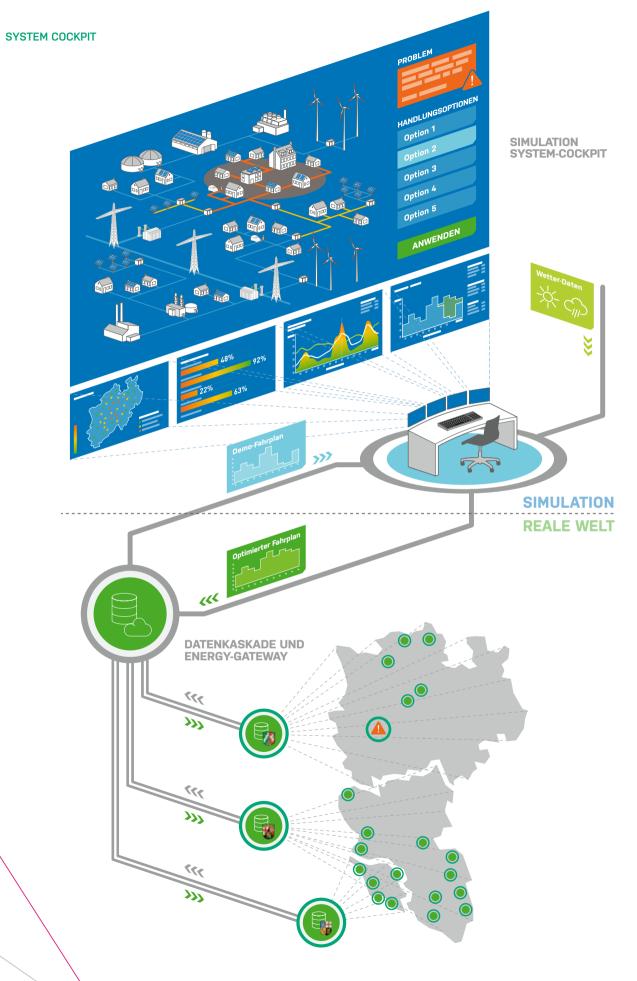
Aus wissenschaftlicher Perspektive werden mit der Entwicklung und Implementierung des System Cockpits drei zentrale Ziele verfolgt:

- Ein hoher Detailgrad in den Anlagenmodellen und die Einbindung der Teilprojekte schafft eine realitätsnahe Abbildung des Zusammenspiels im Energiesystem 2035 und erlaubt die Identifikation von Interdependenzen und Wirkzusammenhängen, die durch bisherige Energiesystemsimulation nicht oder nur bedingt zugänglich sind.
- Als Laborarbeitsplatz bietet das System Cockpit eine Plattform zur wissenschaftlichen Erprobung und Evaluation von Konzepten und ermöglicht damit die Beurteilung der Wirksamkeit und Effizienz unterschiedlicher Lösungsansätze sowie deren Kompatibilität im Zusammenspiel.
- Mithilfe von Visualisierungs- und Nutzerinteraktionsfunktionen k\u00f6nnen Ergebnisse wissenschaftlicher Simulationen auch au\u00dderhalb des Fachpublikums anschaulich pr\u00e4sentiert und transparent gemacht werden, sodass die Akzeptanz und das Verst\u00e4ndnis f\u00fcr den Transfer wissenschaftlicher Erkenntnisse in die Praxis gest\u00e4rkt werden.



DIE FUNKTION DES SYSTEM COCKPITS IM ÜBERBLICK:

- Simulation eines repräsentativen spannungsebenenübergreifenden Verteilnetzes für das Jahr 2035
- Simulation von Lasten und dezentralen Erzeugern anhand aktueller Wetterprognosen
- Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel
- Erstellung einer Betriebsplanung zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs unter Berücksichtigung der Fahrpläne der Teilprojekte
- Reservierung und Abruf der verfügbaren Flexibilität der Teilprojekte
- Vergleich von Ist- und Soll-Werten, Einbindung der Ist-Werte in die Netzsimulation und Visualisierung der Testergebnisse



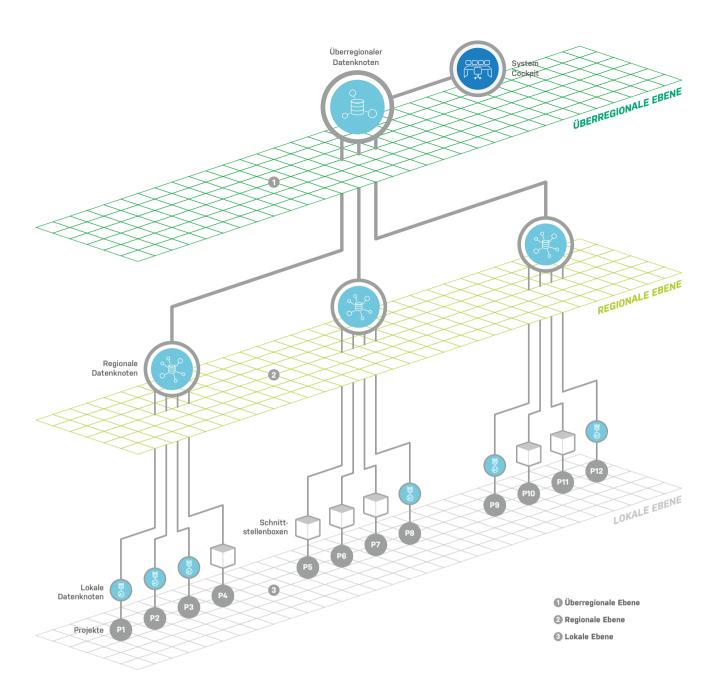
ENERGY GATEWAY: DIE ZENTRALE DATENDREHSCHEIBE

Das Energy Gateway ist die zentrale Datendrehscheibe im DESIGNETZ. Über diese Schnittstelle werden die einzelnen Projekte in das Gesamtsystem integriert. Es bildet zudem die Brücke zum System Cockpit und dem Monitoring für Flexibilitäten. Die Verbindung zwischen den einzelnen Projekten und DESIGNETZ als Ganzes bildet eine Datenkaskade (ein System aus Hardware, Software und nachrichtentechnischen Komponenten), die auf lokaler Ebene ansetzt und sich nach oben fortsetzt.

Auf dem Weg durch die Datenkaskade werden die Flexibilitäten der einzelnen Projekte verarbeitet, auf regionaler und überregionaler Ebene aggregiert und an das System Cockpit übermittelt. Vom System Cockpit aus erreichen Abrufsignale in umgekehrter Richtung die einzelnen Projekte.

Zur nachträglichen Auswertung werden alle Daten archiviert. Die Datenkaskade ist in drei Ebenen von unten nach oben folgendermaßen gegliedert:





Lokale Ebene: Über ihre Schnittstellenboxen sind die einzelnen Partnerprojekte an einen Datenknoten der regionalen Ebene angeschlossen. Zusätzlich sind einzelne Demonstratoren direkt mit einem lokalen Datenknoten verbunden.

Regionale Ebene: Drei regionale Datenknoten sind nach ihren Regionen Saarland, Rheinland-Pfalz, Nordrhein-Westfalen benannt. An diese sind jeweils die zugeordneten Schnittstellenboxen und die lokalen Datenknoten angeschlossen.

Überregionale Ebene: In einem überregionalen Datenknoten werden schließlich die drei regionalen zusammengefasst. Die Hauptaufgabe des Energy Gateways besteht darin, die einzelnen Energiewende-Lösungen in den Gesamtzusammenhang DESIGNETZ zu integrieren. Dabei wird besonderer Wert darauf gelegt, dass die Informationssicherheit allen Anforderungen genügt, die sich aus gesetzlichen Bestimmungen und technischen Richtlinien ergeben. Neue Standards und Technologien wie OPC-UA und Virtualisierung sowie klassische Kommunikationsprotokolle wie IEC 60870-5-104 kommen in der Datenkaskade zum Einsatz.

ENERGY GATEWAY (D16)

ANSPRECHPARTNER/IN

Judith Groos Westnetz GmbH

MONITORING FÜR FLEXIBILITÄTEN: "BETRIEBSSYSTEM" FÜR DIE ENERGIEWENDE

IKT Baukasten und integrierte Daten- und Diensteplattform

Das Ziel des Teilprojekts ist die Entwicklung einer einheitlichen, offenen und sicheren Daten- und Diensteplattform, die ein effizientes, datenschutzkonformes Datenmanagement und die Integration der Teilprojekte ermöglicht. Sie dient als Bindeglied aller Demonstratoren bzgl. unterschiedlicher Daten (wie beispielsweise Flexibilitätsdaten, den Netzzustand, die Aktivierung von Flexibilitätsoptionen oder Prognosedaten). Es wird ein Vernetzungskonzept zwischen den Diensten und Akteuren erarbeitet, welches vordefinierten Rollen- und Rechtemodellen folgt. Insgesamt werden die Prinzipien des "Security- und Privacy-by-Design" gemäß CC/EAL4 und einem entsprechenden Vorgehensmodell verfolgt.

Offene und sichere Daten- und Diensteplattform

Drei Schwerpunktthemen stehen bei der Realisierung im Mittelpunkt.

Data Hub für Flexibilitätsoptionen, Netz- und Messdaten

Über einen Data Hub sollen Flexibilitätsoptionen sowie Netzund Messdaten zwischen den Akteuren und den Teilprojekten ausgetauscht werden. Die Projektpartner erweitern und integrieren dafür bestehende Systemlandschaften und binden sie an die jeweiligen Datenknoten an. Es werden eine serviceorientierte Plattform und bedarfsgerechte Process-Apps zum Beispiel für die Netzschutztechnik oder ein Monitorina von Flexibilitätsoptionen exemplarisch erstellt. Sensoren, Aktuatoren und bestehende Datenknoten werden auf der Ebene der softwaredefinierten Plattform eingebunden. Eine darauf aufbauende serviceorientierte Plattform bildet die Basis für darauf aufsetzende Dienste wie zum Beispiel das System Cockpit. Die inhärente Modularität des serviceorientierten Plattformkonzepts ermöglicht neben der Skalierung die Wiederverwendung und flexible Kombination von Diensten, sodass das System verschiedenen Anwendungsszenarien in der Energieversorgung angepasst werden kann.

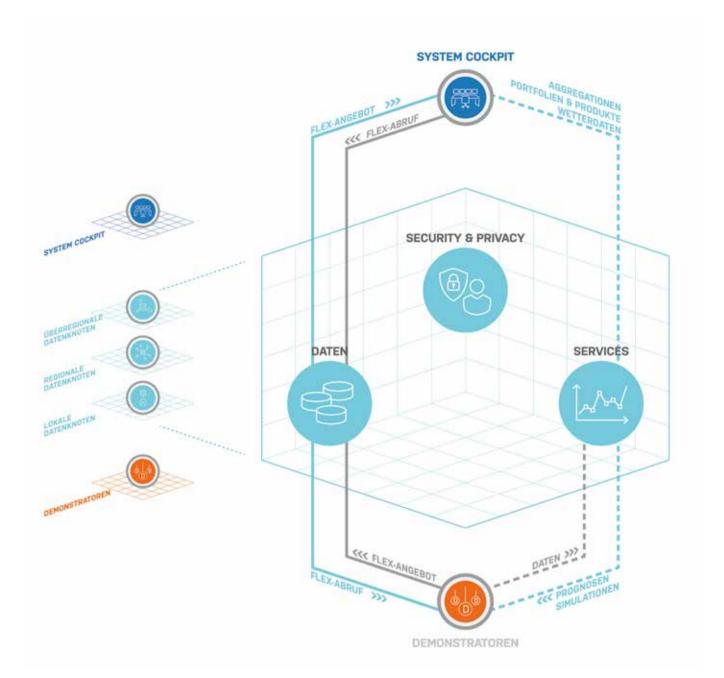
Analysen, Optimierungen und modellbasierte Diagnose

Für die Analyse und Optimierung werden ressourcenschonende Verfahren und Methoden zur dezentralen Beurteilung des
Netzzustandes (weiter)entwickelt. Zudem kommen Prognosen
von Lastgängen, Anomalieerkennung zur effizienten Bewertung der Netzzustände und modellbasierte Diagnose im
Bereich der Netzschutztechnik zum Einsatz.

Ganzheitliches Sicherheits- und Datenschutzkonzept

Aufbauend auf einer ganzheitlichen Sicherheitsanalyse sollen Sicherheitsmechanismen ausgewählt und eine Architektur entwickelt und erprobt werden. Die Analyse umfasst dabei insbesondere organisatorische und rechtliche Aspekte des Datenschutzes und der Nutzungskontrolle. Es wird auf existierenden Lösungen wie SUCH, Sonata, IND2UCE und Separierungsmechanismen aufgebaut. Die Architektur soll eine kompositionale Vorgehensweise in Bezug auf Änderungsmanagement und Zertifizierung (CC EAL 4) ermöglichen und Resilienz unterstützen.







Die Energiewende steht und fällt mit der Frage, ob sich die dezentrale und volatile Energieversorgung sicher und zuverlässig steuern lässt. Dem Monitoring von Flexibilitäten mit Hilfe von Datenknoten und Serviceplattform kommt dabei eine entscheidende Rolle zu. Denn nur wenn es gelingt, Flexibilitäten netzdienlich einzusetzen und effizient zu vermarkten, können die Vorteile einer dezentralen Energieversorgung auch wirtschaftlich voll ausgeschöpft werden.



WISSENSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

In dem Teilprojekt werden innovative Systeme und neuartige Methoden der Datenverarbeitung in ein Gesamtsystem zur dezentralen Steuerung der Energieversorgung integriert und erprobt. Damit lassen sich wichtige Erkenntnisse für die weitere Forschung und Entwicklung ableiten, die anders nicht zu gewinnen wären.

MONITORING FÜR FLEXIBILITÄTEN (D20)

ANSPRECHPARTNER/IN

Dr. Christian Linn August-Willhelm-Scheer-Institut

Dr. Boris Brandherm

VVPP TSB - VIRTUAL VIRTUAL POWER PLANT: VIRTUELLES KRAFTWERK AUS 100 VIRTUELLEN ANLAGEN

Die Transferstelle Bingen (TSB), ein Institut an der Technischen Hochschule Bingen, verknüpft in ihrem virtuellen Kraftwerk die Leistungsverläufe von 100 virtuellen Stromerzeugungs- und Stromverbraucheranlagen zu einem ansteuerbaren Anlagenpool. Der Begriff "virtuelle Anlagen" verdeutlicht, dass reale Anlagen in mathematischen Modellen nachgebildet wurden. Das virtuelle Kraftwerk wird so zu einem "virtuellen Virtuellen Kraftwerk" (virtual Virtual Power Plant). Die TSB betreibt das virtuelle Kraftwerk auf ihrem Marktparallelserver unter echten Marktbedingungen wie ein richtiges Kraftwerk. Dadurch weist die TSB die wirtschaftlich nutzbare Flexibilität virtueller Kraftwerke anschaulich nach.

Erzeuger und Verbraucher jeder Größenordnung In dem Kraftwerkspool sind echte Erzeuger und Verbraucher unterschiedlicher Größenordnungen und Typen zusammengefasst: Die realen Leistungsverläufe, wie sie üblicherweise beim Betrieb der Erzeugungsanlagen auftreten, werden in die mathematischen Modelle integriert.

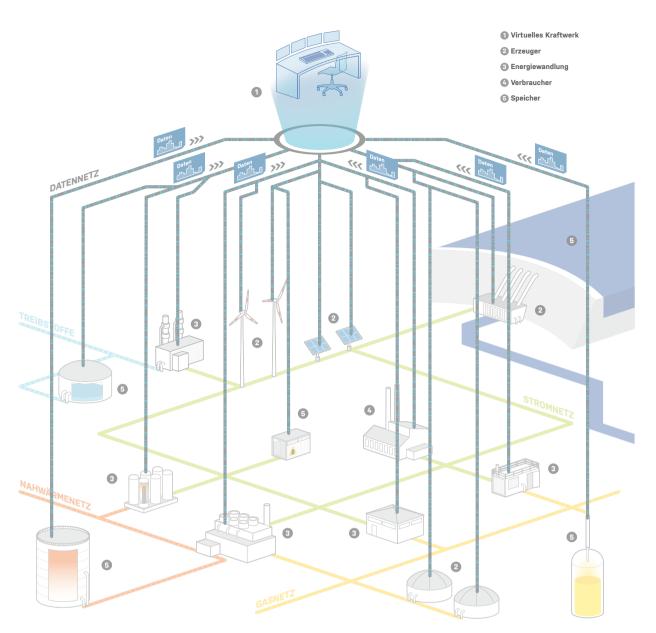
Das virtuelle Kraftwerk kann durch Anpassungen der Software von der TSB variabel gestaltet werden. Es unterliegt keinen betrieblichen Einschränkungen. Alle Schaltvorgänge können umfassend getestet werden. Die Leistungsparameter der einzelnen virtualisierten Anlagen können je nach Bedarf angepasst werden. So kann die TSB verschiedene Szenarien durchspielen und miteinander vergleichen.

Die Flexibilität des virtuellen Kraftwerks wird dem Projekt DESIGNETZ über die Anbindung an das System Cockpit zur Verfügung gestellt.

BHKW

- Gasturbinen
- Biomassekraftwerke







Für die Energiewende leisten virtuelle Kraftwerke einen entscheidenden Beitrag. Durch sie können dezentrale Anlagen kleiner und großer Leistungsklassen in der digitalisierten Welt flexibel gebündelt werden, sodass sie konventionelle Kraftwerke ersetzen. Virtuelle Kraftwerke können flexibel, schnell und genau auf Schwankungen des Energiebedarfs reagieren.

Das Projekt eröffnet ein tieferes Verständnis für die Potenziale von virtuellen Kraftwerken in unterschiedlichen Szenarien. Die Ergebnisse können den Betreibern von dezentralen Stromerzeugungs- und Stromverbraucher-Anlagen zur Verfügung gestellt werden, damit diese sich von den Potenzialen virtueller Kraftwerke ein besseres Bild machen können. Das gesammelte Wissen unterstützt die Planung neuer Anlagen und kann genutzt werden, um neue Geschäftsmodelle und passende energiepolitische Rahmenbedingungen zu entwickeln.

WISSENSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Das virtual Virtual Power Plant demonstriert, wie der technische Betrieb eines virtuellen Kraftwerks mit 100 angeschlossenen Anlagen optimiert werden kann. Die TSB testet, ob die Ansteuerungen der virtuellen Anlagen funktionieren, sie den Pool-Aufrufen folgen und die entsprechenden Leistungsänderungen zurückmelden.

VVPP TSB -VIRTUAL VIRTUAL POWER PLANT (H6)

(1.10)

TECHNISCHE DATEN AUF EINEN BLICK

- Integrierte Anlagen: 100
- Gesamtleistung: 80 MW
- Flexibilität: 0,1 bis 80 MW
- Regelgeschwindigkeit:5 bis 15 Minuten

ANSPRECHPARTNER/IN

Joachim Walter,Dipl. Ing. Transferstelle Bingen

FLEX4ENERGY: HANDELSPLATTFORM FÜR REGIONALE FLEXIBILITÄTEN

Die StoREgio GmbH hat mit ihren Projektpartnern einen Marktplatz für regionale Flexibilitäten entwickelt und erprobt. Lokale Ungleichgewichte zwischen Stromerzeugung und Verbrauch werden mit Hilfe einer Handelsplattform in einem marktwirtschaftlichen Prozess ausgeglichen. Flex4Energy ergänzt die bisherigen Energiemärkte, die bisher keine Instrumente bieten, um lokale Flexibilitätsprodukte zu handeln.

Aus Flexibilitäten werden handelbare Produkte

Auf Flex4Energy können Anbieter und Nachfrager mit unterschiedliche Flexibilitätsprodukte handeln. Das System funktioniert dabei ähnlich wie der Börsenhandel mit Wertpapieren. Dabei werden zwei Produktgruppen unterschieden: latente Flexibilitätsprodukte und Fahrplanprodukte. Bei latenten Produkten wird für den Angebotszeitraum ein Leistungsband verabredet. Die tatsächliche Höhe der erbrachten Leistung wird anhand physikalischer Parameter definiert oder über externe Signale gesteuert. Bei Fahrplanprodukten wird bereits der genaue Leistungsverlauf im Angebotszeitraum verabredet. Der minimale Angebotszeitraum ist in beiden Fällen eine Viertelstunde, ansonsten beliebige Vielfache davon. Eine Reihe von Parametern erlaubt innerhalb der Produktgruppen weiter zu differenzieren. Anders als auf den bisherigen Energiemärkten gibt es auf Flex4Energy keine Mindestgrößen für die angebotene Leistung.

Die Kommunikation mit dem Marktplatz übernehmen prognosefähige Energiemanagementsysteme, die zur Steuerung von Anlagen oder Überwachung von Netzen eingesetzt werden. Sie werden damit zu Flexibilitätsmanagementsystemen, mit deren Hilfe Flexibilitätspotenziale und -bedarfe ermittelt, in Flexibilitätsprodukte überführt und auf der Plattform angeboten werden.

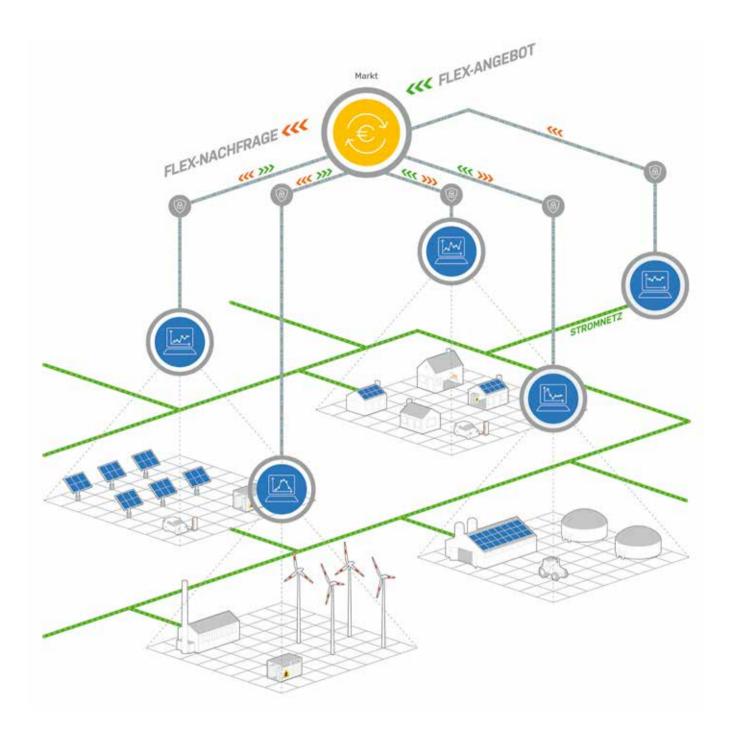
Die Energiemanagementsysteme übernehmen damit eine Aggregatorenrolle, sodass der Marktplatz von der einzelnen technischen Anlage abstrahiert. Dadurch können prinzipiell beliebige technische Anlagen oder Prozesse integriert werden. Die Systeme ermöglichen außerdem eine Kaskadierung von Flexibilität, da sie die Potenziale darunter liegender Aggregationsstufen bündeln können. Dies ermöglicht auch den Handel mit kleineren Flexibilitäten. Im Gegensatz zu virtuellen Kraftwerken, bei denen Anlagen direkt durch Dritte gesteuert werden, belässt Flex4Energy die Steuerungsverantwortung beim Betreiber der Anlage. Dies erlaubt auch die Nutzung industrieller Flexibilitätspotentiale, auf deren Prozesssteuerungen nicht von außen zugegriffen werden darf.

Als Nachfrager von Flexibilität treten in dem Projekt vor allem Verteilnetzbetreiber auf, die beispielsweise mit lokalen Spannungsproblemen zu kämpfen haben. Als Anbieter werden verschiedene Flexibilitätsanlagen genutzt, unter anderem ein Quartierspeicher in einem Neubaugebiet. Der Betreiber dieser Anlagen kann über den Flexibilitätshandel zusätzliche Einkünfte erwirtschaften, die bei der Refinanzierung helfen.

Flex4Energy tritt nicht in Konkurrenz zu bestehenden Energiemärkten, sondern ergänzt deren Angebot um eine regionale Komponente. Ob sich Flexibilitäten als handelbare Produkte eignen, entscheidet ihre Lokalisierung im Netz. An welcher Stelle im Netz treten die Potenziale auf und wo werden sie benötigt?

In dem Projekt mussten etliche Prozessfragen geklärt werden. Wie müssen z. B. Flexibilitätsprodukte beschrieben werden, um in einem automatischen Prozess gehandelt werden zu können. Als entscheidend stellt sich dabei die Option heraus, Nachfragen über die Bündelung von Teilangeboten zu erfüllen, und umgekehrt, ein Angebot auf mehrere Nachfragen zu verteilen. Die Handelsplattform wurde von der Hochschule Darmstadt entwickelt, als Pilotpartner agierte ENTEGA. Die StoREgio GmbH ist Konsortialführer. Weitere Projektpartner sind ads-tec und die Fraunhofer-Institute IESE und ISE.







Der Flex4Energy-Marktplatz wird als wirtschaftlich unabhängiger Flexibilitätshändler mit eigener Marktrolle betrachtet. Daraus folgen zwei Anforderungen:

- 1. der Betrieb des Marktplatzes soll sich aus Handelsgebühren finanzieren
- 2. die übrigen Marktakteure sollen aus dem Flexibilitätshandel wirtschaftliche Vorteile ziehen

Um dies im praktischen Betrieb zu erreichen, ist gegenüber dem Forschungsprojekt eine deutliche Senkung der Transaktionskosten und eine hohe kritische Masse an Handelsvorgängen erforderlich. Dies ist unter den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingen nicht realistisch. Hierzu wäre es notwendig, dass die Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit haben, den Einkauf operativer Flexibilitätsprodukte zur Stabilisierung ihrer Netze betriebswirtschaftlich wie Investitionen in netztechnische Anlagen zu behandeln.

FLEX4ENERGY (H10)

ANSPRECHPARTNER/IN

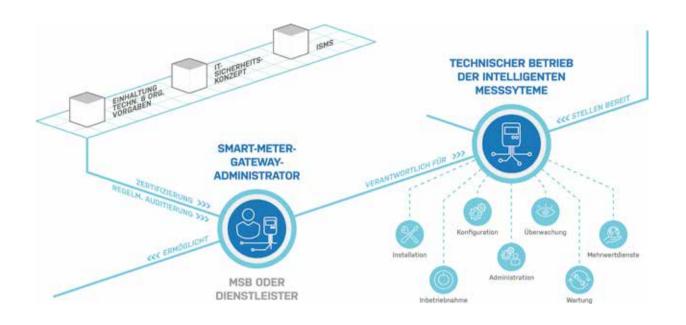
Dr. Peter Eckerle StoREgio GmbH

GATEWAY ADMINISTRATIONS-SERVICE: ADMINISTRATION VON SMART METER GATEWAYS

Die VOLTARIS GmbH administriert vom Standort Merzig aus Smart Meter Gateways, die in den Teilprojekten EMIL und SESAM-Farm verwendet werden. Der Betrieb erfolgt nach den Vorgaben der Technischen Richtlinie 03109 des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI).

VOLTARIS demonstriert, wie Smart Meter Gateways dazu beitragen, die Projektziele von DESIGNETZ zu erreichen. Im Fokus stehen dabei der technische Betrieb der intelligenten Messsysteme, insbesondere mit Grid-Zählern zur Netzzustandsdatenerfassung, die Steuerbox-Verwaltung einschließlich des CLS-Kanals zur Steuerung flexibler Anlagen sowie die Koordination der Steuerzugriffe verschiedener Akteure.







GATEWAY-ADMINISTRATIONS-SERVICE NACH TR 03109E (D19)

ANSPRECHPARTNER/IN

Marcus Hörhammer VOLTARIS GmbH



DEMAND SIDE MANAGEMENT

DIE ENERGIEWENDE WIRD DURCH EFFIZIENTE ENERGIE-ANWENDUNGEN IN INDUSTRIE, GEWERBE, ÖFFENTLICHEN **EINRICHTUNGEN UND HAUSHALTEN GETRAGEN**



SESAM-FARM: LANDWIRTSCHAFTLICHE ELEKTROMOBILITÄT ALS INTELLIGENTER BAUSTEIN NETZDIENLICHEN VERHALTENS

Sustainable Energy Supply for Agricultural Machinery (SESAM)

Die SESAM-Farm steht stellvertretend für landwirtschaftliche Betriebe, die nicht nur Nahrungsmittel, sondern mit unterschiedlichen Systemen wie PV-, Biogas- oder Windkraftanlagen selbst Strom erzeugen und natürlich auch selbst verbrauchen – und Letzteres nicht nur in stationären Einrichtungen wie Gebäuden, Melk- und Fütterungseinrichtungen, sondern auch in mobilen Arbeitsmaschinen wie etwa den Traktoren. Im Vergleich zu anderen Verbrauchern im ländlichen Raum hat ein landwirtschaftlicher Betrieb einen vergleichsweise hohen Strombedarf. Dabei sind Stromerzeugung und -verbrauch zeitlich nicht aufeinander abgestimmt, sodass es beispielsweise aufgrund von Witterungsverläufen zu Einspeisespitzen und somit zur Belastung für ländliche Verteilnetze kommen kann.

Mit der SESAM-Farm demonstrieren die Projektpartner, dass ein intelligent gesteuertes Verbrauchs- und Lastmanagement in Kombination mit neuartigen Batteriespeichersystemen und weiteren neuartigen Fahrzeugkonzepten die Einspeisespitzen glätten und ein landwirtschaftlicher Betrieb netzdienliche Leistungen bereitstellen kann. Überschüssiger Strom aus eigener Erzeugung wird in Batterien gespeichert, mit denen u.a. landwirtschaftliche Fahrzeuge betrieben werden können. Die Szenarien zur Nutzung der eigenerzeugten Energie werden also von stationären Verbrauchern auf mobile Verbraucher ausgeweitet.

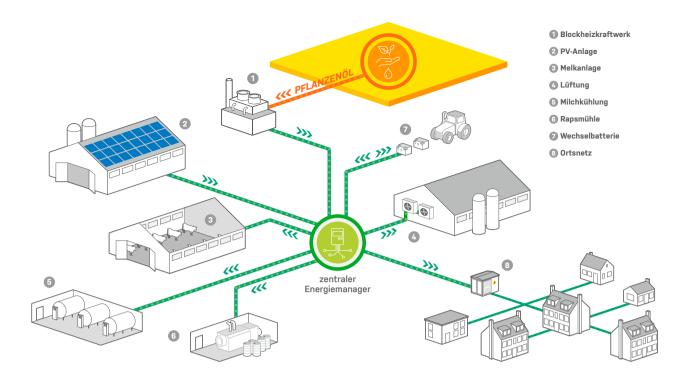
Die landwirtschaftliche Elektromobilität kann durch eine intelligente Verbindung zwischen den mobilen Landwirtschaftsmaschinen und dem Stromnetz somit einen Beitrag zur Entlastung der Netze leisten. Gleichzeitig wird die SESAM-Farm durch Speicherung und Eigennutzung bilanziell energie- bzw. CO₂-neutral. Das heißt, Energieflüsse zwischen Farm und Netz sind in Summe ausgeglichen. Die Strommenge, die die Farm aus dem Netz entnimmt, ist nicht höher als die Menge, die sie ins Netz einspeist, sondern eher kleiner.

Die Anlagen der SESAM-Farm

Die SESAM-Farm wird im Projekt auf einem landwirtschaftlichen Mischbetrieb umgesetzt, der Viehhaltung und Ackerbau betreibt. Ein mit Pflanzenöl betriebenes Blockheizkraftwerk (BHKW) und Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von 300 kWp versorgen den Betrieb mit Erneuerbarer Energie. Strom, der nicht selbst verbraucht wird, speiste der Betrieb bisher vollständig ins Netz ein.

Das intelligent gesteuerte Verbrauchs- und Lastmanagement in Kombination mit einem John Deere 6210RE Hybridtraktor mit Frontbatterie und einer zusätzlichen Wechselbatterie ermöglicht neue Szenarien zur Nutzung der eigenerzeugten Energie. Beispielsweise ist denkbar, dass die Wechselbatterie ständig mit dem Stromnetz verbunden ist, wodurch sie bei Einspeisespitzen die selbsterzeugte PV-Energie aufnehmen und bei Energieengpässen die gespeicherte Energie ins Ortsnetz zurückspeisen kann.

Durch die vorgesehene Möglichkeit eines bidirektionalen Einsatzes der Batterien kann die Energie bei Bedarf zudem ins Betriebsnetz abgegeben werden. All dies trägt zur Glättung von Einspeisespitzen sowie zum Ausgleich von Energieengpässen bei maximaler Eigennutzung selbsterzeugter Energie bei. Der Hybridtraktor erlaubt einen einfachen Wechsel der Batterien, wodurch überschüssiger Strom außerdem im mobilen, netzunabhängigen Arbeitseinsatz genutzt werden kann. Wenn die Batterie auf dem Traktor im mobilen Einsatz ist, kann sie neben dem Dieseltank als zusätzliche Primärenergiequelle auf dem Fahrzeug betrachtet werden, die nicht nur als sog. "Range Extender" fungiert, sondern auch die Leistung von Traktor und Anbaugerät und so die Schlagkraft der Landmaschine erhöht.





WIRTSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Für Landwirte, die in ihren Betrieben Energie aus regenerativen Quellen erzeugen, wird die Eigennutzung nach auslaufender EEG-Förderung immer wichtiger. Die Projektpartner untersuchen, ob mit elektrisch betriebenen Fahrzeugen in Verbindung mit intelligenten Systemen ein wirtschaftlich interessantes Nutzungsszenario erzielt werden kann. Sie wollen dabei netz-, system- und marktdienliche Betriebskonzepte zur Netzoptimierung und -stabilisierung sowie neue Vertriebs- und Preismodelle erarbeiten.



WISSENSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Auf der SESAM-Farm werden die Optimierung von Energieflüssen, der intelligente Einsatz von Energiespeichern, die Entwicklung intelligenter Steuerungen und Energiemanagementsysteme sowie neue Ansätze der Datenübertragung untersucht. Ein wesentliches Kriterium für den erfolgreichen Betrieb der Farm ist eine intelligente Verbindung zwischen Verbrauchern und Speichern sowohl innerhalb wie außerhalb der SESAM-Farm. Wichtige Messwerte werden innerhalb der Farm dezentral per Funk über ein Long Range Wide Area Network (Lo-Ra-WAN) sowie über Powerline übertragen.

Die Werte laufen in einem lokalen Energiemanagementprogramm zusammen, das seinerseits an das überregionale System Cockpit von DESIGNETZ angeschlossen ist. Das Funknetz LoRa-WAN ist ein einfaches, robustes System. Die Projektpartner wollen untersuchen, ob es sich in der Praxis bei der dezentralen Erfassung von Verbrauchswerten innerhalb des Stromnetzes bewährt und als Grundlage für eine intelligente Steuerung dienen kann.

SESAM-FARM (D10)

BETRIEBSFLÄCHE

320 ha

VIEHHALTUNG

130 Milchkühe, 900-1300 Mastschweine, 120 Mutterschafe

PHOTOVOLTAIK

300 kWp

PFLANZENÖL-BHKW

30 kW

ELEKTROMOBILITÄT

John Deere 6210 RE mit Battery Boost Frontbatterie

STROMSPEICHER

2 Battery-Boost-Speicher mit jeweils 33 kWh

BATTERIEGEWICHT

je 1,2 t

LADESYSTEM

Proprietär, CCS2 (DC-High), vorkonfiguriert für bidirektionales Laden

ANSPRECHPARTNER/IN

Prof. Dr.-Ing. Peter Pickel, Johannes Bosch John Deere GmbH&Co. KG

FLEX-ELEKTROLYSE: NETZENTLASTUNG DURCH FLEXIBLE ALUMINIUMELEKTROLYSE

Die Herstellung von Aluminium benötigt viel elektrische Energie. Zunächst wird der Rohstoff Aluminiumoxid in schmelzflüssigem Kryolith, einem Aluminiumsalz, bei Temperaturen von rund 960 °C gelöst. Anschließend gewinnt man durch Elektrolyse das reine Metall aus der Salzschmelze. Für diesen Prozess sind große Strommengen erforderlich.

Die Grundidee des Projekts ist es, die Produktion so zu flexibilisieren, dass die große Last der Aluminiumhütte genutzt werden kann, um gezielt entweder überschüssigen Strom aus regenerativer Erzeugung zu nutzen oder bei Erzeugungsmangel den knappen Strom durch Drosselung der Produktion den anderen Verbrauchern zu überlassen.

Das hat mehrere Vorteile

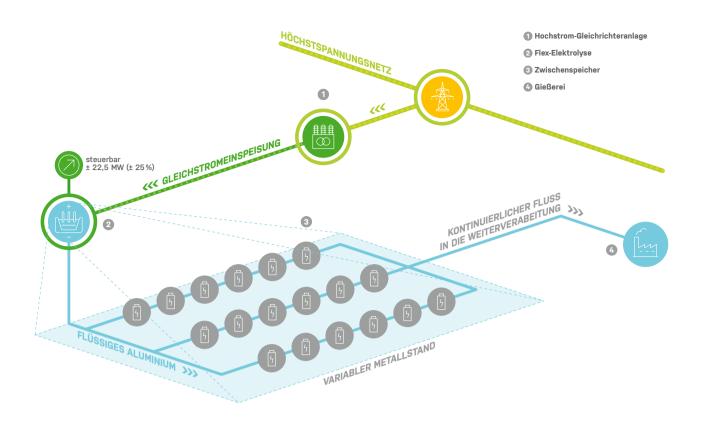
- Windkraftanlagen und andere regenerative, witterungsabhängige Stromerzeuger können systemverträglich ins Netz integriert werden. Sie müssen nicht abgeschaltet werden, wenn die Erzeugung den Verbrauch übersteigt wie bei einer sogenannten Hellbrise.
- 2. Bei einer Dunkelflaute, wenn die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien den Bedarf nicht deckt, müssen keine konventionellen Backup-Kraftwerke eingesetzt werden.

- 3. Das Netz wird entlastet, da große Leistungsbilanzunterschiede ausgeglichen werden können. Die Leistung der Aluminium-Elektrolyse wird erhöht, wenn viel Strom aus erneuerbaren Energiequellen zur Verfügung steht; bei niedriger Erzeugungsleistung wird sie entsprechend reduziert. Die flexible Elektrolyse verhält sich damit wie ein Energiespeicher, obwohl sie keinen Strom speichert, sondern aus Strom ein physisches Produkt erzeugt. Daher wird sie als virtueller Speicher bezeichnet.
- Die Aluminiumhütte verbraucht insgesamt weniger Strom aus konventioneller Erzeugung, wodurch der Kohlendioxid ausstoß gesenkt wird.



Beteilitge Partner

- innogy SE
- Amprion GmbH
- Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH
- Bergische Universität Wuppertal



LASTENVERSCHIEBEKAPAZITÄT VON +/- 1.000 MWH.

Die Aluminium-Elektrolyse hat ein ursprüngliches Lastprofil von 90 MW über 8.500 Volllaststunden. Durch die Flexibilisierung entsteht ein Lastprofil von 90 MW +/- 22,5 MW. Die Lastgrenzen können für bis zu 48 Stunden angefahren werden. Daraus entsteht eine symmetrische Lastverschiebekapazität von +/- 1.000 MWh.

Die Aluminium-FlexElektrolyse kann für ein breites Spektrum von Systemdienstleistungen genutzt werden: zum Beispiel auch als extrem schnelles Regelenergieprodukt oder als Momentanreserve (künstliche Trägheit).



WIRTSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Wenn durch flexible Produktionsprozesse Systemdienstleistungen erbracht werden, können energieintensive Betriebe ein bewirtschaftbares Residualprofil realisieren. Das Residualprofil gibt im Energiemanagement eines Unternehmens den kalkulierten Energieverbrauch an, der noch nicht durch Zuteilungen des Energielieferanten gedeckt ist. Die Profilwerte im Zeitverlauf ergeben sich aus der Differenz zwischen der verfügbaren Energielieferung und dem geplanten Bedarf. Ein hohes Residualprofil ist durch Risikoaufschläge des Energieversorgers entsprechend teuer. Mit der FlexElektrolyse lässt es sich senken und wirtschaftlicher handhaben.

Eine weitere Vermarktung der Flexibilität auf dem Strommarkt, die für die wirtschaftliche Produktion von Aluminium in Deutschland und Europa von Nutzen sein kann, ist von geeigneten energiepolitischen Rahmenbedingungen abhängig.



WISSENSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Das Projekt erforscht das technische und wirtschaftlich optimale Zusammenspiel zwischen dem Regelenergie- und Strommarkt. Außerdem testet es die Bereitstellung bisher nicht verfügbarer Systemdienstleistungen wie Momentanreserve und Rampenglättung. Ihr praxiserprobter Einsatz ist bei einem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien unverzichtbar.

NETZENTLASTUNG DURCH FLEXIBLE ALUMINIUM-ELEKTROLYSE (H4)

NENNLEISTUNG

90 MW

LEISTUNGSFLEXIBILITÄT

+/- 22,5 MW

MAX. SPEICHERLADE-UND -ENTLADEZEIT

48 h

LASTVERSCHIEBEKAPAZITÄT

+/- 1.000 MWh

REGELDYNAMIK

22,5 MW/s

TECHNISCHE INBETRIEBNAHME

Juli 2018

START DESIGNETZ-ANBINDUNG

Ende 2017

LAUFZEIT

bis Projektende (Dezember 2020)

ANSPRECHPARTNER/IN

Heribert Hauck TRIMET Aluminium SE

ENERGIESTUDIO RHEINHESSEN (GALERIE MARKT/KUNDE): ENERGIEAUTARKES NEUBAUVIERTEL

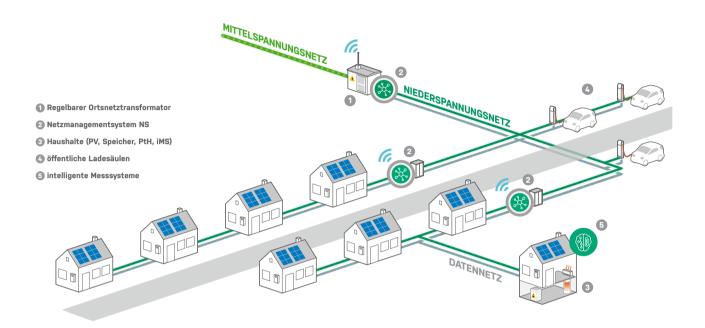
In der Gemeinde Biblis entsteht der Energie-Wohn-Park Helfrichsgärtel III, für das der Energieversorger EWR AG aus Worms ein Gesamtkonzept für Energie und E-Mobilität realisiert. Die Siedlung wird ihren Strombedarf mit Solaranlagen und Stromspeichern größtenteils selbst decken und nur in den dunklen Wintermonaten Strom von der EWR beziehen.

Die Siedlung besteht aus 67 Häusern, die jeweils mit einer Photovoltaik-Anlage auf dem Dach sowie einer Wärmepumpe und einem Stromspeicher ausgestattet sind. Die Häuser, von denen es insgesamt sechs unterschiedliche Gebäudetypen gibt, werden durch EWR zu einem virtuellen Kraftwerk verbunden. Die EWR überwacht und steuert die Energieflüsse und vermarktet potenzielle Flexibilitäten.

Ihren Wärmebedarf decken die Nullenergie-Gebäude durch Wärmepumpen. Jedes Haus besitzt eine Ladestation für Elektrofahrzeuge. In der Siedlung stellt die Firma MKM ein Car-Sharing-Modell mit Elektrofahrzeugen bereit. EWR errichtet dafür drei öffentliche Ladestationen im Energiewohnpark.

Die EWR überwacht die Energieflüsse im Energiewohnpark, prognostiziert diese und stattet die einzelnen Häuser dazu mit modernster Mess- und Steuertechnik aus. Eine anspruchsvolle Herausforderung ist es, dem Kunden kostenneutral Energie durch Speicher- und Überschussvermarktung zu liefern.







WIRTSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Jedes Gebäude im Energie-Wohn-Park Helfrichsgärtel III ist ein Stromerzeuger; jeder Bewohner ein Prosumer, der Strom nicht nur verbraucht, sondern auch erzeugt und speichert. Erzeugung, Verbrauch und Speicherung werden von der EWR AG mit Hilfe modernster Mess- und Regeltechnik gesteuert.

Außerdem fasst die EWR die Erzeugungs- und Speicheranlagen des Viertels zu einem virtuellen Kraftwerk bzw. einem virtuellen Speicher zusammen, sodass die dadurch entstehende Flexibilität genutzt werden kann. Das weitestgehend bilanziell energieautarke Neubaugebiet und die innovativen Mehrwertdienste der EWR AG sind prototypisch für die Prosumer-orientierten Energiemärkte der Zukunft.

ENERGIESTUDIO RHEINHESSEN (GALERIE MARKT/ KUNDE) (D12)

ANSPRECHPARTNER/IN

Benedikt Kohlrieser, Henriette Zimmer EWR AG

ENERGIEWABE INNOVATIONCITY: MIKRO-KWK-ANLAGEN STABILISIEREN DAS STROMNETZ

In Bottrop führten das Gas- und Wärme-Institut Essen (GWI), die Innovation City Management GmbH und die Hochschule Ruhr West im Rahmen der Initiative InnovationCity Ruhr einen Modellversuch zur ${\rm CO_2}$ -Reduzierung durch. Im Stadtgebiet installierten Sie 100 Mikro-KWK-Anlagen mit unterschiedlichen Technologien und Leistungsklassen. Der Modellversuch ermittelte, wie viel ${\rm CO_2}$ mit Hilfe hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eingespart werden kann.

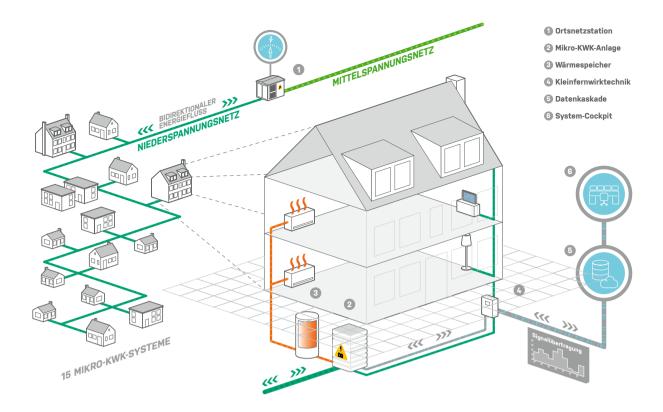
Die häuslichen Mikro-KWK-Anlagen sichern mit Hilfe von Erdgas den Wärmebedarf der Häuser und produzieren gleichzeitig Strom. Die Haushalte decken so einen Teil ihres Strombedarfs selbst. Strom, den sie nicht selbst verbrauchen können, speisen sie in das lokale Stromnetz ein.

Letzteres eröffnet die Möglichkeit, häusliche KWK-Anlagen auch zur Stabilisierung des Verteilnetzes einzusetzen. Dies wird durch die Energiewabe InnovationCity demonstriert. Fernsteuerung über Datenkaskade und System Cockpit Im Rahmen von DESIGNETZ werden bis zu 15 der 100 Mikro-KWK-Anlagen in Bottrop zur Netzstabilisierung auf unterster Ebene herangezogen. Lokale Schwankungen im Stromverteilsystem sollen durch die häuslichen Anlagen ausgeglichen werden.

Dazu ist es erforderlich, dass die Anlagen nicht nur dann Strom produzieren, wenn die Haushalte gerade Wärme benötigen. Sie müssten auch eingeschaltet werden, wenn zusätzlicher Strom im Verteilnetz benötigt wird. Dazu muss der Netzbetreiber die Anlagen aus der Ferne steuern können.

Die bis zu 15 ausgewählten Mikro-KWK-Anlagen werden deshalb mit modernen Kommunikationssystemen zur Fernsteuerung ausgestattet und über die Datenkaskade an das sogenannte System Cockpit ist eine übergeordnete Instanz, bei der neben den Daten der Mikro-KWK-Anlagen die Daten vieler weiterer Anlagen zusammenlaufen. Das System Cockpit steuert die Anlagen dann je nach Bedarf an.





Intelligente Messsysteme in der Ortsnetzstation überwachen den Zustand des Verteilnetzes. Wenn sie einen erhöhten Strombedarf an das System Cockpit melden, kann dieses über die Fernsteuerung die KWK-Systeme einschalten, um das lokale Netz zu stabilisieren. Die Mikro-KWK-Anlagen füllen in diesen Fällen die Wärmespeicher in den Haushalten auf, aus denen später bei Bedarf Heizenergie und Warmwasser entnommen wird.

In der Energiewabe InnovationCitysoll geprüft werden inwieweit häusliche Mikro-KWK-Anlagen flexibel genug betrieben werden können, um einen Beitrag zur Stabilisierung des Verteilnetzes zu leisten, ohne dass die Haushalte in ihrem Verbrauchsverhalten eingeschränkt werden.



WIRTSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Die Energiewabe InnovationCity beantwortet eine wichtige Frage: Lässt sich der netzdienliche Einsatz von dezentralen, häuslichen Mikro-KWK-Anlagen mit den Komfortansprüchen der Haushalte vereinbaren? Sind Netzdienlichkeit und der eigene Wärmebedarf der Haushalte widerstrebende Interessen, aus denen Markthemmnisse entstehen können? Solche Hemmnisse werden identifiziert, sodass Strategien formuliert werden, um den Hemmnissen entgegenwirken zu können. Außerdem können auf Grundlage der gesammelten Erfahrungen Geschäftsmodelle für die Vermarktung von Flexibilität auf unterster Netzebene entwickelt werden.



WISSENSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Im Modellversuch zur CO₂-Reduzierung konnte das GWI detaillierte Daten über Lastprofile und den Anlagenbetrieb gewinnen und Gebäude- sowie Quartiersinformationen ermitteln. Dieses Datenmaterial bildete die Basis für die Konzeption der Energiewabe InnovationCity. Mit Hilfe der Erkenntnisse, die im Rahmen von DESIGNETZ gewonnen werden, kann das Potenzial von dezentralen Mikro-KWK-Anlagen als Flexibilitätskomponente im Verteilnetz wissenschaftlich bewertet werden.

ENERGIEWABE INNOVATIONCITY (D9, H7)

TECHNISCHE LEISTUNG IM ÜBERBLICK

Eingesetzte Technik:

- 100-Mikro-KWK-Anlagen mit unterschiedlicher Leistung und verschiedenen Technologien
- Kleinstfernwirktechnik in bis zu 15 Mikro-KWK-Anlagen
- Gesamtleistung der KWK-Anlagen:
 NN
- Flexibilitätspotenzial der KWK-Anlagen: NN

ANSPRECHPARTNER/IN

Burkhard Lenth innogy SE

Maren Wenzel Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.

ÜBERSICHT: DESIGNETZ – TEILPROJEKTE

Teilprojekt	Titel	Seite
D1	Power-to-Heat Werne:	
	Überschüssigen Strom in privaten Haushalten und Gewerbebetrieben als Wärme nutzen	40
D3	Regionales Verbundsystem Westeifel – Teilprojekt: Biogasanlagen intelligent steuern	38
D4	Elektrodenkessel	34
D5	Fernwärmespeicher Dillingen: Intelligente Sektorkopplung	50
D6	Dynamische Netzstabilisierung mit Lithium-Ionen-Speicher und Gasturbine	52
D7	Energiewabe Rhein-Hunsrück-Kreis:	
	Mehrstufiges Energiemanagement von Speichern auf lokaler und Regionalebene	48
D9, H7	Energiewabe InnovationCity: Mikro-KWK-Anlagen stabilisieren das Stromnetz	80
D10	SESAM-Farm: Landwirtschaftliche Elektromobilität als intelligenter Baustein netzdienlichen Verhaltens	74
D11	Energiewende in der Stadt: Power-to-X als multimodaler Systemstabilisator	36
D12	Energiestudio Rheinhessen (Galerie Markt/Kunde): Energieautarkes Neubauviertel	78
D13	Smart Station: Umspannanlage wird zur Energie- und Datendrehscheibe	12
D14	Energiestudio Rheinhessen Galerie Netz: Neuer Mittelspannungslängsregler erhöht Netzauslastung	16
D15, D17	EMIL – Energienetze mit innovativen Lösungen: Intelligente Netzführung	14
D16	Energy Gateway: Die zentrale Datendrehscheibe	62
D19	Gateway Administrations-Service: Administration von Smart Meter Gateways	70
D20	Monitoring für Flexibilitäten: "Betriebssystem" für die Energiewende	64
D21	System Cockpit: Wir testen die digitale Energiewelt 2035	58
H1	MefCO ₂ : Überschüssige Stromenergie in Methanol verwandeln	42
H4	Flex-Elektrolyse: Netzentlastung durch flexible Aluminiumelektrolyse	76
H6	vVPP TSB: Virtual Virtual Power Plant: Virtuelles Kraftwerk aus 100 virtuellen Anlagen	66
H8	Power-to-Gas Ibbenbüren: Erneuerbare Energie ins Gasnetz einspeisen	44
H8	Smart Country: Ein intelligentes Verteilnetz im Kleinen	20
H8	GRID4EU: Intelligente Steuerung eines Ortsnetzes	24
H8	Smart Operator: Das Intelligente Ortsnetz – kleine Box, große Wirkung	26
H8	ElChe Wettringen: Eletrochemischer Batteriespeicher statt Netzausbau	54
H8	Proaktives Verteilnetz: Flexibilitäten in Markt und Verteilnetz	22
H8	WiLT: Leistungsfähigere Stromleitungen ohne Ausbau	28
H8	Hochtemperaturleiterseile (HTLS) Transportieren bis zu 50% mehr Strom	30
H9	Poly Energy Net: Holone – Dynamische Teilnetze bilden resilientes Ortsnetz	18
H10	Flex4Energy: Handelsplattform für regionale Flexibilitäten	68





Gefördert durch:



Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages