



# THEMEN. PROJEKTE. ERGEBNISSE.

VON EINZELANLAGEN ZUM  
INTEGRIERTEN ENERGIESYSTEM  
DER ZUKUNFT

**BAND 2**

# 46 PROJEKTPARTNER

KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG

EXPERTISE AUS INDUSTRIE,  
ENERGIEWIRTSCHAFT,  
POLITIK UND KOMMUNEN  
SOWIE FORSCHUNG UND  
ENTWICKLUNG

2017-2020

30  
TEILPROJEKTE

DEMAND-SIDE-MANAGEMENT

3 BUNDESLÄNDER MIT  
22 MILLIONEN  
EINWOHNERN

SPEICHER

66 MILLIONEN EURO  
PROJEKTVOLUMEN

MISCHREGION MIT TEILWEISE  
HOHEM ÜBERSCHUSS  
ERNEUERBARER ENERGIEN  
UND NAHEN LASTZENTREN



POWER-TO-X

ELEKTROMOBILITÄT

5 KW BIS 22 MW  
FLEXIBILITÄTSBEREITSTELLUNG

DEZENTRALE REGENERATIVE ERZEUGUNG

# INHALT

- 03 Vorwort
- 04 Route der Energie
- 06 DESIGNETZ-App
- 10 Elektrodenkessel: Elektrische Energie in Wärme umwandeln (D4)
- 14 Fernwärmespeicher Dillingen: Schwankungen flexibel ausgleichen (D5)
- 18 Dynamische Netzstabilisierung: mit Lithium-Ionen-Speicher und Gasturbine (D6)
- 24 Energiewabe InnovationCity: Mikro-KWK-Anlagen stabilisieren das Stromnetz (D9, H7)
- 28 Energiewende in der Stadt: Power-to-X als multimodaler Systemstabilisator (D11)
- 32 MefCO<sub>2</sub>: Überschüssige Stromenergie in Methanol umwandeln (H1)
- 36 Energiestudio Rheinhessen Galerie Netz: Neuer Mittelspannungslängsregler erhöht Netzauslastung (D14)
- 40 Smart Station: Umspannanlage wird zur Energie- und Datendrehscheibe (D13)
- 46 GRID4EU: Intelligente Steuerung eines Ortsnetzes (H8)
- 48 Smart Operator: Kleine Box, Große Wirkung (H8)
- 50 WILT: Leistungsfähigere Stromleitungen ohne Ausbau (H8)
- 52 HTLS: Hochtemperaturleiterseile transportieren bis zu 84 Prozent mehr Strom (H8)
- 54 Smart Country: Intelligentes Verteilnetz im Kleinen (H8)
- 58 Poly Energy Net: Autonome Teilnetze werden zum resilienten Ortsnetz (H9)
- 60 Smart Grid E-Mobility: Zustandsschätzung und Engpassmanagement im städtischen Niederspannungsnetz (H12)
- 64 Energy Gateway: Die dezentrale Datendrehscheibe (D16)
- 66 Monitoring für Flexibilität: „Betriebssystem“ für die Energiewende (D20)
- 70 System Cockpit: Reallabor für die digitale Energiewelt 2035 (D21)
- 74 Gateway Administrations-Service: Smart Meter Gateways steuern und verwalten (D19)
- 78 vVPP TSB: Virtuelles Kraftwerk aus 100 virtuellen Anlagen (H6)
- 82 Proaktives Verteilnetz: Flexibilität in Markt und Verteilnetz (H8)
- 84 Flex4Energy: Handelsplattform für regionale Flexibilität (H10)
- 88 Energiewabe Rhein-Hunsrück-Kreis: Mehrstufiges Energiemanagement vom Haushalt bis zur Umspannanlage (D7)
- 96 EMIL – Energienetze mit innovativen Lösungen (D15, D17)
- 100 Power-to-Gas Ibbenbüren: Erneuerbare Energie ins Gasnetz einspeisen (H8)
- 104 EIChe Wetringen: Elektrochemischer Batteriespeicher optimiert Netzausbau (H8)
- 110 SESAM-Farm: Stromnetze durch Energiemanagement in der Landwirtschaft entlasten (D10)
- 116 Energiestudio Rheinhessen Galerie Markt/Kunde: Energieautarke Neubausiedlung (D12)
- 120 Power-to-Heat Werne: Überschüssigen Strom als Wärme nutzbar machen (D1)
- 124 Flex-Elektrolyse: Netzentlastung durch flexible Aluminiumelektrolyse (H4)
- 128 46 erfahrene Partner. Ein gemeinsames Ziel.
- 130 Bildnachweise
- 132 Impressum

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird auf die gleichzeitige Verwendung der Sprachformen männlich, weiblich und divers (m/w/d) verzichtet. Sämtliche Personenbezeichnungen gelten gleichermaßen für alle Geschlechter.

## Sehr geehrte Leserinnen und Leser,

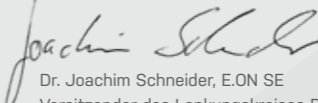
für das Gelingen der Energiewende ist Dezentralität ein entscheidender Erfolgsfaktor. Denn schon heute gibt es mehr als 1,9 Millionen dezentrale Erzeugungsanlagen, die grünen Strom aus Windkraft, Sonnenenergie oder Biomasse ins Netz einspeisen. Davon sind mehr als 90 Prozent an die Verteilnetze angeschlossen. Die damit einhergehenden Herausforderungen muss das Stromnetz meistern. Darüber hinaus verändern Elektromobilität und die Kopplung verschiedener Sektoren das Verbrauchsverhalten von Privathaushalten und Unternehmen.

DESIGNETZ hat seit dem Startschuss im Jahr 2016 mit großem Engagement das Ziel verfolgt, für diese Herausforderungen den notwendigen Rahmen zu schaffen und neue Lösungen zu entwickeln. 46 Projektpartner haben in den vergangenen vier Jahren eine Blaupause für das Energiesystem der Zukunft geschaffen, bei dem erneuerbare Energien in das Energiesystem integriert werden und der Netzausbau auf das notwendige Minimum reduziert wird.

Dabei wurde stets einem Credo gefolgt: Großes entsteht immer im Kleinen. DESIGNETZ hat daher viele kleine dezentrale skalierbare Einzellösungen in einem Reallabor erforscht. Die Projektpartner haben ihre vielfältige Expertise genutzt, um technische und marktdienliche Lösungen in unterschiedlichen Netzen und Netzebenen zu realisieren und diese im Betrieb zu analysieren.

Diese vielfältigen Ergebnisse möchten wir Ihnen in diesem Band vorstellen. Alle DESIGNETZ-Teilprojekte repräsentieren unterschiedliche technische und wirtschaftliche Herangehensweisen und adressieren die Bereiche Energiemarkt/-handel, intelligenter Netzbetrieb sowie Informations- und Kommunikationstechnik. Jedes der Teilprojekte stellt eine neuartige Lösung im lokalen Kontext und der entsprechenden Versorgungsaufgabe dar – von Einzellösungen hin zum integrierten dezentralen Energiesystem der Zukunft.

Ich bedanke mich herzlich bei allen Beteiligten, die dieses herausragende Projekt zum Erfolg geführt haben und wünsche Ihnen viel Spaß bei der Lektüre.

  
Dr. Joachim Schneider, E.ON SE  
Vorsitzender des Lenkungskreises DESIGNETZ



### Wesentliche Autoren der Kapitel

- Leonie Herold, Transferstelle Bingen (TSB)
- Janina Senner, Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.
- Bodo Teriete, Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.
- Joachim Walter, Transferstelle Bingen (TSB)



# ROUTE DER ENERGIE

Neben dem Aufbau der technischen Infrastruktur ist die Beteiligung der Gesellschaft ein wesentlicher Faktor für das Gelingen der Energiewende. Denn die Energiewende ist ein Gemeinschaftsprojekt, das bei den Bürgern beginnt und von ihnen getragen wird.

DESIGNETZ hat es sich deshalb zur Aufgabe gemacht, die Menschen in den Regionen nicht nur umfassend zu informieren, sondern – wo immer es möglich ist – an den vielen Teilprojekten teilhaben zu lassen.

Dazu wurden 18 Haltestellen als Informationspunkte entlang der so genannten „Route der Energie“ errichtet, die durch die drei Bundesländer Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und das Saarland führt. In Verbindung mit der DESIGNETZ-App können sich Interessierte direkt vor Ort über die Bausteine für das Energiesystem der Zukunft und die im Rahmen des Projekts entwickelten skalierbaren Lösungen interaktiv informieren. Die Augmented Reality App funktioniert mit einem Muster, das auf jeder der DESIGNETZ-Haltestellen abgebildet ist.

Auf der folgenden Doppelseite können Sie es sofort ausprobieren und die Route der Energie mit Ihrem Smartphone virtuell erleben.



# HIER FINDET DIE ENERGIEWENDE STATT.



46 INNOVATIVE PARTNER

LAUFZEIT 2017-2020

3 BUNDESLÄNDER

66 MILLIONEN EURO PROJEKTVOLUMEN

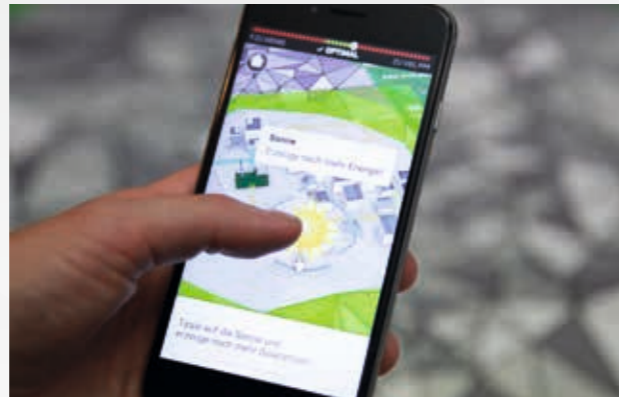
30 TEILPROJEKTE



# BESONDERS SCHNELL GEHT'S VIRTUELL

Und so funktioniert es: Einfach die DESIGNNETZ-App auf dem Smartphone herunterladen, öffnen und das Smartphone über das Muster mit den grauen Flächen halten.<sup>1</sup> Die Smartphone-Kamera erkennt dieses Muster, und es öffnet sich eine animierte 3D-Welt, durch die Sie sich interaktiv durchklicken können.

Werfen Sie einen Blick auf das Energiesystem von morgen und die Lösungen in DESIGNNETZ: Lassen Sie den Wind wehen und die Sonne scheinen, wandeln Sie überschüssigen grünen Strom in Gas oder Wärme um und machen Sie das Energienetz intelligenter und flexibler.

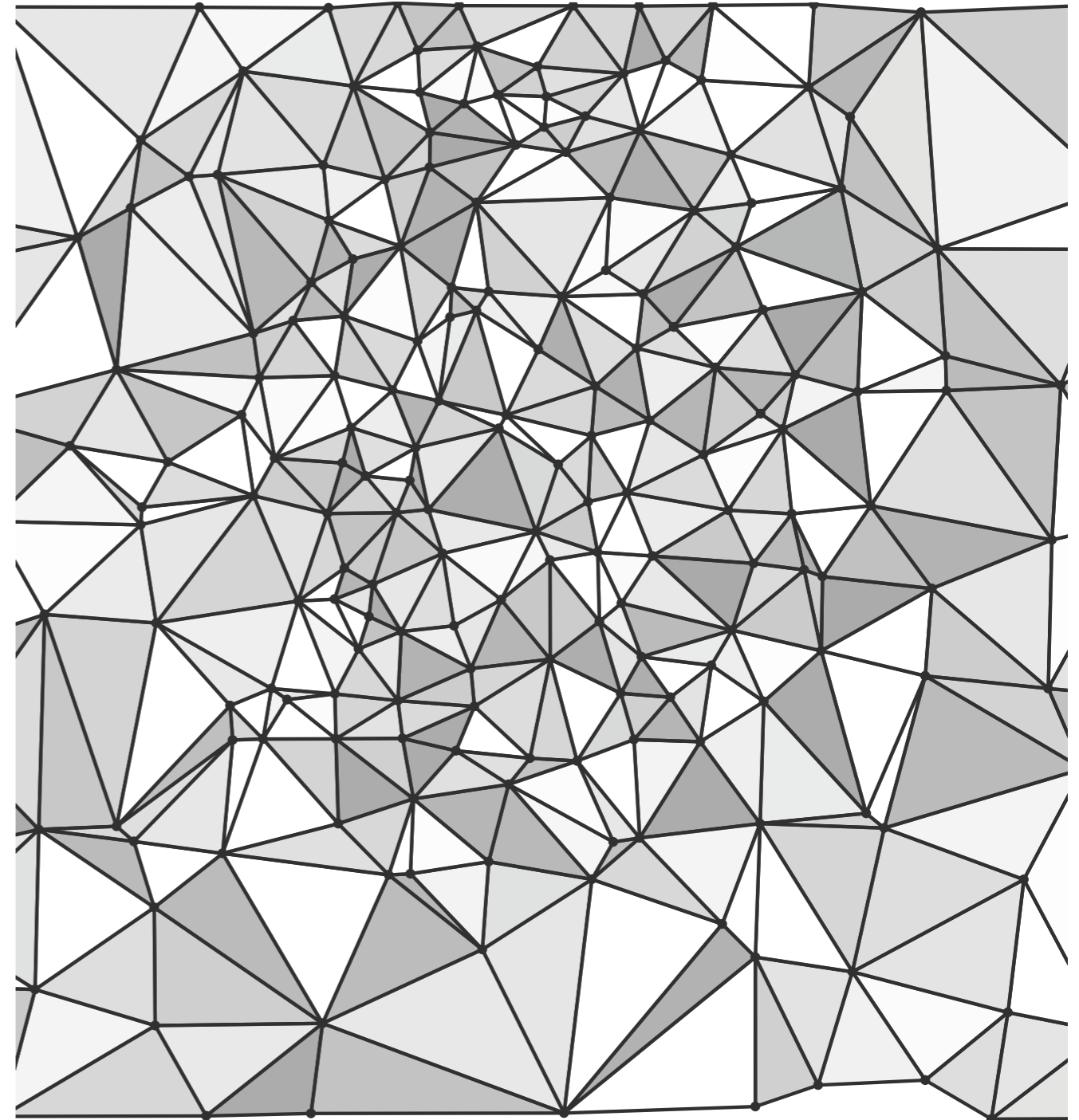


Probieren Sie es gerne direkt aus!  
Mit der DESIGNNETZ-App können Sie die Energiewende auf diesem Muster zum Leben erwecken und mehr über die in DESIGNNETZ entwickelten Lösungen für das Energiesystem von morgen erfahren.



<sup>1</sup>Wichtig: Damit die App funktioniert, muss der Zugriff auf die Smartphone-Kamera für die App erlaubt werden.

Zukünftige Ausflugsziele mit den Standorten aller DESIGNNETZ-Haltestellen entlang der Route der Energie finden Sie hier:



Die DESIGNNETZ-App steht im App Store und Google Play Store für iOS und Android Geräte kostenlos zum Download zur Verfügung.



# FLEXIBILITÄT: VORAUSSETZUNG FÜR EIN DEZENTRALES ENERGIESYSTEM.

- Flexibilität durch Erzeugung, Speicherung, Sektorenkopplung und Verbrauch
- Prosumer als wesentliche Akteure
- Sichere Energieversorgung mit kosteneffizientem Netzausbau
- Neue liquide Flexibilitätsmärkte



# ELEKTRODENKESSEL: ELEKTRISCHE ENERGIE IN WÄRME UMWANDELN

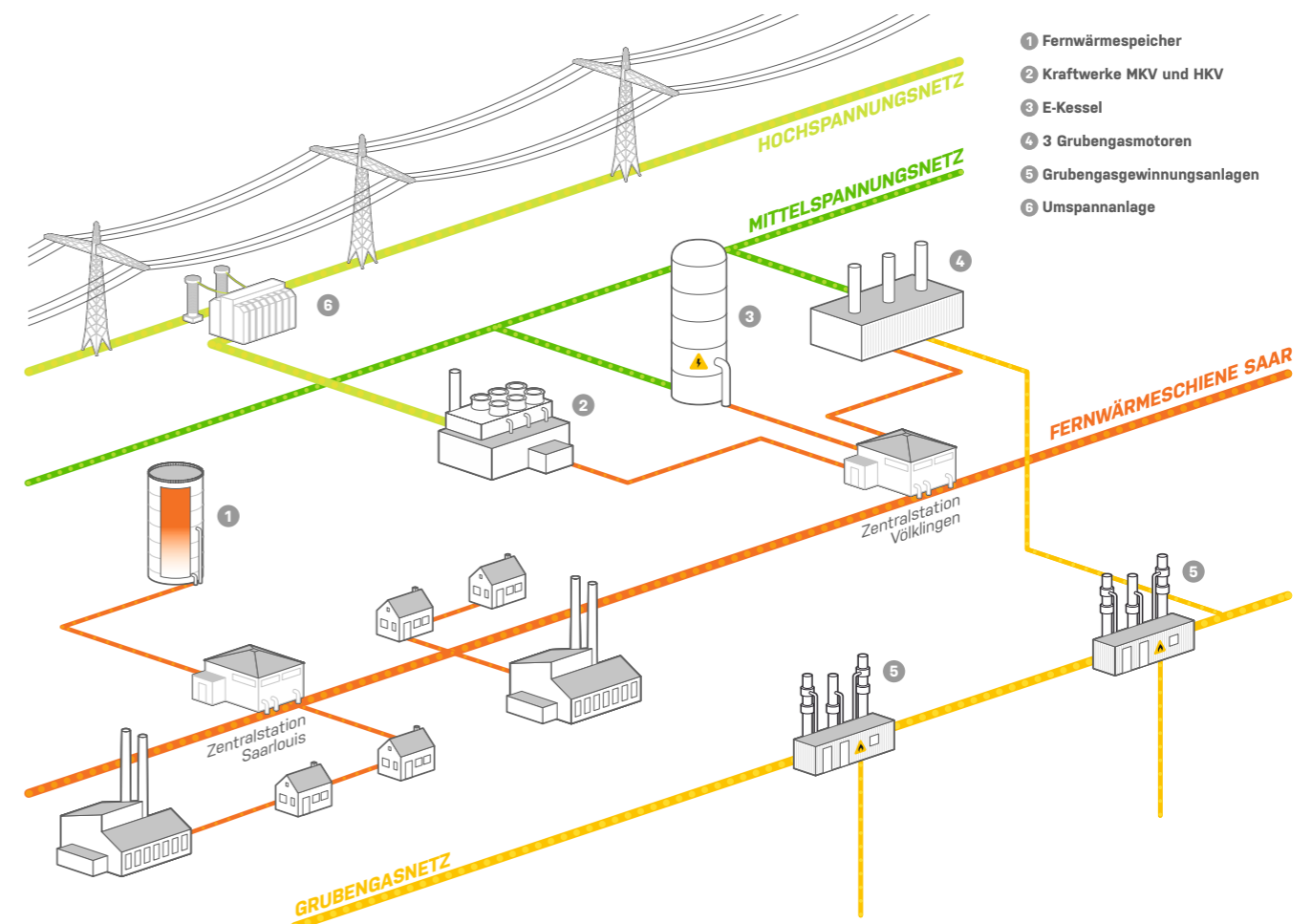
Im Umland von Saarbrücken werden jährlich 2 Mrd. kWh elektrische Energie und 600 Mio. kWh Fernwärme von der STEAG GmbH erzeugt. In Völklingen-Fenne betreibt sie mit dem Modellkraftwerk Völklingen, dem Heizkraftwerk Völklingen, einer Grubengas-Motorenanlagen sowie einer Gasturbine mit Abwärmenutzung verschiedene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

An der Schnittstelle zwischen dem Strom- und dem Wärmesektor hat das Energieunternehmen aus Essen (NRW) einen Elektrodenkessel (E-Kessel) installiert. Er wandelt mit einem Wirkungsgrad von fast 100 Prozent 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 anderen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen 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 (PRL). 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.



● Wärme ● Strom ● Gas

## Beteiligte Partner

- STEAG GmbH
- STEAG Energy Services GmbH
- STEAG Technischer Service GmbH



## TECHNISCHE PARAMETER

<b>MAX. LEISTUNG</b> 20.000 kW	<b>NETZEBENE</b> Hochspannung, Regionales Fernwärmenetz
<b>SPANNUNGSEBENE</b> 65 – 110 kV	<b>WIRKUNGSGRAD</b> >99,5 %
<b>FLEXIBILITÄTSBAND</b> 500 – 20.000 kW	<b>LEISTUNGSÄNDERUNGSGESCHWINDIGKEIT</b> >650 kW/s
<b>ABRUFTYP*</b> Typ 1 – Fahrplan	

\*siehe Band 1 Kapitel Flexibilität, S. 38

## Was das wirtschaftlich bedeutet

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



## Im Interesse von Forschung & Entwicklung

Charakteristisch für die Energiewende ist, dass künftig nicht nur Großkraftwerke die benötigte elektrische Energie erzeugen, sondern zusätzlich eine Vielzahl von Klein- und Kleinstanlagen vorwiegend auf Basis erneuerbarer Energien. Bis ein hinreichender Netzausbau abgeschlossen ist, stellen volatile Netze, volatile Märkte und vermehrte Netzengpässe die Energieversorgung vor Herausforderungen. E-Kessel können ein elementarer Baustein bei der erforderlichen Flexibilisierung sein.

Das Teilprojekt wurde von STEAG in eine bestehende Versorgungsinfrastruktur mit vielfältigen Anwendungen zur Demonstration der Flexibilisierungspotenziale dieser Technologie eingebunden. Das Verhalten der Anlage wurde untersucht im Hinblick auf:

- Flexibilität, Bereitstellung von Systemdienstleistungen
- Kopplung mit verschiedenen Marktsektoren (lokaler Wärmemarkt, lokaler (Gruben-)Gasmarkt)
- Technische Einbindung an einem Kraftwerksverbundstandort
- Erprobung der Funktionsweise eines E-Kessels zur Lastaufnahme bei Stromüberschuss in den angebotenen Netzen und direkter Wärmeeinspeisung in eine Fernwärmeschiene sowie indirekte Kopplung mit dem lokalen Grubengasnetz über existierende Grubengasmotoren

Die Entscheidung, eine Power-to-Heat-Anlage (PtH-Anlage) am Kraftwerksstandort zu integrieren, wurde besonders vor dem Hintergrund des beschleunigten Kohleausstiegs durch das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz vorangetrieben. Die PtH-Technologie als Ergänzung des Wärmeerzeugungsportfolios hilft, den Standort zu flexibilisieren und zukunftsfähig zu machen. Darüber hinaus stellen die Erlösoptimierung und die Portfoliodiversifizierung wirksame Motive für einen zukünftigen Einsatz dar.

Der primäre Nutzen ist die Wärmeversorgung des nachgelagerten Wärmenetzes als Voraussetzung für hohe Versorgungssicherheit. Sekundäre Anwendungen sind unter anderem Systemdienstleistungen im Stromnetz in Form von Regelleistungen oder Bilanzkreisausgleich.



## Aussichten für ein Geschäftsmodell

Folgende Schlüsselfaktoren (angelehnt an die Methodik des Business Model Canvas) konnten für das Geschäftsmodell benannt werden:

### Wertschöpfung/Partner (vorgelagerte Dienstleistungen):

- Ergänzung des Verbund-Kraftwerks mit Elektrodenkessel
- Optimierungsmodell für Fernwärmeschiene
- Eigenes Vermarktungstool

### Wertangebot:

- Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL)
- Optimierung Bilanzkreis
- Optimierung ggü. anderen Wärmeerzeugern (insbes. bei negativen Strompreisen)
- Besicherung Wärmeleistung unter Berücksichtigung von Leistungsspitzen (Netznutzungsentgelte (NNE))
- Engpassmanagement: in Engpassregionen denkbar (wie bspw. § 13 (6a) EnWG)

### Interessengruppe/Kunde:

- (Übertragungs-) Netzbetreiber
- Eigene Bilanzkreisverantwortliche
- Eigene Wärmesparte

Die eingesetzte Technik funktionierte reibungslos und ließ sich am Verbundstandort ohne Probleme integrieren. Bei der Betrachtung des Wertangebots und der aufgeführten Interessengruppen wird ersichtlich, dass vor allem interne Optimierungen, zum Beispiel in der Wärmesparte (Substitution fossiler Energieträger zu Zeiten eines wirtschaftlich attraktiveren Preises im Stromsektor) oder auch der Bilanzkreisoptimierung über den Einsatz des Elektrodenkessels bedient werden.

Zusätzlich kann den Übertragungsnetzbetreibern durch die Ergänzung der Verbundanlagen Flexibilität angeboten werden, die derzeit über den Regelenenergiemarkt, künftig aber auch über Engpassmanagement und kommende regionale Flexibilitätsmärkte, zur Verfügung steht. Dieses Angebot generiert neben der Wärmebereitstellung zusätzliche Einnahmen und hilft bei der Aufrechterhaltung der Stromnetzstabilität.

Einzig die regulatorischen Rahmenbedingungen, die unter anderem weiterhin die gasgefeuerte Wärmeerzeugung attraktiver erscheinen lassen, geben der Technologie kaum eine Chance auf dem Markt. Die regulatorischen Rahmenbedingungen beziehen sich vor allem auf die Stromsteuer, die EEG-Umlage sowie Netznutzungsentgelte.

## Flexibilität bereitstellen

Das Teilprojekt bietet eine Nachfrage-Flexibilität, indem der E-Kessel auf ein externes Signal hin seine Nachfrageleistung erhöhen oder absenken kann. In DESIGNETZ wird eine Erhöhung der Nachfrage im Bereich zwischen 0,5 und 20 MW als Flexibilitätsband zur Verfügung gestellt. Bei ausreichender Wärmeabnahme ist die Dauer der Leistungsaufnahme theoretisch unbegrenzt verfügbar.

Die Intelligenz der Anlage besteht aus einer eigenständigen Anlagensteuerung vor Ort, einer externen Prognoseerstellung und der Verarbeitung der zusammenlaufenden Daten in der STEAG-Lastzentrale in Essen (NRW). Diese übernimmt zentral Datenaufnahme, grafische Auswertung, intelligente Steuerung, Anlagen- und Prozessüberwachung, Fahrplanempfang und automatisierte Fahrplanumsetzung.

Zur Berechnung des Fahrplans und des Anlageneinsatzes werden bei der Prognoseermittlung (Eigenentwicklung) der abgeschätzte Wärmebedarf, Wetterdaten, historische Daten (Standardkurven aus jahrelanger Betriebsführung), sonstige geplante Vermarktungen und die technische Verfügbarkeit verarbeitet. Basierend auf dieser Prognose erfolgt die Vermarktung anhand der Grenzkosten der Anlagen.

Die Lastzentrale überwacht kontinuierlich die Anlagenzustände und die Steuerung und übernimmt zentral die Verantwortung zur Vermarktung am Regelleistungsmarkt. Die lokale Anlagensteuerung führt eine eigenständige Betriebsführung innerhalb von Betriebsgrenzwerten (unter anderem Volumenstrom, Temperatur, Druck, etc.) durch. Zudem besitzt die Anlage eine eigene PRL-Regelung, damit innerhalb der durch die Lastzentrale vorgegebenen Bandbreiten eine schnelle Bereitstellung möglich ist.

Bei einem bevorstehenden Flexibilitätsabruf wird dem Teilprojekt zeitnah (etwa 2 Stunden) vor dem Abruf ein Soll-Fahrplan zur Flexibilitätsbereitstellung vom System Cockpit zur Verfügung gestellt, der dann zum Abrufzeitpunkt vom Teilprojekt selbstständig umgesetzt wird.

## Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

Ein wesentlicher Vorteil der PtH-Technologie ist die Flexibilität der Anlage, die sich schnell auf veränderte Betriebsbedingungen und Anforderungen einstellen kann. Eine dynamische Betriebsführung wird nicht nur vom Stromnetz gefordert, sondern auch im Wärmesektor benötigt, da es aufgrund von externen Einflüssen, wie zum Beispiel Witterungsbedingungen durch Regenschauer, zu wechselhaften, nicht planbaren Wärmeabnahmen innerhalb einer Region kommen kann. Grundsätzlich könnten PtH-Anlagen von niedrigen Strompreisen bei hohem Wärmebedarf profitieren, während für Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) die Sektorenkopplung in dieser Situation nachteilig ist.



Ansprechpartner:  
Richard Lindenau  
STEAG Energy Services GmbH

Während der am Standort vorhandene Anschluss an das Wärmenetz vorteilhaft für den Bau und den Betrieb des DESIGNETZ-Teilprojektes war, hat sich das Potenzial der Wärmesenke jedoch im Verlauf des Projektes verringert. Durch die Verkleinerung der Wärmeschiene gab es weniger Abnehmer, zudem wuchs die Konkurrenz durch externe Wärmeerzeuger (zum Beispiel Blockheizkraftwerke (BHKW)), die aufgrund ihrer Wirtschaftlichkeit vorrangig einspeisen. Dadurch wurden die möglichen Einsatzzeiträume und die Wärmeerzeugungsleistung des E-Kessels deutlich eingeschränkt.

Zusätzlich wurde die Wirtschaftlichkeit der PtH-Anlage im Laufe des Projektes durch steigende Belastungen und Netzentgelte (Netzentgeltmodernisierungsgesetz, Offshore-Haftungsumlagen) enorm beeinträchtigt. Ein weiterer Untersuchungspunkt war die Option zum eigenen Bilanzkreisausgleich, was technisch möglich, jedoch aufgrund der Ausgleichsenergiepreise nicht wirtschaftlich wäre.

Die Projektarbeit führt zu dem Fazit, dass der Betrieb der Anlage aufgrund der gegenwärtigen regulatorischen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich ist.

## Folgende Hemmnisse wurden im Laufe des Teilprojektes identifiziert:

- Aufwand der Bereitstellung der Signale und deren Interpretation
- Entgeltregelungen beim Strombezug
- Ausreichender Wärmebedarf (saisonale Effekte; veränderte Wärmeerzeugungsstruktur) → eingeschränkte Einsatzmöglichkeit
- Planung unter Berücksichtigung aller Stakeholder
- Flexibilitätsmärkte (in Ergänzung zu bestehenden Regelleistungsmärkten) sind bisher nicht vorhanden
- Nicht auskömmlicher Markt zur Bereitstellung von Flexibilität
- Steuern/Abgaben/Umlagen erhöhen die spez. Betriebskosten und führen in der Folge zu geringeren Einsatzzeiten und Erlösen

## Ein Blick in die Zukunft

Eine zentrale Schlussfolgerung ist, dass regulatorische Hemmnisse abgebaut werden müssen. Abgaben und Umlagen müssen auf den Einsatz erneuerbarer Energien abgestimmt und die Verbraucherpreise im Strombereich zur Wärmebereitstellung entsprechend angepasst werden. Solange mit konventionellen Technologien Wärme günstiger bereitgestellt werden kann, kann sich die elektrische Wärmeerzeugung in dem hier untersuchten Umfeld nicht durchsetzen.

# FERNWÄRMESPEICHER DILLINGEN: SCHWANKUNGEN FLEXIBEL AUSGLEICHEN

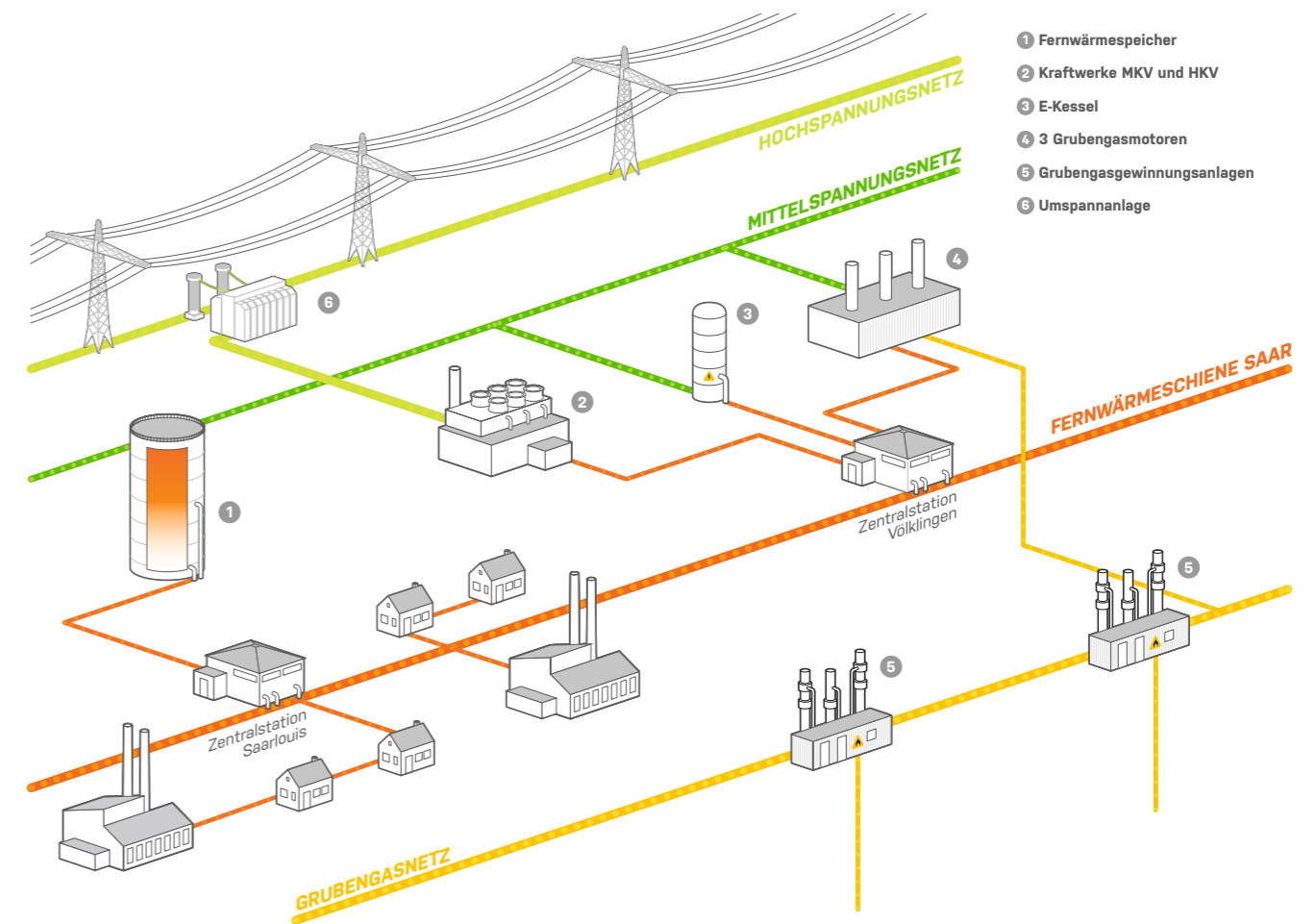
Der Fernwärmespeicher (FW-Speicher) der STEAG GmbH im saarländischen Dillingen hat eine Wärmespeicherkapazität von 1.000 MWh. Über einen Wärmetauscher ist der Speicher mit der Fernwärmeschiene Saar verbunden, die private Haushalte und Großkunden mit Wärme versorgt. Die Fernwärmeschiene Saar wird vom 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 Elektrodenkessel (E-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.



**Ansprechpartner:**  
Richard Lindenau  
STEAG Energy Services GmbH

Über die diversen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) 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. Zukünftig trägt der Fernwärmespeicher in diesem Zusammenspiel zur Flexibilisierung des Gesamtsystems bei. Mit Hilfe intelligenter Sektorenkopplung sollen große und verbundene Netze mit zahlreichen Akteuren auch bei steigendem Anteil von erneuerbaren Energien stabil, zuverlässig und wirtschaftlich betrieben werden.



## Was das wirtschaftlich bedeutet

Der Fernwärmespeicher steigert das Flexibilitätspotenzial bestehender Anlagen durch Sektorenkopplung. Dies steigert bei entsprechenden gesetzlichen Rahmenbedingungen die Wirtschaftlichkeit der gekoppelten Anlagen und gewährleistet gleichzeitig die Versorgungssicherheit.

## Beteiligte Partner

- STEAG GmbH
- STEAG Energy Services GmbH
- STEAG Technischer Service GmbH

## TECHNISCHE PARAMETER

**MAX. LEISTUNG**  
50.000 kW<sub>th</sub>

**NETZEBENE**  
Regionales Fernwärmenetz

**TEMPERATUR**  
max. 98 °C

**FLEXIBILITÄTSBAND**  
5.000 – 50.000 kW<sub>th</sub>

**ABRUFTYP\***  
Typ 1 – Fahrplan

\*siehe Band 1 Kapitel Flexibilität, S. 38



## Im Interesse von Forschung & Entwicklung

Der FW-Speicher in Dillingen wurde bisher wesentlich zur Aufnahme der Überschusswärme aus einem Stahlwerk und zur Unterstützung der Wärmebereitstellung eingesetzt. Im bestehenden Fernwärmeverbundsystem sollte der Fernwärmespeicher verstärkt im Zusammenspiel mit den Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (HKV, MKV und MHKW) in Fenne eingesetzt werden, um potenzielle Flexibilität durch die Sektorenkopplung (Strom, Wärme, Gas) zu demonstrieren und zu evaluieren. Der dezentrale FW-Speicher dient als zusätzliche temporäre Einspeiseeinheit und gleichzeitig zur Flexibilisierung der KWK-Anlagen, wodurch das Wärmenetz besser ausgelastet wird. Die bereitgestellte Flexibilität konnte auf ein gesamtes Netz hochskaliert werden, indem der Fernwärmespeicher so eingesetzt wurde, dass er unabhängig von einzelnen Einspeisern oder Verbrauchern agieren konnte. Dabei konnten gegenseitige Wechselwirkungen berücksichtigt sowie höhere Effizienz und Stabilität im gesamten Netzgebiet erreicht werden. Der primäre Nutzen ist die Wärmeversorgung des Wärmenetzes als Voraussetzung für hohe Versorgungssicherheit. Sekundäre Anwendungen sind zum Beispiel die Aufnahme von Abwärme oder die wirtschaftliche Optimierung der KWK-Anlagen.

## Aussichten für ein Geschäftsmodell

Folgende Schlüsselfaktoren (angelehnt an die Methodik des Business Model Canvas) konnten für das Geschäftsmodell benannt werden:

### Wertschöpfung/Partner (vorgelagerte Dienstleistungen):

- Ergänzung des Verbund-Standortes durch FW-Speicher
- Optimierungsmodell für Fernwärmeschiene
- Eigenes Vermarktungstool

### Wertangebot:

- Optimierung von KWK-Anlagen
- Besicherung Wärmeleistung
- Aufnahme von fluktuierender Abwärme
- Reduzierung Heizwerkeinsatz

### Interessengruppe/Kunde:

- Netzbetreiber
- Wärmeerzeuger
- Eigene Wärmesparte

Die aufgebaute technische Lösung funktioniert in Kombination mit den KWK-Anlagen und dem E-Kessel ohne Probleme. Bei der Betrachtung des Wertangebots und der aufgeführten Interessengruppen zeigte sich, dass vor allem die interne Optimierung der Wärmesparte (Reduktion fossiler Energieträger durch optimierten KWK-Betrieb und Integration grüner Wärme mittels Elektrodenkessel) vom Einsatz des FW-Speichers profitiert.

Zusätzlich kann dem Übertragungsnetzbetreiber durch die Ergänzung der Verbundanlagen Flexibilität angeboten werden, die derzeit über den Regelleistungsmarkt, künftig aber auch über Engpassmanagement und kommende regionale Flexibilitätsmärkte zur Verfügung steht. Dieses Angebot generiert neben der Wärmebereitstellung zusätzliche Einnahmen und hilft bei der Aufrechterhaltung der Stromnetzstabilität.

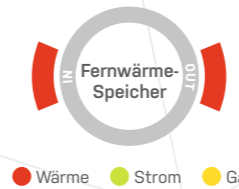
Wesentlich für den Fernwärmespeicher ist es, die bestehende Erzeugungsstruktur so zu optimieren, dass die Anlage wirtschaftlich betrieben werden kann. Ausschlaggebend hierfür sind die Rahmenbedingungen für die mit dem Speicher gekoppelten Anlagen.

## Flexibilität bereitstellen

Das Teilprojektes kann Flexibilität in Form von Nachfrage und Angebot darstellen und, auf ein externes Signal hin, thermische Leistung von 5 bis 50 MW ein- oder ausspeisen. In Kombination mit KWK-Anlagen (inklusive E-Kessel) kann so Flexibilität in Höhe und Richtung variierend für das Stromnetz bereitgestellt werden. Die Dauer der Leistungsaufnahme ist durch den Speicherinhalt begrenzt, sodass bei maximaler Leistung bis zu 10 Stunden Flexibilität in einer Richtung (Nachfrage oder Erzeugung) verfügbar sind.

Die Intelligenz des Teilprojektes besteht aus einer eigenständigen Anlagensteuerung vor Ort, einer externen Prognoseerstellung und der Verarbeitung der zusammenlaufenden Daten in der STEAG-Lastzentrale in Essen (NRW). Diese übernimmt zentral Datenaufnahme, grafische Auswertung, intelligente Steuerung, Anlagen und/oder Prozessüberwachung, Fahrplanempfang und automatisierte Fahrplanumsetzung.

Zur Berechnung des Fahrplans und des Anlageneinsatzes werden bei der Prognoseermittlung (Eigenentwicklung) der abgeschätzte Wärmebedarf, Wetterdaten, historische Daten (Standardkurven aus jahrelanger Betriebsführung), sonstige geplante Vermarktungen und die technische Verfügbarkeit verarbeitet.



Die Lastzentrale überwacht kontinuierlich die Anlagenzustände und die Steuerung, während die lokale Anlagensteuerung eine eigenständige Betriebsführung innerhalb von Betriebsgrenzwerten (unter anderem Volumenstrom, Temperatur, Druck) durchführt.

Bei einem bevorstehenden Flexibilitätsabruf wird dem Teilprojekt zeitnah (etwa 2 Stunden) vor dem Abruf ein Soll-Fahrplan zur Flexibilitätsbereitstellung vom System Cockpit zur Verfügung gestellt, der dann zum Abrufzeitpunkt vom Teilprojekt selbstständig umgesetzt wird.

## Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

Ein wesentlicher Vorteil eines Wärmespeichers ist auf der einen Seite die Bereitstellung einer Wärmesenke und auf der anderen Seite der Betrieb als temporärer Wärmeerzeuger. Durch diese Flexibilität als Nachfrager und Anbieter ist dieser Anlagentyp ideal zur Kombination mit KWK-Anlagen (zum Beispiel Blockheizkraftwerke (BHKW) und E-Kessel), um deren Flexibilitätspotential auf der Stromseite bestmöglich zu nutzen.

Hierzu ist eine dynamische Betriebsführung gerade auch im Wärmesektor erforderlich, da es aufgrund von externen Einflüssen, wie zum Beispiel Witterungsbedingungen durch Regenschauer, zu wechselhaften, nicht planbaren Wärmeabnahmen innerhalb einer Region kommen kann. Grundsätzlich könnten Wärmespeicher von den gestiegenen Flexibilitätsanforderungen an KWK-Anlagen und der zunehmenden Integration von PtH-Anlagen profitieren.

Das Potenzial der Wärmesenke ohne Wärmespeicher hatte sich im Verlaufe des Projektes verringert. Durch die Verkleinerung der Wärmeschiene gab es weniger Abnehmer, zudem wuchs die Konkurrenz durch externe Wärmeerzeuger (BHKW), die aufgrund

ihrer Wirtschaftlichkeit vorrangig einspeisen. Dadurch wurden die möglichen Einsatzzeiträume und die Wärmeerzeugungsleistung der eigenen KWK-Anlagen und des E-Kessels teilweise so eingeschränkt, dass trotz des Wärmespeichers deren Flexibilitätspotential nicht vollständig ausgeschöpft werden konnte.

## Folgende Hemmnisse wurden im Laufe des Teilprojektes identifiziert:

- Aufwand der Bereitstellung von Signalen und deren Interpretation
- Ausreichender Wärmebedarf (saisonale Effekte; veränderte Wärmeerzeugungsstruktur) → eingeschränkte Einsatzmöglichkeit
- Planung unter Berücksichtigung aller Stakeholder
- Flexibilitätsmärkte (in Ergänzung zu bestehenden Regelleistungsmärkten) sind bisher nicht vorhanden
- Topologie des Wärmenetzes

## Ein Blick in die Zukunft

Wärmespeicher können ein wesentlicher Baustein zur Optimierung von KWK-Anlagen und zur Erhöhung des Anteils von „grünem“ Strom zur Wärmebereitstellung durch elektrische Wärmeerzeuger sein. Dazu sollte der Wärmespeicher möglichst nah beim Einspeiser installiert werden, um Einflüsse durch andere Wärmeeinspeiser und Reaktionszeiten zu minimieren. Jedoch ist hierfür die Wärmeerzeugungsstruktur eines Wärmenetzes von Fall zu Fall zu betrachten. Entsprechend sind sowohl die Umsetzung als auch die Wirtschaftlichkeit immer abhängig von den Randbedingungen jedes einzelnen Wärmeerzeugers im jeweiligen Wärmenetz.

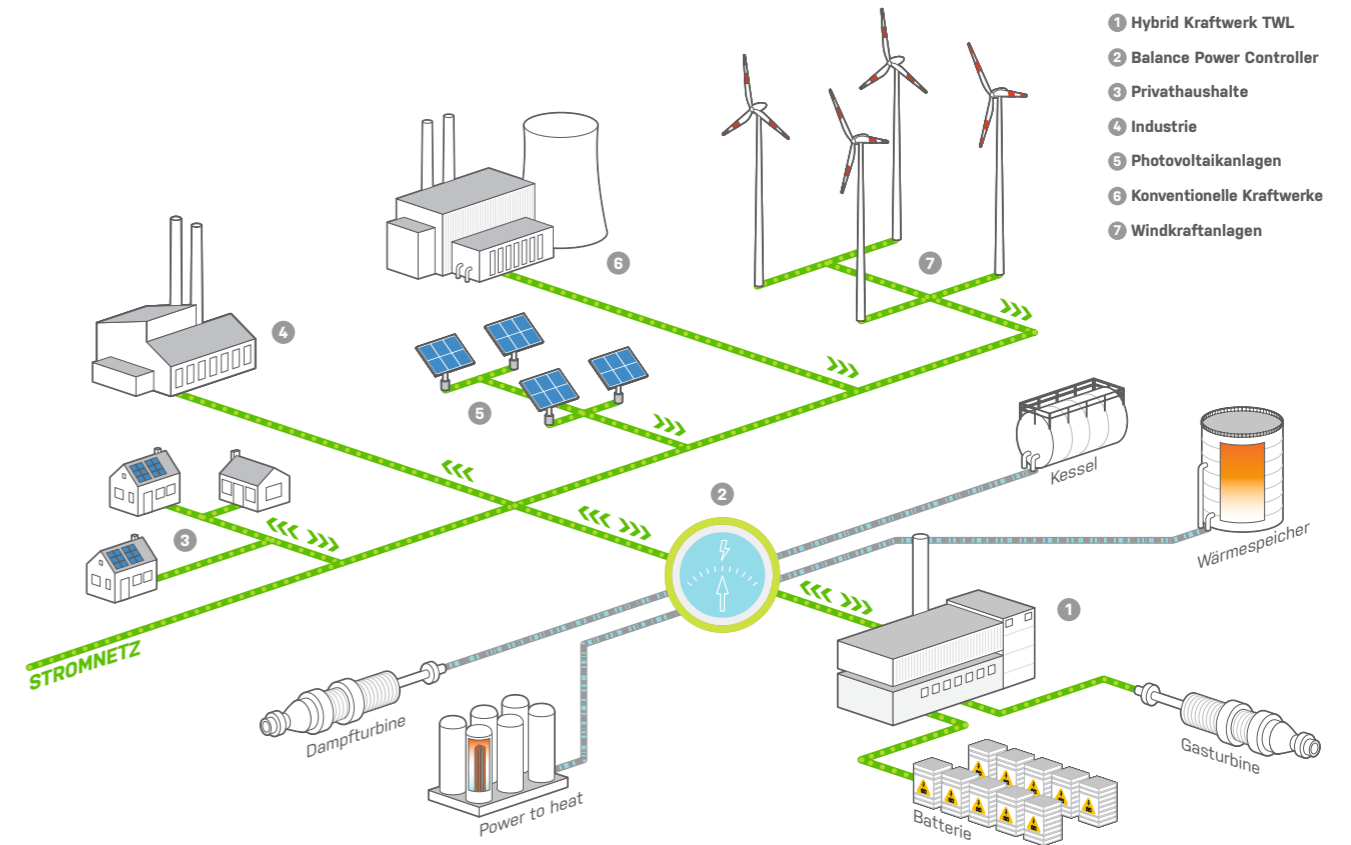


# DYNAMISCHE NETZ-STABILISIERUNG: MIT LITHIUM-IONEN-SPEICHER UND GASTURBINE

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 (PRL, SRL) und Minutenreserve (MRL) 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 Firma 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 (BPC). Diese Software bildet die Schnittstelle zwischen der Stromerzeugung, dem Übertragungs- und Verteilnetz sowie den Regelenergievermarktern und übernimmt das Fahrplanmanagement.



## Beteiligte Partner

- Technische Werke Ludwigshafen GmbH
- Transferstelle Bingen (TSB)
- OFFIS e.V. - Institut für Informatik Oldenburg
- Westnetz GmbH



## Was das wirtschaftlich bedeutet

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 wurde 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.







**Ansprechpartner:**  
Zoltan Meszaros  
Technische Werke  
Ludwigshafen AG



**Ansprechpartner:**  
Andreas Bach  
Technische Werke  
Ludwigshafen AG

**EINZELTECHNOLOGIEN**  
Batteriespeicher  
(Li-Ionen-Technologie)  
Leistung: 9,36 MW  
Kapazität: 6,55 MWh

Gasturbine  
(Erdgas, leichtes Heizöl)  
Leistung: 5 MW

## TECHNISCHE PARAMETER

**MAX. LEISTUNG**  
12.000 kW

**NETZEBENE**  
Mittelspannung

**FLEXIBILITÄTSBAND ERZEUGUNG**  
0 - 12.000 kW

**FLEXIBILITÄTSBAND DESIGNNETZ  
ERZEUGUNG U. NACHFRAGE**  
0 - 2.500 kW

**SPANNUNGSEBENE**  
20 kV

**DRUCKSTUFE**  
0,1 – 1 bar (Mitteldruck),  
Verdichter vor der Turbine:  
12,5 bar (Hochdruck)

**FLEXIBILITÄTSBAND NACHFRAGE**  
0 - 7.500 kW

**ABRUFTYP\***  
Typ 3 – Fahrplan +  
Teilreservierungshöhe

\*siehe Band 1 Kapitel Flexibilität, S. 38

## Im Interesse von Forschung & Entwicklung

Die Anlagenkombination von Gasturbine und Stromspeicher entstand unter anderem aus der Motivation heraus, bereits bestehende Assets für eine Flexibilitätsbereitstellung nachhaltig zu ertüchtigen. Die Ergänzungen, die hierzu am bestehenden System vorgenommen wurden, versprachen zudem Mehreinnahmen durch Regelernergievermarktung und Lastspitzenmanagement im eigenen Energiemanagement. Das erarbeitete Konzept konnte in vielen Leistungsbereichen durch schon heute auf dem Markt verfügbare modulare Batterietechnik realisiert werden, was zeigt, dass die Entwicklung bereits weit fortgeschritten ist.

Zudem konnte in diesem Teilprojekt ein Balance Power Control System (BPCS) erarbeitet werden, das den Partnern und Kunden vor Ort ermöglicht, das neue Know-how sowohl für die Optimierung des Eigenverbrauchs als auch für die anschließende Vermarktung vorhandener Flexibilität zu nutzen.

Das Teilprojekt der TWL wurde als Flexibilitätsbereitstellungseinheit sowohl auf der Übertragungsnetzebene als auch auf der Verteilnetzebene marktdienlich eingesetzt. Hierdurch konnte sie einen Teil der notwendigen Flexibilität anbieten und die Verteilnetzebene auf die zukünftigen Erfordernisse der Energiewende vorbereiten. Diese Flexibilitätsbereitstellungseinheit kann nun aktiv die Leistungsregelung der Netze unterstützen, ohne dass die erneuerbaren Erzeugungseinheiten abgeregelt werden müssen.

Ziel war es zudem, einen Nachweis für den wirtschaftlichen Betrieb von Gasturbinen, zum Beispiel in Kombination mit Speichern, zu liefern. So können Gasturbinen, die nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können, mit Erweiterungsmaßnahmen für zukünftige System- und Netzdienstleistungen aktiviert werden. Auf diese Weise unterstützen Energieversorgungsunternehmen und Industrie die Energiewende auch mit bereits erfolgten Investitionen. Ferner können diese Regelleinheiten zukünftig noch schneller auf Lastschwankungen reagieren, als es die Übertragungsnetzbetreiber fordern.

Mit der eingesetzten hoch dynamischen Regelernergieeinheit leistet die TWL einen Beitrag auf der Verteilnetzebene, damit die erneuerbaren Energien ungehindert und ohne Nachteile auf die Verteilnetze ausgebaut werden können. Spannungsqualität und Versorgungssicherheit bleiben auch bei extremen Netzbedingungen auf der Verteilnetzebene auf hohem Niveau erhalten.

## Primär- und Sekundärnutzen

Der primäre Nutzen des Hybridspeichers ist die Bereitstellung von Regelleistung (Sekundärregelleistung (SRL) und Primärregelleistung (PRL)). Wenn keine Vermarktung anliegt, steht die Anlage still. Als Sekundärnutzen ergibt sich die Eigenoptimierung des Standortes durch das Lastspitzenmanagement. Es gleicht die Lastspitzen zum vorgelagerten Netz aus, um einen kostenintensiveren Strombezug zu umgehen. Die erzeugte Wärme aus der Gasturbine wird nicht notwendigerweise gebraucht, da die Wärmeversorgung ausreichend von den vorhandenen Kraftwerken übernommen wird.

Der Hybridspeicher wird als Regelergiebereitstellungseinheit sowohl für die Übertragungsnetzbetreiberebene (ÜNB), als auch auf der Verteilnetzebene (VNB) marktdienlich eingesetzt. Ein weiteres zentrales Ziel war die Erprobung des BPCS mit Hinblick auf eine kommerzielle Vermarktung.

Das BPCS ist ein zentraler Knotenpunkt zur Einbindung und Steuerung von verschiedenen Erzeugungseinheiten. Es kann flexibel in jegliche Erzeugungsanlagen eingesetzt werden und bietet somit die Möglichkeit, einzelne Anlagen, die vorher nicht wirtschaftlich betrieben werden konnten, intelligent zusammenzufassen und zu steuern. Dabei wurden die Erfordernisse des Netzes durch Messdaten der angebundenen Erzeugungsanlagen berücksichtigt und zudem Schnittstellen zu den Regelergiemärkten installiert. Ergänzt wurde das BPCS durch ein parallel arbeitendes Prognosesystem.



## Aussichten für ein Geschäftsmodell

Folgende Schlüsselfaktoren (angelehnt an die Methodik des Business Model Canvas) konnten für das Geschäftsmodell benannt werden:

### Wertschöpfung Partner (vorgelagerte Dienstleistungen):

- Kauf und Aufbau des Batteriespeichers
- Eigenentwicklung Balance Power Controller (BPC) (Regelung GT + Batterie – sowie auch für weitere regelbare Assets innerhalb FHKW) für Regelung und Bestimmung vermarktbarer Leistung
- Vermarkter für Regelernergie

### Wertangebot:

- Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) - Minutenreserve (MRL) zu günstig
- Einsparung Ausgleichskosten (aufgrund Volatilität Primärenergie, Revision, etc.), Bilanzkreisausgleich und vermiedene Vertragskosten mit Vorversorger
- BPC: Eigenoptimierung und mögliche Vermarktung (Energiekostenoptimierung)
- BPC und Beratung für Dritte

### Interessengruppe/Kunde:

- Netzbetreiber
- Bilanzkreisverantwortliche
- Andere Erzeuger/Verbraucher (Industrie, Utilities, etc.)

Das Geschäftsmodell des Hybridspeichers kann entlang des Schlüsselfaktors in drei Pfade eingeteilt werden. Der erste Pfad zeigt die eigene Optimierung des kommunalen Versorgers auf (als interner Business Case), sich in seiner Bilanzkreisbewirtschaftung zu optimieren sowie Einnahmen auf Märkten wie dem Regelergiemarkt zu generieren. Das Anbieten von Regelernergie zeigt einen zweiten Pfad auf, der die Interessengruppen oder Kunden, in dem Fall den Übertragungsnetzbetreiber, mit einem Wertangebot bedient. Als ein dritter Pfad stellen sich Angebote an die Interessengruppen „Erzeuger/Verbraucher“ heraus, in diesem Fall auf Industrie und Haushalt aufgeteilt.

In einem ersten Schritt konnte der entwickelte Balance Power Controller als Wertangebot für die Industrie oder auch kommunale Versorger aufgenommen werden. Das ermöglicht diesen Akteuren eine Eigenoptimierung der vorhandenen Assets vorzunehmen sowie eine mögliche Vermarktung vorzubereiten.

Das Angebot an kleinere Erzeuger, in erster Linie Privathaushalte, erfordert die gezielte Anpassung von Umlagen, Entgelten und Steuern. Gerade im Hinblick auf die zukünftig steigende Zahl an PV-Anlagen mit auslaufender Förderung werden Änderungen im Preisgefüge nötig sein, um tragfähige Wertangebote über die Anlagenkombination, vor allem in Form von Speicherkapazitäten, formulieren zu können. Ziel soll es hier sein, öffentliche Assets neben den beim Versorger vorliegenden, in das System zu integrieren.



## Flexibilität bereitstellen

Aufgrund der technischen Kombination aus Batteriespeicher und Gasturbine kann das Teilprojekt einerseits eine maximale Last von 7,5 MW (Ladeleistung der Batterie) als auch eine maximale aggregierte Erzeugung von 12 MW (maximale Ladeleistung der Batterie plus maximale Leistung der Gasturbine von 4,5 MW) bieten. Für DESIGNETZ stellte das System in jede Richtung jeweils 2,5 MW zu Versuchszwecken bereit.

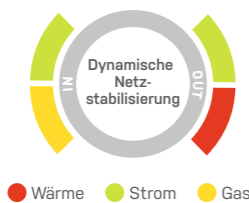
Das Energiemanagementsystem wurde über ein zentrales Leitsystem in das bestehende Fernheizkraftwerk integriert. Zudem wurde über eine Schnittstelle im zentralen Leitsystem die Anlagen- und Prozessüberwachung übernommen, wo auch die Prognoseberechnung (Fahrplanberechnung) erfolgte.

Ein selbstlernender Algorithmus verarbeitete Messdaten, Wetterdaten, Verbraucherlastprofile, historische Daten und Marktanfragen und erzeugte die Prognose, aufgrund derer über eine Schnittstelle zum BPCS entschieden wurde, welche Erzeugungsanlagen angesprochen werden. Der BPC übernahm somit auch die Steuerung des Hybridspeichers, wobei die Steuerung der Gasturbine komplett über das BPCS erfolgte (Ein-/Aus-Signal und Soll-Wert). Der Batteriespeicher besaß zudem einen herstellereigenen Battery Power Manager (BPM) zur optimierten Betriebsführung. Das Teilprojekt war über WAN (wide area network) in die Kommunikationsstruktur integriert.

Bei einem bevorstehenden Flexibilitätsabruf erhielt das Teilprojekt (etwa 2 Stunden) vor dem Abruf einen Soll-Fahrplan zur Flexibilitätsbereitstellung über das System Cockpit, der bei der internen Planung der Anlagen berücksichtigt wurde. Zum Zeitpunkt des Abrufes wurden dem Teilprojekt zusätzlich Führungsgrößen in Form eines vorgegebenen Soll-Leistungswertes übermittelt, die von dem ursprünglichen Fahrplan – innerhalb des Angebotes – abweichen konnten.

## Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

Aufgrund des aktiven Bilanzkreismanagements mit dem Abwägen von Chancen und Risiken konnten mithilfe des BPCS die Ausgleichenergiekosten gesenkt werden. Ein wesentlicher Vorteil des Hybridspeichers ist es, Flexibilität und Leistung sehr schnell bereitstellen und auf die immer volatileren Netzzustände reagieren zu können.



Gemessen an der hier betrachteten Anlagenkapazität sind die Kosten immer noch so hoch, dass sie einem wirtschaftlichen Betrieb und damit den erforderlichen Investitionen entgegenstehen. Durch eine Weiterentwicklung der Batteriespeicher können hier jedoch Kostensenkungen und damit eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit erreicht werden.

Wenn man den ökonomischen Aspekt und den Aufwand für die Aufstellung berücksichtigt, übertrifft die Kombination aus beiden Technologien die technischen Fähigkeiten vergleichbarer Einzeltechnologien. Den größten Einfluss auf den Gesamtwirkungsgrad des Batteriespeichers hat die Kälteerzeugung, da es seitens der Hersteller strikt einzuhaltende Temperaturvorgaben für Lithium-Ionen-Speicher gibt, die einen hohen Energieaufwand erfordern.

Aufbau und Entwicklung des Hybridspeichers wären ohne Förderung nicht wirtschaftlich darstellbar gewesen. Damit sich die Investitionen in einen Hybridspeicher amortisieren, müssen noch weitere Einnahmequellen zur Bereitstellung von Flexibilität entwickelt werden.

Aufgefallen ist im Aufbau des Hybridspeichers zudem, wie entscheidend eine enge Absprache mit allen Beteiligten war. In der Zusammenarbeit mit den Lieferanten des Batteriespeichers fiel schnell auf, dass diese ausschließlich die Lieferung übernehmen, sodass die Planung der Subsysteme vor Ort einen hohen Anteil an Eigenleistung erforderten. Beim Dialog mit dem Netzbetreiber standen vor allem die strengen Netzvorgaben im Mittelpunkt.

### Folgende Hemmnisse wurden im Laufe des Teilprojektes identifiziert:

- Regulatorische Hemmnisse, unter anderem regulatorische Behandlung des Stromspeichers
- Baurecht (Feuerwehr): FW und Fachfirmen (Brandtechnik) frühzeitig in Planung einbinden sowie Sachverständigen des Brandschutzes
- Dauer der Bereitstellung: Auch wenn Preise für Kapazität gesunken sind, sind Kosten immer noch ein hemmender Faktor
- Bekannte Markthindernisse für „netzdienliche Leistungen“, wie sie derzeit für Speicher gelten (hier: Betrachtung als Verbraucher und nicht als Dienstleister)
- Regelungen zur Regelenergie im Transmission Code.
- Präqualifizierung durch ÜNB teilweise langwierig und arbeitsintensiv
- Der Preis (die Marktsituation Primärregelleistung (PRL)) wird zunehmend unattraktiv
- Fehlende Anreize auf der Verteilnetzebene

## Ein Blick in die Zukunft

Das hier erprobte Konzept hat sich als multiplizierbar erwiesen und könnte in vielen Leistungsklassen umgesetzt werden, da insbesondere Batteriespeicher künftig immer öfter und günstiger in höheren Leistungsklassen verfügbar sein dürften.

Eine Hybridanlage kann jedoch nur mit einer ausreichenden „Intelligenz“ (in diesem Fall BPCS) betrieben werden, da sich so die Optimierungsparameter individuell auf den Betreiber zuschneiden lassen. Durch intelligente Ansteuerung von unterschiedlichen Anlagen und die optimale Bereitstellung von Erzeugung oder Verbrauch zum geeigneten Zeitpunkt kann eine Abregelung von EE-Anlagen im Stromnetz vermieden werden.



Die Demonstration hat gezeigt, dass Flexibilität durch das BPCS gut gesteuert werden kann. Durch die Erprobung im Rahmen von DESIGNETZ kann der BPC nun als Produkt vermarktet werden.

Durch weitere Zukunftsthemen, wie zum Beispiel den Einsatz von erneuerbaren Gasen in der Gasturbine, kann die CO<sub>2</sub>-Bilanz weiter verbessert werden. Dies wird im Zuge von Emissionszertifikaten in Zukunft ein wichtiges Thema werden.

Für einen Rollout müsste sich jedoch die durch die aktuelle Preisentwicklung derzeit ungünstige Marktsituation deutlich verbessern. Ebenso fehlen für den Aufbau weiterer netzdienlicher Anlagen bis heute die Anreize der Netzbetreiber.





# ENERGIEWABE INNOVATION CITY: MIKRO-KWK-ANLAGEN STABILISIEREN DAS STROMNETZ

In Bottrop (NRW) 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 CO<sub>2</sub>-Reduzierung durch. Im Stadtgebiet installierten Sie 100 Mikro-KWK-Anlagen mit unterschiedlichen Technologien und Leistungsklassen. Der Modellversuch ermittelte, wie viel CO<sub>2</sub> mit Hilfe hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eingespart werden kann.

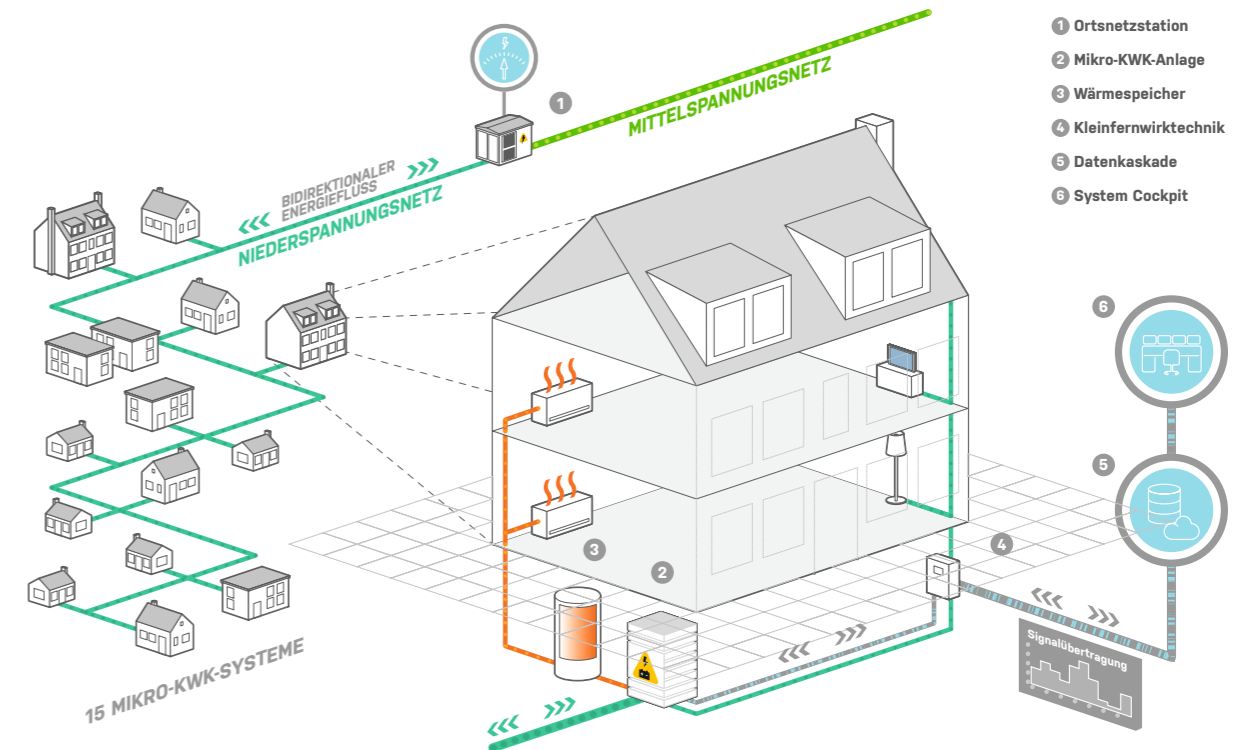
Die häuslichen Mikro-KWK-Anlagen sichern mit Hilfe von Erdgas den Wärmebedarf der Häuser und produzieren gleichzeitig Strom. Die Haushalte decken so einen Teil ihres Strombedarfs selbst. Strom, den sie nicht selbst verbrauchen können, speisen sie in das lokale Stromnetz ein.

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 wurden einige Mikro-KWK-Anlagen in Bottrop zur Netzstabilisierung auf unterster Ebene genutzt und untersucht. Lokale Schwankungen im Stromverteilssystem sollten 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.

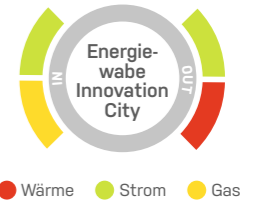
Die drei ausgewählten Mikro-KWK-Anlagen wurden deshalb mit modernen Kommunikationssystemen zur Fernsteuerung ausgestattet und über die Datenkaskade an das System Cockpit angeschlossen. Das System Cockpit ist eine übergeordnete Instanz, bei der neben den Daten der Mikro-KWK-Anlagen, die Daten vieler weiterer Anlagen zusammenlaufen. Das System Cockpit steuert die Anlagen dann je nach Bedarf an. Intelligente Messsysteme in der Ortsnetzstation überwachen



- 1 Ortsnetzstation
- 2 Mikro-KWK-Anlage
- 3 Wärmespeicher
- 4 Kleinfernwirktechnik
- 5 Datenkaskade
- 6 System Cockpit

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 InnovationCity wurde geprüft, 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.



**Ansprechpartnerin:**  
Janina Senner  
Gas- und Wärme-Institut  
Essen e. V.



**Ansprechpartner:**  
E.ON SE

- Beteiligte Partner**
- Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.
  - E.ON SE
  - ELE Verteilnetz GmbH
  - Westnetz GmbH



## Was das wirtschaftlich bedeutet

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.



## Was das wissenschaftlich bedeutet

Im Modellversuch zur CO<sub>2</sub>-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 wurden, kann das Potenzial von dezentralen Mikro-KWK-Anlagen als Flexibilitätskomponente im Verteilnetz wissenschaftlich bewertet werden.

### EINZELTECHNOLOGIEN

3 KWK-Anlagen (1 Prototyp, 2 Feldanlagen)  
Leistung gesamt: 3 kW<sub>el</sub>, 15 kW<sub>th</sub>, Stromkennzahl: 0,2

## Im Interesse von Forschung & Entwicklung

Zentrale Forschungsfrage war die Untersuchung des technischen und wirtschaftlichen Potenzials sowie der Einflussfaktoren der wärmegeführten dezentralen Mikro-KWK-Anlagen als netzdienliche Flexibilitätsoption.

Das Vorhaben ist der Frage nachgegangen, ob und in welchem Maße Mikro-KWK-Anlagen als Flexibilitätslieferant dienen können. Diese Flexibilitätslieferung soll beim Engpassmanagement zur Behebung von Netzschwankungen in der Niederspannung eingesetzt werden und damit auch zur Vermeidung des Netzausbaus auf übergeordneter Ebene beitragen. Neben dieser Netzsicht war ein weiteres Ziel, Marktmodelle aus den KWK-Anlagen zu identifizieren, um Strom zu anderen Konditionen ins Netz einzuspeisen und für Endkunden einen Mehrwert durch kostenoptimierte Versorgung zu generieren.

Für die Untersuchungen mussten Lösungen zur Fernzuschaltung sowie zur Aggregation der Anlagen entwickelt werden. Insbesondere für die Technik war zu klären, welche Mikro-KWK-Geräte grundsätzlich für die externe Ansteuerung geeignet sind und welche Anforderungen dafür erfüllt sein müssen. Darüber hinaus war es notwendig, ein technisches Konzept zur Bereitstellung von Flexibilität durch Mikro-KWK-Anlagen zu entwickeln und zu untersuchen, wieviel Potenzial für Flexibilität neben dem Primärnutzen zur Verfügung steht.

## Primär- und Sekundärnutzen

Primärer Nutzen des Mikro-KWK-Systems in privaten Haushalten ist die Wärmebereitstellung für den eigenen Verbrauch. Bietet der Wärmespeicher jedoch noch freie Kapazitäten, um Energie aufzunehmen, stellt dies eine nutzbare Flexibilität innerhalb von DESIGNETZ dar, die durch das Zuschalten der KWK-Anlagen und ihrer Speicheraufheizung (Stromanforderungsfunktion) genutzt werden kann.

## Aussichten für ein Geschäftsmodell

Folgende Schlüsselfaktoren (angelehnt an die Methodik des Business Model Canvas) konnten für das Geschäftsmodell benannt werden:

### Wertschöpfung Partner (vorgelagerte Dienstleistungen):

- Mikro-KWK in Haushalten
- Kleinstfernwerktechnik Schnittstellenbox und Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) (Router)
- Prognose-Software Wärmelast

### Wertangebot:

- Haushalte: reduzierte Strombezugskosten
- Potenziell: Engpassmanagement für den Fall von hoher Verbrauchslast (da nur Zuschaltung von KWK)
- Potenziell: Regelleistung Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL)
- Potenziell: Strommarkt

### Interessengruppe/Kunde:

- Verteilnetzbetreiber
- Übertragungsnetzbetreiber
- Haushalte

Das Geschäftsmodell der Mikro-KWK-Anlagen richtet sich in erster Linie an zwei Interessengruppen bei Haushalten: Kostenoptimierung in der Energieversorgung sowie Flexibilitätsangebote an den Stromnetzbetreiber.

Dabei ist das Anbieten von Flexibilität in der heutigen Form des Regelenergiemarktes mit vielen dezentralen Anlagen für die Übertragungsnetzbetreiber eine enorme Herausforderung. Das Anbieten der Flexibilität an den Verteilnetzbetreiber benötigt dagegen noch liquide Märkte, um hier Angebot und Nachfrage zusammenzubringen.

Das Teilprojekt konnte die Hürden in der technischen Umsetzung aufzeigen und für eine mögliche Multiplikation dokumentieren. Dazu zählen vor allem die hohen Kosten der IKT-Technik sowie der Aufwand, die Mikro-KWK-Anlagen beim Verteilnetzbetreiber anzumelden, was aktuell denselben Datenumfang erfordert wie die Anmeldung einer Großanlage. Zusätzlich wird Betreibern von Kleinanlagen der Zutritt zum Markt durch Anforderungen der Regelenergie erschwert.

## Flexibilität bereitstellen

Da es sich bei Mikro-KWK-Anlagen um wärmegeführte Anlagen handelt, die primär zur Wärmeerzeugung dienen, verbleiben für die Flexibilitätsbereitstellung die Betriebszeiten, in denen die Anlage normalerweise abgeschaltet ist. In diesem Fall kann die Anlage Flexibilität anbieten, indem sie Strom erzeugt und die Wärme in den Wärmespeicher puffert. Das Temperaturniveau im Wärmespeicher wird durch eine Stromanforderung im Vergleich zum normalen Betrieb um etwa 10 Kelvin erhöht.

Im Projekt wurden insgesamt 3 kW durch Erhöhung der Erzeugungsleistung als Flexibilität zur Verfügung gestellt. Für die Prognose und eine intelligente Flexibilitätsberechnung wurde eine eigene Software entwickelt. Darüber übermitteln die KWK-Anlagen zum einen Messwerte, wie Speichertemperaturen, und zum anderen Statussignale zum Betriebszustand der Anlage. In der auf Algorithmen basierten Prognoseermittlung werden darüber hinaus Wetterdaten berücksichtigt, um einen entsprechenden Flexibilitätsfahrplan zu generieren und anzubieten.

Bei einem bevorstehenden Flexibilitätsabruf wird dem Teilprojekt zeitnah (etwa 2 Stunden) vor dem Abruf ein Soll-Fahrplan zur Flexibilitätsbereitstellung vom System Cockpit zur Verfügung gestellt, der dann zum Abrufzeitpunkt vom Teilprojekt selbstständig umgesetzt wird. Bei einer Anfrage zum Flexibilitätsabruf, wird der Soll-Fahrplan des System Cockpits mit den oben genannten Betriebsdaten abgeglichen und geprüft, ob der Flexibilitätsabruf angebotsgetreu durchgeführt werden kann oder ein korrigierter Fahrplan mit der tatsächlichen verfügbaren Flexibilität übersendet werden muss.

## Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

Das Teilprojekt hat das technische Konzept erstmals für einige wenige Anlagen aufgebaut und getestet. Gemessen an der geringen Flexibilitätsausbeute erwies sich der investierte Aufwand als aktuell noch sehr hoch. Für eine Bereitstellung ausreichend großer Mengen Flexibilität und zur Nutzung von Skaleneffekten sollte deshalb eine größere Anzahl an Anlagen zur Bereitstellung von Flexibilität zur Verfügung stehen.

## TECHNISCHE PARAMETER

MAX. LEISTUNG  
3 kW

NETZEBENE  
Niederspannung

FLEXIBILITÄTSBAND ERZEUGUNG  
1 - 3 kW

WIRKUNGSGRAD ELEKTRISCH  
17 %

SPANNUNGSEBENE  
0,23 - 0,4 kV

DRUCKSTUFE  
0,022 - 0,1 bar (ND)

ABRUFTYP\*  
Typ 1 - Fahrplan

WIRKUNGSGRAD THERMISCH  
85-90 %

\*siehe Band 1 Kapitel Flexibilität, S. 38

Allerdings erfüllen nur sehr wenige auf dem Markt verfügbare Geräte die technischen Anforderungen des hier entwickelten technischen Konzepts. Da Flexibilitätsbereitstellung noch nicht im Fokus der Gerätehersteller steht, sind auch noch keine standardisierten Plug & Play-Lösungen verfügbar. Bei der Durchführung des Teilprojektes musste deshalb darauf geachtet werden, die ursprüngliche technische Konfiguration der Anlage nicht zu verändern, um bestehende Gewährleistungsansprüche nicht zu gefährden.

Da es sich um prototypische Anlagen handelte, gestalteten sich zudem die Erstellung der Prognosen und die Entwicklung des Gesamtkonzepts als aufwändig, weil entsprechende Dienstleister und Komponenten nicht ohne Weiteres verfügbar waren. So musste sowohl die Software als auch die Logik zum Anbieten und Abrufen von Flexibilität komplett neu entwickelt werden.

Voraussetzung für die Umsetzung der Felduntersuchung war es, Haushalte als Teilnehmer zu akquirieren und von der innovativen Technologie des Teilprojektes zu überzeugen, weshalb zusätzlicher Aufwand in die Ansprache und Aufklärung der Kunden sowie die Vertragsanbahnung investiert wurde.

Hilfreich war hier die existierende Infrastruktur des Projektes „100 KWK in Bottrop“, dessen Teilnehmer bereits Erfahrung mit F&E-Projekten hatten. Des Weiteren wurden Mitmacher-Abende zu Informationszwecken angeboten und sämtlicher Schriftverkehr mit offiziellen Logos und Ansprechpartnern lokaler Energieversorger und Netzbetreiber versehen, um Verlässlichkeit und Seriosität zu vermitteln. Hochwertiges Informationsmaterial und Pressearbeit unterstützten die Akquise zusätzlich.

An der Projektarbeit waren in jeder Phase Mitarbeiter unterschiedlichster Disziplinen beteiligt, die sich besonders in den Bereichen Software und Schnittstellenanbindung sowie Technik und IT intensiv untereinander abstimmten. In der Praxis waren jedoch informierte Dienstleister und die zuständigen Ansprechpartner in den jeweiligen Unternehmen nicht jederzeit verfügbar.

- Haushalte und KWK-Anlagen-Betreiber
- Handwerker zur Betreuung des KWK-Systems
- KWK-Anlagenhersteller
- Netzbetreiber zum Einbau der KFWT
- Hersteller der KFWT
- Dienstleister zur Entwicklung von Prognose und Fahrplanübermittlung
- Beauftragter der IKT-Infrastruktur zur Übermittlung der Daten ans System Cockpit (Betreiber des Energy Gateways)
- System Cockpit

## Technische Hemmnisse

- Anschluss der Anlagen (IKT-Anbindung): Technik läuft, aber IT-Signalübermittlung liegt in externer Verantwortung und zumeist in anderen Systemen, was zu einer sehr großen Anzahl an Zuständigkeiten führte
- Einhaltung systemabhängiger Anforderungen beim Einbau der KWK-Anlage: Kellerzugang, Türbreiten, Deckenhöhen, Aufstellfläche und Abgasführung

## Allgemeine Hemmnisse

- Bei Mikro-KWK-Systemen mit Stromeinspeisung: Anmeldung der Anlage beim Verteilnetzbetreiber - Zuständigkeiten zwischen Installateur und Kunden oftmals unklar; Abfrage von umfangreichen technischen Daten oft aufwändig
- Kein Marktmodell für die vorliegende DESIGNETZ-Lösung vorhanden
- Schwierige Umsetzung, da Privatpersonen betroffen sind und Einschränkungen in der Mitbestimmung des Kunden bestehen
- Investitionskosten sind zu hoch
- Es entstehen weitere Betriebskosten aufgrund von zusätzlichen Komponenten für die Anbindung
- Regelungen zu Steuern, Abgaben und Umlagen sind aktuell sehr unübersichtlich

## Ein Blick in die Zukunft

Das Teilprojekt hat gezeigt, dass Mikro-KWK grundsätzlich als Flexibilitätslieferant geeignet ist. Durch die niedrige Leistung, den durch die Stromanforderungsfunktion eingeschränkten Zeitraum und die Verfügbarkeit der wärmegeführten Anlagen ist das Potenzial insgesamt jedoch eher gering.

Um den Aufwand mit Blick auf einen geplanten Rollout zu verringern, müssen zunächst die Hersteller der Anlagen Funktionen und Schnittstellen vorsehen, da Nachrüstungen in der Regel extrem aufwändig sind und unter Umständen die Gewährleistung gefährden.

Die IT-Entwicklungen zur Prognoseerstellung sowie die IKT-Lösungen, wie Smart Meter und Kleinstfernwerktechnik, müssen ausgereifter und günstiger sein. Häufige Updates oder lokale Ausfälle, die nicht per Fernwartung behoben werden können, stören nicht nur den Betrieb, sondern strapazieren auch die Geduld des Haushaltskunden. Darüber hinaus beeinträchtigen bei vielen dezentralen Anlagen ohne Skaleneffekte hohe Kosten eine weite Verbreitung dieser Technologie.



# 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 die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zum Einsatz. Gerade in Verbindung mit neuen Konzepten, wie Power-to-Heat (PtH) und Power-to-Gas (PtG), entsteht ein System, das ein auf regenerativer Erzeugung basierendes Stromsystem stabilisieren und optimieren kann.

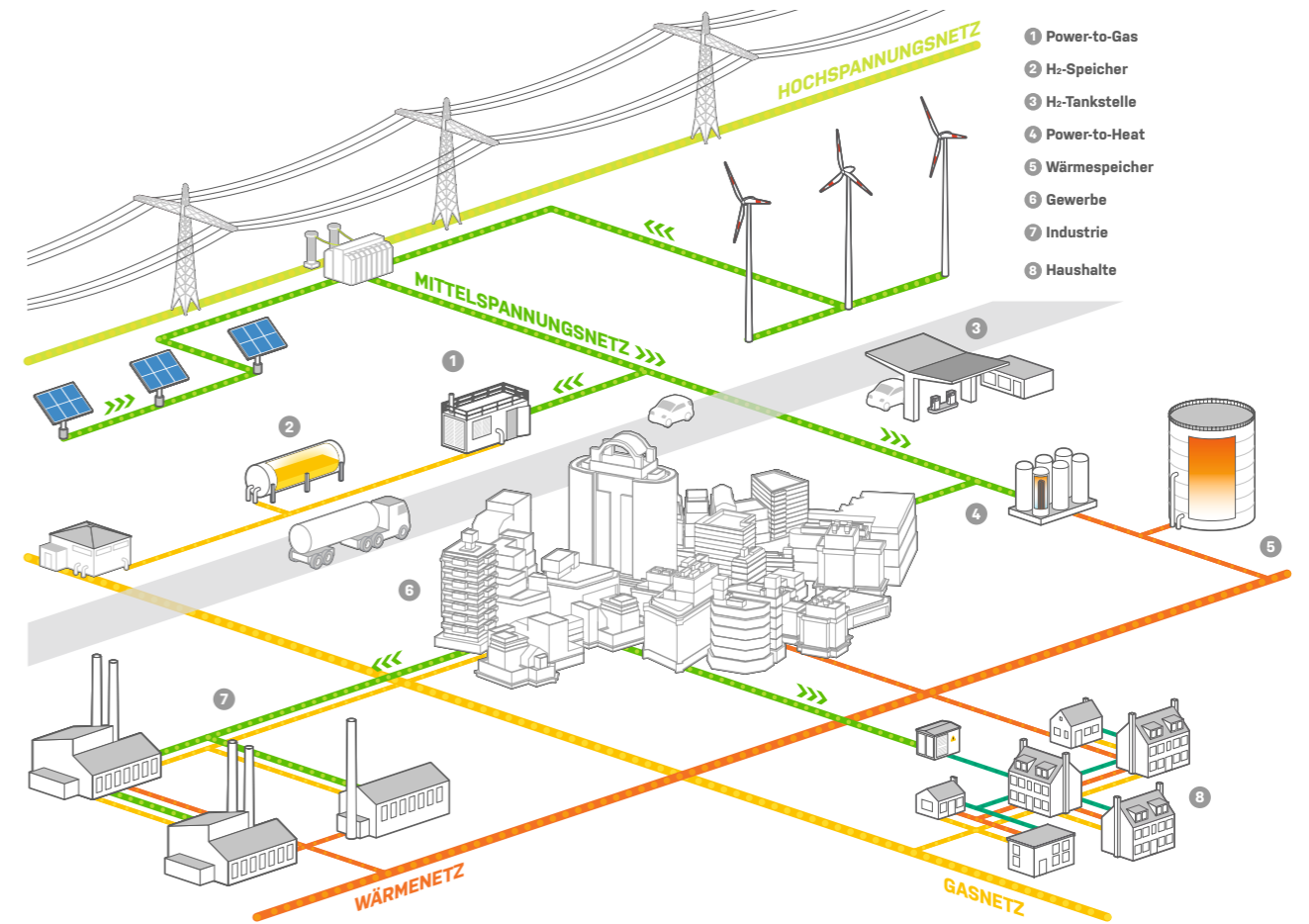
## Stadt als dynamischer Verbraucher

Die Stadt wird durch die Sektorenkopplung zu einem dynamischen Erzeuger und Verbraucher. Es entsteht ein lokal optimiertes System, dessen Flexibilität an den heute existierenden Märkten gehandelt werden kann. Ziel des Teilprojektes war es, die urbane Flexibilität optimiert einzusetzen. Das System mit seinen flexiblen Anlagen sollte lokalen Anforderungen entsprechend netzdienlich eingesetzt und im Hinblick auf die nationalen und europäischen Märkte im wirtschaftlichen Optimum betrieben werden. Es wurden darüber hinaus Mechanismen entwickelt, mit denen eine intelligent vernetzte Stadt unmittelbar das Stromsystem stützen kann.



**Ansprechpartner:**  
Jonas Aichinger  
Mainzer Stadtwerke AG

**Beteiligte Partner**  
• Mainzer Stadtwerke AG



### Was das wirtschaftlich bedeutet

Aufgrund der Energiewende entsteht ein stark wachsender Markt für Flexibilität. Denn dadurch lassen sich die Kosten für den Ausbau der Verteilnetze reduzieren. Die in Mainz gewonnenen technischen und wissenschaftlichen Erkenntnisse können auf andere urbane Zentren übertragen werden. Aufgrund unterschiedlicher Netzqualitäten, Einspeiseleistungen, Lastsituationen und geographischer Gegebenheiten sind dabei jeweils spezifische 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.



### Was das wissenschaftlich bedeutet

Die Stadtwerke Mainz betrachten in ihrem Teilprojekt die Stadt als Subsystem im übergeordneten Energienetz und demonstrieren ihre Potenziale als intelligente Einheit (Smart City) im digital vernetzten Energiesystem. Im Systemdesign wurden die Verantwortlichkeiten und Handlungsabläufe so ausgestaltet, dass die Netz- und Marktakteure im Sinne eines Smart Market zusammenwirken, um die Systemstabilität zu erhalten.

Grundlage ist die Vernetzung der Sektoren Strom, Gas, Wärme, Verkehr und industrielle Produktion. Insbesondere Systemdienstleistungen haben großes Potenzial, da so die Leistung konventioneller Kraftwerke substituiert werden kann. Ein wichtiger systemischer Ansatz ist dabei, die Nutzung von Überschussstrom aus erneuerbarer Erzeugung zu steigern. Soweit möglich, wurden zusätzlich Flexibilitätsoptionen mit Industriebetrieben im eigenen Netzgebiet diskutiert.



## EINZELTECHNOLOGIEN

**PtH:** Installierte Leistung: 11.000 kW<sub>el</sub>, 3.000 kW<sub>th</sub>  
Bereitstellung in DESIGNETZ 5.000 kW<sub>el</sub>

**PtG:** Installierte Leistung: 6.000 kW<sub>el</sub>  
Bereitstellung in DESIGNETZ 5.000 kW<sub>el</sub>

## TECHNISCHE PARAMETER

<b>MAX. LEISTUNG</b> 17.000 kW	<b>FLEXIBILITÄTSBAND ERZEUGUNG</b> 2.000 – 17.000 kW
<b>NETZEBENE</b> Mittelspannung	<b>FLEXIBILITÄTSBAND DESIGNETZ ERZEUGUNG</b> 2.000 – 8.000 kW
<b>SPANNUNGSEBENE</b> 50 kV	<b>DRUCKSTUFE</b> 8 bar

## Im Interesse von Forschung & Entwicklung

Ziel war es, lokale Kontrahierungsmechanismen an den Schnittstellen der Sektoren zu entwickeln.

## Aussichten für ein Geschäftsmodell

Folgende Schlüsselfaktoren (angelehnt an die Methodik des Business Model Canvas) konnten für das Geschäftsmodell benannt werden:



### Wertschöpfung/Partner (vorgelagerte Dienstleistungen):

- Anlagentechnik (PtH, PtG)
- Kraftwerkseinsatzplanung inkl. Sektorenkopplung
- Preis-/Wetterprognosen

### Wertangebot:

- PtG: Wasserstoff als Rohstoff/Energieträger
- Denkbar: Engpassmanagement Strom durch „Nutzen statt Abregeln“
- Denkbar, falls skaliert: Engpassmanagement Gas (PtG) und Besicherung Wärmenetz (jedoch in Konkurrenz zu bspw. Ölkesseln (PtH))
- Regelleistung: Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL) (sinnvollste Vermarktungsform)
- Bilanzkreismanagement: zur Regelleistung nicht konkurrenzfähig

### Interessengruppe/Kunde:

- Netzbetreiber (ÜNB, zukünftig: VNB)
- Wasserstoffabnehmer (Linde, als weiterer Vertrieb, direkte Industriekunden, ÖPNV-Anbieter)
- Bilanzkreisverantwortlicher
- Fernwärmenetzbetreiber

In diesem Fall wird die Wertschöpfung über Power-to-Heat- sowie Power-to-Gas-Technologien generiert. Über die Einbindung dieser Anlagen in die Kraftwerksplanung werden mit Sektorenkopplung und Wasserstofftechnologie zwei wichtige Themen angesprochen. Im Wertangebot wird erkennbar, dass Wasserstoff als Rohstoff und Energieträger für entsprechende Interessensgruppen erschlossen wird.

Im Rahmen der Erweiterung des Kraftwerksparks stellt die Eigenoptimierung einen Business Case für Betreiber dar, sowohl für Bilanzkreisverantwortliche als auch für Fernwärmenetzbetreiber. Zudem können über diese Einheiten Angebote für den Netzbetreiber vorgehalten werden. Dies erfolgt derzeit über Regelleistung an den Übertragungsnetzbetreiber und zukünftig über das Engpassmanagement für Verteilnetzbetreiber oder andere Märkte.

Das Geschäftsmodell ist wirtschaftlich noch nicht tragfähig, da die erzielbaren Strompreise im Vergleich zu anderen Brennstoffpreisen (Erdgas, grauer Wasserstoff) zu hoch sind. Für den Markthochlauf muss das Entgelt- und Abgabensystem entsprechend angepasst werden. Über diesen Weg kann auch die Nutzung von CO<sub>2</sub>-freier Wärme und H<sub>2</sub> angereizt werden. Dieser Aspekt betrifft auch die Normierung und die Zertifizierung H<sub>2</sub>-geeigneter Geräte im Erdgasbereich, die aktuell noch stark eingeschränkt sind.





# MEFCO<sub>2</sub>: ÜBERSCHÜSSIGE STROMENERGIE IN METHANOL UMWANDELN

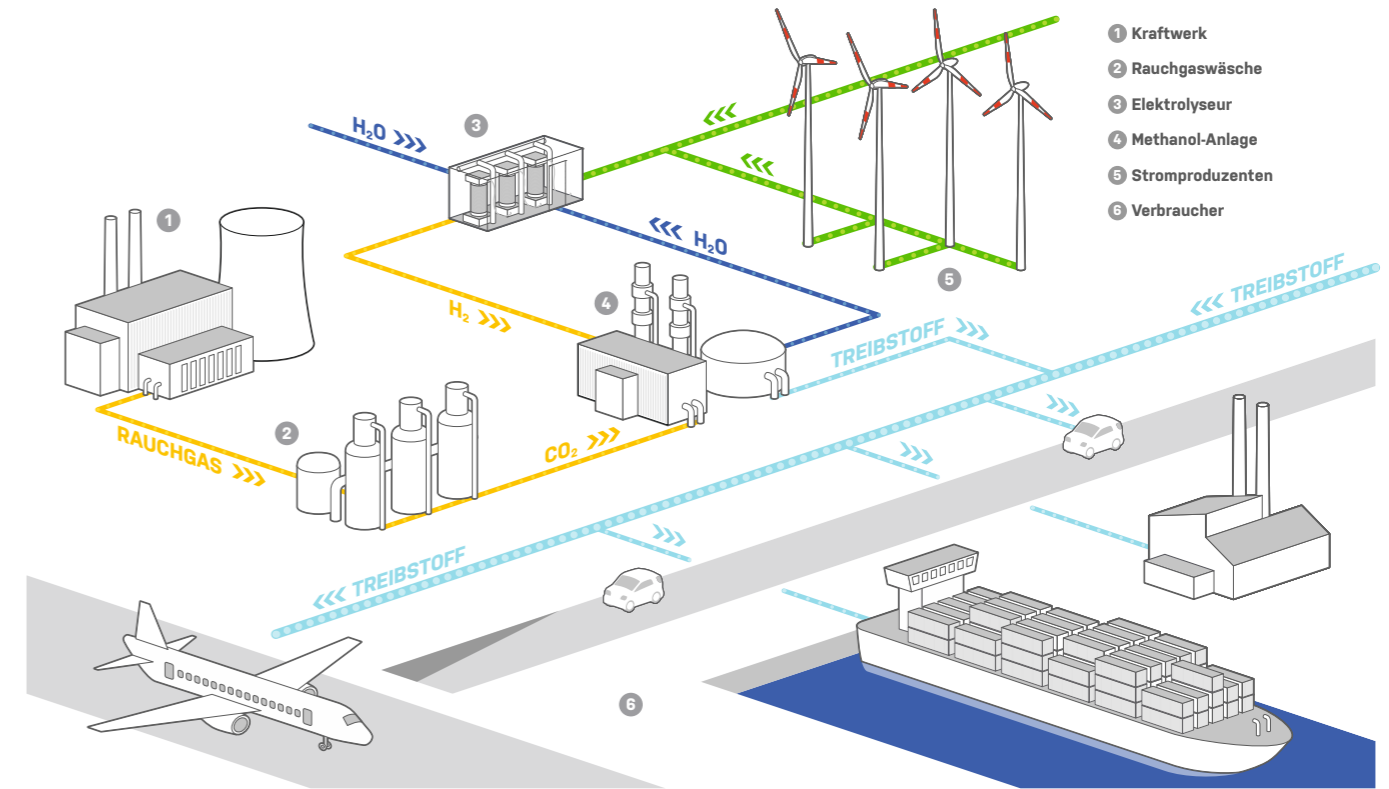
Die MefCO<sub>2</sub>-Pilotanlage (MefCO<sub>2</sub> = Methanol fuel from CO<sub>2</sub>) in Nordrhein-Westfalen wandelt Kohlendioxid aus den Abgasen eines Kohlekraftwerks und Wasserstoff in Methanol um. Der Wasserstoff wird mit Hilfe der Proton Exchange Membrane-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse) aus Wasser gewonnen, wobei überschüssiger Strom aus erneuerbaren Energien zum Einsatz kommt. Methanol ist Grundstoff für eine Vielzahl von chemischen Produkten, wie zum Beispiel Treibstoffe.

## Power-to-Fuel Versuchsanlage

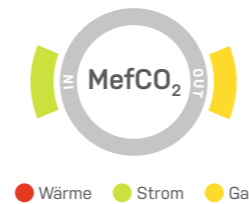
Der PEM-Elektrolyseur spaltet Wasser mit Hilfe von Strom in Wasserstoff und Sauerstoff auf. Der Wasserstoff wird für die Methanolsynthese verwendet. Der Sauerstoff wird in die Umgebungsluft abgelassen. Die Kohlendioxid-Waschanlage reinigt den CO<sub>2</sub>-Abgasstrom aus dem benachbarten Kohlekraftwerk, sodass das abgetrennte Kohlendioxid für die Methanolsynthese genutzt werden kann. In einer Anlage zur MeOH-Synthese werden Wasserstoff und Kohlendioxid in Methanol verwandelt.

Das MefCO<sub>2</sub>-Teilprojekt verwirklicht mit seinem Power-to-Fuel-Konzept drei Ziele:

1. Den Kohlendioxid-Ausstoß eines Kohlekraftwerks reduzieren. Damit erfüllt das Teilprojekt europäische Zielvorgaben, die eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen vorsehen.
2. Das Stromnetz durch die Nutzung überschüssiger Strommengen, die witterungsbedingt durch die erneuerbaren Energien auftreten, stabilisieren.
3. Die überschüssige elektrische Energie chemisch speichern. Mit der Produktion von Methanol entsteht eine vielseitig verwendbare Chemikalie für weitere Synthesen.



- 1 Kraftwerk
- 2 Rauchgaswäsche
- 3 Elektrolyseur
- 4 Methanol-Anlage
- 5 Stromproduzenten
- 6 Verbraucher



## Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

Die Technologie wurde erfolgreich im Braunkohlekraftwerk von RWE in Deutschland eingesetzt und produziert bis zu eine Tonne Methanol aus 1,5 Tonnen gebundenem CO<sub>2</sub>. Die MefCO<sub>2</sub>-Technologie kann an jede Quelle von fossilem CO<sub>2</sub>, wie Stahlwerke, Zementöfen, Raffinerien oder Kraftwerke, angepasst werden.

Eine wichtige Schlüsselkomponente des Pilotprozesses ist der dynamisch agierende PEM-Elektrolyseur, mit einer elektrischen Leistung von 600 kW und einer maximalen H<sub>2</sub>-Produktion von 120 m<sup>3</sup> pro Stunde, der in Sekunden seine Stromnachfrage dynamisch anpassen kann. Dieser flexible Betrieb eignet sich zur Anpassung an schwankende Strompreise, die durch fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien entstehen, ebenso wie für einen systemdienlichen Flexibilitätseinsatz.

Ein weiteres Kernelement ist der Methanol-Reaktor, bei dem im Teilprojekt mehrere Testkampagnen unter flexiblen Betriebsbedingungen durchgeführt wurden. Im Gegensatz zu chemischen Standardverfahren, die für den Dauerbetrieb ausgelegt sind, wurde dieser MefCO<sub>2</sub>-Reaktor nicht nur unter Volllast, sondern auch mit einer Teillast von 40 Prozent konstant betrieben. Dabei war der Reaktor in der Lage, die Produktion innerhalb von Minuten hoch- und runterzufahren.

Das modulare Reaktordesign kann für weitere Projekte vergrößert und die Anlagenleistung entsprechend angepasst werden. Die erprobte Kombination aus dynamischer Elektrolyseeinheit und flexiblem Methanol-Reaktor ermöglicht den Betrieb eines MefCO<sub>2</sub>-Konzepts, ohne dass eine Überdimensionierung der Elektrolyseeinheit oder ein H<sub>2</sub>-Zwischenspeicher erforderlich sind.

Weitere Arbeiten und Ergebnisse im Teilprojekt beschäftigten sich mit der Synthesierung, Charakterisierung und Erprobung von mehr als 60 Katalysatoren unter unterschiedlichen Betriebsbedingungen sowie weiteren ökobilanz- und thermoökonomischen Analysen unterschiedlicher Methanolsynthese-Pfade. Des Weiteren wurden unterschiedliche Business Cases und Marktstrategien betrachtet und für mehrere wissenschaftliche Veröffentlichungen ausgewertet.



## Was das wirtschaftlich bedeutet

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



## Was das wissenschaftlich bedeutet

Das Ziel des Teilprojektes MefCO<sub>2</sub> war 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, sodass sie an verschiedene Kraftwerksgrößen und Rauchgaszusammensetzungen angepasst werden kann. Das Kernvorhaben des Teilprojektes war der Bau einer Pilotanlage, die die verschiedenen Technologien des Power-to-Methanol-Konzeptes vereint und eine Testumgebung für die dynamischen Konzepte der integrierten Technologien ermöglicht.

## Beteiligte Partner

- Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.



**Ansprechpartner:**  
Prof. Dr. Klaus Görner & Janina Senner  
Gas- und Wärme Institut Essen e.V.





# NETZINFRASTRUKTUR: ZUVERLÄSSIG, EFFIZIENT UND INTELLIGENT.

- Anforderungsgerechten und zuverlässigen Netzbetrieb sicherstellen
- Bestehende Infrastruktur optimieren und gezielten Netzausbau fördern
- Innovative Technologien, intelligente Netzlösungen und IKT einsetzen
- Flexibilitätspotenziale der Netze und Prosumer intelligent nutzen



# ENERGIESTUDIO RHEINHESSEN GALERIE NETZ: NEUER MITTEL- SPANNUNGSLÄNGSREGLER ERHÖHT NETZAUSLASTUNG

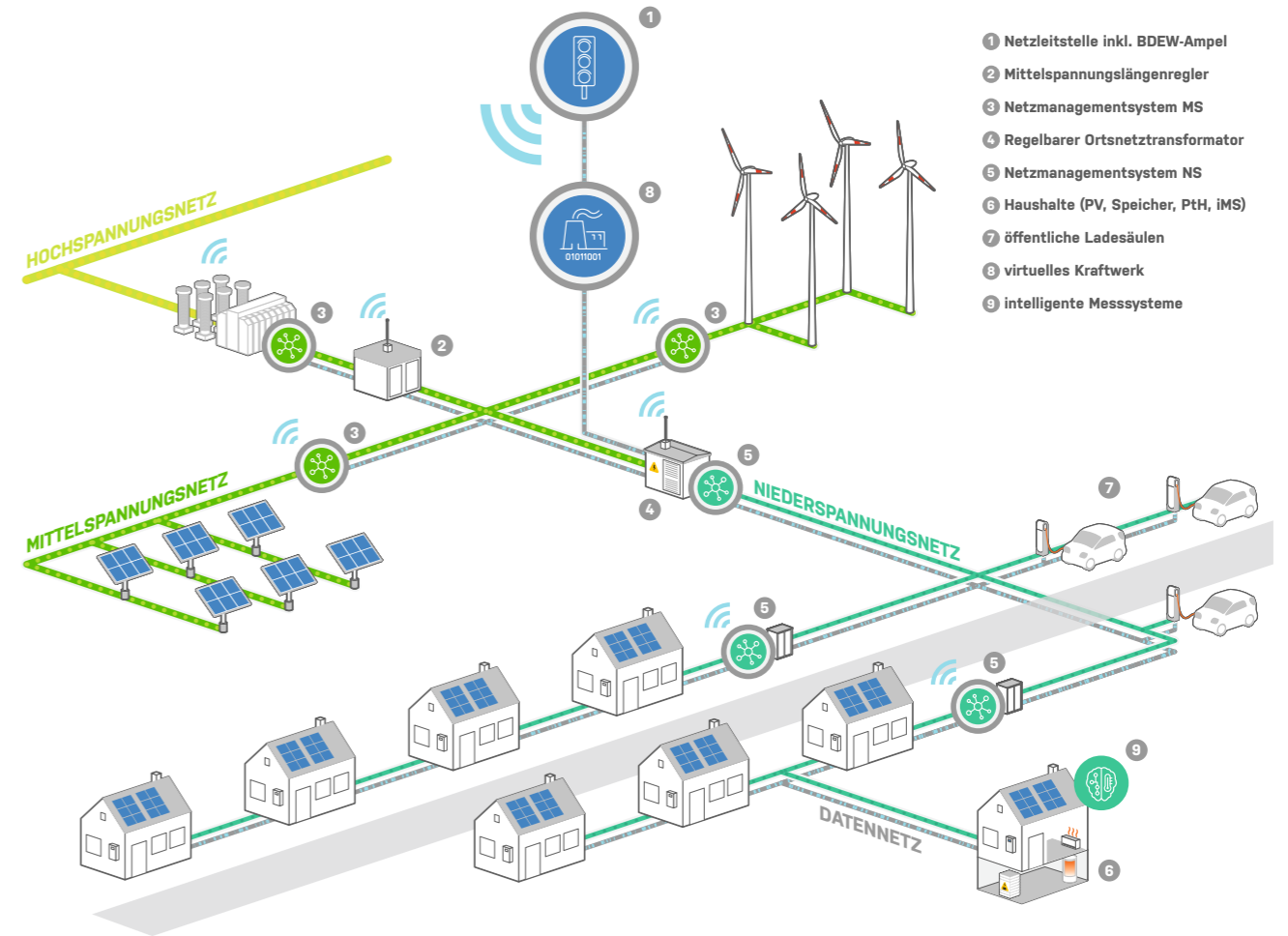
Die ländlich geprägte Region Rheinhessen erlebt einen kräftigen Zubau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Wegen der geringen Last in diesem ländlichen Raum muss der Strom über das Mittelspannungsnetz in die städtischen Lastzentren transportiert werden. Dafür waren die Verteilnetze ursprünglich nicht 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 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 im Mittel- und Niederspannungsnetz dezentral gesteuert.

Bisher musste der Netzbetreiber bei zu großen Spannungsschwankungen Erzeugungsanlagen stufenweise abregeln. Durch den Mittelspannungslängsregler können die physikalischen Grenzen des Netzes nun besser ausgenutzt werden, um Abregelungen auf ein Minimum zu reduzieren. Dies ermöglicht mehr regenerativ erzeugte Energie in die Netze einzuspeisen. Ziel des Teilprojektes war es, die Verlässlichkeit der Automatisierung und das Zusammenspiel der einzelnen Betriebsmittel nachzuweisen und zu optimieren.



● Wärme ● Strom ● Gas



- 1 Netzleitstelle inkl. BDEW-Ampel
- 2 Mittelspannungslängsregler
- 3 Netzmanagementsystem MS
- 4 Regelbarer Ortsnetztransformator
- 5 Netzmanagementsystem NS
- 6 Haushalte (PV, Speicher, PTH, iMS)
- 7 öffentliche Ladesäulen
- 8 virtuelles Kraftwerk
- 9 intelligente Messsysteme

## TECHNISCHE PARAMETER

- 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

## Was das wirtschaftlich bedeutet

Innovative Betriebsmittel sind eine kostengünstige und zeitsparende Alternative, können jedoch aufwändigen Netzausbau nicht vollständig ersetzen. Dennoch tragen sie dazu bei, langwierige Genehmigungsverfahren für neue Leitungsstrassen zu vermeiden. Intelligentere Netze können mit dem gewünschten schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien besser Schritt halten und sorgen damit für eine kostenoptimierte Energiewende.

**Beteiligte Partner**  
• EWR Netz GmbH





## Technische Beschreibung

Im „Energiestudio Rheinhessen – Galerie Netz“ wurden zentrale und dezentrale leittechnische Lösungen demonstriert, die für den weiteren Zubau von erneuerbaren Energien (EE)-Anlagen einen effizienteren Netzausbau und die Interaktion mit anderen Netzbetreibern und Flexibilitätsmärkten benötigt werden. Um die Möglichkeiten leittechnischer Lösungen zu erweitern, wurden ergänzend neue Technologien zur Regelung im Netz und in Kundenanlagen eingesetzt.

Da die Energiemärkte immer aktiver werden, müssen auch die Netze dynamischer reagieren können. Durch mehr Sensorik und Aktorik kann das Netz innerhalb der erlaubten Grenzen künftig besser betrieben werden und zugleich Flexibilitätsanfragen des Marktes optimal bedienen.

Bisher geschah dies eher spekulativ, da im Netz noch genug Leitungskapazität verfügbar ist und keine Engpässe auftreten. In Zukunft kann dies durch aktives Überwachen und Managen wesentlich gezielter erfolgen.

## Im Interesse von Forschung & Entwicklung

Die starke Durchdringung von EE-Anlagen im Netzgebiet von EWR mit rund 600 MW an installierter Leistung übersteigt den maximalen Leistungsbedarf des Versorgungsnetzes von rund 330 MW deutlich.

Im regionalen Verteilnetz mit einer Stromerzeugung in vorwiegend ländlichen Infrastrukturen und hohem Verbrauch in städtischer Infrastruktur werden Lösungen benötigt, mit denen sich die technischen Herausforderungen für den Netzausbau beherrschen lassen und die zugleich den Handel von Flexibilitätsprodukten ermöglichen. Die bereits beschriebene Netzstruktur und die Herausforderungen mit der Integration des noch weiter wachsenden Zubaus von EE-Erzeugungsanlagen erforderten eine umfassende Studie zum Einsatz von innovativen Technologien, entsprechender IKT und dem Einbinden von Flexibilität.

Diese Maßnahmen hatten das Ziel einer besseren Netzauslastung und Minimierung der Netzverluste. Die Wirkung, in welchem Maß der Netzausbau verringert sowie mehr EE-Anlagen an das Netz ohne Ausbau angeschlossen werden können, stand dabei im Mittelpunkt.

Durch den Betrieb konnten zudem erste Erfahrungen im Bereich Redispatch 2.0 gesammelt werden. Dabei wurde keine Flexibilität zur Verfügung gestellt, sondern nach Lösungen gesucht, wie die Vermarktung von Flexibilität in der Praxis netztechnisch umgesetzt werden kann.

## Primär- und Sekundärnutzen

Der primäre Nutzen ist die Netzstabilisierung und -automatisierung. Dadurch soll das Netz besser ausgelastet und Verluste minimiert werden. Als sekundäre Nutzen sind die Reduzierung von konventionellem Netzausbau und der Anschluss weiterer EE-Anlagen zu sehen.

## Aussichten für ein Geschäftsmodell

Folgende Schlüsselfaktoren (angelehnt an die Methodik des Business Model Canvas) konnten für das Geschäftsmodell benannt werden:

### Wertschöpfung/Partner (vorgelagerte Dienstleistungen):

- Leistungsprognose Hochspannungs-/Mittelspannungs-Trafo (HS/MS)
- MS-Netzmanagementsystem: Optimierung zwischen EE-Abregelung, MS-Netzschaltung (Verlagerung Trennstellen), MS-Länderregler und HS/MS-Traforegler
- 2 rONT mit NS-Netzmanagementsystem mit Messung im Netz (Weitbereichsregelung); MS/NS-Trafo nur informativ an Netzleitstelle angebunden
- Einbindung Haushalte über Intelligente Messsysteme (iMSys)

### Wertangebot:

- Versorgungsaufgabe kosteneffizient durchführen → Reduzierung Netzentgelte
- Optimierung Netzverknüpfungspunkt (bspw. Minimierung EE-Anschlussleitung)
- Reduzierung EE-Abregelung
- Vorbereitung für „Nutzen statt Abregeln“

### Interessengruppe/Kunde:

- Verteilnetzbetreiber und dort angeschlossene Kunden
- EE-Anlagebetreiber (sofern Abregelung nicht kostenneutral)
- Zukünftig: Flexibilität (Nutzen statt Abregeln)

Durch die intelligenten Netzbetriebsmittel sorgt der Verteilnetzbetreiber durch Optimierung der dort angeschlossenen Assets dafür, dass zum einen erneuerbare Energien nicht abgeschaltet werden müssen, zum anderen, dass mehr und weitere erneuerbare Energien zugeschaltet werden können, ohne das Netz mit zusätzlichem, hohem Aufwand auszubauen.

Mit diesen Zielen und Wertangeboten richtet sich der Business Case sowohl an Verteilnetzbetreiber als auch an Erzeuger und Verbraucher auf Kundenseite.



Ansprechpartner:  
**Uwe Ohl**  
EWR Netz GmbH



Ansprechpartner:  
**Markus Koch**  
EWR Netz GmbH

## Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

Im Stromnetz der EWR Netz GmbH befindet sich aktuell viel mehr Automatisierung im Mittelspannungsnetz als im Niederspannungsnetz, das aus diesem Grund messtechnisch aufgerüstet wird. Im Rahmen des Teilprojektes wurden kritische Netzsituationen simuliert, in denen gezeigt werden konnte, wo Sensorik und Aktorik sinnvoll eingesetzt werden müssen.

Zurzeit werden etwa 40 Prozent der Netzknoten im Mittelspannungsnetz durch intelligente Betriebsmittel, wie Weitbereichsregelung und Netzmanagementsysteme, überwacht. In Verbindung mit der sogenannten „Selbstheilung“ (automatisches Freischalten von Fehlerstellen) kann nun Personalzeit eingespart werden, da durch eine gezieltere Anfahrt und Behebung von lokalen Störungen die Ausfallzeiten bei Kunden minimiert und der SAIDI-Wert somit verbessert werden. Es hat sich zudem gezeigt, dass bereits mit etwa 15 Prozent überwachter Netzknoten ein sicherer Netzbetrieb gewährleistet werden kann.

### Folgende Hemmnisse wurden im Laufe des Teilprojektes identifiziert:

- Unter bestimmten Umständen können nicht alle Investitionen, insbesondere bei intelligenten Betriebsmitteln, in die Berechnung der Erlösbergrenze mit einfließen

- Mitunter bestand wenig Kundenakzeptanz beim Aufbau von Teilprojekten im Privatkundenbereich
- Es fehlen Anreize für Endkunden
- Hohe Investitionen für neue Betriebsmittel (MS-Längsregler, rONT, Smart Meter) und Erweiterung des Leitsystems sind notwendig
- Zusätzliche Betriebskosten entstehen aufgrund von erhöhtem Bedarf an Wartung und Instandhaltung, auch unter Berücksichtigung von Softwareupdates
- Höherer Verschleiß und Abschreibung von Betriebsmitteln aufgrund des hohen Anteils an elektronischen Komponenten
- Kritische Änderungen im Betriebsablauf durch Anpassung der Geschäftsprozesse
- Hoher Aufwand für die Einbindung von Netzleitsystemen
- Umstellung auf andere Protokolle nötig

## Ein Blick in die Zukunft

Damit sich das Geschäftsmodell für eine künftige Multiplikation eignet, ist es notwendig, die Investitionskosten für smarte Netzbetriebsmittel zu reduzieren, sodass diese wirtschaftlich in die Betriebsführung integriert werden können. Darüber hinaus braucht es regulatorische Anreize, um den Einsatz intelligenter Netzbetriebsmittel auch wirtschaftlich attraktiver zu machen als den konventionellen Netzausbau.



# SMART STATION: UMSPANNANLAGE WIRD ZUR ENERGIE- UND DATENDREHSCHLEIBE

Die Westnetz GmbH baute die Umspannanlagen Pfaffendorf, Bedburg, Oberaußem und Ichendorf zu Energie- und Datendrehkreisläufen, sogenannten Smart Stations, aus. Die Umspannanlagen verbinden das Hochspannungsnetz mit dem 20 kV-Mittelspannungsnetz sowie dem angebotenen lokalen Niederspannungsnetz.

Das Ziel des Teilprojektes war die Integration von Flexibilität auf Nieder- und Mittelspannungsebene sowie in der Schnittstelle zur Hochspannungsebene, um Energieangebot und -nachfrage möglichst lokal auszugleichen und so die Leistungsflüsse zwischen den Spannungsebenen und damit auch die Anforderung an die Übertragungskapazität der eingesetzten Betriebsmittel zu reduzieren. In der Folge kann nun Strom aus erneuerbaren Energien wirtschaftlicher genutzt und Netzknotenpunkte effizienter betrieben werden.

## Umbau auf Hochspannungsseite

In einer Umspannanlage hat die Westnetz einen überlastfähigen 110 kV-Transformator in Betrieb genommen, durch den situationsbedingt mehr Energie übertragen werden kann. Mit ihm ist der Verteilnetzbetreiber in der Lage, kurze Leistungspeaks aufgrund schwankender Energieeinspeisung, zum Beispiel aus erneuerbaren Energien (Wind und Sonne), ohne einzugreifen, übertragen zu können.

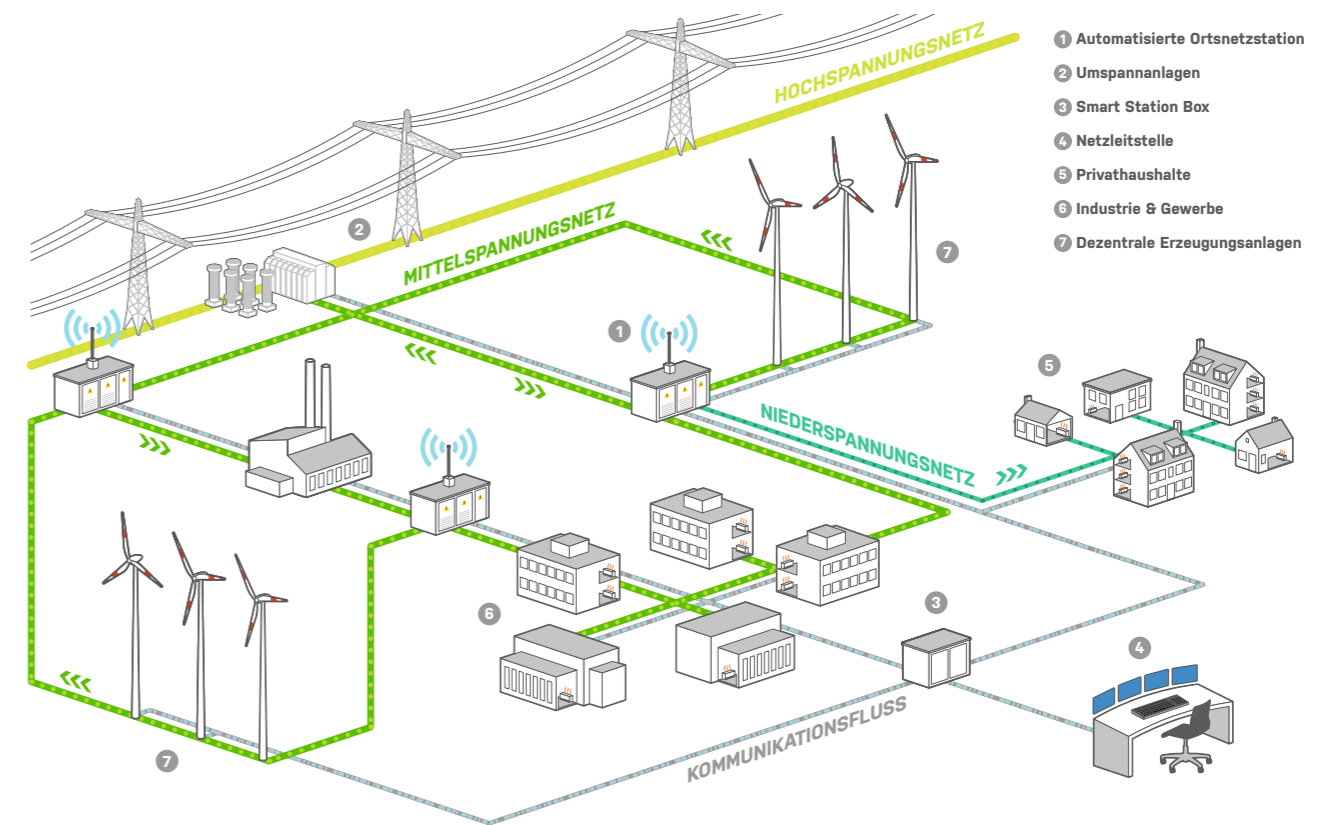
Darüber hinaus verwendet die Westnetz in den Umspannanlagen innovative Betriebsmittel, die einen intelligenteren Betrieb und einen detaillierten Einblick in die aktuelle Netzsituation ermöglichen. Dabei kommt unter anderem ein optischer Wandler zum Einsatz, der im Gegensatz zur konventionellen Ausführung nicht nur Strom und Spannung, sondern auch die Spannungsqualität messen kann.

Letzteres ist in gängigen Publikationen auch als „Power Quality“ bekannt, womit die Messung von Oberschwingungsanteilen der Spannung beschrieben wird. Diese ist besonders wichtig für die Beurteilung der Einflussnahme von Einspeisern, zum Beispiel Windparks, und Abnehmern, zum Beispiel Gleichrichtern, auf das Hochspannungsnetz. Dieser Aspekt gewinnt besonders vor dem Hintergrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie der Elektromobilität an Bedeutung.

## Umbau im Mittelspannungsnetz

Im Mittelspannungsnetz wurden 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 entwickelten dezentralen Netzsteuerung. Sie ermittelt, aufgrund des aktuellen Netzstatus sowie mit Hilfe von Wetter- und Belastungsprognosen, den bestmöglichen Schaltzustand und übermittelt ihn als Vorschlag an die Netzführung.

Über die Smart Station Box wurde getestet, wie ein Verteilnetzbetreiber privat, gewerblich oder kommunal zur Verfügung gestellte Flexibilität ansteuern und netzdienlich abrufen kann. Die Flexibilität diente hierbei perspektivisch zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch auf lokaler Ebene. Ohne diese Flexibilität würden Energieflüsse mit entsprechenden Verlusten über verschiedene Spannungsebenen entstehen. Über die Anbindung der Smart Station an das System Cockpit von DESIGNETZ ist künftig prinzipiell auch die Vermarktung von Flexibilität möglich.



## Was das wissenschaftlich bedeutet

In der Smart Station kommen die folgenden unterschiedlichen innovativen Technologien zum Einsatz, deren Zusammenspiel wissenschaftlich ausgewertet wurde:

### 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. Diese neuen Systeme tragen dazu bei, dass sich der Transformator weniger stark erwärmt und sich damit seine kurzzeitige maximale Übertragungskapazität erhöht.

### Optische Messsysteme

Anstelle konventioneller Spannungs- und Stromwandler wurden in der Smart Station optische Messsysteme zur Erfassung von Spannung und Strom eingesetzt. Im Unterschied zu den konventionellen Wandlern ist durch den Einsatz dieser neuen Technologie die Erfassung der Spannungsqualität möglich, die für die Beurteilung des Netzzustands an Bedeutung gewonnen hat. Weitere Vorteile der optischen Messsysteme sind die Reduzierung von magnetischen Effekten und die direkte Anbindung an den Prozessbus über Lichtwellenleiter.

### 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 (Glasfaser) ersetzt. Lichtwellenleiter ermöglichen die schnelle Übertragung von digitalen Signalen, die nicht vom elektrischen Feld beeinflusst werden. Alle Informationen werden nur noch digital verarbeitet. Der Einsatz digitaler Komponenten ermöglicht nun zudem die Fernüberwachung des Transformators sowie einen Fernservice bis hin zur Prozessebene.

### Mittelspannungs-Schaltanlage

In der Mittelspannung kam ein alternatives umweltfreundliches Isoliergas zum Einsatz. Dieses Gas ermöglicht ähnlich kompakte Bauformen wie die bisher überwiegend im Einsatz befindlichen SF6-Schaltanlagen. Der Einsatz von innovativen Sensoren gibt außerdem eine bessere Auskunft über den Netzzustand.

## Beteiligte Partner

- E.ON SE
- Westnetz GmbH



## TECHNISCHE PARAMETER

**MAX. LEISTUNG**  
1.068 kW

**NETZEBENE**  
Mittelspannung, Hochspannung

**ABRUFTYP\***  
Typ 1 - Fahrplan

**SPANNUNGSEBENE**  
10 - 110 kV

**FLEXIBILITÄTSBAND NACHFRAGE**  
12 - 1.068 kW

\*siehe Band 1 Kapitel Flexibilität, S. 38

### EINZELTECHNOLOGIEN FÜR ANSTEUERBARE LASTEN:

- Wasserwerk: 7 Tiefbrunnenpumpen Leistungsgröße von 300 – 600 kW
- Trinkwasserbehälter mit 4.000m<sup>3</sup>: Davon sind die oberen 1.000 m<sup>3</sup> flexibilisiert, Gesamtleistung von 1.000 kW
- Heizungssysteme: 3 Nachtspeicherheizungen, 3 x 4 kW = 12 kW Gesamtleistung

## Im Interesse von Forschung & Entwicklung

Dieses Teilprojekt diente dazu, verschiedene innovative Netzbetriebsmittel und deren Vernetzbarkeit als Energiewabe zu erproben, praktische Erfahrungen zu sammeln sowie Verfügbarkeiten und Wirkungen für einen zukünftigen intelligenten Netzbetrieb zu testen. Die Software für die Implementierung und Zielverfolgung wurde im Teilprojekt eigens entwickelt. Im Fokus standen dabei die Abhängigkeiten von äußeren Einflüssen, wie Wetter und Kundenverhalten.

Ziel des Vorhabens war es, Flexibilität netzdienlich einzusetzen, um in Regionen mit einem großen Potenzial erneuerbarer Energie im MS-Netz, diese Energie direkt vor Ort zu nutzen und nicht über das Stromnetz zu transportieren. Auf diese Weise können Verluste und Netzausbau reduziert und Abregelungen aufgrund von auftretenden Engpässen verhindert werden. Diese Ansteuerung von Flexibilität und die Vorgabe von Schaltvorschlägen fürs Netz und deren Wirkung wurden dokumentiert.

## Primär- und Sekundärnutzen

Der primäre Nutzen ist zum einen die Bereitstellung von zusätzlichen Durchleitungskapazitäten und Flexibilität durch die optimale Auslastung der Netzbetriebsmittel, zum anderen die optimierte Leistungsregelung der Anlagen durch die Steuerung der flexiblen Lasten.

So besteht nun die Möglichkeit, lokale Verbraucher marktdienlich anzubieten, wenn auch, aufgrund von Prognoseungenauigkeiten und lokalen Restriktionen, nur eingeschränkt. Dies kann künftig gelingen, indem z. B. bei Kühl- und Heizgeräten das zulässige Nutzungsband je nach Netzsituation durch mehr oder weniger Verbrauch genutzt wird und dem Kunden ein marktlicher Anreiz angeboten wird. So bietet vor allem das Wasserwerk das Potenzial in vorteilhaften Zeiten (Saisonzeit, hohe Einspeisung aus erneuerbaren Energien (EE)), weitere Anlagen ohne Netzausbau in das Netz zu integrieren.



**Ansprechpartner:**  
**Jens-Christoph Müller**  
Westnetz GmbH

## Aussichten für ein Geschäftsmodell

Folgende Schlüsselfaktoren (angelehnt an die Methodik des Business Model Canvas) konnten für das Geschäftsmodell benannt werden:

### Wertschöpfung Partner (vorgelagerte Dienstleistungen):

- Intelligente Netzbetriebsmittel
- Kleinfjernwirkgeräte für Einbindung von Flexibilität bei Letztverbrauchern
- Smart Station Box (Software auf lokalem Datenknoten der Netzleitstelle Berzdorf): Optimierung der Netzbetriebsmittel und Flex
- Wetterprognosen

### Wertangebot:

- Reduzierung von Netzausbau und EE-Abregelungen
- Verbessertes Netzmonitoring (Power Quality/ Oberwellenmessung)
- Netz-Verlustminimierung
- Flexibilitätsanbieter: zukünftig Erlöse durch Engpassmanagement

### Interessengruppe/Kunde:

- Verteilnetzbetreiber
- Angeschlossene Netzkunden
- Denkbar: Übertragungsnetzbetreiber (im Falle des Anbietens von Regelleistung)
- Flexible Verbraucher

Im Mittelpunkt standen die Optimierung der Anlage im Netzbetrieb und damit in erster Linie die Verteilnetzbetreiber. Es geht vor allem um die Netzoptimierung durch intelligente Netzbetriebsmittel und die Einbindung externer Anlagen, zum Beispiel elektrische Heizungsanlagen in Privathaushalten. Damit werden auch die ans Netz angeschlossenen Netzkunden sowie flexible Verbraucher zu einer wichtigen Zielgruppe. Die jetzt zur Verfügung stehende Flexibilität kann zudem auch dem Übertragungsnetzbetreiber angeboten werden.

Um den optimalen Netzausbau zu gewährleisten und die Abregelung von erneuerbaren Energien im Netzgebiet zu vermeiden, wird in Zukunft der Einsatz von Kleinfjernwirkgeräten, Smart Meter, sowie die Implementierung von Software zum Monitoring und zur Berechnung möglicher Optimierungsoptionen, erforderlich sein.



● Wärme ● Strom ● Gas

Voraussetzung für die Multiplikation dieses Modells sind weiterhin Kontrahierungsmechanismen für flexible Lasten in der Nieder- und Mittelspannungsebene und die Einbeziehung des Stromlieferanten zur Berücksichtigung von bilanziellen Auswirkungen. Darüber hinaus gibt es Hemmnisse im regulatorischen Rahmen für Verteilnetzbetreiber, intelligente und damit auf IKT basierende Technik einzusetzen.

## Flexibilität bereitstellen

Die Bereitstellung von Flexibilität bezog sich in diesem Teilprojekt hauptsächlich auf die Netzbetriebsmittel sowie verschiedene ansteuerbare Lasten:

### Wasserwerk:

**7 Tiefbrunnenpumpen Leistungsgröße von 300 – 600 kW.** Die Pumpen fördern Grundwasser und können als flexibler Verbraucher genutzt werden. Dabei ermöglichen unterschiedliche Kombinationen von Pumpen und Pumpenzonen unterschiedliche Leistungsstufen in der Flexibilitätsbereitstellung, wenn der Wasserbedarf zum Beispiel tagsüber steigt. In ländlichen Regionen nimmt zudem die Landwirtschaft Einfluss auf den Grundwasserspiegel, was zu Restriktionen bei der Flexibilitätsbereitstellung in Trockenphasen führen kann.

### Trinkwasserbehälter mit 4.000 m<sup>3</sup>

Von den 4.000 m<sup>3</sup> sind die oberen 1.000 m<sup>3</sup> flexibilisiert und ergeben eine zuschaltbare Last mit einer maximalen Gesamtleistung von 1.000 kW. Sinkt der Wasserstand unter 3.000 m<sup>3</sup>, wird der Zugriff gesperrt.

### Heizungssysteme: 3 Nachtspeicherheizungen, 3 x 4 kW = 12 kW Gesamtleistung/Lasterhöhung

Nachtspeicherheizungen haben eine eigene Prognose, die entsprechende Vorgaben für den Zeitpunkt der Ladezyklen vorgibt. Flexibilität kann durch die Verschiebung der Ladezeiten sowie durch Erhöhung und Senkung der Last erzeugt werden.

Insgesamt konnte dieses Teilprojekt eine Erhöhung der Nachfrage zwischen 12 und 1.068 kW anbieten.

## Starkes Herz: Die Smart Station Box

Die übergreifende Intelligenz des Energiemanagementsystems steckt in der Smart Station Box, in der sämtliche Prognosen und Betriebswerte der Anlagen zusammengefasst werden.

Das Wasserwerk übermittelt eine Prognose, die allerdings durch saisonale Effekte und die begrenzte Datenlage des Betriebsverhaltens, nur eingeschränkt aussagekräftig ist. Zudem werden Messwerte (variable Leistung/Zonen) und Betriebsdaten (Betriebszustand) übermittelt. Der Prognosezeitraum beträgt rund zwei bis vier Stunden und ist aufgrund des begrenzten Volumens des Brauchwasserspeichers und der Berechnung der Pumpenleistungen in den Zonen eher kurzfristig aussagekräftig.

Bei den Nachtspeicherheizungen wird der Heizungssteuerung eine Freigabe erteilt, sodass der zur Verfügung stehende Zeitraum für die Aufladung der Wärmespeicher von neun Stunden pro Tag, je nach Netzsituation, flexibel genutzt werden kann.

Die Smart Station Box verarbeitet die übersendeten Prognosen und Betriebswerte, überprüft den Netzzustand und berücksichtigt zudem Wetterdaten, um die Differenz zum lokal benötigten Lastverbrauch als Fahrplan an das System Cockpit zu übermitteln. Beim Flexibilitätsabruf übernimmt die Smart Station Box die Überprüfung (Abgleich Fahrplanangebot und -nachfrage, Berücksichtigung von Netzrestriktionen), schickt gegebenenfalls einen korrigierten Fahrplan und leitet die Führungsgrößen zum Abrufzeitpunkt an die Anlagen.

## Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

Im Laufe des Teilprojektes hat sich gezeigt, dass nicht jede Flexibilität auch angesteuert oder akquiriert werden kann. Die Anbindung der Flexibilität ist sehr individuell und weist unterschiedliche Standards und Prozesse für Regelungen, Steuerungen sowie restriktive Einflussgrößen auf, die entsprechend eigene Konzepte zur Nutzung erfordern.

Auch bei der hier umgesetzten Flexibilitätsanbietern gab es Phasen, in denen keine Flexibilität zur Verfügung stand. Jedoch hat sich gezeigt, dass in vielen Sektoren und Betrieben Flexibilität als Angebot nutzbar gemacht werden kann. Die Umsetzung mit unterschiedlichen Prosumern kann so als Blaupause für weitere Einbindungen von Flexibilitätsanbietern genutzt werden. Wasserwerke sind hierfür grundsätzlich gut geeignet, denn sie bieten mit zukünftiger Speichervergrößerung für klimabedingte, längere Trockenphasen ein wachsendes Flexibilisierungspotenzial.



Da es sich bei innovativen Betriebsmitteln, wie dem Prozessbus nach IEC 61850, um neue Entwicklungen handelt, waren im Rahmen der Inbetriebnahme viele Abstimmungen mit den Herstellern notwendig, was in einigen Phasen zu zeitlichen Verzögerungen führte. Dank des engagierten Projektteams konnten nicht nur alle Arbeiten fristgerecht durchgeführt, sondern auch wertvolle Rückmeldungen zur Weiterentwicklung an die Hersteller kommuniziert werden.

Die Arbeit in diesem Teilprojekt hat gezeigt, dass im Bereich der Privatkunden sowohl intensive Aufklärung als auch wirtschaftliche Anreize notwendig sind, während bei Gewerbe- und Industrieunternehmen das Thema nachhaltige Energieversorgung grundsätzlich präsent ist und vor allem die Frage des Anreizes in den Fokus rückt.

#### Hemmnisse

- Verzögerter Smart Meter Rollout
- Für die Ansteuerung flexibler Lasten sind gegebenenfalls zusätzliche Vertriebsgesellschaften einzubeziehen, da zwischen diesen und den einzubindenden Kunden zumeist ein Vertragsverhältnis besteht, das betroffen sein könnte
- Anteilsmäßig höhere Betriebskosten aufgrund von komplexer Kommunikationsinfrastruktur werden durch Zeitverzug in der Anreizregulierung schlechter gestellt.
- Kompliziertes System von Steuern, Abgaben und Umlagen
- Eingeschränkte Mitbestimmung des Kunden, zum Beispiel bei der Heizungssteuerung
- Fehlende marktliche Anreize zur Anbindung von Nachtspeicherheizungen bei Haushaltskunden
- Begrenztes Platzangebot bei NS-Kunden: Damit sind einige technische Lösungen der Fernwirkanbindung nicht umsetzbar
- Kommunikation vieler Dienstleister und Koordination unterschiedlicher Schnittstellen führt mitunter zu Problemen

#### Ein Blick in die Zukunft

Im Teilprojekt Smart Station wurde eine netzdienliche Energiewebe entwickelt, in der innovative Betriebsmittel in der Primär- und Sekundärtechnik erprobt wurden und Daten aus der Erzeugung, den Netzen und den Flexibilitätsanbietern der Spannungsebenen 110 kV und 20 kV verbunden werden.

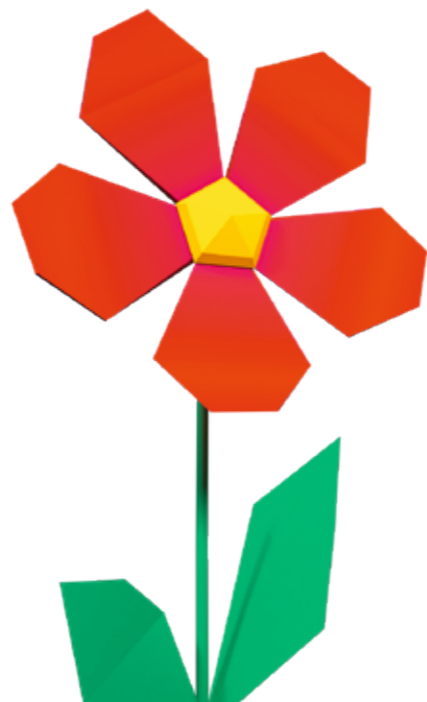
Mit diesen Informationen kann das Nieder- und Mittelspannungsnetz effizienter ausgelastet werden, wodurch ein Energietransport in das überlagerte Hochspannungsnetz oder die Abregelung von Energie aus erneuerbaren Energieträgern reduziert wird.

Im Rahmen künftiger Geschäftsmodelle wird der Einsatz von den in der Smart Station eingebundenen innovativen Betriebsmitteln zur Schlüsselrolle. Gerade der Einsatz von SF6-freien Mittelspannungsschaltanlagen wird in Zukunft gefragt sein.

Auch die Kommunikation zwischen den Betriebsmitteln und der Anlagensteuerung mittels Glasfasertechnik und Übertragungsprotokoll 61850 wird künftig an Bedeutung gewinnen, da auf diesem Weg mehr Informationen übermittelt werden können als über die konventionelle Technik. Gerade vor künftigen Anforderungen wie z. B. einer zustandsorientierten Wartung und ähnlichen datenintensiven Standards ist eine Kommunikation mittels innovativer Techniken notwendig. Die optischen Wandler, die in der Smart Station zum ersten Mal unter Realbedingungen eingesetzt wurden, stellen ihre Messdaten direkt digital zur Verfügung und runden das Konzept damit ab.

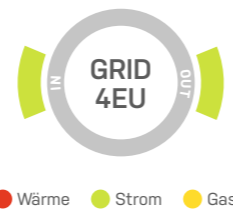
Auch die Automatisierung von Ortsnetzstationen ist, angesichts sinkender Kosten in der Kommunikationstechnik und stetig steigender Effizienzanforderungen im Netzbetrieb, eine Grundlage künftiger Netzkonzepte.

Eine Anbindung von Flexibilitätsanbietern und ein netzdienlicher Flexibilitätsabruf sind nach aktuellem Stand nur im Rahmen von Forschungsprojekten wie DESIGNETZ zu realisieren. Sobald sich in der Zukunft denkbare Geschäfts- und Marktmodelle etablieren, ließe sich auch im „realen Energienetz“ Netzausbau durch die netzdienliche Nutzung von Flexibilitätsoptionen bei gleichzeitig verbesserter Nutzung volatiler Erzeugung aus erneuerbaren Energien vermeiden.





# 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 85 Ortsnetzstationen wurden mit intelligenter Technik ausgestattet. Zusätzlich wurde eine Kontrolleinheit in der zugehörigen Umspannanlage eingebaut, die den Netzbereich selbstständig überwacht, schaltet und steuert.

Die Algorithmen für die automatische Steuerung wurden von der TU Dortmund entwickelt: Die Messtechnik ermittelt kontinuierlich den Zustand des Netzes, wonach die Steuerungstechnik die Stromflüsse entsprechend in die optimalen Bahnen lenkt. Dadurch sollte die Aufnahmefähigkeit des Ortsnetzes für den Strom aus den rund 800 Erzeugungsanlagen in der Region Reken verbessert werden.

Wenn bei Sonnenschein oder starkem Wind viel Strom aus erneuerbaren Energien in das Rekenener Netz eingespeist wird, lenkt die eingebaute Steuerungstechnik einen Teil der Ortsnetzstationen um und lenkt 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.

## 17 Prozent mehr installierte Leistung aus erneuerbaren Energien

Mit der intelligenten Netztechnik konnte das Ortsnetz optimiert werden, ohne dass in den Betrieb der dezentralen Erzeugungsanlagen oder der Kunden eingegriffen werden musste. Die Ergebnisse des Teilprojektes lassen sich für Ortsnetze mit ähnlichen Strukturen verwenden.

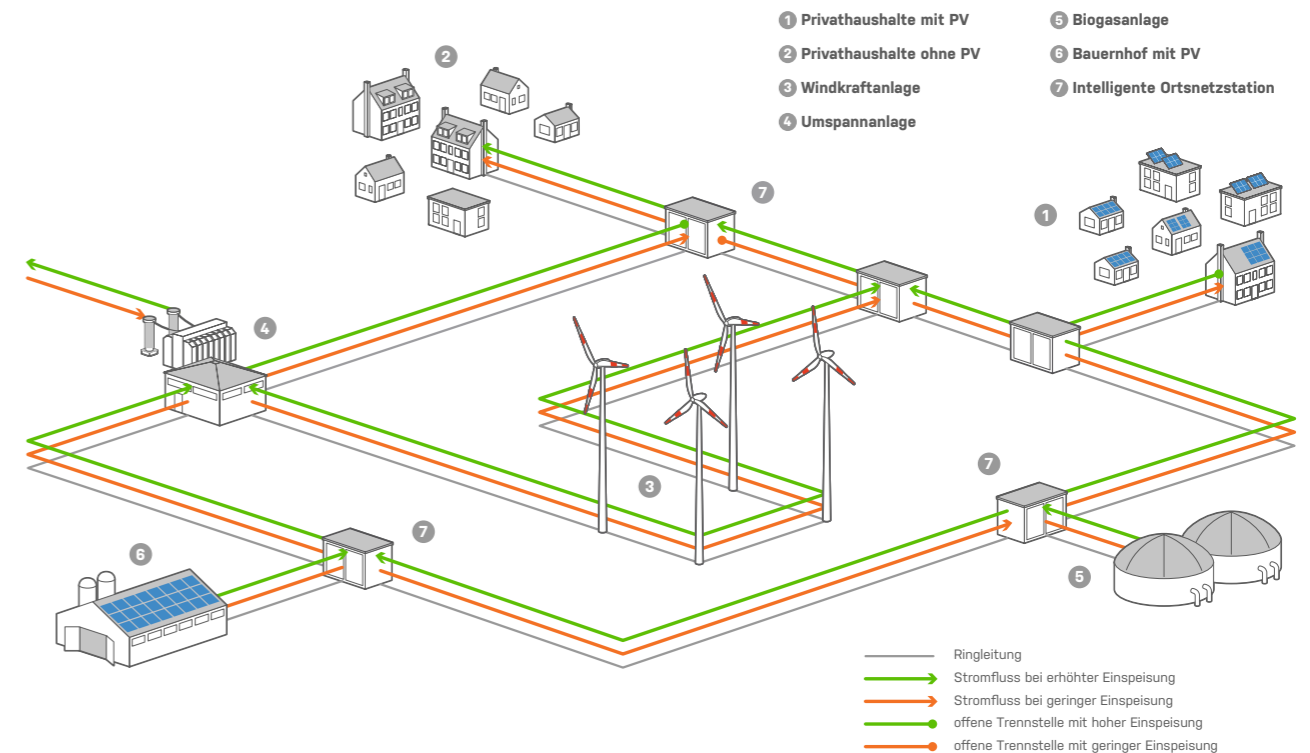
Die Einspeisekapazität für dezentral erzeugten Strom aus erneuerbaren Energiequellen ließ sich durch den Einsatz der intelligenten Mess- und Steuertechnik um rund 17 Prozent erhöhen. So wurde die Verwertung von grünem Strom verbessert und ein konventioneller Netzausbau verschoben.

## 20 bis 30 Prozent 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 optimalen Fall zeigten Simulationen eine Verringerung um maximal 30 Prozent. Diese Verlustoptimierung führt jedoch nicht zu einem Optimum, da sie eine hohe Anzahl an Schaltungen erfordern würde, bei der die eingesetzten Schalter stark verschleißten. Bei einer guten Balance zwischen Verlustoptimierung und Schalterverschleiß ist eine Verringerung um 20 Prozent möglich.

## Bis zu 20 Prozent geringere Netzausfallzeiten

Simulationen haben gezeigt, dass die intelligente Schalt- und Messtechnik die Zeit für die Wiederversorgung um rund 20 Prozent beschleunigen kann. Haushalte im Rekenener Netzbereich können also nach einem Netzausfall schneller wieder mit Strom versorgt werden.



## Reken und das GRID4EU-Projekt

Das Forschungsprojekt Grid4EU wurde von der EU gefördert und zeigte von 2011 bis 2016 an sechs Orten in verschiedenen europäischen Ländern, mit welchen Konzepten und Technologien existierende Stromnetze ohne konventionellen Netzausbau für die dezentrale Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien optimiert und bei Stromausfällen eine schnellere Wiederversorgung erreicht werden kann.

E.ON hat sich gemeinsam 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 erneuerbaren Energien ins Netz ein. Die Leistung beträgt knapp 36.000 kWp. Das Teilprojekt wurde im Rahmen von DESIGNETZ fortgeführt, um weitere Messdaten zu sammeln, Langzeiterkenntnisse zu gewinnen und die halbautomatische Betriebsweise weiter zu testen.

## TECHNISCHE PARAMETER

LEISTUNG PHOTOVOLTAIK  
19,5 MW

LEISTUNG WINDKRAFT  
11,0 MW

LEISTUNG BIOMASSE  
4,0 MW

LEISTUNG KWK  
2,0 MW

### Beteiligte Partner

- Westnetz GmbH
- E.ON SE



Ansprechpartnerin:  
Anna Carina Schneider  
Westnetz GmbH



## Was das wirtschaftlich bedeutet

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: Zwar kann er Gewinne aus Investitionen über die Kapitalverzinsung erzielen, nicht aber aus seinem Betriebsaufwand. Um wirtschaftliche Anreize für intelligente Ortsnetze zu schaffen, ist daher eine Anpassung des regulatorischen Rahmens erforderlich.

# SMART OPERATOR: KLEINE BOX, GROSSE WIRKUNG

Ein stetig steigender Anteil dezentraler Stromerzeugung aus regenerativen Quellen führt zu Herausforderungen in der Betriebsführung von Verteilnetzen und erfordert zudem entsprechende Netzausbaumaßnahmen. Eine intelligente Verknüpfung und Steuerung von Verbrauchern, Speichern und dezentralen Stromerzeugungseinheiten kann zu einer effizienteren Auslastung bestehender Netzinfrastruktur beitragen, beispielsweise indem Speicher den überschüssigen Strom aus Photovoltaikanlagen (PV) lokal speichern. Hierzu leistet der „Smart Operator“ einen wichtigen Beitrag.

Der Smart Operator ist eine kleine Box mit großer Wirkung. In der Ortsnetzstation installiert, erfasst der Mini-Computer kontinuierlich Verbrauchs-, Erzeugungs- und Wetterdaten und entwickelt daraus Prognosen über die Einspeisung sowie den Stromverbrauch 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 als elektrische Energie zwischenspeichern, die sie abends den Haushalten wieder bereitstellen.

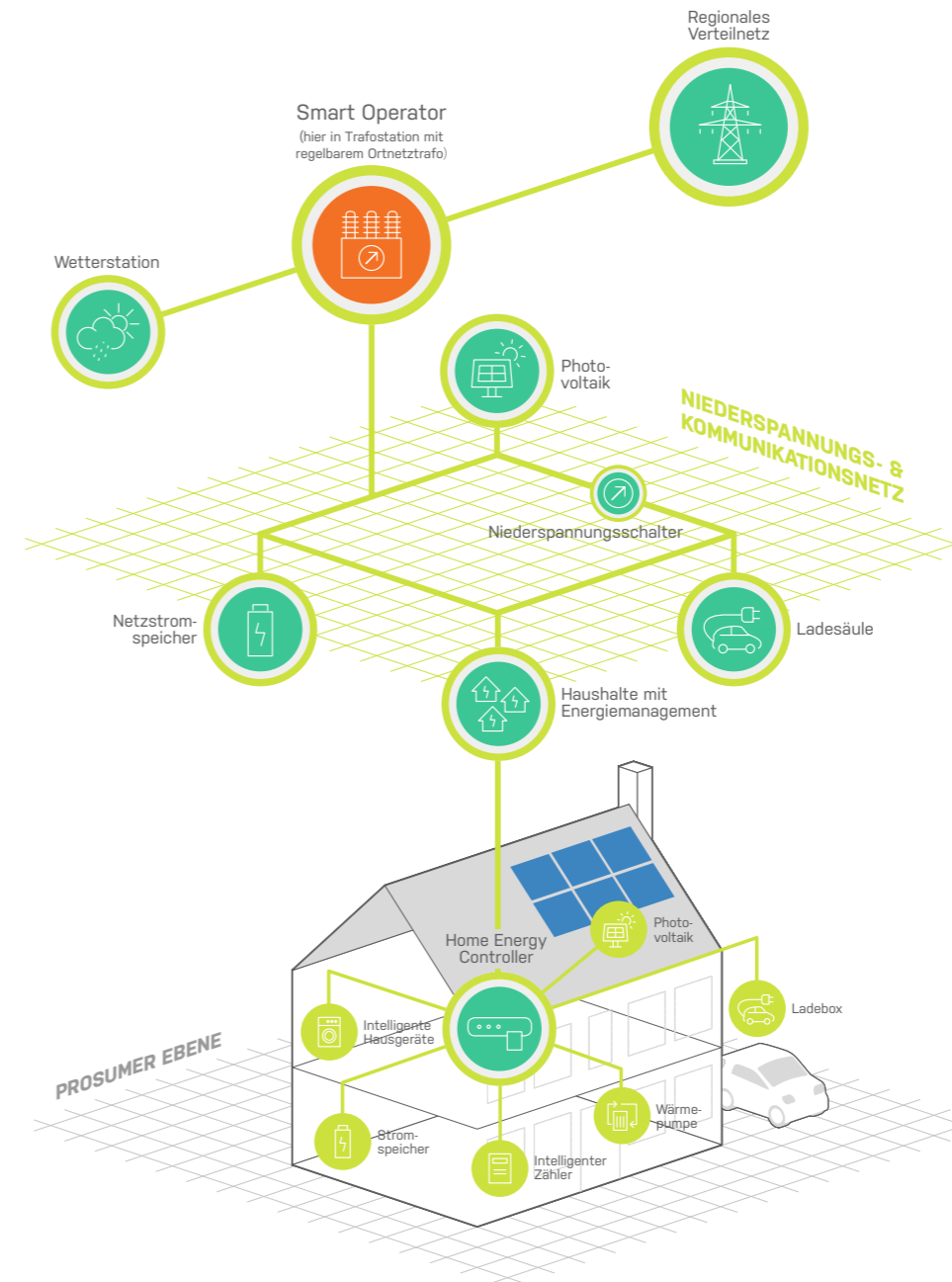
Ziel des Smart Operators ist es, eigenständig das bestehende Ortsnetz optimal auszunutzen, die Aufnahmefähigkeit regenerativer Einspeisung im Netz zu erhöhen und vorhandene Flexibilität für den Markt bereitzustellen.

## Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

Aus den Ergebnissen lässt sich ableiten, dass etwa 30 Prozent des überschüssigen, regenerativ erzeugten Stroms durch intelligente Steuerung lokal verbraucht werden kann, wodurch der Bedarf für konventionellen Netzausbau reduziert wird. Für eine kosteneffiziente Netzintegration regenerativer Quellen weist ein Mix aus intelligenten Technologien zur Steuerung in Verbindung mit konventionellem Netzausbau die größten Synergiepotenziale auf.

Allerdings ist damit zu rechnen, dass die Installation intelligenter Technologien zur dezentralen Steuerung in vielen Niederspannungsnetzen den Betriebsaufwand, zum Beispiel für eventuelle Störungsbeseitigung vor Ort, erhöht. Alternative Ansätze, wie etwa Cloud-basierte Lösungen, können dagegen unter anderem die Anzahl technischer Komponenten und damit den Betriebsaufwand senken. Zu berücksichtigen sind in jedem Fall die steigenden Anforderungen an die IT-Sicherheit.

Das Gelingen der Energiewende erfordert zudem die weitere Ausgestaltung des Zusammenspiels zwischen den verschiedenen Marktteilnehmern, zum Beispiel über § 14a EnWG und Redispatch 2.0. Gleichzeitig muss die Bereitschaft zur Teilnahme an intelligenten Lösungen, wie sie zum Beispiel Quartierskonzepte darstellen, gefördert werden.



## TECHNISCHE PARAMETER

**ANGESCHLOSSENE HAUSHALTE**  
178 km<sup>2</sup>

**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:**  
Dr. Thomas Pollok  
Westnetz GmbH

**Beteiligte Partner**  
• Westnetz GmbH  
• E.ON SE

## Selbstlernender Algorithmus zur intelligenten Steuerung

Im Rahmen des DESIGNETZ-Projektes steuerte der Smart Operator an den Standorten Kisselbach und Wincheringen intelligente Netzkomponenten, unter anderem Regelbare Ortsnetzstationen, Netzkuppelstellen und elektrische Batteriespeicher, im realen Netzbetrieb. Dabei verarbeitete er anonymisierte Verbraucher- und Erzeugerdaten, nutzte Wettervorhersagen und erstellte aus den Daten Prognosen über die zukünftige Einspeiseleistung und den zu erwartenden Stromverbrauch. Dafür wurde für den Smart Operator ein selbstlernender Algorithmus programmiert, der ständig dazulernt, sodass seine Prognosen genauer und zuverlässiger werden. Im Laufe des Projektes wurde außerdem die Bereitstellung von Flexibilitätspotenzial an höhere Spannungsebenen ergänzt.

Die Feldversuche zeigten dabei die Wirksamkeit des Smart Operators zur Reduktion des konventionellen Netzbedarfes auf. Zugleich konnten verfügbare Flexibilitätspotenziale von Batteriespeichern im Rahmen der Energiewabe für weitere Zwecke zur Verfügung gestellt werden.



# WILT: LEISTUNGSFÄHIGERE STROMLEITUNGEN OHNE AUSBAU

„WILT“ steht für witterungsabhängiges indirektes Leiterseil-Temperaturmonitoring. Dadurch kann die Übertragungskapazität bestehender Stromleitungen erhöht werden und es käme bei einem zeitweisen Überangebot von elektrischer Leistung aus dezentraler Einspeisung zu weniger Engpässen, wodurch das Netz effizienter ausgebaut werden kann. Westnetz GmbH hat ein Konzept weiterentwickelt, mit dem die Übertragungsfähigkeit vorhandener Stromkreise um bis zu 50 Prozent 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, desto stärker erwärmen sie sich, dehnen sich aus und hängen tiefer nach unten durch.

Um zu vermeiden, dass es zum Überschlag der unter Spannung stehenden Leitungen auf Objekte darunter kommt, müssen Leiterseile jedoch mindestens sechs bis sieben Meter Sicherheitsabstand zu Hausdächern, Bäumen, Brücken und anderen Objekten am Boden einhalten. Hochspannungsmasten werden daher so konstruiert, dass der Mindestabstand auch dann nicht unterschritten wird, wenn die Lufttemperatur 35° C, die Sonneneinstrahlung 900 W/m<sup>2</sup>, 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 Lufttemperatur jedoch 20° C, die Sonneneinstrahlung 400 W/m<sup>2</sup> beträgt und der Wind mit 2,8 m/s weht, könnten übliche Leiterseile 1090 A übertragen. Denn bereits bei mäßigem Wind werden Leiterseile so gut gekühlt, dass sie nicht zu stark durchhängen. Bei zunehmendem Wind ergibt sich also die günstige Situation, dass Windkraftanlagen (WKA) mehr Strom produzieren, der die Leitungen zwar stärker erwärmt, der Wind sie jedoch gleichzeitig stärker abkühlt.

Je nach Witterung wäre also eine Kapazitätssteigerung bis zu 50 Prozent problemlos möglich. Den Kühleffekt von Wind nutzt die Westnetz deshalb in der Region Büren im Sauerland (NRW), um mehr Strom aus Windenergie im Verteilnetz aufzunehmen und abzuführen.



## Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb

Damit Freileitungen witterungsabhängig betrieben werden können, muss die Temperatur der Leitungen bekannt sein. Westnetz misst hierfür die Leiterseiltemperatur indirekt, und zwar auf der Basis von Witterungsdaten, wie Außentemperatur und Windgeschwindigkeit, die über Klimastationen ermittelt werden.

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 Leiterseil-Temperaturmessungen verifiziert und 2015 unabhängig begutachtet.

Der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb erhöht die Strombelastbarkeit bestehender 110 kV-Freileitungen insbesondere für die Übertragung von Windstrom deutlich. Hierzu wird die standardmäßige statische Bemessung der Strombelastbarkeit von Freileitungen durch eine witterungsbedingte dynamische Strombelastbarkeit ersetzt.

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

## Die Umsetzung des Konzepts erfolgte schrittweise:

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

DESIGNETZ betrachtet den witterungsbedingten Freileitungsbetrieb als indirekte Flexibilität. Die Betriebserfahrungen aus diesem Teilprojekt wurden im Gesamtprojekt erfasst und validiert.

## TECHNISCHE PARAMETER

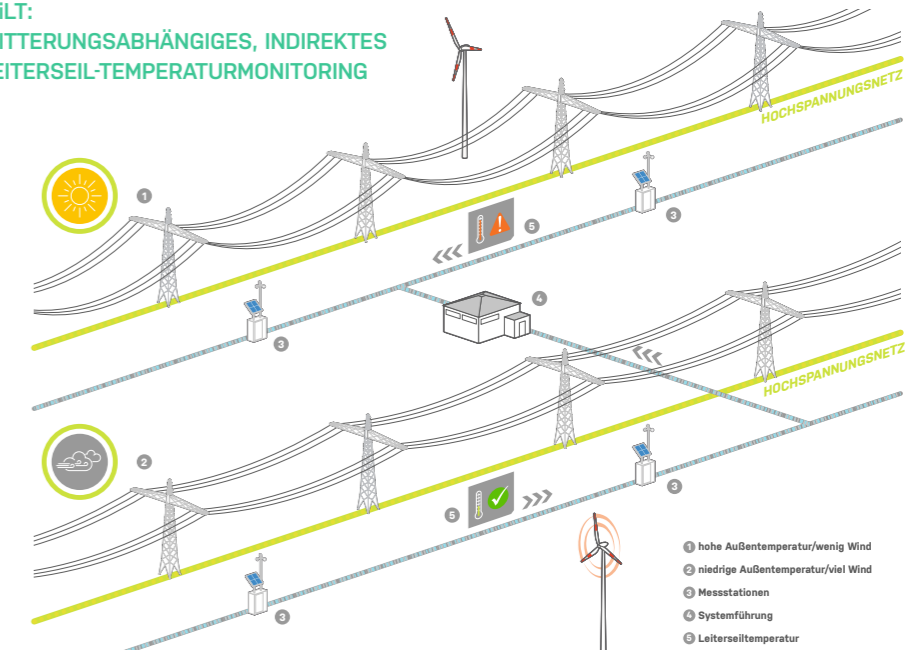
**UMFANG**  
150 km 110kV-Leitungen werden ausgestattet

**LEISTUNG BIOMASSE**  
4,0 MW

## Beteiligte Partner

- Westnetz GmbH
- E.ON SE

## WILT: WITTERUNGSABHÄNGIGES, INDIREKTES LEITERSEIL-TEMPERATURMONITORING



## Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

Durch die Implementierung von WILT wird die Übertragungsleistung der bestehenden Stromkreise um bis zu 50 Prozent gesteigert. Eine bauliche Änderung der Anlagen ist dafür nicht erforderlich. Die erzielte Lösung stellt in Bezug auf Kosten und Realisierungszeit eine technisch und wirtschaftlich attraktive Alternative zu konventionellem Leitungsneubau dar.

Im Vorfeld wurde eine Thermografie-Befliegung der Stromkreise durchgeführt, um mögliche Schadstellen an den Leitungen und Anlagenfeldern zu finden.

Der Aufbau der autarken Wetterstationen erwies sich zunächst als schwierig umsetzbar, da an den gewählten Standorten eine Niederspannungsversorgung fehlte und die Anlagen dort zudem frei zugänglich waren. Für beide Probleme wurden praktikable Lösungen gefunden und das System lief danach sehr stabil und zuverlässig. Auch die Abstimmung mit den Grundstückseigentümern der Maststandorte verlief in der Regel unproblematisch.

Sollten zukünftig Teile der Freileitungen, beispielsweise Stromkreise oder Maste, ersetzt werden müssen, lässt sich das System weiter verwenden, da die Klimastationen im Netz verbleiben und Wetterdaten unabhängig dazu aufgenommen werden. Die Berechnung der möglichen Betriebsströme erfolgt unmittelbar in der Systemführung und kann an neue Betriebsmittel angepasst werden.

WILT bietet die Möglichkeit, die Klimastationen an bestehenden Leitungstrassen nachzurüsten und auf diesem Wege bestehende Netzstrukturen besonders schnell optimiert zu nutzen. Der Neubau von Leitungen hingegen benötigt in der Regel mehrere Jahre Vorlauf und verursacht hohe Investitionen. Auf Grund der positiven Erfahrungen ist die Ausbauoption WILT bereits in die Planungs- und Betriebsgrundsätze aufgenommen worden.



**Ansprechpartner:**  
**Christian Mensmann**  
Westnetz GmbH

## Was das wirtschaftlich bedeutet

Wer die Übertragungsfähigkeit von Leitungen um bis zu 50 Prozent 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.

# HTLS: HOCHTEMPERATURLEITERSEILE TRANSPORTIEREN BIS ZU 84 PROZENT MEHR STROM

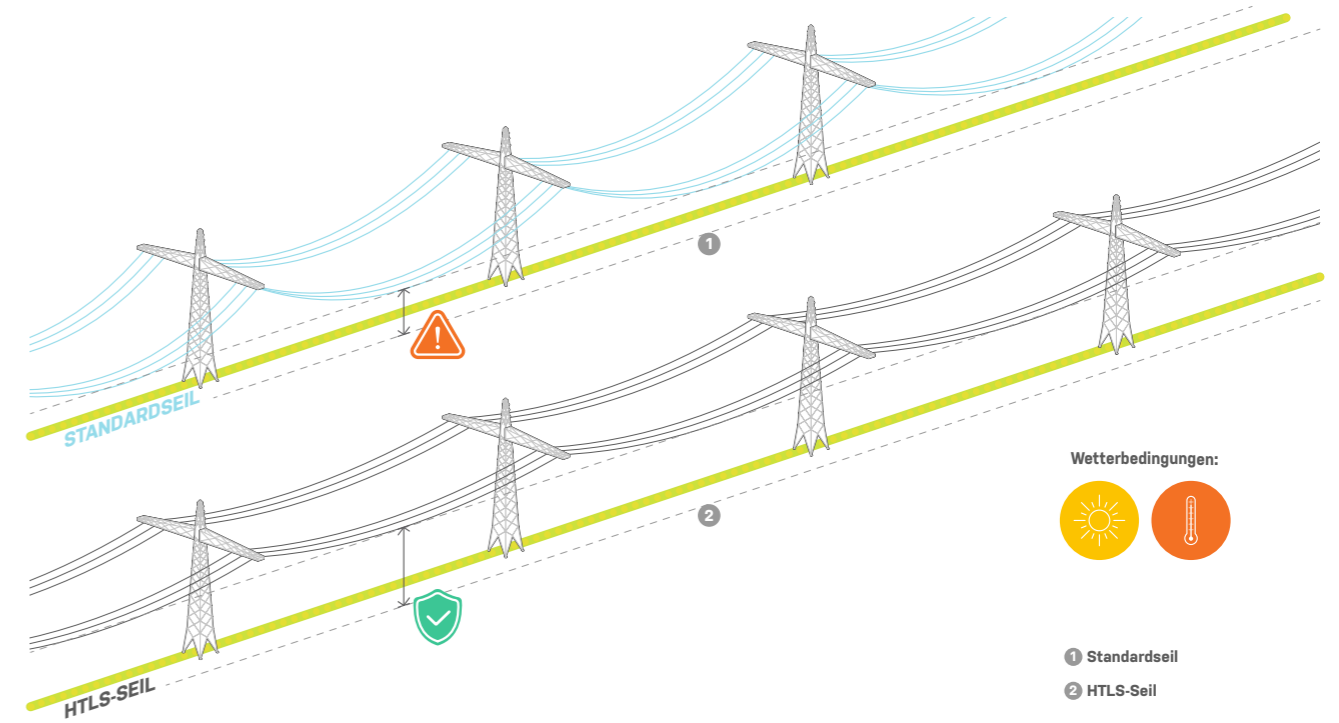
2012 stattete die Westnetz eine Hochspannungstrasse zwischen Simmern und Rheinböllen im Hunsrück in Rheinland-Pfalz mit neuen Hochtemperaturleiterseilen aus (HTLS = high temperature low sag). Die Hochtemperaturleiterseile können bis zu 84 Prozent mehr elektrische Leistung transportieren als konventionelle Leiterseile.

Mit dieser Maßnahme machte Westnetz die Trasse ohne aufwändige Ausbaumaßnahmen fit für die hohe Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien. Die ländliche Region ist geprägt durch einen starken Zubau von Windkraftanlagen und anderen dezentralen Erzeugern. Mit Hilfe der Hochtemperaturleiterseile kann die hohe Erzeugungsleistung über das bestehende 110 kV-Verteilnetz in städtische Lastzentren transportiert werden.

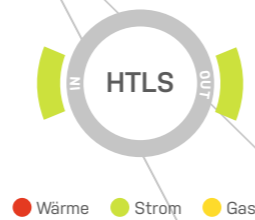
## HTLS im Detail

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 vom Carbonkern aufgenommen, der sich bei Temperaturerhöhung nicht ausdehnt. So wird auch bei hoher Stromleistung und entsprechend hohen Leitertemperaturen ein optimales Durchhangverhalten erzielt.

## HOCHTEMPERATURLEITERSEILE TRANSPORTIEREN BIS ZU 84 PROZENT MEHR STROM



**Ansprechpartner:**  
Christian Mensmann  
Westnetz GmbH



### Beteiligte Partner

- Westnetz GmbH
- E.ON SE

## Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

Durch das Teilprojekt HTLS konnte mit einer einmaligen Investition mehr Einspeiseleistung aus Windenergieanlagen im 110 kV-Netz aufgenommen werden. Zuvor kam es immer wieder dazu, dass die aufliegenden Stromkreise an die Grenzen ihrer Übertragungskapazitäten kamen und deshalb die Einspeiseleistung begrenzt werden musste.

Durch die Verwendung von HTLS-Seilen können nun Lastspitzen abgefangen werden, die sich durch die Einspeisung erneuerbarer Energien ergeben können. Da aufgrund der höheren Betriebstemperaturen von bis zu 210 °C auch die betriebsbedingten Leistungsverluste steigen, ist HTLS nur bedingt für den Dauerbetrieb mit hohen Leistungen geeignet. Die HTLS-Leiterseile können bis zum Ende ihrer Lebensdauer im Netz verbleiben und erfordern denselben Wartungsaufwand wie herkömmliche Leiterseile.

Im Zuge des Teilprojektes HTLS sind die Berechnungsgrundlagen für Leiterseile zu Abstandsnachweisen überarbeitet worden, die für alle zukünftigen Leiterseilnacheisen verwendet werden können. Es konnten erste Betriebserfahrungen mit diesen Leiterseilen gesammelt werden, die eine realistischere Einschätzung der möglicherweise auftretenden Probleme bei der Montage ermöglichen.

Mit den Erfahrungen aus diesem Teilprojekt gibt es für Leitungsplanungen jetzt eine Alternative zum Neubau von Trassen. Diese Variante wurde daher in die Planungs- und Betriebsgrundsätze übernommen.

## TECHNISCHE PARAMETER

**TRASSENLÄNGE**  
110kV-Stromkreise auf einer Länge von 2 x 12,3 km

**STEIGERUNG DER ÜBERTRAGUNGSFÄHIGKEIT**  
Bis zu 84%



# SMART COUNTRY: INTELLIGENTES VERTEILNETZ IM KLEINEN

Das Verteilnetz in der Region Bitburg-Prüm 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.

Daher wird in der Region ein intelligentes Verteilnetz betrieben, 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 (IKT) zur Messung der Spannung in Mittel- und Niederspannungsnetzen

Mit Hilfe der Daten wurde die Spannungsregelung in einer 110 kV-Umspannanlage optimiert, die das lokale Verteilnetz mit dem überregionalen Stromnetz verbindet. Damit ist eine sogenannte Weitbereichsregelung möglich, mit deren Hilfe Spannungsschwankungen um durchschnittlich 30 Prozent verringert werden.

## Eine Biogasanlage mit angeschlossenem Blockheizkraftwerk (BHKW) zur bedarfsgerechten Strombereitstellung

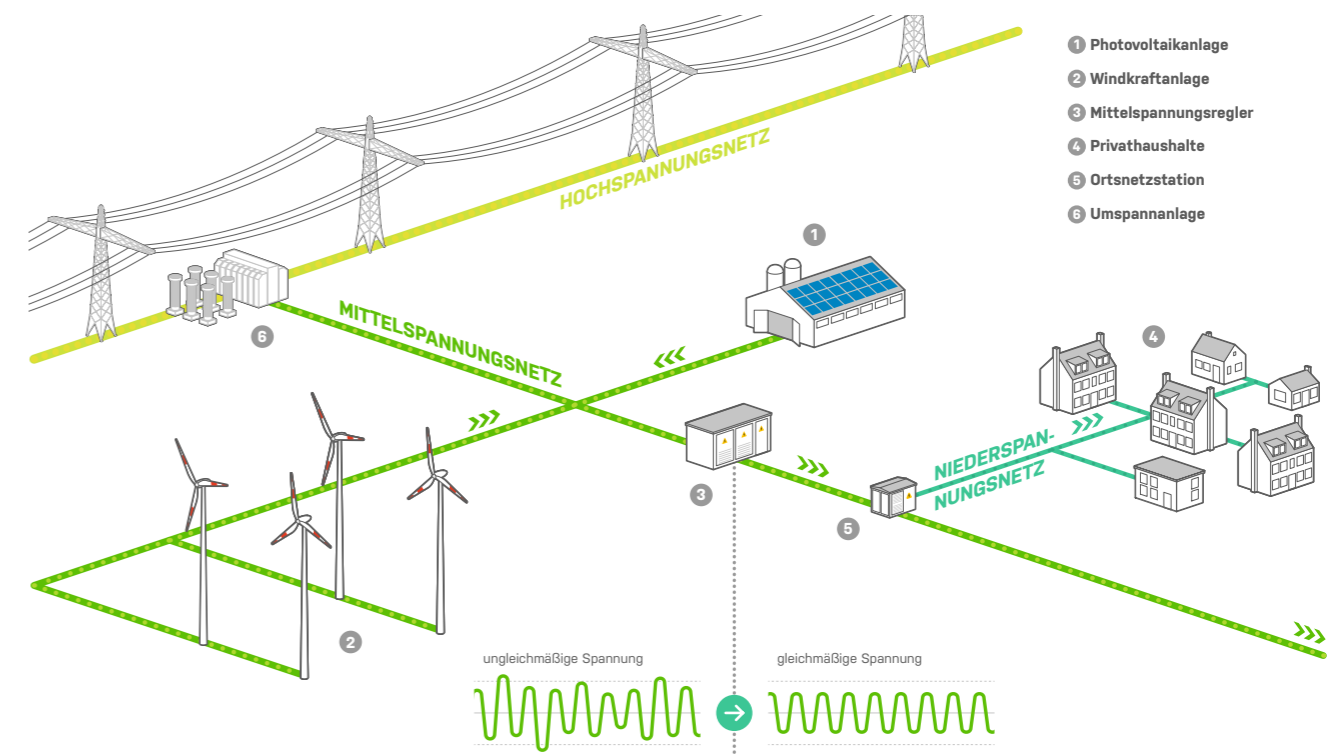
Das BHKW erzeugt nur in den Nachtstunden Strom, wenn Photovoltaikanlagen keinen Strom mehr produzieren können. Ein Teil der Abwärme des BHKW wird zur Intensivierung des Gärprozesses eingesetzt, was die Biogasausbeute bei gleichem Biomasseeintrag um rund acht Prozent steigert.

## Starke Kabelstrecken und kürzerer Weg zu Netzknotenpunkten

Diese Maßnahmen ermöglichen die Aufnahme von mehr grünem Strom im Verteilnetz. Von der 110 kV-Umspannanlage gehen strahlenförmig querschnittstarke 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 178 Quadratkilometer große Testgebiet von Smart Country ist mit 30 Einwohnern pro Quadratkilometer dünn besiedelt, entsprechend gering ist die Last, deren Jahreshöchstwert lediglich 3 MW beträgt. 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 entsprechend groß waren.



## Was das wirtschaftlich bedeutet

Smart Country kann kostspieligen Ausbau des Verteilnetzes vermeiden, indem es lokale Flexibilität nutzt und durch intelligente Steuerungstechnik den Netzbau auf ein Minimum reduziert. Verglichen mit der alternativen Verlegung neuer Kabel, reduzierten 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 hier die Volatilität von Sonnenstrom besonders effektiv durch die Verstromung von Biogas ausgleichen.

Biogasanlagen werden so zu lukrativen, steuerbaren Energielieferanten, mit denen sich höhere Renditen erzielen lassen als mit Biogasanlagen, die kontinuierlich Strom ins Netz einspeisen.

Zum Zeitpunkt des Projektes waren rund 9.000 Biogasanlagen in Deutschland in Betrieb. 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.



## Was das wissenschaftlich bedeutet

Die im Teilprojekt Smart Country gewonnenen Erkenntnisse wurden in DESIGNETZ wissenschaftlich ausgewertet, um effiziente Regelungssysteme für Verteilnetze zu entwickeln. Besonders interessant ist hierbei der Mittelspannungslängsregler, der vielfach in der Lage ist, Spannungsschwankungen in den angegliederten Ortsnetzen auszugleichen.





## Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

Die technischen Probleme, des zu Beginn des Teilprojektes eingesetzten Reglers, konnten durch Neuentwicklungen kompensiert werden. Im inzwischen mehr als zehnjährigen Einsatz eines Mittelspannungslängsreglers im ländlich geprägten Verteilnetz ist das Resümee nun durchweg positiv: Die erzielten Netzanschlusskapazitäten übertreffen die eines Netzausbaus mit vergleichbarem Investitionsaufwand um ein Vielfaches.

## Ein Blick in die Zukunft

Durch eine kontinuierliche Weiterentwicklung dieser Technologie auf Basis der in DESIGNETZ und Smart Country gesammelten Erfahrungen, ist inzwischen ein wirtschaftlich einsetzbares innovatives Netzbetriebsmittel entstanden, das langfristig wartungsarm betrieben werden kann.



**Ansprechpartner:**  
Michael Peter Schneider  
Westnetz GmbH

### TECHNISCHE PARAMETER

**GRÖSSE DES TESTGEBIETES**  
178 km<sup>2</sup>

**BESIEDLUNG**  
30 Einwohner/km<sup>2</sup>

**HAUSANSCHLÜSSE**  
1.400

**JAHRESHÖCHTLAST**  
3 MW

**ERZEUGUNGSLEISTUNG  
ERNEUERBARE ENERGIE**  
50 MW



● Wärme ● Strom ● Gas

### Beteiligte Partner

- Westnetz GmbH
- E.ON SE



Im Rahmen ihrer Klimaschutztour besuchte Ulrike Höfken, Ministerin für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten des Landes Rheinland-Pfalz a.D., ausgewählte technische Anlagen von DESIGNETZ in Großlangenfeld, Wincheringen und Simmern, um sich ein Bild von den technischen Möglichkeiten zu machen, die bei DESIGNETZ untersucht werden.



# POLY ENERGY NET: AUTONOME TEILNETZE WERDEN ZUM RESILIENTEN ORTSNETZ

Die Stadtwerke Saarlouis entwickelten mit dem PolyEnergy-Net ein resilientes Ortsnetz, das aus autonomen Teilnetzen, sogenannten Holonen, besteht. Diese Teilnetze sind nicht statisch, sondern passen sich dynamisch der jeweiligen Netz-situation 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 Sektorenkopplung entsteht auf diese Weise 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 Anomalieerkennung überwacht das Informations- und Kommunikationstechnik-Netz (IKT) kontinuierlich, 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. Darüber hinaus wurde das PolyEnergyNet in das Netzautomatisierungskonzept von DESIGNETZ und die Datenkaskade integriert.



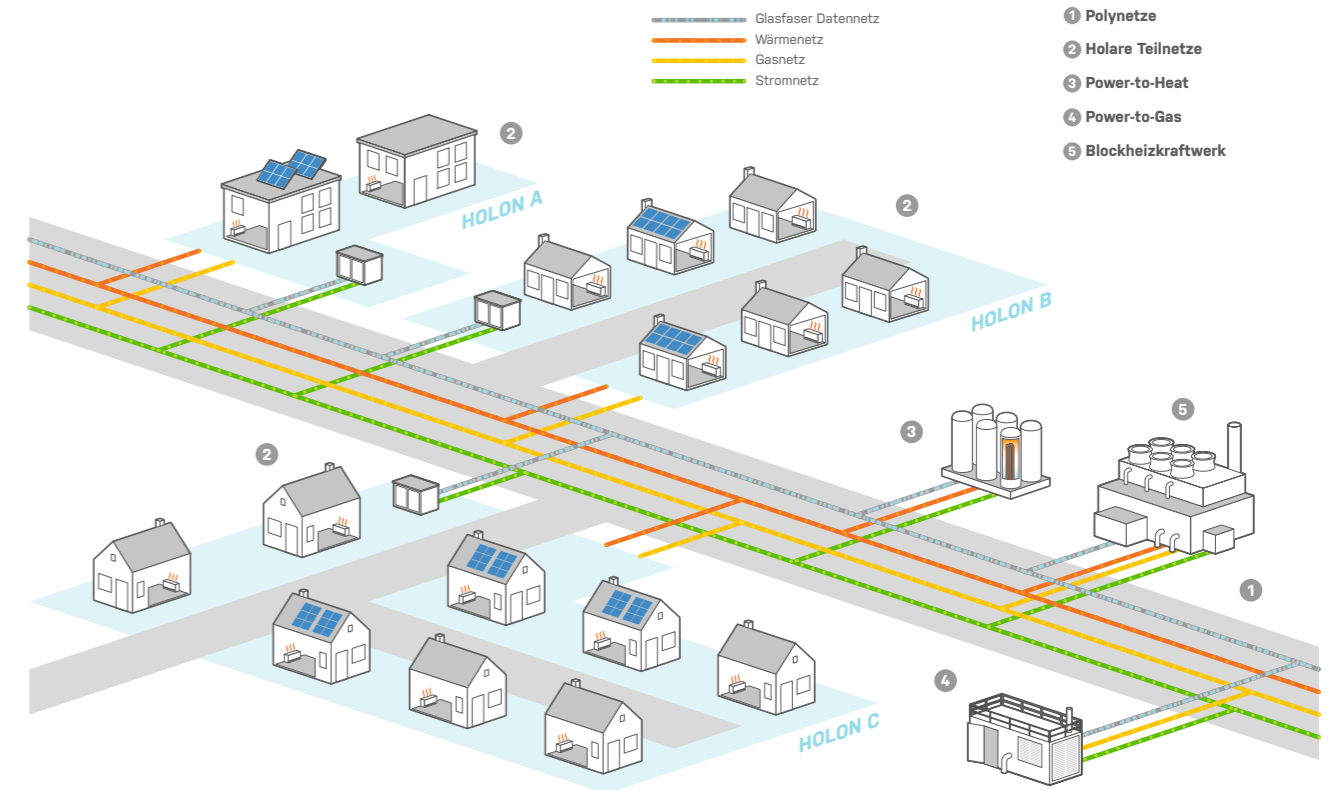
**Ansprechpartner:**  
**Dr. Ralf Levacher**  
Stadtwerke Saarlouis GmbH



**Ansprechpartner:**  
**Henri Oliveras**  
Stadtwerke Saarlouis GmbH

## Beteiligte Partner

- Stadtwerke Saarlouis GmbH



## Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

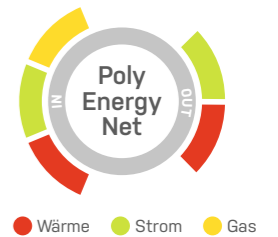
Die Entwicklungen wurden sowohl in einer Miniaturmodellstadt mit originalen Steuerungskomponenten und dem Holonalgorithmus als auch in einem Feldtest manuell getestet. Zur vollständigen Umsetzung der Holon-Idee im Stromnetz sind noch weitere Netzkomponenten erforderlich, zum Beispiel automatisiert fernsteuerbare Niederspannungsschalter, und weitere notwendige Rahmenbedingungen, wie ein Flexibilitätsmarkt, an dem die netzdienlichen Flexibilitätspotenziale gehandelt werden können.

Eine wesentliche Erkenntnis aus den DESIGNETZ-Teilprojekten „PolyEnergyNet“ und „EMIL“ ist, dass Sensorik in den Ortsnetzstationen für eine Netzzustandsüberwachung und Netzautomatisierung zur Regelung von Flexibilitätspotenzialen wichtige Instrumente in der zukünftigen Netzführung sind.

Netzbetreiber haben hierdurch die Möglichkeit, auch bei steigenden Anforderungen die Netze in Balance zu halten, zur Verfügung stehende Netzkapazitäten besser auszunutzen und Netzengpässe zu vermeiden. Intelligenz in den Verteilnetzen bietet eine grundlegende Alternative zum konventionellen Netzausbau und kann diesen verzögern oder reduzieren. Hierdurch lässt sich das Netz effizienter und wirtschaftlicher betreiben sowie zugleich eine höhere Akzeptanz beim Endkunden erreichen.

## Was das wissenschaftlich bedeutet

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 dagegen ist dynamisch. Je nach Bedarf ordnen sich die holaren Elemente, also die Erzeuger, Verbraucher, Speicher und Leitungselemente, zu sich selbst steuernden Gruppen, den so genannten Holonen, neu an.



## TECHNISCHE PARAMETER

**PHOTOVOLTAIK-LEISTUNG IM TESTGEBIET**  
116 kWp

**INTELLIGENTE MESSSYSTEME**  
28

**FLEXIBILITÄTSPOTENZIAL POWER-TO-HEAT**  
48 kW/70 kWh  
(erweiterbar auf 180 kW/260 kWh)



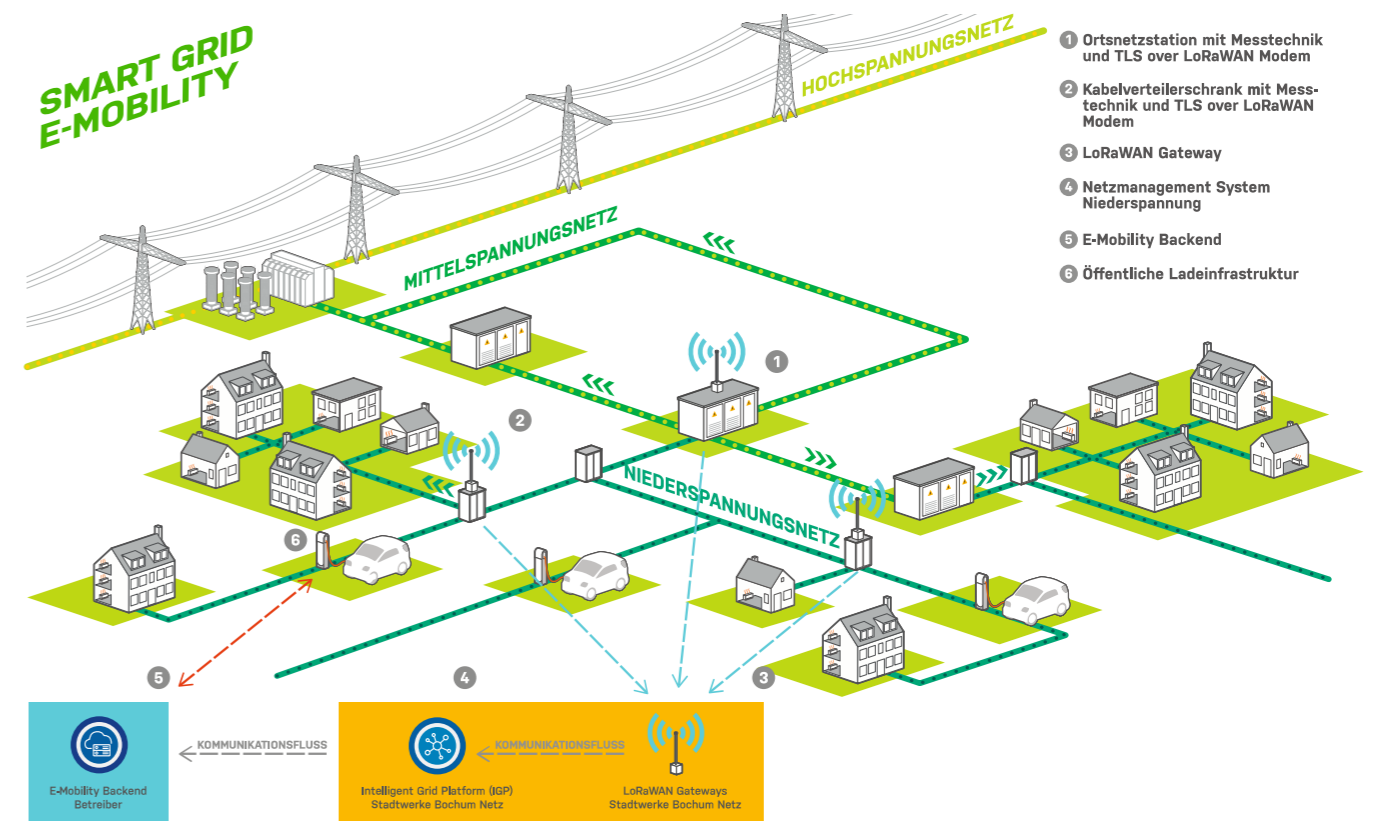
# SMART GRID E-MOBILITY: ZUSTANDSSCHÄTZUNG UND ENGPASSMANAGEMENT IM STÄDTISCHEN NIEDER- SPANNUNGSNETZ

Ziel des DESIGNETZ-Teilprojektes „Smart Grid E-Mobility“ der Stadtwerke Bochum Netz GmbH war die Erprobung von Zustandsschätzung und Engpassmanagement in städtischen Niederspannungsnetzen vor dem Hintergrund des zunehmenden Einsatzes batterieelektrischer Fahrzeuge und entsprechender Ladeinfrastruktur.

Im Rahmen des Teilprojektes wurde als zentrale serverbasierte Lösung eine Intelligent Grid Platform (IGP) der Firma envelio als Niederspannung-Netzmanagement-System eingesetzt, dem mittels Long Range Wide Area Network (LoRa-WAN) Messwerte aus Ortsnetzstationen und Kabelverteilerschranken der Pilotnetze zur Zustandsschätzung bereitgestellt werden. Die Sicherheit der über LoRa-WAN übertragenen Messwerte wurde durch ein TLS over LoRa-WAN der Firma Physec erhöht, das eine KRITIS-konforme End-to-End Verschlüsselung ermöglicht.

Das auf dem Netzzustand aufsetzende Modul „Engpassmanagement“ erkennt temporäre Netzengpässe und löst diese durch die Ansteuerung verfügbarer Aktoren. Im Rahmen des Teilprojektes waren in den ausgewählten Netzen öffentliche Ladesäulen als potenzielle Aktoren ansteuerbar. Diese Ladesäulen der Stadtwerke Bochum verfügen bereits über einen Kommunikationskanal zum E-Mobility-Backend der Firma has-to-be, unter anderem für die Freigabe von Ladevorgängen.

Wird durch das Netzmanagement-System ein Engpass detektiert, der durch eine Reduktion der Ladeleistung aufgelöst werden kann, wird dies über eine Schnittstelle automatisch an das E-Mobility Backend gemeldet. Von dort wird der Befehl zur Reduktion der Ladeleistung per Open Charge Point Protocol über den bereits bestehenden Kommunikationskanal an die Ladesäule übermittelt.



● Wärme ● Strom ● Gas

## Beteiligte Partner

- Stadtwerke Bochum Netz GmbH



## Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

Im Rahmen des Teilprojektes konnte aufgezeigt werden, dass auf Basis von Betriebsmitteldaten, daraus automatisch generierten Netzmodellen sowie weiteren Messwerten eine Zustandsschätzung möglich ist. Die Identifizierung von Netzengpässen sowie die automatisierte Ansteuerung geeigneter Aktoren, im Falle dieses Teilprojektes öffentliche Ladeinfrastruktur, ist also funktionsfähig.

Im Laufe des Teilprojektes sind zusätzliche Entwicklungsarbeiten angefallen, die aus einer Umstellung der Schnittstelle zum Ladeinfrastruktur-Backend resultierten, was die potenzielle Problematik eines Zugriffs über das Backend verdeutlicht.



**Ansprechpartner:**  
**Dr. David Echternacht**  
Stadtwerke Bochum Netz GmbH

Künftig werden innerhalb eines Netzgebietes vermehrt Ladeinfrastrukturen mit unterschiedlichen Backend-Betreibern und nicht standardisierten Schnittstellen im Einsatz sein. Um für diese Systeme trotzdem eine Netzanbindung zu ermöglichen, ist ein standardisierter Zugriffskanal, zum Beispiel über intelligente Messsysteme mit zugehöriger Steuerbox, erforderlich. Dieser könnte dann darüber hinaus für private Ladeinfrastrukturen und beliebige flexible Verbraucher genutzt werden.

Neben den technischen müssen jedoch auch gesetzliche Voraussetzungen geschaffen werden, um zum Beispiel in Form der aktuell diskutierten Spitzenglättung, über Pilotprojekte hinaus unverhältnismäßigen Netzausbau zu vermeiden. Die aktuellen Zulassungszahlen für Elektrofahrzeuge verdeutlichen die wachsende Relevanz der Thematik.



# DIGITALISIERUNG: AUCH DATENSTRÖME MÜSSEN FLIESSEN.

- Daten- und Dienstplattform in Verbindung mit Informationssicherheit und Datenschutz
- Dezentrale Systemarchitektur
- Flexibilität intelligent nutzen und managen
- Prognosen und Anomalieerkennung
- Simulation und Modeling as a Service



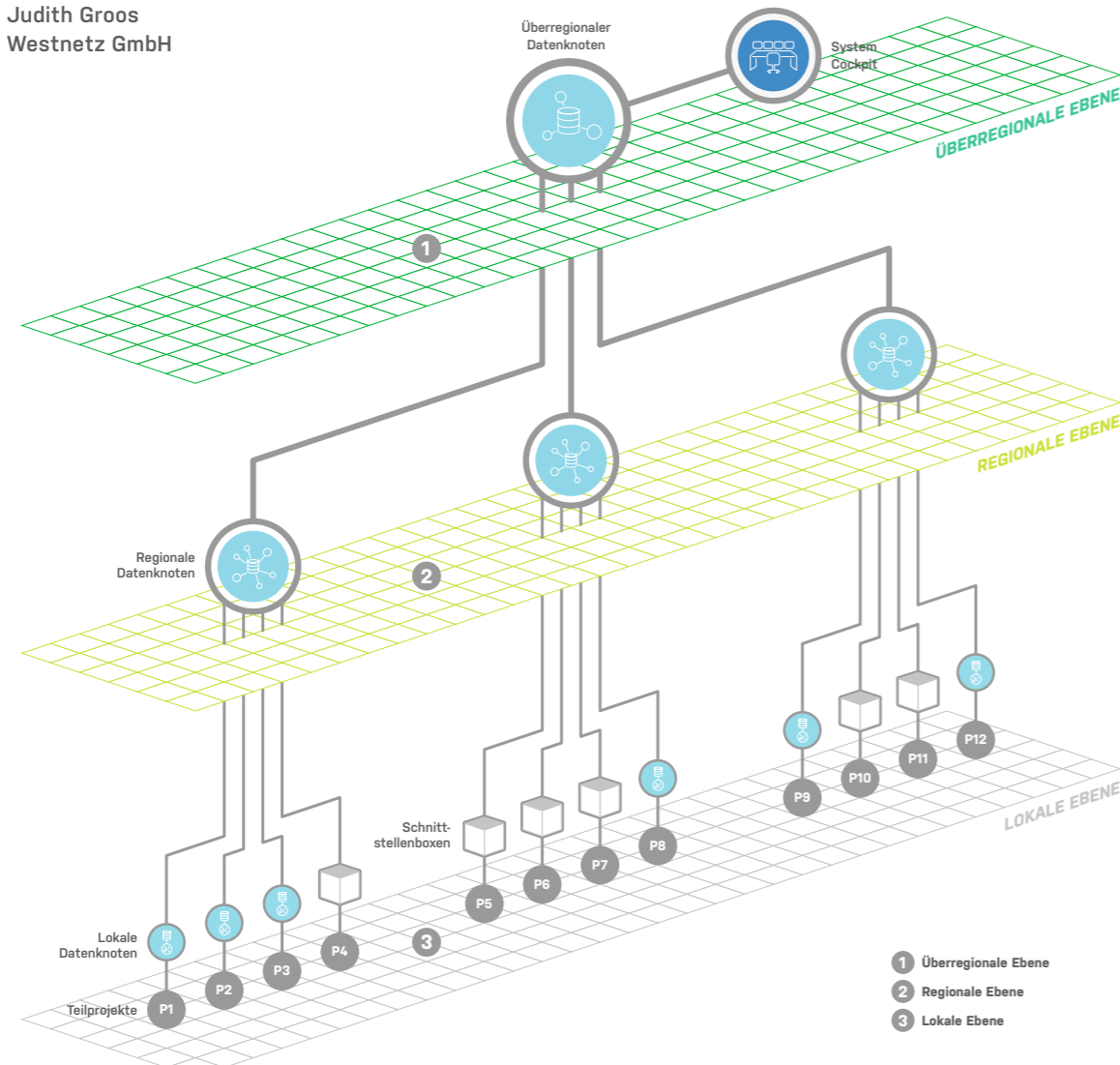
# ENERGY GATEWAY: DIE DEZENTRALE DATENDREHSCHLEIBE

Das Energy Gateway ist die dezentrale Datendrehscheibe in DESIGNETZ, über diese Schnittstelle werden die einzelnen Teilprojekte in das Gesamtsystem integriert. Es bildet zudem die Brücke zum System Cockpit und der Datenbank des Gesamtsystems DKBD. Die Verbindung zwischen den einzelnen Teilprojekten und DESIGNETZ als Ganzes bildet eine Datenkaskade, die als ein System aus Hardware, Software und nachrichtentechnischen Komponenten auf lokaler Ebene ansetzt und sich auf regionaler und überregionaler Ebene fortsetzt.

Auf dem Weg durch die Datenkaskade werden die Flexibilitätsangebote der einzelnen Teilprojekte verarbeitet, auf regionaler und überregionaler Ebene aggregiert und an das System Cockpit übermittelt. Vom System Cockpit aus erreichen Abrufsignale in umgekehrter Richtung die einzelnen Teilprojekte. Zur nachträglichen Auswertung werden alle Daten archiviert.



**Ansprechpartnerin:**  
**Judith Groos**  
Westnetz GmbH



**Beteiligte Partner**  
• Westnetz GmbH  
• E.ON SE

## Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

Die wesentliche Herausforderung war die Einbindung von diversen Teilprojekten in eine gemeinsam genutzte Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) und deren Verbindungen zu Prozessdatennetzen. Prozessdatennetze sind kritische Infrastrukturen mit sehr hohen Schutzanforderungen. Verbindungen mit solchen Netzen stellen daher immer ein potenzielles Sicherheitsrisiko dar.

Mit Blick auf das Jahr 2035 und die zunehmend erforderliche Aussteuerung von Energieangebot und Energiebedarf auf unterschiedlichen Ebenen, war es jedoch unbedingt nötig, Anbindungen mit dem Prozessdatennetz zu ermöglichen.

Im Energy Gateway wurde eine Vielzahl bekannter Sicherheitsmaßnahmen implementiert, unter anderem Next Generation Firewalls, Segmentierung von Netzwerken, Einsatz von Antimalware, diverse Härtingsmaßnahmen, unterschiedliche Betriebssysteme, Virtualisierung sowie Plausibilitätsprüfungen.

Den Durchbruch jedoch, um den hohen Schutzanforderungen für das Prozessdatennetz gerecht zu werden, brachte die Entwicklung einer völlig neuartigen demilitarisierten Zone (DMZ). Die DMZ innerhalb des Energy Gateways ermöglicht eine effiziente Abschottung des sogenannten „private-Bereichs“ mit sehr hohem Schutzbedarf für kritische Infrastrukturen zum „public-Bereich“ mit geringerem Schutzbedarf. Weiterhin ermöglicht die DMZ die erforderlichen bilateralen sicheren Datenflüsse zwischen den beiden Bereichen.

## Ein Blick in die Zukunft

Dieses Teilprojekt hat gezeigt, dass eine IKT notwendig ist, die den Anforderungen an eine Energiewende im Hinblick auf das Jahr 2035 genügt und die es durch Separierung und Clustering von unterschiedlichen Sicherheitszonen mittels einer intelligenten Zwischenschicht ermöglicht, diese Zonen zu einem funktionsfähigen und sicheren Gesamtsystem zu verbinden.

Dies bedeutet, dass unterschiedliche technische Anlagen der Projektpartner über definierte Schnittstellen angebunden werden können und zudem die Kommunikation bis zu den Prozessdatennetzen, ISMS-konform realisiert werden kann.

Die Datenkaskade ist in drei Ebenen von unten nach oben folgendermaßen gegliedert:

**Lokale Ebene:** Auf lokaler Ebene werden unter anderem die Flexibilitätsangebote der beteiligten Teilprojekte aufgenommen und über gesicherte Datenanbindungen an die nächste Ebene weitergeleitet. Die „Schnittstellenbox“ ermöglicht einen standardisierten und sicheren Anschluss für die Teilprojekte der Partner. Andere Teilprojekte sind direkt an lokale Datenknoten angeschlossen und nutzen diesen als Hardware für die eigene Steuersoftware.

**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 dem überregionalen Datenknoten werden schließlich die relevanten Daten der drei regionalen Datenknoten aggregiert.

Die Anforderungen an ein zukünftiges Energiesystem (Zielzeit 2035) sowie dessen volkswirtschaftliche und netztechnische Optimierung wird auf der überregionalen Ebene durch das System Cockpit simuliert. Die Flexibilitätsoptionen der untergeordneten Ebenen werden in Form von Fahrplänen abgerufen und so zur Optimierung genutzt. Hier stehen insbesondere Flexibilitätsangebote zur Aussteuerung von Verbrauch und Erzeugung im Fokus.

Die Hauptaufgabe des Energy Gateways besteht darin, die einzelnen Energiewendelösungen in den Gesamtzusammenhang von DESIGNETZ zu integrieren. Dabei wird besonderer Wert darauf gelegt, dass die Informationssicherheit alle gesetzlichen Bestimmungen und technischen Richtlinien erfüllt. In der Datenkaskade werden sowohl neue Standards und Technologien, wie OPC-UA und Virtualisierung, als auch klassische Kommunikationsprotokolle, wie IEC 60870-5-104, eingesetzt.



# MONITORING FÜR FLEXIBILITÄT: „BETRIEBSSYSTEM“ FÜR DIE ENERGIEWENDE

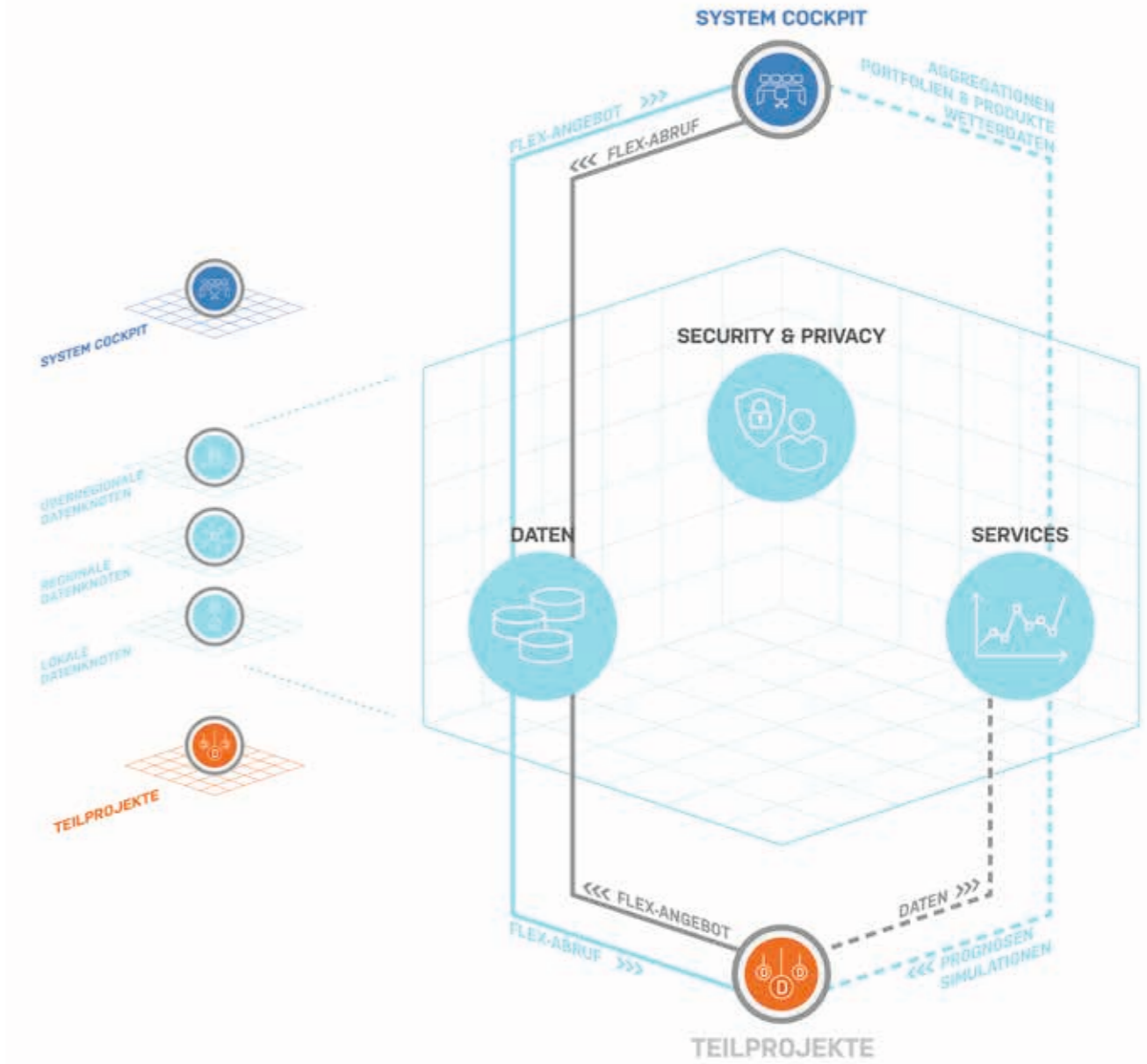
## Informations- und Kommunikationstechnik-Baukasten (IKT) Baukasten und integrierte Daten- und Dienstplattform

In diesem Teilprojekt wurde eine einheitliche, offene und sichere Daten- und Dienstplattform entworfen und umgesetzt, die ein effizientes, datenschutzkonformes Datenmanagement und die Integration der Teilprojekte ermöglicht. Sie dient als Bindeglied aller Teilprojekte sowie unterschiedlicher Daten, wie beispielsweise Flexibilitätsdaten, Netzzustand, Aktivierung von Flexibilitätsoptionen oder Prognosedaten.

Hierfür wurde ein Vernetzungskonzept zwischen den Diensten und Akteuren erarbeitet, das vordefinierten Rollen- und Rechtenmodellen folgt. Insgesamt wurden die Prinzipien des „Security- und Privacy-by-Design“ gemäß Common Criteria Evaluation Assurance Level 4 (CC/EAL4) und ein entsprechendes Vorgehensmodell verfolgt.

### Beteiligte Partner

- AWS-Institut für digitale Produkte und Prozesse gGmbH
- Deutsches Forschungszentrum für Künstliche Intelligenz GmbH
- Fraunhofer-Institut für Experimentelles Software Engineering
- IS Predict GmbH
- Hager Electro GmbH & Co. KG
- Universität des Saarlandes
- Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes
- E.ON SE



### Was das wissenschaftlich bedeutet

Im Teilprojekt wurden innovative Systeme und neuartige Methoden der Datenverarbeitung in ein Gesamtsystem zur dezentralen Steuerung der Energieversorgung integriert und erprobt. Basis war ein Biotop an verschiedenen Diensten, wie Analyse- und Vorhersageverfahren, Modelle, Simulationen und eine Stromnetzberechnung sowie ein versatiles Werkzeug zur Überwachung und Verwaltung von Flexibilitätsoptionen, -meldungen und -abrufen. Informationssicherheit und Datenschutz wurden dabei von Anfang an mitgedacht. Ein wesentliches Ergebnis bildet die Sicherheitsarchitektur (Referenzarchitektur), die eine hohe System- und Datensicherheit durch innovative Security-, Resilience- und Privacy-by-Design-Lösungen ermöglicht.



## Offene und sichere Daten- und Dienstplattform

Diese für DESIGNETZ gemäß Industrie-4.0-Ansätzen entwickelte sichere, skalierbare Daten- und Dienstplattform bildete die Basis für darauf aufsetzende Dienste, wie beispielsweise das Flexibilitäts-Monitoring, die Datenknotendatenbank oder auch das System Cockpit. Die inhärente Modularität des serviceorientierten Plattformkonzepts ermöglicht neben der Skalierung, die Wiederverwendung und flexible Kombination von Diensten, sodass das System aktuellen sowie zukünftigen Anwendungsszenarien in der Energieversorgung angepasst werden kann. Bei der projektspezifischen Realisierung standen die folgenden drei Schwerpunktthemen im Mittelpunkt.

## Flexibilitäts-Monitoring und Datenmanagement

Um volatile erneuerbare Energien kosteneffizient system- und marktdienlich integrieren zu können, wird ein transparenter Austausch energiewirtschaftlicher Daten immer wichtiger. Daher wurden mit dem „Flex-Cockpit“ und der Datenknotendatenbank digitale Werkzeuge zur Speicherung, Überwachung und Verwaltung von Flexibilitätsoptionen, -meldungen und -abrufen entwickelt.

Die Datenknotendatenbank dient dabei als wichtige Komponente zur Sammlung und zum Austausch von Daten zwischen den einzelnen Knoten des IT-Systems. Neben den Flexibilitätsdaten werden weitere relevante Daten der Teilprojekte zwischen den Akteuren und den Teilprojekten ausgetauscht. Das Flex-Cockpit wurde mit dem Ziel entwickelt, die Flexibilitätsdaten und -prozesse zu überwachen und relevante Informationen für die beteiligten Akteure zu visualisieren. Der Service ist zudem darauf ausgelegt, Instrumente zur Verwaltung von Flexibilitätsangeboten und -abrufen bereitzustellen.

## Ganzheitliches Sicherheits- und Datenschutzkonzept

Gerade bei dezentralen und stark modularen Systemen, wie sie in DESIGNETZ entwickelt und erprobt wurden, müssen Anforderungen an Informationssicherheit und Datenschutz bereits bei der Konzeption und in der Entwicklungsphase berücksichtigt werden, um die komponentenspezifischen Schutzbedürfnisse zu gewährleisten.

Aufbauend auf einer vorlaufenden und dann begleitenden ganzheitlichen Sicherheitsanalyse wurden eine Referenzarchitektur und ein entsprechendes Vorgehensmodell für Security-by-Design und Privacy-by-Design für kritische Infrastrukturen des Energiesektors erarbeitet, das auch deren Umsetzung gemäß Common Criteria Evaluation Assurance Level 4 (CC EAL 4) und Integration in der Daten- und Dienstplattform zur Unterstützung einer sicheren Energieversorgung umfasste. Maßgeblich bei der Entwicklung war, dass alle Anforderungen des Datenschutzes erfüllt wurden und jederzeit eine strenge Nutzungskontrolle gewährleistet ist.

Die Referenzarchitektur mit SUCH, Sonata, IND2UCE und Separierungsmechanismen unterstützt Resilienz und ermöglichte damit erstmalig eine kompositionelle Vorgehensweise in Bezug auf Änderungsmanagement und Zertifizierung (CC EAL 4) und somit ein Plug & Play von Diensten, ohne dass jeweils eine erneute Zertifizierung der Gesamtplattform durchgeführt werden muss.

Das in DESIGNETZ gewählte flexible Rollen- und Rechte-management zielt auf eine künftige Service-Landschaft ab, die aufgrund der vielen verschiedenen Prosumer deutlich dynamischer, mannigfaltiger und komplexer sein wird als heutige Energieversorgungsnetze. Die Kapselung des Rollen- und Rechtenagements in ausgelagerte Dienstkomponenten von SUCH, Sonata und IND<sup>2</sup>UCE erleichtert den Serviceanbietern zum einen die Realisierung ihres Sicherheitskonzepts und bewahrt dabei die Software-Entwickler vor Implementierungsfehlern. Zum andern können die Security-Komponenten schnell an geänderte Randbedingungen der Sicherheitsrichtlinien angepasst werden.

## Analysen, Optimierungen und modellbasierte Diagnose

Auf der Daten- und Dienstplattform wurde eine Vielzahl verschiedener Services aufgesetzt. Dazu zählten unter anderem Modelle- und Simulationen-as-a-Service, auf Künstliche Intelligenz (KI) basierende Vorhersageverfahren für die Stromerzeugung von Photovoltaikanlagen, Lastgänge von Privathaushalten, Verfahren zur Anomalieerkennung oder zur Netzanalyse sowie ein Service „Stromnetzberechnung“.

Das Angebot von Modellen und Simulationen ermöglichte es auch Nutzern ohne Fach- und Methodenkompetenz, mit Hilfe der Services der Dienstplattform Vorhersagen zu erstellen. Hierbei betrafen die Forschungsergebnisse in erster Linie den Einsatz verschiedener KI-Verfahren, wie beispielsweise Case-based Reasoning oder Deep Learning, und die Fusion von Einzelergebnissen zu einem Gesamtergebnis für Leistungs- und Peak-erhaltende Lastprognosen sowie für eine vorausschauende Netzzustandsbewertung zur Optimierung von Netzsteuerungsanweisungen.

Der Service „Stromnetzberechnung“ ermöglichte die Modellierung der Verbraucherlasten und Erzeuger auf Basis von zeitabhängigen Leistungswerten sowie eine Netzberechnung auf Basis der Modellierung der Netzkomponenten über definierte Zeiträume.

Mit der Daten- und Dienstplattform ließen sich zudem vorhandene Dienste zu sehr mächtigen neuen Diensten kombinieren (Service-Mashup), wie am Beispiel der modellbasierten Diagnose gezeigt wurde. Von der Verbesserung jedes einzelnen Dienstes profitierte somit auch direkt der aus dem Service-Mashup entstandene Dienst.



## Was das wirtschaftlich bedeutet

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

Für eine zukünftige sichere und zuverlässige Energieversorgung sind zertifizierbare Vorgehensmodelle wie Security-by-Design und Privacy-by-Design essenziell. Eine Zertifizierung ist jedoch zeit- und kostenintensiv. Zukünftig werden also Architekturen benötigt, die Plug & Play-Dienste ermöglichen, ohne dass die Gesamtplattform erneut zertifiziert werden muss. Die entwickelte Architektur unterstützt daher eine kompositionelle Vorgehensweise in Bezug auf Änderungsmanagement und Zertifizierung (Common Criteria Evaluation Assurance Level 4).

Mit dem Service „Stromnetzberechnung“ lassen sich nun nicht nur der Netzzustand, sondern auch Betriebsmittelbelastungen berechnen, um beispielsweise vorausschauende Wartungen durchzuführen. Ebenso lassen sich virtuelle Sensoren realisieren, die Messwerte für bestimmte Orte auf der Basis von Messungen an anderen Orten simulieren können, um beispielsweise innere unüberwachte Überlasten hinter einer Netzschutzrichtung zu vermeiden. Des Weiteren ermöglicht die serviceorientierte Plattform, von ihr erzeugte Daten und Dienste auf geeigneten Plattformen zu vermarkten.



**Ansprechpartner:**  
Dr. Boris Brandherm  
Deutsches Forschungszentrum  
für Künstliche Intelligenz GmbH



**Ansprechpartner:**  
Dr. Christian Linn  
August-Wilhelm Scheer  
Institut gGmbH

## Ein Blick in die Zukunft

Je tiefer eine neue Software in Bereiche der sicherheitskritischen Infrastruktur vorstößt, desto umfangreicher wird der Aufwand für ihre Entwicklung und Erprobung und umso wichtiger ist die inhärente Modularität des Plattformkonzepts, das die Skalierung, Wiederverwendung und flexible Kombination von Diensten ermöglicht. Somit kann das System an verschiedene, heute noch nicht abzusehende zukünftige Anwendungsszenarien in der Energieversorgung angepasst werden.

Ebenso essenziell ist die durch die Architektur unterstützte kompositionelle Vorgehensweise bezüglich Änderungsmanagement und Zertifizierung, die ein Plug & Play von Diensten ohne erneute Zertifizierung der Gesamtplattform ermöglicht.





# SYSTEM COCKPIT: REALLABOR FÜR DIE DIGITALE ENERGIEWELT 2035

Verschiedene Teilprojekte von DESIGNETZ, wie zum Beispiel 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 wurde 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 in den Teilprojekte betrachteten Technologien 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 oder 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 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 Anlage die angeforderte Flexibilität auch tatsächlich erbringt. Verschiedene Faktoren können die geplanten Flexibilitätspotenziale beeinflussen. Dazu gehören technische Störungen, Wetterumschwünge, unvorhergesehene Ereignisse im Anlagenbetrieb und vieles mehr. Im Ergebnis wird aufgezeigt, wie die Versorgungssicherheit zukünftig durch Flexibilität im Anlagenbetrieb und im Netz sowie mit Hilfe moderner Informationstechnologie und innovativer Betriebsmittel, gewährleistet werden kann.

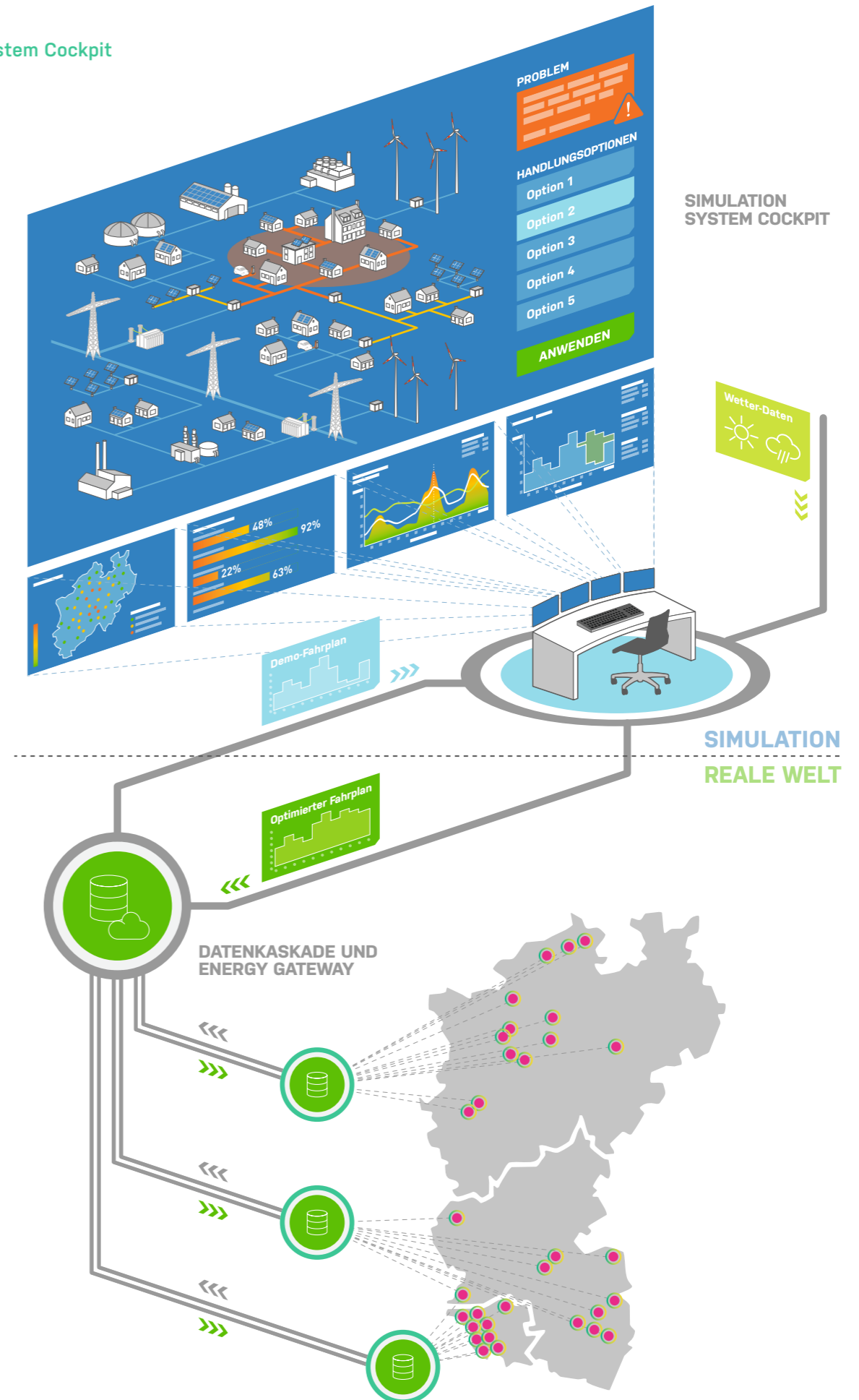
Das System Cockpit ermöglicht somit zum einen eine systemische Sicht auf zukünftige Versorgungsaufgaben, zum anderen ermöglicht es die realitätsnahe Simulation von Flexibilitätsbedarfen und den physikalischen Abruf von Flexibilität. Als Schaufenster für das Gesamtsystem visualisiert es das Ziel von DESIGNETZ.

Der Beitrag, den die Teilprojekte einzeln und im Zusammenspiel leisten, sowie die Untersuchungsergebnisse, werden anschaulich visualisiert. Die mit dem Flexibilitätseinsatz verfolgten Zielkonzepte können ausgewählt und die Reaktion im Live-Betrieb auf Monitoren verfolgt werden.



Ansprechpartnerin:  
**Annegret Hermanns**  
Westnetz GmbH

## System Cockpit







## Funktionen des System Cockpits im Überblick

- Simulation eines repräsentativen, Spannungsebenen-übergreifenden 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

## Im Interesse von Forschung & Entwicklung

Das System Cockpit liefert neben den beschriebenen Funktionalitäten auch einen wissenschaftlichen Mehrwert. Denn mit Hilfe der umfassenden Simulation des Energiesystems 2035 konnten wesentliche Erkenntnisse für die Forschungszweige der Energiesystemsimulation, der Anlagenmodellierung und der Energiesystemoptimierung gewonnen werden.

Eine Besonderheit stellen dabei die Verknüpfung der Simulation mit den realen Teilprojekten und deren kommunikationstechnische Anbindung dar. Auf diese Weise konnten praktische Erfahrungen bei der Ansteuerung von Anlagen in Verbindung mit den Auswirkungen auf das Gesamtsystem gesammelt werden.

## Was das wissenschaftlich bedeutet

Anhand der Ergebnisse aus dem System Cockpit lässt sich bewerten, welche Flexibilitätsleistung die verschiedenen Technologien erbringen, sodass ihr Mehrwert mit den Kosten für einen alternativ notwendigen Netzausbau verglichen werden kann. Darüber hinaus unterstützt der agentenbasierte Ansatz des Simulationswerkzeugs die Akteure der Energiewende dabei, ihre Rolle zu definieren.

Mit der Simulation von netz-, system- und marktdienlichem Verhalten lassen sich im System Cockpit die wirtschaftlichen Anreize der Energiewende für die einzelnen Akteure identifizieren. Hierfür stellt das System Cockpit 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.

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

- Ein hoher Detailgrad in den Anlagenmodellen und die Einbindung der Teilprojekte schaffen eine realitätsnahe Abbildung des Zusammenspiels im Energiesystem 2035 und erlauben die Identifikation von Interdependenzen und Wirkzusammenhängen, die durch bisherige Energiesystemsimulation nicht oder nur bedingt zugänglich waren.
- 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 können Ergebnisse wissenschaftlicher Simulationen anschaulich präsentiert und transparent gemacht werden, sodass die Akzeptanz und das Verständnis für den Transfer wissenschaftlicher Erkenntnisse in die Praxis gestärkt werden.

### Beteiligte Partner

- E.ON SE
- OFFIS e.V. - Institut für Informatik Oldenburg
- Technische Universität Dortmund, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft



## Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

Das System Cockpit ist der Reallaborarbeitsplatz von DESIGNETZ. Als physisches, Teilprojekt-übergreifendes Element erfüllt es sowohl nach außen als auch projektintern eine wichtige Rolle. Es repräsentiert belastbar das Ziel, auf das alle Partner gemeinsam hinarbeiten, und erleichtert somit die Zusammenarbeit und Motivation über die Projektlaufzeit hinaus. Nach außen macht es die Verbindung von Forschung und Realität verständlich und nachvollziehbar. So gibt das System Cockpit nicht nur entscheidende Impulse für wichtige und zukunftsweisende Diskussionen, sondern überführt sie darüber hinaus von der Theorie in die Praxis.

Ideen und Ansätze, die auf dem Papier schnell beschrieben, definiert und berechnet werden können, lassen sich in einzelnen Teilprojekten real übertragen. Auf diese Weise wurden viele relevante Aspekte identifiziert und Lösungen für reale Hindernisse entwickelt, die sonst nicht im Detail bedacht würden.

Im System Cockpit wurde ein modularer Aufbau gewählt, was erleichterte, das System flexibel an veränderte Anforderungen und Rahmenbedingungen anzupassen und darüber hinaus die einzelnen Komponenten auch separat zu nutzen und weiterzuentwickeln.

### Rahmenbedingungen

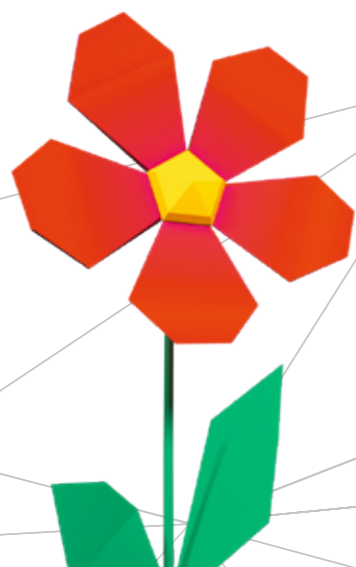
- Ansatz eines „minimum viable product“ für die agile Entwicklung und Überprüfung der umgesetzten Anforderungen
- Genügend Zeit für Testing in der Projektplanung, sichere und performante Testumgebung
- Klare Anforderung an die IT-Sicherheit (bspw. Security by Design)

### Hemmnisse

- Uneindeutige Definition von Schnittstellen und Datenformaten
- Diversität der Technologien und zum Teil bereits vorhandene Infrastruktur erfordern viele individuelle Lösungen, die zeit- und ressourcenaufwändig sind

## Ein Blick in die Zukunft

Ein zentrales Element wie das System Cockpit wird es in dieser Form 2035 nicht geben. Als Reallaborarbeitsplatz wird es aber auch zukünftig die idealen Voraussetzungen bieten, neue Technologien zu erproben, Ideen und Strategien zu verbinden, und aufzuzeigen, welche neuen Herausforderungen die Einbindung von Flexibilität in das Energiesystem mit sich bringt und wie man ihnen begegnet. Zudem können hier in einer sicheren Umgebung auch ungewöhnliche Ansätze für Netzplanung und -betrieb simuliert und neue Wege für innovative Konzepte bereitet werden.





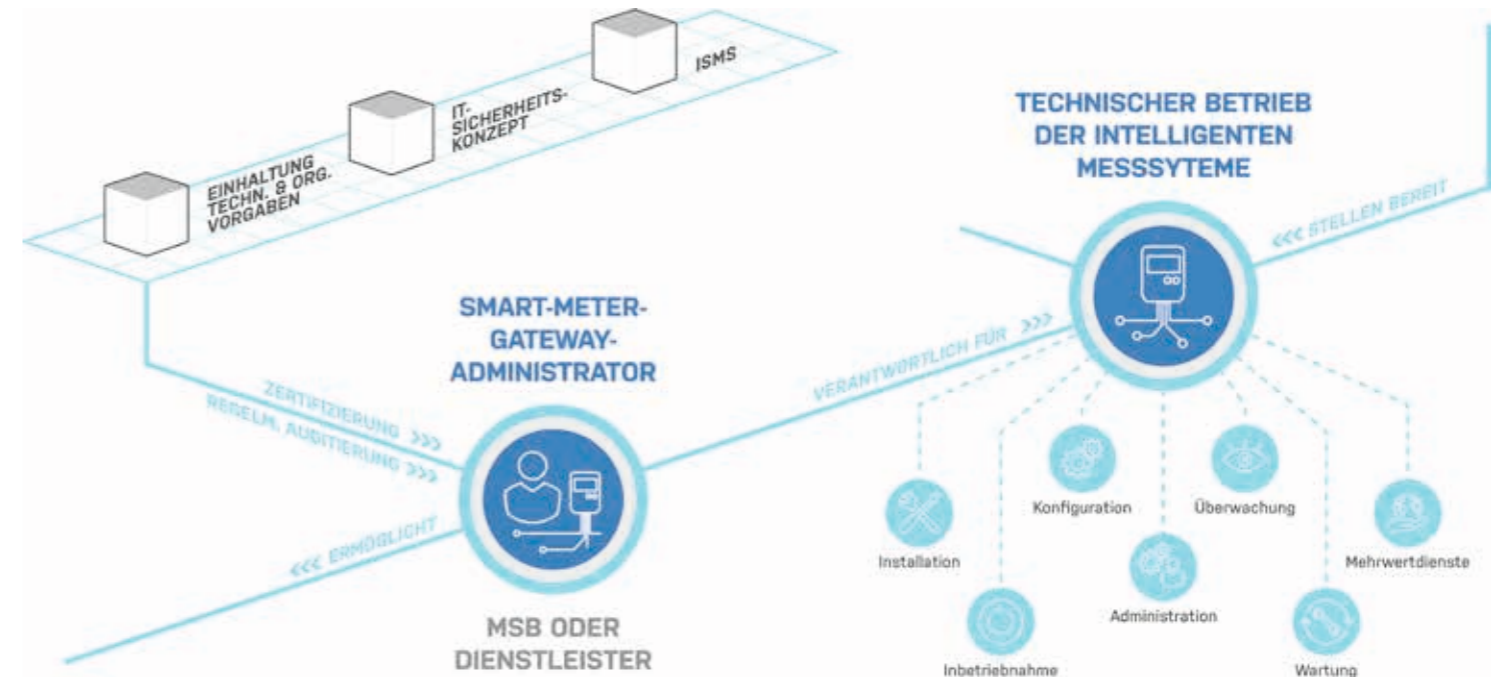
# GATEWAY ADMINISTRATIONS-SERVICE: SMART METER GATEWAYS STEUERN UND VERWALTEN

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

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

Das Teilprojekt war die Klammer zur Demonstration und Visualisierung der Anwendungsfälle und Demonstrationsbestandteile. Neben der Kommunikationstechnologie 450-MHz-Funknetz wurde der zweite kommunikative Baustein umgesetzt: Die Bereitstellung der Gateway-Administrationsplattform gemäß BSI TR 03109 inklusive Rolloutsupport und Installation sowie Sicherheitsberatung, das heißt Demonstration der Einhaltung datenschutzrechtlicher Vorgaben der bereitgestellten IKT-Plattform durch die VOLTARIS GmbH.

Dabei wurden die Smart Meter Gateway Administrator-Plattform (SMGWA-Plattform) aufgebaut und zertifiziert, projektspezifische Anforderungen in der SMGWA-Plattform vor dem Hintergrund der gesetzlichen Regularien und der Zertifizierung umgesetzt sowie Prozesse und Marktkommunikation für Messstellenbetrieb und Gateway-Administration durchgeführt.





## Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

Am 3. Mai 2020 wurde VOLTARIS nach DIN ISO 27001 offiziell durch die TÜV Nord Cert GmbH unternehmensweit rezertifiziert und erfüllt somit erneut die TR-03109-5 des BSI. Zusätzlich zu den anfänglichen Tests und der Bearbeitung der Arbeitspakete in der Test-Public-Key-Infrastruktur wurden im Projektverlauf die Tests mit zertifizierten SMGW aufgrund einer fehlenden Marktfreigabe durch das BSI in der Wirk-Public-Key-Infrastruktur (PKI) auf dem Produktiv-System fortgeführt.

Daneben wurden auch die Tests mit unsertifizierten SMGW auf dem Q-System fortgesetzt. Zugleich starteten erste Tests mit Steuerboxen an SMGW in der Test-PKI, die sich dann in der Wirk-PKI fortsetzten, wobei die jeweils maßgeblichen Testkataloge abgehandelt wurden. Störungen und Fehler konnten in engen Austausch mit den Herstellern ergründet und behoben werden, verschiedene Tests der HAN-Schnittstelle für den Kundenzugriff waren erfolgreich.

Ebenfalls erfolgte, bei stetiger Kontrolle und Einhaltung des Sicherheitsniveaus, die Weiterentwicklung der Schnittstellen zu den Umsystemen. Aufgrund durch das BSI freigegebener Geräteprofile war der Tarifierungsfall für Netzzustandsdaten nicht verfügbar, jedoch konnten aufgrund der Zertifizierung weiterer Hersteller erweiterte Tests und Kompatibilitätsuntersuchungen durchgeführt werden.

Die Use Cases zur Systemweiterentwicklung wurden beschrieben und sind in das Anforderungsmanagement zur Weiterentwicklung der GWA-Plattform sowie der Umsysteme eingeflossen. In jeder Projektphase bestand ein regelmäßiger Austausch mit den Herstellern zur Fehlerbeseitigung sowie Verbesserung der Hardware, der Software und der Prozesse.

Die Erkenntnisse aus dem Teilprojekt zur Administration von Smart Meter Gateways, den Sicherheitsvorgaben und der verbundenen Entitäten wurden übergeordnete Ergebnisse abgeleitet und in die anderen Arbeitspakete und Teilprojekte eingebunden und ausgetauscht.



**Ansprechpartner:**  
Marcus Hörhammer  
VOLTARIS GmbH



## Wichtige Randbedingungen und Hemmnisse

Durch die verzögerte Markterklärung des BSI aufgrund der späten Zertifizierung von drei SMGW unterschiedlicher Hersteller im Vergleich zum ursprünglich im Gesetz vorgesehenen Rolloutstart stellt der heutige technische Stand der SMGW und der Steuerboxen noch nicht den Zielzustand des Gesetzgebers dar.

Zum einen ist die derzeitige Anzahl an unabhängigen SMGW-Herstellern noch sehr gering, was hohe Kosten für SMGW aufgrund des fehlenden Wettbewerbs zur Folge hat. Zum anderen stehen die technische Reife der Geräte in Bezug auf die Tarifanwendungsfälle oder eine sternförmige Kommunikation aus dem SMGW heraus derzeit noch nicht zur Verfügung. Auch für die Steuerboxen besteht noch keine Marktfreigabe, wodurch sich der Einsatz von Einbaufallgruppen und damit der Rollout der Smart Meter zusätzlich verspäten werden.

## Wirtschaftliche Prognose

Für den Rollout intelligenter Messsysteme waren für die beteiligten Unternehmen im Bereich Gateway Administration und externe Marktteilnehmer hohe Anfangsinvestitionen in die entsprechenden Systeme erforderlich. Durch die Verzögerung des Rollouts und der Freigabe weiterer Einbaufallgruppen (EEG und steuerbare Lasten) konnten die zur Refinanzierung der Anfangsinvestitionen und der laufenden Systemkosten notwendige Mengen nicht erreicht werden.

Im Zusammenhang mit den durch den Gesetzgeber festgelegten Preisobergrenzen zur Abrechnung der Messstellen und den Zusatzkosten für die sichere Lieferkette der Smart Meter Gateways stellt der derzeitige Rollout eine große wirtschaftliche Herausforderung für die Messstellenbetreiber dar.

## Ein Blick in die Zukunft

In Zukunft ist mit der Freigabe der noch ausstehenden Fallgruppen im Bereich EEG, steuerbare Lasten sowie der registrierenden Leistungsmessung zu rechnen. Zudem werden auch weitere Hersteller im Bereich Smart Meter Gateway zertifiziert und weitere Steuerboxen am Markt verfügbar sein.

Der Trend zur Umsetzung von Mehrwertdiensten und zum Submetering mittels CLS-Schnittstelle des SMGW wird sich weiter fortsetzen. Das Zusammenspiel von steigendem Wettbewerb, den damit verbundenen Preissenkungen und neuen, attraktiven Business Cases wird die wirtschaftliche Umsetzung des Smart Meter Rollout fördern.

Ferner ist absehbar, dass sich im Bereich der Mehrwertleistungen zusätzliche Leistungen, die über die CLS-Schnittstelle implementiert werden können, neue Produkte und Dienstleistungen von Submetering bis hin zu Smart Home etablieren werden.



# VVPP TSB: 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“. Die TSB betreibt das virtuelle Kraftwerk auf ihrem Marktparallelservers 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:

### BHKW

- Gasturbinen
- Biomassekraftwerke
- Wasser-, Windkraft- und Photovoltaikanlagen
- Power-to-Heat-Anlagen
- Industrielle Verbraucher
- Notstromanlagen

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.



**Ansprechpartner:**  
**Joachim Walter**  
Transferstelle Bingen



## Was das wirtschaftlich bedeutet

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.

DESIGNETZ ermöglichte mit diesem Teilprojekt ein tieferes Verständnis für die Potenziale virtueller Kraftwerke in unterschiedlichen Szenarien. Die Ergebnisse können nun den Betreibern dezentraler Stromerzeugungs- und Stromverbraucheranlagen zur Verfügung gestellt werden. Zugleich unterstützt das gesammelte Wissen die Planung neuer Anlagen sowie die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle und passender energiepolitischer Rahmenbedingungen.

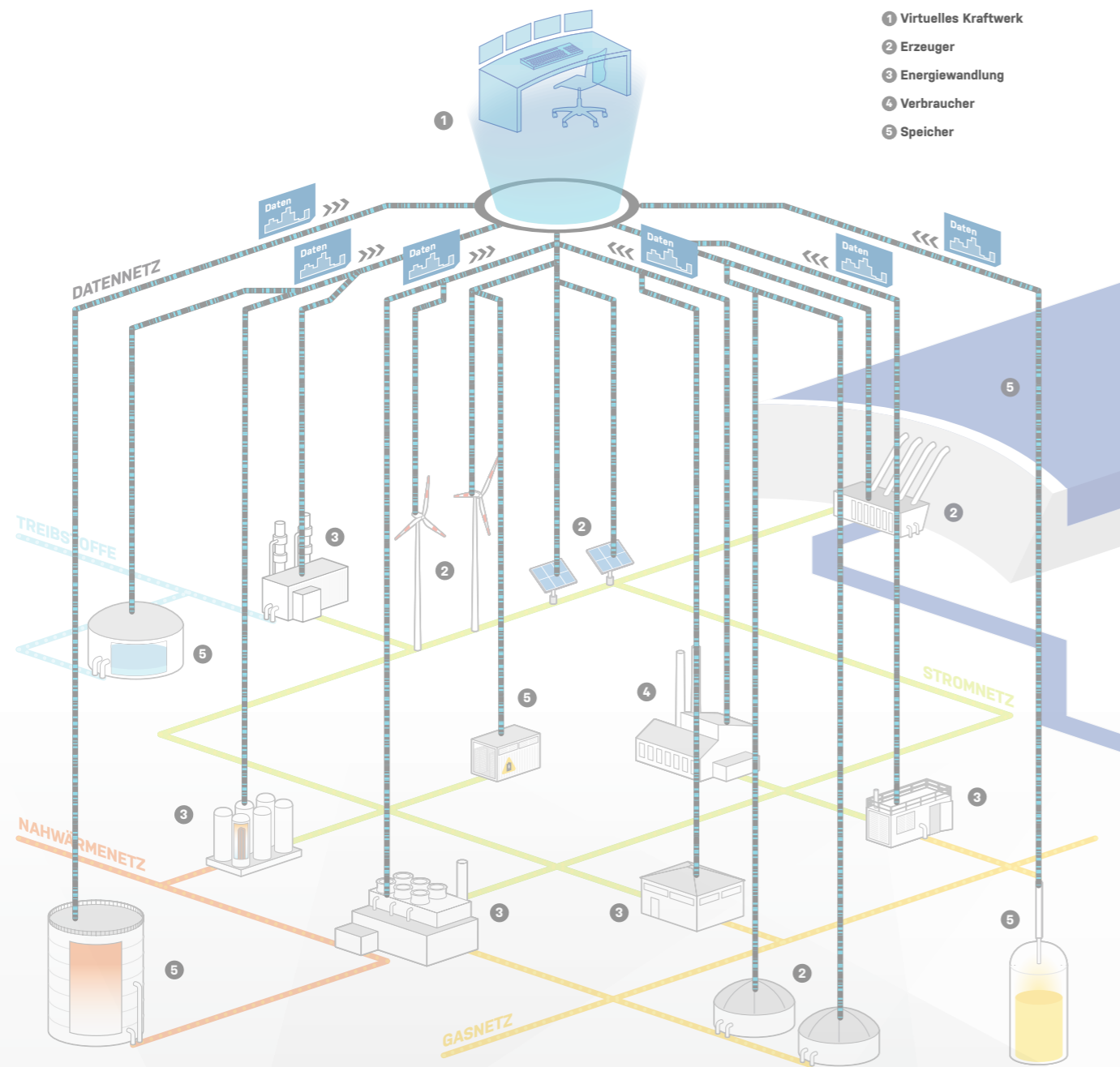


## Was das wissenschaftlich bedeutet

Das virtuelle Virtuelle Kraftwerk demonstriert, wie der technische Betrieb eines virtuellen Kraftwerks mit 100 angeschlossenen Anlagen optimiert werden kann. Die TSB testete, ob die Ansteuerungen der virtuellen Anlagen funktionieren, sie den Pool-Aufrufen folgen und die entsprechenden Leistungsänderungen zurückmelden.







- 1 Virtuelles Kraftwerk
- 2 Erzeuger
- 3 Energiewandlung
- 4 Verbraucher
- 5 Speicher

**Beteiligte Partner**

- Transferstelle Bingen (TSB)

## TECHNISCHE PARAMETER

<b>MAX. LEISTUNG</b> 80.000 kW	<b>NETZEBENE</b> Niederspannung, Mittelspannung, Hochspannung	<b>REGELGESCHWINDIGKEIT</b> 5 bis 15 min	<b>FLEXIBILITÄTSBAND ERZEUGUNG</b> 0 – 50.000 kW
<b>SPANNUNGSEBENE</b> 0,23 – 110 kV	<b>ABRUFTYP*</b> Typ 4 – Ad-hoc-Abruf	<b>FLEXIBILITÄTSBAND NACHFRAGE</b> 0 – 50.000 kW	

\*siehe Band 1 Kapitel Flexibilität, S. 38

### Im Interesse von Forschung & Entwicklung

Die Transferstelle Bingen arbeitet seit 2004 an virtuellen Kraftwerken und ihren Einsatzfeldern. Das hier eingebrachte mathematische Abbild des am Markt im Einsatz befindlichen Systems, bildet reale Anlagen nach und macht sie für Forschungsprojekte ansteuerbar. Auf diesem Weg kann ein großer Pool von Anlagen den Systemanforderungen entsprechend verfügbar gemacht und betrieben werden, ohne die sonstigen laufenden Geschäftsmodelle zu beeinflussen. Eines der Untersuchungsziele der TSB war, wie Netzeinflüsse heute und zukünftig das Agieren an üblichen Märkten verändern.

### Primär- und Sekundärnutzen

Der Primärnutzen der an das virtuelle Kraftwerk angeschlossenen Anlagen ist sehr vielfältig und reicht von der Eigenstromversorgung über Dampferzeugung und Stromeinspeisung hin zur reinen Regelernergie-Bereitstellung. Neben diesem primären Interesse der Betreiber, mit den Anlagen Energie selbst zu erzeugen, steht als zweiter Nutzen, Regelernergie an den Märkten anzubieten und damit zusätzliche Erlöse mit den Anlagen zu erzielen.

Neu im Projekt DESIGNETZ war die Wechselwirkung mit dem Netzbetreiber, der Flexibilität nutzen will oder Netzrestriktionen meldet. Der netzdienliche Einsatz der Flexibilität über das virtuelle Kraftwerk kann deshalb durchaus als dritter Nutzen gesehen werden.

### Aussichten für ein Geschäftsmodell

Generell sind virtuelle Kraftwerke bereits am Markt aktiv und beweisen damit die Wirtschaftlichkeit bestehender Geschäftsmodelle, in deren Fokus das Bündeln verteilter dezentraler Anlagen und deren Vermarktung stehen. Für dieses simulative DESIGNETZ-Teilprojekt sind diese Geschäftsmodelle jedoch nicht relevant.

Um das Geschäftsmodell und die Wirkung des virtuellen Anlagenpools in DESIGNETZ zu testen und zu prüfen, wurden folgende Märkte und Interessengruppen angesprochen: Regenergiemarkt, Spotmärkte sowie netzdienliche Dienstleistungen auf lokaler und regionaler Ebene.

### Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

Es fehlen aktuell die entscheidenden Voraussetzungen, um virtuelle Kraftwerke in dieser Form zu realisieren und wirtschaftlich zu betreiben. Ziel muss es daher sein, die unterschiedlichen Schnittstellen, die zur Ansteuerung von Aggregaten eingesetzt werden, aufeinander abzustimmen. Darüber hinaus sind trotz existierender Protokolle und Normen die Vorgaben für den Regelergieeinsatz, die marktliche Nutzung oder den Aufruf vom Netzbetreiber nicht einheitlich. Hier besteht ebenso Handlungsbedarf wie für die Erstellung von Betriebsdaten und Prognosen, für deren Datenpunkte es keine allgemein gültigen Definitionen gibt.



# PROAKTIVES VERTEILNETZ: FLEXIBILITÄT IN MARKT UND VERTEILNETZ

Das „Proaktive Verteilnetz“ ist ein vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördertes Teilprojekt. Es widmet sich der Erforschung eines innovativen, offenen, diskriminierungsfreien, standardisierten und übertragbaren Gesamtsystems der Stromversorgung und ist damit ein wesentliches Vorprojekt von DESIGNETZ.

Das Ziel des Teilprojektes war 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. Die Projektergebnisse wurden im Rahmen von DESIGNETZ 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.

Für DESIGNETZ standen der Einsatz der Netzzustandsprognose des Proaktiven Verteilnetzes, die Erforschung der Flexibilitätsmärkte sowie das Zusammenspiel der unterschiedlichen Akteure im Mittelpunkt.

## Durchhängende Leitungen

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) hat ein dreiphasiges Ampelkonzept zur Interaktion zwischen Verteilnetzen und den Vermarktern von Energie entwickelt. 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 sicherzustellen. In der gelben Phase soll die Netzstabilisierung mit Hilfe marktlich gehandelter netzdienlicher Flexibilität erfolgen. Diese Phase hat das Proaktive Verteilnetz erforscht.



**Ansprechpartner:**  
Daniel Telöken  
Westnetz GmbH

## 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 Flexibilitätsoptionen

- Batteriespeicher
- Elektromobilität

Im Proaktiven Verteilnetz werden flexible Komponenten über Aggregatoren zum netzdienlichen Betrieb dieses Netzes hinzugenommen. Die Aggregatoren sammeln die Flexibilität im Netz ein und stellen sie dem Markt, zum Beispiel in Form virtueller Kraftwerke, zur Verfügung. Sie spielen in der gelben Ampelphase eine wichtige Rolle, in der Netzengpässe durch eine proaktive Netzzustandsprognose sowie einen Flexibilitätsabruf vermieden werden.

Wird zum Beispiel ein Netzengpass durch Starkwind prognostiziert, ermittelt der VNB 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 Dienstplattform (KDP).

## Beteiligte Partner

- Westnetz GmbH
- E.ON SE



## Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

Der Live-Betrieb der Netzzustandsschätzung und -prognose lief stabil und war über das bereitgestellte Webinterface gut erreichbar. Die durchgeführten Netzberechnungen und Datenanfragen wurden vom Server mit einer stabilen Performance bearbeitet. Anhand der Serverauslastung ließ sich abschätzen, dass auch deutlich größere Netzgebiete durch den Server prognostiziert werden könnten.

Bei einer Überführung in einen Regelbetrieb sollten die Bereitstellung und Aktualisierung der für die Prognose benötigten Netz- und Umfelddaten über standardisierte Schnittstellen und Prozesse erfolgen, da der manuelle Aufwand bei der

Aktualisierung für das Netzgebiet des Teilprojektes nicht unerheblich war. Zusätzlich sollten Anpassungen und Wartungen an zuliefernden Datensystemen und Schnittstellen eng abgestimmt werden, um ungenaue Zustandsschätzungen aufgrund von fehlenden Wetter- oder Messdaten zu vermeiden oder bei Bedarf kennzeichnen zu können.

Die Hürden für einen großflächigen Einsatz der Netzzustandsschätzung und -prognose sind somit nicht die technischen Anforderungen, sondern die Verwertung der gewonnenen Transparenz in der Netzbewirtschaftung und -planung. Die Einsparung bei Netzoptimierung und -ausbau wirken sich wirtschaftlich positiv aus.

## Zielsetzungen im Einzelnen

- Überprüfung der Prozesse in der gelben Ampelphase
- Test der einzelnen Systeme: Netzzustandsprognose, optimierte Messstellenkonfiguration, Kommunikations- & Dienstplattform (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

## Was das wirtschaftlich bedeutet

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 Flexibilität netzdienlich für das Netzengpassmanagement auf den Strommärkten eingekauft wird. Wenn die Erkenntnisse bei der Konzeption von Netzausbauverfahren berücksichtigt und regulatorisch anerkannt wären, ließe sich ein gesamtwirtschaftlich optimierter Ausbau zu geringeren Gesamtkosten realisieren.

## Was das wissenschaftlich bedeutet

Das Teilprojekt entwickelte und erprobte ein verlässliches Verfahren, um den Zustand des Verteilnetzes abzuschätzen und vorherzusagen. Es benötigte nur wenige Messstellen und Umfeld-Daten, wie zum Beispiel Wetterdaten. Das Ampelkonzept des BDEW wurde durch das Teilprojekt insbesondere in der gelben Ampelphase konzeptionell und technisch ausgestaltet und zurück in das BDEW-Papier integriert.

Das Teilprojekt erzielte eine sichere und diskriminierungsfreie Koordination von Netz- und Marktakteuren, bei der der Markt nur minimal eingeschränkt und zugleich optimale Netzstabilität gewährleistet wird. Im Proaktiven Verteilnetz wurde darüber hinaus auch eine geeignete Kommunikations- und Dienstplattform (KDP) konzipiert und validiert.



# FLEX4ENERGY: HANDELSPLATTFORM FÜR REGIONALE FLEXIBILITÄT

StoREgio hat mit verschiedenen Projektpartnern einen Markt für regionale Flexibilität entwickelt und erprobt. Lokale Ungleichgewichte zwischen Stromerzeugung und -verbrauch wurden mit Hilfe einer Handelsplattform in einem marktwirtschaftlichen Prozess ausgeglichen. Flex4Energy ergänzt die bisherigen Energiemärkte, die bislang keine Instrumente bieten, um lokale Flexibilitätsprodukte zu handeln.

## Aus Flexibilität werden handelbare Produkte

Auf Flex4Energy können Anbieter und Nachfrager mit unterschiedlichen Flexibilitätsprodukten handeln. Das System funktioniert 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 das beliebige Vielfache davon. Eine Reihe von Parametern erlaubt es, 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 Markt über prognosefähige Energiemanagement-Systeme, die zur Steuerung von Anlagen oder Überwachung von Netzen eingesetzt werden. Sie werden damit zu Flexibilitätsmanagement-Systemen, mit deren Hilfe Flexibilitätspotenziale und -bedarfe ermittelt, in Flexibilitätsprodukte überführt und auf der Plattform angeboten werden.

Die Energiemanagement-Systeme übernehmen damit eine Aggregatorenrolle, sodass der Markt von der einzelnen technischen Anlage abstrahiert. Dadurch können prinzipiell beliebige technische Anlagen oder Prozesse integriert werden. Die Systeme ermöglichen es, über die Kaskadierung von Flexibilität die Potenziale darunterliegender Aggregationsstufen zu bündeln, und damit auch Handel mit kleinerer Flexibilität.

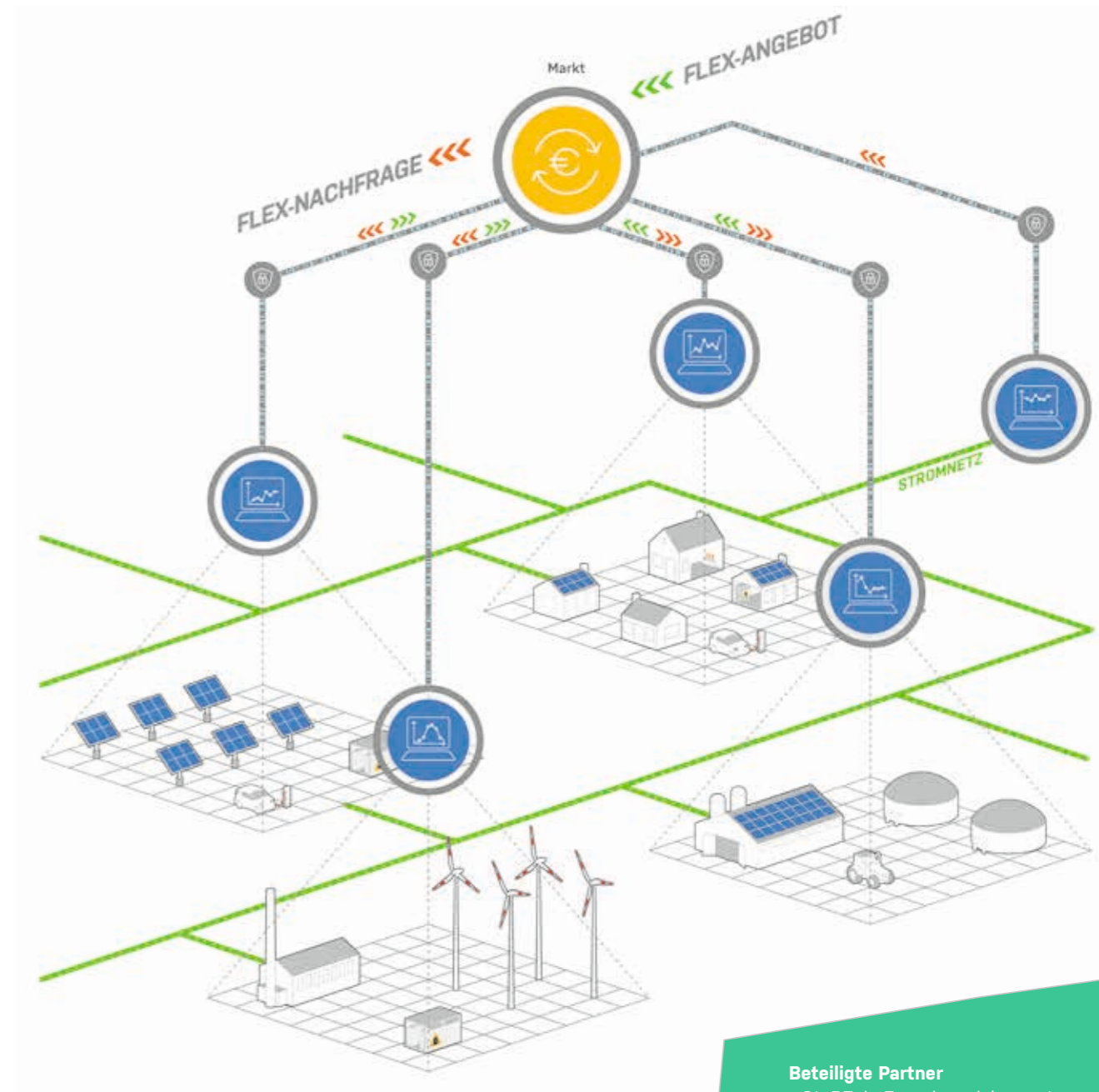
Im Gegensatz zu virtuellen Kraftwerken, bei denen Anlagen direkt durch Dritte gesteuert werden, belässt Flex4Energy die Steuerungsverantwortung beim Betreiber der Anlage. Dies erlaubt auch die Nutzung industrieller Flexibilitätspotenziale, auf deren Prozesssteuerungen nicht von außen zugegriffen werden darf.

Als Nachfrager von Flexibilität traten in dem Teilprojekt vor allem Verteilnetzbetreiber auf, die beispielsweise mit lokalen Spannungsproblemen konfrontiert waren. 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 Flexibilität als handelbare Produkte eignet, entscheidet ihre Lokalisierung im Netz. An welcher Stelle im Netz treten die Potenziale auf und wo werden sie benötigt?

In dem Teilprojekt mussten etliche Prozessfragen geklärt werden. Wie müssen zum Beispiel Flexibilitätsprodukte beschrieben werden, um in einem automatischen Prozess gehandelt werden zu können? Als entscheidend stellte sich dabei die Option heraus, Nachfragen über die Bündelung von Teilangeboten zu erfüllen, und umgekehrt, ein Flexibilitätsangebot auf mehrere Nachfragen zu verteilen.

Die Handelsplattform wurde von der Hochschule Darmstadt entwickelt, als Pilotpartner agierte ENTEGA. StoREgio koordinierte das Teilprojekt und weitere Projektpartner waren ads-tec sowie die Fraunhofer-Institute IESE und ISE.



**Beteiligte Partner**  
• StoREgio Energiespeichersysteme e.V.



## Was das wirtschaftlich bedeutet

Der Flex4Energy-Markt 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 Rahmenbedingungen nicht realistisch. Hierzu wäre es notwendig, dass die Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit erhalten, den Einkauf operativer Flexibilitätsprodukte zur Stabilisierung ihrer Netze, betriebswirtschaftlich wie Investitionen in netztechnische Anlagen zu behandeln.



**Ansprechpartner:**  
**Dr. Peter Eckerle**  
StoREgio  
Energiespeichersysteme e.V.



# REGULIERUNG: ZUKUNFTSSICHERER RECHTSRAHMEN FÜR NEUE ANREIZE.

- Investitionen in Intelligenz und Flexibilitätsnutzung fördern
- Durch Anreize einen Nährboden für Innovationen schaffen
- Subsidiarität stärken - lokal vor regional vor überregional





# ENERGIEWABE RHEIN-HUNSRÜCK-KREIS: MEHRSTUFIGES ENERGIE-MANAGEMENT VOM HAUSHALT BIS ZUR UMSPANNANLAGE

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.

## Aggregation von Flexibilität

Die Flexibilität der Energiewabe soll nicht nur lokal genutzt werden, sondern auch in aggregierter Form dem übergeordneten Netz zur Verfügung gestellt werden. Das Teilprojekt ist dafür an das System Cockpit von DESIGNETZ angeschlossen und kann so gebündelte Flexibilität für die überregionale Nutzung bereit stellen.

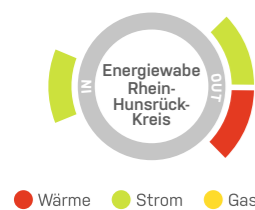
## Die Elemente der Energiewabe im Detail

### Smart Operator in Kisselbach

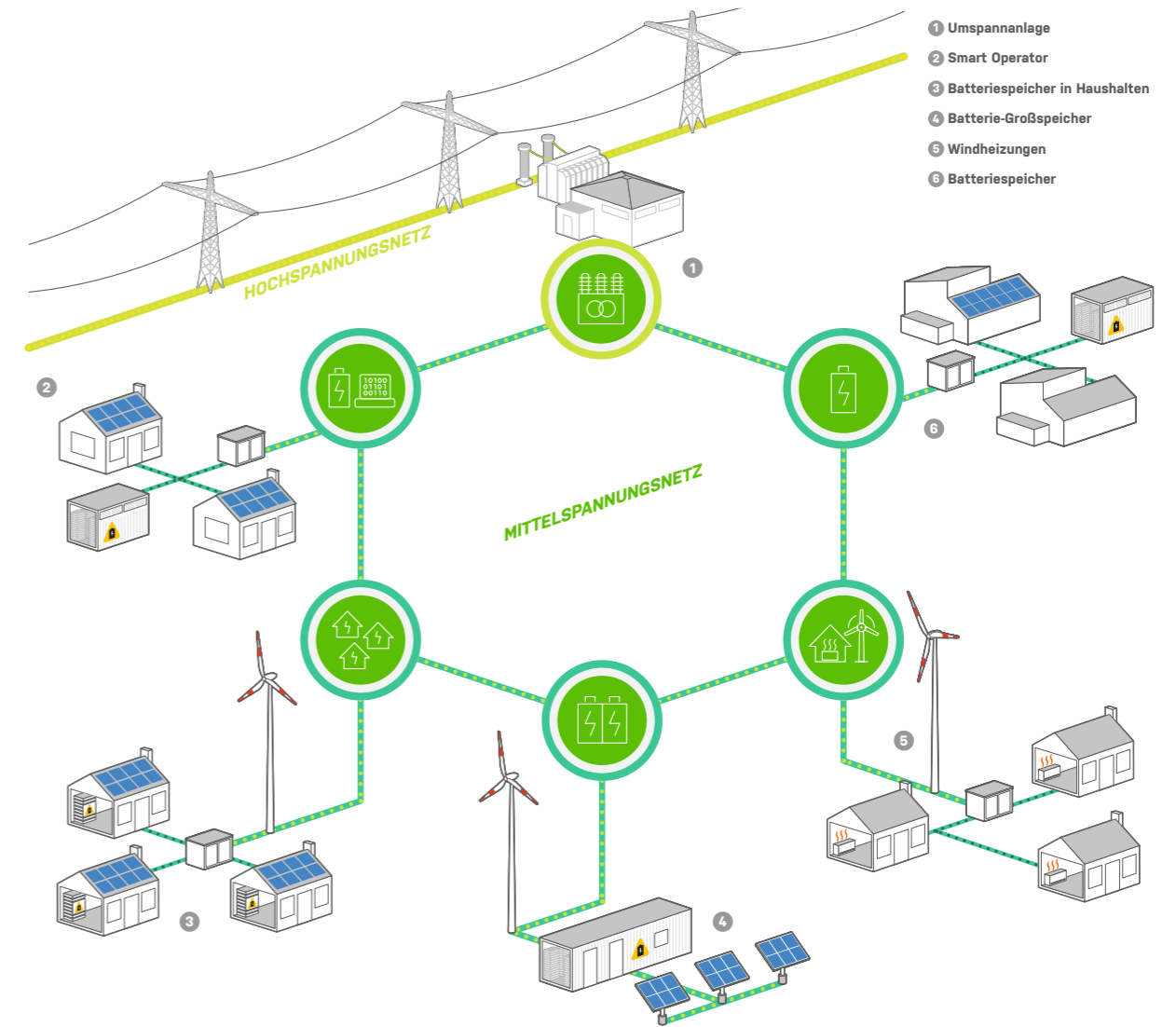
Im betrachteten Bereich von Kisselbach speisen 16 Photovoltaikanlagen mit einer Erzeugungsleistung von insgesamt 200 kWp regenerativen Strom in das Niederspannungsnetz ein. Der lokal erzeugte Strom übersteigt zeitweise den Bedarf und muss in die nächsthöheren Netzebenen übertragen werden. Dies führt 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 zwischen zu speichern. Wenn die Photovoltaikanlagen wenig oder keinen Strom produzieren, wird der gespeicherte Strom wieder ins Netz eingespeist. Dank dieser zeitweisen Speicherung kann der Strom aus den Photovoltaikanlagen lokal besser verwertet und mit dem Netz in Einklang gebracht werden.

### Beteiligte Partner

- Westnetz GmbH
- Kreisverwaltung Rhein-Hunsrück-Kreis
- E.ON SE



Im Teilprojekt „Energiewabe Rhein-Hunsrück-Kreis“ wurde ein mehrstufiges Energiemanagement vom Haushalt bis zur Umspannanlage erprobt. Durch das Energiemanagement soll das Stromnetz im Bereich Simmern entlastet und Strom aus erneuerbaren Energien möglichst vor Ort genutzt werden. Überschüssiger Strom wird dazu in mehreren dezentral organisierten und zunächst lokal agierenden Batteriespeichern gespeichert oder 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 DESIGNETZ auch überregional angeboten.



### 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.

### 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 der lokal erzeugten Energie aus Photovoltaikanlagen. Zusätzlich verringert die Steuerung erzeugungsbedingte Einspeisespitzen und entlastet so das Netz.

### Hausspeicher

In einem Teilbereich des Teilprojektes wurden Batteriespeicher in Haushalten eingesetzt, um lokal erzeugte Energie besser vor Ort zu nutzen und Belastungsspitzen im Netz zu reduzieren.

### 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.



## Was das wissenschaftlich bedeutet

Das Teilprojekt prüfte, wie viel Flexibilität in der Praxis bei wechselnden Anwendungsfällen bereitgestellt werden kann. An verschiedenen Stellen werden Prognoseverfahren eingesetzt. Es wurde wissenschaftlich untersucht, wie gut diese funktionieren und ob sie helfen, die Optimierungsziele zu erreichen und Flexibilität effizient zu nutzen.



## TECHNISCHE PARAMETER

**MAX. LEISTUNG**  
2.800 kW

**NETZEBENE**  
Niederspannung  
Mittelspannung

**ABRUFTYP\***  
Typ 1 - Fahrplan

**FLEXIBILITÄTSBAND ERZEUGUNG**  
0 – 2.650 kW

**SPANNUNGSEBENE**  
0,43 – 20 kV

**FLEXIBILITÄTSBAND NACHFRAGE**  
0 – 2.800 kW

\*siehe Band 1 Kapitel Flexibilität, S. 38

### Im Interesse von Forschung & Entwicklung

Untersucht wurde bei dem kaskadierten, multi-objektiven Ansatz mit den einzelnen Elementen der Energiewabe neben der Eigenoptimierung der Zellen, die Berechnung der markt- und netzdienlichen Flexibilitätsangebote und deren Aggregation als Ansatz für ein virtuelles Kraftwerk (Virtual Power Plant).

Ziel war es, die Entlastung des Mittelspannungs- und Niederspannungsnetzes durch den Verbrauch von Energie vor Ort zu erproben. Unter anderem stand im Fokus, zu eruieren, welche Kundenanlagen für den Netzbetreiber interessant sein könnten. Um die Untersuchungen und Erprobung vornehmen zu können, wurde eine Ansteuerung inklusive einer Schwarmtechnologie für die im Rhein-Hunsrück-Kreis verteilten Anlagen entwickelt.

- Aufbau eines Batteriespeichers mittlerer Leistungsgröße sowie eines Batteriegroßspeichers im Mittelspannungsnetz zur optimierten Nutzung von EE-Erzeugung vor Ort
- Weiterentwicklung der Schnittstelle Haushalte/Netz
  - Realisierung eines Batterieschwarmspeichers durch aggregierte Ansteuerung von Speichern/Flexibilität der Energiezellen und Erprobung prognosebasierter Eigenverbrauchsoptimierung bei Batteriespeichern für einzelne Haushalte
  - Aufbau einer Energiezelle als „Senke“ (Ausstattung von Haushalten mit Windheizungen)



**Ansprechpartner:**  
**Christoph Becker**  
Westnetz GmbH

Neben der Entwicklung einer innovativen Steuerung sowie deren Auswirkungen auf das Gesamtsystem und die Skalierbarkeit, konnten sowohl technische Lösungen als auch regulatorische Hemmnisse aufgezeigt werden. Weitere Ziele des Teilprojektes waren:

- Bessere Integration von erneuerbaren Energien in das Verteilnetz durch ein Energiemanagement mittels Kaskade aus lokalen Zellen und regionaler Wabe sowie netzdienlicher Einsatz eines „Anlagenschwarms“ in Kombination mit Flexibilitätsvermarktung (Gesamtaufgabe)
- Verknüpfung der Einzeltechnologien untereinander und Datenaustausch zwischen den Energiezellen innerhalb der Energiewabe inkl. Aufbau der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) unter Einhaltung der ISMS-Anforderungen (Information Security Management System)
- Entwicklung eines Steuerungsalgorithmus, der einen netzdienlichen Betrieb der Speicher mit weiteren Anwendungsfällen ermöglicht inklusive Weiterentwicklung und Integration des Bestandsprojektes Smart Operator Kisselbach (Weiterentwicklung der Netzzustandsabschätzung in der Niederspannung (State Estimation mit wenigen Messpunkten))



**Ansprechpartner:**  
**Frank-Michael Uhle**  
Kreisverwaltung  
Rhein-Hunsrück-Kreis

### Primär- und Sekundärnutzen

Die Wabensteuerung wurde auf dem lokalen Datenknoten in der Umspannanlage in Simmern installiert, die zudem als Netzbetriebsmittel diente.

In der Zelle Kirchberg wurde der Batteriespeicher primär zur Eigenverbrauchsoptimierung des Betriebsgeländes durch erhöhten Einsatz von selbst verbrauchtem Strom aus Photovoltaik (PV) eingesetzt. Dadurch kam es sekundär zur Entlastung des Niederspannungsnetzes (NS) und indirekt auch des Mittelspannungsnetzes (MS).

Durch die in der Zelle optimierte Nutzung erneuerbarer Energien und die intelligente Ladung der Nachtspeicherheizungen konnte Heizwärme kostengünstiger bereitgestellt werden. Aufgrund der prognostizierten Ladung bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien (EE-Einspeisung) kam es darüber hinaus auch zu Netzentlastung im NS-Netz.

Die Batteriespeicher in den privaten Haushalten in der Zelle Hausspeicher dienten primär zur Eigenoptimierung, bei der prognosebasiert der PV-Anteil am Eigenverbrauch der Haushalte erhöht wurde.

Die Eigenoptimierung der fünf Haushalte wurde durch fünf getrennte Instanzen auf dem lokalen Datenknotenpunkt gewährleistet. Sekundär führte die intelligente Ladung zur Entlastung des NS-Netzes. In der Zelle „Smart Operator“ war dieser für die Lastflussoptimierung im NS-Netz entscheidend.

In der Zelle Großspeicher optimiert der Batteriespeicher durch Peak-Shaving primär den erzeugungsnahen Verbrauch auf Verteilnetzebene der Versorgungsanlage mit den im Mittelspannungsstrang vorhandenen Erzeugungsanlagen. Eine Rückspeisung in Richtung Umspannanlage und 110 kV-Netz kann dadurch reduziert und Erzeugungsspitzen abgedeckt werden. Verfügbare Kapazität (laden und entladen) wird höheren Ebenen als Flexibilität zur Verfügung gestellt.

### Aussichten für ein Geschäftsmodell

Folgende Schlüsselfaktoren (angelehnt an die Methodik des Business Model Canvas) konnten für die verschiedenen Geschäftsmodelle innerhalb dieses Teilprojektes benannt werden. Die Flexibilität wurde vor allem für die Netzdienlichkeit erprobt:

#### Wertschöpfung Partner (vorgelagerte Dienstleistungen):

- Anlagentechnik (fernsteuerbare NS-Schalter und Ladesäulen, Netzspeicher)
- PV-Prognosen (Historie + aktuell)
- Smart Operator-Box
- Smart Meter

#### Wertangebot-Speicher:

- Direkt finanzielle Erlöse
  - Einsparung Netzausbau
  - Minimierung von Verlusten (Trafo: lokale Nutzung bzw. in Kabeln durch Umschaltung)
  - Zukünftig: reduzierte Netzentgelte für Ladesäule
  - Möglichkeit: Zuschuss an Post-EEG-PV-Anlage für netzdienliche Steuerbarkeit

- Ideeller Wert
  - Teilhabe an der Energiewende

#### Interessengruppe/Kunde:

- Netzbetreiber
- Lastflexibilitätsanbieter (bspw. Betreiber von Ladesäulen)
- Ggf. EE-Anlagen außerhalb Förderung

Der Smart Operator als Teilelement der Energiewabe ist eine Ergänzung in einer Ortsnetzstation und überwacht dort die Zustände des Netzes. Durch das Zusammenschalten und Vernetzen mehrerer Anlagen gelingt es, über fernsteuerbare Schalter eine Optimierung am Netzknoten zu realisieren. Durch dieses Vorgehen können Verluste minimiert und der klassische Netzausbau in gewissem Umfang reduziert werden.

Weiterhin ergibt sich die Chance, durch das intelligente Ausbalancieren von Verbrauch und Erzeugung mehr erneuerbare Energien im Netzgebiet anzuschließen, ohne dass weiterer Netzausbau nötig wäre. Die genannten Wertangebote

bieten vor allem dem Netzbetreiber den Mehrwert, sein Netz kostenoptimiert zu betreiben. Zusätzlich können so zukünftig Konstellationen zwischen Flexibilitätsanbietern (Erzeuger oder Verbraucher) entstehen, um dem Ziel „Nutzen statt Abregeln“ näherzukommen.

Der Smart Operator verfolgt dabei primär die Nutzung der entstehenden Flexibilität in den einzelnen Zellen der Energiewabe. Nur überschüssige Rest-Flexibilität soll aus der Wabe heraus auf sekundären Märkten angeboten werden (primärer Markt: Wabe). In der Optimierung dieses Systems sind die Verluste der eingesetzten Speicher wie auch der Aufwand der Nebenaggregate für einen wirtschaftlichen Betrieb zu berücksichtigen. Aktuell sind solche Modelle noch stark mit Abgaben und Umlagen behaftet, weshalb die Gefahr besteht, dass der klassische Netzausbau bevorzugt wird.

Ein weiteres Hemmnis ist die Datenverfügbarkeit für den Smart Operator. Durch das Messstellenbetriebsgesetz, das den Rollout der Smart Meter beinhaltet, sind klare Rollen mit Rechten und Pflichten benannt. Im Fall des Smart Operators muss voraussichtlich ein erhöhter Aufwand betrieben werden, um die Daten über einen Umweg über die Leitstelle entsprechend zu verteilen.

Die Optimierung an der Ortsnetzstation und der dort vernetzten Netzteile gelingt nur mit entsprechend geeigneten flexiblen Assets. In der Rhein-Hunsrück-Wabe sind verschiedene Stromspeichertechnologien sowie häusliche Power-to-Heat-Anlagen, wie zum Beispiel Nachtspeicherheizungen, im Einsatz. Die Geschäftsmodelle und Business Cases dieser Assets werden nachfolgend beschrieben.

#### Wertschöpfung Partner (vorgelagerte Dienstleistungen):

- Kirchberg**
- Anlagentechnik (Stromspeicher)
  - Software: Prognosen PV und Verbrauch

#### Gödenroth

- Anlagentechnik (Stromspeicher)
- Engpassprognosen

#### Wertangebot-Speicher:

##### Kirchberg

- Eigenverbrauchsoptimierung
- Engpassmanagement
- Blindleistungskompensation

##### Gödenroth

- Engpassmanagement
- Möglich: Primärregelleistung, Spreads am Spotmarkt (OPEX-Modell)

#### Interessengruppe/Kunde:

##### Kirchberg

- Stromkunde/Prosumer
- Netzbetreiber

##### Gödenroth

- Netzbetreiber
- Stromhändler



Die Speicher sind dabei auf unterschiedliche Weise eingebunden. Der Speicher in Kirchberg wurde auf dem Betriebsgelände der Rhein-Hunsrück Entsorgung installiert und dient zur besseren Nutzung des lokal erzeugten Photovoltaikstroms. Daher ist die Eigenverbrauchsoptimierung für den Stromkunden hier das primäre Wertangebot. Durch die implementierte Prognosesoftware werden zudem erzeugungsbedingte Einspeisespitzen vermieden, was wiederum eine Netzentlastung als Wertangebot für den Netzbetreiber ermöglicht.

In Gödenroth fängt ein in das Mittelspannungsnetz integrierter Speicher Stromspitzen durch Zwischenspeicherung ab. In diesem Business Case können perspektivisch durch den Anschluss eines Speichers an das Netz, Engpassmanagement als Flexibilität am Markt angeboten werden.

Dabei konnte mit der Erprobung dieser Speicher in der Energiewabe nicht nur die technische Machbarkeit aufgezeigt, sondern auch die Zellen optimiert werden. Zugleich wurden aber auch Hemmnisse und derzeit ungünstige Voraussetzungen für die vorgesehenen Geschäftsmodelle identifiziert:

- Engpassmanagement: fehlende Kontrahierungsmechanismen für Netzdienlichkeit von Speichern; es braucht vertragliche Grundlagen
- Komplizierte Rechtslage bei unterschiedlichen Erzeugungsanlagen mit unterschiedlichen Regelungen (Förderregimen, vor allem EEG)
- Hohe Standby- und Nebenverbräuche für Klima, Heizung, Beleuchtung, Steuerungskomponenten, die bei geringen Energiemengen zu hohen Einspeicherkosten führen

Neben den angesprochenen Möglichkeiten, Strom direkt zu speichern, wurden Windheizungen als Power-to-Heat-Anlagen in die Wabe integriert. Dabei wurde erprobt, Elektrospiecherheizungen zeitlich so zu betreiben, dass sie gezielt überschüssigen regenerativen Strom verbrauchen. In einem Geschäftsmodell ist daher vorgesehen, das Stromnetz durch die Nutzung erneuerbarer Energien für den Betrieb von Windheizung zu stabilisieren.

#### Wertschöpfung Partner (vorgelagerte Dienstleistungen):

- Ansteuerungstechnik
- Kommunikationstechnik
- Intelligentes Messsystem

#### Wertangebot-Windheizungen:

- Direkt finanzielle Erlöse
  - Einsparung Netzausbau
  - Reduzierte Netzentgelte für Heizung
  - Spezielle Stromtarife mit Bezug zu günstigen Preisen
  - Potenziell ggf. mit anderer Ansteuerung denkbar: Sekundärregelleistung (SRL), Minutenreserve (MRL)

- Ideeller Wert
  - Teilhabe an Energiewende

#### Interessengruppe/Kunde:

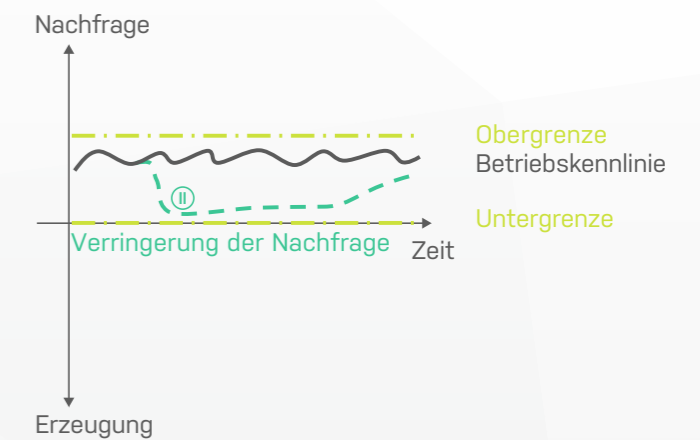
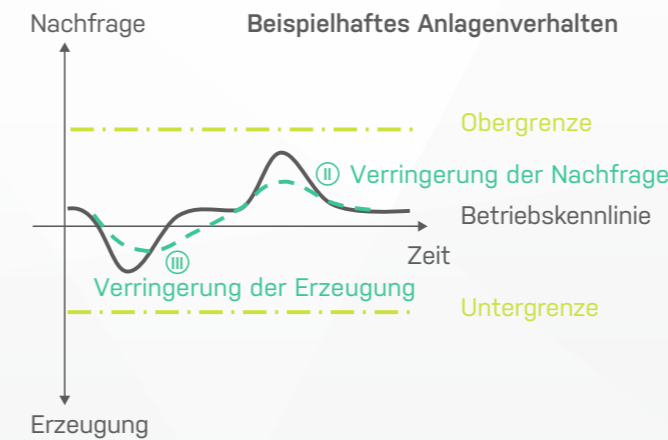
- Netzbetreiber
- Betreiber von elektrischen Heizungen

Dabei kann die heute technisch verfügbare Kapazität an dezentralen Power-to-Heat-Anlagen leicht identifiziert, aber schwer erschlossen werden. Unter anderem durch das aktuelle Ansteuerungssystem inklusive Kommunikation für die breite Nutzung am Markt ist diese Nutzung der Windheizungen derzeit noch zu teuer und zu aufwändig. Zusätzlich brauchen Betreiber von elektrischen Heizungen einen finanziellen Anreiz zur Steuerbarkeit, um die verfügbare Kapazität auch tatsächlich anzubieten. Ein möglicher Ansatz könnte die ganztägige Niedertarif-Freigabe zum netzdienlichen Einsatz von Speicherheizungen ohne zusätzliche monetäre Belastung des Kunden sein.

#### Flexibilität bereitstellen

Aufgrund der eingesetzten Batterietechnologie und der intelligenten Steuerung über alle Zellen hinweg ist das Teilprojekt heute in der Lage, Flexibilität in alle Richtungen anzubieten. Es kann sowohl als Erzeuger als auch als Verbraucher auftreten und während dieser Betriebsphasen seine Leistung erhöhen oder absenken.

Nachfrageseitig wird durch die Summe der Anlagen eine maximale Flexibilität von 2.800 kW auf der Nachfrageseite bereitgestellt. Bei der Erhöhung der Flexibilität werden Batteriespeicher und Nachtspeicher zum Laden aus dem Netz angewiesen. Bei einer beabsichtigten Absenkung der Flexibilität wird der Netzbezug bei geplanten Ladezyklen reduziert. Die oben beschriebenen Zellen optimieren sich lokal selbst, laufen aber physikalisch auf dem lokalen Datenknotenpunkt zusammen. Dort befindet sich das Energiemanagementsystem zur Prognoseberechnung.



Auf der Erzeugungsseite stellt das Teilprojekt in Summe eine maximale Flexibilität von 2.650 kW zur Verfügung. Technisch gesehen, speisen die Batterien für eine Erhöhung der Erzeugungslleistung Strom ins Netz ein, können diese Erzeugungslleistung aber auch bei Anforderung absenken.

Die oben beschriebenen Zellen optimieren sich lokal selbst, laufen aber datentechnisch auf dem lokalen Datenknotenpunkt zusammen. Dort befindet sich das Energiemanagementsystem zur Prognoseberechnung.

Die Prognosefunktionen basieren auf Methoden des Maschinellen Lernens, bei denen Künstliche Neuronale Netze (KNN) mit Feed-Forward-Architektur zum Einsatz kommen. Diese werden mit dem verbreiteten Framework Keras realisiert, das seinerseits auf Tensorflow oder Theano aufbaut. Ziel der KNN ist es, aus umfangreichen historischen Beispieldaten die Zusammenhänge zwischen den Eingangsdaten (z. B. Wetterdaten) und den Ausgangsdaten (zum Beispiel Leistungswerte) zu extrahieren, um auf Basis des entwickelten Modells aus prognostizierten Eingangsdaten, entsprechende Leistungswerte zu prognostizieren.

Da die Prognosefunktionen tief in der Programmstruktur verankert sind, ist es unerheblich, ob es sich bei dem prognostizierten Element um eine einzelne PV-Anlage, ein Netzgebiet, einen Abgang oder einen Transformator handelt. Die prognostizierten Elemente müssen nicht direkt gemessen sein, denn es ist ausreichend, über State-Estimation ermittelte Werte zu lernen. Bei Anwendung der Prognose wird abermals die State-Estimation verwendet, um die restlichen Werte im Netz zu ergänzen. Über diesen Ansatz wird eine größtmögliche Flexibilität im Einsatz der Prognose erreicht.

Bei einem bevorstehenden Flexibilitätsabruf wird dem Teilprojektzeitnah (etwa 2 Stunden) vor dem Abruf ein Soll-Fahrplan zur Flexibilitätsbereitstellung seitens des System Cockpits zur Verfügung gestellt. Dieser wird bei der internen Planung des Teilprojektes berücksichtigt und selbstständig zum Abrufzeitpunkt durchgeführt.

#### Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

Durch die unterschiedlichen Anlagen und lokalen Zellen, die in der Wabe zusammengeschlossen sind, war eine Vielzahl an Herausforderungen im Teilprojekt zu bewältigen. Jede Zelle für sich hatte spezifische Probleme, die gelöst werden müssen.

#### Folgende Hemmnisse wurden im Laufe des Teilprojektes identifiziert:

##### Allgemeine Teilprojektübergreifende Hemmnisse:

- **Hohe Investitionskosten:** Aktuell sind die Kosten für Batteriespeicher, IKT und programmiertechnische Unterstützungsleistungen aufgrund ihrer Innovation und der individuellen Ausprägung (insbesondere bei IT-Dienstleistungslösungen) noch sehr hoch. Für die Zukunft wird hier eine Kostensenkung durch Skaleneffekte, Standardisierung und Weiterentwicklung der Speicher erwartet.
- **Hoher regulatorischer Aufwand:** Für die Einbindung von vielen dezentralen Haushaltsanlagen mit geringer Leistung muss jeweils Aufwand für Akquise, Anmeldung, DSGVO- und Teilnahmevereinbarung berücksichtigt werden. Hier müssen erst Skaleneffekte aufgrund einer ausreichenden Menge von Anschlussnehmern vorliegen, damit sich die Einarbeitung in die regulatorischen Bedingungen auszahlt.





#### Teilprojektübergreifende Hemmnisse zur Steuerung/Intelligenz

- Durch die Einbindung des Smart Operators erwies sich die Integration älterer Bestandsanlagen als schwierig, weil die Anpassung von Softwarestrukturen an vorhandene Gegebenheiten in der Regel deutlich aufwändiger ist als eine Neuentwicklung.
- ISMS, also die organisationsinternen Verfahren und Regeln, um die Informationssicherheit (im Umfeld eines Netzbetreibers) dauerhaft zu erfüllen, erforderten in der Umsetzung einen sehr hohen Aufwand, um allen Anforderungen gerecht zu werden.
- **Schlechter Mobilfunkempfang** führte dazu, dass Anlagen zeitweise nicht erreichbar waren. Der Lösungsansatz im Teilprojekt sah die Nutzung besserer Antennen oder eine Änderung der Ausrichtung vor, was jedoch nur teilweise funktionierte.
- **Die Verwendung des Kommunikationsprotokolls IEC 60870-5-104** zur Fahrplanübertragung führte bei der Umsetzung des Teilprojektes zu mehreren Fehlerquellen, deren Identifizierung und Behebung sehr zeitaufwändig war.
- Im Projekt gab es Schwierigkeiten mit der Zuverlässigkeit und Bereitstellung der für die Prognose notwendigen **Wetterdaten**. Ferner reichten Auflösung und Güte der Daten oftmals nicht für zuverlässige Prognosen aus.

#### Hemmnisse bei Batteriesystemen:

- **Zusätzliche Betriebskosten** aufgrund von Speicher- und Bereitstellungsverlusten (Heizung und Kühlung, Eigenverbrauch IT und Telekommunikation (TK)).
- Bei Kundenanlagen mit PV-Anlage und Speicher ist eine Rückspeisung von Energie aus dem Hausspeicher in das Niederspannungsnetz **nur unter Einhaltung besonderer Rahmenbedingungen** darstellbar. Zusätzlich fehlt hier ein finanzieller Anreiz zur Rückspeisung nach Zwischenspeicherung für Haushaltskunden.

#### Hemmnisse bei Nachtspeicherheizungen

- Windheizung: Hoch- und Niedertarifkonstellationen mit klaren Zeitvorgaben können zu erheblichen **Mehrkosten** im Verbrauch beim Kunden führen. Hier können Wärmepumpentarife mit nur kurzer Versorgungsunterbrechung helfen.
- Bei der externen Ansteuerung zur Flexibilitätsbereitstellung kann es bei Kunden mit Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpen unter Umständen zu **Komfort-Einbußen** bei der Wärmeversorgung kommen.



Zum jetzigen Zeitpunkt der Umsetzung lässt sich sagen, dass die bisherige Prognoseerstellung nur bedingt durchgeführt werden konnte, da häufig noch keine Wetterdaten verfügbar waren. Die Selbstoptimierung bei den Batteriespeichern hinsichtlich des Peak-Shaving funktionierte hingegen einwandfrei.

Es konnte aufgezeigt werden, dass das Zusammenschalten von flexiblen Anlagen in einigen Fällen einen Mehrwert bei der Optimierung bietet. Allerdings zeigte sich im bisherigen Verlauf, dass das zugehörige Optimierungsproblem nicht immer lösbar war, da häufig zu viele Grenzwerte gleichzeitig verletzt wurden. Dies war mit den verwendeten Algorithmen und Betriebsmitteln nicht immer vermeidbar. Das generelle Potenzial der Zusammenschaltung wurde jedoch aufgezeigt, weshalb sich eine zukünftige Vertiefung der Betrachtungen in Folgeprojekten empfiehlt.

#### Ein Blick in die Zukunft

Große Batteriespeicher haben sich im Teilprojekt „Energiewabe Rhein-Hunsrück-Kreis“ als robust und zur Flexibilitätsbereitstellung in alle Richtungen als geeignet und vielseitig erwiesen. Die primäre Funktion „Peak-Shaving“ zur Entlastung des Netzes konnte erfolgreich umgesetzt werden.

Um den Aufwand bei Kleinanlagen zu rechtfertigen, kommt es in Zukunft vermehrt auf die Einführung von Standards und auf Skaleneffekte an. Insbesondere bei der Ansteuerung solcher Kleinanlagen ist, gerade mit Blick auf die Zukunft der Elektromobilität, ein hohes Potenzial zu erwarten.

Die Energiewabe zeigt deutlich, dass Optimierungen über verschiedene Ebenen hinweg ohne größere Konkurrenz der verschiedenen Optimierungsziele möglich sind. Insbesondere kann mit dem Ansatz „lokal vor regional vor überregional“ eine zielgerichtete Optimierung erfolgen. Es müssen jedoch robuste und einfach skalierbare Lösungen geschaffen werden, die eine Selbst- und Netzoptimierung auf verschiedenen Ebenen sowohl mit einer geringen, als auch mit einer sehr großen Anzahl von Anlagen ermöglichen.

Insbesondere sollten einheitliche Schnittstellen auf allen Ebenen eingesetzt werden, um Übertragungs- und Übersetzungsfehler zu vermeiden und eine Anschaltung ähnlicher Module auf verschiedenen Ebenen zu erlauben, sodass zum Beispiel Großspeicher in lokalen Waben auch regional zur Verfügung stehen. Grundsätzlich muss die Anbindung an Telekommunikationsnetze, zum Beispiel durch Außenantennen oder eine kabelgebundene Anbindung, optimiert werden, um die Verfügbarkeit der Anlagen sicherzustellen.



Dr. Marlon Bröhr, Landrat des Rhein-Hunsrück-Kreises  
Hildegard Müller, ehemalige Vorständin innogy SE  
Ulrike Höfken, Ministerin für Umwelt, Energie, Ernährung  
und Forsten des Landes Rheinland-Pfalz a. D.



# EMIL: ENERGIE NETZE MIT INNOVATIVEN LÖSUNGEN

Die VSE AG, die energis Netzgesellschaft mbH und die Stadtwerke Saarlouis GmbH entwickelten und erprobten gemeinsam mit diversen Partnern innovative Technologien zur Netzführung. Das Ziel war die Schaffung einer Infrastruktur, mit der erneuerbare Energien in das Energieversorgungssystem auf der Mittelspannungs- (MS) und Niederspannungsebene (NS) besser integriert werden können. Dabei sollen witterungsbedingten Schwankungen der Einspeisung sowie neuen Lastszenarien (z. B. Elektromobilität) durch die Nutzung von Flexibilität begegnet werden.



● Wärme ● Strom ● Gas

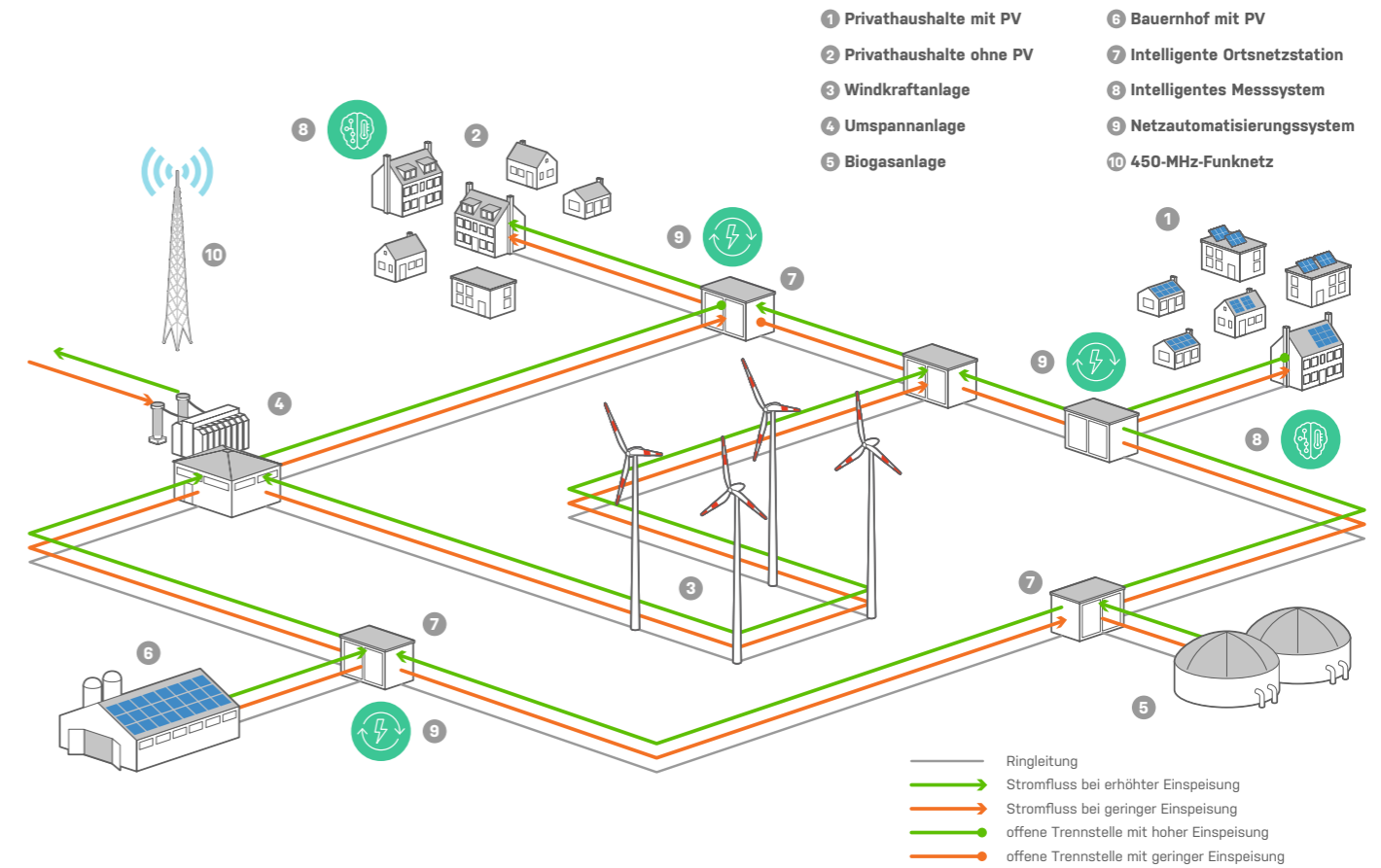
Die Betreiber erprobten nicht nur neue Technologien, sondern sammelten auch Erkenntnisse, wie die Netzplanung in Zukunft weiter entwickelt werden kann. Die energis Netzgesellschaft realisierte das DESIGNETZ-Teilprojekt in zwei ländlichen Netzgebieten in Perl/Mettlach und Freisen, die Stadtwerke Saarlouis GmbH im städtischen Netz von Saarlouis.

## Die eingesetzten Technologien

Zum Einsatz kamen Komponenten des Systems iNES zur Netzführung in der Niederspannung, die von den Projektpartnern SPIE SAG und Bergische Universität Wuppertal entwickelt wurden, sowie ein Netzleitsystem des externen Dienstleisters Venios. Daneben testete das Teilprojekt elektrotechnische Komponenten der Hager Electro GmbH & Co. KG.

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

So entstanden intelligente Stromnetze durch den Einbau moderner Netzkomponenten in die Ortsnetzstationen, wie z. B. von regelbaren Ortsnetztransformatoren und moderner Mess-Sensorik. Über eine darauf aufbauende Netzzustandsüberwachung wurden Energieflüsse effizient gesteuert, um so die Last an die zur Verfügung stehende Energieeinspeisung anzupassen. Über das Energy Gateway waren die innovativen Energienetze an das System Cockpit von DESIGNETZ angeschlossen, um so Flexibilitätspotenziale auch überregional nutzen zu können.



## TECHNISCHE PARAMETER

**MAX. LEISTUNG**  
45 kW

**NETZEBENE**  
Niederspannung

**FLEXIBILITÄTSBAND NACHFRAGE**  
0 – 48 %

**SPANNUNGSEBENE**  
0,4 kV

**ABRUFTYP\***  
Typ 4 – Ad-hoc-Abruf

\*siehe Band 1 Kapitel Flexibilität, S. 38



### Was das wirtschaftlich bedeutet

Können smarte Netze die gesamtwirtschaftlichen Kosten der Energiewende reduzieren und die Nutzung dezentral erzeugter Energie verbessern? Auf diese wichtige Frage liefert das Teilprojekt Antworten und brachte Transparenz in die Gestaltung smarter Netze: vom Investitionsbedarf für Verkabelungsmaßnahmen bis hin zu steigenden Betriebskosten. Hier galt es vor allem, das Dilemma der Netzbetreiber zu beziffern, die zwar Rückflüsse für Investitionen über die Kapitalverzinsung erzielen, nicht aber über den Betriebsaufwand. EMIL liefert wichtige Erkenntnisse, insbesondere für eine sinnvolle Anpassung des regulatorischen Rahmens.



### Was das wissenschaftlich bedeutet

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







**Ansprechpartner:**  
**Alexander Schalk**  
VSE AG



**Ansprechpartner:**  
**Steven Rink**  
Stadtwerke Saarlouis GmbH

## Im Interesse von Forschung & Entwicklung

Im Fokus standen die Demonstration und Weiterentwicklung innovativer Infrastruktur für den Betrieb von Nieder- und Mittelspannungsnetzen und deren Integration in ein kaskadiertes Gesamtsystem. Zu diesem Zweck wurden neben zwei Netzautomatisierungssystemen weitere bestehende und innovative Netzkomponenten implementiert. Gezeigt werden sollte unter anderem, wie mögliche Grenzwertverletzungen und Anforderungen von Flexibilität im Bedarfsfall ausgeregelt werden können.

**Ziel: Netzautomatisierung zur Bewältigung der zukünftigen Anforderungen aus**

- E-Mobilität
- 14a EnWG
- Redispatch 2.0
- Erhöhung der Effizienz unter anderem bei der Systemführung

**Was gezeigt werden sollte:**

- NS-Netz: Vergleich von konventionellem Netzausbau und intelligenten Betriebsmitteln
- Netzprognose, optimierter Netzbetrieb: Können erneuerbare Energien besser integriert werden?
- Power-to-Heat (Pth)-Technologie stellvertretend für Flexibilitätstechnologie
- Umgang mit Endgeräten

Der primäre Nutzen der Maßnahmen in diesem Teilprojekt war es, eine sichere Energieversorgung durch den Einsatz innovativer Betriebsmittel zu gewährleisten. Dazu zählte unter anderem direkte Spannungsregelung, zum Beispiel durch einen regelbaren Ortsnetztransformator (rONT) oder Einzelstrangregler, Blindleistungsregelung, unter anderem durch den Umrichter einer Photovoltaik-Anlage (PV), und Wirkleistungsregelung, zum Beispiel durch Steuerung eines Batteriespeichers zum ausschließlich netzdienlichen Einsatz. Darüber hinaus wurde erprobt mit einer Pth-Anlage Flexibilität marktdienlich bereitzustellen.

## Aussichten für ein Geschäftsmodell

Folgende Schlüsselfaktoren (angelehnt an die Methodik des Business Model Canvas) konnten für das Geschäftsmodell benannt werden:

### Wertschöpfung Partner (vorgelagerte Dienstleistungen):

- Netzautomatisierungssoftware
- Messungen im Netz
- Flexibilität bei Letztverbrauchern (PV-Anlage, Power-to-Heat)

### Wertangebot:

- Engpassmanagement (Nutzen statt Abschalten, Reduzierung Einspeisung/Last)
- Verlustminimierung
- Verbessertes Netzmonitoring (Power Quality)

### Interessengruppe/Kunde:

- Verteilnetzbetreiber und dort angeschlossene Kunden
- Flexible (Erzeuger und) Verbraucher als Flexibilitätsanbieter

Die hier aufgenommenen Schlüsselfaktoren bilden im Kern einen Business Case für Verteilnetzbetreiber ab, mit dem sie zukünftig das Engpassmanagement über Netzautomatisierung und Berücksichtigung verteilter Flexibilität im Netzgebiet vornehmen können.

Dabei steht im Vordergrund, dass die Energieerzeugung vor Ort im Netz genutzt werden kann und nicht abgeschaltet oder reduziert werden muss. Neben den Verteilnetzbetreibern spielen auch die dort angeschlossenen Kunden eine wesentliche Rolle, um die notwendige Flexibilität im Netzgebiet abzubilden.

Um diesen Business Case zukünftig tragfähig zu machen, müssen intelligente Systeme in der Kostenprüfung berücksichtigt und sinnvolle Rahmenbedingungen für den Einsatz netzdienlicher Flexibilität in Netzautomatisierungssystemen geschaffen werden. Gleiches gilt für die Kostenprüfung der Netzbetriebsführung, wo ebenfalls regulatorische Anreize für den Einsatz intelligenter Betriebsmittel notwendig sind.

## Flexibilität bereitstellen

Das Teilprojekt „EMIL“ konnte durch die aggregierten Pth-Einheiten eine erhöhte Nachfrage von maximal 48 kW bereitstellen. Die Leistung und Dauer der Flexibilitätsbereitstellung war dabei abhängig von der verfügbaren Wärmekapazität im Speicher, wobei die Speichertemperatur zwischen 48 °C und 65 °C lag.

Aufgrund der Abhängigkeit vom Verbraucherverhalten bei der Steuerung der Pth-Anlagen wird das Flexibilitätspotenzial anhand der aktuellen Speichertemperatur erfasst. Durch Rückschlüsse auf Grundlage von historischen Daten konnte so ein Tagesverbrauchs-Profil prognostiziert werden.

## Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

- Der regulatorische Rahmen muss zur Förderung der notwendigen Automatisierung des NS-Netzes angepasst werden
- Netzoptimierung und Aktorik der Flexibilitätsoptionen: Ein vereinfachter Zugriff vom Netzbetreiber ist durchführbar, jedoch durch den Aufwand für Akquise, Verträge und Individuallösung nicht realisierbar
- Sensorik in den Niederspannungsnetzen ist integraler Bestandteil zur zukünftigen Netzführung
- Eine Netzautomatisierung (Flexibilitätssteuerung) kann technisch realisiert und zur Engpassbehebung genutzt werden

## Multiplizierbarkeit

- Das Geschäftsmodell für Power-to-Heat ist eher für Privatleute geeignet, deren EEG-Vergütung ausläuft, nicht jedoch für Stadtwerke
- Stadtwerke werden für die Netzstabilisierung eher auf andere Technologien setzen, wie beispielsweise Wallboxen oder Wärmepumpen, die direkt ans Netz angebunden sind
- Gemäß § 14a EnWG dürfen Netzbetreiber netzdienlich eingreifen. Dafür sind entsprechende intelligente Messsysteme erforderlich

## Beteiligte Partner

- VSE AG
- energis Netzgesellschaft mbH
- DFKI
- 450connect GmbH
- VSE NET GmbH
- Bergische Universität Wuppertal
- Hager Electro GmbH & Co. KG
- Stadtwerke Saarlouis GmbH
- VOLTARIS GmbH
- SPIE SAG GmbH

## Hemmnisse

- Der Aufbau der Messtechnik in den Verteilnetzen ist teilweise kompliziert, zum Beispiel bei Anbringung an Freileitungen
- Investitions- und Betriebskosten sind derzeit noch hoch
- Anerkennung der Kosten für intelligente Netzautomatisierung ist derzeit noch unklar – Notwendigkeit der Anpassung des regulatorischen Rahmens
- Teilweise fehlende Akzeptanz in der Bevölkerung bzgl. Einbau von Sensorik und Aktorik und der Nutzung von Messdaten
- Zulassung von Smart Meter mit großer zeitlicher Verzögerung

## Ein Blick in die Zukunft

Der Bedarf für eine Automatisierung des NS- und MS-Netzes steigt kontinuierlich, wobei besonders im NS-Netz der Bedarf an Flexibilität in Zukunft schnell wachsen wird, zum Beispiel durch den steigenden Einsatz von Photovoltaik und Elektromobilität. Auf dieser Netzebene kann Flexibilität standardisiert durch Intelligente Messsysteme (iMSys) und Steuerboxen sicher und wirtschaftlich realisiert werden.





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

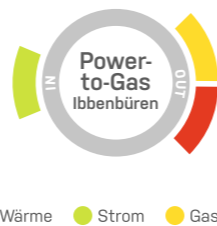
Das Power-to-Gas-Teilprojekt (PtG) in Ibbenbüren verbindet Strom-, Gas- und Fernwärmenetze zu einer übergreifenden Systemlösung, die erneuerbare Energie mit hohem Nutzungsgrad zwischenspeichern kann. Dazu wird Strom aus Wind- oder Sonnenenergie, der nicht direkt verwertbar ist, zur Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse genutzt, der anschließend in das Erdgasnetz eingespeist wird.

Die so eingebrachte Energie kann in den am Netz angeschlossenen Untergrundspeichern mit ihren großen Speicherkapazitäten zwischengespeichert werden. Wenn zu einem späteren Zeitpunkt nicht genügend Strom aus erneuerbaren Energien zur Verfügung steht, können diese eingelagerten Energiemengen entnommen werden und in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) in Ibbenbüren zur Stromerzeugung unter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eingesetzt werden. Damit schließt die Rückverstromung im BHKW die Stromspeicherkette.

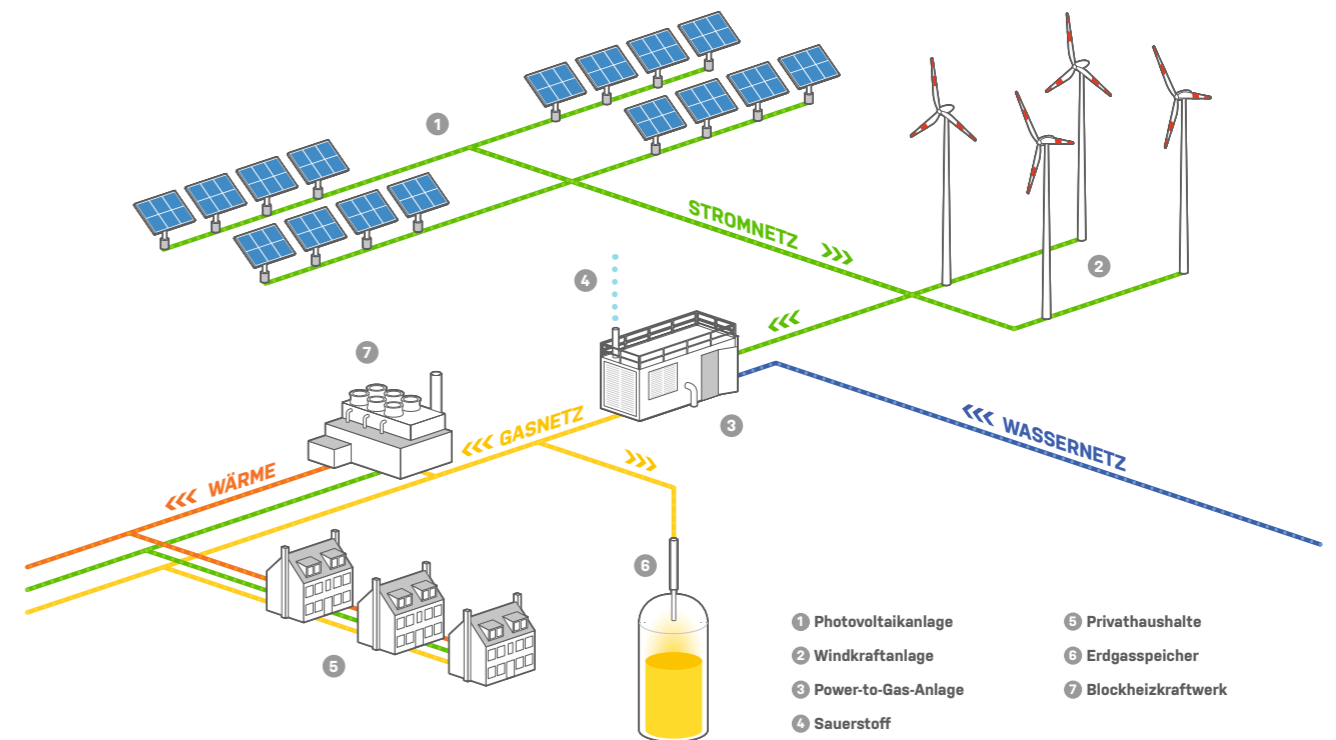
Die in Ibbenbüren realisierte Systemlösung zur Speicherung von regenerativem Strom erzielt über die komplette Speicherkette einen Nutzungsgrad von bis zu 75 Prozent. Dies wird ermöglicht, weil sowohl bei der Umwandlung von Strom in Gas als auch von Gas in Strom die entstehende Abwärme genutzt wird. Bei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

## Herzstück der Systemlösung: Leistungsfähiger PEM-Elektrolyseur

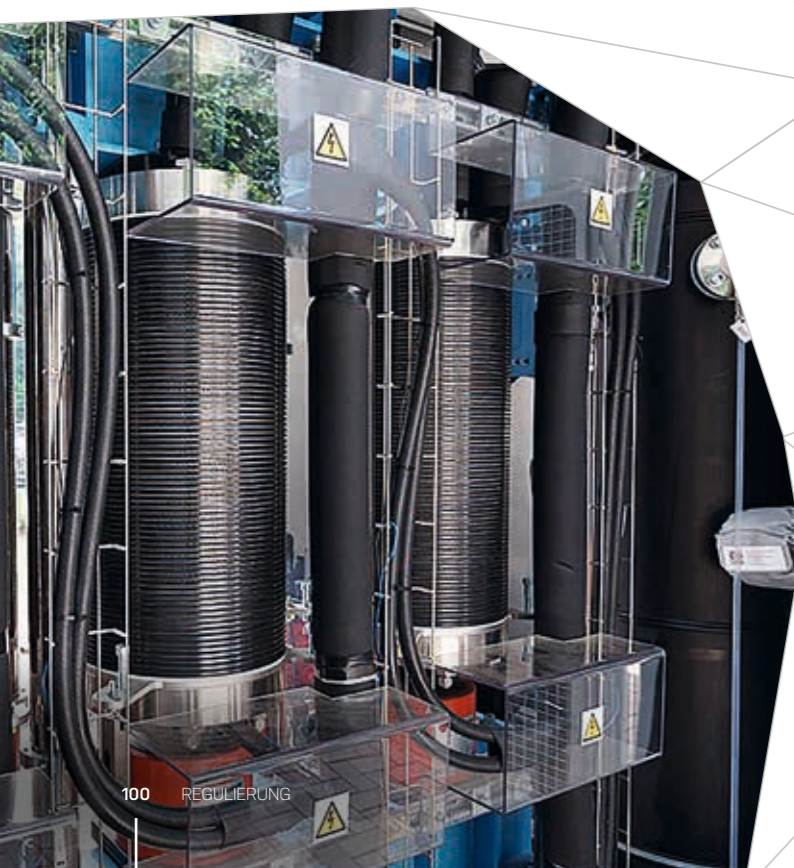
In Ibbenbüren kommt ein innovativer PEM-Elektrolyseur der britischen Firma ITM mit einer elektrischen Bezugsleistung von 150 kW zum Einsatz. PEM steht dabei für Proton Exchange Membrane und bezeichnet ein Elektrolyseverfahren, das erhöhte Wirkungsgrade erreicht und hohe Flexibilität bei Laständerung bietet. Dies ist insbesondere bei regenerativer Stromerzeugung von großer Bedeutung. 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 Prozent (Strom zu Wasserstoff und nutzbarer Abwärme).



● Wärme ● Strom ● Gas



- 1 Photovoltaikanlage
- 2 Windkraftanlage
- 3 Power-to-Gas-Anlage
- 4 Sauerstoff
- 5 Privathaushalte
- 6 Erdgasspeicher
- 7 Blockheizkraftwerk



**Beteiligte Partner**

- E.ON SE
- Westnetz GmbH



### Was das wirtschaftlich bedeutet

Das Pilotprojekt in Ibbenbüren leistet einen Beitrag zur Erprobung der PEM-Elektrolyse im Kontext regenerativer Stromerzeugung. Dabei erwies sich die Technologie über den mehr als fünfjährigen Betrieb als sehr robust. Power-to-Gas ermöglicht es, erneuerbaren Strom in großen Mengen und über längere Zeit in das Energiesystem zu integrieren. Die dadurch mögliche Sektorenkopplung 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.



### Was das energiewirtschaftlich bedeutet

Durch die Umwandlung von Strom in Gas werden verschiedene Sektoren verknüpft, die unterschiedlichen Regularien unterliegen. Dass tatsächlich Grünstrom in den Elektrolyseur eingespeist wird, wird durch einen anlagenbezogenen Herkunftsnachweis belegt, der die Kopplung der Windkraftanlage an den Elektrolyseur attestiert. Der in der Windkraftanlage erzeugte Strom wird über eine besondere, nicht geförderte Art der Direktvermarktung bezogen.

Durch die Zumischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz senkt sich der Brennwert geringfügig ab. Diese Änderung des Brennwertes 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 schließlich wandelt als abschließendes Glied in der Stromspeicherkette den Wasserstoff bedarfsgerecht in Strom um.

## TECHNISCHE PARAMETER

### MAX. LEISTUNG

150 kW

### SPANNUNGSEBENE

10 kV

### FLEXIBILITÄTSBAND

#### NACHFRAGE

12 - 150 kW

### NETZEBENE

Mittelspannung,  
Erdgasnetz

### ABRUFTYP\*

Typ 4 - Ad-hoc-Abruf

### WASSERSTOFF-

#### PRODUKTION

Max. 30 m<sup>3</sup>/h

### POWER-TO-GAS-ANLAGE

Proton Exchange Membrane -Elektrolyse (PEM)

3 Stacks á 50 kW

150 kW Gesamtnennleistung

Minimallast: 25 kW (12,5 % der Nennleistung)

Überlastfähigkeit: 200 kW (für 2 Stunden)

Nutzungsgrad der Systemlösung: bis zu 71 %

Nutzungsgrad der Elektrolyse  
(Strom zu Wasserstoff und Abwärme): bis zu 86 %

\*siehe Band 1 Kapitel Flexibilität, S. 38



## Verfügbarkeit zu jeder Jahreszeit

Die PtG-Anlage kann auch bei „lauer Sommernacht“ ein Prozent Wasserstoff in das Gasnetz einspeisen. Die Flexibilität steht also das ganze Jahr in voller Leistung zur Verfügung und muss lediglich an vier Tagen im Jahr für Wartungsarbeiten vom Netz genommen werden.

## Im Interesse von Forschung & Entwicklung

Zentraler Punkt während des Anlagenbetriebs war insbesondere die Erprobung der PEM-Technologie. Nach vorangegangenen Simulationen sollte das Verhalten auf reale dynamische Lastverhalten untersucht werden:

- Test der Flexibilitätsbereitstellung
- Untersuchung der dynamischen Fahrweise
- Fremdeinfluss und Fremdansteuerung der Anlage

Die Möglichkeiten zur Bereitstellung von Regelenergie und der Einsatz auf dem Regelenergiemarkt wurden hingegen nicht weiterverfolgt, wären jedoch technisch realisierbar (PRL, SRL)). Der produzierte Wasserstoff wird über ein Gasunternehmen als Grüngas-Produkt vermarktet.

## Aussichten für ein Geschäftsmodell

Folgende Schlüsselfaktoren (angelehnt an die Methodik des Business Model Canvas) konnten für das Geschäftsmodell benannt werden:

### Wertschöpfung Partner (vorgelagerte Dienstleistungen):

- PtG (Elektrolyseur)
- NS-Trafo für Elektrolyseur (läuft auf 400V bei ca. 220 kW)
- H<sub>2</sub>-Messungen

### Wertangebot potenziell:

- Potenzielles Engpassmanagement: Nutzen statt Abschalten
- Potenziell Prozesswärme für GDRM-Anlage (15% des Strom-Inputs)
- Potenzielle Regelleistung: ab Primärregelleistung (PRL)
- Wasserstoffproduktion
- Strommarktdienlich bei negativen Preisen

### Interessengruppe/Kunde:

- Verteilnetzbetreiber
- Übertragungsnetzbetreiber
- Wasserstoffkunden
- Bilanzkreisverantwortliche

Die Schlüsselfaktoren Wertschöpfung, Wertangebot und Interessengruppen zeigen vor allem eine interne Optimierung aus Sicht des Verteilnetzbetreibers, wobei die installierte Power-to-Gas-Anlage auch die Wasserstoffproduktion fördert und somit für Wasserstoffkunden attraktiv ist. Die installierte PtG-Anlage hat das Potenzial, den Verteilnetzbetreiber dem Ziel, erneuerbare Energien zu nutzen statt abzuschalten, einen großen Schritt näherzubringen.

Für diesen Business Case müssen für einen tragfähigen Einsatz in der Zukunft jedoch verschiedene Aspekte diskutiert werden:

- Abschaffung oder Reduzierung der EEG-Umlage bei Power-to-Gas-Anwendungen
- Entwicklung von Kontrahierungsmechanismen für „Nutzen statt Abschalten“ erneuerbarer Energien
- Anerkennung von Power-to-Gas Anlagen als Netz-Asset
- Es fehlt noch der Business-Case für grünen Wasserstoff (Zertifikathandel, Anrechnung für Treibhausgasminderung bspw. bei Raffinerien)



Ansprechpartner:  
**Carsten Stabenau**  
Westnetz GmbH

## Flexibilität bereitstellen

Die Versuchsanlage kann die Nachfrage flexibel um maximal 125 kW erhöhen oder um 125 kW absenken und stand DESIGNETZ vollständig zur Verfügung. Dieses Flexibilitätsband resultiert daraus, dass die Anlage als Ausgangsbetriebswert mit einer elektrischen Leistung von 25 kW arbeitet. Durch die Ansteuerung im laufenden Betrieb ist die Anlage auch in der Lage, hoch dynamisch Lastwechsel zu realisieren. Der Regelbereich der Anlage liegt dabei zwischen 25 und 150 kW.

In diesem Teilprojekt wurden keine fortlaufenden Prognosen ermittelt. Stattdessen wurden dem System Cockpit statische Werte der möglichen Flexibilität übermittelt, damit die Umsetzung eines Ad-hoc-Abrufes möglich ist. Das bedeutet, die Anlage erhielt zum Abrufzeitpunkt vom System Cockpit eine Führungsgröße (Soll-Leistungswert), die über die Netzleitstelle Gas in Dortmund (Prüfung der Umsetzbarkeit) an die lokale Anlagensteuerung weitergegeben wurde.

Die PtG-Anlage besitzt eine eigene, lokale Steuerung, die die Steuerbefehle aus der Netzleitstelle (NLS) umsetzt und den Betriebsstatus sowie Messwerte, wie zum Beispiel H<sub>2</sub>-Konzentration im Erdgasnetz und elektrische Leistung, kontinuierlich an die NLS überträgt.

## Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

Die Ergebnisse und Untersuchungen zeigen, dass die Power-to-Gas-Technologie als Netzbetriebsmittel für die Flexibilitätsbereitstellung gut funktioniert. Aus dem vorgewärmten Betrieb heraus können schnelle Ansprechzeiten und hohe Dynamiken bei Lastwechseln durchgeführt werden.

Im Gegensatz zur Versuchsanlage müssen jedoch in der Praxis die Voraussetzungen, wie der vorgewärmte Zustand der Anlage (immer bereit für den sofortigen Betrieb) und die schnelle, automatisierte Kommunikation sowie die kontinuierliche Übermittlung, von Fahrplanprognosen berücksichtigt werden.

Aus dem Betriebszustand konnte die Anlage technisch Flexibilitätsprodukte anbieten, die sofort und kurzfristig, auch ohne Ankündigung, verfügbar sind. Die Steuerung mit einer Führungsgröße ist problemlos möglich. Aus dem Standby mit einer Vorlaufzeit von etwa zwei Minuten können jedoch auch Flexibilitätsprodukte mit einer vorherigen Fahrplanübermittlung problemlos angeboten werden.

## Allerdings gibt es regulatorische Hemmnisse, die den Einsatz der Technologie zur Flexibilitätsbereitstellung maßgeblich erschweren:

- PtG-Anlagen dürfen derzeit nicht in die RAB überführt werden
- PtG wird als Letztverbraucher gesehen (Zahlung der Umlagen auf den Strompreis), was zu hohen Betriebskosten durch Steuern, Abgaben und Umlagen beim Strombezugspreis führt.
- Zurzeit fallen hohe Investitionskosten an, da die Technologie mit noch wenigen Stückzahlen neu auf dem Markt ist.
- Es besteht ein Wirkungsgradverlust bei der Umwandlung von Strom zu Gas.

## Ein Blick in die Zukunft

Technisch ist die Technologie in der Lage, hochdynamisch Flexibilität zur Verfügung zu stellen. Durch die Produktion von Wasserstoff können weitere Vorteile, wie eine saisonale Speicherung oder der Einsatz zur Dekarbonisierung anderer Sektoren, genutzt werden.

Da reine PtG-Anlagen im Betrieb technisch wenig komplex sind, bieten sie hohe Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit. Das zentrale Element der Anlage, der Stack, ist zudem gut erforscht und hat eine ausreichende Marktreife und Verfügbarkeit.

## Aktuell stellt der regulatorische Rahmen dem Einsatz der Technologie jedoch einige Hindernisse entgegen, weshalb für einen Rollout attraktivere ökonomische Rahmenbedingungen geschaffen werden müssen, wie zum Beispiel:

- Strom von Umlagen befreien
- CO<sub>2</sub>-Bepreisung von fossilem Erdgas oder Absatzmöglichkeiten stofflicher Abnehmer-Märkte erhöhen
- Den Einsatz von PtG als Netzbetriebsmittel (netzdienlich) durch den Netzbetreiber zulassen oder den Einsatz durch Drittanbieter als Flexibilitätsoption auch für den Netzbetreiber mit den genannten Maßnahmen erleichtern



# ELCHE WETTRINGEN: ELEKTROCHEMISCHER BATTERIESPEICHER OPTIMIERT NETZAUSBAU

Die Westnetz hat in der Gemeinde Wetrtingen 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 auftreten.



● Wärme ● Strom ● Gas

Die Photovoltaikanlagen in dem betrachteten Teilbereich in Wetrtingen erreichen eine Leistung von 700 kWp und brachten das Stromnetz damit an seine Belastungsgrenze. 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.

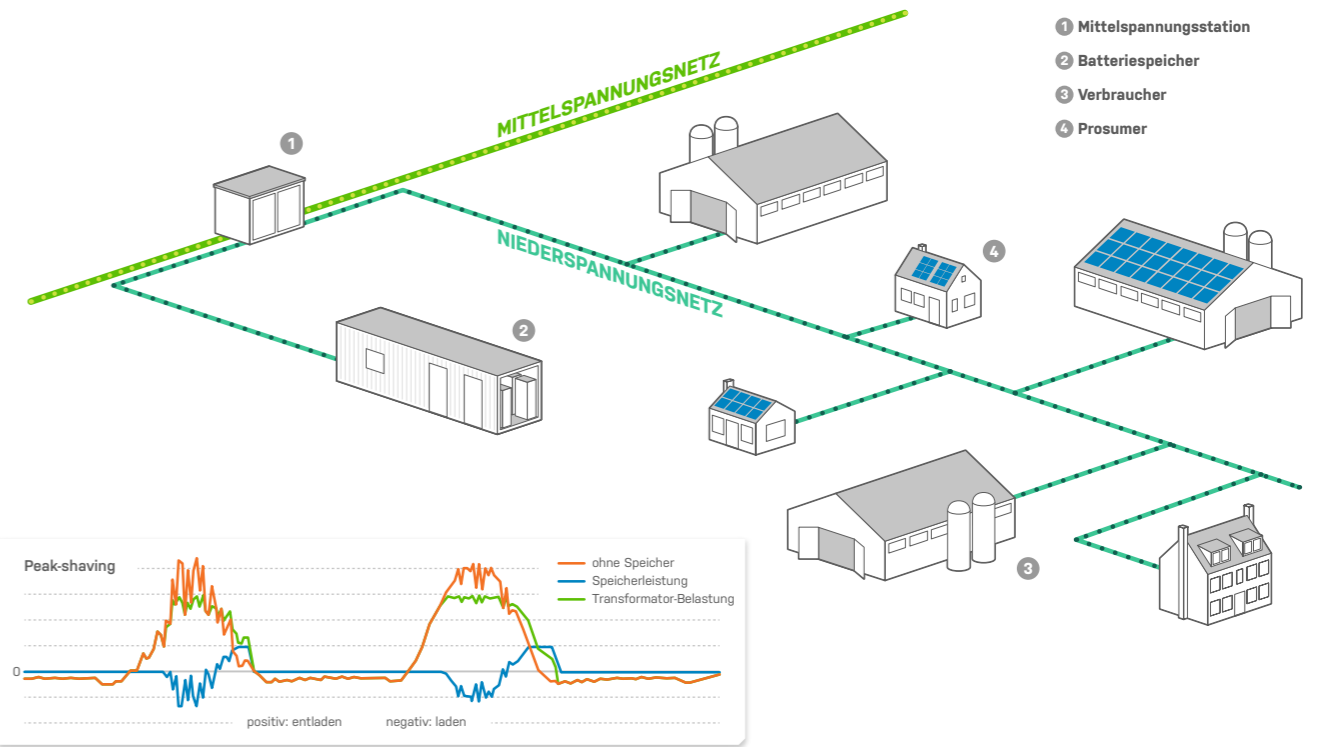
Der Lithium-Ionen-Batteriespeicher hingegen kann, wenn er nicht mehr gebraucht wird, abgebaut und woanders eingesetzt werden. Seine Lebensdauer beträgt 15 bis 20 Jahre, seine Kapazität rund 1.000 kWh bei einer Leistung von 250 kW (350 kVA). Die gesamte Technik befindet sich in einem 40-Fuß-Container, der in unmittelbarer Nähe zu einer Mittelspannungsstation aufgestellt wurde. Damit kann er nicht nur das Niederspannungsnetz, sondern auch das vorgelagerte 10 kV-Netz entlasten.



**Ansprechpartner:**  
**Tobias Rott**  
Westnetz GmbH

## Was das wissenschaftlich bedeutet

Im Konferenzband „International ETG Congress 2015; Die Energiewende – Blueprints for the new energy age“ ist ein ausführlicher Artikel über das Projekt erschienen: S. Nykamp, T. Rott, N. Dettke and S. Kueppers, „The project „EIChe“ Wetrtingen: storage as an alternative to grid reinforcements – experiences, benefits and challenges from a DSO point of view,“ International ETG Congress 2015; Die Energiewende – Blueprints for the new energy age, Bonn, Germany, 2015, pp. 1–6.



## Was das wirtschaftlich bedeutet

Ein mobiler Batteriespeicher ist eine sinnvolle Lösung zur temporären 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 Regenergie geeignet. Wird der Batteriespeicher nicht zur Netzstabilisierung benötigt, kann die von ihm bereitgestellte Energie 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 bestimmten Zeiten nicht voll ausschöpfen. Diese Möglichkeit des sogenannten „Multiobjektiven Einsatzes“ wurde bisher 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, ist der Betrieb von Stromspeichern durch Netzbetreiber nicht möglich. Es soll verhindert werden, dass ein Netzbetreiber hierdurch einem verbundenen Unternehmen vergünstigte Energie zur Verfügung stellen könnte und somit andere Marktteilnehmer diskriminiert würden.

Aus diesem Grund ist es notwendig, die regulatorischen Rahmenbedingungen anzupassen und Betreibermodelle zu entwickeln, die mit den aktuellen Rahmenbedingungen vereinbar sind. Für den reinen netzdienlichen Betrieb wäre es theoretisch denkbar, dass die Verteilnetzbetreiber selbst den Batteriespeicher im Rahmen der Verlustenergiebeschaffung bewirtschaften, um physikalisch bedingte Netzverluste auszugleichen.

Um Batteriespeicher zusätzlich in netzunkritischen Zeiten zu vermarkten, wäre es zudem vorstellbar, dass eine dritte, nichtregulierte Partei, zum Beispiel ein Stromvertrieb, die komplette Bewirtschaftung und Vermarktung für den ein- und ausgespeicherten Strom übernimmt. Damit die erforderliche Netzentlastung garantiert ist, bliebe der Netzbetreiber Eigentümer und für den Betrieb des Speichers verantwortlich.

\* 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.



## TECHNISCHE PARAMETER

<b>MAX. LEISTUNG</b> 250 kW	<b>NETZEBENE</b> Niederspannung, indirekt Mittelspannung	<b>NUTZBARES SPEICHERVOLUMEN</b> 1.000 kWh	<b>FLEXIBILITÄTSBAND ERZEUGUNG</b> 0 - 200 kW	<b>ABRUFTYP*</b> Typ 4 - Ad-hoc-Abruf
<b>SPANNUNGSEBENE</b> 0,23 - 10 kV			<b>FLEXIBILITÄTSBAND NACHFRAGE</b> 0 - 200 kW	<b>STATE OF CHARGE (SOC)</b> 10 - 95 %

\*siehe Band 1 Kapitel Flexibilität, S. 38

### Im Interesse von Forschung & Entwicklung

In diesem Teilprojekt wurde untersucht, inwieweit eine Batterie, die netzdienlich eingesetzt wird und durch die lokal bereits der Bau einer zusätzlichen 10kV-Entlastungsleitung vermieden wurde, darüber hinaus auch marktdienliche Flexibilität bereitstellen kann.

Der Batteriespeicher ist am Niederspannungsnetz (NS-Netz) angeschlossen und hat die netzdienliche Betriebsweise als seine primäre Aufgabe, also den Lastenausgleich im Netz mittels Peak-shaving. Durch den physikalischen Anschluss des Trafos an das NS-Netz und den dortigen Ausgleich werden als indirekter Effekt auch Spannungsspitzen im MS-Netz merklich geglättet.

Wenn die Batterie nicht netzdienlich eingesetzt wird, aktuell etwa 1.000 Stunden im Jahr, kann die zusätzliche Kapazität als Flexibilität angeboten und somit auch als sekundärer Nutzen vermarktet werden. Im Projektverlauf wurde jedoch der Netzausgleich durch peak-shaving dem Flexibilitätsangebot immer vorgezogen.

### Aussichten für ein Geschäftsmodell

Folgende Schlüsselfaktoren (angelehnt an die Methodik des Business Model Canvas) konnten für das Geschäftsmodell benannt werden:

#### Wertschöpfung Partner:

- Anlagentechnik (Stromspeicher)
- Engpassprognosen

#### Wertangebot:

- Engpassmanagement
- Spannungshaltung
- Regelleistung: Primärregelleistung (PRL)
- Marktdienliche Flexibilität

#### Interessengruppe/Kunde:

- Verteilnetzbetreiber
- Übertragungsnetzbetreiber
- Bilanzkreisverantwortliche (u. a. Stromhändler)

Neben der Implementierung einer Power-to-Gas-Anlage wurde ein Stromspeicher integriert und untersucht. Im Fokus stand die interne Optimierung aus Sicht des Netzbetreibers, vor allem das Engpassmanagement und die Spannungshaltung sollten mit den ausgebrachten Assets, in diesem Fall durch den Stromspeicher, bedient werden. Darüber hinaus machen seine Ergebnisse das Teilprojekt auch für Übertragungsnetzbetreiber und Bilanzkreisverantwortliche interessant. Auf diesem Weg würde die Flexibilität auch marktdienlich eingesetzt werden.

Ähnlich wie bereits bei der Power-to-Gas-Anlage besteht auch hier noch Klärungsbedarf, bevor das Geschäftsmodell den Business Case zukünftig wirtschaftlich abbilden kann. Ein zentraler Punkt ist die Anerkennung eines Speichers als Netzbetriebsmittel.

### Flexibilität bereitstellen

Die Batterie stellt Flexibilität als Erzeugung und als Nachfrage zur Verfügung. Beim Peak-Shaving im Netz, befindet sich die Betriebskurve in der Regel tagsüber im Nachfrage- und nachts im Produktionsmodus.

Das komplette Flexibilitätsband reicht inklusive Puffer von einer maximalen Erzeugung von 200 kW bis zu einer maximalen Nachfrage von 200 kW. Welche Flexibilität jedoch zur Verfügung gestellt werden kann, wird zum einen durch die normale Tagesbetriebskurve des Batteriespeichers (Primärzweck) und weiterer technischer Restriktionen, zum Beispiel Überlastung des Transformators, begrenzt. Als Puffer für die Prognosegenauigkeit sind für die jeweiligen maximalen Erzeugungs- und Nachfragegrenzen 50 kW abgezogen worden. Das bedeutet, das reale Flexibilitätsband könnte bei 500 kW liegen.

Für die Prognoseberechnung wird ein selbstlernender Algorithmus verwendet, der sowohl historische Daten, Netzzustand, Batteriedaten und Wetterdaten berücksichtigt. Neben dem Prognosesystem ist auch das Energiemanagementsystem auf einem Server der Netzleitstelle Strom (NLS) angesiedelt. Von dort gelangen die Flexibilitätsangebote zum das System Cockpit.



#### Beteiligte Partner

- E.ON SE
- Westnetz GmbH

Zum Abrufzeitpunkt erhält die NLS eine Führungsgröße vom System Cockpit, die nach einer Machbarkeitsüberprüfung an die Batteriesteuerung durchgeleitet wird.

### Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

Der Einsatz der Batterie, mittels Peak-Shaving das NS auszugleichen, wirkt sich indirekt auch auf das darüberliegende Mittelspannungsnetz positiv aus. Durch die Entspannung der NS-Ebene entlastet die Batterie auch messbar den Transformator, der sowohl mit dem NS-Netz als auch mit dem MS-Netz verbunden ist.

Es wurden zwar keine direkten Messungen im MS-Netz vorgenommen, jedoch sind Meldungen und Beschwerden von PV-Abregelung durch Spannungsspitzen im MS-Netz während des Projektes merklich zurückgegangen.

Der Aufbau der Anlage sowie die Genehmigung verliefen im normalen Rahmen. Besonderen Aufwand erforderte die Einbindung der Bestandsanlage in den Kommunikationsstandard des DESIGNETZ-Projektes, zum Beispiel zur Übersendung und Entgegennahme des Fahrplans und zum Signalaustausch. Die hierfür notwendigen Abstimmungsphasen im Teilprojekt erhöhten den Personalaufwand merklich.

Vor allem aber regulatorische Hemmnisse werden in Zukunft den Betrieb einer Batterie zu netzdienlichen und marktdienlichen Zwecken erschweren:

- Die EU-Binnenrichtlinie Strom besagt, Speicher müssen sich im marktlichen Umfeld befinden. Das bedeutet, die Nutzung von Speichern als Netzbetriebsmittel wird erschwert.
- Im Gesetzestext (ENWG) ist das Element Stromspeicher nicht vorhanden, sondern wird rechtlich in Verbrauch und Einspeisung aufgeteilt.
- Es entstehen hohe Betriebskosten durch den umlagenbeaufschlagten Strombezugspreis.
- Der Einsatz von Speichern bedeutet zurzeit noch hohe Investitionskosten, die erst in Zukunft sinken werden.

### Ein Blick in die Zukunft

Dieses Teilprojekt hat die flexible Nutzung eines Speichers demonstriert, der sonst als reines Netzbetriebsmittel eingesetzt würde. Theoretisch wäre es möglich, mehrere dieser Speicher zu aggregieren und damit eine summierte Flexibilität auch marktdienlich anzubieten. Da die Fahrplan-Kommunikation aktuell bei der Netzleitstelle liegt und die Vermarktung nicht durch den Netzbetreiber durchgeführt werden darf, ist es jedoch fraglich, ob dieses Konzept für einen Rollout geeignet ist.

Batteriesysteme werden als Netzbetriebsmittel zumeist autonom gesteuert und entscheiden eigenständig, ob die lokale Netzsituation eine flexible Ansteuerung zulässt. Vor allem in den hierfür relevanten Bereichen Prognose und Logik besteht Forschungsbedarf, um in Zukunft Primär- und Sekundärnutzen optimal in Einklang zu bringen.





# PARTIZIPATION: ALLE AN DER ENERGIEZUKUNFT BETEILIGEN.

- Tragfähige Geschäftsmodelle ermöglichen
- Ökonomischen Mehrwert gewährleisten
- Durch Information Transparenz und Vertrauen schaffen

# SESAM-FARM: STROMNETZE DURCH ENERGIEMANAGEMENT IN DER LANDWIRTSCHAFT ENTLASTEN

Die SESAM-Farm (SESAM = Sustainable Energy Supply for Agricultural Machinery) steht stellvertretend für landwirtschaftliche Betriebe, die nicht nur Nahrungsmittel, sondern mit unterschiedlichen Systemen wie Photovoltaik- (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 unter anderem 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 ist die SESAM-Farm durch Speicherung und Eigennutzung bilanziell energie- bzw. CO<sub>2</sub>-neutral. Das heißt, Energieflüsse zwischen Farm und Netz sind in der 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

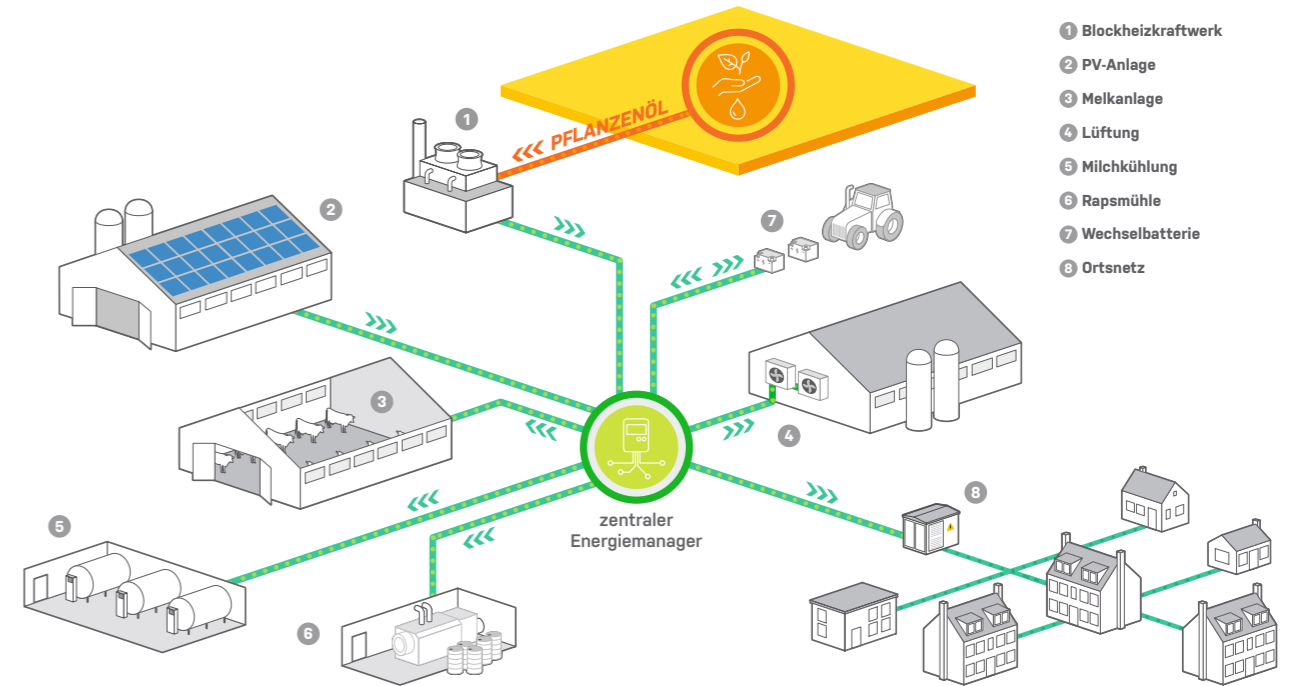
Die SESAM-Farm wurde auf einem landwirtschaftlichen Mischbetrieb umgesetzt, der Viehhaltung und Ackerbau betreibt. Ein mit Pflanzenöl betriebenes Blockheizkraftwerk (BHKW) und Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von 300 kWp versorgen den Betrieb mit erneuerbarer Energie. Strom, der nicht auf der Farm verbraucht wird, speiste der Betrieb früher 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 nun neue Szenarien zur Nutzung der eigenerzeugten Energie.

So kann die Wechselbatterie ständig mit dem Stromnetz verbunden sein, wodurch sie bei Einspeisespitzen die selbst-erzeugte PV-Energie aufnehmen und bei Energieengpässen die gespeicherte Energie ins Ortsnetz zurückspeisen kann. Durch den bidirektionalen Einsatz 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 selbst-erzeugter 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 genutzt werden. Die Batterie fungiert dabei nicht nur als sogenannter „Range Extender“, sondern erhöht auch die Leistung von Traktor und Anbaugerät und so die Leistung der Landmaschine.

## EINZELTECHNOLOGIEN

2 Batteriespeicher: 2x 36,79 kW Einspeicherleistung, 63 kWh Speicherkapazität  
Ladesäule, Leistung: 21 kW/63 A



## Was das wirtschaftlich bedeutet

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



## Was das wissenschaftlich bedeutet

Auf der SESAM-Farm wurden 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 (LoRa-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 untersuchten, ob es sich in der Praxis bei der dezentralen Erfassung von Verbrauchswerten innerhalb des Stromnetzes bewährt und als Grundlage für eine intelligente Steuerung eignet.

## TECHNISCHE PARAMETER

MAX. LEISTUNG  
73,58 kW

NETZEBENE  
Niederspannung

FLEXIBILITÄTSBAND NACHFRAGE  
0 - 21 %

SPANNUNGSEBENE  
0,7 kV

SPEICHERKAPAZITÄT  
65 kWh

ABRUFTYP\*  
Typ 4 - Ad-hoc-Abwurf

\*siehe Band 1 Kapitel Flexibilität, S. 38



## Im Interesse von Forschung & Entwicklung

Im Teilprojekt SESAM-Farm wurde eine teilautonome Farm zur Demonstration herangezogen, um Wechselwirkungen des Energieangebots und -bedarfs landwirtschaftlicher Betriebe mit dem Stromversorgungsnetz zu betrachten und spezifische Anforderungen und Potenziale bei der Erarbeitung neuer Geschäftsmodelle und Musterlösungen für das Massengeschäft einzubringen.

Ziel war es, die Verbrauchsoptimierung für den Landwirtschaftsbetrieb unter den Aspekten der effizienten Nutzung erneuerbarer Energien sowie der Stabilisierung der Versorgungsnetze zu erproben. Dabei sollte auch der Beitrag zur Minimierung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes betrachtet werden.

Im Fokus steht das bidirektionale Laden elektrischer Landwirtschaftsmaschinen, wie zum Beispiel in diesem Fall eines Traktors. Zur Erforschung der möglichen Flexibilität wurden die Ladesteuerung sowie die notwendigen Datenschnittstellen betrachtet, um Daten zur Erarbeitung eines Fahrplans zu erhalten. Hieraus konnte abgeleitet werden, wie umfangreich die Flexibilität ist und welche Geschäftsmodelle sich daraus entwickeln lassen.

So ist aus dem Projekt nicht nur die Rolle des Landwirts als „Energiewirt“ im zukünftigen Energiesystem hervorgegangen, sondern auch welche betrieblichen Vorteile energieautarke Landwirte zukünftig durch Landmaschinen-Elektrifizierung nutzen können.

Primärzweck ist der weiterhin der wirtschaftliche und sichere Betrieb der Farm unter Einhaltung der notwendigen Einsatzzeiten. Innerhalb von DESIGNETZ wurde Flexibilität über die Ladung der Wechselbatterien der E-Traktoren erbracht.



**Ansprechpartner:**  
**Prof. Dr. Peter Pickel**  
John Deere GmbH & Co. KG



## Aussichten für ein Geschäftsmodell

Folgende Schlüsselfaktoren (angelehnt an die Methodik des Business Model Canvas) konnten für das Geschäftsmodell benannt werden:

### Wertschöpfung Partner (vorgelagerte Dienstleistungen):

- Speicherhersteller für Hybridkonzept stationär-mobil (Batterieanlagen (Speicher) - mobil/bi-direktional))
- Energiemanagementsystem
- Einbindung flexibler Erzeuger (und teilweise Verbraucher)
- Zukünftig: Vermarkter

### Wertangebot:

- Eigenoptimierung: reduzierter Leistungspreis und Erhöhung Eigenverbrauch
- Unterstützung auf dem Weg zum Energiewirt
- Denkbar: Engpassmanagement
- Energiemonitoring für Erhöhung der Energieeffizienz
- Elektrifizierung des Fahrzeugs verbessert Prozessbedingungen (Handling, Verschleiß, Farming-Prozess)
- Kurze Produktzeitscheiben

### Interessengruppe/Kunde:

- Innovative Landwirte
- Netzbetreiber

Für das Geschäftsmodell des Flexibilitätsangebots in einem landwirtschaftlichen Betrieb ließen sich zwei Interessengruppen identifizieren: Der Landwirt selbst sowie der Netz- oder Verteilnetzbetreiber, der flexible Anlagen des Landwirts zum Ausgleich seiner Engpässe nutzen kann.

Für den Landwirt steht dabei das Wertangebot der Verbrauchsoptimierung zur Reduzierung des Leistungspreises und die Einbindung der Eigenenergieerzeugung im Mittelpunkt. Das implementierte Energiemanagementsystem versetzt den Landwirt nun in die Lage, seine Energiedaten zu überwachen und über ein Eigenmonitoring zu verbessern.

Heutige Marktstrukturen machen die Vermarktung der Flexibilität an Dritte schwierig, da die finanziellen Anreize zu gering sind. Außerdem sind Produktionsprozesse in der Landwirtschaft, beispielsweise durch Erntezeiten, schwer flexibilisierbar und Opportunitätskosten zu hoch. Das Angebot von „ad-hoc Flexibilität“ dagegen könnte über eine tageweise Vermarktung für Landwirte kalkulierbar werden.

Auch der Einsatz an der Börse ist denkbar, da die Voraussetzungen hierfür mit dem Energiemanagementsystem erfüllt sind. Um dabei die stark volatilen Marktpreise zu nutzen, wird jedoch ein geeigneter Vermarkter nötig sein.

## Flexibilität bereitstellen

Alle Erzeuger und Verbraucher sind an einen Energiemanager angeschlossen. Dort werden die Daten der PV-Anlage, des BHKW, der Wechselbatterien und der Gesamtstrombezug des landwirtschaftlichen Hofes gebündelt. Die Übermittlung erfolgt nahezu in Echtzeit via LTE.

Der Energiemanager übernimmt zudem die Datenverarbeitung, wobei unter anderem analysiert wird, wie hoch der aktuelle Strombezug ist. Zudem besteht die Möglichkeit, aufgrund einer Lastganganalyse auftretenden Lastspitzen mit der Ladung der Wechselbatterien entgegenzuwirken. Zu diesem Zweck wurde eine „NEST-Box“ zur Steuerung und Prognoseentwicklung eingesetzt. Dabei handelt es sich um eine Technologie, die sich schon beim Einsatz von Regelenergie und der Direktvermarktung bewährt hat.

Die vom Energiemanagement verarbeiteten Daten werden auf das Smartphone des Landwirts übertragen, der auf einer grafischen Übersicht die aktuellen Leistungen jeder einzelnen Anlage sowie die Differenz zur Tageslastpunktspitze (Grenzwert der Jahreslastpunktspitzen) ablesen kann. Somit hat der Landwirt die Möglichkeit, selber zu entscheiden, ob eine Anlage zu einem voreingestellten oder doch erst zu einem vorteilhafteren späteren Zeitpunkt eingesetzt wird.

Für den Flexibilitätsabruf konnte technisch nur eine Ad-hoc-Entscheidung umgesetzt werden. Eine Prognose über einen längeren Zeitraum wurde aufgrund externer Faktoren, wie etwa Nutzungsverhalten des Landwirts oder Wettereinflüsse, erschwert. Der aktuell übermittelte Fahrplan beinhaltet den aktuellen Batteriespeicherstand, der alle fünf Minuten aktualisiert wird.

Zum Zeitpunkt des Abrufes werden dem Teilprojekt zusätzlich Führungsgrößen in Form eines vorgegebenen Soll-Leistungswertes übermittelt. Das Energiemanagement prüft die eingehende Soll-Führungsgröße und gibt diese bei Verfügbarkeit an die Batterie weiter.

Nach der Prüfung der lokalen Verbraucher und Erzeuger auf dem Hof steht die Wechselbatterie als schaltbarer Verbraucher zur Verfügung. Durch den fehlenden CCS-Standard war keine Einspeisung in das Stromnetz möglich, so dass Flexibilität nur in Nachfrage-Richtung zur Verfügung steht. Dabei stellt das Teilprojekt sowohl die Erhöhung der Nachfrage als auch die Verringerung der Nachfrage (Abschaltung des Ladevorgangs) zur Verfügung.

Die maximale Ladeleistung der Batterie wird durch die Leistung der Ladesäule von 21 kW begrenzt, jedoch wird über das Energiemanagementsystem nur der Befehl „Laden“ ausgegeben, die Batteriesteuerung entscheidet selbst, mit welcher Ladeleistung dies geschieht. Die Batterie wird nicht unter eine Kapazität von 30 Prozent gebracht, damit immer eine Restladung für die lokalen Anwendungen verbleibt.

## Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

Mit Umsetzung des Teilprojektes SESAM-Farm musste die Erfahrung gemacht werden, dass einige Komponenten nicht so effektiv an das System angebunden werden können, wie ursprünglich angenommen:

- Das Blockheizkraftwerk konnte nicht in Betrieb genommen werden und nimmt nicht an der Flexibilitätsbereitstellung teil.
- Die PV-Anlage im Besitz der Pfalzwerke Solar speist direkt am 10 kV-Trafo ein. Für den eingespeisten Strom wird eine EEG-Vergütung bezogen. Die Erzeugungswerte der PV-Anlage werden gemessen, Schalthandlungen simulativ betrachtet.
- Melkanlage, Lüftung und Milchkühlung betreffen sensible Betriebsabläufe und dürfen aus Gründen der Sicherung eines reibungslosen Betriebsablaufs nicht gesteuert werden.
- Die Rapsmühle wird simuliert betrachtet.
- Die Battery Boost Wechselbatterie besitzt aktuell aufgrund der Normung des CCS-Ladens noch keine bidirektionale Funktionalität, sondern wird nur geladen. Die Erfassung und einseitige Steuerung sind möglich. Entladevorgänge werden simuliert betrachtet.
- Die Hochleistungsmaschine wird ebenfalls simuliert betrachtet.
- Der Hausanschluss wird erfasst.

Nach der Analyse der Pfalzwerke im Rahmen des Teilprojektes gibt es aktuell nur wenige schaltbare Verbraucher und Erzeuger auf der SESAM-Farm. Zu Beginn des Teilprojektes wurden potenzielle Verbraucher, wie zum Beispiel die Melkanlage, die Milchkühlung, die Rapsmühle, das lokale BHKW oder die Stalllüftung, auf Potenziale zur Flexibilitätsbereitstellung geprüft. Jedoch ergab die Analyse, dass entweder zum Schutz der Tiere auf dem Hof oder auch aufgrund organisatorischer oder technischer Umstellungen keiner der Verbraucher als flexibel ab- oder zuschaltbare Last in Frage kam.

Entsprechend sind in vielen Fällen Investitionen erforderlich, um landwirtschaftliche Betriebe „SESAM-gerecht“ zu gestalten. Überall dort, wo ohnehin neue Anlagen entstehen oder bestehende Anlagen erneuert werden, sind die Hürden für den Aufbau und wirtschaftlichen Betrieb einer SESAM-Farm gegenüber dem betrachteten Betrieb deutlich niedriger.



● Wärme ● Strom ● Gas



Das Informations- und Kommunikationstechnik- (IKT) Konzept zur Ansteuerung dieser Verbraucher wurde daher nicht umgesetzt. Jedoch wurden Messdaten erhoben, um die Lastprofile einiger Verbraucher zu ermitteln und diese in die übergeordnete Datenerfassung, Simulationen und Visualisierung zu integrieren.

Zur Flexibilitätsbereitstellung wurden final zwei Batteriespeicher mit insgesamt 60 kWh Speicherkapazität eingesetzt und angesteuert. Im Projektverlauf zeigte sich jedoch, dass die Speichereinheiten aufgrund von Limitierungen im CCS-Standard noch nicht bidirektional nutzbar sind. Systemdienstleistungen können deshalb mit einer maximalen Flexibilitätsleistung von im besten Fall 30 kW Nachfrageleistung angeboten werden.

Ebenso konnte der Ansatz der Lastspitzenkappung zur Reduzierung der Netzentgelte nicht erprobt werden, da die Batterien nicht bidirektional nutzbar sind. Für die Flexibilitätsbereitstellung müssen vor allem die verfügbaren Batteriekapazitäten in der Praxis erheblich gesteigert werden, wie zum Beispiel durch eine höhere Anzahl bidirektional nutzbarer Batterien auf mobilen Arbeitsmaschinen.

Dies ist aufgrund der zu erwartenden zunehmenden Elektrifizierung mobiler Landmaschinen ein realistisches Szenario, dessen Entwicklung durch eine farmübergreifende Vernetzung von Maschinen und deren Batterien unterstützt und vorangetrieben werden kann. Die IKT-Struktur von DESIGNETZ kann dabei als technologische Basis dienen. Auf organisatorischer Seite sind Farmverbände, wie etwa Maschinenringe, gefordert, entsprechende Geschäftsfelder für ihre Mitglieder aufzubauen.

Zeitvariable Tarife auf Basis der im Teilprojekt ermittelten Ergebnisse brachten weder der SESAM-Farm noch den Pfälzwerken signifikante Vorteile, stellen also keinen Business Case dar. Der Lastspitzenkappungs-Ansatz zur Reduzierung der Netzentgelte konnte innerhalb des Teilprojektes nicht berücksichtigt werden, da die Batterien nicht bidirektional genutzt werden können. Simulationsrechnungen zeigten hier jedoch ein erhebliches Potenzial.

#### Folgende Hemmnisse wurden im Laufe des Teilprojektes identifiziert:

- Der Flexibilitätsmarkt muss entwickelt werden
- Gehandelte Mindestmengen sind zu hoch angesetzt (Pooling ist heute zwingend notwendig)
- Kritische Änderungen im Betriebsablauf (Lastverschiebung), notwendige Verhaltensänderungen des Kunden, zum Beispiel landwirtschaftliche Prozesse sind auf zeitliche Verschiebbarkeit zu prüfen und zu überwachen
- Die notwendigen Investitionen sind heute noch zu hoch
- Belastungen sind EEG-Umlage, Netzentgelte und Kosten, die aufgrund der Spitzenlasten beim Betrieb der Hochleistungsmaschine anfallen
- Viele Rollen und Prozesse sind zu berücksichtigen (Technik, IT, Landwirtschaft, Netzbetreiber)
- Die Umsetzung dauert länger, da noch keine einheitlichen Anschlüsse und Kommunikationsstandards zur Verfügung stehen.



#### Beteiligte Partner

- John Deere GmbH & Co. KG, European Technology Innovation Center
- Schabmüller GmbH
- Ingenieurbüro Buss
- PFALZWERKE AKTIENGESELLSCHAFT

#### Ein Blick in die Zukunft

Eine wesentliche Erkenntnis ist es, dass noch viel Forschungsbedarf besteht, weil viele Verbraucher und Erzeuger in landwirtschaftlichen Betrieben noch nicht flexibilisierbar sind. Aus Sicht der Pfälzwerke konnte daher das Ziel, eine bilanziell energieautonome Farm mit den genannten Flex-Optionen umzusetzen, nicht erreicht werden.

Es setzt eine gewisse Leistungsgröße voraus, damit der Aufwand für einen Anschluss und die darüber erzielbare Menge an Flexibilität in einem wirtschaftlich attraktiven Verhältnis stehen. Je einfacher der Anschluss hinsichtlich IT und Markt realisierbar ist, umso besser können kleinere Anlagen in die Flexibilitätsbereitstellung integriert werden.

Aktuell ist das vorliegende Konzept noch nicht multiplizierbar, da es nicht wirtschaftlich genug ist und daher keinen zukunfts-fähigen Use Case darstellt. Auch die Spitzenlastkappung bietet keine überzeugenden Einsparungen, da sich zu viele Faktoren, wie zum Beispiel die entgegenstehende Nutzung der Batterien durch den Kunden, negativ auswirken können. Mit der bevorstehenden weiteren Elektrifizierung von mobilen Landmaschinen und der einhergehenden Modernisierung oder Erneuerung bestehender stationärer Einrichtungen ergeben sich in Zukunft dennoch große Potenziale.

Auch aus Netzsicht sind heute ebenfalls noch keine Produkte oder Use Cases ersichtlich, da das lokale Netz derzeit keine Engpässe aufweist und Spitzenlastkappung beim Verbraucher derzeit nicht notwendig ist.

Als besonders anwendungsfreundlich hat sich die Visualisierung der Energieverbräuche in Echtzeit herausgestellt. Da bei der Überschreitung gewisser Leistungsgrenzen höhere Strombezugskosten zu erwarten sind, können Betriebszeiten nicht notwendiger oder verschiebbarer Vorgänge vor der Schaltung kurz auf dem Handy via App geprüft und bei Bedarf verschoben werden. Insgesamt liegt der Agrarbereich mit dem vermehrten Einsatz digitaler Mess- und Steuerungstechnik im allgemeinen Digitalisierungstrend. Ob darüberhinausgehende Investitionen in IKT notwendig und sinnvoll sind, konnte nicht abschließend geklärt werden.

Für DESIGNETZ stellte die SESAM-Farm einen kleineren, deshalb für Rheinland-Pfalz typischen Hof dar. Größere landwirtschaftliche Betriebe und Betriebsverbände bieten entsprechend umfangreichere Möglichkeiten zur Flexibilisierung. Hier wären weitere Forschungs- und Entwicklungsprojekte notwendig, für die die Ergebnisse von DESIGNETZ eine gute Grundlage darstellen.





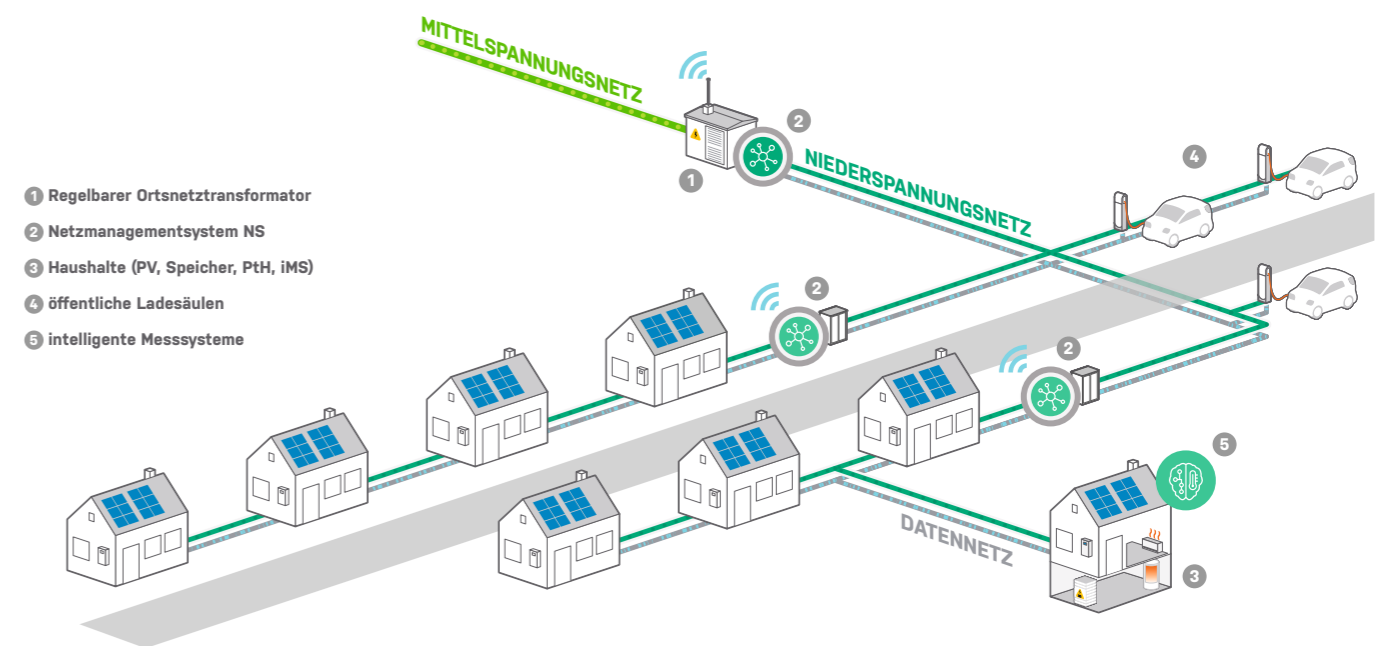
# ENERGIESTUDIO RHEINHESSEN GALERIE MARKT/KUNDE: ENERGIEAUTARKE NEUBAUSIEDLUNG

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

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

Ihren Wärmebedarf decken die Nullenergie-Gebäude durch Wärmepumpen. Jedes Haus besitzt eine Ladestation für Elektrofahrzeuge. In der Siedlung wird ein Car-Sharing-Modell mit Elektrofahrzeugen bereitgestellt und drei öffentliche Ladestationen im Energiewohnpark errichtet.

Die EWR überwacht die Energieflüsse im Energiewohnpark, prognostiziert diese und stützt 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.



- Beteiligte Partner**
- EWR AG
  - EWR Netz GmbH
  - StoREGio Energiespeichersysteme e.V.



## Was das wirtschaftlich bedeutet

Jedes Gebäude im Energie-Wohn-Park Helfrichsgärtel III ist ein Stromerzeuger, jeder Bewohner ist zugleich Stromproduzent und -verbraucher (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 und virtuellen Speicher zusammen, sodass die dadurch entstehende Flexibilität genutzt werden kann. Das weitestgehend bilanziell energieautarke Neubaugebiet und die innovativen Mehrwertdienste sind prototypisch für die Prosumer-orientierten Energiemärkte der Zukunft.

**EINZELTECHNOLOGIEN (AKTUELL):**  
3 Schnellladesäulen/~ 10 Hausbatteriespeicher





## TECHNISCHE PARAMETER

**MAX. LEISTUNG**  
600 kW

**NETZEbene**  
Niederspannung

**FLEXIBILITÄTSBAND ERZEUGUNG**  
0 - 100 kW

**SPANNUNGSEBENE**  
0,23 - 0,4 kV

**ABRUFTYP\***  
Typ 4 - Ad-hoc-Abruf

**FLEXIBILITÄTSBAND DESIGNEDERZEUGUNG**  
0 - 100 kW

\*siehe Band 1 Kapitel Flexibilität, S. 38

### Im Interesse von Forschung & Entwicklung

In diesem Teilprojekt wird in einem Neubaugebiet zur Optimierung der Energieversorgung im Privatkundenbereich nach dem Kaskadenmodell eine Kombination aus Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern realisiert. Zusätzlich sind die Speicher in einem virtuellen Kraftwerk vernetzt. Darüber hinaus wurde untersucht, wie sich Smart-Home-Techniken für energieeffiziente Lösungen einsetzen lassen.

Das Teilprojekt „Energiestudio Rheinhessen – Galerie Markt/Kunde“ rückt die Entwicklung zukünftiger Geschäftsmodelle in den Fokus, mit dem Ziel, ein innovatives Endkundenprodukt zu generieren. Dabei wurden auch die regulatorischen Hemmnisse und notwendigen Rahmenbedingungen aufgezeigt. Als ein erster Ansatz wurde die interne Optimierung eines Neubaugebietes angestrebt, die über einen Direktvermarktungsansatz intern realisiert werden soll und extern Flexibilität überschüsse einem dritten Markt, zum Beispiel dem Regelenergiemarkt, anbietet.

Im Neubaugebiet beziehen sich die Anwendungen auf die Stromversorgung, die Stromverteilung, die Stromspeicherung sowie die Beteiligung am Regelenergiemarkt. Im vormalig vorgesehenen Power-to-Heat-Projekt (PtH) ging es um die Verwendung von überschüssiger Energie aus Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) zu Heizzwecken.



**Ansprechpartner:**  
**Henriette Zimmer**  
EWR AG



**Ansprechpartner:**  
**Benedikt Kohlireser**  
EWR AG

### Aussichten für ein Geschäftsmodell

Folgende Schlüsselfaktoren (angelehnt an die Methodik des Business Model Canvas) konnten für das Geschäftsmodell benannt werden:

#### Wertschöpfung Partner (vorgelagerte Dienstleistungen):

- Virtuelles Kraftwerk für Primärregelleistung (PRL)
- PV-Prognosen
- Fahrplanprognose und damit Flexibilitäts-Prognose
- Anlagentechnik und Home Energy Management Systems (HEMS) – bezahlt durch Kunden (bspw. Power-to-Heat, Stromspeicher, PV-Anlagen)

#### Wertangebot:

- Direkt finanzielle Erlöse
  - Primärregelleistung
  - EEG-Einspeisungsabtretung
  - Angebot Steuerbarkeit Ladesäule (14a-Tarif)
  - Vermeidung/Reduzierung Wechselrichter- und 14a-Spitzenkappung, Eigenverbrauchsoptimierung
- Indirekt finanzielle Erlöse (Energieeinsparung)
  - Energietransparenz (nahe Echtzeit)
  - Energiebenchmarking (Community)
- Sonstiges und ideeller Wert
  - Vermeidung Spitzenkappung E-Auto
  - Teilhabe an Energiewende
  - Eigenoptimierung Verbraucherverhalten

#### Interessengruppe/Kunde:

- Netzbetreiber
- Verbraucher

Über die Entwicklung eines innovativen Endkundenprodukts wurden mehrere Wertangebote sowie zwei Interessengruppen identifiziert. Um diese Interessengruppen bedienen und Wertschöpfung generieren zu können, mussten zunächst mehrere Anlagenkomponenten kombiniert werden.

So kamen im Geschäftsmodell verschiedene Haus-Anlagentechniken zum Einsatz, wie zum Beispiel Power-to-Heat über Wärmepumpen, PV-Anlagen, Stromspeicher und Ladestationen für E-Mobilität. Die Verbraucher, in diesem Fall die Hausbesitzer im Neubaugebiet, konnten hierdurch von zwei Wertangeboten profitieren: Zum einen von der Energietransparenz über das implementierte Energiemanagement, zum anderen von der Energieeinsparung durch Optimierung der Anlagen.



Als Mitglied des Ausschusses für Wirtschaft und Energie besuchte der Bundestagsabgeordnete Peter Bleser am 29. Oktober 2019 die DESIGNETZ-Teilprojekte Energiewabe Rhein-Hunsrück-Kreis, SESAM-Farm, Energiestudio Rheinhessen, Dynamische Netzstabilisierung, EMIL und Monitoring für Flexibilität. In seiner Funktion ist er zuständig für Förderprogramme zur Erprobung der Energieversorgung aus erneuerbaren Energien und erstattet der CDU/CSU-Fraktion für alle SINTEG-Schaukasten Bericht.

Der Versorger der Haushalte hatte zudem die Möglichkeit, durch das Pooling der Anlagen dem Netz Dienstleistungen zur Verfügung zu stellen (siehe direkt finanzielle Erlöse).

#### Als Fazit ergeben sich aus diesem Teilprojekt folgende Erkenntnisse:

- Wirtschaftlichkeit kann erreicht werden, wenn viele räumlich naheliegende Anlagen teilnehmen und dies gesetzlich sicher als ein Verbund wahrgenommen werden kann sowie eine zentrale Frequenzmessung zur Teilnahme am Regelenergiemarkt (PRL) möglich ist.
- Die Kommunikationskosten haben sich als zu hoch erwiesen, insbesondere für PRL, da kundeneigene DSL-Schnittstellen zwar für Energie Management Systeme (EMS), nicht jedoch für PRL erlaubt waren.
- Die Belastung mit Netznutzungsentgelt/Umlagen sollten umstrukturiert werden, da ansonsten P2P-Lösungen kaum sinnvoll sind, zumal die Bedingungen bei Häusern tendenziell gleich sind.

#### Flexibilität bereitstellen

Im Teilprojekt wurde ein von einem Dienstleister entwickeltes Energiemanagementsystem für Datenaufnahme, Datenverwaltung, grafische Auswertung, intelligente Steuerung, Anlagen- und Prozessüberwachung, Prognoseberechnung, Fahrplanübersendung, Fahrplanempfang und automatisierte Fahrplanumsetzung eingesetzt. Die Prognose basiert auf der Nutzung von Wetter- und Marktdaten sowie historischen Daten des Nutzerverhaltens.

Das Teilprojekt kann mittels seiner aggregierten Anlagen in Form von Energieerzeugung und -nachfrage Flexibilität von 100 kW anbieten. Bei einem mittleren Ladestand der Batterien und einer maximalen Leistung können die Batteriespeicher für eine Dauer von 30 Minuten Flexibilität bereitstellen. Diese Dauer kann bei Änderung der Leistung oder im realen Betriebsfall durch anderweitige Nutzung variieren.

#### Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

Beim technischen Aufbau traten mitunter Abweichungen von der erwarteten Verfüg- und Belastbarkeit der Speicher sowie Kommunikationsausfälle in einzelnen Anlagenteilen, zum Beispiel Wechselrichter, auf. Die betroffenen Anlagenteile wurden daraufhin ausgetauscht und Maßnahmen zur Verbesserung der Kommunikation durchgeführt.

#### Folgende Hemmnisse wurden im Laufe des Teilprojektes identifiziert:

- EEG, Netzentgelte, Betreiberrollen, Versorgerrollen
- Mindestgrößen von 1 MW für die Bereitstellung von Regelleistung
- Hohe Investitionskosten für Ladesäulen-Infrastruktur
- Zusätzliche Betriebskosten aufgrund von komplexem Betrieb und Anlagenwartung
- Kritische Änderungen im Betriebsablauf durch Veränderungen oder unerwartete Eingriffe in den Prozess
- Mögliche Nachteile bei der Nutzung des Teilprojektes als Flexibilität:
  - Neubaugebiet: hohe Investitionskosten, notwendige Verhaltensänderungen, Einschränkungen in der Mitbestimmung für den Kunden
  - Altbaugebiet mit Nahwärmebereich: höhere Investitionskosten durch PtH-Integration, Änderungen im Betriebsablauf des Energieversorgers
  - Aufsetzen von Nutzungsvereinbarungen
  - Erhebung personenbezogener Daten

#### Ein Blick in die Zukunft

Besonders zwei Faktoren sind für eine Umsetzung wichtig: Eine preisgünstige Kommunikationstechnik sowie standardisierte Protokolle und Schnittstellenbedienungen der Anlagenteile.

Für einen effizienten und effektiven Rollout, insbesondere der gebündelten Flexibilität über das Smart-Home-System im virtuellen Kraftwerk in Neubaugebieten, ist die Wahl und Steuerung geeigneter Hersteller, Handwerker und Kunden entscheidend. So müssen die eingesetzten Systeme Smart Grid und Virtual Heat & Power (VHP) ready sein. VHPready ist ein offener Industriestandard für die Steuerung und den Zusammenschluss von dezentralen Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen, Verbrauchern und Energiespeichern zu Virtuellen Kraftwerken und Anwendungen im Smart Grid. Darüber hinaus sollten Hersteller und Handwerker Detailwissen zum Thema Steuerung und Anschluss virtueller Kraftwerke und deren Dienstleistungen für das Stromnetz der Zukunft haben. Die Privatkunden sollten gut informiert werden und innovativen Energiekonzepten gegenüber aufgeschlossen sein.

In Bezug auf die Sektorenkopplung im Altbau und Nahwärmebereich mit integrierter Wärmebedarfsprognose sind in erster Linie Hersteller und Energieversorger gefragt, potenzielle Zielgruppen zu informieren und zu überzeugen.



# POWER-TO-HEAT WERNE: ÜBERSCHÜSSIGEN STROM ALS WÄRME NUTZBAR MACHEN

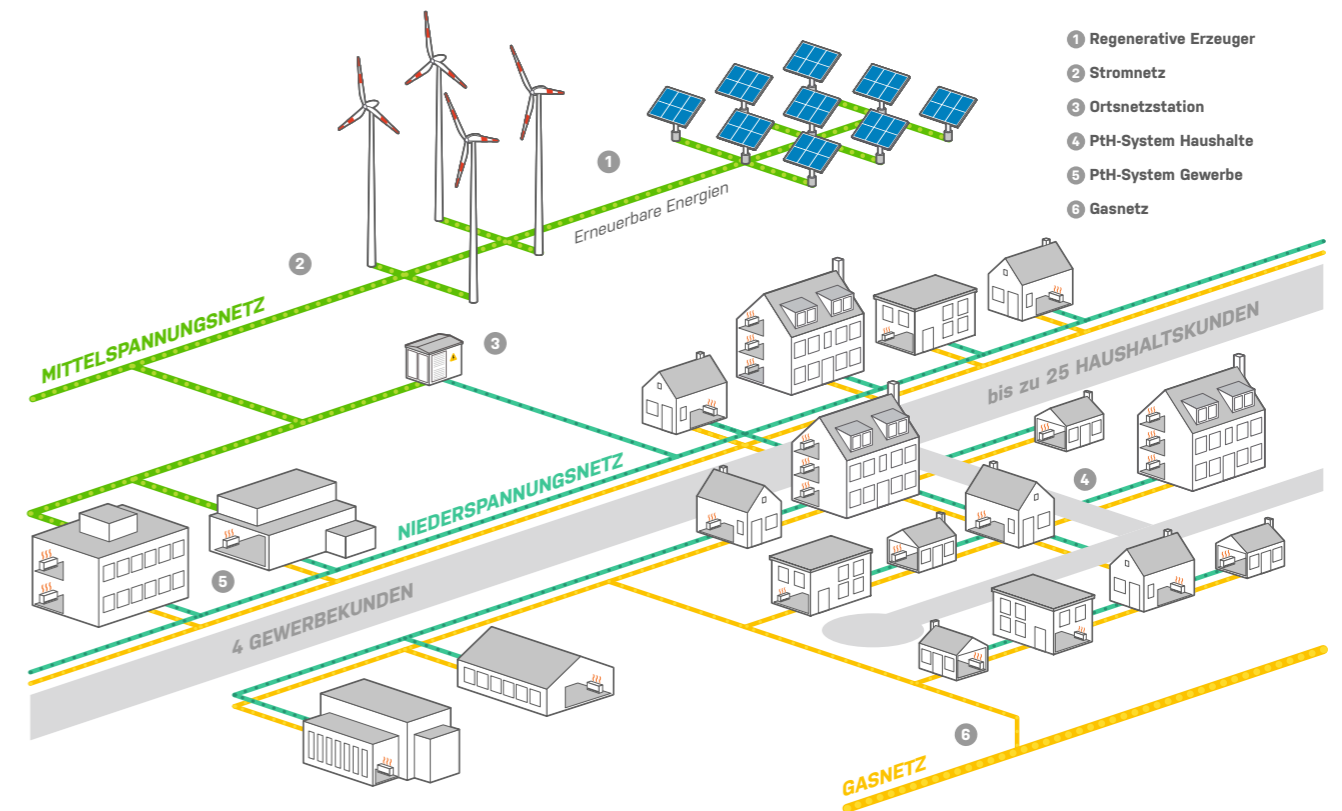
Bei konventionellen Heizungsanlagen wird der kalte Rücklauf direkt zum Wärmeerzeuger zurückgeführt und dort wieder erhitzt. Die Westnetz GmbH installierte im Rahmen des Teilprojektes bei 25 Haushaltskunden und vier Gewerbekunden im Stadtgebiet Werne dezentrale Power-to-Heat (PtH) Anlagen, mit denen das 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 (EE) verbrauchen, der im Netz nicht anderweitig genutzt werden kann.

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

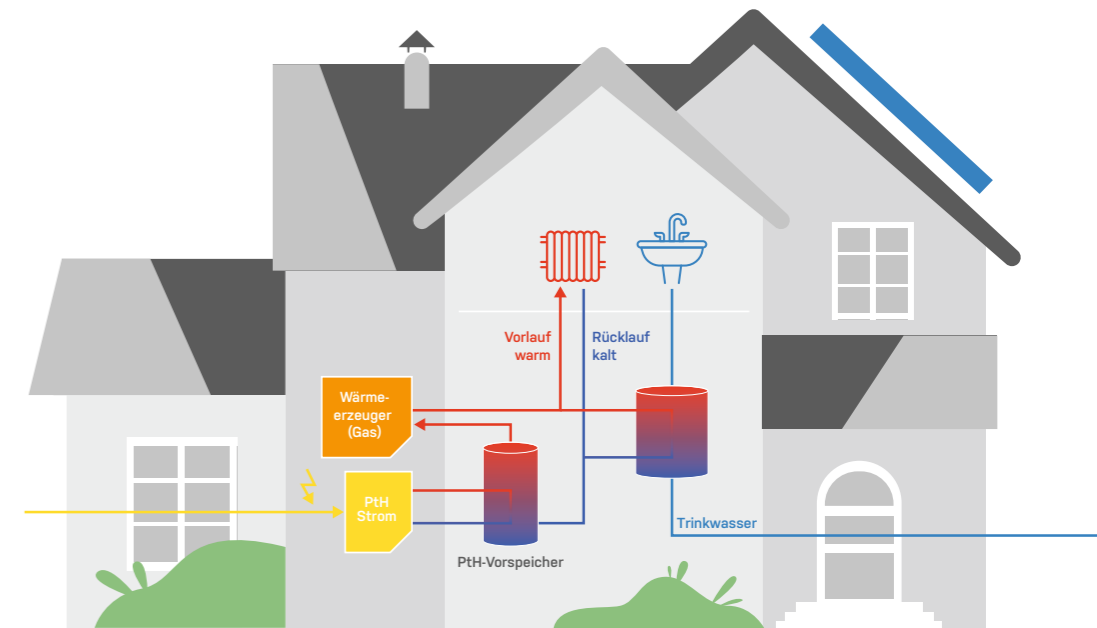
## Im Teilprojekt „Power-to-Heat“ wurde überprüft:

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.



## Beteiligte Partner

- Westnetz GmbH
- E.ON SE



## Was das wirtschaftlich bedeutet

Wenn die Sektorenkopplung 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.

## TECHNISCHE PARAMETER

### MAX. LEISTUNG

292 kW

### NETZEBENE

Niederspannung,  
Gasortnetz

### DRUCKSTUFE

0,022 - 0,1 bar  
(Niederdruck),  
0,1 - 1 bar  
(Mitteldruck)

### FLEXIBILITÄTSBAND ERZEUGUNG

6 -292 kW

### GESAMTANLAGENZAHL

29 (25 Anlagen in Haus-  
halten, 4 Anlagen im  
Gewerbe)

### ABRUFTYP\*

Typ 4 - Ad-hoc-Abruf

### GESAMTLEISTUNG

292 kW

- Heizungsmix: Vom atmosphärischen Kessel bis hin zur Brennwerttherme
- Anlagentypen im Haushalt: 6 kW Leistung / 12 kW Leistung
- Anlagentypen im Gewerbe: 24 kW Leistung / 30 kW Leistung



\*siehe Band 1 Kapitel Flexibilität, S. 38

## Im Interesse von Forschung & Entwicklung

Das Teilprojekt „Power-to-Heat Werne“ hat das Ziel, überschüssigen Strom in privaten Haushalten und Gewerbebetrieben als Wärme nutzbar zu machen und die Skalierbarkeit von PtH-Anlagen in Haushalten und Gewerbe zu prüfen sowie eine Schwarmtechnologie zu entwickeln, die eine Ansteuerung dieser verteilten Anlagen ermöglicht. Dabei wurden auch regulatorische Rahmenbedingungen untersucht. Der primäre Nutzen ist hierbei die eigene Wärmeversorgung. Innerhalb von DESIGNETZ wurde die Flexibilität der PtH-Anlagen durch Anschalten und Aufheizen eines zusätzlichen Warmwasserspeichers erreicht.

## Aussichten für ein Geschäftsmodell

Folgende Schlüsselfaktoren (angelehnt an die Methodik des Business Model Canvas) konnten für das Geschäftsmodell benannt werden:

### Wertschöpfung Partner

#### (vorgelagerte Dienstleistungen):

- Anlagentechnik (PtH-Vorspeicher, Heizschwert, Informations- und Kommunikationstechnik (IKT): Fernwirktechnik)
- Prognose Flexibilitätsangebot in Abhängigkeit von Wetterprognose

### Wertangebot:

- Engpassmanagement Strom: in Engpassregionen denkbar (wie bspw. §13 (6a) EnWG)
- Engpassmanagement Gas
- Technisch machbar, aber nicht umgesetzt:
  - Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL) (negativ, als Schwarm)
  - Optimierung Bilanzkreis
- Besicherung gegenüber Ausfall Gasheizung
- Grundheizlast im Frühling/Herbst: Nutzung von PV-Strom (Eigenoptimierung)

### Interessengruppe/Kunde:

- Netzbetreiber (ÜNB, VNB – Strom und Gas)
- Bilanzkreisverantwortlicher
- PV-Anlagenbetreiber

Im Fokus des Geschäftsmodells stand die Ergänzung von Haushalts-Heizungsanlagen und gewerbebetrieblichen Anlagen, um den Einsatz von Strom zu Wärme (Power-to-Heat) zu ermöglichen. Neben der Unterstützung des Heizungsbetriebs der konventionellen Heizungsanlage, besteht durch die Ergänzung auch die Möglichkeit der Eigenoptimierung zum Einsatz eigener Stromerzeugungsanlagen (zum Beispiel PV-Anlagen) aus Sicht des Gebäudebesitzers.

In der Konstruktion des Geschäftsmodells und des technischen Aufbaus musste hierfür eine geeignete Fernwirktechnik entwickelt werden, die ebenfalls die vorhandene Steuerungseinheit ergänzt. Zusätzlich zur Eigenoptimierung kann durch die Ergänzung der Heizungsanlage und die Möglichkeit, Strom in Wärme umzuwandeln, ein Mehrwert für Netzbetreiber und Bilanzkreisverantwortliche geschaffen werden. Über die Assets (Heizstab) in gebündelter Form können sie eine weitere Option des Engpassmanagements auf Gas- wie auch Stromseite wählen.

Um die Einsparpotenziale und die Option des Engpassmanagements für das Energieversorgungssystem multiplizieren zu können, müssen der Anlagenaufbau sowie die Instrumentierung durch einheitliche Definitionen und Schnittstellen für den Massenmarkt ertüchtigt werden.

Derzeit wird das aufgebaute Geschäftsmodell durch Umlagen, Abgaben und Steuern belastet. Hierzu zählen unter anderem die Stromsteuer, die anteilige oder gar vollständige Belastung mit der EEG-Umlage sowie Netznutzungsentgelte. Das hier geschaffene Wertangebot kann zukünftig tragfähig werden, wenn der Strompreis auf einem ähnlichen Niveau wie der Gaspreis liegt.

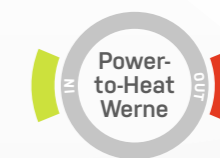
## Flexibilität bereitstellen

Das Teilprojekt stellte Flexibilität in Form einer Erhöhung der Nachfrage bereit. Zur Bereitstellung wurde eine dreitägige Prognose ermittelt und an das System Cockpit gesendet. Dazu wurden Betriebsdaten, wie Anlagenstatus, Speichertemperatur, Heizungsvorlauf- und Heizungsrücklauf-temperatur, aus der Anlagensteuerung übermittelt, mit bereitgestellten Wetterdaten sowie einem Standardlastprofil abgeglichen und von der intelligenten Steuerung berücksichtigt. Ein selbstlernender Algorithmus ermittelt basierend auf dieser Datenlage die Prognose.



Ansprechpartner:

Michael Freundschuh  
Westnetz GmbH



● Wärme ● Strom ● Gas

Für den Umbau der lokalen Bestandsanlage zur Bereitstellung der Flexibilität wird in das bestehende Heizungssystem nicht eingegriffen, sondern lediglich eine Ergänzung vorgenommen. Über diesen Weg bleibt die Funktionsweise der Bestandsanlage unangetastet und es wird potenziellen Gewährleistungsansprüchen vorgebeugt.

Bei einem bevorstehenden Flexibilitätsabruf wurde dem Teilprojekt zeitnah (etwa 2 Stunden) vor dem Abruf ein Soll-Fahrplan zur Flexibilitätsbereitstellung vom System Cockpit zur Verfügung gestellt, der dann zum Abrufzeitpunkt vom Teilprojekt selbstständig umgesetzt wurde. Bei externer Anfrage kann Flexibilität in 6-kW-Schritten bis maximal 292 kW zur Verfügung gestellt werden. Das Speichervolumen ist im Verhältnis zur Heizleistung so ausgelegt, dass bei mindestens 10K Temperaturdifferenz zur Maximaltemperatur (Einschaltkriterium) zu jeder Zeit ein Betrieb von 15 Minuten zur Flexibilitätsbereitstellung gewährleistet werden kann (Mindestangebot an System Cockpit).

## Erfahrungen gesammelt, Erkenntnisse gewonnen

Aktuell bietet das vorliegende technische Konzept kein großes Potenzial als Geschäftsmodell, da PtH-Systeme derzeit nicht als Netzbetriebsmittel angesehen werden. Durch Belastungen mit Umlagen und Entgelten des Stroms zum Betrieb des Heizstabes ist die Wärmebereitstellung gegenüber Gas nicht wirtschaftlich. Dies könnte sich durch angepasste regulatorische Rahmenbedingungen jedoch ändern.

Die Flexibilitätsbereitstellung durch konventionelle Gasheizungen ist möglich. Dadurch entsteht vor allem für Gebäude mit erhöhtem Wärmebedarf oder mit schlechten Voraussetzungen für die Nachrüstung von Wärmepumpen, Potenzial für eine CO<sub>2</sub>-reduzierte Wärmeerzeugung.

Des Weiteren bietet sich durch die Wärmebereitstellung mit Strom die mögliche Einbindung von Eigenerzeugungsanlagen (zum Beispiel PV) an, die heute noch teils von der EEG-Vergütung profitieren und teils nur für einen kleinen Teil des Haushaltsstroms eingesetzt werden können.

Bei der Umsetzung und vor allem bei der Entwicklung der gebündelten Ansteuerung der dezentralen Anlagen, sollten leicht realisierbare Plug & Play-Lösungen und Standardanschlüsse eingesetzt werden, die die Aggregation mehrerer Anlagen erleichtern.

Für die Akquise der Teilnehmer hat sich die Einbindung der lokalen Presse als hilfreich erwiesen, um das Interesse und die Teilnahmebereitschaft zu erhöhen.

## Folgende Hemmnisse wurden im Laufe des Teilprojektes identifiziert:

- Verfügbarkeit von Handwerkerleistungen
- Anerkennung einer PtH-Anlage als Netzbetriebsmittel
- Automatischer Betrieb der PtH-Anlage ohne Auswirkung auf Kundenanlage und Qualitätsverlust
- Vermeidung von Legionellen
- Vermeidung von Kalkausfall
- Hohe Investitionskosten
- Zusätzliche Betriebskosten aufgrund von Druck- u. Wärmeverlusten
- Einbindung mehrerer Installateure sorgt für hohen Zeitaufwand
- Regulatorische Belastungen
- Hohe Information Security Management System Anforderungen

## Ein Blick in die Zukunft

Besonderes Interesse zeigte sich an Konzepten, die den Kunden Lösungen zur Eigenverbrauchsnutzung und -optimierung nach Ablauf der PV-Förderung bieten. Dabei stehen derzeit die hohen Investitionskosten, vor allem bei der IKT, dem Wertangebot dieses Ansatzes entgegen.

Darüber hinaus hat es sich als sinnvoll erwiesen, qualifizierte Installateure bereits zu Beginn einzubinden und zudem Steuerungen (ISMS) für die Flexibilitätserweiterung in den Kellerräumen einzusetzen, die von den Kunden eigenständig programmiert werden können.

Folgende **Empfehlungen** sind entstanden:

- Zentrale Vergabe über einen Installateur
- Kein Anlagen-Bausatz, sondern Standard-PtH-Anlage mit definierten einheitlichen Anschlüssen

Zusätzlich konnte im Teilprojekt identifiziert werden, dass für eine höhere Attraktivität der entwickelten Flexibilitätstechnologie die Optimierung des Speichers und dessen Einbindung weiterentwickelt werden muss sowie einfach parametrierbare Anlagensteuerungen am Markt verfügbar sein sollten.



# 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 Salzschnmelze. Für diesen Prozess sind große Strommengen erforderlich.

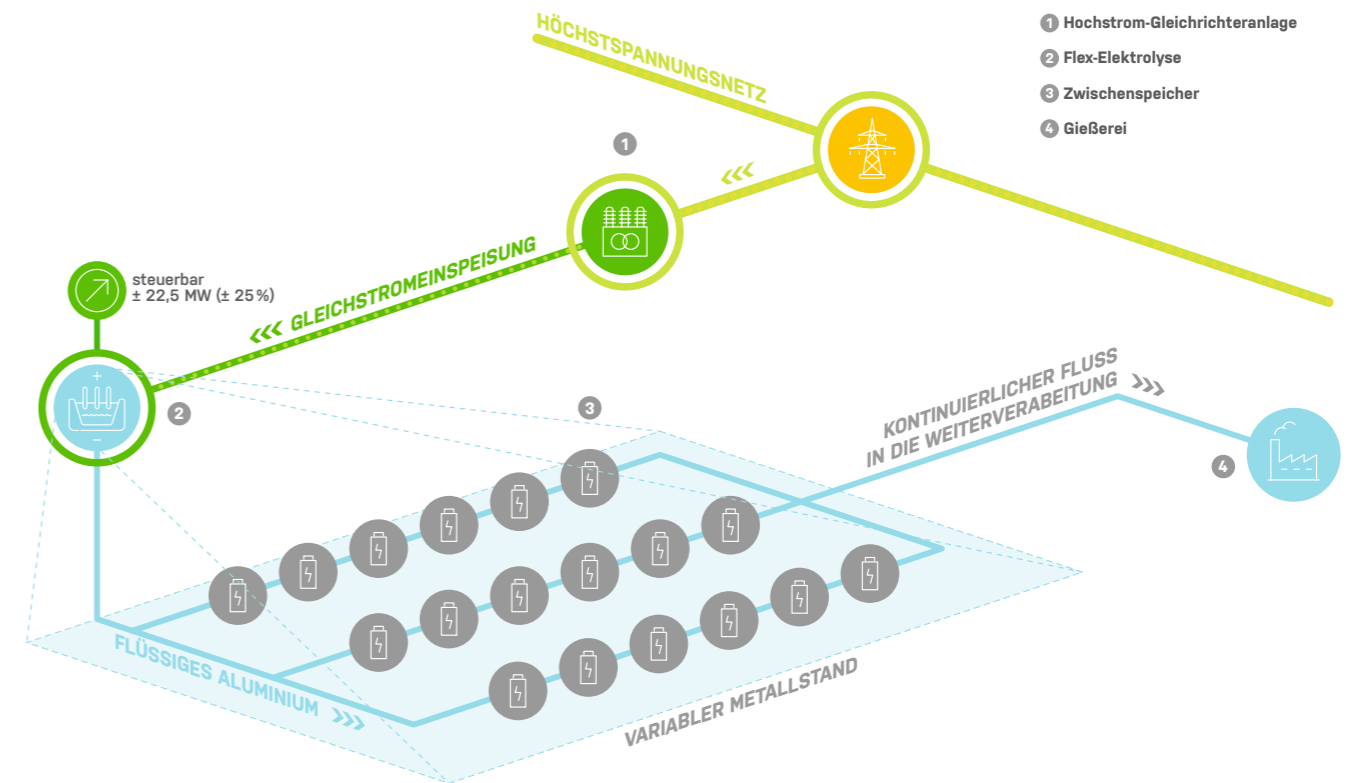
Die Grundidee des Teilprojektes war es, die Produktion so zu flexibilisieren, dass die große Last der Aluminiumhütte genutzt werden kann, um gezielt überschüssigen Strom aus regenerativer Erzeugung aufzunehmen oder bei Erzeugungsmangel den knappen Strom durch Drosselung der Produktion anderen Verbrauchern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



● Wärme ● Strom ● Gas

## Das hat mehrere Vorteile

1. Windkraftanlagen und andere regenerative, witterungsabhängige Stromerzeuger können auf diesem Weg 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 Aluminiumelektrolyse 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 Strom nicht direkt speichert, sondern daraus ein physisches Produkt erzeugt. Daher wird sie als virtueller Speicher bezeichnet.
4. Die Aluminiumhütte verbraucht insgesamt weniger Strom aus konventioneller Erzeugung, wodurch der Kohlendioxid-ausstoß gesenkt wird.



## Richtig viel Last verschieben: +/- 1.000 MWh

Die Aluminiumelektrolyse hat ein ursprüngliches Lastprofil von 90 MW über 8.500 Vollaststunden. Durch die Flexibilisierung entsteht ein Lastprofil von 90 MW +/- 22,5 MW. Die Lastgrenzen können für bis zu 48 Stunden angefahren werden. Daraus ergibt sich eine symmetrische Lastverschiebekapazität von +/- 1.000 MWh. Damit kann die Aluminium-Flex-Elektrolyse für ein breites Spektrum von Systemdienstleistungen genutzt werden, wie zum Beispiel als extrem schnelles Regenergieprodukt oder als Momentanreserve (künstliche Trägheit).

## Mit Aussicht auf Einsatz

Das Konzept bietet eine Reihe von Einsatzmöglichkeiten: Momentanreserve, Primärregelleistung, Sekundärregelleistung, Minutenreserveleistung sowie bei ab- und zuschaltbaren Lasten. Darüber hinaus kann es im Bilanzkreismanagement, zur direkten Veredelung volatiler Einspeiseprofile, für systemdienliche Residuallastanbieter am Energy-Only-Market (EOM), für innovative Strommarkt- und Ausgleichsenergiemarkt-Produkte und nicht zuletzt als steuerbare Großlast für den Versorgungswiederaufbau genutzt werden.

## Beteiligte Partner

- TRIMET Aluminium SE
- E.ON SE
- Amprion GmbH
- Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH
- Bergische Universität Wuppertal

## Einsatzmöglichkeiten

Momentanreserve, Primärregelleistung, Sekundärregelleistung, Bilanzkreismanagement, direkte 'Veredelung' volatiler Einspeiseprofile



## Was das wirtschaftlich bedeutet

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 Flex-Elektrolyse lässt es sich jedoch senken und wirtschaftlicher handhaben. Eine 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.



## Was das wissenschaftlich bedeutet

Das Teilprojekt erforschte das technisch und wirtschaftlich optimale Zusammenspiel zwischen dem Regenergie- und Strommarkt und zugleich die Bereitstellung bisher nicht verfügbarer Systemdienstleistungen, wie Momentanreserve und Rampenglättung. Beides sind absolute Voraussetzungen bei einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien.

## TECHNISCHE PARAMETER

<b>MAX. LEISTUNG</b> 90.000 kW	<b>NETZEBENE</b> Höchstspannung	<b>LEISTUNGSÄNDERUNGS- GESCHWINDIGKEIT</b> +/- 22.000 kW/s	<b>FLEXIBILITÄTSBAND NACHFRAGE</b> 0 – 22.000 kW	<b>MAX. SPEICHERLADE- UND ENTLADEZEIT</b> 48 h
<b>SPANNUNGSEBENE</b> 220, 380 kV	<b>ABRUFTYP*</b> Typ 4 – Ad-hoc-Abruf	<b>LASTVERSCHIEBE- KAPAZITÄT</b> 1.000 mWh	<b>FLEXIBILITÄTSBAND NACHFRAGE DESIGNETZ</b> 0 – 1.000 kW	<b>JAHRESVOLLLAST- STUNDEN</b> 8.500 h

\*siehe Band 1 Kapitel Flexibilität, S. 38

### Im Interesse von Forschung & Entwicklung

#### Aus Sicht der Geschäftsmodelle:

- Standortsicherung durch Anpassung an neue Rahmenbedingungen der zukünftigen Energieversorgung
- Vermarktung von Produktionsflexibilität auf weiteren Märkten
- Beitrag zur Energiewende

#### Aus technischer Sicht:

- Ermittlung, Entwicklung und Erprobung optimaler Nutzungspotenziale der Flexibilität
- Rückwirkungen des flexiblen Betriebs auf die Produktionsanlagen
- Optimierungspotenziale der technischen Anpassungsmaßnahmen

### Primär- und Sekundärnutzen

Der primäre Nutzen der Anlage ist die Herstellung von Primäraluminium. Im Zuge der Lastverschiebung bzw. der Flexibilisierung des Verfahrens, kann system-, markt- und netzdienliche Flexibilität zur Verfügung gestellt werden:

- Ausgleich von Leistungsbilanzabweichungen
- Frequenzhaltung Primär- und Sekundärregelleistung (PRL, SRL)
- Ausgleich von 1h und 1/4h-Kantensprüngen
- Momentanreserve (künstliche Trägheit)
- Betriebsführung
- Versorgungswiederaufbau



### Aussichten für ein Geschäftsmodell

Folgende Schlüsselfaktoren (angelehnt an die Methodik des Business Model Canvas) konnten für das Geschäftsmodell benannt werden:

#### Wertschöpfung Partner

##### (vorgelagerte Dienstleistungen):

- Aufrüstung des Netzanschlusses
- Umbauten an der Produktionsanlage Energieversorgung aufrüsten (für +25 % Kapazität)
- Anpassung Umweltmanagement (Emissionsgrenzwerte) und Produktion/Logistik
- Vermarkter für Regelenergie und Intraday
- Eigene Vermarktung für AbLaV

#### Wertangebot:

- Systemoptimierung
- Regelleistung (PRL, SRL) – Minutenreserve (MRL) unattraktiv
- AbLaV und Redispatch
- Denkbar: „Nutzen statt Abschalten“/ Verordnung zu zuschaltbaren Lasten (ZuLaV)
- Eigenoptimierung (Bandlastbetrieb oder abweichend davon i. Abh. von Intraday-Preisen)
- Unterstützung beim Versorgungswiederaufbau
- Denkbar, aber aktuell unattraktiv: Bilanzkreismanagement

#### Interessengruppe/Kunde:

- Übertragungsnetzbetreiber
- Andere Bilanzkreisverantwortliche
- Strombeschaffung
- Dargebotsabhängige Einspeiser

Durch Lasterhöhung (Nutzung von überschüssigen Strommen aus erneuerbaren Energien) sowie Lastabsenkung im Falle von zu niedriger Erzeugungsleistung im Netz können zwei Interessengruppen für ein Geschäftsmodell aufgezeigt werden: Als „Kunden“ kommen damit Übertragungsnetzbetreiber (zur Netzstabilisierung) sowie der dargebotsabhängigen Einspeiser (zur Steigerung von EE-Einspeisemengen) in Frage.



**Ansprechpartner:**  
Heribert Hauck  
TRIMET Aluminium SE



**Ansprechpartnerin:**  
Svetlina Ilieva-König  
TRIMET Aluminium SE

Im dargestellten Wertangebot und der Interessengruppe wird ersichtlich, dass mit dem Aufbau eines flexiblen Anlagenparks ein Business Case erreicht werden kann. Die Flexibilisierung der Anlage ermöglicht eine Eigenoptimierung in der Strombeschaffung und ein Angebot von systemdienlicher Flexibilität. Für einen zukünftigen Rollout des im Teilprojekt geschaffenen Flexibilitätsangebotes braucht es jedoch im Bereich der regulatorischen Rahmenbedingung noch einige Änderungen sowie langfristige Planungssicherheit.

Für strukturelle Anpassungen zur Bereitstellung von Flexibilität in der Industrie muss ein Planungshorizont für die Anpassungsinvestitionen über den regulatorischen Rahmen aufgezeigt werden. Hier könnten gesicherte Langfristprodukte sowie ein stabiler Rahmen für den Demand-Response-Bereich Abhilfe schaffen.

### Flexibilität bereitstellen

Durch die Flexibilisierung des Herstellprozesses für Aluminium (Schmelzflusselektrolyse) können große Bilanzabweichungen zwischen Stromeinspeisung und Strombedarf ausgeglichen werden. Dies ist vergleichbar mit der Wirkung eines Pumpspeicherkraftwerks.

In diesem Teilprojekt wird Flexibilität als bis zu 22 MW erhöhbar oder reduzierbare Last zur Verfügung gestellt. Die Dauer der Flexibilitätsbereitstellung liegt bei maximaler Leistung bei 48 Stunden. Solange die maximale Abrufenergie pro Richtung nicht ausgeschöpft ist, kann ein erneuter Abruf jederzeit stattfinden.

Die Flexibilität kann dabei mit einer hohen Dynamik (22 MW innerhalb einer Sekunde) bereitgestellt werden. Für den Betrieb in DESIGNETZ wurde 1 MW zur Verfügung gestellt. Da es sich um eine Lastverschiebung handelt, muss anschließend eine Lastnachholung erfolgen.

Die Betriebssteuerung erfolgte in der gemeinsamen Leitwarte der Elektrolyselinie. Sie umfasste Datenaufnahme, Datenverwaltung, grafische Auswertung, intelligente Steuerung, Anlagen- und Prozessüberwachung, Fahrplanübersendung und -empfang sowie die automatisierte Fahrplanumsetzung.

Für die Prognose wurden Anlagendaten zum Betriebszustand, Fahrplandaten und Anlagen-Ist-Werte verwendet. Zum Abrufzeitpunkt erhielt die Anlage eine Führungsgröße (= Soll-Leistungswert), die direkt umgesetzt werden konnte.

### Erfahrungen gesammelt. Erkenntnisse gewonnen

Das Teilprojekt hat gezeigt, dass die erprobte Anlage mit der neuen Technologie in hohem Maße flexibel einsetzbar ist. Nutzt man jedoch diese kurzfristige Verfügbarkeit für Flexibilitätsprodukte in vollem Maße aus, kann das bereitstellende Unternehmen den Bilanzkreis nicht selbstständig wieder ausgleichen und muss so unter aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen mit hohen finanziellen Risiken rechnen.

#### Darüber hinaus gibt es weitere Hemmnisse, die den Einsatz der Technologie zur Flex-Bereitstellung erschweren:

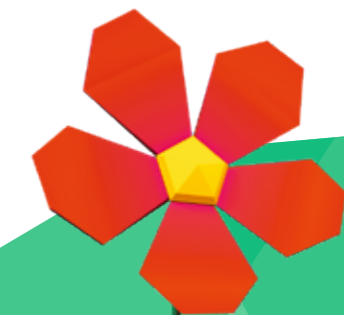
- Kompliziertes Baurecht, aufwändige Genehmigungsverfahren
- Ungünstige Netzentgeltssystematik, Regelungen in der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV): Systemdienliches Verhalten darf keinen negativen Einfluss auf Netzentgelte und Netzentgeltregelungen haben. Umrüstung des Netzanschlusses von 220 auf 400 kV
- Hohe Investitionssumme mit ungewissem ROI sowie zusätzliche Betriebskosten
- Planungshorizont für Anpassungs-Investment: Es fehlen aktuell Langfristprodukte und ein stabiler Rahmen für Demand-Response zu Übertragbarkeit auf andere Unternehmen
- Zusätzliche Betriebskosten aufgrund von Effizienzverlusten, höherem operativen Betriebsführungsaufwand, Opportunitätskosten sowie Steuern, Abgaben und Umlagen
- Konflikt von Energieeffizienz (Spitzensteuerausgleich) und Flexibilisierung (schlechterer Arbeitspunkt)

### Ein Blick in die Zukunft

Durch die Erfahrungen beim Aufbau und Betrieb der vorliegenden Anlage zur Flexibilitätsbereitstellung wurde deutlich, dass ein Rollout der Technologie erst nach Klärung und Absicherung der notwendigen regulatorischen Rahmenbedingungen möglich ist.



# 46 ERFAHRENE PARTNER. EIN GEMEINSAMES ZIEL.





## BILDNACHWEISE

Seite	Kapitel	Quelle
3	Grußwort	Dr. Joachim Schneider/E.ON SE
4-5	Route der Energie	TH Bingen/Daniel Scheck   VSE AG   DESIGNETZ/Jörg Mettlach   Westnetz GmbH
6-7	App	DESIGNETZ
8-9	Flexibilität	DESIGNETZ/Thomas Steuer
10	Flexibilität	STEAG GmbH
13-14	Flexibilität	Richard Lindenau/STEAG Energy Services GmbH
14	Flexibilität	STEAG GmbH
17	Flexibilität	STEAG GmbH
18	Flexibilität	Technische Werke Ludwigshafen AG
20	Flexibilität	Zoltan Meszaros/Technische Werke Ludwigshafen AG   Andreas Bach/Technische Werke Ludwigshafen AG
21	Flexibilität	Technische Werke Ludwigshafen AG
23	Flexibilität	Technische Werke Ludwigshafen AG
24	Flexibilität	Janina Senner/Gas- und Wärmeinstitut Essen e.V.   Burkhard Lenth/E.ON SE
24	Flexibilität	iStockphoto 846723450
28	Flexibilität	Jonas Aichinger/Mainzer Stadtwerke AG
28	Flexibilität	Mainzer Stadtwerke AG
31	Flexibilität	Mainzer Stadtwerke AG
32	Flexibilität	Gas- und Wärmeinstitut Essen e.V.
32	Flexibilität	Gas- und Wärmeinstitut Essen e.V.   Universität Duisburg-Essen
34-35	Netzinfrastuktur	E.ON SE
36	Netzinfrastuktur	EWR Netz GmbH
39	Netzinfrastuktur	Uwe Ohl/EWR Netz GmbH   Markus Koch/EWR Netz GmbH
39	Netzinfrastuktur	iStockphoto 1188930537
40	Netzinfrastuktur	Jörg Mettlach/DESIGNETZ
42	Netzinfrastuktur	Jens-Christoph Müller/Westnetz GmbH
43	Netzinfrastuktur	Westnetz GmbH
45	Netzinfrastuktur	Jörg Mettlach/DESIGNETZ
46	Netzinfrastuktur	Anna Carina Schneider/Westnetz GmbH
46	Netzinfrastuktur	Westnetz GmbH
48	Netzinfrastuktur	Westnetz GmbH
48	Netzinfrastuktur	Dr. Thomas Pollok/Westnetz GmbH
51	Netzinfrastuktur	Christian Mensmann/Westnetz GmbH
52	Netzinfrastuktur	Christian Mensmann/Westnetz GmbH
52	Netzinfrastuktur	E.ON SE
54	Netzinfrastuktur	Westnetz GmbH
56	Netzinfrastuktur	Jörg Mettlach/DESIGNETZ
56	Netzinfrastuktur	Michael Peter Schneider/Westnetz
57	Netzinfrastuktur	Jörg Mettlach/DESIGNETZ
58	Netzinfrastuktur	Dr. Ralf Levacher/Stadtwerke Saarlouis GmbH   Henri Oliveras/ Stadtwerke Saarlouis GmbH
58	Netzinfrastuktur	Stadtwerke Saarlouis GmbH
60	Netzinfrastuktur	Stadtwerke Bochum Netz GmbH
61	Netzinfrastuktur	Dr. David Echnacht/Stadtwerke Bochum Netz GmbH

Seite	Kapitel	Quelle
62-63	Digitalisierung	iStockphoto 1146418707
64	Digitalisierung	Judith Groos/Westnetz GmbH
65	Digitalisierung	iStockphoto 856371988
66	Digitalisierung	iStockphoto 1053932444
69	Digitalisierung	Dr. Boris Brandherm/Deutsches Forschungszentrum für Künstliche Intelligenz GmbH   Dr. Christian Linn/August-Wilhelm Scheer Institut gGmbH
70	Digitalisierung	Annegret Hermanns/Westnetz GmbH
73	Digitalisierung	K+S Studios GmbH/DESIGNETZ
74-75	Digitalisierung	VOLTARIS GmbH
76	Digitalisierung	Marcus Hörhammer/VOLTARIS GmbH
77	Digitalisierung	iStockphoto 856371988
78	Digitalisierung	Joachim Walter/Transferstelle Bingen
78	Digitalisierung	Transferstelle Bingen
79	Digitalisierung	iStockphoto 686622942
81	Digitalisierung	iStockphoto 1201253191
82	Digitalisierung	Daniel Telöken/Westnetz GmbH
82	Digitalisierung	DESIGNETZ
84	Digitalisierung	Dr. Peter Eckerle/StoREgio Energiespeichersysteme e.V.
86-87	Regulierung	iStockphoto 506316644
88	Regulierung	Andreas Bender/DESIGNETZ
90	Regulierung	Frank-Michael Uhle/Kreisverwaltung Rhein-Hunsrück-Kreis   Christoph Becker/Westnetz GmbH
95	Regulierung	Andreas Bender/DESIGNETZ
96	Regulierung	iStockphoto 656159744
98	Regulierung	Alexander Schalk/VSE AG   Steven Rink/Stadtwerke Saarlouis GmbH
100	Regulierung	Westnetz GmbH
103	Regulierung	Carsten Stabenau/Westnetz GmbH
104	Regulierung	Tobias Rott/Westnetz GmbH
104	Regulierung	Westnetz GmbH
107	Regulierung	Westnetz GmbH
108-109	Partizipation	iStockphoto 926573646
112	Partizipation	Prof. Dr. Peter Pickel/John Deere GmbH & Co. KG (Anette Hornischer)
114-115	Partizipation	John Deere GmbH & Co. KG
116	Partizipation	EWR AG
118	Partizipation	Henriette Zimmer/EWR AG   Benedikt Kohliesser/EWR AG
119	Partizipation	EWR AG
120	Partizipation	Westnetz GmbH
123	Partizipation	Michael Freundsuh/Westnetz GmbH
124	Partizipation	TRIMET Aluminium SE
127	Partizipation	Heribert Hauck/TRIMET Aluminium SE   Svetlina Ilieva-König/TRIMET Aluminium SE
130-131	Bildnachweise	iStockphoto 1022163060





## IMPRESSUM

### HERAUSGEBER

E.ON SE (in Vertretung für DESIGNETZ)  
Dr. Andreas Breuer, Verantwortlicher für das Gesamtvorhaben  
Brüsseler Platz 1  
45131 Essen

DESIGNETZ ist ein Teil des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Verbundkoordinator von DESIGNETZ ist E.ON SE.

Vorsitzender des Aufsichtsrates: Dr. Karl-Ludwig Kley  
Vorstand: Dr. Johannes Teyssen (Vorsitzender), Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum,  
Dr. Thomas König, Dr. Marc Spieker, Dr. Karsten Wildberger

### Projektleitung:

Lothar Ahle, Westnetz GmbH  
Torsten Knop, E.ON SE  
Thomas Lehmann, Westnetz GmbH  
Rainer Niehaus, Westnetz GmbH

### REDAKTION

Lothar Ahle, Westnetz GmbH  
Katharina Maaßen, E.ON impulse GmbH  
Milan Niehaus, E.ON impulse GmbH  
Rainer Niehaus, Westnetz GmbH  
Sarah Steinert, E.ON impulse GmbH

### KONZEPT UND GESTALTUNG

Agenta Werbeagentur GmbH  
Königsstraße 51-53  
48143 Münster

### DRUCK

Rehms Druck GmbH  
Landwehr 52  
46325 Borken

### DISCLAIMER

Alle in der vorliegenden Publikation enthaltenen Angaben und Informationen wurden, soweit nichts Anderweitiges vermerkt ist, von E.ON SE und den Projektpartnern oder Dritten im Rahmen des Zumutbaren sorgfältig recherchiert und geprüft. Für Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität übernehmen jedoch weder E.ON SE noch Dritte eine Haftung oder Garantie. E.ON SE haftet nicht für direkte oder indirekte Schäden, einschließlich entgangener Gewinne, die aufgrund von oder in Verbindung mit Informationen entstehen, die in dieser Publikation enthalten sind.



[www.designetz.de](http://www.designetz.de)



**SINTEG**  
SCHAUFENSTER INTELLIGENTE ENERGIE

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages