

Abschlussbericht

8. Fachtagung

Smart Grids und

Virtuelle Kraftwerke 2018

08. März 2018



Rheinland-Pfalz

MINISTERIUM FÜR UMWELT,
ENERGIE, ERNÄHRUNG
UND FORSTEN

8. Fachtagung

Smart Grids und Virtuelle Kraftwerke

Zuwendungsgeber:

Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten Rheinland-Pfalz	Kaiser-Friedrich-Straße 1 55116 Mainz
Förderkennzeichen: 108-38 32-0/2017-84#3	Zuwendungsbescheid vom 17.11.2017

Zuwendungsempfänger:

Transferstelle Bingen Geschäftsbereich des ITB - Instituts für Innovation, Transfer und Beratung gemeinnützige GmbH	Berlinstraße 107a 55411 Bingen TSB-Projektnummer: R318905
--	--

Tagungsort:

Innogy – Hotel & Kongresszentrum Wanderath	Am Buchholz 34 56729 Baar
--	------------------------------

Projektleitung TSB:

Prof. Dr. Ralf Simon (Tagungsleitung) Transferstelle Bingen	Telefon: 06721 / 98 424 0 Simon@tsb-energie.de
Babett Hanke (fachl. Projektleitung) Transferstelle Bingen	Telefon: 06721 / 98 424 0 hanke@tsb-energie.de
Christine Thönnies (Projektleitung Veranstaltungsmanagement) Transferstelle Bingen	Tel.: 06721 / 98 424 0 thoennes@tsb-energie.de

Referent MUEEF:

Werner Robrecht MUEEF - Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten Rheinland-Pfalz	Kaiser-Friedrich-Straße 1 55116 Mainz
--	--

Inhalt

1	Einleitung	4
2	Vorbereitung	4
3	Resümee.....	5
4	Teilnehmerstatistik	23
5	Feedback	27
6	Impressionen.....	29
7	Auszüge aus dem Pressespiegel.....	30

Vortragsprogramm - Siehe Anhang

1 Einleitung

Die Fachtagung „*Smart Grids und Virtuelle Kraftwerke*“ wurde in diesem Jahr bereits zum achten Mal veranstaltet. Als Organisator und Ausrichter luden die Transferstelle Bingen (TSB) gemeinsam mit dem rheinland-pfälzischen Ministerium für Umwelt Energie, Ernährung und Forsten (MUEEF) in das Hotel & Kongresszentrum Wanderath der innogy in Baar ein. Kooperationspartner der Tagung war die Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH und die StoREgio e.V.

Die mit circa 70 Teilnehmern gut besuchte Veranstaltung war ein Forum für alle, die sich über das Fachgebiet Smart Grids und Virtuelle Kraftwerke austauschen wollten. Die Interessenten verfügen in der Regel bereits über ein Basiswissen. Im Vordergrund standen Innovationen aus der Wissenschaft, die praktische Umsetzung sowie der Austausch von Erfahrungen mit neuen Technologien.

2 Vorbereitung

Programmerstellung: Zu Beginn galt es in einer großen Besprechungsrunde mit Vertretern der Energieagentur RLP, dem MUEEF und der TSB, geeignete Themen und Referenten für die Veranstaltung auszuwählen sowie die Referenten erfolgreich zu akquirieren. Zur Planung wurden aktuelle Themen im Team aufgegriffen sowie in den vorangegangenen Netzwerktreffen der Zukunftsinitiative Rheinland-Pfalz Anregungen und Ideen zur Tagungsgestaltung gesammelt. Folgender Inhalt wurde beschlossen:

- Energiewirtschaftliche Flexibilität durch Batterien im Spannungsfeld Netzbetreiber und Verbraucher
- Umsetzung von Normen für Managementsysteme : DIN ISO 55000 (AssetManagement-Managementssystem) und DIN ISO 27001 (Informationssicherheits-Managementssysteme)
- Vorstellung der ENERGISE-Studie (EU-weiter Netzausbau) durch den TÜV Rheinland
- Praxisbeispiele

Die Ansprache und Gewinnung der Referenten erfolgte teils persönlich, teils per E-Mailing. Nach Bestätigung der Beiträge durch die Referenten konnte der Flyer zur Veranstaltung fertig gestellt und gedruckt werden.

Einladungen: Programmflyer wurden erstellt und klimaneutral gedruckt. Die Flyer wurden anschließend an Referenten, Moderatoren und Partner sowie an einige ausgewählte Kontakte aus der eigenen TSB-Datenbank verschickt.

Pressearbeit: Zeitungen, Fachzeitschriften und Verbände wurden über die 8. Fachtagung Smart Grids und Virtuelle Kraftwerke informiert und um Aufnahme der Tagung in die entsprechenden Veranstaltungskalender gebeten.

Internetpräsentation: Auf der Internetseite der Transferstelle Bingen (www.tsb-energie.de) wurden alle Informationen zur Veranstaltung veröffentlicht und fortlaufend aktualisiert. Ebenso hatte die Energieagentur RLP die Tagung über ihren Newsletter und Webseite beworben und veröffentlicht.

Organisation: Zur Organisation und Durchführung der Veranstaltung gehörten enge Absprachen mit den Referenten und Moderatoren. Zudem musste die Raumorganisation bei der innogy SE in Baar koordiniert werden. Weiterhin galt es, die Anmeldungen und die Registrierung der Teilnehmer zu bearbeiten und gleichzeitig für Rückfragen seitens der Referenten und Teilnehmer zur Verfügung zu stehen. Für alle Interessengruppen wurde entsprechendes Informationsmaterial aufbereitet und während der Tagung zur Ansicht ausgelegt.

Die Vorträge der Referenten wurden nach der Veranstaltung aufbereitet und den Teilnehmern sowie allen interessierten auf der Homepage der TSB unter www.tsb-energie.de/veranstaltungen zum Download zur Verfügung gestellt. Auf Wunsch werden auch Teilnehmerzertifikate im Nachgang für die Teilnehmer erstellt.

3 Resümee

Die achte Fachtagung Smart Grids und Virtuelle Kraftwerke war aus Sicht der Veranstalter sowie der angesprochenen Teilnehmer und Referenten ein voller Erfolg. Die Rückmeldungen der Teilnehmer bestätigen, dass das Thema der intelligenten Netze und damit einhergehend Virtuelle Kraftwerke, vor allem im Zusammenhang mit der Energiewende von Bedeutung und die Tagung nach wie vor ein wichtiger Bestandteil unseres Angebots ist.

Zu Beginn der Tagung wurden die Besucher durch den Tagungsleiter Herr Prof. Dr. Ralf Simon (Transferstelle Bingen) und durch den Gastgeber Herr Dr. Lothar Oelert von der innogy SE begrüßt.

Anschließend eröffnete Herr Staatssekretär Dr. Thomas Griese vom Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten Rheinland-Pfalz (MUEEF) die Veranstaltung mit einem einleitenden Vortrag zum Thema „Das Smart Grid – nutzbar für eine regionale und klimafreundliche Energiezukunft“.

Im Anschluss folgten weitere Fachvorträge.

Inhaltliches Resümee:

Block: Verteilnetz der Zukunft und seine Rolle (Verteilnetz 2.0)

Der Eröffnungsblock wurde von Herrn Prof. Dr. Ralf Simon, Transferstelle Bingen, mit einem kurzen Überblick in die aktuellen Themenfelder von Smart Grids eingeführt. Zudem wurde auf die aktuellen Projekte im Land (Designnetz...) und an der TSB (Vevide 2...) diesbezüglich hingewiesen. Schwerpunktthema der diesjährigen Tagung war die Neuausrichtung der Verteilnetzbetreiber im neuen dezentralen Stromsystem und die mitwirkenden Speicher, Verbraucher und kleinteiligeren Erzeuger.

Das Smart Grid - Nutzbar für eine regionale und klimafreundliche Energiezukunft Eröffnungsvortrag von Dr. Thomas Griese, Staatssekretär im Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten Rheinland-Pfalz

Herr Staatssekretär Dr. Thomas Griese begrüßte die Gäste und lobte die Eifel als Tagungsort, da sie mit zur Energiewende beiträgt. Das Jahr 2017 war nach 2016 wieder das wärmste Jahr seit Beginn der Klimaaufzeichnung. Darüber hinaus waren die vergangenen 4 Jahre jeweils die wärmsten Jahre seit Beginn der Klimaaufzeichnung. Global gesehen, gibt es eine enorme Veränderung der Luftströme und Temperaturen am Nordpol, wo die Temperaturen inzwischen um bis zu 30 K gestiegen sind. Auch Rheinland-Pfalz ist von den Klimaveränderungen betroffen. Gegenüber den durchschnittlichen Temperaturen aus dem Jahre 1880 ist die Temperatur im Mittel um 1,5 K angestiegen. Dies führt global, aber auch regional betrachtet, zu immer häufigeren extremen Wetterereignissen. Der Klimawandel ist Realität. Die Energiewende ist zwingend erforderlich.

In Rheinland-Pfalz ist die Energiewende als ein zentrales Innovations- und Investitionsvorhaben bereits sehr weit vorangeschritten. Hr. Dr. Griese geht davon aus, dass in 2017 fast 50 % des in Rheinland-Pfalz erzeugten Stroms aus Erneuerbaren Energien stammt. Die neusten Zahlen liegen

aktuell noch nicht vor. Der Klimaschutz braucht den EE-Strom aber auch in Mobilität und Wärmeerzeugung. Dazu ist die Sektorenkopplung erforderlich, die nur durch die Digitalisierung sowie die Schaffung intelligenter Netze umgesetzt werden kann. Dies ist zukünftig die Herausforderung in der Energiewende. Somit haben Smart Grids mit der Flexibilisierung von Erzeugern und Verbrauchern einen großen Anteil an der Umsetzung der Energiewende.

In Deutschland hat es nun mit 909,4 Mio. Tonnen CO₂- Ausstoß zum zweiten Mal in Folge eine Steigerung gegenüber dem Vorjahr geben, was in gewisser Weise als „peinlich“ betrachtet werden muss. Andere Länder haben heute bessere Bilanzen. Gerade wenn man auf die großen Industrienationen wie beispielsweise China und die USA schaut, wo zumindest kein Anstieg zu sehen ist. 35 Länder und Regionen haben sich zu einer Anti-Kohle-Allianz zusammengeschlossen. Auch einige Unternehmen in Deutschland fordern den Ausstieg aus der Kohle. Als Alternative dazu werden die erneuerbaren Energien gebraucht. Im Verkehrssektor muss etwas getan werden: Flottengrenzwerte müssen ab dem Jahr 2025 sinken. In den Ballungsräumen kann nur so die Schadstoffbilanz gesenkt werden. Ziel ist die Nutzung der Überschüsse aus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Sektorenkopplung als Treibstoff in der E- Mobilität bzw. zur Erzeugung von erforderlicher Wärme.

Ein weiterer wichtiger Punkt der Energiewende ist die Umsetzung. Durch die Dezentralität in der Erzeugung der erneuerbaren Energien werden Großkraftwerke und Übertragungsnetze an Bedeutung verlieren. Die Stromversorgung beginnt auf dezentraler Ebene in der Region und soll dort zukünftig auch mit dem Verbrauch enden, was mittels Smart Grids gelöst werden kann. Dabei entstehende Stromüberschüsse aus ländlichen Gegenden sollen in nahe gelegene Lastzentren weiter geleitet werden. Die Energielandschaft in Deutschland muss praktisch komplett neu errichtet werden. Dazu wird im Projekt „Designetz“ aktuell eine wertvolle Pionierarbeit geleistet.

Bei einem Treffen des politischen Beirats hat man sich auf eine erste Positionierung verständigt: Auf lokaler Ebene kann und muss mehr gestaltet werden. Netzdienliche Flexibilitäten sollen zukünftig auch besser für den netzdienlichen Einsatz genutzt werden. Dazu ist auch die Aufgabenteilung und Regelung der Verantwortlichkeit zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern zu überdenken und anzupassen. Technisch sollte dies eher von unten nach oben in einer Kaskade gelöst werden. Sektorenkopplung sollte aufgrund der lokalen Gegebenheiten genutzt werden. Dazu müsste die Systemverantwortung eher bei den Verteilnetzbetreibern liegen, da sie die regionalen Lastpotenziale und die lokalen Flex-Optionen besser kennen und somit die Situation in ihrem Verteilnetz wesentlich besser beurteilen können. Allerdings sind hierzu Änderungen des rechtlichen Rahmens erforderlich. Darüber hinaus sollte die Systemverantwortung nicht nur im Notfall gelten,

sondern auch im „Regelfall“. Zukünftig soll die Netzdienlichkeit mehr in den Fokus gestellt werden, wozu die Digitalisierung der Netze und Flexibilitäten zwingend erforderlich ist.

Damit die Netzbetreiber in die Digitalisierung investieren, sind entsprechende Anreize erforderlich. Es sollte eine grundlegende Neuausrichtung der Netzentgelte vorgenommen werden. Flexible, regional verteilte Speicher, KWK - Anlagen und Lastspitzenverteilung werden in der Planung des Netzausbaus nicht ausreichend berücksichtigt. Das führt zu Überdimensionierung der Übertragungsnetze und damit zu erhöhten Kosten, die sich in den Übertragungsnetz-Entgelten wiederfinden. Die Lösung wäre: Nur der, der das Übertragungsnetz in Anspruch nimmt, muss dafür Netzentgelte bezahlen. Aktuell zahlt jeder Verbraucher die Übertragungsnetz-Entgelte über eine Art Flatrate, unabhängig davon, ob er überhaupt das Übertragungsnetz nutzt. Darüber hinaus sollte der Verbrauch von elektrischer Energie zu lastarmen Zeiten durch Rabatte gefördert werden. Aktuell ist der Ansatz grundlegend verkehrt: Als Industriebetrieb bekommt man die größten Rabatte auf die Netzentgelte, wenn man möglichst über 8.000 h im Jahr, also möglichst viel, das Netz nutzt, es also verstopft. Dementsprechend muss der §19 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) geändert werden. Dies würde auch zu einer höheren Akzeptanz der Energiewende führen.

Verteilnetzbetreiber als Systemmanager der Energiewende

Rainer Stock, Verband kommunaler Unternehmen e.V., Berlin

Der Vortrag beschäftigt sich mit der immer größer werdenden Rolle der Verteilnetzbetreiber bzgl. der Umsetzung der Energiewende. Die Energiewende erfolgt durch die Dezentralisierung der Energieerzeugung. Diese erfolgt immer mehr durch Anlagen zur Erzeugung von elektrischem Strom aus erneuerbaren Energien. 97 % der EE-Anlagen sind an die Verteilnetze angeschlossen, nicht an die Übertragungsnetze. Die Energiewende hat in den letzten 17 - 18 Jahren sehr gut funktioniert, da die Verteilnetzbetreiber eine gute Arbeit geleistet haben. Als Ermöglicher der Energiewende vereinen die Stadtwerke alle Arten der Energieerzeugung. Dies schließt sowohl die konventionellen Anlagen, sowie die vielen dezentralen EE-Anlagen verschiedener Leistungsklassen ein. Damit die weitere Umsetzung der Energiewende möglich ist, muss eine ganz andere Messtechnik eingesetzt werden, um gemeinsam mit der Digitalisierung intelligente Verteilnetze zu schaffen. Standardlastprofile können nicht mehr verwendet werden, da einfach immer mehr dezentrale Flexibilitäten eingesetzt werden. Dies macht die Erzeugung bzw. den Verbrauch an den verschiedenen Stellen im Netz nicht mehr so einfach prognostizierbar. Das bedeutet, dass in den Verteilnetzen heute und zukünftig die größte Komplexität und Herausforderung zur technischen Umsetzung der Energiewende besteht.

In den Übertragungsnetzen haben wir es zum großen Teil mit aussterbenden Erzeugern zu tun, da die Großkraftwerke Stück für Stück vom Netz gehen werden. Dies fängt mit der Atomenergie an und wird mit der Kohleenergie weiter geführt. Der große Unterschied zwischen Verteilnetz und Übertragungsnetz, der die Komplexität der Überwachung und Ansteuerbarkeit der angeschlossenen Anlagen darstellt, wurde anhand der jeweils vorhandenen Zählpunkte dargestellt. Daraus wird ersichtlich: Die große Musik spielt sich in den Verteilnetzen ab. Ein Fahrplanmanagement von oben (ÜBN) nach unten (VNB), wie es in der Vergangenheit funktionierte, ist nicht mehr möglich. Daher wird das Energie- System komplett auf den Kopf gestellt. Daher vertritt der VKU die Meinung: „Wer die Verteilnetze steuert, steuert die Energiewende“.

Für die Systemstabilität sollte gelten: Keine zentrale Steuerbarkeit der gesamten Energieversorgung, sondern Aufbau einer sicheren Systems als Wabenstruktur über verschiedene Kaskaden. Das macht es schwieriger für Hacker, ein ganzes System auf einmal lahm zu legen. Bisher tragen die Übertragungsnetzbetreiber die Systemverantwortung und benötigen somit den Durchgriff auf die Steuerung der Anlagen im Verteilnetz. An dieser Stelle fordert der VKU nun mehr Verantwortung für die Verteilnetzbetreiber. Die VNBs sehen sich darüber hinaus auch als die Ermöglicher der E-Mobilität. Ein überdimensionierter Netzausbau und damit Kosten der Allgemeinheit kann durch die intelligente Netzsteuerung vermieden werden. Dazu bedarf es allerdings wesentlich mehr Messtechnik und Steuerelemente als bisher.

Fazit: Für die digitalisierte Umsetzung der Energiewende müssen standardisierte Protokolle und Prozesse geschaffen werden. Zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Verteilnetzbetreibern müssen die Entscheidungshoheiten und Verantwortungen geklärt werden. Es wird eine „intelligente Verteilnetz-kaskade“ (iVK) benötigt. Aufgrund der hohen Anzahl von Verteilnetzbetreibern (etwa 800 in Deutschland) ist die Kooperation zwischen den einzelnen VNBs erforderlich. Dies betrifft z. B. Themen wie z.B. die Server- und IT-Technik. Nicht jeder VBN kann die hohen Anforderungen mit eigenem IT-Personal stemmen, daher werden solche Themen heute auch auf einer übergeordneten Ebene bearbeitet.

Die erste Frage aus dem Publikum zielte auf die Rolle der ÜNB: Die Regel n-1 ist nicht mehr einzuhalten. Können die VNB die Geschwindigkeit einhalten? Wie lösen wir das?

Daraufhin antwortete Herr Stock, dass mit guten Prognosen effektiv auch innerhalb notwendiger Reaktionszeiten reagiert werden kann. Insbesondere wenn es eine gelbe Ampelphase gibt. Das Regelenenergie-Regime ist getrennt dazu zu bewirtschaften. Auch über die Kaskadenverteilung wird es dann nicht zu langsam sein.

Die nächste Frage aus dem Publikum ging auf die Digitalkonzerne und ihren möglichen Einstieg in den Energiemarkt ein. Nicht alles findet auf der physikalischen Ebene statt. Herr Stocks Antwort darauf: Google und Amazon bieten noch keinen Strom an, weil die Margen zu gering sind. Aber Strom fließt über die Netze und die Physik wird gebraucht. Aufgrund der Physik und der Infrastruktur braucht es die Netzbetreiber. Aber die VNB dürfen sich nicht an das Ende der Wertschöpfungskette drängen lassen und ein gutes Maß an Kontinuität und Veränderung herstellen.

Anwendungsmöglichkeiten des Verteilernetzes 2.0 bei Westnetz

Eva Wagner, Westnetz GmbH

Durch Frau Wagner wurde kurz die Westnetz mit ihren Anlagen und dem Verbreitungsgebiet angesprochen. Zudem ging sie kurz auf die Umgestaltung der Stromflüsse durch die dezentralen EE-Anlagen ein, so dass zwangsläufig die Verteilnetze zum Rückgrat der Energiewende werden müssen. Der Grundsatzgedanke ist hier: Es wird nur Energie in die nächste Ebene weitergereicht, wenn sie vor Ort nicht verbraucht oder gespeichert werden kann. Im nachfolgenden Vortrag wurde von Frau Wagner auf das Designetzprojekt eingegangen, angefangen mit einer Allgemeinvorstellung und der Vorstellung des aktuellen Designetz-Videos (siehe www.designetz.de). Insgesamt gibt es in dem Projekt Designetz 25 Demonstrations- und Hebelprojekte. Davon stellte sie 3 Projekte von Westnetz im Detail vor.

Begonnen wurde mit der Energiewabe Rhein Hunsrück-Kreis, welche sich mit der optimierten Nutzung von EE-Überschussstrom befasst, insbesondere zum netzdienlichen Einsatz eines „Batterieschwarms“ und mit dem Handling von Flexibilitäten. Dazu gehören die Energiezelle Kesselbach, die Energiezelle Simmern, die Energiezelle Großspeicher, die sich mit der Optimierung von Lastspitzen befasst, sowie die Energiezelle Hauspeicher. Zunächst sollen Möglichkeiten gefunden werden, wie die Zellen optimiert und gesteuert werden können. Anschließend will man sich damit befassen, wie die Energie-Wabe optimiert und gesteuert werden kann. Als zweites Projekt stellte Frau Wagner den Smart Operator, in Wincheringen (Mosel) als ein bereits in Betrieb befindliches Projekt aus dem Hebel „Smart Elements“ vor, welches sich mit dem Thema Transparenz und Netzoptimierung in Niederspannungsnetzen befasst. Dort sollen Leistungsflüsse im Ortsnetz optimiert werden, mit dem Ziel des Ausgleichs von schwankenden Lasten und Einspeisungen im Stromnetz durch eine intelligente dezentrale Steuerung in einem abgegrenzten Netzbereich. Der Erfolg konnte bereits aufgezeigt werden. Das dritte vorgestellte Projekt ebenfalls aus dem Hebel „Smart Elements“ ist Smart Country mit dem Thema innovative Konzepte für Stromverteilnetze im Praxistest. Hier beschäftigt man sich damit, wie EE optimal integriert werden können. Um eine

Verdopplung der Anschlusskapazität für Erzeugungsanlagen in einem Mittelspannungsstrang herzustellen, wurde ein Verteilernetz-Längsregler in Großlangfeld auf der Mittelspannungsebene eingebunden. Dies wurde nachfolgend an drei weiteren Standorten umgesetzt und betrieben.

Es kam die Frage auf, ob Marktmodelle bzw. Geschäftsmodelle schwierig mit dem Ziel auf lokaler/regionaler Ebene vereinbar sind. Dies wurde in einer größeren Runde mit dem Publikum erörtert und differenziert gesehen.

Studie zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit von Batterien für Einfamilienhäuser im Verbund unter Beachtung der Netzsituation

Prof. Dr. Ralf Simon, SIPE GmbH; Dr. Eckehard Tröster, Energynautics GmbH

Die Studie im Auftrag der EWR Netz GmbH wurde zweigeteilt vorgestellt. Der erste Teil wurde von Prof. Simon vorgetragen und umfasste die Daten und Lastgänge des Neubaugebietes Biblis sowie der gewählten Batteriespeicher, die Beschreibung des Berechnungsmodells „PRL-Marktmodell“ und die sich ergebenden Simulationsergebnisse und Wirtschaftlichkeit. Dabei muss die vermarktete Primärregelleistung (PRL) mind. 30 Minuten bereitgestellt werden und der Ladestand theoretisch bei 50 % gehalten werden. Die Kapazität der Batterie muss so ausgelegt sein, dass die PRL problemlos möglich ist. Zu beachten ist, dass es durch eine alleinige Teilnahme der Batterie an der PRL zu Grenzwertverletzungen des Ladezustands kommen kann. Durch den zusätzlichen Handel am Spotmarkt kann die Batterie in ihren festgelegten Ladezustands-Grenzen gehalten werden.

Außerdem bietet der Handel am Spotmarkt zusätzliche Vermarktungsmöglichkeiten, welches ein virtuelles Kraftwerk erforderlich macht. Für den VNB wurde mit zwei verschiedenen Kapazitäten gerechnet und beide sind wirtschaftlich interessant, wenn die Optimierungsbereitschaft besteht. Bei der kleineren Kapazität ist aber mehr Handel notwendig, wobei immer die Vorgaben der PRL zu beachten sind. Es ist ein Einnahmepotenzial von ca. 90 € / $ka_{/a}$ möglich. Der Zweite Teil des Vortrags umfasste das Eigenbedarfsmodell (4 Fälle) von Energynautics sowie die Ergebnisse zum Eigenverbrauchsmodell (EBO), die Kombination aus PRL und EBO (mit Sensitivitäten) und die Auswirkung von Netzrestriktionen wie deren Einhaltung (Reduzierung PRL-Vermarktung) oder die Trafoerhöhung. Beim reinen EBO wird im Sommer kaum entladen und im Winter kaum beladen. Die Eigenverbrauchsquote liegt bei 33 % und der Autarkiegrad bei 81 %, mit Einsparungen von ca. 300 €/a. In Kombination mit PRL erhöht sich die Wirtschaftlichkeit auf 550 € bzw. 700€/a, bei geringer Leistung für EBO und Leistung > Kapazität.

Aus dem Publikum kamen dazu die Fragen: Was müssen wir noch tun, damit der Kunde mitmacht? Welche technischen Voraussetzungen müssen erfüllt werden, wenn in Summe 400 kW vermarktet

werden wollen? Von Seiten der Vortragenden wurde auf die Einbindung in das virtuelle Kraftwerksmanagement und den Einbau von RLM-Zählern verwiesen, ebenso kann die Einbindung über Smart Meter wirtschaftlich sinnvoll erfolgen. Ebenso sollen Wärmepumpen und Elektromobilität integrierbar sein. Es ist eine Schaltung in Reihe und Parallel möglich. Eine weitere Frage ging auf die parallele Netzeinspeisung von PV und Batterie ein. Dies wurde mit möglichen auftretenden Netzrestriktionen und Erhöhung der Trafos beantwortet. Die letzte Frage zielte auf einen möglichen Vergleich mit Caterva bzgl. Leistung/ Kapazitätsverhältnis ab, welches bei dieser Studie ähnlich ist und die Frequenzmessung über die günstige Lösung Smart Meter steuert.

Block: Energiewirtschaftliche Flexibilität durch Batterien im Spannungsfeld Netzbetreiber und Verbraucher

Der Block „Energiewirtschaftliche Flexibilität durch Batterien im Spannungsfeld Netzbetreiber und Verbraucher“ wurde von Frau Babett Hanke, Transferstelle Bingen, mit einer kurzen Übersicht zu Einsatzfeldern und Investitionskosten von Klein- und Groß-Batterien eingeführt. Die Trends gehen hin zu Großbatterien und zur Vernetzung von Kleinbatterien. Ein zeitlicher Verlauf von Standorte und dort installierten Nennleistungen von Batterien zeigte die Entwicklung des Ausbaus seit 2013 bis ins Jahr 2017 – Tendenz steigend. Die steigende Tendenz sind die in den letzten Jahren abnehmenden Investitionskosten von Batterien. Im Kleinbatteriespeicherbereich sind die Speicherpreise innerhalb von vier Jahren um rund 40 % gesunken.

Den Impulsen des zunehmenden Trends des Ausbaus von Speichern und der abnehmende Kurs der Preise folgten Kurzbeiträge zum E-Mobilitätsausbau mit dem Schwerpunkt der „Tankstelle der Zukunft“, Schwarmpeicher als Flexibilitätspotenzial zum Thema möglicher Einsatz von vernetzten Kleinspeichern sowie dem Aufzeigen von Geschäftsmodellen durch Flexibilisierung von Großbatterien.

Die Beiträge mündeten in eine Podiumsdiskussion, in der das Spannungsfeld zwischen den Rednern, der Moderation sowie Fragen aus dem Teilnehmerkreis der Tagung gemeinsam diskutiert wurde und die verschiedenen Sichten nochmals vertreten wurden.

E-Mobilitätsausbau am Beispiel der TOTAL Deutschland

Hr. Matthias Lisson und Hr. Dr. Ralf Stöckel, TOTAL Deutschland

Durch eine kurze Vorstellung der TOTAL, die u. a. durch ihren Tankstellenbereich bekannt ist (Rang 3 unter den deutschen Tankstellenbetreibern), stellte Hr. Lisson vor, warum sich die TOTAL mit ihrem Geschäftsbereich der TENAG (Energieeffizienz-Dienstleistungen) auf den Weg macht, Multienergetankstellen zu realisieren. Die Gruppe der Erneuerbaren Energien ermöglicht es, eine „**Electro-Mobility&Storage-Station**“ aus einer Hand zu realisieren. Die Gruppe bietet Zugriff auf Knowhow im PV-Bereich, im Bereich Bio-Kraftstoffe, Wasserstoff und über einen Batteriehersteller auch in der stationären Stromspeicherung. Das Prinzip der Tankstelle: eine Batterie im Zentrum und dort angeschlossen Multi Sources, wie bspw. Windkraft- und PV-Anlagen und Multi Services („Dienstleistungen“), wie bspw. Teilnahme am Regenergie- und Strommarkt sowie Anlagenbewirtschaftung. Unter Anlagenbewirtschaftung ist v.a. das Management vor Ort an der Tankstelle zu verstehen. Die Elektromobilität fordert in kurzer Zeit eine hohe Anschlussleistung, die über eine Batterielösung das Feld „super charger“ abdecken kann. Ein Pilotprojekt wird gerade in Duisburg realisiert (ein ähnliches Projekt wurde bereits in Frankreich umgesetzt). Die Vorteile am Standort Duisburg sind zum einen der Standort eines Verwaltungsgebäudes der TOTAL und zum anderen die Grundstückseigentumsverhältnisse. Das Gelände, auf dem eine Solarfläche, ein Batteriecontainer und die Netzanbindung integriert werden sollen, gehört der TOTAL. Die technologieoffene Entwicklung in der Energie- und Mobilitätswende fordert mehrere parallele Wege. Die TOTAL verfolgt daher neben den Multitankstellen auch Projekte die PV-Module auf Tankstellendächern sowie das weitere Bereitstellen von Kraftstoffen berücksichtigt. Am Standort des BER (Berliner Flughafen) steht bereits ein Multienergetankstellen-Projekt in der Pipeline. Sobald dort der Flugverkehr in die Luft abhebt, wird der bisherige Stand („normale Tankstelle“) um weitere Kraftstoffe ergänzt (u.a. Wasserstoff, E-Mobilität).

Schwarmspeicher als Flexibilitätspotenzial für Kunden, Stromvertriebe und Netzbetreiber

Hr. Thomas Hau, innogy SE (in Vertretung Hr. Dr. Hammerschmidt)

Herr Hau stellte das im Landkreis Cochem-Zell angelaufene Projekt „Schwarmspeicher“ vor. Hierbei geht es um die Bündelung der PV-Heimspeicher und die dadurch realisierbare Teilnahme an Energiemärkten. Weiterhin wurde das Projekt zwischen Landkreis, TSB und den im Landkreis tätigen Netzbetreibern (u. a. auch innogy, bzw. Westnetz) angesprochen, welches lastganggerecht den Deckungsanteil des Verbrauchs durch Erneuerbare Energien untersuchte. Der Landkreis ist jahresbilanziell, u. a. aufgrund der Wasserkraft überspeist. Die lastganggerechte Untersuchung ergab

einen Gleichzeitigkeitsfaktor zwischen Verbrauch und Erzeugung von etwa 60 %. Daher besteht im Landkreis die Motivation Wege zu finden, was getan werden kann um Verbrauch und EE-Erzeugung glatt zu ziehen. Der Vortrag gab einen Eindruck welchen Umfang das Projekt Schwarm Speicher hat und welche Anwendungsfelder aus Sicht der innogy gesehen werden. Das Projekt umfasst 30 Haushalte mit PV-Anlage und Batteriespeicher (à 12 kWh). Die Kommunikation zu den Batteriespeichern und einer möglichen intelligenten Steuerung wird über das Haushalts-DSL realisiert. Hierbei spielen Steuersignale von Vertrieb und Netz eine Rolle. Derzeit werden die bereits 29 ausgebrachten Speicher für die Eigenbedarfsoptimierung lokal eingesetzt. Im weiteren Verlauf werden externe multimodale Einsatzpotenziale im netz-, markt- und systemdienlichen Bereich erforscht. Dabei wird die entstehende Flexibilität entweder für den Ausgleich der Bilanzen von Marktakteuren (Börse - markt), der Vermeidung von Netzengpässen und Spannungshaltung (Blindleistung - netz) oder zur Regelenergiebereitstellung (system) eingesetzt. Nach der Darstellung der möglichen Einsatzfelder ging Herr Hau auf die Steuerung und die möglichen Energieflüsse je Haushalt ein. Dabei wurden Steuersignale/Daten, Abrechnung/Messwerte und die Energielieferung beleuchtet. Neben Smart Metern die in diesem Projekt in ihrer Funktionalität geprüft werden (im Hinblick auf die Ansteuerung von externen Marktpartnern) wird derzeit noch eine Home-Kommunikationseinheit mitgeführt. Das Forschungsprojekt hat u.a. zum Ziel am Ende der Projektlaufzeit eine ideale (smarte) Kommunikations- und Messlösung identifiziert zu haben sowie die Erlös- und Marktpotenziale für die Kunden erschlossen zu haben.

Flexibilisierung – Geschäftsmodelle für Großbatterien

Hr. Prof. Dr. Ralf Simon, TSB

Nach einem Einstieg über bereits realisierte Großspeicherprojekte, wie beispielsweise das WEMAG-Batterieprojekt in Schwerin (zwei Stufen: 1. 5 MW, 2. 10 MW) und dem Steag-Großbatteriesystem mit einer Gesamtleistung von 90 MW, die heute bereits Leistungsanteile an der PRL vermarkten sowie der Kurzvorstellung der im Bau befindlichen „Tankstelle der Zukunft“ in Zusmarshausen an der A8, zeigte Hr. Prof. Simon Wege auf, welche energierechtlichen Möglichkeiten neben der Regelenergie für Batterien bestehen. Vor der Darstellung der Einsatzmöglichkeiten für Großbatterien ging Hr. Prof. Simon auch auf die Marktentwicklung im Bereich der Regelenergie, speziell den Bereich der PRL, ein. Die Preise in der PRL sind im Vergleich zur MRL und SRL stabil und im Jahr 2017 nicht eingebrochen. Die Einsatzmöglichkeiten unterscheiden sich je nach Akteur in ihrer Anzahl an Möglichkeiten. Ist es Versorgern zunächst nur möglich an die Märkte zu gehen (Regelenergie- und Spotmarkt) so eröffnen sich bspw. für Gewerbe- und Industrie sowie für Tankstellen in Zukunft eine Verknüpfung einer Vielzahl an Einsatzmöglichkeiten, die neben dem Peak-Shaving auch die Erhöhung

der Eigenstromversorgung beinhalten. Im Umfeld der Tankstellen ist es weiterhin denkbar eine Fahrzeugschnellbeladung über eine Batterie ohne enormen Netzausbau zu realisieren.

Die Motivation Batterien zu implementieren orientiert sich an der aktuellen Entwicklung der Märkte und der Netzentgeltsystematik. Ein Vergleich des Intraday-Marktes (Spotmarkt) im Jahr 2016 und im Jahr 2017 zeigt, dass die Spreads (Preisunterschiede) zwischen hohen und niedrigen Preisen zunehmen. Und hier liegen, verknüpft mit dem Regelenenergiemarkt, der bereits Geld nur dafür einbringt, dass die Batterie vorhanden ist, die Realisierung von Wertschöpfungspotenzialen versteckt. In seinem Vortrag stellte Prof. Simon nach einer kurzen Einführung in die Anforderungen der Teilnahme am Regelenenergiemarkt (PRL- Batteriespeicher) über mehrere Szenarien die Potenziale da. Dabei wurde eine Variante vorgestellt, die die Einsatzfelder PRL, Sportmarkt und Peak Shaving verknüpft untersuchte sowie (bei möglichen Eintritt eines Einbruchs der Regelenenergieerlöse PRL) eine weitere Variante die nur der Einsatz für Peak Shaving (Lastspitzenkappung) betrachtet. Beide Varianten zeigten annehmbare Ergebnisse in der Amortisationsberechnung. Am Ende des Vortrages wurde eine Bewertung der Netzentgeltentwicklung aufgezeigt, den einen weiteren Anstieg der Netzentgelte prognostiziert der u.a. im Ausbau der fluktuierenden Stromerzeuger sowie der Integration neuer Verbraucher (Stichwort Gleichzeitigkeitsfaktor) begründet liegt. In seiner Zusammenfassung des Vortrages ging Prof. Simon ebenfalls auf die sinkenden Investitionskosten von Batterien ein sowie der positiven Entwicklung der Summe an Geschäftsmodellen, die eine höhere Wertschöpfung bei einem Batteriebetrieb birgt. Klar ist aber auch, dass in einigen Bereichen noch Aufklärungs- und Informationsbedarf besteht.

Diskussionsrunde / Podiumsdiskussion zum vorhergehenden Block

Teilnehmer: Hr. Prof. Simon, Hr. Lisson, Hr. Stöckel, Hr. Hau, moderiert durch Frau Hanke

Die **erste Frage zielte auf die Motivation**, Geschäftsmodelle mit Batteriespeicher zu realisieren ab. Neben der Botschaft aller vier Redner „Geld verdienen zu wollen“ wurde seitens Herr Lisson die Motivation hervorgehoben, den Zuwachs an Elektromobilität auch am und im Netz integrieren zu wollen. Herr Hau stellte klar, dass eine Lösung wie der Schwarm Speicher eine Möglichkeit der Ausreglung aus Netzsicht verbessert bzw. geschaffen wird. Dabei müssen zwar noch einige Hürden aus dem Weg geräumt werden, aber die Motivation, die Netzstabilität über Batteriespeicher in den Griff zu bekommen ist vorhanden. Mit den Worten „Wir brauchen Speicher, das ist klar“ meldete sich Herr Prof. Simon zu Wort und machte Mut, dass weitere Lösungen und Geschäftsmodelle generiert und Ideen entwickelt werden müssen um zum einen Geld zu verdienen, aber auch dem Netz und dem Zu- und Ausbau von erneuerbaren Erzeugern und Verbrauchern zu helfen.

Aus dem Teilnehmerkreis der Tagung meldete sich ein weiterer Redner, der die **Motivation aus Verteilnetzsicht** nochmals bekräftigte. Um die Integration neuer Verbraucher wie Elektromobilität und Power-to-Heat-Anwendungen zu ermöglichen bedarf es Speicher und Flexibilität. Die Stränge im Verteilnetz müssen entlastet werden und der Netzausbau wird dadurch reduziert.

Weiterhin wurde aus dem Teilnehmerkreis der Tagung die Frage gestellt: „Wie wird **zukünftig der Eigentümer einer Flexibilität (bspw. Batterie) belohnt (monetär, in €)**? Wie der „Prosumer“ in Zukunft „vergütet“ werden kann ist u.a. Forschungsbestandteil des Schwarmspeicher-Projektes. Herr Hau ging darauf ein, dass Geschäftsmodelle für die Endkunden entwickelt werden sollen. Auch andere Stimmen der Tagung gingen darauf ein, dass verschiedene Ansätze und Überlegungen in Projekten, bspw. auch in Designnetz, untersucht werden. Erste Ansätze liefert das Hebelprojekt „Flex4Energy“ (Hr. Dr. Peter Eckerle berichtete kurz) sowie ein Ansatz aus dem Enera-Projekt (SINTEG-Förderkulisse), in der die EWE als Energieversorger mit der EPEX SPOT, Energiehandel, eine zukunftsweisende Kooperation angehen, die das Ziel verfolgt, eine lokale Marktplattform im heutigen Energiemarkt zu integrieren.

Klar ist der Runde, dass es ein Spannungsfeld zwischen „Geld verdienen“ und der Lösung von Netzschwierigkeiten geben wird. Welche regulatorischen, marktlichen oder sonstigen Anreize dies lösen, wird sich entwickeln.

Der Vortrag zum **Schwarmspeicher warf im Publikum die Frage auf**, ob das Energiemanagement lokal wie auch extern bereits operativ im Einsatz ist. Herr Hau ging auf die Frage ein und signalisierte, dass die Speicher eingebaut sind und die Eigenverbrauchsoptimierung bereits im Einsatz, ein Teilnehmen auf externen Märkten über ein System ist noch Bestandteil der folgenden Forschungsarbeit im Projekt. Es besteht also aktuell noch kein System welches alle Einsatzfelder bedienen und operativ managen kann.

Eine Frage aus dem Publikum zur **Umsetzung von Tankstellen** zur Beladung von Elektroautos führte zur Beantwortung seitens Herr Prof. Simon, dass bei einer Tankstelle für Elektro-Autos beispielsweise das Verlegen einer großen 14 MW-Leitung nicht erforderlich ist, wenn eine Batterie an Ort und Stelle etabliert wird und die großen Leistungsspitzen der Ladevorgänge abfängt. Das heißt Batteriespeicher dienen auch zur Reduzierung des Aufwands für den Netzausbau.

Hierauf aufbauend beschäftigte den Teilnehmerkreis der Tagung, welche Ziele sich zur Anzahl der Tankstellen gesetzt wurden. Die Frage wurde durch Dr. Stöckel mit einer Standortanzahl von etwa 50 - 100 Standorten beantwortet (TOTAL).

Frau Hanke fragte die Runde der Podiumsdiskussionsteilnehmer, wie die „**Tankstelle der Zukunft**“ aussieht. Ähnlich wie im Innovationspark Zusmarshausen an der A8 mit tanken, rasten, essen, einkaufen und arbeiten? Herr Dr. Stöckel von der TOTAL stellte klar, dass zunächst bewusst sein muss, wer zum Tanken diese Tankstellen überhaupt anfährt, wer erreicht wird. Das sind v.a. die Leute, die eine weite Strecke zurücklegen müssen und unterwegs gezwungen sind anzuhalten um zu tanken bzw. die Batterie zu laden (also die, die keinen Strom mehr haben). Um die verhältnismäßig langen Ladezeiten zu überbrücken, sollen an den Tankstellen diverse Möglichkeiten geschaffen werden, wie die Zeit dort sinnvoll genutzt werden kann. Dazu sollen einerseits beispielsweise Einkaufsmöglichkeiten und Unterhaltung für Groß und Klein („Kinderkino“) angeboten werden, aber auch die Möglichkeit geschaffen werden, mit dem Laptop zu arbeiten (ein „Workspace“ einzubinden).

Eine Schwierigkeit, bzw. Abhängigkeit, besteht bei diesen Ideen jedoch auch mit dem Verwalter der Tankstellen, bspw. die Tank & Rast, die hier als Dienstleister auftritt.

Das vorgestellte Projekt des Schwarmspeichers im Landkreis Cochem-Zell führte zur Frage, ob auch eine **Chance für den netzdienlichen Einsatz der Batterien** gesehen wird. Hier gibt es ja gerade in Hinblick auf die Anreizregulierung und operativen Kosten bisher noch einige Hürden. Die PRL würde als Markt in Betracht kommen. Wie wird dies mit den kleinteiligen Schwarmspeichern und der notwendigen Frequenzmessung für die PRL-Teilnahme realisiert? Sind Kombinationen von Marktteilnahmen denkbar? Herr Hau teilte mit, dass die genauen Vermarktungs- und Geschäftsmodelle zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht ganz klar sind. Das aktuelle Forschungsprojekt zum Schwarmspeicher, verfolgt in erster Linie das Ziel, jeweils die lokalen Netze zu entlasten. So können Kosten beim Netzausbau eingespart werden. Der Fokus liegt aber aktuell noch nicht auf der Vermarktung in weiteren Geschäftsmodellen und der konkreten wirtschaftlichen Betrachtung, sondern mehr auf der technischen Umsetzung und der Erforschung des netzdienlichen Einsatzes.

Auf die Frage, **welche Batteriespeicher in dem Projekt zum Einsatz** kommen, antwortete Herr Hau, dass es sich um einen Standard-Batteriespeicher der Innogy handelt. Die Bildung des Schwarmspeichers übernimmt Innogy eigenhändig in einem eigenen virtuellen Kraftwerk.

Bei der Frage, wie die **Zukunft der Geschäftsmodelle für Batterien** gesehen wird – ob dies eine positive ist und wenn ja mit welchen konkreten Anwendungsfällen dies zu erreichen ist, kamen alle vier Teilnehmer der Podiumsdiskussion zu Wort. Frau Hanke gab vor dieser Wortmeldung noch die Frage mit **„Wie können heute schon Verbraucher, wie bspw. Unternehmen, welche sich Batterien anschaffen für Flexibilität mobilisiert werden? Welche Anreize gibt es jetzt?“**

Antwort von Herrn Prof. Simon (TSB):

Der Trend zeigt klar, dass die Preise für Regelenergie am MRL und SRL-Markt sinken. Bei der positiven Sekundärregelleistung können sich aktuell noch wirtschaftlichen Erlösen ergeben. Die Primärregelleistung liefert derzeit noch stabile Preise, ein Einsturz der Preise von 2016 auf 2017 ist nicht eingetreten. Vor diesem Hintergrund ist es schwierig Prognosen zur Entwicklung der Preise über die nächsten Jahre zu stellen. Die Stromhändler sollten den kleinen Endkunden (Privathaushalt) einen festen Preis für einen günstigen Stromtarif anbieten, um im Gegenzug die Vermarktung der Speicherflexibilität übernehmen zu können. Im Bereich von Industrie und Gewerbe wurde auf die Möglichkeit des zeitlichen Verschiebens der Produktion verwiesen, aber auch darauf eingegangen, dass dies in den meisten Fällen sehr schwierig in der praktischen Umsetzung ist. Ein weiteres Handlungsfeld, eher bei größeren Verbrauchern anzusiedeln, ist die strukturierte Beschaffung, bei der bspw. 30 % des Preises abhängig vom aktuellen Preis an den Spotmärkten ist. Darüber hinaus sollte geprüft werden, ob ein Unternehmen die Kosten der Netzentgelte durch den Einsatz eines Batteriespeichers senken kann. Dies lässt sich durch das sogenannte „Peak-Shaving“ (Vermeidung von Lastspitzen) umsetzen. Ob das wirtschaftlich sinnvoll ist, hängt immer vom Lastgang des jeweiligen Unternehmens ab, welcher diesbezüglich geprüft werden sollte. In sehr vielen Fällen lohnt sich der Einsatz eines Batteriespeichers finanziell im Hinblick auf die Vermeidung von Netzentgelten.

Antwort von Herrn Hau (Innogy):

Eine Möglichkeit für die Vermarktung von Batteriespeichern besteht sicherlich in der Reduzierung von Netzentgelten. Im Forschungsprojekt der Innogy wird aber auch vor allem untersucht, wie die Batteriespeicher aus netzdienlicher Sicht eingebunden werden können. Weitere Geschäftsmodelle werden im Rahmen des Projekts erörtert.

Antwort von Herrn Lisson (TOTAL):

Es braucht aktuell ein gewisses Stück Mut, um in die Batterietechnologie zu investieren. Die Devise muss lauten: Wir finden durch die Flexibilität immer einen geeigneten Markt bzw. geeignete Märkte, um einen Batteriespeicher wirtschaftlich zu betreiben. Diese Herangehensweise ist wichtig, da die Entwicklung der Märkte und Strompreise nicht auf 10 Jahre und erst recht nicht auf 20 Jahre

prognostizierbar ist. Eine realistische Prognose ist eher nur auf 2 Jahre möglich, was also definitiv kleiner als jede Amortisationszeit ist.

Antwort von Herrn Dr. Stöckel (TOTAL):

Die Betreiber und Vermarkter von Batteriespeichern müssen sich mit ihren Vermarktungsmöglichkeiten so breit und flexibel aufstellen, dass es wirtschaftlich betrachtet bereits ausreicht, wenn einige dieser Möglichkeiten „explodieren“ und große Einnahmen möglich sind. Dann sind auch die Verluste aus weniger erträglichen Geschäftsmodellen zu verkraften.

Eine letzte Frage von Frau Hanke zielte nochmal auf die „Tankstelle der Zukunft“ ab. Im Vortrag der TOTAL wurde auf die **batterieelektrische und wasserstoffbasierte Mobilität** eingegangen. Ob hierbei **Konflikte zwischen beiden Ansätzen** auftauchen, wurde durch Dr. Stöckel mit der aktuellen Marktentwicklung beantwortet.

Aktuell gibt es in Deutschland nur etwas über 200 verkaufte Brennstoffzellen-betriebene Fahrzeuge. Dagegen eine wesentlich größere Anzahl an Elektro-Autos. Dies spricht klar dafür, dass sich zunächst die Elektro-Mobilität durchsetzen wird. Beide Systeme haben Vor- und Nachteile, wobei vor allem im kleineren Raum davon auszugehen, dass E-Autos sich durchsetzen werden.

Eine letzte Frage zur Podiumsdiskussion wurde aus dem Publikum in die Runde gestellt: **„Wie werden sich die Preise für Batteriespeicher entwickeln?“**

Antwort von Herrn Prof. Simon (TSB):

Das Angebot regelt den Markt. Sobald der erste Hersteller zu einem bestimmten günstigen Preis anbietet, müssen die anderen Anbieter mitziehen. Dann kann es möglicherweise ganz schnell geschehen, dass die Preise stark sinken.

Antwort von Herrn Lisson (TOTAL):

Es wird auch in ein paar Jahren, wenn die ersten Batterien aus der E-Mobilität gealtert sind und nicht mehr über ihre ursprüngliche Kapazität verfügen, einen größeren Markt für gebrauchte Batterien geben. Diese werden dann wesentlich günstiger angeboten werden und in sogenannten „Second-Life“-Anwendungen als stationäre Speicher genutzt werden. Für den Autofahrer macht es einen großen Unterschied, ob er mit einer Batterieladung 300 km oder nur noch 200 km Strecke

zurücklegen kann. Für den stationären Speicher spielt der Kapazitätsverlust in vielen Fällen nicht die entscheidende Rolle.

Block: Umsetzung von Normen im Netzbereich

Im letzten Veranstaltungsbereich wurden zwei Praxisberichte zur Umsetzung von Normen in verschiedenen Unternehmen vorgestellt. Dieser wurde von Frau Anja Folz von der Energieagentur RLP moderiert. Als ersten Beitrag stellte Herr Daniel Schöllhorn, TÜV Rheinland Consulting GmbH, Ergebnisse der ENERGISE-Studie vor.

Im zweiten Vortrag referierte Herr Gunar Schmidt, Geschäftsführer der SWJ Netze GmbH über das bei den Stadtwerken Jena eingeführte AssetManagement nach DIN ISO 55000.

Ergebnisse der ENERGISE-Studie Erfolgsfaktoren für die Mitnutzung öffentlicher Telekommunikations-Netze

Hr. Daniel Schöllhorn, TÜV Rheinland Consulting GmbH

In dem Forschungsprojekt ENERGISE wurden Synergiepotenziale und Herausforderungen für die Zusammenarbeit des Energie- und Telekommunikationssektors in 17 europäischen Ländern untersucht und offengelegt. ENERGISE ist Teil des großen Forschungsprogramms Horizon 2020, das von Brüssel in Auftrag gegeben wurde. Hintergrund von ENERGISE ist unter anderem die vom Europäischen Parlament beschlossene Richtlinie zur Reduzierung der Kosten beim Ausbau von Kommunikationsinfrastruktur.

Als Konsortialführer hat TÜV Rheinland gemeinsam mit dem Wissenschaftlichen Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste (WIK) u. a. Kooperationsmodelle für die Entwicklung von Smart Grids analysiert. Auch die Vernetzung der relevanten Stakeholder und die Schaffung eines gemeinsamen Verständnisses zu strategischen sowie technischen Anforderungen an Smart-Grid-Lösungen waren eines der zentralen Ziele von ENERGISE.

Im Rahmen des Projekts entwickelte TÜV Rheinland außerdem ein Instrument, das Akteure aus beiden Sektoren bei der Entscheidungsfindung rund um das Thema Smart Grids unterstützt: ein sogenanntes Decision-Making Toolkit. Dieses besteht im Kern aus einer Datenbank von 60 realen Fallstudien, die sektor übergreifend Projekte und Anwendungen aus dem Energie- und Telekommunikationsbereich vorstellen. Die Fallstudien, zusammengetragen aus 17 europäischen Ländern, beschreiben bestehende Kooperationsmodelle von Energie- und

Telekommunikationsunternehmen, darunter die Zusammenarbeit bei der Einführung von intelligenten Stromzählern, den automatisierten Betrieb von Stromnetzen oder Aufbau einer erweiterten Kommunikationsinfrastruktur für die Bereitstellung von neuen Dienstleistungen.

Andere Beispiele beleuchten die Möglichkeiten der gemeinsamen Nutzung von bestehender Kommunikationsinfrastruktur oder einer gemeinsamen Neuverlegung. Hintergrund von ENERGISE ist unter anderem die vom Europäischen Parlament beschlossene Richtlinie zur Reduzierung der Kosten beim Ausbau von Kommunikationsinfrastruktur.

Unter <http://project-energise.eu> finden sich weitergehende Informationen zum Projekt ENERGISE, zum Entscheidungshilfwerkzeug und den Forschungsergebnissen im Einzelnen.

Asset-Management von Versorgungsnetzen in Anlehnung an die DIN ISO 55000 – ein Beitrag zum Unternehmenserfolg?

Herr Gunar Schmidt, Stadtwerk Jena Netze GmbH

Neben einer Einführung über den Standort Jena und das Stadtwerke selbst erläuterte Herr Gunar Schmidt das Thema Asset-Management am eigenen Praxisbeispiel der Stadtwerke Jena Netze. SWJ Netze sind in Jena sowie Pößneck seit 2013 Energielieferant für Strom-, Wärme und Gas. Zudem besitzen Sie Telekommunikations-/Informationsnetze, welche gemeinsam mit den Strom- und Erdgas-Leitungen verlegt sind. Freie Ressourcen in den Informationsnetzen vermietet die SWJ Netze an kommunale Einrichtungen und Unternehmen.

Grundlegend ist Asset-Management eine zentrale Steuerungsfunktion des Netzbetreibers für die optimale Bewirtschaftung der Netze. Schwerpunkte sind dabei das Erstellen und Fortschreiben von wertorientierten Betriebs-, Instandhaltungs- und Investitionsstrategien sowie die Beauftragung und Steuerung aller Netzdienstleistungen und deren Umsetzung.

Der Bereich Asset Management auch eine Art Grundsatzplanung entwickelt die Strategien für die Planung, den Bau und den wirtschaftlichen Betrieb der Versorgungsnetze aller Energiesparten im Konzessionsgebiet der Stadtwerke sowie für die Telekommunikationsnetze. Das Asset Management gewährleistet die hohen Anforderungen, die an Versorgungssicherheit und -qualität der Versorgungsnetze gestellt werden. Es bewertet technische Investitionsrisiken und hat die wirtschaftliche Verantwortung für die Netze. Zudem hat das Asset Management die Auftraggeberkompetenz für die Vergabe der notwendigen Dienstleistungen für die Planung, den Bau und den Betrieb der Versorgungs- und Telekommunikationsnetze im Stadtwerkeversorgungsbereich.

Der geplante Vortrag Sicherheitsmaßnahmen nach ISO 27001 aus Netzbetreibersicht ist leider kurzfristig entfallen.

Zusammenfassung der Tagungsergebnisse

Professor Dr. Ralf Simon fasste noch einmal kurz die Schlaglichter der 8. Smart Grids Tagung zusammen. Er bedankte sich bei allen Sponsoren, Ausstellern und Teilnehmer für den erfolgreichen Wissensaustausch und beendete die Tagung gegen 17:00 Uhr.

4 Teilnehmerstatistik

Es wurden 68 Anmeldungen verzeichnet (im Vergleich zu 107 Anmeldungen in 2017). Diese gliedern sich wie folgt auf:

Anzahl TN	Anteil in %	Branchen
14	21 %	Kommunale Vertreter, Ministerien, Verbände, weitere öffentl. Einrichtungen
20	29 %	Energiebranche, Netzbetreiber, Stadtwerke
8	12 %	Planer, Ingenieure
10	15 %	Wissenschaft, Studierende, Schüler/innen
2	3 %	Hersteller von Netzwerk- und Batterietechnik
14	21 %	Sonstige Gewerbe, Privat
68	100 %	

Abbildung 1: Teilnehmerentwicklung aktuelles Jahr

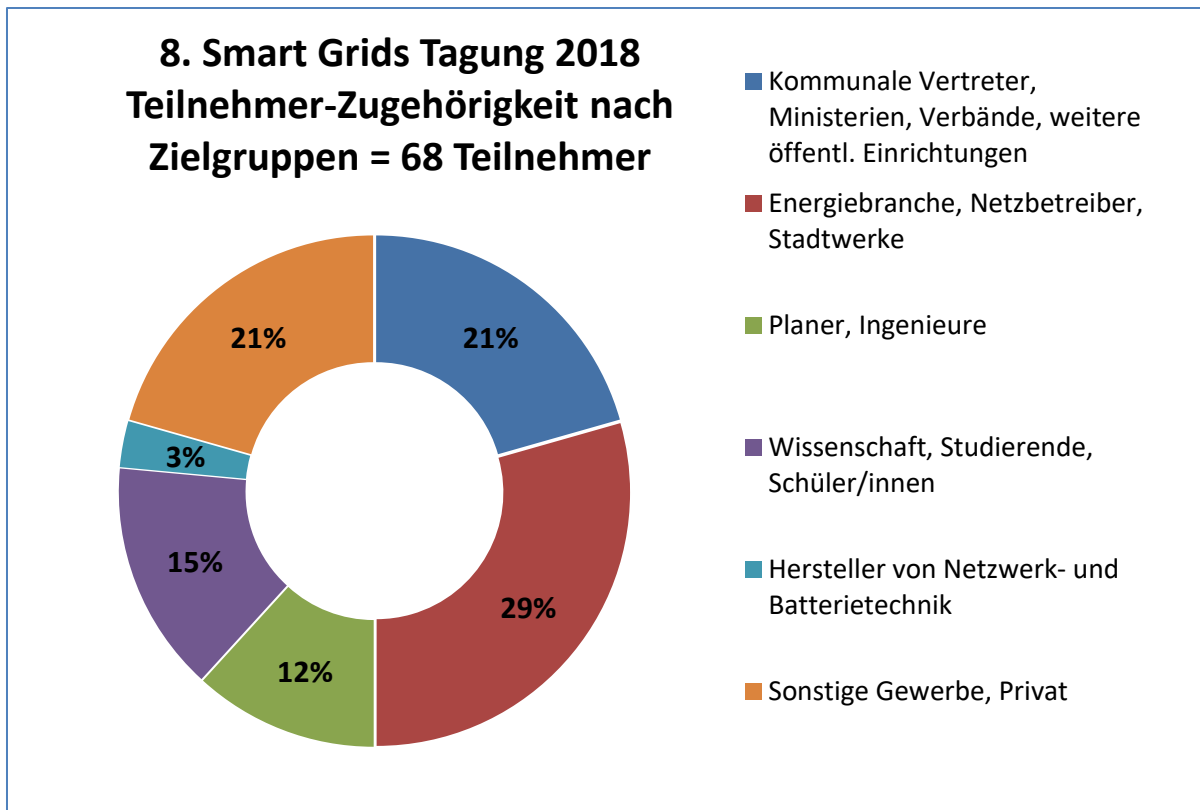
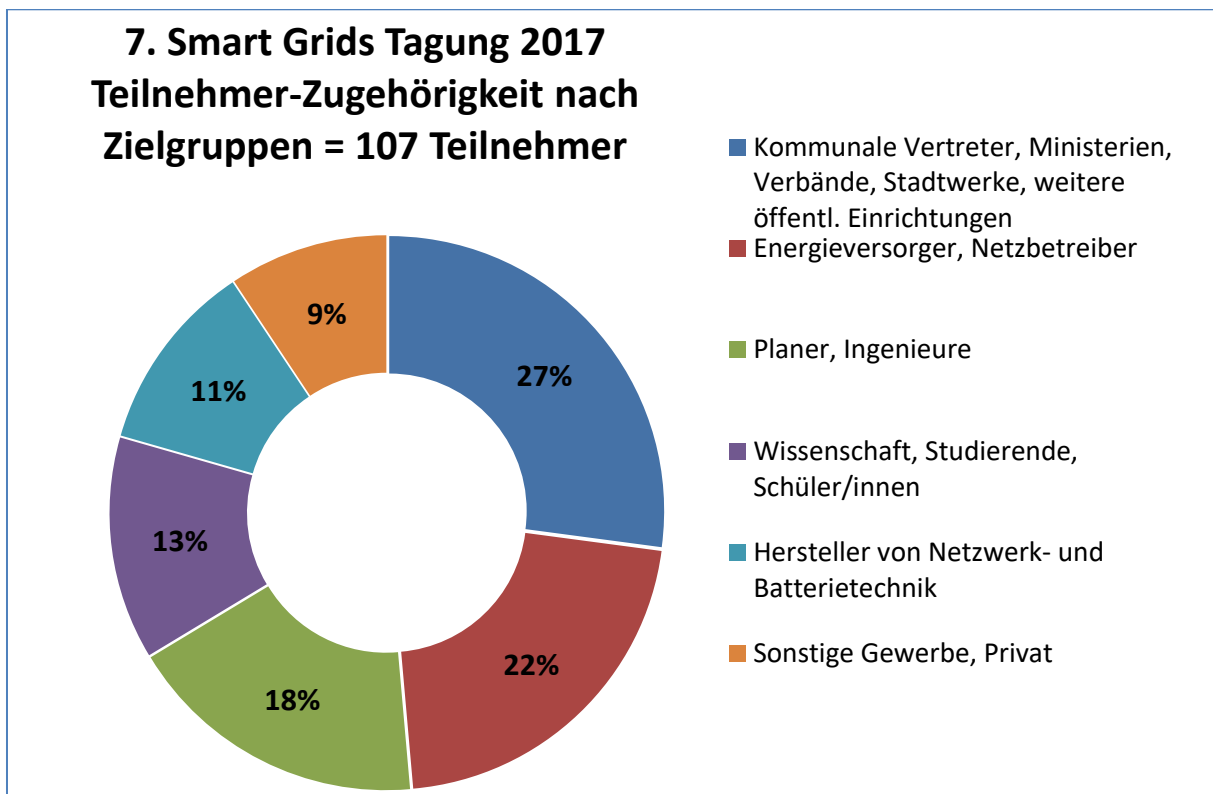


Abbildung 2: Teilnehmerverteilung Vorjahr



Interpretation der Teilnehmerstatistik

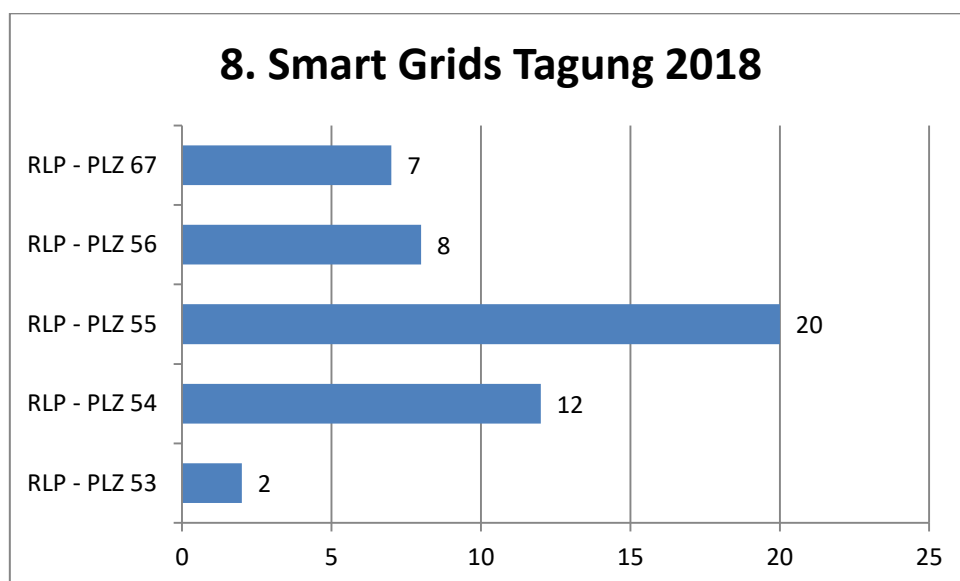
Leider konnte im Vergleich zum Vorjahr nicht so viele Teilnehmer mobilisiert werden. Einige Rückmeldungen ließen es auf die Wahl des leider doch recht abgelegenen Tagungsortes sowie auf die Wetterlage zurückführen. Die Möglichkeit der Anreise mit öffentlichen Verkehrsmitteln war sehr schwierig.

Im Jahr 2018 war der mit 29 % größte Anteil der Teilnehmer aus der Branche der Energieversorger und Netzbetreiber. 21 % der Teilnehmer kamen als Vertreter der rheinland-pfälzischen Ministerien wie auch als Bedienstete von Kommunen und Gemeinden.

Die Anzahl der Planer und Ingenieure lag bei 12 %, während Vertreter der Wissenschaft sowie Studenten und Schüler mit 15 % vertreten waren. 3 % der Teilnehmer kamen aus der Branche der Netzwerk- und Batterietechnikhersteller. Privatpersonen und sonstiges Gewerbe sind mit 21 % vertreten.

Die Verteilung der Tagungsteilnehmer nach Postleitzahlen sah wie folgt aus:

Aus Rheinland-Pfalz kamen 72 % der gesamten Teilnehmer:



Die **Postleitzahlen beginnend mit 67** beinhalten die Landkreise Ludwigshafen, Bad Dürkheim, Rhein-Pfalz-Kreis, Frankenthal, Donnersbergkreis, Alzey-Worms, Speyer, Germersheim, Südliche Weinstraße, Kaiserslautern, Worms, Mainz-Bingen, Kusel und Bad Kreuznach.

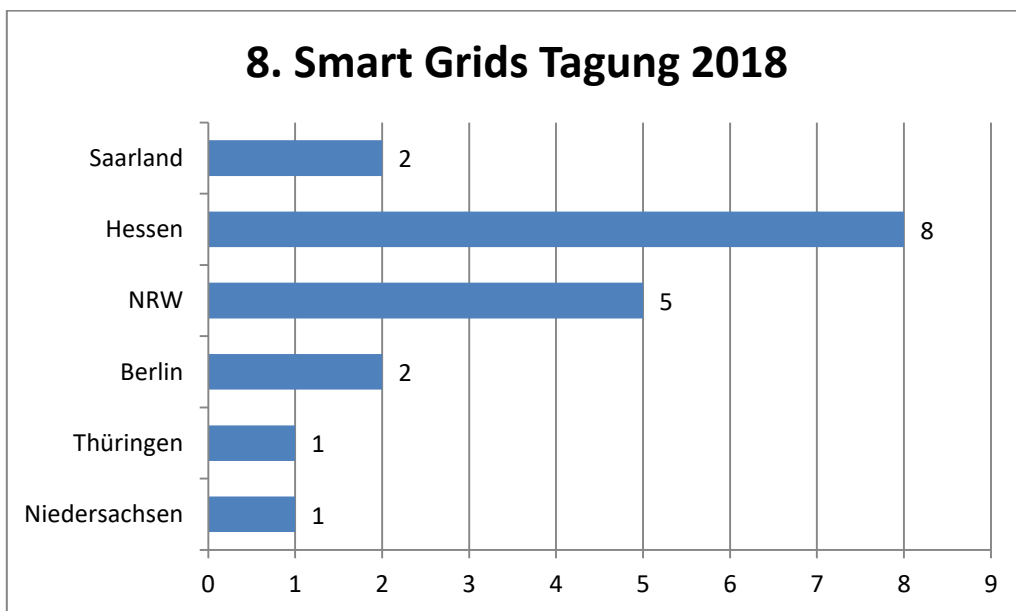
Die **Postleitzahlen beginnend mit 56** beinhalten die Landkreise Koblenz, Rhein-Lahn-Kreis, Rhein-Hunsrück-Kreis, Mayen-Koblenz, Westerwald-Kreis, Cochem-Zell, Neuwied, Altenkirchen, Ahrweiler, Vulkaneifen und Bernkastel-Wittlich.

Die **Postleitzahlen beginnend mit 55** beinhalten die Landkreise Mainz, Mainz-Bingen, Alzey-Worms, Rhein-Hunsrück-Kreis, Bad Kreuznach und Birkenfeld.

Die **Postleitzahlen beginnend mit 54** beinhalten die Landkreise Trier, Trier-Saarburg, Bitburg-Prüm, Bernkastel-Wittlich, Birkenfeld und Vulkaneifel.

Die **Postleitzahlen beginnend mit 53** beinhalten die Landkreise Ahrweiler, Vulkaneifel und Neuwied

28 % der Teilnehmer kamen aus den restlichen Bundesländern:



Mit 12 % der Teilnehmer war Hessen als zweitstärkstes Bundesland mit Besuchern an der Tagung vertreten. Auch werden die angrenzenden Bundesländer an Rheinland-Pfalz angesprochen.

5 Feedback

Nach der Veranstaltung gab es überwiegend positive Rückmeldungen seitens der Teilnehmer. Die Möglichkeit des Informationsaustausches mit anderen Teilnehmern, die Fachausstellung sowie die gute Organisation und das Engagement der Mitarbeiter vor Ort wurden gelobt.

An der Veranstaltung wurden Fragebögen zur Bewertung für die Teilnehmer ausgelegt. Es bestand die Möglichkeit, verschiedene Parameter der Veranstaltung zu bewerten, wobei Noten zwischen 1 und 5 vergeben werden konnten. Dabei war 1 die bestmögliche Bewertung. Ein Drittel der Teilnehmer hat die Fragebögen für uns mit nachfolgendem Ergebnis ausgefüllt:

Auswertung aus 25 Fragebögen	Note
Auswahl der Vortragsthemen	1,5
Auswahl der Referenten (fachliches sowie rhetorisches Mittel aller Referenten)	1,7
Fachliche Auswahl der Referenten	1,7
Organisation der Veranstaltung	1,3

Neben der Bewertung konnten die Tagungsbesucher auch weitere Themen nennen, die an der Tagung noch nicht behandelt wurden. Außerdem bestand die Möglichkeit, Anregungen und Kritikpunkte für die nächsten Tagungen zu vermerken.

<u>Welche Themen wären für die Teilnehmer noch von Interesse gewesen?</u>
Gas-Netz als Speicher
Smart Grid in Verbindung mit Industrie und Gewerbe
Klarer Themenblock: Batterie im Gewerbe / Industrie
Einbindung der Blockchain in der Energiewirtschaft und der Smart-Grids
Konkreter Handlungsbedarf auf politischer Ebene
Treiber und Hemmnisse der Energiewende
Die Rolle der Gasnetzinfrastuktur für die Energiewende
Power to Gas

Anregungen und Kritikpunkte der Teilnehmer:

Stärkere Gewichtung des 1. Blockes

Diskussionsrunde auch zum 1. Block

Beitrag Asset-Management (letzter Programmpunkt 16:15h) im Kontext "Smart Grids & v. Kraftwerke"
eher unpassend/uninteressant

Der Veranstaltungsraum ist sehr gut, wie eigentlich immer, aber der Ort an sich ist zu abgelegen gewählt.

Vielleicht ist auch der Ort bei der Innogy nicht neutral genug für einige potentielle Teilnehmer

6 Impressionen



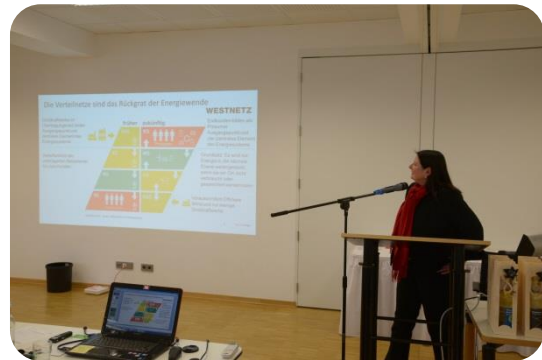
Begrüßung durch den Staatssekretär von Rheinland-Pfalz,
Hr. Dr. Thomas Griese



Angeregte Diskussion in der Fachausstellung



Podiumsdiskussion



Referentenbeitrag von Frau Eva Wagner



Beginn der Tagung



Angeregte Diskussion mit den
Tagungsteilnehmern

7 Auszüge aus dem Pressespiegel

Website: Windkraft-Journal

www.windkraft-journal.de



Donnerstag, der 8. März 2018 im Bildungszentrum der innogy SE in Wanderath/Eifel

***(WK-intern)* – Zur 8. Fachtagung Smart Grids und Virtuelle Kraftwerke lädt die Transferstelle Bingen (TSB) in Zusammenarbeit mit dem Umweltministerium Rheinland-Pfalz und der Zukunftsinitiative Smart Grids Rheinland-Pfalz ganz herzlich in das Bildungszentrum der innogy SE in Wanderath in der Eifel ein.**

Grußwort von Frau Ministerin Ulrike Höfken, Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten Rheinland-Pfalz im Tagungsflyer:

In einem dezentralen Stromsystem müssen Erzeugungsanlagen, Verbraucher, Verteilnetzbetreiber und Speicher auf lokal und regionaler Ebene mehr Verantwortung für die Stabilität des gesamten Systems übernehmen. Der erforderliche Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch von Energie verlagert sich dabei auf die Ebene der Verteilnetze. Dort gibt es signifikante Potenziale um Redispatch- und Netzreservekosten zu vermeiden.

Rheinland-Pfalz unterstützt Wirtschaft, Kommunen und BürgerInnen dabei, die Chancen der Umstrukturierung der Energieversorgung nutzbar zu machen. Unser gemeinsames Anliegen ist es, komplexe Prozesse besser zu managen, die Effizienz zu steigern, Verbrauch und Erzeugung miteinander zu koppeln und damit Ressourcen zu schonen sowie weitere neue vernetzte Anwendungen zu ermöglichen.

Die künftige Kommunikation wird stärker noch als bisher über das Smart Grid, das intelligent gesteuerte Stromnetz geführt werden. Die dezentralen Stromerzeuger und die flexiblen Verbraucher werden dazu in virtuellen Kraftwerken zusammengefasst und als eine Einheit behandelt. Vor diesem Hintergrund wollen wir technische, rahmenpolitische und marktwirtschaftliche Erfolgs- und Schlüsselfaktoren sowie Chancen und Risiken mit Ihnen diskutieren.

Außerdem stehen der Stand der aktuellen Entwicklung und die weiteren Perspektiven für Stromerzeuger und Infrastrukturanbieter im Mittelpunkt dieser Veranstaltung. Abgerundet wird das Veranstaltungsprogramm durch industrielle Praxisbeispiele und Berichte über Strategien für die Nutzung von Flexibilität im Spannungsfeld zwischen Netzbetreiber und Verbraucher.

Ich wünsche Ihnen eine lebhafteste, zielführende Debatte und viele neue Erkenntnisse.

Die Tagung bietet dem interessierten Fachpublikum ein attraktives Forum rund um das Thema „Smart Grids und virtuelle Kraftwerke“. Weitere Informationen finden Sie im beigefügten Programmflyer oder auf der TSB Webseite (www.tsb-energie.de).

Nutzen Sie die Gelegenheit zum Austausch und zur Diskussion, knüpfen Sie neue Kontakte und pflegen Sie bestehende. Parallel zu den Vorträgen wird eine kleine Fachausstellung mit Infoständen angeboten. Die Teilnehmer erhalten in den Pausen die Möglichkeit, sich im direkten Gespräch zu informieren.

Die Veranstaltung richtet sich hauptsächlich an Verantwortliche aus den Bereichen Netzbetrieb/Zählerwesen, Kommunikationstechnik/Informatik und Energieversorgungsunternehmen sowie an Mitarbeiter von Behörden, Vertreter von Verbänden und der Wissenschaft.

Programmübersicht

Eröffnung der Veranstaltung 10:00 Uhr

Begrüßung durch Herrn Staatssekretär Dr. Thomas Griese, Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten Rheinland-Pfalz 10:10 Uhr

Start der Fachbeiträge ab 10:45 Uhr

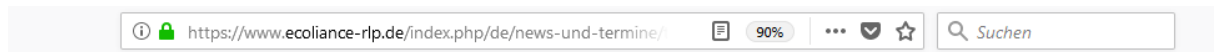
Tagungsende ca. 17:15 Uhr

PM: Transferstelle Bingen (TSB) – Geschäftsbereich des ITB – Institut für Innovation, Transfer und Beratung gemeinnützige GmbH

Pressebild: TSB Internetauftritt

Website: Ecoliance Rheinland-Pfalz

www.ecoliance-rlp.de



8. Fachtagung Smart Grids und Virtuelle Kraftwerke

Veranstaltungen*

Datum: Do, 8. Mär, 2018 10:00 - 11:00
Dauer: 1 Stunde
Ort: innogy Hotel und Kongresszentrum
Wanderath

Im Rahmen der Zukunftsinitiative Smart Grids Rheinland-Pfalz möchte Sie die Transferstelle Bingen (TSB) heute ganz herzlich zur 8. Fachtagung Smart Grids und Virtuelle Kraftwerke einladen.

Nachfolgend ein kleiner thematischer Ausblick zur Tagung:

[ProgrammFlyer \(PDF\)](#)

- Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilnetz
- Energiewirtschaftliche Flexibilität durch Batterien im Spannungsfeld Netzbetreiber und Verbraucher (Kurzvorträge mit anschließender moderierter Diskussionsrunde)
- Umsetzung von Normen für Managementsysteme : DIN ISO 55000 (AssetManagement-Managementsystem) und DIN ISO 27001 (Informationssicherheits- Managementsysteme)
- Vorstellung der ENERGISE-Studie (EU-weiter Netzausbau) durch den TÜV Rheinland

Herr Dr. Griese, Staatssekretär im Umweltministerium Rheinland-Pfalz, wird das Tagungsprogramm mit einem aktuellen Beitrag eröffnen.

Tagungsinfos
Wo: innogy Hotel und Kongresszentrum Wanderath - Am Buchholz 34 - 56729 Baar (Nähe Nürburgring)
Wann: Donnerstag, 8. März 2018 (10:00 Uhr bis ca. 17:00 Uhr)

Programm [ProgrammFlyer \(PDF\)](#)
Das Programm ist noch in der Abstimmung und wird voraussichtlich in der kommenden Woche auf unserer [Webseite](#) zu finden sein. Bitte nutzen Sie für Ihre Anmeldung das Anmeldeformular, das ab sofort auf unserer [Webseite](#) bereitsteht.


Tagungspauschale: 95,00 € netto zzgl. 19 % MwSt.
Bitte merken Sie sich schon heute diesen Termin vor oder senden uns Ihre Anmeldung! Vielen Dank.

Kontakt
Transferstelle Bingen - TSB
Berlinstr. 107a
55411 Bingen am Rhein

Frau Christine Thönnies
Tel.: 06721 / 98 424 - 272
Mailto: [Thoennes\(at\)tsb-energie.de](mailto:Thoennes(at)tsb-energie.de)

Frau Heike Zimmermann
Tel.: 06721 / 98 424 - 271
Mailto: [zimmermann\(at\)tsb-energie.de](mailto:zimmermann(at)tsb-energie.de)

Partner der Tagung
innogy SE, MUEEF (Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten Rheinland-Pfalz), Energieagentur Rheinland-Pfalz, StoREgio



Weitere Veröffentlichungen:

50Komma2, Stadt Bingen, Architektenkammer RLP, Energieagentur RLP, Firmenpresse, Hessen Agentur, IHK, PresseBox, pv magazine Deutschland, Verband kommunaler Unternehmen

09:00 Registrierung & Anmeldung

- Ein kleines Frühstück steht für Sie bereit -

Eröffnung der Fachtagung

Moderation: Prof. Dr. Ralf Simon, Transferstelle Bingen (TSB)

10:00**Begrüßung**

Prof. Dr. Ralf Simon, TSB

Dr. Lothar Oelert, innogy SE

Leiter Region Rheinland-Pfalz

10:15**Das Smart Grid – nutzbar für eine regionale und klimafreundliche Energiezukunft**

Dr. Thomas Griese

Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten Rheinland-Pfalz

10:45**Verteilnetzbetreiber als Systemmanager der Energiewende**

Rainer Stock,

VKU - Verband kommunaler Unternehmen e.V.

11:15**Anwendungsmöglichkeiten des Verteilnetzes 2.0 bei Westnetz**

Eva Wagner, Westnetz GmbH

11:45**Kleinbatterien und E-Mobilität - stationäre und mobile Batterien**

Prof. Dr. Ralf Simon, TSB und

Dr. Ekehard Tröster, Energynavtics GmbH

12:15**Mittagspause****Energiewirtschaftliche Flexibilität durch Batterien im Spannungsfeld Netzbetreiber und Verbraucher****Start: 13:15 Uhr****13:30****E-Mobilitätsausbau am Beispiel der TOTAL Deutschland**

Matthias Lisson, TOTAL Deutschland

13:45**Schwarmspeicher als Flexibilitätpotenzial für Kunden, Stromvertriebe und Netzbetreiber**

Dr. Torsten Hammerschmidt, innogy SE

14:00**Flexibilisierung - Geschäftsmodelle für Großbatterien**

Prof. Dr. Ralf Simon, TSB

14:15**Podiumsdiskussion (ca. 45 Min.)****15:00 Kaffeepause****Umsetzung von Normen im Netzbereich**

Moderation: Anja Foiz, Energieagentur Rheinland-Pfalz

15:45**Ergebnisse der ENERGISE-Studie Erfolgsfaktoren für die Mitnutzung öffentlicher TK-Netze**

Daniel Schöllhorn,

TÜV Rheinland Consulting GmbH

16:15**Asset-Management von Versorgungsnetzen in Anlehnung an die DIN ISO 55000 – ein Beitrag zum Unternehmenserfolg?**

Gunar Schmidt,

Stadtwerke Jena Netze GmbH

16:45**Sicherheitsmaßnahmen nach ISO 27001 aus Netzbetreibersicht**

- angefragt -

17:15**Zusammenfassung der Tagungsergebnisse**

Das Tagungsprogramm entspricht dem Stand bei Drucklegung. Programmänderungen behält sich der Veranstalter vor.

Fax-Anmeldung: 06721 - 98 424 29

Online-Formular unter www.tsb-energie.de

Anmeldeschluss: Montag, der 5. März 2018

Ja, ich nehme an der **8. Fachtagung Smart Grids und Virtuelle Kraftwerke** am Donnerstag, den 08.03.2018 in Wanderath teil. **Die Teilnahmegebühr beträgt 95,00 € zzgl. 19 % MwSt.** und beinhaltet die Tagesverpflegung sowie die Möglichkeit des Downloads der Referentenvorträge. **Reduzierte Teilnahmegebühr für kommunale Vertreter: 30,00 € zzgl. 19% MwSt.**

Bitte melden Sie jede Person einzeln an:

BITTE IN DRUCKBUCHSTABEN AUSFÜLLEN

Kommunaler Vertreter:

Titel, Vorname, Nachname

Firma, Institution

Straße

PLZ, Ort

E-Mail (zur Bestätigung erforderlich)

Telefonnummer

Abweichende Rechnungsadresse oder Bestellnummer:

Teilnahme- und Rücktrittsbedingungen:

Sie erhalten nach Eingang Ihrer Anmeldung eine **Anmeldebestätigung per E-Mail**. Die Zusage erfolgt nach der Reihenfolge der Anmeldungen. Bitte überweisen Sie die Teilnahmegebühr erst nach Erhalt der Rechnung. Die Rechnung wird nach der Veranstaltung versendet.

Bei Stornierung der Anmeldung bis 10 Tage vor Veranstaltungsbeginn erheben wir keine Stornierungsgebühr. Bei späteren Absagen - auch bei Krankheit - wird die gesamte Teilnahmegebühr berechnet. Die Stornoerklärung bedarf der schriftlichen Form. Ein Ersatzteilnehmer kann zu jedem Zeitpunkt gestellt werden.

Ort, Datum

Unterschrift



In einem dezentralen Stromsystem müssen Erzeugungsanlagen, Verbraucher, Verteilnetzbetreiber und Speicher auf lokaler und regionaler Ebene mehr Verantwortung für die Stabilität des gesamten Systems übernehmen. Der erforderliche Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch von Energie verlagert sich dabei auf die Ebene der Verteilnetze. Dort gibt es signifikante Potenziale um Redispatch- und Netzreservekosten zu vermeiden.

Rheinland-Pfalz unterstützt Wirtschaft, Kommunen und BürgerInnen dabei, die Chancen der Umstrukturierung der Energieversorgung nutzbar zu machen. Unser gemeinsames Anliegen ist es, komplexe Prozesse besser zu managen, die Effizienz zu steigern, Verbrauch und Erzeugung miteinander zu koppeln und damit Ressourcen zu schonen sowie weitere, neue vernetzte Anwendungen zu ermöglichen.

Die künftige Kommunikation wird stärker noch als bisher über das Smart Grid, das intelligent gesteuerte Stromnetz geführt werden. Die dezentralen Stromerzeuger und die flexiblen Verbraucher werden dazu in virtuellen Kraftwerken zusammengefasst und als eine Einheit behandelt. Vor diesem Hintergrund wollen wir technische, rahmenpolitische und marktwirtschaftliche Erfolgs- und Schlüsselfaktoren sowie Chancen und Risiken mit Ihnen diskutieren.

Außerdem stehen der Stand der aktuellen Entwicklung und die weiteren Perspektiven für Stromerzeuger und Infrastrukturanbieter im Mittelpunkt dieser Veranstaltung. Abgerundet wird das Veranstaltungsprogramm durch industrielle Praxisbeispiele und Berichte über Strategien für die Nutzung von Flexibilität im Spannungsfeld zwischen Netzbetreiber und Verbraucher.

Ich wünsche Ihnen eine lebhaft, zielführende Debatte und viele neue Erkenntnisse.

Ulrike Höfken

Staatsministerin Ulrike Höfken

Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten Rheinland-Pfalz



Hauptsponsor der Tagung:

innogy

Tagungsort

innogy Bildungszentrum in Wanderath
Am Buchholz 34
56729 Baar

Anreiseunterlagen erhalten Sie mit der Bestätigung Ihrer Anmeldung.

Tagungsleitung

Prof. Dr. Ralf Simon
Transferstelle Bingen

Veranstalter & Organisation

Transferstelle Bingen (TSB)

Berlinstr. 107a
55411 Bingen
www.tsb-energie.de

Geschäftsbereich des ITB - Institut für Innovation, Transfer und Beratung gGmbH

Christine Thönnies

Tel.: 06721-98424-272

E-Mail: thoennes@tsb-energie.de

Helke Zimmermann

Tel.: 06721-98424-271

E-Mail: zimmermann@tsb-energie.de

Gebühren

Die Teilnahmegebühr beträgt **95,00 Euro zzgl. MwSt.** und beinhaltet die Vorträge, die Tagungsunterlagen sowie die Tagesverpflegung. Für kommunale Teilnehmer dieser Veranstaltung steht ein begrenztes Kontingent an reduzierten Tickets zum Preis von **30,00 € zzgl. MwSt.** zur Verfügung.

Weitere Partner der Tagung:



Bildnachweis (Titelbild): Fotolia.com

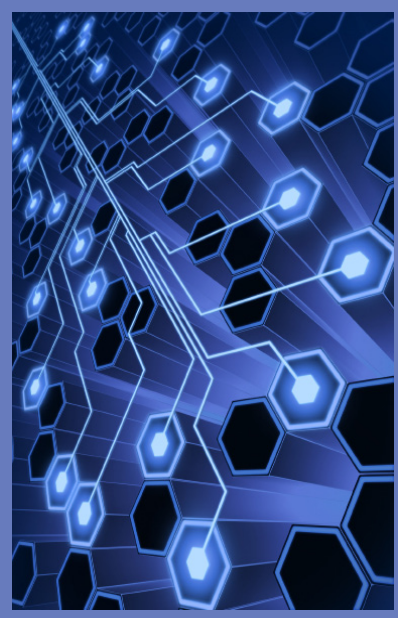


8. Fachtagung

Smart Grids und Virtuelle Kraftwerke

Donnerstag, den 8. März 2018

innogy Bildungszentrum in Wanderath (Eifel)



Gefördert durch:



Rheinland-Pfalz
MINISTERIUM FÜR UMWELT,
ENERGIE, ERNÄHRUNG
UND FORSTEN



In Kooperation mit:
ENERGIEAGENTUR
Rheinland-Pfalz
StoREgio