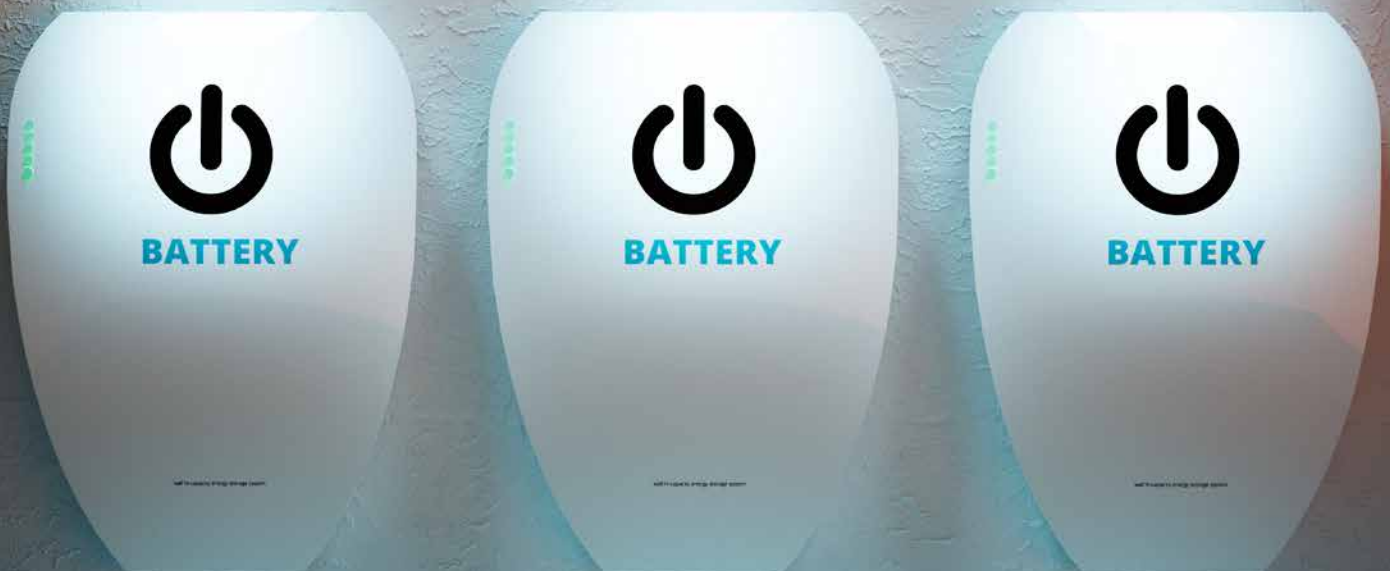


THEMA

Energieautarkie – Soweit der Speicher reicht

Der Speichermarkt
nimmt Fahrt auf.



MIT SONDERTEIL
Neue Energiewirtschaft

Foto: Petmal/istockphoto.com

ener|gate
con|energy gruppe

GASTKOMMENTAR

Mehr Autarkie wagen

INTERVIEW

Henning Kagermann,
NPE, über Batterien
made in Germany

INFOGRAFIK

Digitale Kommunikation
in der Energiewirtschaft

STANDPUNKT 3

Auch eine Disruption: Röhrenjeans statt Anzug. 3
 VON CHRISTIAN SEELOS – E21.DIGITAL-REDAKTION

AUS DER REDAKTION 4

Politiknews 4
 Personalnews 5

SCHWERPUNKT: ENERGIEAUTARKIE – SOWEIT DER SPEICHER REICHT 6

Autarkie steigern, aber Autonomie meiden. 6
 GASTKOMMENTAR VON MARKUS BREHLER – CATERVA

„Erst ein Bruchteil des Speichermarkts ist erschlossen.“ 8
 INTERVIEW MIT SANTIAGO SENN – LG CHEM EUROPE

Die Aluminium-Batterie. 10
 VON REBEKKA LOSCHEN – KLIMAEXPO.NRW

Flexibilität durch Funktionale Speicher. 12
 VON CHRISTOPH PELLINGER UND ULRICH WAGNER – FORSCHUNGSSTELLE FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT (FFE)

Aus der Redaktion 15
 Marktüberblick „Großspeicher“ 16

SONDERTEIL NEUE ENERGIEWIRTSCHAFT 18

Speicher für die Energiewende nutzen. 18
 VON ROBERT BUSCH, BUNDESVERBAND NEUE ENERGIEWIRTSCHAFT (BNE)

bne-News 19

MARKT & TECHNIK 20

„Das Konzept ist eine vertane Chance.“ 20
 GASTKOMMENTAR VON DANIEL HÖLDER – CLEAN ENERGY SOURCING

„Zellproduktion in Deutschland ist wichtig.“ 22
 INTERVIEW MIT HENNING KAGERMANN – NATIONALE PLATTFORM ELEKTROMOBILITÄT

Smart Home: Integrierte Serviceangebote als Erfolgsfaktor. 24
 VON FRANK OBERNITZ – GUIDION DEUTSCHLAND

e21.infografik: Digitale Kommunikation in der Energiewirtschaft 27

SERVICE & CO 28

Vorschau | Veranstaltungen | Impressum 28

AUS DER CON|ENERGY-GRUPPE 30

Erste Smart Living App mit nativer Self-Service Integration. 30
 VON CHRISTIAN JOCHEMICH, ENERGY|APP PROVIDER UND DR. ROMAN DUDENHAUSEN, CON|ENERGY

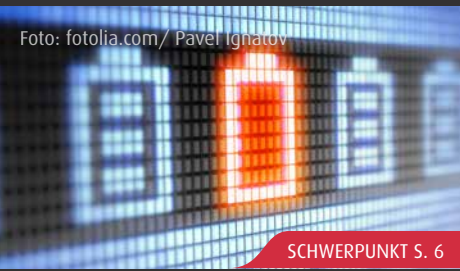


Foto: fotolia.com/ Pavel Ignatov

SCHWERPUNKT S. 6



Foto: Abakus

BNE-SONDERTEIL S. 18



Foto: Manz

MARKT & TECHNIK S. 20



STANDPUNKT

AUCH EINE DISRUPTION: RÖHRENJEANS STATT ANZUG.

Im Kopf des Beobachters war das Bild der Energiewirtschaft lange geprägt von älteren Herren in dunklen Anzügen, die sich über Jahrzehnte währende Investitionszyklen unterhielten und Neuerungen wie die Verbreitung der erneuerbaren Energien als unrentable Last abtaten, die ihnen die Politik aufzwingt. Doch das hat sich gewandelt. Die Branche hat erkannt, dass sich fernab von Ideologie mit neuen Geschäftsmodellen Geld verdienen lässt. Begleitet wird dieser Prozess vom neuen Zauberwort, ohne das kein Managervortrag mehr auszukommen vermag: **Disruption**.

Die Branche orientiert sich an inzwischen milliardenschweren Start-ups aus den USA. Die Firmen entsenden ihre kreativen Köpfe in freischaffende Denklabore, wo Anzug und Krawatte deplatziert wären und Sneaker und Röhrenjeans zum neuen Bild der Energiewirtschaft werden. Dem Image der Unternehmen kommt das zu Gute. Lange Zeit im Keller der Beliebtheitskala anzutreffen, klettert die Energiewirtschaft im Ansehen der Bevölkerung nach oben. Zum dritten Mal in Folge habe sich das Image der Energiebranche in einer bundesweiten Umfrage verbessert, vermeldete jüngst der BDEW. Die Disruption im Energiemarkt zeigt erste Erfolge.

Auch die deutsche Automobilbranche erwehrte sich lange Zeit aller disruptiven Prozesse. Die

Klimadebatte ging an ihr bislang weitgehend schadlos vorbei. Der Angriff der Elektromobilität blieb hierzulande quasi aus. Von einer Millionen Elektroautos auf deutschen Straßen ist weit und breit nichts zu sehen. Doch der Dieselskandal zwingt Industrie und Politik nun zum Handeln. Die Autokonzerne mussten jüngst zähneknirschend eine Kaufprämie für E-Autos schlucken und müssen diese - zu allem Überdross - auch noch aus der eigenen Tasche kofinanzieren.

Dass die Automobilwirtschaft auch anders kann, zeigt das Beispiel Daimler. Die Stuttgarter gehören zwar auch nicht den globalen Vorreitern der Elektromobilität. Doch das Kernelement der elektrischen Mobilität, die Batterie, haben sie nicht gänzlich der Konkurrenz aus Fernost überlassen. Im sächsischen Kamenz produziert Daimler Lithium-Ionen-Akkus, die der schleppende E-Automaerket hierzulande aber kaum aufnehmen kann. Nun vertreiben die Stuttgarter diese seit kurzem als Solarstromspeicher im Energiemarkt und werden dort damit selbst zum disruptiven Element. ❖



Ihr Christian Seelos
Chefredakteur e21.digital

KAUFPRÄMIE LÖST GETEILTES ECHO AUS.

Die von der Bundesregierung beschlossenen Kaufprämien für Elektroautos haben ein gemischtes Echo ausgelöst. Der Branchenverband BDEW fand lobende Worte für die Pläne der Ministerien für Finanzen, Verkehr und Wirtschaft, wonach der Kauf eines Elektroautos künftig mit 4.000 Euro bezuschusst wird. „Besonders erfreulich ist, dass die Bundesregierung auch den Vorschlag für ein Infrastrukturprogramm für neue Ladesäulen aufgreift“, sagte BDEW-Hauptgeschäftsführer Martin Weyand. Eine Grundausstat-

tung an Ladepunkten sei unverzichtbar, wenn die Elektromobilität in Deutschland zu einer Erfolgsgeschichte werden sollte.

Der Bundesverband Windenergie (BWE) erinnerte indes daran, dass Elektromobilität nur dann klimapolitisch sinnvoll sei, wenn ausschließlich erneuerbare Energien zum Einsatz kommen. Dafür müsse die Bundesregierung parallel zu einer Kaufprämie zusätzliche Ausbauten der Erneuerbaren-Technologien bereitstellen. „Unterbleibt dies, laufen scheinbar saubere E-Autos demnächst mit schmutzigem Kohlestrom. Dies wäre Betrug am Verbraucher und der Umwelt“, warnte BWE-Präsident Hermann Albers. Die Bundestagsopposition bezeichnete die Kaufprämie indes als Irrweg. „Solange E-Autos keine vergleichbare Reichweite und ein sehr aufwendiges Aufladen haben sowie in der Regel zweieinhalb Mal so teuer sind wie vergleichbare Autos mit Verbrennungsmotoren, werden sie sich am Markt nicht durchsetzen“, sagte Thomas Lutze, der für die Linken-Fraktion im Verkehrsausschuss des Bundestags sitzt. ✦



Foto: BMW

IG BCE MACHT SICH FÜR SPEICHER STARK.

Die Gewerkschaft IG BCE fordert von der Bundesregierung mehr Einsatz für Stromspeicher. „Wir brauchen eine große Initiative für Speichertechnologie mit dem Ziel, zwei Wochen trübe Flaute im Winter überbrücken zu können“, sagte der IG-BCE-Vorsitzende Michael Vassiliadis auf einer Betriebsrätekonferenz des Innovationsforums Energiewende (IFE). Dem Steuerungskreis gehören Vertreter großer energiezeugender und energieintensiver Unternehmen an, die nach eigenen Angaben „wirtschafts- und industriepolitischen Sachverstand“ in die Energiewende einbringen wollen. Chef des Steuerungskreises ist Vassiliadis. Er forderte von der Regierung einen

„Ausbauplan mit klaren Zwischenschritten für den Speicherausbau - genauso wie bereits für den Ausbau der Erneuerbaren und der Netze“. Das Bundeswirtschaftsministerium ist allerdings seit Jahren sehr zurückhaltend beim Thema Speicherförderung, weil die Kosten der Speicher-Technologie im Vergleich mit anderen Flexibilitätsoptionen zu hoch seien. Der immer wiederkehrenden Forderung der Branche nach einer Umlagebefreiung für die Speicher hat die Bundesregierung bisher kein Gehör geschenkt. Um nur zwei wind- und sonnenarme Wochen zu überbrücken, wären Speicherkapazitäten von 30 Mrd. kWh notwendig. ✦



Sösemann wechselt zu GP Joule.

Fabian Sösemann verstärkt den norddeutschen Projektierer GP Joule. Er übernimmt ab sofort den neu geschaffenen Bereich „Energieversorgung“. Schwerpunkt Sösemanns wird die Entwicklung von Lösungen zur regionalen, direkten und intelligenten Nutzung von erneuerbaren Energien in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität sein. Sösemann war bislang beim Berliner Direktvermarkter Grundgrün tätig, der sein Direktvermarktungsgeschäft kürzlich an den Karlsruher Energiekonzern EnBW veräußert hat. Zuvor arbeitete er bei der auf Energiefragen spezialisierten Kanzlei Becker Büttner Held. »

Zinnöcker neuer Ista-Chef.

Der Messdienstleister Ista setzt Thomas Zinnöcker auf den Chefsessel. Zinnöcker wird zum 1. März neuer Geschäftsführer (CEO) bei der Ista GmbH. Bislang arbeitete er als stellvertretender Vorstandsvorsitzender für das Bochumer Wohnungsunternehmen Vonovia. Zinnöcker tritt die Nachfolge von Walter Schmidt an, der die Geschäftsführung aus persönlichen Gründen verlassen hatte. Vor seiner Tätigkeit bei Vonovia war Zinnöcker Geschäftsführer der Gagfah-Gruppe. »



Techem mit neuem Finanzchef.

Der Energie- und Messdienstleister Techem hat einen neuen Geschäftsführer für Finanzen. Georg Fronja wird Nachfolger von Steffen Bätjer, der das Unternehmen zum 1. März auf eigenen Wunsch verließ. Fronja ist promovierter Betriebswirt und mehr als 20 Jahre in Tochterunternehmen des Energie- und Telekommunikationssektors der Siemens AG tätig gewesen. Er hat in verschiedenen leitenden Controlling-Funktionen gearbeitet - darunter mehrere Jahre als Chief Financial Officer in China sowie als Chef-Strategie für den globalen Siemens-Energiesektor. »

PNE entscheidet sich für interne Lösung.

Der Projektentwickler PNE Wind AG hat nach mehr als einem halben Jahr Suche einen neuen Vorstandsvorsitzenden in den eigenen Reihen gefunden. Der langjährige Vorstand Markus Lesser übernimmt den Posten von Aufsichtsratschef Per Hornung Pedersen, der vorübergehend eingesprungen war. Mit der Interimslösung wollte das Unternehmen Zeit gewinnen, um eine langfristige Lösung für die Nachfolge von Martin Billhardt zu finden, der nach internen Querelen im vergangenen Herbst aus dem Unternehmen ausschied. »



Neuer Chef für RWE IT.

Der Energiekonzern RWE hat einen neuen Geschäftsführer für seine IT-Tochter benannt. Marcus Schaper, der bislang die IT der Handelstochter RWE Supply & Trading leitet, wird Anfang Juli neuer Chief Information Officer (CIO) und damit Chef von RWE IT. Er folgte auf Michael Neff, der Ende Juni in den Ruhestand geht. RWE ordnet die RWE IT GmbH rechtlich der neuen Tochtergesellschaft zu, die am 1. April offiziell den Betrieb aufnahm. »



AUTARKIE STEIGERN, ABER AUTONOMIE MEIDEN.

Immer mehr Betreiber einer Fotovoltaikanlage befassen sich mit Stromspeichern. Diese sind jedoch – trotz sinkender Systemkosten – nicht immer wirtschaftlich: Eine autonome, speichergestützte Stromversorgung mit Solarstrom ist nach wie vor unrentabel. Sparpotenzial eröffnen nur vernetzte Speicher, denn sie ermöglichen Zusatzfunktionen und Zusatzerlöse. Wer auf mehr Autarkie setzt, aber auf Autonomie verzichtet, kann dieses Potenzial für sich erschließen.

VON **MARKUS BREHLER** – CATERVA GMBH, PULLACH IM ISARTAL

Viele privat genutzte Fotovoltaikanlagen erzeugen so viel Strom, dass sie den Verbrauch des Haushalts decken könnten, wenn Erzeugung und Verbrauch zeitlich entkoppelt sind. Angesichts der zunehmend günstiger werdenden Stromspeicher für Eigenheime stellen sich daher viele Anlagenbetreiber die Frage, ob ein höherer Anteil an Selbstversorgung (statt Einspeisung), eventuell sogar der vollständige Verzicht auf Strom vom Versorger, möglich und sinnvoll ist. Da die Einspeisevergütung pro Kilowattstunden für jüngere Fotovoltaikanlagen nur etwa halb so hoch ist wie der Strompreis für Privatkunden, bedeutet jede selbst genutzte Kilowattstunde Strom vom eigenen Dach ungefähr 13 Cent Ersparnis gegenüber einem Fremdbezug.

Fotovoltaik-Batterie ohne Netzanbindung nicht wirtschaftlich

Ein Erhöhen des Autarkiegrads durch eine Verschiebung des Stromverbrauchs in sonnige Stunden – etwa der Betrieb der Waschmaschine am Mittag – ist also empfehlenswert, aber nur begrenzt umsetzbar. Wer auch in den Abend- und Nachtstunden eigenen Solarstrom nutzen möchte oder mehr Leistung benötigt, als die Solaranlage erzeugt, kommt um einen Speicher nicht umhin. Doch der rechnet sich nicht in allen Fällen.

Bei einer herkömmlichen Batterielösung muss die Stromkostenersparnis im Laufe der Lebensdauer eines Speichers dessen Anschaffungs- und

Wartungskosten gegenübergestellt werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass mit steigendem Autarkiegrad die erforderliche Kapazität der Batterie – und damit deren Kosten – mehr als linear steigen. Für konventionelle, nicht systemdienliche Solarstrom-Stromspeicher (Stand-alone-Lösungen) ist daher ein Autarkiegrad über 60 bis 70 Prozent in der Regel selten sinnvoll. Und auch wer nur zwei Drittel des eigenen Verbrauchs mit seinem Solarstrom und einer Batterie deckt, muss den Willen zum Klimaschutz und noch eine Portion Idealismus in die Waagschale werfen, um seine Entscheidung pro Stromspeicher zu rechtfertigen.

Um Lastspitzen, etwa zum Kochen und Backen, auch nachts und in den Wintermonaten zu decken, wäre eine erheblich größere und weitaus teurere Batterie erforderlich als für einen Autarkiegrad von 70 Prozent – oder die Installation einer weiteren Stromerzeugungsanlage, etwa eines Mini-BHKW. Daher ist der Verzicht auf den Netzanschluss und den Strombezug vom Versorger unwirtschaftlich. Außerdem stünde dann kein „Backup-Netz“ mehr bereit, das den Haushalt bei Ausfall der eigenen Stromerzeugungsanlage versorgt.

Netzanbindung ist Schlüssel zum wirtschaftlichen Stromspeicher

Die Netzanbindung ermöglicht aber mehr als die wirtschaftliche Deckung von Spitzenlasten oder die Backup-Funktion. Die Schnittstelle zum Netz ist zugleich der Schlüssel zu mehr Wirtschaftlichkeit. Denn system- oder netzdienliche, vernetzte Solarstromspeicher können Zusatzfunktionen erfüllen, die Erlöspotenziale erschließen. Möglich ist zum Beispiel das Vernetzen mehrerer Stromspeicher zu einem virtuellen Großspeicher, der durch eine Dienstleistungsgesellschaft gemanagt und am Markt für Regelleistung (Netzstabilisierungsfunktion) oder an der Strombörse vermarktet wird. Je nach Geschäftsmodell fließt ein Teil der Erlöse in die Kasse des Privatkunden, etwa in Form eines verringerten Kauf- oder Mietpreises für den Speicher oder

zum Beispiel als regelmäßige, kalkulierbare Gemeinschaftsprämie.

Zugunsten eines netzdienlichen Stromspeichers auf maximale Autarkie und Autonomie zu verzichten, führt also zu einer Win-Win-Situation: Private Investoren können an den Erlösen aus der Fremdbewirtschaftung des Speichers partizipieren, was dessen Wirtschaftlichkeit spürbar steigert; Übertragungsnetzbetreiber profitieren von der Stabilisierung der Netzfrequenz.

Beitrag zur Energiewende – lokal und national

Netzdienliche Solarstromspeicher leisten zudem einen doppelten Beitrag zur Energiewende. Lokal gleichen sie auf Niederspannungsebene, innerhalb des Hauses, Stromerzeugung und -verbrauch aus und helfen, die Spitzen der Photovoltaik-Stromeinspeisung am Mittag zu reduzieren. Überregional leisten sie einen Beitrag zum Umbau der Energieerzeugungslandschaft, indem sie gemeinsam mit anderen Stromspeichern Regelleistung zur Frequenzstabilisierung des Übertragungsnetzes bereitstellen. Diese Netzstabilisierung wird mit dem Ausbau der Wind- und Sonnenstromkapazitäten immer bedeutender, da mit dem Anteil regenerativer Energie die Volatilität der Stromerzeugung zunimmt. Wer bei der Installation eines Stromspeichers eine netzdienliche Lösung wählt, kann somit einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz leisten und durch sein Umweltengagement die eigenen Energiekosten senken. ❖

KONTAKT

➔ **Markus Brehler**
Geschäftsführer
Caterva GmbH, Pullach im Isartal
🌐 www.caterva.de





Kurzinterview

„ERST EIN BRUCHTEIL DES SPEICHERMARKTS IST ERSCHLOSSEN.“

Santiago Senn leitet das Europageschäft für stationäre Speicher bei LG Chem. Im Kurzinterview mit e21.digital blickt Senn erwartungsvoll auf den deutschen Markt für Speicheranwendungen.

e21.digital

Herr Senn, von welcher Entwicklung gehen Sie im deutschen Markt für Energiespeicher aus?

Senn

Wir blicken mit großen Erwartungen auf den deutschen Speichermarkt – sowohl im Bereich der Heimspeicherlösungen als auch bei in Bezug auf Großbatterien. Der Speichermarkt befindet sich nach wie vor in einem frühen Entwicklungsstadium, auch wenn die Dynamik zuletzt zugenommen hat. Wenn wir ihn mit dem Solarmarkt vergleichen, sind wir derzeit etwa an dem Punkt, als das EEG eingeführt wurde: Viele Akteure haben das Potenzial erkannt, aber noch relativ wenige Systeme sind tatsächlich installiert. Im Bereich Heimspeicher ist Deutschland der derzeit größte Markt. Gemessen an den installierten Fotovoltaikkapazitäten ist aber erst ein Bruchteil erschlossen. Wir gehen davon aus, dass das Marktvolumen im laufenden Jahr erneut wachsen wird – gerade in der zweiten Jahreshälfte.

Im Markt für stationäre Großspeicher liegt der Fokus zurzeit auf Projekten zur Erbringung von

Primärregelleistung, wie wir sie im vergangenen Jahr etwa mit der Drewag in Dresden umgesetzt haben. Solche Projekte decken aber nur einen Teil des Potenzials von Großbatterien ab. In zwei oder drei Jahren wird sich das Thema auf die Systemintegration von Solar- und Windparks verlagern. Bisher gibt es nur wenige solcher Pilotprojekte, die die Kombination von Erneuerbaren-Anlagen und Speichern technisch erproben. Solche Anwendungen werden in Zukunft aber verstärkt an Bedeutung gewinnen. Etwa wenn es darum geht, die Kosten für den Netzausbau in den Griff zu bekommen.

e21.digital

Bislang galten die hohen Kosten für Stromspeicher immer als Hemmschuh. Mit welcher Kostenentwicklung rechnen Sie?

Senn

Wir rechnen damit, dass die Kosten für Batteriespeicher jährlich im zweistelligen Prozentbereich sinken werden. Das heißt, eine Halbierung der reinen Produktkosten ist in wenigen Jahren durchaus realistisch. Die Speicherbranche arbei-



Mit dem Innovationskraftwerk Reick erprobt die Drewag die Lieferung von Primärregelenergie für das öffentliche Stromnetz. Die verwendeten Lithium-Polymer-Akkus stammen von LG Chem.

tet derzeit konzentriert daran, die Herstellungskosten der Speichersysteme zu senken. Denken Sie etwa an die Elektromobilität. Die Batteriemengen, die für den Automobilmarkt in Zukunft geplant werden, sind so groß, dass die Skaleneffekte weitere Kostensenkungspotenziale heben werden. Allein solche Effekte werden neue Geschäftsmodelle erschließen, die aus heutiger Perspektive nicht darstellbar sind.

e21.digital

In welcher Rolle sieht sich LG Chem im deutschen Speichermarkt?

Senn

Wir verstehen uns als reinen Technologie-Provider. Wir sind weder Projektentwickler noch System-Integrator. Schwerpunkt unserer Arbeit ist die Entwicklung von Lösungskonzepten auf Basis unseres Produktportfolios. Dabei arbeiten wir eng mit Partnern zusammen – wie etwa aktuell mit Steag, für die wir in den kommenden Wochen die ersten Batterien ausliefern werden. Wir sehen zudem, dass neue Geschäftsmodelle auch neue Zugänge zum Speichermarkt ermög-

lichen. Ich denke da etwa an die Integration von Speichern in Effizienzlösungen oder die Bündelung von Speicherlösungen in virtuellen Kraftwerken. Ein Markt mit großem Potenzial. Daher möchten wir uns hier einbringen und führen Gespräche mit potenziellen Partnern aus der Energiebranche. Wir hoffen, dass es dieses Jahr schon die ersten Ergebnisse bei der Zusammenarbeit mit Stadtwerken und Energieversorgern geben wird.

e21.digital

Herr Senn, vielen Dank für das Interview.

Die Fragen stellte Rouben Bathke, energate-Redaktion Essen. ❖

KONTAKT

➔ Santiago Senn

LG Chem Europe GmbH, Sulzbach (Taunus),
santiagosenn@lgchem.com,
www.lgchem.com



INDUSTRIELLES LAST-MANAGEMENT **DIE ALUMINIUM-BATTERIE.**

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Deutschland soll bis 2050 mindestens 80 Prozent betragen. Die Realisierung dieses Ziels ist jedoch mit strukturellen Anpassungen verbunden. Das betrifft zum Beispiel den zunehmenden Anteil an fluktuierenden Energiequellen, der ein schnell reagierendes, flexibles Stromnetz erfordert. Neben dem Netzausbau, europäischer Vernetzung und der Integration von Stromspeichern kann auch das Last-Management in der produzierenden Industrie – wie etwa bei der Aluminiumherstellung – eine wichtige Rolle einnehmen.

VON **REBEKKA LOSCHEN** – KLIMAEXPO.NRW, GELSENKIRCHEN

Eine Studie des Öko-Instituts zur Modellierung des zukünftigen Stromsystems hat ergeben, dass ab 2020 eine residuale Spitzenlast von 60 bis 70 Gigawatt verbleibt – unabhängig vom wachsenden Anteil erneuerbarer Energien. Das bedeutet, dass in dieser Größenordnung flexible Leistung bereitgestellt werden muss. Potenziale, um mit dieser Herausforderung umgehen zu können, bietet insbesondere die Industrie, die mit einem Energieverbrauch von rund 250 Terrawattstunden pro Jahr knapp die Hälfte der elektrischen Energie in Deutschland nutzt. Einen wertvollen Lösungsbeitrag könnte die Flexibilisierung energieintensiver Produktionsprozesse darstellen. Die größten Potenziale schreibt das Öko-Institut der Papier- und Ze-

mentindustrie sowie der Chlorelektrolyse zu. Doch was ist mit der Aluminiumherstellung?

Primäres Aluminium wird in einer Schmelzflusselektrolyse aus Aluminiumoxid (Al_2O_3) hergestellt. Das Verfahren ist sehr energieintensiv. Zirka ein Prozent des gesamten Energieverbrauchs weltweit wird dafür benötigt. Die Aluhütten der Trimet in Essen, Voerde und Hamburg verbrauchen so viel Strom wie die Großstädte Essen, Bochum und Dortmund zusammen. Die Energie ist notwendig, um das chemisch besonders stabile Aluminiumoxid in metallisches Aluminium umzuwandeln. Eine Produktionsalternative gibt es nicht. Der Elektrolyseprozess ist auf konstante Temperaturen

von zirka 1.000 Grad Celsius angewiesen; die Abweichung sollte nicht mehr als fünf Grad Celsius betragen. Wie kann ein so unflexibler Produktionsprozess aber zur Flexibilisierung des Stromnetzes beitragen?

Herausforderung flexible Alu-Produktion

In der Aluminiumhütte der Trimet in Essen werden täglich 450 Tonnen Aluminium in 360 Elektrolyseöfen hergestellt. „Wir wollen die Elektrolyseöfen als Energiespeicher flexibel nutzbar machen“, sagt Roman Düssel, technischer Produktionsleiter am Standort. Die Leistung soll in einem Bereich von +/- 25 Prozent variiert werden können. „Die daraus resultierende Speicherkapazität von rund 3.300 Megawattstunden ist vergleichbar mit der eines großen Pumpspeichers“, ergänzt Düssel. Alle vier Aluhütten in Deutschland, von denen alleine drei in NRW stehen, könnten die bisherige Pumpspeicherkapazität Deutschlands von 40 Gigawattstunden um ein Drittel erhöhen.

Für die flexible Ofensteuerung wurde ein steuerbarer Wärmetauscher entwickelt, dessen Aufgabe es ist, die Energiebilanz im Ofen trotz fluktuierender Energiezufuhr konstant zu halten. Eine weitere Herausforderung besteht darin, bei flexiblem Energieeintrag den Produkt-Output konstant zu halten, damit der Gießereiprozess nicht gestört wird und Lieferverpflichtungen eingehalten werden können. Prozessbedingt enthält jede Zelle einen Aluminiumsee aus zehn Tonnen flüssigem Aluminium. Bei Mehr- oder Minderproduktion soll dieser Inhalt variieren, um die Weiterverarbeitung von den Produktionsschwankungen zu entkoppeln.

Das entwickelte Verfahren kann bei Anwendung in Deutschlands Aluminiumhütten die Integration der Erneuerbaren stärken. Somit leistet die energieintensive Industrie einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz und macht sich ein Stück weit unabhängiger vom Strompreis. Das ist auch der Grund, warum dieses Projekt als Vorreiter in die KlimaExpo.NRW aufgenommen wurde,

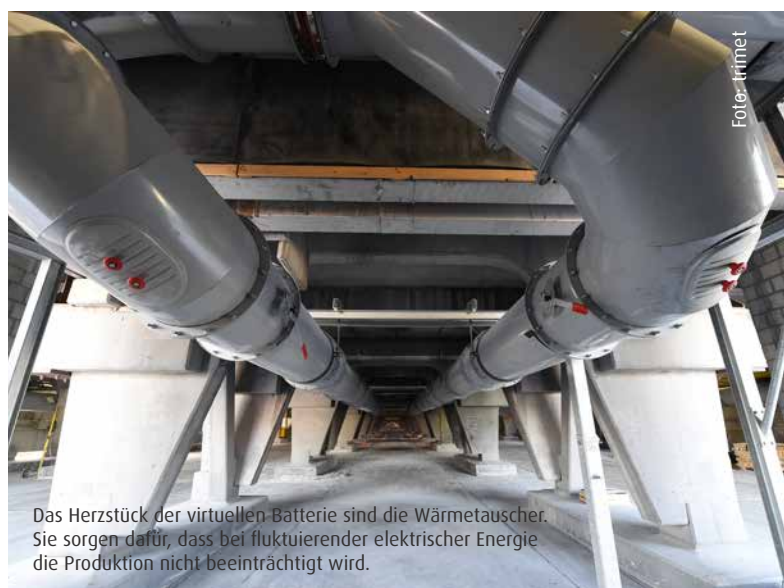


Foto: trimet

Das Herzstück der virtuellen Batterie sind die Wärmetauscher. Sie sorgen dafür, dass bei fluktuierender elektrischer Energie die Produktion nicht beeinträchtigt wird.

die als Leistungsschau und Ideenlabor für den Fortschrittsmotor Klimaschutz im Land positive Beispiele wie dieses ins Schaufenster stellt.

Das neue Zauberwort: Flex-Efficiency

Die Ergebnisse des Demonstrationsprojektes von Trimet sind auch in ein Impulspapier von Agora Energiewende eingeflossen. Das Konzept erläutert, wie Industrieanlagen ihre Energiekosten senken können – zum einen durch Energieeffizienzmaßnahmen, zum anderen durch eine flexible Betriebsweise ihrer Anlagen, die den Einkauf von Strom zu niedrigen Preisen an der Strombörse erlaubt. Eine Teilnahme am Regelenergiemarkt mit zusätzlichen ökonomischen Vorteilen ist auch für die Essener Trimet möglich. Aus Sicht eines Investors – der Umbau der Elektrolyseöfen ist mit Investitionsmaßnahmen verbunden – reichen die kurzfristigen Strompreisschwankungen allerdings nicht zur Amortisation aus. Hier müssen in Zukunft Rahmenbedingungen geschaffen werden, die gleichermaßen Anreize für Flexibilität und Effizienz geben. ❖

KONTAKT

➔ **Dr. Rebekka Loschen**
Projektmanagerin
KlimaExpo.NRW, Gelsenkirchen
Rebeka.Loschen@klimaexpo.nrw
📧 www.klimaexpo.nrw



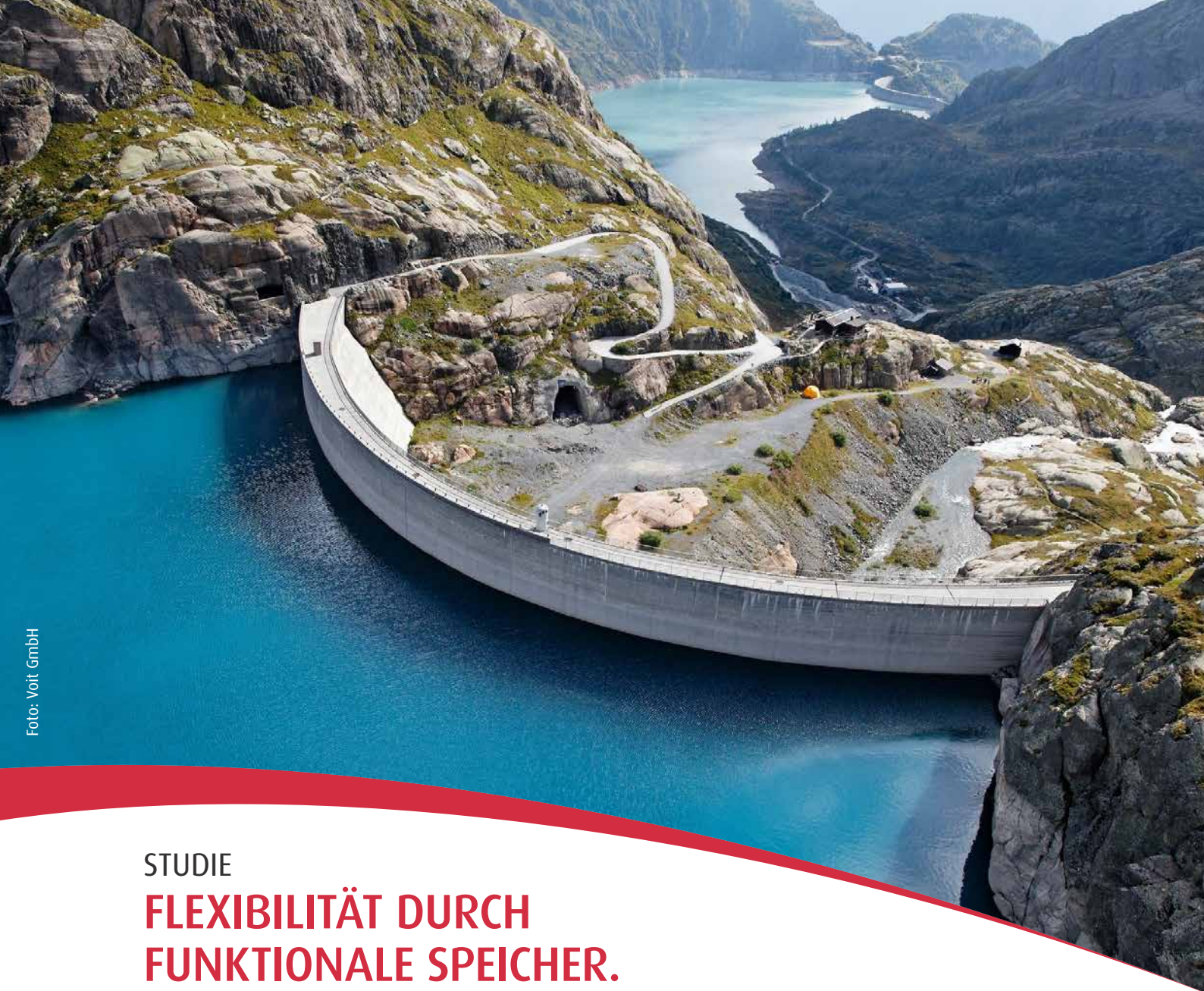


Foto: Voit GmbH

STUDIE

FLEXIBILITÄT DURCH FUNKTIONALE SPEICHER.

Power-to-Heat-Lösungen und das industrielle Lastmanagement haben ein enormes Potenzial zur Stabilisierung des Übertragungsnetzes und zur kostengünstigen Integration erneuerbarer Energien. Laut einer aktuellen Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft können aber auch Kraftwerksbetreiber vom Ausbau sogenannter Funktionaler Speicher profitieren, da die Einsatzzeiten von Grundlastkraftwerken steigen. Um das Potenzial tatsächlich ausnutzen zu können, ist jedoch eine Flexibilisierung der Abgaben sowie eine Sensibilisierung von Industrieunternehmen nötig, so die Autoren der Studie.

VON **CHRISTOPH PELLINGER** UND **ULRICH WAGNER** – FORSCHUNGSSTELLE FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT E.V. (FFE), MÜNCHEN

Ziel der Studie war die Analyse und systemische Bewertung von Maßnahmen zur Flexibilisierung mittels sogenannter Funktionaler Speicher. Betrachtet wurden Power-to-Heat, Lastflexibilisierung in der Industrie und privaten Haushalten, Elektromobilität, stationäre Batteriespeicher, Pumpspeicher und Power-to-Gas. Unter Merit Order wird in der Studie eine relative Einordnung verschiedener Speicher-

technologien hinsichtlich ihres Mehrwerts beim langfristigen Ausbau von Speichern verstanden, jeweils aus System- und Akteursicht.

Das System wurde auf Übertragungsebene für Deutschland und Österreich in stündlicher Auflösung unter Berücksichtigung des europäischen Verbundsystems simuliert. Alle wetterab-

hängigen Eingangsdaten wurden mit den meteorologischen Daten aus dem Jahr 2012 erstellt. Der Ausbau erneuerbarer Energien wird in Deutschland nach dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2015 mit 60 GW Fotovoltaik, 76 GW Onshore- und 14 GW Offshore-Wind für das Jahr 2030 angenommen. Für die Onshore-Windkraft werden im Projekt technische Entwicklungen berücksichtigt, die zu Volllaststunden von etwa 3.000 anstatt bisher 2.000 führen. Damit führt der leistungsgesteuerte Ausbaukorridor mit 75 Prozent zu erheblich höheren Anteilen erneuerbarer Energie in der Stromerzeugung in 2030 als nach den Plänen der Bundesregierung (55 Prozent in 2035). Die Studie liefert zum einen Aussagen über den Mehrwert von Speichern für das Energiesystem und deren Auswirkungen auf die Abregelung erneuerbarer Energien und den Betrieb von Kraftwerken. Zum anderen werden Aspekte der Marktausgestaltung adressiert.

1. Power-to-Heat in Fernwärmesystemen und Lastflexibilisierung in der Industrie bieten auf der Übertragungsnetzebene aus Systemsicht den größten Mehrwert

Thermische Speicher zur Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und insbesondere die Nutzung von Power-to-Heat in Fernwärmesystemen bieten einen hohen Mehrwert für das System. Power-to-Heat wird in der Studie mit knapp zehn GW ausgebaut, die jährlichen

Volllaststunden liegen bei rund 1.200. Auch die Lastflexibilisierung in der Industrie bietet aufgrund der geringen leistungsspezifischen Erschließungskosten ein besonders kostengünstiges Potenzial von rund zwei GW. Die Untersuchungen zeigen zudem, dass funktionale Speicher geeignet sind, die Gesamtsystemkosten nennenswert zu reduzieren; dieser Effekt nimmt mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien im System zu. Die Beiträge der Elektromobilität zur Flexibilisierung kommen weniger auf der Ebene des Hochspannungsnetzes zum Tragen. Sie spielen eine wichtigere Rolle im regionalen Verteilnetz, das gilt auch für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizung. Power-to-Gas liefert den Berechnungsergebnissen zu Folge keinen Mehrwert für das System. Anders fiele das Ergebnis bei einer sektorübergreifenden Betrachtung aus, wenn Wasserstoff aus Power-to-Gas im Verkehrssektor eingesetzt würde.

2. Der in der Studie berechnete Ausbau Funktionaler Speicher reduziert die Abregelung erneuerbarer Energien um bis zu acht TWh

Ohne den Ausbau von Speichern werden im Jahr 2030 abhängig vom Netzausbau und der Last bis zu zwölf TWh Strom aus erneuerbaren Energien abgeregelt, davon mehr als 85 Prozent aus Windkraftanlagen. Durch den Speicherausbau und -einsatz kann die Abregelung auf unter vier TWh reduziert werden.



GU-Index

Immer gut informiert über den Erdgaspreis



Die Preisentwicklung täglich im Blick mit dem GU-Index. Wir liefern aktuelle Daten zum NCG H-Gas Day Ahead und zum NCG H-Gas Front Year. Diesen Service bieten wir **kostenlos** für die Besucher unserer Website.

1,76 Cent/kWh
Stand: 16.11.15





Foto: Miele

Zeitvariable Tarife könnten das Lastmanagement in privaten Haushalten interessant machen.

➔ 3. In den Berechnungen führt der Einsatz Funktionaler Speicher zu höheren Einsatzzeiten von Grundlastkraftwerken.

Das Energiesystem der Zukunft verlangt nach einer flexibleren Betriebsweise von Kraftwerken. Speicher tragen daher nicht nur dazu bei, mehr erneuerbare Energie zu integrieren, sondern sie reduzieren auch die Anzahl teurer und ineffizienter Startvorgänge von Kraftwerken. Hierdurch kommt es auch zu einer Steigerung der Einsatzzeiten von Grundlastkraftwerken. Die damit einhergehende Erhöhung der Stromproduktion wird unter anderem im Wärmesektor genutzt.

4. Durch technische Weiterentwicklungen und Marktanpassungen wird Systemstabilität auch in Zukunft gesichert

In Zukunft wird es ausreichend Flexibilität für den Intraday-Markt und die Regelleistungsmärkte geben. Speicher, die an anderer Stelle im System einen Mehrwert liefern, können auch die Anforderung der kurzfristigen Märkte mit bedienen. Weitere Gründe hierfür sind unter anderem eine verbesserte Prognosegüte und die Stärkung des europäischen Energiebinnenmarkts, die Verkürzung von Vorlaufzeiten am Intraday-Markt und neue Ausschreibungszeiträume für die Bereitstellung von Regelleistung. Zudem ist auf dem Regelleistungsmarkt beispielsweise durch Windkraftanlagen und Batterien von einer deutlichen Preissenkung auszugehen.

5. Der aktuelle regulatorische Rahmen führt zu erheblichen Mehrkosten im System.

Zur Abbildung der Akteurssicht werden Steuern und Abgaben, wie Netzentgelte berücksichtigt.

Hierdurch wird in den Berechnungen vorhandenes Flexibilitätspotenzial von Pumpspeichern weniger genutzt sowie Power-to-Heat in Fernwärmenetzen nur in geringem Maße ausgebaut und genutzt. Im Jahr 2030 führt dies zu einer Kostenerhöhung im Vergleich zur Systemsicht in Höhe von rund hundert Millionen Euro jährlich.

Noch viel Anpassungsbedarf

Zusammenfassend zeigen die Untersuchungen, dass bis zum Jahr 2030 kostengünstiges Flexibilitätspotenzial in Form von industrieller Lastflexibilisierung und Power-to-Heat in Fernwärmenetzen in ausreichendem Umfang vorhanden sein kann. Allerdings wird dessen Erschließung und die Nutzung von bestehenden Flexibilitätsoptionen wie Pumpspeichern durch Steuern und Abgaben sowie weitere Regularien begrenzt. Mögliche Anpassungen könnten im Bereich der Zuweisung von Primärenergiefaktoren in Fernwärmenetzen und zeitvariabler Tarife stattfinden. So könnten zum Beispiel bei systemdienlichem Verhalten Abgaben, wie sie für Letztverbraucher gelten, zeitlich variabel gestaltet werden.

Damit das Flexibilitätspotenzial in der Industrie identifiziert und dann auch genutzt wird, ist zudem eine verstärkte Sensibilisierung von Industrieunternehmen für dieses Thema notwendig. Des Weiteren sind Anpassungen in der Marktausgestaltung nötig, um Flexibilitätspotenziale besser nutzen zu können, zum Beispiel die Verkürzung der Ausschreibungszeiträume sowie zeitlich kürzerer Produkte für Regelleistung und die Schaffung eines liquiden 15-Minuten-Day-Ahead- und Intraday-Handels. Im Zuge der Digitalisierung des Energiesystems ist mit fallenden Informations- und Kommunikationskosten zu rechnen. Wenn zudem die marktlichen Rahmenbedingungen auch für die Nutzung kleinteiliger Flexibilitätsoptionen, wie Wärmepumpen, Nachtspeicher und Elektromobilität vorteilhafter werden, können diese Technologien eine deutlich größere Rolle spielen. ❖

KONTAKT

➔ **Christoph Pellingner**
 FfE e.V., München
 cpellingner@ffe.de
 www.ffe.de

SALZKAVERNEN SOLLEN ÖKOSTROM SPEICHERN.

Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) hat mit Projektpartnern erstmals die Salzstrukturen im norddeutschen Untergrund flächendeckend erfasst. Damit kann das Potenzial der Salzstöcke zum Speichern von Wasserstoff und Druckluft geschätzt werden. Unter dem norddeutschen Festland und der deutschen Nord- und Ostsee befinden sich nach Angaben der Projektpartner 697 Lagerstätten von Steinsalz. Die Kavernen entstehen durch das Herausspülen des Salzes durch Wasser. Sie werden seit Jahrzehnten zum Speichern von Erdöl und Erdgas sowie zur Zwischenlagerung von Atommüll genutzt, bieten aber auch Potenzial für die Speicherung von Druckluft oder Wasserstoff, die mit Hilfe von Ökostrom erzeugt werden. Erste Schätzungen ergaben allein in Niedersachsen etwa 370 Mio. kWh Speicherkapazität bei einer Befüllung mit Druckluft oder sogar 350 Mrd. kWh bei Wasserstoff. Zum Vergleich: In Deutschland wurden im vergangenen Jahr 647 Mrd. kWh Strom produziert, davon 194 Mrd. kWh durch erneuerbare Energien.

 Mehr lesen unter www.energate-messenger.de

DAIMLER GEHT MIT ENERGIE-SPEICHERN IN DEN MARKT.

Die Daimler AG und ihre Batterietochter Deutsche Accumotive haben mit der Auslieferung von Energiespeichern für Privathaushalte begonnen. Die Lithium-Ionen-Akkus werden von Accumotive im sächsischen Kamenz produziert und sollen bundesweit über ausgewählte Vertriebs- und Kooperationspartner in den Verkauf kommen. Das Interesse an den Heimspeichern sei sehr groß, sagte Harald Kröger, Entwicklungsleiter des Autokonzerns. In den kommenden Monaten will das Unternehmen den Vertrieb sowohl in Deutschland als auch international ausbauen, kündigte er an.

 Mehr lesen unter www.energate-messenger.de

QUARTERLY PRICE FORWARD CURVES

QPFC NEU

 Direktes Pricing
1/4h-Strom-Lastgänge

 Wertneutral bis zum
Viertelstundenrestrisiko

 Untertägige Strukturen
mit grüner Dynamik

JETZT TESTEN BEI: WWW.PRICE-IT.EU

price it
DATENSERVICES | SOFTWARE | BERATUNG

MARKTÜBERBLICK: GROSSPEICHER

Großspeicher, auch Batterie-Speicherkraftwerke genannt, speichern Energie in Akkumulatoren auf elektrochemischer Basis. Ebenso wie Pump- oder Druckluftspeicherkraftwerke dienen sie primär zur Abdeckung von Spitzenlast und in Netzen mit ungenügender Regelleistung auch der Netzstabilisierung. In den vergangenen Jahren wurden zahlreiche Großspeicher in Deutschland geplant oder bereits in Betrieb genommen. Unsere Marktübersicht zeigt eine Auswahl der größten Projekte.



AUSGEWÄHLTE GROSSSPEICHER-PROJEKTE IM ÜBERBLICK

STANDORT	NAME	TYP	BETREIBER	BATTERIE-HERSTELLER	SPEICHER-KAPAZITÄT IN MW	EINSATZ-ZWECK	STATUS	INVESTITIONSKOSTEN
Hannover-Herrenhausen		Lithium-Ionen (Gebrauchte E-Auto-Batterien)	Daimler AG, energycity	Accumotive	15	Regelleistung	geplant, Inbetriebnahme 2017	k.A.
Herne		Lithium-Ionen	Steag	LG Chem	jeweils 15	Primärregelleistung	geplant	100 Mio. Euro (inkl. Erweiterung Fenne)
Lünen								
Duisburg-Walsum								
Bexbach								
Weiher								
Völklingen-Fenne	Lessy	Lithium-Ionen	Steag	Projektpartner: Evonik, EWE, Li-Tec Battery GmbH, Universität Münster	1, Ausbau auf 15	Primärregelleistung	seit 2011 in Betrieb	4,91 Mio. Euro (für 1 MW-Anlage)
Lünen		Lithium-Ionen (Gebrauchte E-Auto-Batterien)	Daimler AG, The Mobility House AG und GETEC	Accumotive	13	Regelleistung	in Bau, Inbetriebnahme 2016	k.A.
Feldheim		Lithium-Ionen	Energiequelle, Enercon	LG Chem	10	Primärregelleistung	seit September 2015 in Betrieb	12,8 Mio. Euro
Schwerin	Batterie-kraftwerk Schwerin	Lithium-Ionen	Wemag, Younicos	Samsung SDI	5	Primärregelleistung	seit September 2015 in Betrieb	6,6 Mio. Euro
Aachen	M5BAT	Hybrid-speicher (5 verschiedene Batterie-technologien)	Uniper, RWTH Aachen	Exide Technologies, Contemporary Amperex Technology Limited (CATL)	5	Regelleistung, Stromhandel	in Bau, Inbetriebnahme Mitte 2016	12,5 Mio. Euro
Berlin		Lithium-Eisenphosphat	Vattenfall	Eurosolid Power System	2	Primär- und Sekundärregelleistung	seit Anfang 2013 in Betrieb	k.A.
Dresden-Reick	Innovations-kraftwerk Reick	Lithium-Polymer	DREWAG	LG Chem	2	Primärregelleistung	seit März 2015 in Betrieb	2,7 Mio. Euro
Alt-Daber	Electric EBU	Blei-Säure	Belectric, verkauft an Upside Invest GmbH & Co. KG	GNB Industrial Power	1,3	Primärregelleistung	seit Ende 2014 in Betrieb	1,22 Mio. Euro
Magdeburg	Smart Grid Energy Storage System	Lithium-Ionen	Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und Automatisierung (IFF)	SK Innovation	1	Micro-Smart-Grid	seit Oktober 2014 in Betrieb	k.A.



SPEICHER FÜR DIE ENERGIEWENDE NUTZEN.

LIEBER LESERINNEN UND LESER,

die Zahl der Haushalte die Strom selbst erzeugen und verbrauchen wächst stetig. Getrieben wird dieser Trend durch sinkende Batterie- und Modulpreise. Auch wenn die meisten dieser Betreiber ihre Anlagen nur für den Eigenverbrauch nutzen, entsteht hier ein Flexibilitätspotenzial, welches sich etwa in einem virtuellen Kraftwerk für den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch nutzen ließe. Angesichts der steigenden Kosten für die Abregelung erneuerbarer Energien wäre dies ein sinnvoller Ansatz. Das Problem: Die anstehende Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) könnte nun genau diesen Weg erschweren.

Hintergrund ist die geplante, an und für sich richtige Regelung, mit der eine doppelte Umlagebelastung für in einen Speicher eingebrachte Kilowattstunde Strom vermieden werden soll. Die Neuregelung orientiert sich dabei an der Frage, ob ein Anlagenbetreiber für selbstverbrauchten Strom (anteilig) die EEG-Umlage bezahlt. Ist dies wie bei gekoppelten Anlagen über 10 Kilowatt installierter Leistung der Fall, so muss er für Strom, den er aus dem Netz zwischenspeichert, keine Umlage zahlen. Dies gilt allerdings nicht für mit einem Speicher gekoppelte PV-Anlagen unter 10 Kilowatt Leistung, da diese von der Umlage für den Eigenverbrauch befreit sind. Die meisten Privatverbraucher bleiben als „Prosumer“ unterhalb dieser Leistungsgrenze. Wollen diese nun ihren Speicher nicht nur für den Eigenverbrauch nutzen, sondern auch netz- und systemdienlich

einsetzen, würden sich nach aktuellen Plänen mit der doppelten Umlage belastet. Damit würde die Betriebsweise von kleinen Speichern unnötig beschränkt.

Statt den produzierten Strom aus Wind und Sonnenenergie einfach abzuregeln und die Betreiber dafür zu entschädigen, wäre es wesentlich sinnvoller und effizienter, das gesamte Speicherpotenzial zu nutzen, um den Grünstrom aufzunehmen. Es ist daher notwendig, im Gesetzentwurf klarzustellen, dass für die Zwischenspeicherung von Strom in einem Speicher keine Umlage anfällt, damit sich auch das Potenzial von kleinen PV-Speicher-Anlagen nutzen lässt. Dies gilt im Übrigen auch für Elektroautos. Die Einbindung der Speicherkapazitäten von Batteriewagen ist im aktuellen EEG-Entwurf nicht vorgesehen. Wenn aber die Bundesregierung die Elektromobilität wie nun angekündigt mit Kaufprämien fördern will, sollte sie auch die Möglichkeit schaffen, das gesamte Potenzial dieser Autos für die Energiewende sinnvoll einzubinden.

Robert Busch ❖

KONTAKT

❖ **Robert Busch**
Geschäftsführer
Bundesverband Neue
Energiewirtschaft (bne), Berlin
www.bne-online.de



ADLERSHOF A² ENERGY GESTARTET.

24 Energie-Start-ups hatten sich beworben, neun haben es am Ende geschafft: Sie dürfen in den kommenden Monaten ihre Ideen für den Energiemarkt mit den Partnern WISTA Management, GASAG AG, BTB GmbH, Stromnetz Berlin sowie dem bne weiterentwickeln. Die Teilnehmer sind: Pixolus, Complevo, Dezera, OEEEX, Vestaxx, CLOUD & HEAT, M2MGO, spscontrol, München und Sunride GmbH. Viele der Start-ups arbeiten an

IT-Lösungen, aber auch innovative Wärmelösungen befinden sich im Portfolio. Sie sollen nun in Pilotprojekten auf die Praxistauglichkeit getestet werden. Für den Sommer ist ein Demoday geplant, an dem die Unternehmen die Ergebnisse präsentieren. ❖

🔗 <http://www.adlershof.de/news/neun-junge-firmen-fuer-den-ersten-adlershof-accelerator-a2/>

INTERSOLAR 4.0.

Digitalisierung und Vernetzung spielen für das Energiesystem eine wachsende Rolle. Es geht darum, das wachsende Potenzial von dezentralen Erzeugungsanlagen einzubinden. Dazu braucht es eine moderne, intelligente Infrastruktur und Speichermöglichkeiten. Zum einen, um die vielen verschiedenen erneuerbaren Energieanlagen zu vernetzen, zum anderen, um das zeitlich variierende Angebot der regenerativen Energiequellen auszugleichen. Verbrauch und Erzeugung werden automatisch analysiert und optimiert – und damit zur „Smart Energy“. Zu dezentralen Fotovoltaikanlagen und Batteriespeichern zur häuslichen Stromversorgung treten bereits heute Großspeicher und

die intelligente Vernetzung der Systeme, um Regenergie für das öffentliche Netz bereitzustellen. Systeme und Kommunikationstechnologien sowie neue Dienstleistungen und Geschäftsmodelle stehen im Fokus der diesjährigen Intersolar und der gleichzeitigen Speichermesse ees Europe. Das neue Smart Renewable Energy Forum bietet dabei vom 22. bis zum 24. Juni Informationen über das vernetzte Energiesystem der Zukunft. Der bne ist hier als Partner mit dabei und wird das Forum am 22. Juni offiziell eröffnen. ❖

🔗 <http://www.intersolar.de/de/programm/messeforen/smart-renewable-energy.html>

AGGREGATOREN: BNE KOORDINIERT ARBEIT AN STANDARDISIERUNG.

Noch fehlt es im jungen Geschäftsfeld der Vermarktung von Flexibilitäten auf dem Strommarkt an Standardisierungen. Der bne hatte dazu im vergangenen Jahr mit seinen Mitgliedern einen ersten Vorschlag entwickelt. Auch die Bundesnetzagentur strebt nun eine Lösung an. Bis zum Sommer sollen Verbände und weitere Stakeholder einen gemeinsamen Bran-

chenvorschlag für die unabhängige Flexibilitätsvermarktung erarbeiten. Der bne wird die Arbeit an diesem Vorschlag koordinieren und hat dazu mehrere Treffen anberaumt. Neue Marktstandards sind Ende 2016 zu erwarten. ❖

🔗 <http://www.bne-online.de>



GASTKOMMENTAR ZUR GEPLANTEN GRÜNSTROMKENNZEICHNUNG

„DAS KONZEPT IST EINE VERTANE CHANCE.“

Das Bundeswirtschaftsministerium will mit der EEG-Novelle ein neues System zur regionalen Grünstromkennzeichnung einführen. So sollen Stromversorger ihren Kunden künftig konkrete Anlagen in ihrer Region benennen, aus denen sie direkt vermarkteten Grünstrom beziehen. Daniel Hölder, Leiter Politik des Energiedienstleisters Clean Energy Sourcing, hält diesen Ansatz indes für wirkungslos. Für eine Belieferung mit echtem Ökostrom eigne sich das Modell nicht, schreibt er in seinem Gastbeitrag für e21.digital.

VON **DANIEL HÖLDER** – CLEAN ENERGY SOURCING, LEIPZIG

Aus unserer Sicht eröffnet das vorgeschlagene Modell zur Grünstromkennzeichnung für Stromversorger keine Möglichkeit für eine echte Grünstrom-Belieferung. Was konkret passieren würde, wäre lediglich die Umetikettierung eines Kuchenstücks des ohnehin schon in der Stromkennzeichnung vorhandenen EEG-Stroms. Ausschließlich dieses Kuchenstück sollen Stromversorger als „regional“ kennzeichnen können. Das nützt keinem Versorger. Und auch die Anlagenbetreiber würden nicht profitieren, denn es ist laut Eckpunktepapier zudem geplant, dass bei einer regionalen Kennzeichnung die Vergütung des Stroms über das EEG sinken soll. Das würde

zu Mehrkosten für den Versorger und am Ende für den Stromkunden führen.

Der Kunde läuft außerdem Gefahr, getäuscht zu werden. Denn mithilfe eines „amtlichen Siegels“ wird ein Mehrwert suggeriert, der nicht vorhanden ist. Durch den Kauf von regionalem Strom würde der Kunde weder die Anlagen vor Ort, noch die Marktintegration der Erneuerbaren fördern. Vielmehr würde er für einen grünen Anteil des Stroms bezahlen, für den er über die EEG-Umlage schon gezahlt hat. Der Kunde zahlt also doppelt. Wenn man im Rahmen des Modells 100 Prozent Grünstrom liefern möchte, müssen für

den EEG-Anteil zusätzlich auch noch Grünstromzertifikate zugekauft werden, die von Anlagen stammen, die nicht über das EEG gefördert werden und meist in Skandinavien stehen. Dann bezahlt der Kunde sogar dreifach. Daran sieht man, dass durch das Modell die ohnehin intransparente Stromkennzeichnung für den Kunden noch weniger nachvollziehbar wird. Und gerade für das, was der Kunde will, eine Belieferung mit echtem Ökostrom, eignet sich das Modell nicht.

Auch für die Marktintegration erneuerbarer Energien liefert das Modell keinen Impuls. Denn beim vorgeschlagenen Modell handelt es sich um kein Vermarktungs-, sondern lediglich um ein Kennzeichnungsmodell. Es hätte daher keinerlei energiewirtschaftlichen Mehrwert. Bei der regionalen Grünstromkennzeichnung würde kein Anlagenbetreiber, Vermarkter oder Versorger etwas anderes machen als bisher. Und ob die Ak-

zeptanz für Anlagen vor Ort durch das Modell steigen würde? Das ist eher zweifelhaft. Das vorgeschlagene Modell stellt keine Alternative für ein echtes Vermarktungsmodell für Grünstrom dar, also ein Modell, das die Integration der Erneuerbaren in das System mittels Marktmechanismen wirksam fördert.

Unterm Strich muss man sagen: Das im Eckpunktetpapier vorgelegte Konzept für eine regionale Grünstromkennzeichnung ist eine vertane Chance, dem seit längeren stagnierenden Ökostrommarkt einen neuen Schwung zu verleihen. ❖

KONTAKT

➔ **Daniel Hölder**
 Leiter Politik und Kommunikation
 Clean Energy Sourcing AG, Leipzig
 daniel.hoelder@clens.eu
 www.clens.eu



„Ist es verrückt, wenn Energiezukunft künftig Ihren Namen trägt?“

Jetzt auch für Stadtwerke: SmartHome – Die intelligente Haussteuerung. Erschließen Sie neue Geschäftsfelder und laden Sie Ihr Image auf – mit dem Vertrieb von SmartHome Produkten im neutralen Branding.



Foto: Acatech

Kurzinterview

„ZELLPRODUKTION IN DEUTSCHLAND IST WICHTIG.“

Henning Kagermann, Präsident der Technik-Akademie Acatech und Vorsitzender der Nationalen Plattform Elektromobilität, spricht im Kurzinterview mit e21.digital über den Bedarf einer Batteriezellenproduktion in Deutschland.

e21.digital

Herr Kagermann, kann es sich die deutsche Autoindustrie erlauben, dauerhaft auf die Batterieproduktion für Elektroautos zu verzichten?

Henning Kagermann

Batterien werden hierzulande bereits entwickelt und Batteriezellen auch in Kleinserie produziert. Es fehlt jedoch die Batteriezelle in Großserienproduktion, um die gesamte Wertschöpfungskette in Deutschland abbilden zu können. Eine Zellproduktion in Deutschland ist wichtig, um die Abhängigkeit von ausländischen Herstellern zu reduzieren und zu verhindern, dass die Fertigung anderer Komponenten rund um die Batteriezelle nach Asien oder in die USA verlagert wird. Die deutsche Industrie ist derzeit auf gutem Weg, Technologieführer im Bereich der Elektromobilität zu werden. In Norwegen oder den Niederlanden sind deutsche Hersteller bereits heute Marktführer für Elektrofahrzeuge. Doch die fehlende Zellproduktion gefährdet auf Dauer diese gute Ausgangsposition. Die Batterie ist ein technisches Kernstück der Elektrofahrzeuge, langfristig sind hier auch Arbeitsplätze in der Produktion bedroht. Dies sollten wir ernst nehmen. Schließlich geht es

um die Industrie mit dem höchsten Wertschöpfungs- und Forschungsanteil in Deutschland.

e21.digital

Welche Bedeutung haben die Batterien für die Produktion von Elektrofahrzeugen?

Henning Kagermann

Die Technologie der Gesamtbatterie und damit auch der Traktionsbatteriezellen ist ein Schlüsselement für die individuelle Elektromobilität. Die Batterie macht 30 bis 40 Prozent der Wertschöpfung eines Elektrofahrzeugs aus. Ein großer Teil entfällt dabei auf die Batteriezelle - 60 bis 70 Prozent. Sie ist damit ein zentrales Glied in der Wertschöpfungskette. Die Nationale Plattform Elektromobilität hat deshalb bereits im Fortschrittsbericht 2014 auf die große Bedeutung der Zellfertigung für den Wirtschaftsstandort Deutschland hingewiesen. In diesem Jahr haben wir eine Roadmap vorgestellt, die analysiert, wie ein Einstieg in die Zellproduktion in Deutschland vor dem Hintergrund der technologischen Entwicklung, der heutigen globalen Wettbewerbssituation sowie der Marktentwicklung von Elektrofahrzeugen gelingen kann.



Die „Gigafactory“ von Tesla im US-Bundesstaat Nevada wird nach Fertigstellung das größte Produktionsgebäude der Welt sein (links: Baubeginn, rechts: Fotomontage der fertigen Fabrik).

Foto: Tesla

e21.digital

Kann es den deutschen Firmen noch gelingen, den technologischen Vorsprung der asiatischen Konkurrenz aufzuholen?

Henning Kagermann

Aktuell dominieren japanische und koreanische Hersteller den Markt der Batteriezelle. Ein Ausbau der Produktion von Batteriezellen der aktuellen Generation, also der Lithium-Ionen-Zellen, ist aus heutiger Sicht daher wirtschaftlich nicht darstellbar. Bei wachsendem Markterfolg von Elektrofahrzeugen wird die Nachfrage nach Batteriezellen allerdings deutlich ansteigen, so dass ein weiterer Ausbau der globalen Zellproduktion notwendig wird. Auf dieser Basis kann der Betrieb einer Zellfabrik auch in Deutschland nachhaltig möglich sein. Das Zeitfenster für den Markteintritt ergibt sich aus Sicht der Nationalen Plattform Elektromobilität erst dann, wenn die nächste Batteriezellgeneration marktreif ist. Ein erster Produktionsstart könnte im Jahr 2021 erfolgen. Die NPE empfiehlt den stufenweisen Aufbau einer Zellfabrik mit einer Kapazität von 13 GWh/a. Dafür ist ein Investment von etwa 1,3 Mrd. Euro notwendig. Die Weichen dafür müssen allerdings jetzt gestellt werden.

e21.digital

Herr Kagermann, vielen Dank für das Interview.

Die Fragen stellte e21.digital-Chefredakteur Christian Seelos. ❖

kürzlich bei energate-messenger.de

Fessenheim könnte Tesla-Werk werden

Frankreich bietet Tesla einen Kernkraftwerk-Standort für eine Batterie-Fabrik an. Die französische Umweltministerin Segolene Royal hat Tesla-Chef Elon Musk das Gelände des elsässischen Kernkraftwerks Fessenheim, das zur Schließung ansteht, als Bauplatz für eine europäische Batteriefabrik angeboten. Demnach denke Musk über den Bau einer Fertigung in Deutschland oder Frankreich nach. In einem Vorgespräch brachte Royal Fessenheim ins Spiel, das Ende 2016 vom Netz gehen soll. Musk habe dazu nicht „nein“ gesagt. Demnächst soll es ein weiteres Treffen zwischen der Umweltministerin und dem Tesla-Management geben. Kürzlich hatte Musk getwittert, dass es eine europäische Tesla-Batteriefabrik geben müsse, um die Nachfrage auf lange Sicht decken zu können. Im US-Bundesstaat Nevada errichtet der E-Auto-Bauer derzeit eine großformatige Fertigungsstätte namens „Gigafactory“, die ab 2017 produzieren soll. ❖

KONTAKT

➔ Prof. Dr. Henning Kagermann

Präsident
acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Berlin
www.acatech.de



SMART HOME: INTEGRIERTE SERVICEANGEBOTE ALS ERFOLGSFAKTOR.

Ein intelligentes, vernetztes und effizientes Zuhause - welcher Kunde sollte das nicht wollen? So entsteht an der Schnittstelle der Telekom- und Energiemärkte ein neues Segment, das mit dem Begriff Smart Home überschrieben wird. Zahlreiche Anbieter positionieren sich mit unterschiedlichen Konzepten in diesem Wachstumsmarkt. Sie buhlen um die Gunst der Kunden, die die neuen Angebote bisher jedoch nur begrenzt annehmen. Erfahrungen aus den Niederlanden zeigen: Mit integrierten Serviceangeboten und klarer Ausrichtung am Kundenbedürfnis kann die Marktdurchdringung deutlich beschleunigt werden.

VON FRANK OBERNITZ – GUIDION DEUTSCHLAND GMBH, DÜSSELDORF

Das niederländische Handwerksunternehmen Guidion ist seit einigen Jahren auch im Bereich Smart Home aktiv. Rund 250.000 Produkte hat das Unternehmen seitdem bei Privatkunden installiert, der Großteil davon intelligente Thermostate mit integrierter Heizungssteuerung und

Zählerauslesung. Mit dem nunmehr erfolgten Markteintritt der Guidion in Deutschland stellt sich die Frage, welche Erkenntnisse aus dem Heimatmarkt auch für den hiesigen Markthochlauf genutzt werden können. Drei Punkte erscheinen von besonderer Relevanz.

1. Integrierter Installationsservice beschleunigt Marktdurchdringung

Für Marketing-Fachleute keine Neuigkeit: Finden Sie heraus, welches Kernbedürfnis des Kunden Ihre Smart Home – Dienstleistung im Hier und Heute erfüllen soll. Und richten sie die gesamte „customer journey“ konsequent danach aus. Konkret: Hat der Kunde Berührungspunkte mit einem neuen Produkt, ist es sein Kernbedürfnis, ein Rundum-Sorglos Paket zu erhalten. Ein vom Durchschnittskunden als kompliziert wahrgenommenes Produktangebot, bei dem der Kunde selber installieren muss, wird in der Phase der Markteinführung vielfach nicht angenommen.

Ein Beispiel aus der Praxis: Die Einführung von interaktivem TV in den Niederlanden machte es erforderlich, Neukunden einen umfassenden und kostenlosen Installationsservice anzubieten. Die Dienstleistung war zum Marktstart noch nicht ausgereift und die Verbraucher verfügten über keinerlei Erfahrungswerte. Das geschnürte Rundum-Sorglos Paket inklusive Installation machte aus den ersten Kunden zufriedene Multiplikatoren. Was zu rasch steigenden Absatzzahlen führte. Die Produktentwickler wiederum erhielten wertvolles Feedback von den Service-Technikern der Guidion vor Ort beim Kunden, die Dienstleistung war somit schon bald ausgereift. Das Angebot erreichte die nächste Phase im Lebenszyklus, durch den weiter steigenden Absatz sanken die Kosten in der Lieferkette.

2. Keep it simple!

Die zweite Erfahrung von Guidion im niederländischen Markt: Der Endkunde versteht smart home (noch) nicht. Es ist ein Contain-

Kurzprofil Guidion

Guidion erbringt technische Dienstleistungen (Installation, Wartung, Reparatur & Entstörung) im und um das Haus von Privatkunden. Das Unternehmen arbeitet dabei stets im Auftrag von anderen Unternehmen, die über die Endkundenvertragsbeziehung verfügen (sogenanntes B2B2C Geschäftsmodell). Das Produktportfolio umfasst Connected Home (Internet, TV, Telefonie), Smart Home (u.a. Intelligente Thermostate) sowie Efficient Home (Solar PV, Wärmelösungen). Zu den Auftraggebern zählen die führenden Marken der Telekom- und Energiebranche. Für diese renommierten Auftraggeber hat Guidion im Jahr 2015 rund 700.000 Kundentermine durchgeführt und ist damit der führende landesweit aktive Handwerksbetrieb in den Niederlanden. Mit vollständig digitalisierten, skalierbaren Prozessen reduziert Guidion für seine Partner die Komplexität beim Auf- und Ausbau ihrer Vertriebsaktivitäten. ❖

nerbegriff für die unterschiedlichsten Dinge. Anbieter sollten es daher dem Kunden ganz einfach machen. Konzentrieren Sie sich in den Marketingbotschaften und beim Vertrieb zunächst auf eine einzige Dienstleistung. Hat der Kunde dies angenommen, fügen Sie weitere Leistungen/Produkte hinzu. Siehe hierzu auch das Fallbeispiel ‚Quby / Toon‘ (Kasten 2).

3. Nach Vertragsabschluss in Kundenbeziehung investieren

Letzter Tipp für Anbieter von Smart Home: Nicht nur der Vertriebsabschluss selber darf das Ziel sein. Die Gebrauchserfahrung der Kunden nach Inbetriebnahme ist mindestens ebenso wichtig. Investieren Sie also in die vollständige ‚Reise‘ Ihres Kunden, vom Vertrieb bis hin zum täglichen Gebrauch zu



Erfolgreiche Einführung des intelligenten Thermostates der Marke „Toon“ ab 2012 in den Niederlanden.

Team/Partner:

Bestehend aus Entwickler/Hersteller (Quby, Amsterdam), Energiedienstleister (Eneco, Rotterdam) und Servicepartner (Guidion, Amsterdam).

Geschäftsmodell:

Im Kern darauf ausgerichtet, den Kundenwechsel (churn) zu verringern, indem ‚Toon‘ an Strom- und Gaskunden der Eneco verkauft wurde. Der Toon wurde dabei gratis geliefert und installiert. Der Kunden zahlte lediglich eine geringe, monatliche Gebühr.

Marketing:

Das Kundenbedürfnis, Kontrolle über den Energieverbrauch zu haben, wurde in den Vordergrund gestellt. Kontrolle steht dabei für Transparenz, Kostensenkung und Umweltschutz.

Der Kundendienst:

Durch begleitenden Kundendienst vor Ort und den im Angebot enthaltenen Installationservice wurden alle Hemmschwellen für den Endverbraucher entfernt. Guidion als Installateur und Partner für den Kundendienst war/ist vollständig in die Lieferkette integriert. So konnte das Markenversprechen des Anbieters umgesetzt werden. Der Servicetechniker tritt im Namen der Eneco auf und agiert als kompetenter und sympathischer Marken-

botschafter. Aber auch die Disposition von Guidion, die mit den Kunden vor, während und nach dem Besuch des Technikers in Kontakt steht, ist integrierter Teil der Toon-Customer-Journey. Durch diese enge partnerschaftliche Zusammenarbeit der beteiligten Unternehmen konnte diese Kette eingerichtet und optimiert werden.

Ergebnis:

Bis zum heutigen Tag wurden im niederländischen Markt 250.000 Geräte verkauft und in den Wohnungen und Häusern der Endkunden installiert. Mittlerweile wird Toon über weitere Vertriebskanäle angeboten. Auch an Kunden anderer Energielieferanten. Der Kunde zahlt dabei den Gerätepreis und/oder eine monatliche Gebühr.

Fazit/Ausblick:

Der Schlüssel zum Erfolg sind unter anderem das Rundum-Sorglos-Paket und das auch weiterhin sehr erfolgreiche Vertriebskonzept aus Gratisinstallation in Kombination mit monatlicher Gebühr. Quby ist seit einem Jahr auf Expansionskurs ins Ausland. Erster Erfolg war die im April 2016 besiegelte Vertriebspartnerschaft mit dem belgischen Energieunternehmen Electabel. Die nächsten Schritte stehen nun mit Guidion Deutschland im deutschen Markt an. Das Vertriebsziel des Herstellers sind eine Millionen Einheiten bis 2018, in ausgewählten europäischen Märkten. •



Hause. Guidion arbeitet im niederländischen Markt für verschiedene Anbieter von Smart Home Produkten und Dienstleistungen. Fazit: Wer seinen Kunden den wahren Mehrwert von Smart Home erleben lässt, ist auf der Erfolgspur. Diese Anbieter bleiben nach Vertragsabschluss im ständigen Kontakt, um sicherzustellen, dass aus dem Käufer des Produktes ein glücklicher Kunde wird. Die Investition in eine vertiefte Kundenbeziehung zahlt sich

letztendlich durch die vielfältigen Möglichkeiten für cross- und upsell wieder aus. •

KONTAKT

• Frank Obernitz
Geschäftsführer
Guidion Deutschland GmbH,
Düsseldorf
fobernitz@guidion.net
www.guidion.com/de



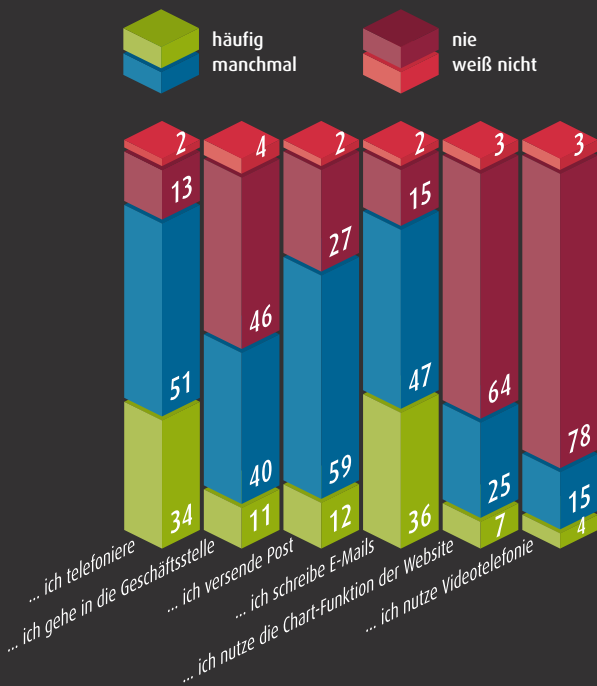
DIGITALE KOMMUNIKATION IN DER ENERGIEWIRTSCHAFT

Für Kunden von Energieversorgern sind Telefon und E-Mail weiterhin die wichtigsten Kommunikationskanäle.

Mobile Apps spielen allerdings zunehmend eine Rolle – sofern sie für den Kunden kostenlos sind und ihm Mehrwert bieten. Immer mehr Unternehmen sehen es aber auch als wichtig an, auf Social-Media-Plattformen aktiv zu werden. Allerdings liegen Erwartungen der Unternehmen und die der Kunden hier häufig weit auseinander. Zu diesen Ergebnissen kommen zwei repräsentative Umfragen der ServiceRating GmbH. Unsere Infografiken zeigen die wichtigsten Ergebnisse der Befragungen.



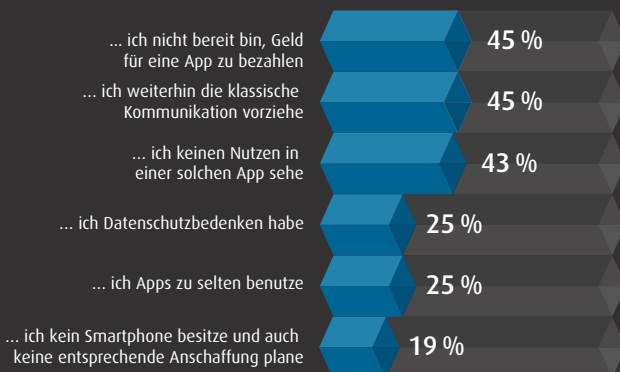
Wie kommunizieren Sie mit Ihrem Energieversorger?



Eine mobile App eines Energieanbieters sollte folgende Eigenschaften haben:



Ich würde keine mobile App für Themen rund um meinen Energieversorger nutzen, weil:



Was erwarten Sie auf den Social Media Seiten von Unternehmen (nicht nur Energieversorger)?



Quelle: Service Rating GmbH, www.servicerating.de

VERANSTALTUNGEN

Datum	Titel	Ort	Veranstalter	im Netz
23. Mai 2016	Blockchain Tag für die Energiewelt 2016	Berlin	Solarpraxis Neue Energiewelt AG	
31 Mai 2016	Virtuelle Kraftwerke 2.0, Digitalisiert, Wirtschaftlich und Versorgungssicher	Würzburg	VDI-Gesellschaft Energietechnik	
01.-02. Juni 2016	erdgas mobil symposium	Berlin	Zukunft Erdgas	
03. Juni 16	Schnittstellen zwischen Gebäudeautomation und Smart Grid	Berlin	DIN Akademie	
06.-07. Juni 2016	Handelsblatt "Digitale Energiewirtschaft"	Berlin	Euroforum	
08.-09. Juni 2016	BDEW-Kongress	Berlin	EW Medien	
15.-16. Juni 2016	Regelenergiemarkt Strom & Intraday-Handel	Berlin	EUROFORUM Deutschland SE	
14.-15. Juni 2016	Branchentag Windenergie	Düsseldorf	Anne Lorenz Kommunikation	
16. Juni 2016	Intelligente Messsysteme vor dem Rollout – Der Countdown läuft!	Berlin	EW Medien und Kongresse GmbH	

Vorschau auf Ausgabe 4|16

e21.thema Start-up-Acceleratoren – Auf der Suche nach der Idee von morgen

- Wie Energieversorger neue Geschäftsideen fördern
- Von der Idee zum Geschäftsmodell – wie kommen Finanzierer und Start-ups zusammen?
- Digitale Transformation in der Energiewirtschaft

Die nächste e21.digital erscheint am 15. Juli 2016.



Impressum

HERAUSGEBER & VERLAG
energate gmbh
Norberrstraße 5
45131 Essen

REDAKTION
Christian Seelos, Martin Schraa
energate gmbh – Büro Berlin
Joachimstaler Straße 20
10719 Berlin

Telefon +49 30 364100-401
redaktion@e21digital.de
 www.e21digital.de

ANZEIGENVERWALTUNG
Beatrice van Dijk
Telefon +49 201 1022-515
anzeigen@energate.de

DESIGN & SATZ
con|energy agentur gmbh
Norberrstraße 5
45131 Essen
Telefon +49 201 1022-403

COPYRIGHT
Diese Zeitschrift und Beiträge und Abbildungen sind urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen. Von namentlich gekennzeichneten Fremdautoren veröffentlichte Beiträge stellen nicht immer die Meinung der Redaktion dar.

ERSCHEINUNGSWEISE
Zweimonatlich (6 Ausgaben pro Jahr)
e21.digital ist für energate-Kunden sowie für Nicht-Kunden nach Registrierung kostenlos.

ZUR REGISTRIERUNG:
 www.e21digital.de

ZUR APP-VERSION:
 www.energate.de/magazine-app

E21.DIGITAL IM ENERGATE-SHOP:
 shop.energate.de



JETZT AUCH MIT ENERGIE NACHHALTIGEN KUNDENNUTZEN STIFTEN! ERSTE SMART LIVING APP MIT NATIVER SELF-SERVICE-INTEGRATION.

VON CHRISTIAN JOCHEMICH – ENERGY|APP PROVIDER GMBH UND DR. ROMAN DUDENHAUSEN, CON|ENERGY AG

„Energie wird langsam sexy“ – in Smart Living Apps und vor allem für die Kunden. Im „Stadtwerkzeug“ haben die Stadtwerke Düsseldorf und energy|app provider erstmals die native Integration des Online-Kundencenters in der App realisiert. Was heißt das? Kunden der Stadtwerke Düsseldorf brauchen nur noch einmalig ihre Zugangsdaten in der „Stadtwerkzeug“ App hinterlegen („Single Sign On“) und können dann jederzeit die Vorteile des Online-Kundencenters in der App nutzen. Alle wesentlichen Informationen sind für den Kunden damit immer und sofort im persönlichen Energiebereich in der App verfügbar. Durch die Anbindung an die Webservice-Schnittstelle der Stadtwerke ermöglicht das neue Feature den Kunden jederzeit folgende Online-Services zu nutzen:

- Zählererfassung (via Anylines Texterkennung) und -plausibilisierung
- Zählerstandsverwaltung für alle Sparten
- Verbrauchsvisualisierung über die letzten Jahre
- Übersicht von Stamm- und Vertragsdaten
- Kontaktaufnahme bei Kundenanliegen
- Push-Benachrichtigung zur Zählerelbstablesung

Für die Kunden und den Energieversorger ergeben sich durch die App-Integration viele Vorteile und Chancen:

- Zähler und Zählerstände werden automatisch aus dem Abrechnungssystem in die App geladen werden und sind damit immer und schnell (auch ohne Internetverbindung) für die Kunden verfügbar
- Kunden werden im rollierenden Verfahren zukünftig über Push zur Ablesung animiert

DIE CON|ENERGY GRUPPE

Die con|energy ag unterstützt die Unternehmen der Energiewirtschaft bei der Optimierung ihrer Positionierung und Wirtschaftlichkeit. Erfahrene Branchenexperten und hochqualifizierte Mitarbeiter identifizieren hierfür die Trends im Energiemarkt.

Seit der Gründung hat con|energy insgesamt über 500 Unternehmen aus allen Bereichen der Energiewirtschaft als Kunden gewonnen. Zu den Gesellschaften der Gruppe gehören neben dem Informationsdienstleister ener|gate auch die con|energy unternehmensberatung, die con|energy akademie und die con|energy agentur. Beteiligungen hält die Gruppe unter anderem an der Fachmesse E-world energy & water, am energy|app provider sowie an der ener|xess GmbH mit Sitz in Leipzig.

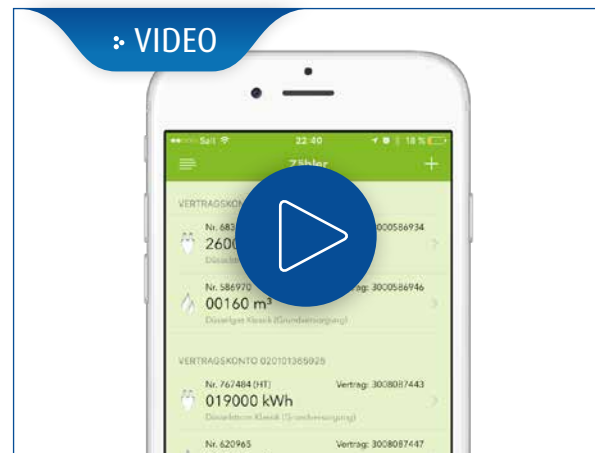
- Über die OCR-Erkennungssoftware werden die Zählerstände direkt erkannt und plausibilisiert
- Der Zählerstand wird direkt an das Abrechnungssystem übertragen
- Der Kunde kann zukünftig auch über Push über den Eingang des Standes informiert werden

Infolgedessen können Energieversorger enorme Prozesskosten sparen und gleichzeitig den Kunden einen zeitgemäßen, innovativen Kontaktkanal anbieten. Der Kunde kann so kostengünstig eingebunden und angesprochen werden und wird im direkten Plausibilierungsprozess unterstützt.

Die Anbindung ist bereits für weitere Smart Living Apps vorbereitet. Dabei können die Energieversorger selbst entscheiden, welche Self-Service Funktionalitäten in der App nativ integriert und freigeschaltet werden sollen. Durch den gewählten Ansatz ist der Aufwand gering. Es ist „lediglich“ eine Schnittstellenprogrammierung zur Web Service Schnittstelle des EVUs nötig und keine direkte Anbindung an das Kernsystem (bspw. SAP IS-U) erforderlich. Dem zunehmenden Trend von mobiler App-Nutzung unter Berücksichtigung eines ausgewogenen Aufwand-Nutzen-Verhältnis wird damit Rechnung getragen.

Die Integration des Online-Kundencenters in die App - mit erkennbarem Nutzen für die Kunden und Stadtwerke – ist nur ein erster Schritt. Die nächsten Weiterentwicklungen sind bereits in der Vorbereitung. Sie ermöglichen völlig individualisierte Produktangebote für die Kunden oder eine direkte Kommunikation via Chatfunktionen in der App.

energy|app provider ist ein Gemeinschaftsunternehmen der conenergy ag und der Stadtwerke Düsseldorf. Die eap entwickelt Apps für die



Das Video zeigt, wie Self-Service-Funktionalitäten in Apps integriert werden können.

Energiewirtschaft als White-Label-Lösung und bietet individuelle App-Entwicklungsleistungen für die Energiewirtschaft an. Mehr als 25 Energieversorger und Netzbetreiber gehören der App-Community bereits an. ✦

KONTAKT

✦ **Christian Jochemich**
Geschäftsführer
energy|app provider GmbH, Essen
jochemich@energy-app-provider.com
www.energy-app-provider.com



✦ **Roman Dudenhausen**
Vorstand
con|energy ag
dudenhausen@conenergy.com
www.conenergy.com

