

# Planen, bauen und betreiben im Kontext der Energiewende

Autor | Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dietmar Wiegand

Engagierten Bauherren, die ökologisch und ökonomisch nachhaltige Immobilien entwickeln und betreiben wollen, sind heute – auch dank des Schweizer Energiefachbuchs – ein paar Dinge klar: Damit zukünftige Generationen die gleichen Chancen auf ein qualitätsvolles Leben und eine gesunde Umwelt vorfinden, müssen insbesondere die mit unserem Lebensstil und unseren Gebäuden verbundenen klimarelevanten Emissionen zeitnah verringert werden. Gebäude haben im Betrieb weniger Energie für die Gebäudeheizung und -kühlung und für die Warmwasserversorgung zu benötigen, als das bisher war. Gleichzeitig dürfen diese Gebäude nicht dazu beitragen, die mit der Mobilität der Gebäudenutzer verbundenen klimarelevanten Emissionen zu erhöhen. Auch auf die Notwendigkeit, die klimarelevanten Emissionen zukünftig nicht mehr in Bezug zur eventuell kaum genutzten Bruttogeschossfläche zu setzen, sondern sie auf Nutzungseinheiten wie Schulstunde oder Büroarbeitsstunde zu bilanzieren, wurde im Energiefachbuch bereits mehrfach hingewiesen.

Mit der Umsetzung der Schweizer Energiestrategie 2050 ist auch eine Erhöhung des Anteils der Energie aus erneuerbaren Quellen verbunden, was häufig als Energiewende bezeichnet wird. Insbesondere bei der Planung von Gebäuden, die selber Energie aus erneuerbaren Quellen wandeln, stehen umweltbewusste Bauherren und Planer und Planerinnen vor einer Reihe neuer Fragen, die wir im Folgenden versuchen werden zu beleuchten, wohl wissend, dass wir sie momentan nicht abschliessend beantworten können.

Bei der Planung von Gebäuden, die Erneuerbare Energie wandeln und ins Energienetz einspeisen oder mit Speichern aktiv zur Stabilisierung insbesondere der Stromnetze beitragen, aber auch bei der Überlegung, Gebäude energieautark zu gestalten und von den Versorgungsnetzen abzukoppeln, wird deutlich: Es gibt eine explizite Beziehung zwischen Gebäuden und Energienetzen. Gebäude sind Bestandteile sich verändernder Energiesysteme und können darin ganz unterschiedliche Rollen einnehmen. Gebäude können:

- Wärme aus erneuerbaren Quellen über Wärmepumpen dezentral vor Ort gewinnen und speichern, den Strombedarf jedoch aus den Versorgungsnetzen decken (Entkopplung thermischer und elektrischer Prozesse);
- Strom aus Erneuerbarer Energie dezentral vor Ort wandeln (zum Beispiel Photovoltaik) und bei Diskrepanzen zwischen Produktion und Nachfrage Strom ins Netz einspeisen oder aus dem Netz beziehen;
- Energieautark werden und sich von den Versorgungsnetzen abkoppeln;
- Strom aus Erneuerbarer Energie dezentral vor Ort wandeln (zum Beispiel Photovoltaik) und wegen der zeitlichen Diskrepanzen zwischen Produktion und Nachfrage lokal kurzfristig speichern (zum Beispiel Photovoltaik-Batteriesysteme) bei gleichzeitiger Implementierung «netzdienlicher Betriebsführung» und dezentralen Lastenmanagements mit dem Ziel, einen Beitrag zur Stabilisierung der Stromnetze zu leisten;
- Strom aus Erneuerbarer Energie dezentral vor Ort wandeln (zum Beispiel Photovoltaik) und sowohl die lokale kurzfristige Speicherung als auch die «netzfremdliche Einspeisung» (die Erbringung systemrelevanter Netzdienstleistungen) und das dezentrale Lastenmanagement zu gewährleisten – mit dem Ziel, einen Beitrag zur Stabilisierung der Stromnetze durch ein lokales Energieversorgungsunternehmen (EVU) organisieren zu lassen.

Die Vielzahl der technischen und organisatorischen Lösungen der dezentralen Wandlung und Speicherung Erneuerbarer Energie und die Vielzahl der Rollen von Gebäuden und Quartieren in den sich ändernden Energiesystemen führen zur zentralen These des diesjährigen Forums:



Gebäude lassen sich nur sinnvoll planen, bauen und betreiben – sinnvoll im Sinne von geeignet, klimarelevante Emissionen insgesamt zu reduzieren und geeignet für sparsamen Ressourceneinsatz zu sorgen, wenn wir sie im Kontext betrachten, und hier insbesondere im Kontext zukünftiger Veränderungen der Energiesysteme und der Energieträger.

Die isolierte Beurteilung von Gebäuden zum Beispiel hinsichtlich ihres rechnerischen Energiebedarfs und ihrer rechnerischen, klimarelevanten Emissionen ist nicht mehr zeitgemäss – wenn sie es denn jemals war. Der Kontext eines Gebäudes ist nicht nur die Klimaregion, in der es sich befindet, und das Nutzerverhalten, das sich verändert oder eben nicht. Die Energiewende – und hier insbesondere der politisch gewollte und mit öffentlichen Finanzmitteln geförderte vermehrte Einsatz von Energie aus erneuerbaren Quellen (Sonne, Wind, Wasser, Geothermie u.v.a.) – ist der Kontext, in dem wir heute planen, bauen und betreiben.

Die Energiewende verändert die Energienetze, macht sie potenziell instabil, macht mitunter den Bau neuer Leitungen und Trassen notwendig und wirft die Frage nach geeigneten Energiespeichern und – neben anderem – auch nach dem Energieträger der Zukunft auf. Engagierte Bauherren und Planer werden zukünftig mit den Energieversorgern und Netzbetreibern planen, bauen und betreiben. Dafür müssen sich Bauherren und Planer hin zur Welt der Betreiber von Energiesystemen bewegen und deren Sprache und Denkweise verstehen lernen – und umgekehrt. Das diesjährige Forum möchte dazu einen Beitrag leisten, indem hier Energiesystemspezialisten zu Wort kommen.

Den Anfang macht Prof. Günther Brauner von der Technischen Universität Wien, da er sich in verschiedenen Forschungsprojekten explizit mit dem Zusammenspiel von energieaktiven Gebäuden, Energienutzern und Energiesystemen auseinandergesetzt hat. Er erläutert die generellen Problemstellungen, die mit der Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energie verbunden sind. Instabilität der Stromnetze, notwendiger Netzausbau, dezentrale vs. zentrale Energiewandlung und Speicherproblematik sind seine Stichworte.

Das Bundesamt für Energie spricht nicht von einer Energiewende, sondern von einer Energiestrategie «weg von fossil, hin zu nachhaltig und erneuerbar». Wir haben mit dem stellver-

tretenden Direktor des Bundesamts für Energie, Dr. Pascal Previdoli, intensiv über die Energiestrategie 2050 diskutiert, da die technischen Entwicklungen und das mögliche Verhalten von Bauherrschaft und Energieversorgern im Kontext der gesetzlichen Regulierungen und der öffentlichen Förderungen betrachtet werden müssen.

Der Beitrag von Christian Sahli, Roger Trunz und Bernhard Weilharter (Swiss Utility Solutions AG in Bern) gehen explizit auf die mögliche Rolle der energieaktiven Gebäude bei der Stabilisierung (oder Destabilisierung) der Stromnetze ein, wobei eine enge Zusammenarbeit von Immobilieneigentümern und Energieversorgungsunternehmen (EVU) vorgeschlagen wird.

Der Beitrag von Benedikt Vogel skizziert die Ansätze und Forschungsergebnisse des Projekts «Swiss2Grid», das vom Bundesamt für Energie und der Swisselectric Research für ein dezentrales Lastenmanagement gefördert wird. Insbesondere aus den beiden letzten Beiträgen wird erkenntlich, dass das diesjährige Forum nur eine Momentaufnahme darstellen kann. Wie die Problemstellungen, die mit der Erhöhung des Anteils der «renewables» verbunden sind, schliesslich gelöst werden, ist noch nicht klar. Zu erwähnen ist in diesem Zusammenhang die künstliche Photosynthese zur Erzeugung künstlicher Treibstoffe (und damit die langfristige Speicherung von Erneuerbarer Energie) aus Sonnenlicht, Wasser und CO<sub>2</sub>.

Bestimmte technische Entwicklungen betreffend Energieproduktion und Energiedistribution sind noch ziemlich unklar. Ebenso unvorhersehbar ist auch, ob und wann sie ausreichend effizient und wirtschaftlich für eine Massenanzahl zur Verfügung stehen werden und wie dies die Situation der Energieversorgung verändern wird. Der Bundesrat hat jedoch durch die Inkraftsetzung des revidierten Energiegesetzes auf den 1.1.2014 und die revidierte Energieverordnung vom 1.4.2014, die die Netzbetreiber verpflichtet, ab 1.1.2015 Eigenverbrauch zuzulassen, wichtige Rahmenbedingungen der Energiewende geklärt. Insbesondere Immobilieneigentümer, Planer und Energieversorgungsunternehmen (EVU) sind nun gefordert, die vorhandenen Spielräume gemeinsam zu nutzen, damit zukünftige Generationen ähnliche Chancen auf ein qualitativvolles Leben haben werden wie wir heute. ■

---

#### Autor

##### Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dietmar Wiegand

Ordinarius für Projektentwicklung und Projektmanagement und Beirat des Forschungszentrums Energie und Umwelt an der Technischen Universität Wien und Geschäftsführer der Gesellschaft für Immobilienentwicklung mbH mit Sitz in Zürich  
Fon +43 (0)1 58 80 12 60 41, dietmar.wiegand@gesim.ch, www.gesim.ch  
dietmar.wiegand@tuwien.ac.at, <http://red.tuwien.ac.at>

---



# Die Bedeutung von Gebäuden bei der Energiewende

Autor | Univ.-Prof. (em.) Dipl.-Ing. Dr. Günther Brauner, Technische Universität Wien

## Die Energiewende und die neuen Herausforderungen

Die sogenannte Energiewende ist in Europa mit der Substitution von fossiler Energie, insbesondere von Kohle, Erdöl und Erdgas durch Erneuerbare Energien aus Wind, Sonne, Wasser und Biomasse verbunden. Die höchsten Wachstumsraten in den nächsten Dekaden sind dabei bei der Windenergie und der Photovoltaik zu erwarten. Deutschland und Spanien werden bereits im Jahr 2020 zeitweise eine vollständige Elektrizitätserzeugung nur mit Wind und Photovoltaik haben. Die Windenergie wird entweder auf Landflächen oder im Offshore-Bereich in grossen Windparks installiert und stellt eine zentrale Elektrizitäts-Erzeugungstechnologie dar, die in die Hoch- und Höchstspannungs-Übertragungsnetze integriert wird.

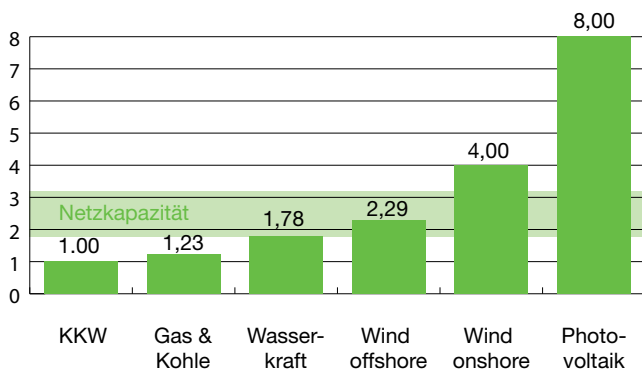
## Unterschiedliche Fluktuation regenerativer Energiequellen

Die regenerativen Energiequellen haben im Vergleich zur klassischen Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft oder thermischen fossilen oder nuklearen Kraftwerken eine andere Erzeugungscharakteristik, die einer stärkeren Fluktuation unterworfen sind. Während Kernkraftwerke pro installierte Generatorleistung von 1 kW etwa 8000 kWh pro Jahr erzeugen, also fast pausenlos erzeugen, haben Windenergieanlagen im Binnenland nur etwa 2000 kWh/kW, sind also über längere Perioden nicht aktiv und vom Wetter abhängig. Noch geringer ist dieser Quotient bei der Photovoltaik, hier sind es nur 1000 kWh/kW. Um zum Beispiel bei der Stilllegung eines Kernkraftwerks die gleiche Jahresenergie zu erzeugen, müsste die vierfache Leistung von Windenergieanlagen installiert werden oder die achtfache Photovoltaikleistung.

## Notwendiger Netz- und Speicherausbau

Die Übertragungs- und Verteilungsnetze sind jedoch historisch bedingt nur für etwa die doppelte Leistung der installierten hydraulischen und thermischen Kraftwerke ausgelegt. Eine vollständige Umstellung auf Windenergie würde die erhebliche Verstärkung der Netze erfordern. Weiterhin sind Elektrizitätsspeicher nötig, um die Erzeugungslücken auszufüllen. Dabei zeigt sich, dass aktuell nur Kurzzeitspeicher wirtschaftlich sind, die wegen begrenzter Speichervolumina nur Perioden von wenigen Stunden oder Tagen überbrücken können. Langzeitspeicher sind wegen der grossen Speicherkapazitäten derzeit weder wirtschaftlich noch vom technischen Potenzial her darstellbar.

Installierte Leistung für gleiche Jahresenergie



Erforderliche Leistungen für die gleiche Jahresenergie

### Wie viel aus welcher Energiequelle

Bei der Photovoltaik sind die Voraussetzungen ungünstiger als bei der Windenergie. Hier werden sehr grosse Erzeugungsleistungen benötigt und damit noch stärker ausgebaute Netze und Speicher. Die Photovoltaikanlagen sind meistens im Zustand teilweiser Erzeugung, da der Himmel nur etwa 100 Stunden im Jahr so klar ist, dass die Ausgangsleistung über 70 Prozent der installierten Leistung liegt. Es lohnt aber nicht, für diese kurze Nutzungsdauer die Netze zu verstärken. Derzeit wird daher die Leistung der Photovoltaikanlagen zum Beispiel in Deutschland auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzt. Hierdurch verliert man nur 2 Prozent der Jahreserzeugung, spart aber 30 Prozent des Netzausbaus.

### Zentrale oder dezentrale Energiewandlung

Die Photovoltaik eignet sich daher kaum als zentrale Erzeugungstechnologie, weil sie einen erheblichen Bedarf an Infrastruktur für Leitungen und Speicher benötigt. Sie sollte daher verbrauchsnahe insbesondere auf den Dächern und Fassaden von Gebäuden installiert werden und stellt somit eine dezentrale Erzeugungstechnologie dar. Photovoltaik sollte in ihrer Leistung auf den Bedarf von Siedlungen oder Gebäuden angepasst werden, um grosse Exportleistungen in die Netze zu vermeiden.

### Die neue Rolle der Verbraucher und Verbraucherinnen

Photovoltaik benötigt daher flexible Verbraucher, die Überschussenergie aufnehmen können. Dies können Wärme- und Kältepumpen zur Klimatisierung von Gebäuden, elektrische Speicherheizungen oder Elektroautos mit flexibler Lade-strategie sein. Die Elektroautos sind zukünftig mit angepasster Ladeelektronik auch zur Rückspeisung von elektrischer Energie in das Gebäude einzusetzen, quasi als mobile Speicher. Derzeit besteht die Tendenz, die Photovoltaikanlagen in Gebäuden bevorzugt mit stationären Batteriespeichern zu fördern, um damit eine Entlastung der Niederspannungsnetze zu bewirken.

### Energieaktive Siedlungen

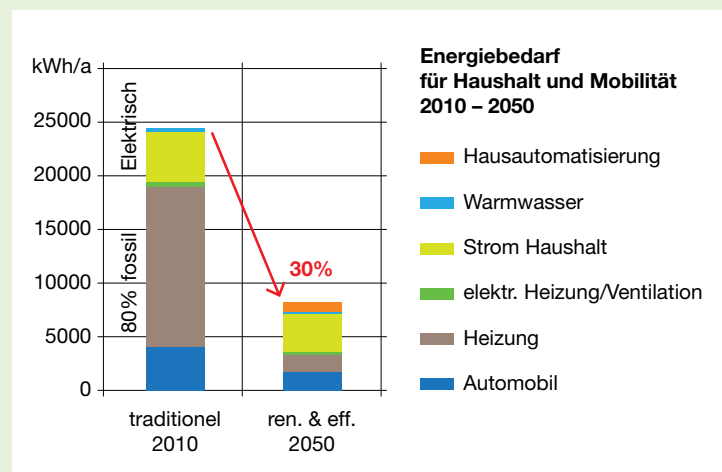
Energieaktive Siedlungen und Gebäude mit der Fähigkeit, die Energienutzung nicht nur von den Bedürfnissen der Bewohner abhängig zu machen, sondern den Bedarf auch entsprechend dem Angebot von Windenergie und Photovoltaik zu steuern oder zu speichern, werden zukünftig eine grosse Rolle bei der Energiewende spielen. Dies wird mit den Begriffen «energieaktive Siedlung», «smart city» oder «smart grid» bezeichnet.

### Energiebedarf eines Haushalts 2050

Wie Bild 2 zeigt, hat ein Haushalt im Jahr 2010 einen mittleren Energiebedarf, der zu 80 Prozent aus fossiler und zu 20 Prozent aus Elektrizität besteht. Hierbei ist ein Auto enthalten, das etwa 18 Prozent des gesamten Energiebedarfs ausmacht. In diesem Beispiel wird nun vorausgesetzt, dass das Gebäude einem fortschrittlichen Niedrigenergiestandard entspricht, wodurch der Energiebedarf für das Heizen stark reduziert ist. Im Weiteren wird das mit Benzin oder Diesel betriebene Fahrzeug durch ein Elektrofahrzeug ersetzt, das durch höhere Effizienz nur noch

etwa 30 Prozent des ursprünglichen Energiebedarfs hat und mit Erneuerbarer Energie betrieben wird.

Die Ölheizung wird durch eine Wärmepumpe ersetzt, die wegen des Niedrigenergiestands für eine kleine Heizleistung ausgelegt werden kann. Warmwasser wird mittels Solarthermie oder überschüssigem Solarstrom erzeugt. Neuer zusätzlicher Energiebedarf entsteht durch Lüftungsanlagen mit Wärmetauscher und durch die Hausautomatisierung. Insgesamt lässt sich durch diese Massnahmen der Energiebedarf von Wohnanlagen auf 30 Prozent der mittleren Werte heutiger Wohnanlagen reduzieren.



Änderung des Energiebedarfs eines Wohnhauses bis 2050

Der Elektrizitätsbedarf wird sich aber gegenüber heute auf 150 Prozent vergrössern. Dies entspricht der Strategie der Energiewende, bei der fossile Energie durch nachhaltig gewonnene Elektrizität substituiert wird. Der Entwurf der neuen Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE) sieht eine Eigenstromversorgung bei Neubauten von mindestens 10 W pro m<sup>2</sup> Energiebezugsfläche (EBF) vor, die in der Regel aus Photovoltaikanlagen (PV) gewonnen werden wird. Die Eigenstromversorgung wird im Entwurf der MuKE auf 30 W pro m<sup>2</sup> EBF begrenzt, um die Stabilität der Niederspannungsnetze zu schützen.

### Anforderungen der Energiewende an die Planung

Insgesamt wird die Gebäudetechnik zukünftig durch die Integration der nachhaltigen Energiequellen, der Speicher, der Gebäudeautomatisierung und dem Energiemanagement wesentlich komplexer. Es wird deshalb notwendig sein, dass Architekten, Bauphysiker und Haustechniker intensiver mit der Automatisierungs- und Energietechnik schon in der Planung und später auch in der Bauausführung kooperieren. ■

### Autor

**Univ.-Prof. (em.) Dipl.-Ing. Dr. Günther Brauner** war bis 2013 ordentlicher Professor und Vorstand am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe der Technischen Universität Wien. Er hat insbesondere im Projekt ADRES zu autonomen dezentralen regenerativen Energiesystemen geforscht.  
brauner@ea.tuwien.ac.at  
[http://publik.tuwien.ac.at/files/PubDat\\_112779.pdf](http://publik.tuwien.ac.at/files/PubDat_112779.pdf)

# Der zukünftige Mix der Energieträger

Interview | Prof. Dietmar Wiegand im Gespräch mit Dr. Pascal Previdoli, Stv. Direktor/  
Abteilungsleiter Energiewirtschaft des Bundesamts für Energie (BFE)

## 1 Welche Auswirkungen hat die Energiestrategie 2050 auf das Planen, das Bauen und das Betreiben von Gebäuden?

Der Bundesrat setzt im ersten Massnahmepaket zur Energiestrategie 2050 darauf, die vorhandenen Energieeffizienzpotenziale konsequent zu erschliessen. 40 Prozent der fossilen Energie verschlingen die Gebäude. Bei Gebäuden, die bisher energietechnisch nicht erneuert wurden, liegt das Einsparpotenzial für Heizung, Warmwasser und Elektrizität in der Grössenordnung von 50 Prozent. Dieses Potenzial wollen wir ausschöpfen. Die Ziele der Energiestrategie 2050 sind unter anderem, dass sich neue Gebäude ab 2020 ganzjährig möglichst selbst mit Wärme aus erneuerbaren Quellen und teilweise eigenproduziertem Strom versorgen. Dazu haben die Kantone eine Revision ihrer Mustervorschriften (MuKEn) eingeleitet, und diese sollen verschärft werden. Zudem soll die Quote von heute 0,9 Prozent für Sanierungen der Gebäudehülle im bestehenden Gebäudepark deutlich erhöht werden. Davon profitieren Planerinnen und Planer, Baufirmen und Betreiber von Gebäuden.

## 2 Gebäudebesitzer sanieren allerdings nicht immer energetisch, weil die Anreize nicht stimmen. Was plant der Bund, um dies zu ändern?

Die CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Brennstoffen soll erhöht und gleichzeitig das Gebäudesanierungsprogramm gestärkt werden, indem zusätzliches Geld in energetische Sanierungen fliesst. Von dem Zeitpunkt an, von dem das neue Energiegesetz und das geänderte CO<sub>2</sub>-Gesetz in Kraft sind, werden jährlich 525 Mio. Franken von Bund und Kantonen in energetische Sanierungen fliesen. Der Bund ist bereit, bis zu maximal zwei Drittel des Budgets

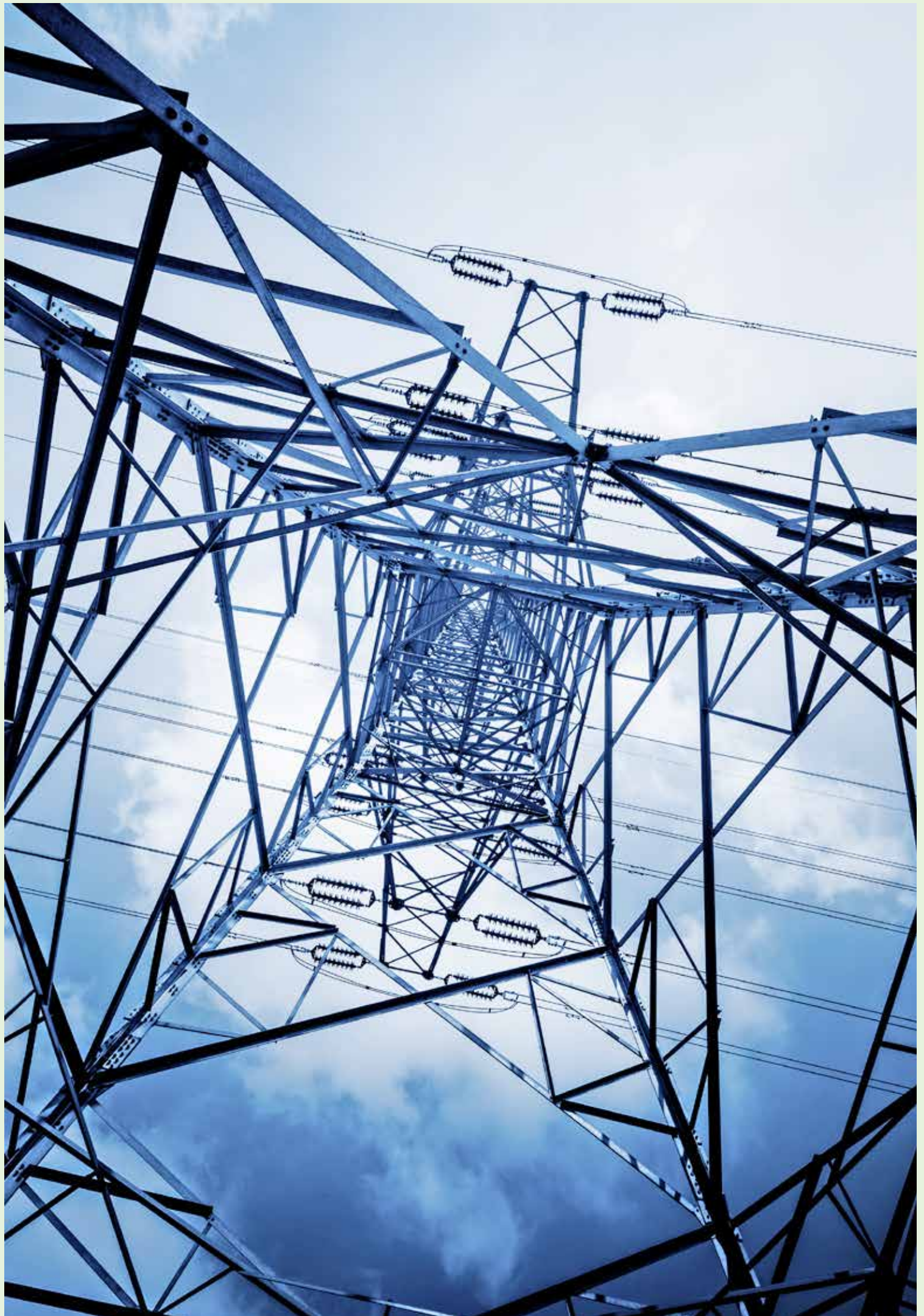
der kantonalen Gebäudeprogramme zu decken. Kantone haben im MuKEn 2014 eine kleine Sanierungspflicht vorgesehen: Beim Ersatz eines mit Heizöl oder Gas betriebenen Heizkessels wird vorgeschrieben, dass ein Teil der Wärme neu aus erneuerbaren Quellen kommen muss.

## 3 Die Handhabe des Bundes ist allerdings beschränkt, weil für Massnahmen im Gebäudebereich hauptsächlich die Kantone zuständig sind. Welche Rolle übernimmt der Bund?

Der Bund koordiniert und unterstützt die Harmonisierung der kantonalen Massnahmen, wenn es um Normen und Standards, den Gebäudeenergieausweis oder die MuKEn geht. Letztere werden zurzeit verschärft. Die Kantone können künftig – unterstützt durch Globalbeiträge des Bundes – unter anderem Aus- und Weiterbildungs- sowie Informations- und Beratungsmassnahmen für Architekten, Planer, Installationsfachleute sowie Gebäudebesitzer fördern. Zudem finanziert der Bund über die Plattform EnergieSchweiz auch Projekte und Initiativen wie zum Beispiel von Minergie, die zum Ziel haben, die Energieeffizienz in Gebäuden zu steigern.

## 4 Welcher Beitrag zur Energiestrategie 2050 wird von den Akteuren in Planung, Bau und Betrieb erwartet?

Architektinnen und Architekten, Energiefachleute, Bauleiter sowie Immobilienbetreiber haben eine zentrale Rolle, wenn es darum geht, die Energieeinsparpotenziale wahrzunehmen und zu realisieren. Dabei ist es wichtig, die Planungsfachleute und Gebäudebesitzer an einen Tisch zu bringen und gemeinsam die technisch beste Lösung zu suchen, die Finanzierungsmöglich-





keiten zu erörtern, um eine möglichst mieterverträgliche Sanierung durchführen zu können. Heute gehen noch viele Hauseigentümer davon aus, dass eine energetische Sanierung nur mit Leermieten machbar ist. Dies ist aber nicht so. Ein gut geplanter Fensterersatz können Sie heute in einem Tag durchziehen.

## **5** **Trotzdem scheidert eine energetische Sanierung häufig an Finanzierungsfragen. Wie wollen Sie diese Hürde abbauen?**

Ja, das trifft zu: Die Finanzierung einer Sanierung wird als Hemmnis wahrgenommen. Das bestehende Mietrecht erlaubt grundsätzlich Rückstellungen für Gebäudesanierungen, und wertvermehrnde Investitionen in Energieeffizienz und Erneuerbare Energien können überwältigt werden. Zudem können energetische Massnahmen von den Steuern abgezogen werden. Es ist also wichtig, aus einer Hand technische und finanzielle Beratung für Gebäudebesitzende anzubieten.

## **6** **Braucht es neue Allianzen, neue Formen der Zusammenarbeit — zum Beispiel zwischen Energie- und Immobilienwirtschaftlern?**

Es braucht vor allem Allianzen zwischen guten Planern und Architekten und den Immobilienbesitzern. Die Immobilienbewirtschaftler sind oft die Intermediäre zwischen Mietern und Gebäudebesitzern und haben den Auftrag, möglichst die Gesamtkosten im Griff zu behalten. Die Immobilienbewirtschaftler sollten aber vermehrt auch für energetische Gebäudesanierungen sensibilisiert werden und entsprechende Sanierungen den Gebäudebesitzenden vorschlagen. Vergessen darf man jedoch auch die Finanzindustrie nicht. Gerade grosse Neubau- oder energetische Sanierungsprojekte sind heute über eine Abschreibedauer von 15 bis 20 Jahren rentabel.

## **7** **Wie schnell die Energieeffizienz gesteigert und sich Erneuerbare Energien entwickeln, hängt zu einem grossen Teil von den Innovationen ab. Was wird auf dem Weg bis 2050 noch an technischen Entwicklungen erwartet?**

Das lässt sich kaum auf 30 oder 40 Jahre im Voraus sagen. Wer hätte zum Beispiel die rasante Entwicklung bei der Mobiltelefonie erwartet, deren Anwendungen nun immer stärker den Energieverbrauch von Gebäuden sowohl positiv wie auch negativ beeinflussen. Sicher dürfen wir in den Bereichen Wärmedämmung, Haustechnik und erneuerbarer Energieerzeugung im, am und um das Gebäude noch erhebliche Verbesserungen erwarten. Konkret wird heute an Hochleistungswärmedämmung für Neubauten und Sanierungen, schaltbaren Gläsern als integrierter Sonnenschutz, neuen Photovoltaiktechnologien sowie an kostengünstigen Solarwärmeanlagen, etwa auf der Basis von Polymeren statt Kupfer, geforscht. Das Energiemanagement inklusive der Speicherung wird zunehmend wichtiger, nicht nur auf Gebäudeebene, sondern auch darüber hinaus. Inwieweit sich die Vernetzung von Gebäuden untereinander und innerhalb von Quartieren und Siedlungen bis hin zu Smart Cities realisieren lässt, ist Gegenstand intensiver Forschung.

## **8** **Was glauben Sie ist der Energieträger der Zukunft? Strom, Wasserstoff oder dem Erdgas ähnliche Energieträger?**

Noch für längere Zeit wird es ein Mix aus den verschiedenen Energieträgern sein. Welcher Energieträger sich langfristig behaupten wird, wird von seiner Wirtschaftlichkeit abhängen. Mit Sicherheit wird Strom dabei eine zunehmend zentrale Rolle spielen. Allerdings dürften Wasserstoff oder synthetische Treibstoffe gerade im Verkehr und speziell auch im Flugverkehr eine wesentliche Rolle spielen. Erdgas ist als Übergangslösung zur Wärme- und Stromerzeugung unvermeidbar, soll aber langfristig durch erneuerbare Energieträger abgelöst werden.

## **9** **Wie wird das Problem der kurzfristigen und der längerfristigen Energiespeicherung gelöst werden?**

Die Zukunft eines Energieträgers hängt vor allem davon ab, ob und wie er gespeichert werden kann. Erdöl können wir im eigenen Haus speichern, bei Erdgas und Strom ist das etwas schwieriger. Für Strom haben wir aber mit den Speicherseen wichtige Speicherkapazitäten in der Schweiz. Erdgas und Wasserstoff können wir im Erdgasnetz mindestens kurzfristig zwischenspeichern. Wie bei den Energieträgern wird es auch bei den Speichern nicht eine einzige Lösung geben. Der Markt wird zeigen, wie weit sich dezentrale Speichermöglichkeiten eignen. Im Wärmebereich liegt sicher bei Erdspeichern ein grosses Potenzial, da hier auch saisonale Verlagerungen möglich sind. Für die kurzzeitige Speicherung von Wärme dienen die dezentralen Warmwasserspeicher in den Gebäuden sowie die Gebäudemasse eine Rolle. Stromspeicher werden in Gebäuden nicht in nennenswertem Umfang zum Einsatz kommen.

## **10** **Wie sieht Ihre Vision des Zusammenspiels zwischen dezentral gewandelter Erneuerbarer Energie, den Netzen und den Energienutzern aus?**

Der Trend zu PlusEnergieBauten macht die Problematik deutlich: Auch wenn in der Jahresbilanz mindestens 100 Prozent der Energie selbst produziert wird, so muss doch die Hälfte des benötigten Energiebedarfs vom Stromnetz bezogen werden, da Produktion und Verbrauch zeitlich nicht übereinstimmen. Es ist allerdings nicht sinnvoll, jedes Haus für sich autark zu gestalten, sondern erst die gesamtheitliche Sicht zum Beispiel von Quartieren oder Arealen wird wirtschaftlich tragbare Lösungen ergeben. Ausserdem bedarf es nicht nur einer rein energetischen Betrachtung, gemittelt über das ganze Jahr, sondern einer Leistungsbilanz, die jederzeit ausgeglichen ist. Deshalb ist es ein wichtiges Element, dass Flexibilitätsmöglichkeiten im Stromsystem genutzt und ausgeschöpft werden: Produktion, Verbrauch und Speicher als flexible Grössen können mengenmässig und zeitlich so gesteuert werden, dass das gesamte Stromsystem, das heisst Markt und Netz, leistungsfähig, effizient und sicher bewirtschaftet werden können. So können zum Beispiel in Zeiten grosser Sonnenenergieproduktion grössere Verbrauchsmengen gleichzeitig eingesetzt werden.

## 11 Haben Sie ein Beispiel?

Das Bundesamt für Energie unterstützte zum Beispiel ein Pilotprojekt der Migros. Dieses setzt ein Tiefkühlager als Stromspeicher ein. In Zeiten hoher Nachfrage wird das Lager vom Netz genommen, der Inhalt «erwärmt» sich um ein paar unbedenkliche Minusgrade. In Zeiten hoher Produktion werden die Lager tiefer ins Minus gekühlt als notwendig. Das Tiefkühlager wird so zum Energiepuffer.



## 12 Welche Bedeutung haben die sogenannten intelligenten Netze?

Smart Grids sind ein wichtiges Element. Diese können künftig helfen, dezentrale Erneuerbare Energien ins Netz einzuspeisen und gleichzeitig Verbraucherstandorte zu versorgen. Zugleich wird die Versorgungssicherheit hochgehalten. ■



# Dezentrale Intelligenz und regionales Systemmanagement

Autoren | Christian Sahli, Roger Trunz, Bernhard Weilharter

## Neue Geschäftsmodelle für Energieversorgungsunternehmen

Die dezentrale Produktion hat zu nachhaltigen Veränderungen in der Stromversorgung geführt. Die Eigenverbrauchsregelung sowie das Aufkommen von dezentralen Speichern im Verteilnetz werden zu weiteren Umwälzungen führen. Die Energieversorgungsunternehmen (EVU) sind angehalten, diese Veränderungen zu antizipieren, mit neuen Geschäftsmodellen die netzfreundliche Integration von dezentraler Produktion und Speicherung ins Netz und in den Strommarkt zu unterstützen und gleichzeitig den Interessen der Prosumenten nach Eigenverbrauchsoptimierung Rechnung zu tragen. Auf diese Weise können die EVU die sich abzeichnenden Marktveränderungen erfolgreich meistern.

Die Produktion von Strom aus Solaranlagen hat sich heute in erster Linie aus finanziellen Überlegungen (garantierte Einspeisevergütung) etabliert. Mittlerweile ist in der Schweiz die Steckdosenparität erreicht (das heisst für einen Privathaushalt ist die Produktion von Strom mit der eigenen Solaranlage gleich teuer wie der Bezug vom Netz). Die technische Entwicklung und die damit verbundene, weitere Senkung der Gestehungskosten des Stroms aus Photovoltaikanlagen dürften unverändert weitergehen. Dadurch wird es für Konsumenten immer attraktiver, den Strom selber herzustellen und diesen auch selber zu verbrauchen. Entsprechend wird die im Gesetz festgeschriebene Eigenverbrauchsregelung an Bedeutung gewinnen (vgl. Stufen 1 und 2 in Abbildung 1).

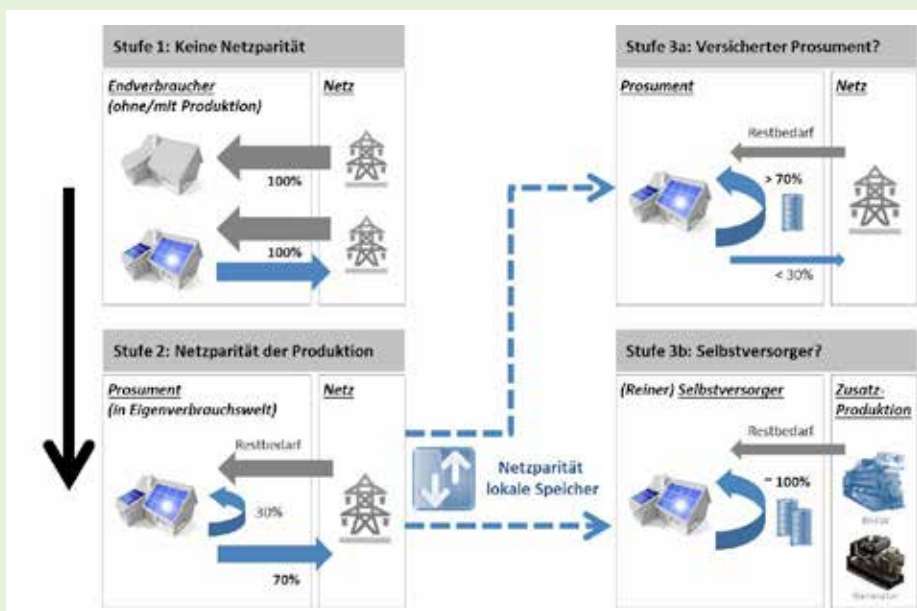


Abb. 1 Entwicklung Retail-Markt

(Die Prosumenten können zudem ihren Eigenverbrauchsgrad durch Batterien oder Lastensteuerung weiter erhöhen, was mit zunehmender Differenz zwischen den Kosten des eigenen Stroms und für Strom aus dem Netz immer attraktiver wird. Aktuelle Studien zeigen, dass die Kosten von Batterien in absehbarer Zeit so weit absinken können, dass ihr Einsatz für Haushalte und Gewerbe mit Photovoltaikproduktion eine Option werden.<sup>1</sup> Tritt dies ein, wird ein Grossteil des Solarstroms aus Privathaushalten und Gewerbebetrieben das Netz gar nicht mehr erreichen (vgl. Stufe 3a in Abbildung 1).

Prosumenten mit einer Photovoltaikanlage und gekoppeltem Speicher müssen sich entscheiden, wie sie ihren restlichen Strombedarf längerfristig decken wollen. Neben dem Restbezug aus dem Netz ist auch eine vollständige Abkoppelung vom Netz denkbar, indem sich der Prosument zum reinen Selbstversorger entwickelt (zum Beispiel grösserer Speicher und/oder Notstromaggregat zum Laden der Batterie). Der Entscheid des Prosumenten für die eine oder andere Variante (vgl. Stufen 3a und 3b in Abbildung 1) dürfte wesentlich durch die für ihn anfallenden Kosten beeinflusst werden. Ausserdem muss nicht unbedingt jeder einzelne Prosument diesen Entscheid für sich alleine treffen. Innovative Lösungen wie Zusammenschlüsse in Energiegenossenschaften oder die Etablierung von Quartier-/Arealnetzen von Privatkunden sind weitere Optionen. Die Prosumenten werden folglich keine vollständige Autonomie anstreben und ans Netz angeschlossen bleiben, wenn die EVU attraktive Produkte und Dienstleistungen zu kompetitiven Preisen für Stufe 3a anbieten können.

### Technische Implikationen der dezentralen Produktion: Paradigmawechsel

Neben diesen marktbedingten Veränderungen vollzieht sich aus technischer Sicht ein Paradigmawechsel. Die dezentrale, dargebotsabhängige Produktion verlangt eine Abkehr von der bisher etablierten Steuerung der Stromflüsse (das heisst Strombedarf ist gegeben und steuert die Stromproduktion). Die dargebotsabhängige Stromproduktion verlangt eine Flexibilisierung des Stromverbrauchs, welche via lokale Speicher und schaltbare Lasten auf lokaler Ebene allenfalls kombiniert mit zentralen Grossspeichern sicherzustellen ist.

Die grundsätzlichen Umsetzungsmöglichkeiten des Paradigmawechsels werden in Abbildung 3 illustrativ ange-

deutet. In der Vergangenheit war die Stromproduktion (Grosskraftwerke) mehrheitlich auf der Hochspannungsebene angesiedelt und der Bedarf auf die unteren Netzebenen konzentriert. Systemdienstleistungen werden demzufolge auf der Hochspannungsebene erbracht. In Zukunft erfolgt die Einspeisung der Stromproduktion auf allen Netzebenen. Entsprechend wird sich der Ausgleich zwischen Bedarf und Produktion auch in die unteren Netzebenen verlagern. Zusätzlich wird sich der Strombedarf durch technische Weiterentwicklungen auf der Anwenderseite verstärkt an die Produktion anpassen.

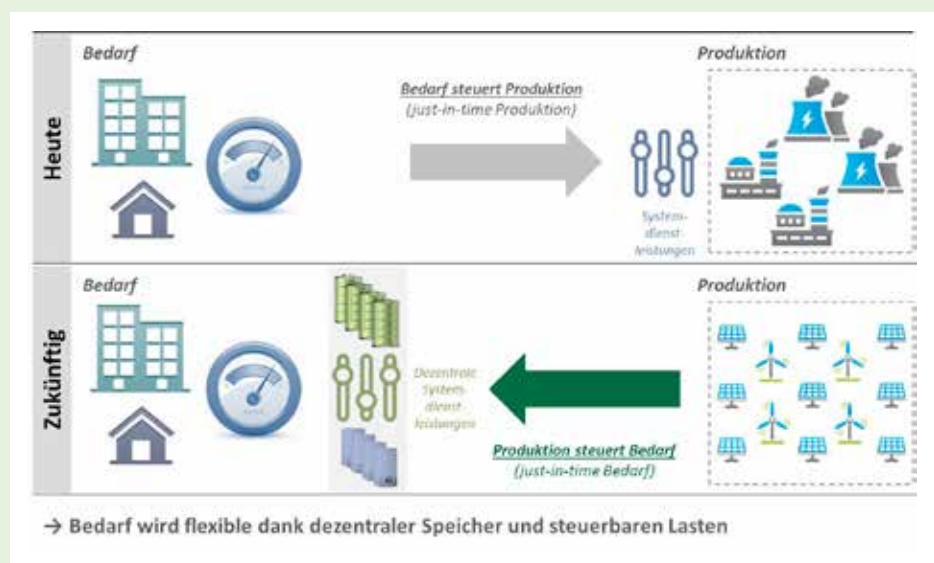


Abb. 2 Paradigmawechsel durch dezentrale, dargebotsabhängige Stromproduktion

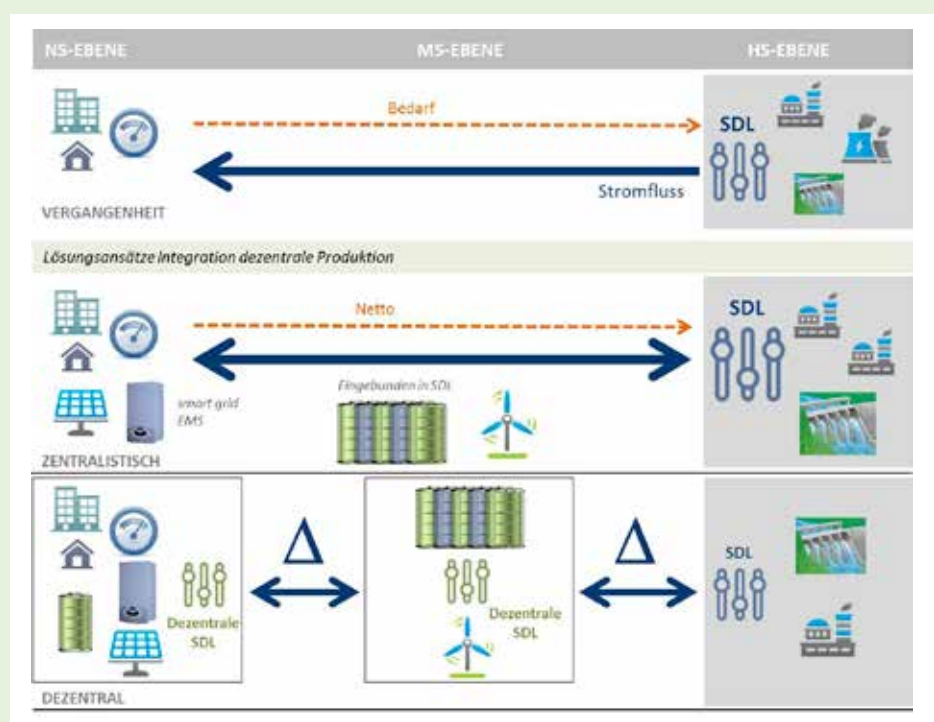


Abb. 3 Zentralistischer Ansatz vs. dezentraler Ansatz für die Integration der dezentralen Produktion

Die aktuellen Diskussionen betreffend Einführung von «Smart Grid»-Konzepten zur Lastensteuerung, Einsatz von grossen Netzbatterien zum Nutzen des Gesamtnetzes (Systemdienstleistungen) und Netzausbau auf allen Ebenen, um Lastspitzen in die grossen Zentralspeicher (Pumpspeicherwerke) einzulagern, sind Ausdruck eines zentralistischen Lösungsansatzes. Dezentrale Produktion führt jedoch zu dezentral auftretenden Problemen, welche besser «dezentral vor Ort» als durch Weitergabe an die nächsthöhere Netzebene gelöst werden. Der dezentrale Lösungsansatz für die Bewerkstelligung des Paradigmawechsels könnte insbesondere durch folgende Charakteristiken gekennzeichnet sein:

- Soweit möglich lokaler Ausgleich von Bedarf und Produktion via Speicher und schaltbare Lasten auf unteren Netzebenen;
- Erbringen von Systemdienstleistungen (dezentrale Netzdienstleistungen) auf unteren Netzebenen (Stichwort «dezentral vor Ort»);
- Weitergabe von «saldierten» Bedarfs- oder Produktionsspitzen an die nächste Netzebene;
- Damit verbunden: Minimierung des Netzausbaus auf allen Netzebenen.

#### Netzfremdliche Integration der dezentralen Produktion

Die Marktveränderungen und der Paradigmawechsel stellen sowohl den Netzbereich als auch den Energievertrieb eines Energieversorgungsunternehmens vor grosse Herausforderungen, u.a.:

- Weitere stochastische Elemente in unteren Netzebenen (lokale, ungesteuerte Speicher als weitere Unbekannte);
- Erlösrückgänge im Verteilnetz und im Energievertrieb aufgrund geringerer Liefermengen;
- Reduzierte gegenläufige Lastflüsse, aber kaum veränderte gegenläufige Lastspitzen (solange Prosumenten sich nicht vom Netz abkoppeln);
- Höhere Kosten des Netzbezugs wegen Netzausbau und damit Erhöhung der Attraktivität von autonomen Lösungen ohne Netzanschluss.

Die Herausforderungen der Energiewende bestehen folglich aus Sicht der lokalen EVU und des Gesamtsystems nicht in der kostengünstigen dezentralen Stromproduktion, sondern in der netzfreundlichen Integration der dezentralen Produktion und der notwendigen Neupositionierung der EVU.<sup>2</sup>

Es gibt erfolgversprechende Ansätze, diese netzfreundliche Integration technisch zu bewerkstelligen und daraus gleichzeitig neue bzw. veränderte Geschäftsmodelle für die EVU abzuleiten. In Abbildung 4 ist auf der linken Seite die ungesteuerte Einspeisung der dezentralen Produktion dargestellt.

Prosumenten installieren lokale Speicher in der ausschliesslichen Absicht, ihren Eigenverbrauch zu maximieren, das heisst ohne Berücksichtigung der Anforderungen auf der Netzseite. Überschussproduktion wird ins Netz abgegeben, zusätzlicher Bedarf aus dem Netz gedeckt. Für EVU (Vertrieb) und Netzbetreiber (Netzstabilität) ist diese Situation nicht kontrollierbar, da das Verhalten des Prosumenten nicht einschätzbar bzw. nicht prognostizierbar ist. Auf der rechten Spalte in Abbildung 4 ist die angestrebte netzfreundliche Einspeisung der dezentralen Produktion dargestellt. Die Integration von dezentraler Produktion ist dann netzfreundlich, wenn die lokalen Netzanforderungen höhere Priorität geniessen als die Eigenverbrauchsoptimierung des Prosumenten. Die Steuerung von lokalen Speichern und schaltbaren Lasten ist so auszulegen, dass ohne Eingriffe zuerst die Netzbedürfnisse berücksichtigt werden und als Nebenbedingung der Eigenverbrauchsgrad der Prosumenten optimiert (aber nicht mehr maximiert) wird. Zusätzlich kann das EVU über eine Kommunikationsschnittstelle Einfluss auf die Steuerung nehmen. Denkbar wäre, über die Schnittstelle «weiche» Empfehlungen abzugeben, welche die Steuerung mitberücksichtigt, oder aber «harte» Befehle zu erteilen (zum Beispiel lokale Speicher laden), welche übersteuernd wirken. Beispiel für eine solche Steuerung, die die Netzanforderungen priorisiert, ist die Lösung von InGrid AG, welche auf einem selbstlernenden Algorithmus basiert.<sup>3</sup>

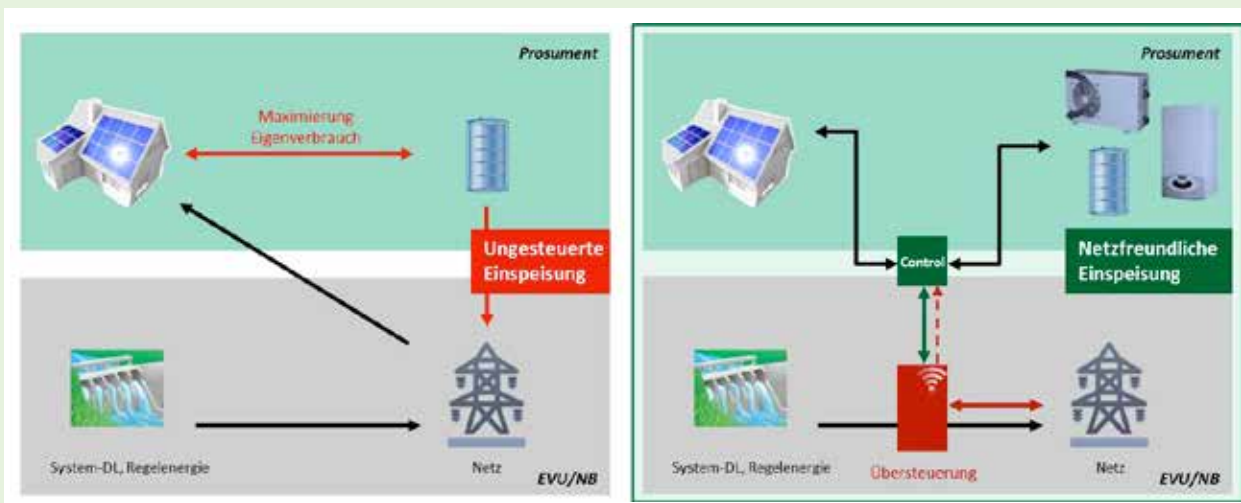
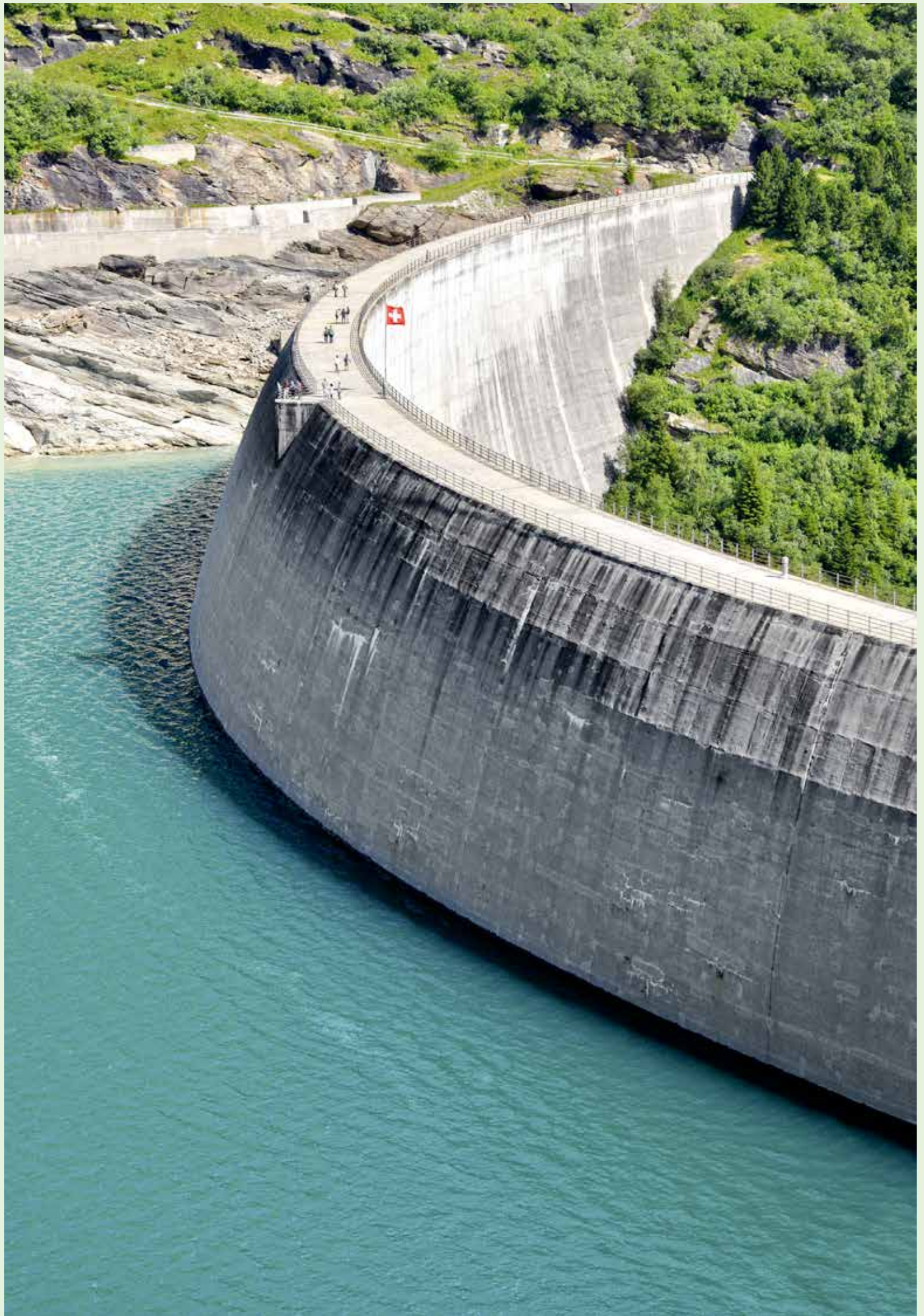


Abb. 4 Netzfreundliche Integration von dezentraler Produktion



Damit dieses Zusammenspiel zwischen Prosument und EVU funktionieren kann, müssen insbesondere drei Aspekte beachtet werden:

- Im Rahmen der Kostenoptimierung werden Prosumenten dazu tendieren, kleine Batterien (abgestimmt auf die Grösse der Solaranlage) zu installieren. Aber auch diese werden vom Prosumenten während Schlechtwetterperioden nur eingeschränkt und während der Wintermonate gar nicht eingesetzt werden. Damit liegt der Vorteil eines Batterie-Sharings zum Vorteil von EVU und Prosument auf der Hand;
- EVU müssen den Prosumenten darlegen können, dass ihre finanziellen Interessen durch die Zusammenarbeit bzw. durch die Übersteuerungsmöglichkeiten des EVU nicht tangiert werden;
- Die Steuerung muss so einfach wie möglich gehalten werden, damit die Komplexität des Lösungsansatzes überschaubar bleibt.

Die ersten beiden Punkte können in den neuen Geschäftsmodellen der EVU und Netzbetreiber berücksichtigt werden. Der dritte Punkt wird im Beispiel der Lösung von InGrid AG durch den eingesetzten, selbstlernenden Algorithmus sichergestellt (vgl. Abbildung 5). Während bei «Smart Grid»-Konzepten alle Verbraucher und Produzenten an ein zentrales Steuerungssystem angebunden werden, besteht der «Intelligent Grid»-Ansatz für die netzfreundliche Integration von dezentraler Produktion aus einer Kombination von netzfreundlichen, selbstgesteuerten Einheiten und mittleren und grossen Einheiten, die sinnvollerweise in eine zentrale Steuerung eingebunden werden. Durch die Übersteuerungsmöglichkeit können auch die kleinen Einheiten beeinflusst werden, wenn dies aus übergeordneten Überlegungen (Netzstabilität) notwendig sein sollte.

Die Vorteile der netzfreundlichen Integration der dezentralen Produktion (vgl. rechte Spalte in Abbildung 4, kombiniert mit dem dezentralen Ansatz in Abbildung 3) liegen auf der Hand.

Das sind u.a.:

- Lokal entstehende Probleme werden weitgehend lokal durch das EVU gelöst und nicht auf die nächsthöhere Netzebene weitergegeben (nur Symptombekämpfung);
- Die Lösung kann durch das EVU schrittweise implementiert werden (keine Vorinvestitionen in Gesamtsteuerungssysteme oder grosse zentrale Speicher, der Umfang der lokalen Speicher wächst mit dem Fotovoltaik-Ausbau, Investitionen erfolgen graduell);
- Die Komplexität im Gesamtsystem wird klein gehalten. Kleine Einheiten mit kleiner Wirkung auf das Gesamtsystem (grosse Anzahl, kleine Wirkung) steuern sich (überwacht durch das lokale EVU) weitgehend selbstständig. Die übergeordnete, zentrale Steuerungslogik kann sich auf mittlere und grössere Einheiten mit entsprechender Wirkung auf das Gesamtsystem (kleine Anzahl, grosse Wirkung) konzentrieren;
- Die Gesamtheit oder Teile der kleinen Einheiten lassen sich bei Bedarf durch die zentrale Steuerungseinheit hart übersteuern (Schaltbefehle);
- Die Ansteuerung der kleinen Einheiten kann unidirektional (zum Beispiel durch bestehende Rundsteuerungssysteme) oder bidirektional zum Beispiel via «Smart Meter» erfolgen.

#### Ansatzpunkte für neue Geschäftsmodelle

Die Ansatzpunkte für neue Geschäftsmodelle, die sich für die EVU aus der netzfreundlichen Integration der dezentralen Produktion ergeben, sind in Abbildung 6 zusammengefasst. Die Prosumenten werden in Zukunft Unterstützung bei der Beschaffung, Installation und beim Betrieb von dezentralen Anlagen für die Optimierung ihres Eigenverbrauchs nachfragen. Entweder holen sich die Prosumenten in Zukunft diese Dienstleistungen bei industriellen Anbietern und/oder spezialisierten Unternehmen für das Management von Eigenverbrauchslösung, oder die EVU stellen solche Angebote bedarfsgerecht bereit. Heute sind die EVU ideal positioniert, diese Dienstleistungen integriert aus einer Hand anzubieten. Damit wird auch sichergestellt, dass die

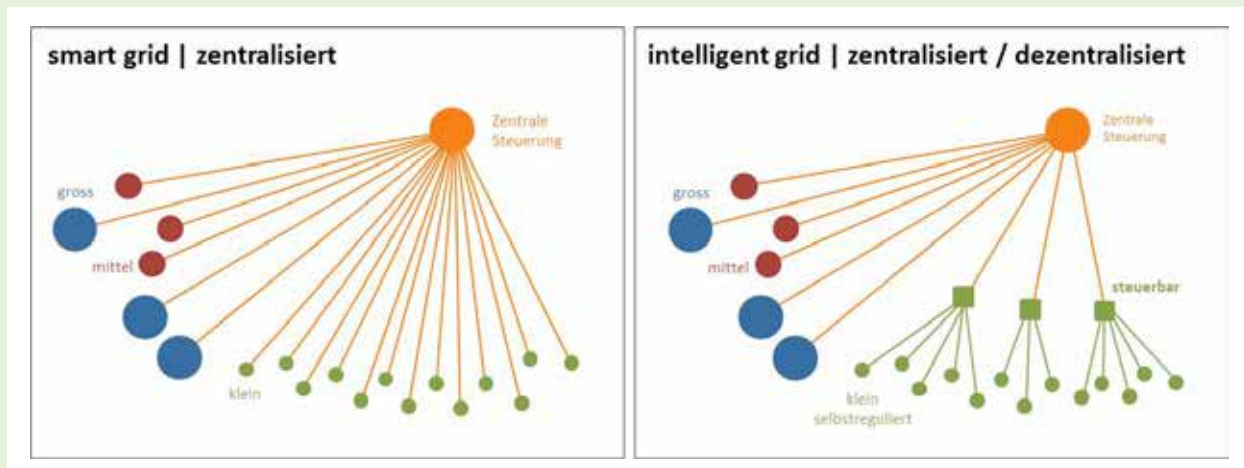


Abb. 5 Intelligent Grid – netzfreundliche Selbststeuerung von kleinen Produzenten/Verbrauchern



Abb. 6 Ansatzpunkte für Geschäftsmodelle EVU

Netzanforderungen bestmöglich berücksichtigt werden. Durch die Eingriffsmöglichkeiten der EVU könnten die kleinen Einheiten zum Beispiel zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengeschaltet werden. Diese virtuellen Kraftwerke könnten dazu verwendet werden, dezentral System- bzw. Netzdienstleistungen zu erbringen und/oder am Regelenergiemarkt teilzunehmen und/oder die Energiebeschaffung zu optimieren und am Kurzfristhandelsmarkt teilzunehmen.

Insgesamt resultiert aus der netzfreundlichen Integration der dezentralen Produktion eine Verknüpfung des dezentralen Energiemanagements der Prosumenten mit dem Netz- und Energiemanagement des EVU.

### Schlussfolgerungen

Die dezentrale Produktion von Solarstrom hat Steckdosenparität erreicht, wodurch die weitere Verbreitung von Solarstrom auch ohne staatliche Förderung zum Selbstläufer wird. Aufgrund der Eigenverbrauchsregelung dürften lokale Speicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs mit fallenden Preisen für Prosumenten attraktiv werden. Im Endeffekt werden die Prosumenten vor der Entscheidung stehen, wie hoch der Eigenversorgungsgrad sein soll bzw. ob sie sich gar in Richtung Selbstversorger entwickeln wollen. Durch die Eigenverbrauchsregelung ist eine Wahlfreiheit für die Prosumenten faktisch gegeben. Damit ist es den Prosumenten bereits heute – ohne vollständige Marktöffnung – möglich, sich gegen die Belieferung durch das EVU zu entscheiden und selbst oder in Verbindung mit anderen eine alternative Versorgungslösung aufzubauen. Durch technische Entwicklungen und neue industrielle Produkte am Markt werden diese Alternativen rasch an Bedeutung gewinnen.

Aus einer technischen Sichtweise impliziert die Energiewende einen Paradigmawechsel. Während bisher der Strombedarf die Stromproduktion gesteuert hat, wird sich der Strombedarf in Zukunft an die Produktion anpassen müssen. Die Mittel zur Flexibilisierung des Strombedarfs sind dezentrale Speicher und lokal schaltbare Lasten. Falls diese Speicher und Lasten netzfreundlich gesteuert werden, können die lokal auftretenden Netzprobleme, verursacht durch die dezentrale Produktion, dezentral mit Unterstützung der lokalen EVU «vor Ort» gelöst werden (ohne oder mit minimalem Netzausbau).

Technische Lösungsansätze für die selbstgesteuerte (Komplexitätsreduktion) und netzfreundliche Integration der dezentralen Produktion in den Strommarkt und ins Netz sind vorhanden. Allerdings versuchen auch industrielle Anbieter und «neue Player» Zugriff auf die lokalen Speicher und Lasten zu erhalten mit dem Ziel, den Eigenverbrauch der Prosumenten zu maximieren oder auf andere Art im Strommarkt teilzunehmen (Vermarktung von virtuellen Kraftwerken) und nicht, um das Netz stabil zu halten. Die aktive Mitgestaltung des Paradigmawechsels eröffnet den EVU die Chance einer Neupositionierung. Dazu gehört, dass von den EVU neue Geschäftsmodelle entwickelt werden, welche eine netzfreundliche Steuerung der dezentralen Produktion erlauben (das heisst Zugriff der EVU auf dezentrale Speicher und schaltbare Lasten), die Strombeschaffung optimieren, aber auch gleichzeitig den Bedürfnissen der Prosumenten nach Optimierung des Eigenverbrauchs gerecht werden. ■

### Autoren

**Christian Sahli** ist ehemaliger Präsident der Finanzkommission des VSE und Partner bei Swiss Utility Solutions AG  
Swiss Utility Solutions AG, 3011 Bern, christian.sahli@susol.ch

**Roger Trunz** ist Partner bei Swiss Utility Solutions AG  
Swiss Utility Solutions AG, 3011 Bern, roger.trunz@susol.ch

**Bernhard Weilharter** ist Partner bei Swiss Utility Solutions AG  
Swiss Utility Solutions AG, 3011 Bern  
bernhard.weilharter@susol.ch

Swiss Utility Solutions AG unterstützt die im Jahr 2013 gegründete InGrid AG.

<sup>1</sup> Weilharter Bernhard, Obexer Moritz, Versorgungsautonomie 2.0 durch dezentrale Speicher, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 64. Jg., 2014, Heft 4.

<sup>2</sup> Popp Matthias, Sahli Christian, Dezentrale Speicher als Chance für Energieversorgungsunternehmen?, VSE Bulletin 7/2014.

<sup>3</sup> Ursin Max, Ein «Smart Grid» von der Natur inspiriert, VSE Bulletin, 9/2012, oder auch Höckel Michael, Häni Thomas, Eberhard Cyril, Elektromobilität in Verteilnetzen, VSE Bulletin, 9/2012.



# Schwarmintelligenz für das Stromnetz

## Bericht über das Projekt Swiss2Grid (dezentrales Lastmanagement)

Autor | Benedikt Vogel, im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE)

Mit der Energiestrategie 2050 wird der Schweizer Strom in Zukunft mehr und mehr dezentral erzeugt. Dies erfordert auch Anpassungen bei den Stromnetzen: Durch Einbau zusätzlicher Intelligenz soll das Verteilnetz für die dezentrale Stromspeisung fit gemacht werden. Für diese «intelligenten» Netze («Smart Grids») existieren sehr unterschiedliche Konzepte. Forscher der Fachhochschule der Südschweiz (SUPSI) bauen auf Schwarmintelligenz: Eine neuartige Steuerung der Verbrauchsgereäte soll den Zubau von dezentralen Produktionsanlagen ohne Netzausbau ermöglichen.

Das bestehende Strom-Verteilnetz wurde beim Bau ausschliesslich auf die Feinverteilung des Stroms ausgelegt und gelangt durch dezentrale Solar-, Wind- oder Biomasse-Kraftwerke zunehmend an ihre Betriebsgrenze. Hohe Investitionen für den Netzausbau können vermieden werden, wenn der dezentral produzierte Strom gleich vor Ort – also noch im gleichen Haus oder im Quartier – verbraucht wird. Denn wird der Strom dort verbraucht oder gespeichert, wo er produziert wird, erfährt das Netz praktisch keine zusätzliche Belastung. Um das jederzeit sicherstellen zu können, braucht es eine intelligente Steuerung, die den Stromverbrauch der einzelnen Verbrauchsgereäte (Lasten) gezielt regelt.

In herkömmlichen Ansätzen von intelligenten Stromnetzen («Smart Grids») erfolgt diese Lastverschiebung über eine zentrale Kontrollstelle, welche die einzelnen Geräte ansteuert. Die Fachhochschule der Südschweiz (SUPSI), Forscher der Berner Fachhochschule um Prof. Michael Höckel (Netzsimulationen) sowie die Bacher Energie AG (hochauflösende Netzmessungen) beschreiten im Projekt «Swiss2Grid», das vom Bundesamt für Energie (BFE) und Swisselectric Research unterstützt wird, einen anderen Weg. Sie entwickeln ein «dezentrales Lastmanagement». Statt einer zentralen Kontrollstelle nutzen sie eine autonom arbeitende Steuerungssoftware, um Produktion und Verbrauch lokal in Einklang zu bringen.



Dr. Roman Rudel, Direktor des Forschungsinstituts ISAAC an der Tessiner Fachhochschule SUPSI in Canobbio bei Lugano. Im Holzhaus (Hintergrund) untersuchen ISAAC-Forscher, wie sich das Stromnetz eines Einfamilienhauses intelligent steuern lässt. Foto: Benedikt Vogel, Bern

### Keine zentrale Steuerung erforderlich

Für ihre Untersuchung haben die Forscher ein «Modell-Einfamilienhaus» mit speziell entwickelten Mess- und Steuerungsgeräten (Household Appliance Controller HAC – einer Art Smart Meter mit Steuerungsfunktion und eingebauten Algorithmen) ausgerüstet. Diese HAC befinden sich bei der Photovoltaikanlage, bei jedem einzelnen Verbrauchsgereät und an wichtigen Knotenpunkten des Netzes. Wie diese HAC arbeiten, erfahren wir von Dr. Roman Rudel, der das Forschungsinstitut ISAAC mit seinen gut 50 Beschäftigten leitet. «Steuerungssysteme für dezentrales Lastmanagement verfügen in der Regel über eine gemeinsame Kommunikationsinfrastruktur und werden zentral gesteuert. Wir hingegen kommen ohne zentrales Kontrollsystem aus», sagt Rudel und betont: «Unsere mit Algorithmen ausgerüsteten Geräte kommunizieren nicht miteinander.» Konkret bedeutet das: Vom HAC der Photovoltaikanlage führt keine Draht- oder Funkverbindung zum HAC des Boilers und schon gar nicht an eine zentrale Steuerungseinheit.

Wie aber kann angesichts der fehlenden Verbindung der Boiler bei grosser Produktion der Photovoltaikanlage eingeschaltet und bei niedriger Produktion ausgeschaltet werden?

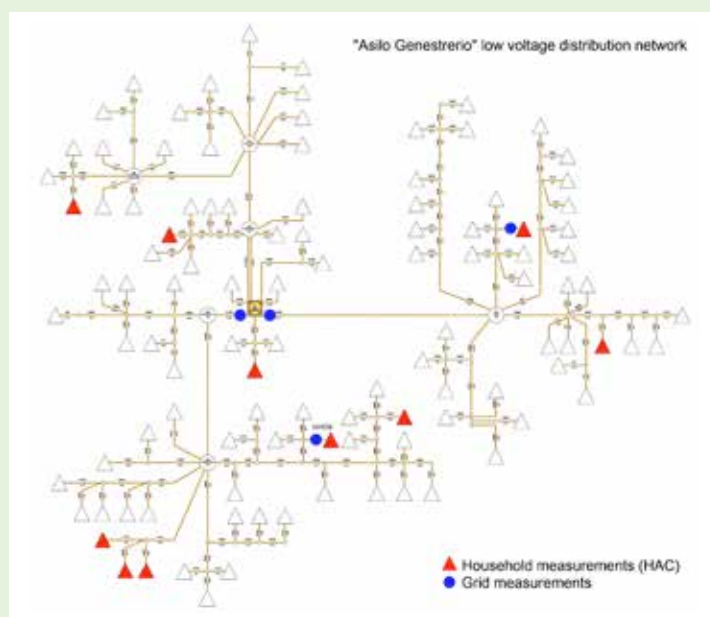
Oder allgemeiner gefragt: Wie können die Verbrauchsgeräte auf die Produktionsanlagen abgestimmt werden? Ist dieses Netz wirklich «intelligent»? «Sehr wohl», sagen die SUPSI-Forscher. Denn ihre «Smart Meter» agieren als sich selbst steuernde Einheiten. In der Summe entwickeln die HAC eine Art Schwarmintelligenz: Die Gesamtheit ihrer Steuerungsbefehle bringen den lokalen Stromverbrauch mit dem lokalen Stromangebot in Einklang. Was auf Anhieb esoterisch klingen mag, ist letztlich das Resultat ausgeklügelter Steuerungstechnik, wie Rudel erläutert: «Jedes unserer HAC misst an dem Ort im Netz, wo es eingebaut ist, Spannung, Strom und Frequenz. Aus diesen lokal gewonnenen Daten errechnet das «Smart Meter»-Gerät dank eines speziell entwickelten Algorithmus eine Prognose über die Netzbelastung in den nächsten 24 Stunden. Aus dieser Prognose entscheidet der Algorithmus, wann das dazugehörige Verbrauchsgerät an- oder ausgeschaltet wird.» Die HAC aktualisieren ihre Prognose über die künftige Netzbelastung in kurzen Abständen (alle fünf Minuten).

### Statistischer Effekt führt zu Ausgleich der Lasten

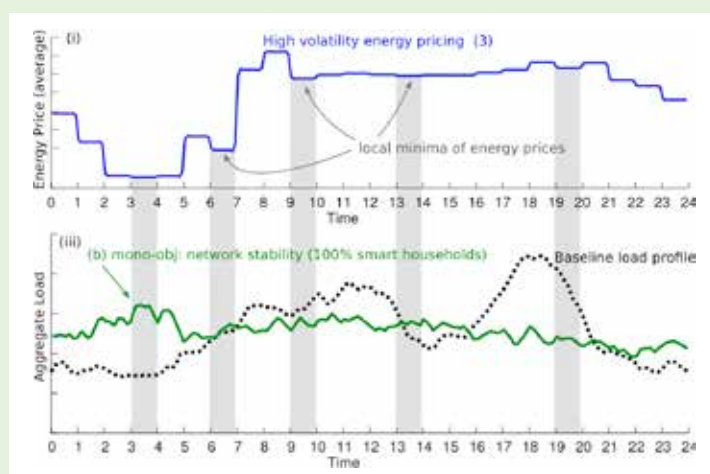
Entwickelt hat den Algorithmus das zur SUPSI gehörende Dalle Molle-Institut für Künstliche Intelligenz in Manno/Tessin. Der Algorithmus erlaubt, die Verbrauchsgeräte einzig und allein auf der Basis lokaler Messdaten zu steuern, die den Zustand des Netzes am Standort des «Smart Meters» beschreiben. Dank dieses Zugangs benötigen die Tessiner Wissenschaftler zur Steuerung der Lasten keine zusätzliche Kommunikations- und Kontrollinfrastruktur. Die Steuerungssignale der einzelnen «Smart Meter» summieren sich zu einem statistischen Effekt – die Lasten werden in der Folge so geregelt, dass das lokale Netz trotz unregelmässiger Stromeinspeisung die Spitzenbelastung glättet. Die höheren Netzebenen sind von den Fluktuationen der dezentralen Stromversorgung dann nicht negativ betroffen.

Nur: Ist das, was für die Stabilisierung des Stromnetzes gut ist, auch verträglich für die Stromkonsumenten? Können sie ihre Verbrauchsgeräte – Wärmepumpe, Boiler, Elektromobil – dann nutzen, wann sie wollen? Roman Rudel beruhigt: Die an der SUPSI entwickelte «Smart Grid»-Technologie führe für die Menschen zu keinen Komforteinbussen. Sie können Licht, Fernseher oder Kochfelder weiterhin dann ein- und ausschalten, wann sie wollen. Die Steuerung nutzt aber den zeitlichen Spielraum, der bei anderen Geräten besteht: Die Batterie des Elektromobils muss am Morgen voll sein – wann genau sie in der Nacht geladen wird, spielt keine Rolle. Auch ist es egal, wann genau der Boiler oder die Wärmepumpe in Betrieb sind, solange die Versorgung mit Warmwasser sichergestellt ist. Damit die Bewohner in ihrem Alltag nicht beeinträchtigt werden, ist der in den HAC eingebaute Algorithmus sogar lernfähig. Er berücksichtigt bei den Steuerungsbefehlen die Gewohnheiten der Bewohner.

Um ihre «smarte» Entwicklung in der Praxis auszutesten, haben die SUPSI-Forscher in Mendrisio 20 (tatsächlich bewohnte) Einfamilienhäuser mit der entsprechenden Technik ausgerüstet. Auf jedem der Häuser wurde auch eine Photovoltaikanlage installiert. Mit einer Gesamtleistung von insgesamt



Plan des Niederspannungsnetzes in Mendrisio mit den Messpunkten in den verschiedenen Haushalten (rot) und Netzpunkten (blau). Grafik: SUPSI



Simulation für 120 mit HAC ausgestattete Haushalte bei flexiblen Strompreisen: Ohne HAC treten erhebliche Spannungsschwankungen auf (schwarze Linie), die sich durch Einsatz von HAC vermindern lassen (grüne Linie). So lässt sich die Netzstabilität erhöhen. Grafik: SUPSI

88 kWp werden ca. 10 Prozent des Spitzenverbrauchs abgedeckt. Das Pilotprojekt läuft seit bald zwei Jahren in vollem Umfang. «Die bisherigen Erfahrungen belegen, dass unser System technisch funktioniert und dass es sich positiv auf die Netzstabilität auswirkt», sagt ISAAC-Direktor Rudel. Er ist überzeugt, dass die Technologie dazu taugt, die Einspeisespitzen durch den Zubau dezentraler Produktionskapazitäten «markant zu entschärfen».

### Information

Weitere Auskünfte zum Projekt erteilt Projektleiter Dr. Roman Rudel  
roman.rudel@supsi.ch